



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 FINALE

(B)140626-CDC-1328

sur

“la demande d’approbation de la méthode d’évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015”

prise en application de l’article 233 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

26 juin 2014

TABLE DES MATIERES

EXECUTIVE SUMMARY	3
INTRODUCTION.....	4
I. CADRE LEGAL	5
II. CONSULTATION	6
III. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	13
III.1 Evaluation des méthodes de détermination des puissances de réserve proposées	13
III.1.1 Méthode de détermination de la puissance de réserve primaire	14
III.1.2 Méthode de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire	14
III.1.3 Conclusion relative aux méthodes de détermination des puissances de réserve	20
III.2 Evaluation de l'application des méthodes au système belge.....	20
III.2.1 Détermination de la puissance de réserve primaire	20
III.2.2 Détermination de la puissance de réserve secondaire et tertiaire	22
III.2.3 Détermination de la puissance de réserve secondaire	24
III.2.4 Détermination de la puissance de réserve tertiaire	26
III.3 Considérations de la CREG	27
IV. DECISION.....	30

EXECUTIVE SUMMARY

En vertu de l'article 233 du règlement technique électricité, ELIA doit communiquer à la CREG, pour approbation, une méthode d'évaluation de la puissance de réglage primaire, secondaire et tertiaire, et le résultat de celle-ci.

Pour 2015, ELIA propose des méthodes d'évaluation des puissances de réglage dans la continuité des méthodes proposées pour 2014. Les résultats de ces évaluations conduisent ELIA à proposer pour 2015 94 MW de réserve primaire, 140 MW de réserve secondaire, 400 MW de réserve tertiaire à répartir entre la réserve tertiaire sur les unités de production et la réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (« R3 DP », maximum 100 MW), et 261 MW de réserve tertiaire sur les prélèvements interruptibles.

Une consultation des acteurs du marché a été organisée par la CREG. La CREG a reçu trois réponses à la consultation, pour lesquelles la CREG estime ne pas devoir modifier son projet de décision.

La CREG approuve la proposition d'ELIA.

Elle assortit sa décision de considérations portant notamment sur l'information mise à disposition du marché par ELIA, sur la connaissance préalable de la disponibilité et des prix de la réserve inter-GRT, sur la participation de la demande aux différents types de réserves et sur la nécessité de participation des unités nucléaires aux réglages.

INTRODUCTION

En application de l'article 233 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine dans ce qui suit la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) concernant la méthode d'évaluation et la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015, qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage.

Le 22 avril 2014, la CREG a reçu pour approbation la proposition d'ELIA relative à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015 (ci-après : la proposition d'ELIA).

La proposition d'ELIA se compose d'une lettre d'accompagnement et de deux documents en annexe, à savoir un document sur la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015 et un document sur la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015. Un troisième document sur le reporting des réserves 2013 joint en annexe à la même lettre ne fait pas partie de la proposition d'Elia.

La présente décision comporte quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie traite des résultats de la consultation et la troisième partie analyse la proposition de méthode d'évaluation et de détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015. La quatrième partie contient la décision en tant que telle.

La lettre d'ELIA du 22 avril 2014 et ses deux premières annexes sont jointes en annexe de la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 26 juin 2014.

Elle ne se prononce ni sur les prix, ni sur les aspects tarifaires relatifs à cette matière. Ces points feront l'objet d'une décision tarifaire distincte de la CREG.

I. CADRE LEGAL

1. Conformément à l'article 233 du règlement technique, 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 CREG sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

L'article 231, § 2, du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau détermine les réserves primaire, secondaire et tertiaire en tenant compte de la puissance de secours pour les installations de cogénération de qualité de moins de 20 MW raccordées sur le réseau de transport, le réseau de transport local ou sur le réseau de distribution.

L'article 231, § 3, du règlement technique stipule que le gestionnaire du réseau est tenu de mettre en place les services auxiliaires, qui comprennent le réglage primaire de la fréquence, le réglage secondaire de l'équilibre dans la zone de réglage belge, la réserve tertiaire, le réglage de la tension et de la puissance réactive, la gestion des congestions et le service de black-start, selon les dispositions du chapitre XIII du règlement technique (articles 231 à 266 inclus du règlement technique).

Le règlement technique prévoit notamment à l'article 232 que le gestionnaire du réseau veille à la disponibilité des services auxiliaires et, le cas échéant, à leur mise en place selon des procédures objectives, transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, et conformément aux règles opérationnelles prescrites dans le règlement technique.

L'article 235, § 1er, du règlement technique charge d'ailleurs le gestionnaire du réseau de contrôler la mise à disposition effective des réserves primaire, secondaire et tertiaire selon des modalités qu'il fixe et communique à la CREG.

II. CONSULTATION

2. La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 22 mai 2014.

Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, la CREG a soumis le projet de décision, accompagné de tous les documents utiles, à une consultation publique qui s'est tenue entre le 26 mai et le 16 juin 2014.

3. La CREG a réceptionné trois réactions, l'une adressée par Eandis et une autre par la FEBEG ; l'auteur de la troisième réaction, [***Confidentiel***], a demandé l'anonymat. Les trois réactions ont été envoyées le 16 juin 2014.

4. Le premier répondant, Eandis, a formulé un certain nombre de remarques sur la reconnaissance du rôle et des responsabilités des GRD en termes de sécurité d'exploitation et de gestion de données, ainsi que sur l'augmentation de la concurrence entre utilisateurs potentiels de la flexibilité pour ce qui concerne l'accès aux ressources de flexibilité.

La CREG prend bonne note de ces remarques, qui sont la transcription écrite de considérations que les GRD ont déjà eu l'occasion d'exprimer oralement lors de différentes réunions de concertation, que ce soit au sein du groupe de travail ad hoc « *balancing* » du Users' Group d'Elia, de l'Expert WG « *ancillary services by DER* » de ce même groupe de travail ou d'autres plateformes de concertation comme celles qui existent au sein d'Atrias.

Eandis demande en outre que la CREG prenne en compte les résultats de la concertation entre ELIA et les GRD dans ses décisions futures relatives aux volumes de flexibilité qu'ELIA peut acquérir auprès des utilisateurs connectés aux réseaux des GRD.

La CREG est consciente de l'existence de cette concertation et entend la favoriser. Elle ne peut qu'insister pour que cette concertation s'inscrive dans le cadre de la mise en œuvre du titre VI du règlement technique consacré aux modalités spécifiques entre le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution et de transport local de la zone de réglage. Elle estime de plus qu'actuellement, chaque GRD dispose, avec le processus de pré-qualification, d'un outil puissant permettant de limiter les volumes maximum de réserve pouvant être contractés par ELIA auprès des utilisateurs finaux connectés à son réseau, lorsque la sécurité d'exploitation de celui-ci le nécessite. Elle insiste cependant pour que le rejet partiel ou total de points EAN spécifiques lors du processus de pré-qualification puisse se limiter dès que possible aux seuls moments où la sécurité

d'exploitation du réseau de distribution est menacée et où des actions portant sur des ressources moins prioritaires ont déjà été appliquées. Elle considère également que la mise au point de produits innovants, et notamment ceux qui mettent en œuvre la participation de la demande à la flexibilité, est un processus évolutif qui nécessitera encore des ajustements après 2015.

Cependant, la CREG ne peut prendre en compte dans le cadre de la présente décision sur les volumes de réserves les autres remarques formulées par Eandis, car celles-ci concernent le *design* et les règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires (balancing) et non les méthodes de détermination des volumes et leur application, sujets sur lesquels porte la présente décision.

5. Le deuxième répondant, la FEBEG, structure sa réponse en deux parties.

Dans la première partie, la FEBEG exprime sa satisfaction devant l'évolution de la procédure d'achat des réserves primaire et secondaire.

La CREG prend bonne note de la satisfaction de la FEBEG suite au passage des procédures d'achat des réserves primaire et secondaire à des enchères 100% à court terme.

La deuxième partie, relative aux produits, comprend trois sections.

Dans la première section, la FEBEG regrette que le grand nombre de produits fragmente le marché des services auxiliaires, déjà petit en Belgique. Elle plaide pour une diminution du nombre de produits standards et l'accroissement du marché en augmentant la collaboration avec d'autres pays pour l'achat des services auxiliaires.

Que ce soit au niveau de la réserve primaire ou de la réserve tertiaire, la CREG ne peut marquer son accord sur le constat de la FEBEG quant à la fragmentation du marché. Elle estime en effet que les marchés visés seraient fragmentés si des mêmes ressources pouvaient systématiquement être offertes pour un même service à travers des produits différents lors d'enchères décalées dans le temps. Ce ne sera pas le cas en 2015.

En effet, pour la réserve primaire, les enchères mensuelles seront simultanées pour tous les produits de R1 et de R2, et des clauses d'exclusivité des offres pourront être spécifiées par les candidats fournisseurs. De cette manière, ces derniers pourront d'une part introduire des offres combinées économiquement performantes pour la R1 et la R2, et d'autre part introduire des offres portant sur une même unité de production en étant assurés que ces

offres ne seront pas sélectionnées simultanément par ELIA si elles ne peuvent pas être techniquement combinées. De plus, le passage en 2015 à des enchères à 100% court terme permet d'éviter de fragmenter les marchés de la R1 et de la R2, comme c'est le cas pendant l'année 2014, année de test des enchères à court terme où le volume à contracter par ELIA a été divisé en un volume acquis lors d'une enchère annuelle et un volume à acquérir lors d'une enchère mensuelle.

Pour la réserve tertiaire, une même ressource ne peut être offerte pour deux produits différents, évitant ainsi toute fragmentation du marché.

La CREG estime ainsi que les produits proposés n'engendrent pas une fragmentation du marché, mais favorisent plutôt la mise en concurrence de différentes ressources permettant au GRT de viser une solution économiquement plus optimale.

Dans la deuxième section, la FEBEG plaide pour une standardisation accrue des produits destinés à couvrir les besoins d'ELIA en réserve primaire, au nombre de quatre dans la proposition pour l'année 2015.

La CREG est d'avis que cette suggestion de la FEBEG n'est pas susceptible de diminuer les volumes nécessaires pour ELIA. En effet, l'existence de plusieurs produits pour la réserve primaire sur les unités belges de production (trois des quatre produits) n'induit pas de fragmentation du marché puisque plusieurs offres peuvent être introduites pour des produits différents sur une même unité de production, en spécifiant que ces offres sont mutuellement exclusives. De plus, la recherche par ELIA d'une solution visant un optimum économique global sur la base des offres remises pour les quatre types de produits permet de faire jouer la concurrence entre les produits et donc d'arriver au coût le moins cher pour ELIA.

Dans la troisième section, relative à la réserve tertiaire, la FEBEG constate que le volume maximal de réserve tertiaire sur les services d'ajustement de profil (R3 DP) passe de 50 MW en 2014 à 100 MW en 2015, et émet l'avis que le design de ce produit renferme les carences suivantes.

D'abord, l'activation de ce produit par ELIA se fait en mode tout ou rien, ce qui pourrait conduire à une sur-activation ; il manque un critère économique d'activation, par exemple un prix d'activation, qui permettrait à ELIA d'opérer un choix parmi les différents lots offerts.

Ensuite, le produit est exclusivement rémunéré via le prix de réservation ; une activation à prix nul oblige ELIA à placer la R3 DP à une place convenue dans la liste d'appel des réserves tertiaires. De ce fait, elle ne permet pas d'appliquer un prix progressif à cette partie de la liste d'appel et cette approche sub-optimale ne conduit pas à la solution la plus efficace en terme de coût.

Enfin, étant donné qu'il lui manque un prix d'activation, la R3 DP n'est pas en concurrence réelle avec la R3 production.

Suite à l'augmentation entre 2014 et 2015 du volume maximal de ce produit pouvant être contracté par Elia, la FEBEG insiste pour que le *design* du produit fasse l'objet d'une discussion approfondie.

Elle plaide de plus pour une harmonisation des règles d'activation de tous les produits de réserve tertiaire de manière à pouvoir intégrer au maximum ces produits dans un seul cluster.

La CREG est d'avis que la standardisation des produits doit effectivement être visée autant que faire se peut. Elle estime cependant que cette standardisation doit respecter le souci d'ELIA d'aller chercher la flexibilité là où elle est disponible dans la zone de réglage belge. Ainsi, elle estime qu'ELIA doit continuer à être prudente et à éviter d'édicter des règles de standardisation qui, en ne permettant pas aux consommateurs industriels de respecter les contraintes propres à leur processus et à leurs objectifs industriels, les empêcheraient implicitement de participer aux marchés des réserves et de la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Pour ce qui concerne l'évolution du produit R3 DP, la position de la CREG a été claire dès le départ. Dans le paragraphe 52 de sa décision 130704-CDC-1252 du 4 juillet 2013 relative à la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur en partie le 1^{er} octobre 2013 et intégralement le 1^{er} janvier 2014, la CREG a déclaré préférer limiter la période de mise en œuvre du produit R3 DP aux années 2014 et 2015. Dans sa décision 140515-CDC-1331 du 15 mai 2014 relative à la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2015, elle a accepté les évolutions du produit R3 DP proposées par ELIA, car elle a estimé que par l'élargissement de la concurrence qu'elle introduit, la combinaison des deux adaptations proposées 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.

Ainsi, la CREG considère que le *design* du produit R3 DP est encore appelé à évoluer dans le futur. Cette évolution résultera de la concertation qu'ELIA devrait mener avec les acteurs de marché dans le cadre de rencontres spécifiques et des réunions des groupes de travail et *task forces* concernés du Users' Group d'ELIA. C'est entre autres à la lumière des résultats de cette concertation que la CREG appréciera la proposition d'ELIA concernant l'évolution du produit R3 DP et sa continuation au-delà de l'année 2015.

6. [***Confidentiel***]

[**Confidentiel**]

[**Confidentiel**]

III. ANALYSE DE LA PROPOSITION

7. L'analyse de la proposition comporte trois parties. La première partie traite des méthodes d'évaluation élaborées pour déterminer la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire. Dans la deuxième partie, la CREG commente l'application des méthodes et leurs résultats sont évalués. Enfin, dans la troisième partie, la CREG fait part de ses observations relatives à la proposition actuelle et attire l'attention sur différents points dans le cadre de l'élaboration de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour les années à venir.

III.1 Evaluation des méthodes de détermination des puissances de réserve proposées

8. Les méthodes d'évaluation élaborées pour déterminer la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015 sont traitées par ELIA dans le document portant sur la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015. Ce document comporte six chapitres.

Les deux premiers chapitres contiennent respectivement une liste des tables et une liste des figures. Le troisième chapitre expose l'objet du document. L'organisation du contrôle de l'équilibre des zones de réglage en Europe et en Belgique est présentée au quatrième chapitre. Ce chapitre fait également référence au cadre légal belge (article 3, § 1er, du règlement technique). Les cinquième et sixième chapitres traitent des méthodes d'évaluation élaborées pour déterminer d'une part la puissance de réserve primaire, et d'autre part les puissances de réserve secondaire et tertiaire. Une liste d'abréviations complète le document.

III.1.1 Méthode de détermination de la puissance de réserve primaire

9. Le réglage primaire de la fréquence est traité aux articles 236 à 242 du règlement technique. L'article 236, § 2, du règlement technique précise que pour déterminer les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de la puissance de réserve primaire pour le réglage primaire de la fréquence, le gestionnaire du réseau doit tenir compte des règles et recommandations qui régissent l'interopérabilité des réseaux interconnectés européens

10. Les règles relatives à la détermination et à la fourniture de la puissance de réserve primaire nécessaire ont été définies au niveau de l'ENSTO-E. L'application par l'ENSTO-E de ces règles conduit à une puissance de réserve primaire nécessaire de 3.000 MW pour l'ensemble du réseau de l'ENTSO-E, capable de compenser un déséquilibre de 3.000 MW. Conformément à ces règles, toute zone de réglage doit contribuer à cette puissance de réserve primaire proportionnellement à sa part dans la production totale d'électricité au sein du réseau de l'ENTSO-E. Au cours d'une année, la contribution pour l'année suivante est déterminée sur la base des énergies nettes produites respectivement par chaque zone de réglage lors de l'année précédente.

ELIA propose de respecter ces règles de détermination de la puissance de réserve primaire pour la zone de réglage belge.

11. La CREG constate qu'ELIA satisfait à l'article 236, § 2, du règlement technique, vu que la méthode élaborée pour déterminer la puissance de réserve primaire repose sur l'application de règles qui régissent l'interopérabilité des réseaux interconnectés européens et notamment les règles définies par l'ENTSO-E.

III.1.2 Méthode de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire

12. Le réglage secondaire est traité aux articles 243 à 247 du règlement technique, tandis que le réglage tertiaire l'est aux articles 249 à 260 de ce même document.

13. En exploitation, le système doit faire face à des perturbations de portées différentes. Chacune d'entre elles est rencontrée par un type de réserve différent.

ELIA affirme que l'ensemble des réserves secondaire et tertiaire (R2+R3) est utilisé pour faire face aux problèmes de sécurité. Dans ce cadre, la réserve secondaire (R2), dont l'activation est automatique, est basée sur un régulateur proportionnel intégral (PI) et est

utilisée pour régler les problèmes liés à l'ACE dans l'intervalle intra quart horaire. La réserve tertiaire (R3), dont l'activation est manuelle, vient alors compléter la R2 lorsque le volume de celle-ci ne suffit pas. Elle est composée des offres libres incrémentales et décrémentationales définies dans le contrat CIPU (ID bids), de la réserve R3 contractée sur des unités de production (contrats R3 production), sur des charges interruptibles (contrats R3 ICH), sur des charges et des unités de production agréées connectées aux réseaux de distribution (contrats R3 services d'ajustement de profils) et de la réserve tertiaire d'assistance entre GRT (contrats de réserve R3 inter-GRT). Dans le cas d'une panne d'unité, la R2 participe à la compensation, sans en assurer à elle seule la totalité. Dans ces circonstances, elle est complétée par la réserve R3. C'est donc l'ensemble R2+R3 qui compense le déséquilibre résultant de la perte de l'unité.

La réserve « R3 services d'ajustement de profil » est un nouveau produit développé par Elia qui a été mis en œuvre à partir de janvier 2014. Il est destiné à aller chercher la flexibilité du système là où elle se trouve, et notamment, via des agrégateurs, au niveau de la « petite » production et de la demande connectées aux réseaux de distribution. Le produit est également ouvert à d'autres offreurs disposant de ressources qui répondent aux caractéristiques du produit. De manière à favoriser la participation de la demande à l'équilibre du système, ce produit sera mis en concurrence (au niveau de la réservation) avec la R3 production. La description du produit et de ses caractéristiques relève de la proposition sur les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires.

La réserve R2 doit pouvoir être complètement « libérée » (de 0 MW au maximum) en 7 minutes et demi, de manière à permettre à Elia de passer en un quart d'heure d'une activation de toute la puissance à la baisse à une activation de toute la puissance à la hausse.

Les réserves R3 doivent pouvoir être pleinement « libérées » endéans le quart d'heure, à l'exception de la R3 ICH qui doit pouvoir être libérée en 3 minutes.

14. La Politique 1 du manuel d'exploitation de l'ENTSO-E introduit plusieurs types de méthodes pour le dimensionnement des réserves secondaire et tertiaire :

- d'une part une méthode déterministe destinée à garder le contrôle lors de la perte de la plus grosse unité de production, et dès lors basée sur le critère « N - 1 »,
- d'autre part une méthode probabiliste basée sur une évaluation probabiliste du risque de manquer de réserve.

La méthode déterministe est largement répandue et était la base de la méthode utilisée par ELIA jusqu'en 2010 pour l'année 2011. Elle conduit à prévoir pour 2015 un volume R2+R3 égal à la taille de la plus grosse unité, soit actuellement 1076 MW. Elle montre cependant ses limites lorsqu'il s'agit de prendre en compte les problèmes d'une complexité croissante rencontrés lors de la détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire.

ELIA avait dès lors développé en 2011 une nouvelle méthode (essentiellement) probabiliste pour la détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire en 2012. Conformément à la demande de la CREG¹, ELIA avait en 2012 complété la méthode de 2011 pour la détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire en 2013, en finalisant l'approche probabiliste. Pour la détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire en 2015, ELIA utilise cette même méthode.

15. Pour évaluer le risque de manquer de réserve, la méthode probabiliste convolue² les distributions de densité de probabilité des sources de déséquilibre. La comparaison de la courbe résultante et d'un seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (P_{def}) permet de déterminer le volume de réserve requis.

16. Alors que la R2 sert à compenser les déséquilibres involontaires en situation normale et à compenser partiellement les grands déséquilibres de la zone, la R3 permet d'une part de désaturer la R2 lors d'activations de longue durée et d'autre part de compléter la R2 pour faire face aux grands déséquilibres de la zone.

La R2, par son activation automatique et son utilisation pour compenser les déséquilibres involontaires en situation normale, cherche donc à maintenir une bonne qualité du réglage de la zone (ACE) endéans le quart d'heure. L'ensemble R2+R3, en visant la compensation des grands déséquilibres de longue durée, est plus particulièrement associé directement à la préservation de la sécurité de la zone.

Pour tenir compte de cela, ELIA détermine les besoins en R2+R3 sur base des déséquilibres quarts horaires, alors qu'elle détermine les besoins en R2 en se basant sur la volatilité des déséquilibres quarts horaires, définie comme la variation du déséquilibre quart horaire entre quarts d'heures successifs. Sur la base des graphiques d'Elia, on peut constater que la fréquence de grands déséquilibres a tendance à augmenter d'année en année

¹ Décision (B)110519-CDC-1056 relative à la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2012, §32.

² La convolution est une technique mathématique permettant de calculer la densité de probabilité d'une somme de variables aléatoires indépendantes dont on connaît les densités de probabilité individuelles. Dans le cas qui nous occupe, les sources de déséquilibres sont représentées par des variables aléatoires.

(principalement pour les déséquilibres positifs), alors que la volatilité des déséquilibres varie peu.

Les déséquilibres sont causés d'un côté par les événements imprévus et d'un autre côté par les erreurs de prévision. Selon les sources de déséquilibre considérées, les distributions de densité de probabilité sont déterminées à partir soit de séries temporelles, soit de distributions connues issues de modèles probabilistes. L'utilisation des séries temporelles, lorsqu'elles sont connues, présente deux avantages : elle permet de calculer la variation entre quarts d'heure successifs et elle permet, par sommation, de prendre en compte la corrélation entre sources de déséquilibre.

Selon le type de réserve dont elle veut déterminer le volume, ELIA utilisera la méthode probabiliste avec des valeurs différentes des paramètres :

- l'horizon de prévision, c'est-à-dire le temps écoulé entre moment où l'analyse est effectuée et le début de la période étudiée,
- la période considérée, c'est-à-dire le nombre d'heures pendant lesquelles la méthode applique les probabilités de panne, de manière à prendre en compte toutes les combinaisons possibles de pannes d'unités de production durant cette période,
- le seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (P_{def}).

Typiquement, l'horizon de prévision peut être court, quelques heures ou quelques jours à l'avance – pour évaluer les réserves nécessaires dans les heures ou les jours qui viennent, ou long – plusieurs mois à l'avance – comme c'est le cas pour la présente proposition d'ELIA.

Les valeurs adoptées pour les autres paramètres seront explicitées ci-dessous lors de l'application de la méthode à chaque type de réserve.

17. La méthodologie développée par ELIA se décompose en plusieurs étapes :

- la détermination des puissances de R2+R3 nécessaires pour le système global,
- la détermination des puissances de R2+R3 nécessaires pour le système standard,
- la détermination de la puissance de R2,
- la détermination de la puissance de R3.

ELIA introduit une différence entre R2+R3 pour le système global et R2+R3 pour le système standard. Le système global est l'ensemble du système et la réserve R2+R3 déterminée dans ce contexte est celle dont l'ensemble du système a besoin. Dans le contrat CIPU cependant, il est spécifié que les ARP détenant dans leur portefeuille des unités de capacité supérieure à la capacité d'une unité définie comme standard (appelée « capacité standard ») doivent assurer leur propre réserve pour la capacité qui dépasse cette capacité standard. Celle-ci est fixée à 500 MW et ELIA acquiert et met de la réserve R2+R3 à disposition des ARP pour couvrir la perte d'une unité standard. La définition du système standard tient compte de cet élément.

Pour la détermination des puissances de réserve R2+R3, ELIA utilise les deux approches déterministe et probabiliste, en adoptant comme volume à réserver le résultat le plus élevé donné par ces deux approches, afin de rester conservatif.

Pour déterminer le volume de R2, ELIA utilise l'approche probabiliste seule, l'approche déterministe étant moins appropriée dans ce cas.

18. Les sources de déséquilibre considérées pour le dimensionnement de l'ensemble R2+R3 sont celles dont l'effet dépasse les frontières du quart d'heure :

- les pannes des unités de production,
- l'erreur sur les prévisions de production éolienne et photovoltaïque,
- les autres déséquilibres provoqués par :
 - o l'erreur sur la prévision de charge, pour la partie non compensée par l'ARP en intraday,
 - o les imperfections du suivi de charge par la production, dues au caractère horaire des produits disponibles sur le marché,
 - o les pannes au niveau de la demande,
 - o les grandes variations dans les programmes d'échange avec les zones de réglage voisines,
 - o d'autres déséquilibres non identifiables causés par les ARP,
 - o la différence entre la compensation des pertes et le niveau de pertes instantané.

Lorsqu'elle considère la puissance R2+R3 pour le système global, ELIA prend en compte toutes les unités de production. Si l'on considère le système standard, les grosses unités de

production sont prises en compte avec une capacité limitée à la taille de l'unité standard, soit 500 MW.

19. Par ailleurs, les sources de déséquilibre considérées pour le dimensionnement de la R2 sont celles dont l'effet se manifeste dans leur variation entre quarts d'heure successifs :

- La volatilité de l'erreur sur les prévisions de production éolienne et photovoltaïque,
- La volatilité des autres déséquilibres provoqués par :
 - o l'erreur sur la prévision de charge, pour la partie non compensée par l'ARP en intraday,
 - o les imperfections du suivi de charge par la production, dues au caractère horaire des produits disponibles sur le marché,
 - o les pannes au niveau de la demande,
 - o les grandes variations instantanées dans les programmes d'échange avec les zones de réglage voisines,
 - o d'autres déséquilibres non identifiables causés par les ARP,
 - o la différence entre la compensation des pertes et le niveau de pertes réelles instantané.

20. La réserve R3 qu'ELIA doit acquérir pour la mettre à disposition des ARP est calculée comme le complément nécessaire à la R2 pour obtenir la réserve R2+R3 du système standard.

21. Pour ce qui concerne le calcul de la réserve R2+R3, la CREG constate qu'ELIA complémente l'utilisation de la méthode probabiliste par celle de la méthode déterministe classique dite « N-1 » pour déterminer la R3 seule, afin de rester conservatif. La CREG estime que cette pratique rencontre un souci de ne pas sous-estimer la réserve R3 nécessaire tant que les capacités éolienne et photovoltaïque ne jouent pas un rôle prépondérant dans le dimensionnement de ces réserves.

22. D'une manière générale, la CREG constate qu'ELIA a mis au point une méthodologie en ligne avec celles visées dans la Politique 1 du manuel d'exploitation de l'ENTSO-E pour ce qui concerne les réserves secondaire et tertiaire. Dans cette mesure, les méthodes proposées par ELIA satisfont aux articles 244, § 2, et 250, § 2, du règlement technique. Elles permettent en outre de tenir compte de l'objectif des missions confiées à ELIA en vertu de l'article 233 du règlement technique.

La CREG est d'avis que les méthodes proposées par ELIA permettent un dimensionnement des puissances de réglage secondaire automatique et de réglage tertiaire.

Par conséquent, la CREG est d'avis que les méthodes d'évaluation proposées par ELIA sont acceptables. La CREG rappelle cependant qu'elle ne se prononce pas dans la présente décision sur un quelconque tarif de déséquilibre.

III.1.3 Conclusion relative aux méthodes de détermination des puissances de réserve

23. Compte tenu des éléments précités, la CREG donne son approbation à ELIA pour ce qui concerne les méthodes d'évaluation proposées pour déterminer la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire.

III.2 Evaluation de l'application des méthodes au système belge

24. La détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015 par application des méthodes proposées est traitée par ELIA dans un document distinct.

Ce document comporte cinq chapitres. Les deux premiers chapitres contiennent respectivement une liste des tableaux et une liste des figures. Le troisième chapitre expose l'objet du document et le quatrième constitue un résumé des volumes déterminés dans le document. L'application des méthodes pour l'année 2015 est décrite dans le cinquième chapitre. Le document est complété par une liste des références.

III.2.1 Détermination de la puissance de réserve primaire

25. La part de la zone de réglage belge dans le réglage primaire total pour 2015 au sein de la zone de l'ENTSO-E ne sera déterminée que plus tard en 2014 par l'ENTSO-E. Cette valeur peut être légèrement différente de celle de 2014, mais sans que l'on sache dès maintenant dans quelle mesure elle pourrait différer. C'est pourquoi ELIA propose de tenir compte de la valeur moyenne des quatre dernières années, soit 94 MW, pour déterminer la puissance de réserve primaire (ci-après « R1 ») pour 2015. Puisque ce volume fait office de valeur guide, ELIA prévoit de l'adapter à la valeur déterminée par l'ENTSO-E pour 2015 lorsque celle-ci sera connue.

Sur la base de la méthode d'évaluation approuvée, ELIA propose de contracter une puissance de réglage primaire de 94 MW. Afin de permettre d'exploiter au maximum la flexibilité du système, ce volume pourra être contracté auprès de trois sources différentes : des unités de production du parc belge sans limitation de volume, de la demande (clients industriels et agrégateurs), et auprès de fournisseurs à l'étranger, si l'appel d'offres organisé auprès de tels fournisseurs pour participer à la réserve primaire belge en 2015 est couronné de succès.

Dans la proposition, la participation de la demande est asymétrique (dans le sens d'une diminution de la demande). Afin de limiter la sollicitation de la demande pour le réglage primaire, elle requiert une adaptation des conditions techniques de participation, à savoir une activation pour les excursions de fréquence supérieures à 100 mHz (bande morte de 100 mHz) et avoir développé toute sa participation pour une excursion de fréquence de 200 mHz. Ce type de participation doit être complété par la participation asymétrique d'autres ressources pour un volume équivalent, dans le sens d'une diminution de la production, et sous les mêmes conditions techniques d'activation (plage de 100 à 200 mHz). De plus, afin de garder une réponse correcte de la zone de réglage en réglage primaire, ces deux types de ressources doivent également être complétés par un troisième type de ressources, d'activation symétrique et sans bande morte, qui développe complètement sa participation pour des excursions de fréquence de 100 mHz. De cette manière, la zone couvre la plage des excursions entre 0 et 200 mHz avec un volume total de deux fois le volume réservé sur la participation de la demande. Pour cette raison, la participation de la demande au réglage primaire asymétrique dans le sens d'une diminution de la demande dans la bande de 100 à 200 mHz est limitée à 50% du volume total de réserve primaire contracté.

Le reste de la puissance de réserve primaire, d'activation symétrique dans la plage 0-200 mHz, sera acquise auprès de ressources belges ou en provenance de l'étranger, dans les proportions maximales citées ci-dessus.

Lorsque la réserve primaire est fournie par des ressources localisées à l'étranger, la Politique 1 du manuel d'exploitation d'ENTSO-E prévoit que la limitation du volume fourni par ces ressources relève de la responsabilité du GRT au réseau duquel les ressources utilisées par le fournisseur étranger sont connectées.

26. ELIA a mis au point un système de pénalités basées sur les nominations en day ahead, incitant les producteurs à replacer sur une autre unité de leur parc la perte de réserve primaire résultant de l'indisponibilité en jour J d'une unité nommée la veille. ELIA institue également un marché secondaire de la réserve primaire sur les unités de production en day

ahead, permettant la reprise des responsabilités contractuelles d'un acteur du marché en matière de réserve primaire par un autre acteur du marché, pour tout ou partie du volume contracté.

ELIA définit également un système de pénalités basé sur les activations non conformes de réserve primaire.

De plus, pour limiter le risque de perte de R1, ELIA limite à 50 MW le volume offert sur une seule unité de production si le fournisseur n'a pas la possibilité de le reporter sur d'autres unités en cas de panne, et à 25 MW celui offert sur un site industriel.

27. La CREG salue les efforts d'ELIA, des grands clients industriels et des autres acteurs du marché permettant la participation de la demande au service de réglage primaire en 2015.

La CREG est consciente que cette manière de procéder pourrait fragmenter les ressources de R1-production en deux parties respectivement activables dans la plage de 0 à 100 mHz et de 0 à 200 mHz. Cependant, l'apport de la participation de la demande (et de son complément sur les unités nucléaires pour reconstituer un produit symétrique) et des ressources importées de l'étranger a permis depuis 2013 de limiter le volume à satisfaire par des ressources symétriques localisées dans la zone de réglage belge, et dès lors a permis d'augmenter la liquidité du marché de la R1-production. L'impact sur le prix global de la réservation de la réserve R1 a été favorable.

En terme d'application pour 2015 de la méthode de détermination de la puissance de réserve primaire approuvée ci-dessus, la CREG approuve le volume de 94 MW de puissance de réserve primaire pour la zone de réglage belge, avec les conditions associées définies par ELIA.

III.2.2 Détermination de la puissance de réserve secondaire et tertiaire

28. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination de la puissance de réserve secondaire et tertiaire R2+R3. Les principaux paramètres du modèle probabiliste sont déterminés sur base des données suivantes.

- Pour 2015, la capacité éolienne installée prévue augmente de 749 MW en janvier (333 MW pour l'éolien offshore) à 695 MW en décembre (177 MW pour l'éolien offshore) par rapport aux mois correspondants de 2013, pris comme référence

dans la méthode (capacité éolienne totale installée prévue en décembre 2015 : 2.371 MW, dont 1.628 MW onshore et 743 MW offshore).

- Pour 2015, la capacité photovoltaïque installée prévue augmente de 434 MW en janvier à 398 MW en décembre par rapport aux mois correspondants de 2013, pris comme référence dans la méthode (capacité photovoltaïque totale installée prévue en décembre 2015 : 3.181 MW).
- L'horizon de prévision est d'un an.
- La période considérée est une période de 8h.
- La valeur du seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (P_{def}) est basée sur la proposition de l'ENTSO-E, soit 0,1%. Cette évaluation se place également dans la ligne du risque communément admis pour l'approvisionnement des GRT en matière de réserve.

L'évaluation des sources de déséquilibre est basée sur les considérations suivantes :

- Le taux de panne des unités sont repris d'une synthèse par type de centrale des informations contenues dans les logbooks du dispatching national.
- Pour le supplément de capacité installée par rapport à 2013, les erreurs de prévision de la production éolienne et de la production photovoltaïque sont évaluées séparément, à partir de statistiques d'erreurs de prévision en intraday pour chaque type de ressources.
- Toutes les autres sources de déséquilibres sont évaluées ensemble, à partir des données de déséquilibre résiduel du système en 2013 relevées en dehors des heures de panne des unités de production mentionnées ci-dessus ; ces sources de déséquilibre incluent donc les erreurs de prévision de la demande, ainsi que de la production éolienne et photovoltaïque déjà installée en 2012.

En 2012, Elia a constaté un déséquilibre résiduel moyen du système égal à 64 MW. En 2013, ce déséquilibre résiduel moyen s'élevait à 41 MW. Elia a étudié les causes de ce déséquilibre résiduel et met en évidence la difficulté pour les ARP d'évaluer correctement la partie « prélèvement » de leur portefeuille. L'amélioration des incitants et de l'information transmise aux ARP devraient conduire à une réduction du déséquilibre du portefeuille des ARP. Elia a donc corrigé, pour le dimensionnement des réserves, le déséquilibre moyen du système en 2013 pour le ramener à une valeur de 0 MW.

29. En appliquant la méthode approuvée avec les valeurs des paramètres déterminées selon les principes exposés ci-dessus, ELIA arrive à une valeur de 1.240 MW de puissance

de réserve secondaire et tertiaire (R2+R3) pour le système global et 897 MW pour le système standard. Il est à noter que la valeur de 1.240 MW pour le système global, estimée par la méthode probabiliste, est supérieure à l'estimation fournie par la méthode déterministe N-1, soit la capacité nominale de la plus grosse machine 1.076 MW. C'est donc le résultat de la méthode probabiliste qui sera retenu comme référence. La valeur à socialiser et donc à acquérir par ELIA est celle du système standard, soit 897 MW. Le complément, soit 343 MW disponibles à 100%, est à charge des ARP responsables de l'injection des unités de taille supérieure à celle de l'unité standard.

30. La CREG donne son approbation à la quantité de puissance de réserve secondaire et tertiaire déterminée par ELIA pour 2015, à savoir 897 MW avec une disponibilité de 100%. ELIA doit s'assurer que les 343 MW à charge des ARP sont bien disponibles en permanence dans le portefeuille des ARP responsables de l'injection des unités de taille supérieure à celle de l'unité standard.

III.2.3 Détermination de la puissance de réserve secondaire

31. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination de la puissance de réserve secondaire R2. Les principaux paramètres du modèle probabiliste sont déterminés sur base des principes suivants.

- La période considérée est une période de 8h.
- La valeur du seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (P_{def}) est basée sur les considérations suivantes ; le réglage secondaire est notamment utilisé pour régler les problèmes liés à l'ACE dans l'intervalle intra quart horaire ; dans le système de l'ENTSO-E, la qualité du réglage de l'ACE est mesurée par des indices ; ELIA affirme qu'en 2010, 2012 et 2013, la réserve secondaire de 140 MW a respectivement conduit à un manque de réserve dans 27,8 et 27,6% des cas, avec une amélioration sensible de la qualité du réglage en 2012 par rapport à 2010 et 2011, notamment suite à une évolution des procédures d'ELIA pour l'activation des réserves manuelles lors des grands déséquilibres ; pour 2015, ELIA définit la valeur du seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (P_{def}) à 26,2%. Elle adopte cette valeur par prudence, en faisant remarquer que l'amélioration des performances du réglage en 2013 est notamment due à la participation à l'IGCC, qui ne constitue pas une puissance garantie et vis-à-vis de laquelle Elia manque encore de recul.

- La volatilité intra quart horaire de l'erreur résiduelle des prévisions relatives à la production des capacités éoliennes et photovoltaïques installées après 2013 est calculée sur base de la différence des erreurs résiduelles des prévisions de production éolienne et photovoltaïque entre quarts d'heure successifs dans les séries temporelles utilisées dans le dimensionnement des besoins en R2 + R3.
- La volatilité intra quart horaire du déséquilibre résiduel du système est calculée sur base de la différence des déséquilibres résiduels du système entre quarts d'heure successifs dans les séries temporelles utilisées dans le dimensionnement des besoins en R2 + R3, à l'exclusion des pannes des unités de production.

32. ELIA applique la méthode approuvée avec les valeurs des paramètres déterminées selon les principes exposés ci-dessus. ELIA tient également compte de la nouvelle mise en place d'un marché secondaire day ahead de la R2, permettant des transferts d'obligations contractuelles de R2 entre fournisseurs de service en day ahead, que ce soit pour des raisons d'indisponibilité de ressource ou pour des raisons économiques. Le système de pénalités défini par ELIA incite les ARP à utiliser le marché secondaire en cas d'indisponibilité.

Pour le dimensionnement de la R2, ELIA tient cependant compte du fait qu'une partie de la R2 pourrait être indisponible à certains moments, même si l'objectif reste une disponibilité de 100%. ELIA évalue à 0,15% la probabilité liée à l'indisponibilité de 80 MW de R2 et à 2% celle liée à l'indisponibilité de 40 MW de R2.

Compte tenu de ces éléments, ELIA définit le volume de puissance de réserve secondaire R2 nécessaire pour respecter une valeur de 27,8% adoptée ci-dessus pour Pdef, égal à 140 MW disponibles à 100%.

33. La CREG constate qu'ELIA ne tient pas explicitement compte de l'impact de la participation à l'IGCC dans l'évaluation du volume de réserve R2 nécessaire.

Comme déjà mentionné, la participation d'ELIA à l'IGCC lui donne accès à des ressources dont le volume n'est pas garanti, ni en ce qui concerne l'existence dans les autres zones de réglage participant à l'IGCC d'un déséquilibre permettant le netting avec le déséquilibre de la zone de réglage belge, ni en ce qui concerne la disponibilité d'une capacité commerciale suffisante sur les frontières concernées.

Ainsi, les avantages que la zone de réglage belge retire du netting des déséquilibres dans ce cadre sont bien réels sur une période suffisamment longue, que ce soit en terme de coût

d'activation du réglage pour ELIA ou en terme de sécurité d'exploitation de la zone de réglage belge. Cependant, ils ne sont nullement garantis au niveau du quart d'heure.

En conséquence, la CREG est d'avis qu'il est ne serait pas prudent de tenir actuellement compte de la participation à l'IGCC dans la détermination des volumes nécessaires.

34. La CREG donne son approbation à la quantité de puissance de réserve secondaire déterminée par ELIA pour 2015, soit 140 MW disponibles à 100%.

III.2.4 Détermination de la puissance de réserve tertiaire

35. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination de la puissance de réserve tertiaire R3. De ce fait, elle calcule la puissance de réserve tertiaire R3 comme le complément qu'il faut associer à la puissance de réserve secondaire R2 déterminée ci-dessus pour obtenir le volume de la puissance de réserve R2+R3 nécessaire. Pour la part socialisée à réserver par ELIA, c'est le système standard et non le système global qui sert de référence.

36. Pour déterminer son besoin en R2+R3, ELIA fait appel au volume de R2 déterminé ci-dessus, avec ses caractéristiques de disponibilité adoptées, et d'un portefeuille de R3 composé de R3 contractuelle sur les unités de production (ci-après « R3 production »), de R3 sur les prélèvements interruptibles (ci-après « ICH »), de R3 associée au nouveau produit « services d'ajustement de profil » (ci-après « R3 DP ») et de la R3 des contrats de secours entre GRT (ci-après « inter-GRT »).

Ni les offres libres (I/D bids du contrat CIPU) ni les offres complémentaires de R3 non contractuelle ne sont prises en compte, vu l'incertitude élevée de leur disponibilité due à l'horizon de prédiction d'un an.

Les ressources proposées par ELIA pour 2015 sont dès lors les suivantes :

- Les ressources de réserve secondaire comme mentionnées dans le paragraphe 32 ci-dessus.
- 400 MW de R3 contractuelle avec une disponibilité continue, à répartir entre maximum 400 MW de R3 production et maximum 100 MW de R3 DP³,

³ Les conditions de répartition des 400 MW entre la R3 production et la R3 DP seront précisées dans la proposition d'Elia sur les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires.

- 261 MW de R3 ICH, avec la disponibilité observée de ce type de ressources en 2013,
- 250 MW de R3 inter-GRT avec RTE, avec la disponibilité observée de ce contrat en 2013, soit 99,7%.

Les ressources mentionnées ci-dessus pour la R2, la R3 production, la R3 DP et la R3 ICH (et donc sans la R3 inter-GRT avec RTE) ne permettent pas de respecter la valeur limite de Pdef de 0,1% choisie pour la détermination du volume de R2+R3 pour le système standard ; elles correspondent en fait à une valeur de Pdef de 0,27%.

Si l'on prend en compte la réserve inter-GRT avec RTE, le volume de R2+R3 permet de respecter cette valeur limite de Pdef : elle correspondent à une valeur de Pdef de 0,03%. La valeur de 0,1% de Pdef est atteinte si on limite l'activation de la réserve inter-GRT à 15 heures par an, ce qui est en ligne avec les clauses contractuelles de la réserve inter-GRT qui en font une réserve de dernier recours qu'il n'est prévu d'activer qu'exceptionnellement.

ELIA déclare que les volumes ainsi proposés sont donc suffisants pour 2015, et qu'aucun volume supplémentaire n'est nécessaire par rapport à 2014.

37. La CREG approuve la quantité de puissance de réserve tertiaire déterminée par ELIA pour 2015, soit 400 MW disponibles à 100% à répartir entre la R3 production et la R3 DP (maximum 100 MW de R3 DP) selon des conditions de répartition précisées dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires, 261 MW de R3 ICH d'une disponibilité égale à la disponibilité observée de l'ICH en 2013, et 250 MW d'assistance inter-GRT. Elle considère de plus que la mise en concurrence du produit R3 DP avec la R3 production est de nature à favoriser la participation de la demande, y compris décentralisée, aux services auxiliaires.

III.3 Considérations de la CREG

38. Compte tenu de l'importance de la détermination des puissances de réserve 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 l'élaboration d'une méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire à l'avenir.

39. La CREG souhaite qu'ELIA continue à l'avenir de l'informer par le biais d'un rapport annuel sur la disponibilité et l'utilisation des puissances de réserve, charges interruptibles et

réerves inter-GRT comprises, à l'usage de la zone de réglage belge. Afin d'illustrer l'analyse comparative de la qualité du réglage dans les différentes zones de réglage en Europe, la CREG demande avec insistance à ELIA d'y joindre systématiquement une copie des quatre derniers rapports trimestriels d'UCTE sur la performance du réglage primaire et du réglage fréquence puissance, ou de tout document officiel qui viendrait remplacer ce rapport.

40. La CREG salue les améliorations récentes apportées par ELIA dans la mise à disposition d'informations permettant aux acteurs du marché d'avoir une meilleure connaissance de ce qui se passe dans le système, et en particulier aux ARP d'améliorer la connaissance de leur propre déséquilibre. La CREG insiste auprès d'ELIA pour qu'elle continue à améliorer l'information disponible sur son site, aussi bien en termes de quantité d'informations que de qualité de celles-ci.

41. Etant donné que la réserve inter-GRT est une partie explicite de la réserve tertiaire, la CREG estime qu'il est important d'avoir une bonne visibilité sur la disponibilité de cette réserve. La CREG continue à demander à ELIA de formaliser avec les GRT voisins RTE et TenneT l'échange de données concernant la disponibilité en volume et les prix associés des réserves inter-GRT. La CREG souhaite être tenue au courant par ELIA tous les trois mois des progrès réalisés en la matière, surtout pour le contrat avec TenneT pour lequel ELIA ne dispose actuellement pas systématiquement de données détaillées de disponibilité.

42. La CREG note avec satisfaction l'augmentation de la participation possible de la demande aux réserves. Vu la rareté annoncée des ressources de réserve en Belgique, la CREG encourage ELIA à continuer à investiguer dans l'élargissement de la participation de la demande aux réglages primaire, secondaire et tertiaire.

En matière d'offres « libres » (non contractées sur base annuelle) sur des prélèvements, la CREG demande également à ELIA d'aller de l'avant, même si le nombre de clients intéressés au départ par ce nouveau service est fort limité.

Enfin, dans la mesure où il est nécessaire d'aller chercher la flexibilité là où elle se trouve, et notamment dans la consommation d'acteurs consommant de plus faibles volumes que les grands clients industriels, la CREG encourage ELIA à continuer à collaborer avec les agrégateurs et les gestionnaires de réseau de distribution dans la mise au point de nouveaux produits permettant le plus tôt possible la participation des petits consommateurs et des petits producteurs (y compris les petits consommateurs et les petits producteurs décentralisés) aux réserves primaire, secondaire et tertiaire, en adéquation avec leurs possibilités techniques.

43. Il apparaît que les charges interruptibles ont effectivement été activées en 2013. La CREG soutient cette pratique. La CREG continue à être d'avis que ces réserves doivent être activées au moins une fois par an quand l'activation des réserves tertiaires est nécessaire. Elle est d'avis que c'est un moyen de tester leur disponibilité et leur vitesse de réaction réelles. De cette manière, l'expérience d'ELIA et des consommateurs industriels concernés augmentera pour ce qui concerne l'activation des charges interruptibles. Pour cette raison, la CREG demande que chaque charge interruptible soit activée au moins une fois en 2015. La même demande est applicable au produit R3 DP en 2015.

44. La contractualisation par ELIA des puissances de réserve primaire, secondaire et tertiaire s'avère un exercice de plus en plus difficile. La présence dans le parc d'un grand volume de production nucléaire peu souple en matière d'exploitation, ainsi que l'augmentation progressive des sources de production intermittentes, renforcent cette difficulté.

Comme déjà mentionné dans ses décisions (B)120621-CDC-1162 et (B)130626-CDC-1248⁴, la CREG estime qu'il serait utile de prévoir la possibilité pour certaines unités nucléaires de participer aux réserves secondaire et/ou tertiaire. Il est en effet de plus en plus difficile d'admettre, dans un système où même la production intermittente commence à participer aux réserves, qu'une classe d'unités qui représente une part majoritaire de l'énergie produite en Belgique puisse, alors que des solutions techniques existent, échapper à une participation significative aux réserves, notamment secondaires et tertiaires, imposant de ce fait cette participation à d'autres types d'unités, avec les conséquences connues en termes de prix de réservation.

45. Vu l'importance de la concertation avec tous les acteurs du marché concernés dans l'évolution du *design* des produits et des règles de fonctionnement du marché des réserves et de la compensation des déséquilibres quart horaires, la CREG encourage ELIA à continuer cette concertation le plus rapidement possible, par exemple dès la fin de l'été 2014, afin de préserver suffisamment de temps pour que cette concertation permette d'aboutir en temps utile en 2015 à la proposition d'ELIA concernant l'après-2015 et à la décision de la CREG correspondante. Cela concerne non seulement le produit R3 DP, mais également les autres produits d'ELIA, ainsi que la plateforme visée à l'article 8, §1^{er}, alinéa 3, 2°, de la loi électricité.

⁴ Voir références ci-dessus.

IV. 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.

Vu la proposition relative à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015, transmise par courrier du 22 avril 2014 par ELIA à la CREG pour approbation.

Vu les résultats de la consultation organisée par la CREG à partir du 26 mai 2014 sur son projet de décision.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour l'année 2015.

Considérant l'analyse des réponses à la consultation organisée par la CREG, réalisée sous le titre II de la présente décision.

Considérant que la méthode d'évaluation élaborée pour déterminer la puissance de réserve primaire repose sur l'article 236, § 2, du règlement technique et notamment sur l'application de règles qui régissent l'interopérabilité des réseaux interconnectés européens ;

Considérant que la méthode d'évaluation élaborée pour déterminer la puissance de réserve secondaire repose sur l'article 244, §2, du règlement technique et est acceptable sur base des éléments avancés aux paragraphes 21 et 22 ;

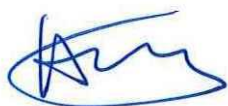
Considérant que la méthode d'évaluation élaborée pour déterminer la puissance de réserve tertiaire repose sur l'article 250, §2, du règlement technique et est acceptable sur base des éléments avancés aux paragraphes 21 et 22 ;

Considérant que les méthodes d'évaluation proposées ont été appliquées correctement lors de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015 ;

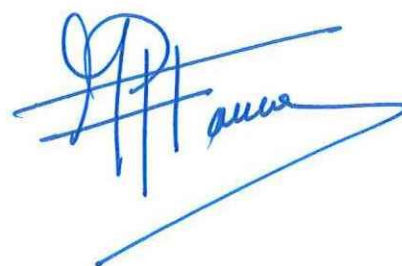
La CREG décide, dans le cadre de la mission qui lui a été confiée par l'article 233 du règlement technique, d'approuver la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire ainsi que son application pour 2015.

La présente décision ne se prononce ni sur les prix, ni sur les aspects tarifaires relatifs à cette matière. Ces points feront l'objet d'une décision tarifaire distincte de la CREG.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

Consultation

Conformément à son règlement d'ordre intérieur, la CREG a organisé une consultation sur un projet de décision du Comité de direction de la CREG relatif à une proposition d'Elia. Ce projet est relatif à la demande de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015.

Textes du projet de décision sur lequel portait la consultation :

- [Le projet de décision de la CREG](#)

Proposition d'Elia sur laquelle portait le projet de décision :

- [La lettre d'Elia](#) (seulement en Néerlandais)
- [Méthode d'évaluation](#)
- [Détermination des puissances de réglage](#)

Réponses reçues :

- [d'EANDIS](#)
- [de la FEBEG](#)
- la troisième réponse est confidentielle.