Version non-confidentielle

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)150717-CDC-1423

sur

"la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2016"

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

17 juillet 2015

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION 3

I. CADRE LEGAL 5

II. CONSULTATION 6

III. ANALYSE DE LA PROPOSITION 8

III.1 Modifications par rapport à la proposition précédente 9

III.2 Réserve primaire (R1) 10

III.2.1 Méthode de détermination de la puissance de réserve primaire 10

III.2.2 Détermination de la puissance de réserve primaire 11

III.3 Réserves secondaire (R2) et tertiaire (R3) 13

III.3.1 Méthode de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire 13

III.3.2 Détermination de la puissance de réserve secondaire et tertiaire 19

III.3.3 Détermination de la puissance de réserve secondaire 22

III.3.4 Détermination de la puissance de réserve tertiaire 23

III.4 Considérations complémentaires de la CREG 25

IV. DECISION 29

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 2016, qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage.

Le 29 mai 2015, 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 2016 (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 et la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2016 et la version de ce document indiquant les modifications par rapport à la proposition d'ELIA pour 2015.

Le 3 juin 2015, la CREG a reçu d'ELIA une nouvelle version du document indiquant les modifications de la proposition par rapport à la proposition d'ELIA pour 2015. ELIA explique dans sa lettre d'accompagnement que ce document a été obtenu en regroupant les deux documents de la proposition pour les puissances de réserve pour 2015 et en introduisant les modifications de contenu dans cette version pour obtenir le document annexé.

Le 12 juin 2015, la CREG a reçu d'ELIA une lettre dans laquelle ELIA motive certaines suppressions apportées dans la proposition par rapport à la proposition de 2014 pour 2015, et clarifie ses intentions quant aux implications de telles suppressions.

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 2016. La quatrième partie contient la décision en tant que telle.

La lettre d'ELIA du 29 mai 2015 et ses deux annexes, la lettre du 3 juin 2015 et son annexe, ainsi que la lettre du 12 juin 2015 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 17 juillet 2015.

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 des articles 231 à 266 inclus du règlement technique.

Le règlement technique prévoit notamment, en son 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.

Enfin, en vertu des articles 236, 244 et 250 du règlement technique, le gestionnaire du réseau est chargé de déterminer notamment les spécifications techniques relatives à la disponibilité et la fourniture de puissance active pour le réglage primaire de la fréquence ainsi que pour la puissance de réserves secondaire et tertiaire ; pour déterminer ces spécifications, le gestionnaire du réseau tient compte notamment des règles et recommandations qui régissent l'interopérabilité des réseaux interconnectés européens.

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 18 juin 2015.

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 19 juin et le 6 juillet 2015.

3. Le 6 juillet 2015, la CREG a réceptionné deux réactions, une de la FEBEG et une de [***Confidentiel***], qui a demandé et motivé la confidentialité de sa réponse.

La CREG souhaite insister sur le fait qu'elle a explicitement demandé sur la page de son site consacrée à la consultation, de recevoir les réponses en français ou en néerlandais, conformément au prescrit légal. Elle ne peut donc pas prendre en compte tel quel le document rédigé en anglais que la FEBEG a joint à sa réponse. Elle prend cependant bonne note de l'existence de ce document, et compte bien l'utiliser dans sa réflexion sur l'évolution du design du marché, notamment dans le cadre de l'intégration plus poussée de la réponse de la demande.

4. Dans sa réponse, la FEBEG plaide pour une réduction du nombre de produits de réserves primaire et tertiaire, de manière à diminuer la fragmentation des marchés relatifs à ces réserves.

5. Pour ce qui concerne la réserve primaire, la CREG constate que le nombre d'offres n'est pas limité par ELIA et que de ce fait, chaque participant peut introduire autant d'offres qu'il le souhaite. Cela n'amène donc pas à une fragmentation de l'offre puisque l'offreur a la possibilité de déclarer certaines de ses offres mutuellement exclusives. Cela permet de ne pas fragmenter le marché et laisse toute latitude à ELIA pour choisir la solution optimale.

Pour ce qui concerne la réserve tertiaire, la CREG ne comprend pas pourquoi la FEBEG prétend que la concurrence entre les différents produits n'existe pas. Il y a certes une différence entre les prix de réservation des différents produits, et les prix des offres peuvent souvent être regroupés en ensembles distincts par produit . Mais étant donné que certaines contraintes sur les volumes ont été libérées et que le « glissement » de volumes entre les produits est toujours possible, cette manière de procéder permet de rejeter les offres d'un produit dont le prix offert pour la réservation serait plus élevé que le prix des offres d'autres produits, parce qu'elles sont situées en fin de la liste d'appel des offres de leur produit. C'est

une manière de ne pas accepter les offres en fin de liste de R3 ICH dont le prix de réservation n'est pas concurrentiel par rapport à celui d'offres non encore sélectionnées de R3 DP, et les offres en fin de liste de R3 DP dont le prix de réservation n'est pas concurrentiel par rapport à celui d'offres non encore sélectionnées de R3 production.

La CREG n'est donc pas d'avis que l'argument de la FEBEG doit conduire à modifier le design des produits, ni la manière dont les enchères sont réalisées.

Par ailleurs, l'acquisition de réserves à l'étranger est déjà possible actuellement en R1 symétrique 200 mHz, via le *netting* des déséquilibres dans le cadre de l'IGCC et par les contrats de réserve tertiaire d'assistance inter-GRT. L'extension à d'autres types de réserves ou à d'autres procédures est tributaire de l'entrée en vigueur du « *Network Code Balancing* » et à l'évolution des projets internationaux concernant l'échange des réserves et d'énergie activée à travers les frontières.

6. La FEBEG fait également part d'un certain nombre de commentaires et de suggestions dans le cadre du produit R3 DP, et en particulier concernant l'absence de rémunération de l'activation et son impact sur les règles d'activation et indirectement sur le tarif de déséquilibre, le besoin d'information au plus tôt de tout ARP dont l'équilibre du portefeuille est impacté lors de l'activation de R3 DP, ainsi que les évolutions futures du produit et du modèle de marché.

7. La CREG estime que la plupart de ces suggestions n'a pas trait aux méthodes de détermination des puissances de réserve ni à leur application en 2016. Elles concernent plutôt l'évolution du design de produit et de marché, et plusieurs d'entre elles ne pourront être abordées que dans le cadre de la problématique du « transfert d'énergie ».

8. Toutefois, la CREG est d'avis qu'il est important que l'ARP soit informé le plus tôt possible lors de l'activation de ressources de R3 DP issues d'un site inclus dans son portefeuille. De plus, le sujet de l'information en (quasi) temps réel de l'ARP a une portée plus large que le seul produit R3 DP. La CREG estime également que la problématique de l'information de l'ARP aussi proche que possible du temps réel pour ce qui concerne son propre équilibre doit être étudiée et mise en œuvre par Elia.

9. [***Confidentiel***]

[***Confidentiel***]

III. ANALYSE DE LA PROPOSITION

10. L'analyse de la proposition comporte quatre parties. La première partie passe en revue les modifications par rapport à la dernière proposition d'ELIA concernant les réserves pour 2015, qui avait donné lieu à la décision (B)150212-CDC-1402 de la CREG du 12 février 2015. La deuxième partie traite de la réserve primaire, et la troisième partie des réserves secondaire et tertiaire. Enfin, dans la quatrième partie, la CREG fait part de ses observations relatives à la proposition actuelle et émet des considérations complémentaires 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 Modifications par rapport à la proposition précédente

11. Une liste des principales modifications est fournie dans le chapitre 3 de la proposition d'ELIA. Ces modifications concernent :

- le regroupement des deux documents composant la proposition d'ELIA jusqu'en 2014 pour les réserves de 2015 en un seul document ;
- l'introduction d'une différence entre « besoins de réserve » et « volumes de réserve » pour les réserves secondaires et tertiaires ;
- l'évolution de la méthode afin de mieux prendre en compte les déséquilibres causés par la perte d'éoliennes offshore.

12. Jusqu'en 2014 pour les réserves de 2015, ELIA a présenté sa proposition sous la forme de deux documents, un premier relatif à la méthode d'évaluation, et un second relatif au résultat de l'application de la méthode pour déterminer les puissances. A partir de la présente proposition pour les réserves de 2016, ELIA a fusionné ces deux documents pour présenter sa proposition sous la forme d'un seul document qui reprend la description de la méthode d'évaluation et la détermination des puissances.

Les deux premiers chapitres contiennent respectivement une liste des tableaux et une liste des figures. Le troisième chapitre expose l'objet du document. Le quatrième chapitre fournit un résumé. L'organisation du contrôle de l'équilibre des zones de réglage en Europe et en Belgique est présentée au cinquième chapitre. Ce chapitre fait également référence au cadre légal belge (article 3, § 1er, du règlement technique). Les sixième et septième chapitres traitent respectivement de la réserve primaire, et des réserves secondaire et tertiaire, aussi bien pour les méthodes d'évaluation que pour la détermination des puissances. Une liste d'abréviations et une liste de références complètent le document.

13. La CREG constate que ce regroupement des deux documents qui composaient les propositions précédentes en un seul contribue à améliorer la lisibilité de la proposition en évitant les redites. Il contribue également à clarifier la logique qui sous-tend la proposition dans la mesure où ce qui concerne un type de réserve est localisé dans un seul chapitre d'un seul document, et place la description méthodologique et les résultats de l'application de la méthode d'évaluation en séquence dans ce document.

14. Les deux autres modifications citées ci-dessus seront décrites dans la partie consacrée aux réserves secondaire et tertiaire.

15. La CREG constate que d'autres modifications ne sont pas reprises dans la liste des modifications principales de la proposition d'ELIA.

16. Parmi celles-ci, au moins une n'est mentionnée ni dans les documents présentés lors des réunions de la « *task force balancing* » du Users' Group d'ELIA en 2015, ni dans les « *minutes of meeting* » de ces réunions : il s'agit de la suppression du délai maximum d'activation de 3 minutes de la R3 ICH, ce qui a pour effet de l'aligner de fait sur le délai d'activation de 15 minutes applicable à la R3 production et à la R3 DP.

La CREG constate qu'avec cette suppression, le maintien de cette contrainte dans les contrats de R3 ICH ne repose plus sur aucun document. La CREG a donc interrogé ELIA sur ses intentions.

Dans sa lettre du 12 juin 2015, ELIA clarifie ses intentions. Cette lettre mentionne en effet ce qui suit :

> *« Plus particulièrement, les phrases concernant la durée de mise en œuvre de l'activation ICH (3 minutes) ont été supprimées. Ceci a été effectué pour des raisons de cohérence du document portant sur la méthodologie et la détermination des puissances de réserve et non sur des spécificités techniques de produit. L'intention n'est toutefois aucunement de supprimer cette contrainte dans les contrats ICH, et ce, à tout le moins, sans concertation préalable avec tous les acteurs du marché. »*

III.2 Réserve primaire (R1)

III.2.1 Méthode de détermination de la puissance de réserve primaire

17. 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.

18. 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.

19. La CREG constate qu'ELIA satisfait ainsi 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. Elle approuve donc cette méthode.

III.2.2 Détermination de la puissance de réserve primaire

20. La part de la zone de réglage belge dans le réglage primaire total pour 2016 au sein de la zone de l'ENTSO-E ne sera déterminée que plus tard en 2015 par l'ENTSO-E. Cette valeur peut être légèrement différente de celle de 2015 (83 MW), mais sans que l'on sache dès maintenant dans quelle mesure elle pourrait différer. C'est pourquoi ELIA propose d'adopter la valeur déterminée par l'ENTSO-E pour 2016 lorsque celle-ci sera connue.

21. La CREG considère que cette manière de procéder est conforme à la méthode proposée ci-dessus. De plus, la prise de connaissance en octobre-novembre 2015 de la valeur retenue ne pose pas de problème dans la mesure où cette date est antérieure à la date de la première enchère mensuelle (courant décembre 2015) au cours de laquelle l'attribution de la puissance de réglage primaire sera faite pour le mois de janvier 2016.

22. Afin de permettre d'exploiter au maximum la flexibilité du système, la puissance de réserve primaire (R1) adoptée pour la Belgique pourra être contractée 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.

Dans la proposition, le produit spécifiquement développé pour 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.

23. 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 actuellement fourni par 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 d'augmenter la liquidité du marché de la R1, toutes choses étant égales par ailleurs. L'impact sur le prix global de la réservation de la R1 a été favorable.

III.3 Réserves secondaire (R2) et tertiaire (R3)

III.3.1 Méthode de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire

24. 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 du même règlement.

25. 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, a un fonctionnement basé 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 décrémentales 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 agrégées connectées aux réseaux de distribution (contrats R3 des 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 » (R3 DP) est un produit développé par ELIA et 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 est mis en concurrence (au niveau de la réservation) avec la R3 production et la R3 sur les prélèvements interruptibles (R3 ICH). 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 demie, 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 ou inversement.

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.

26. 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 2016 un volume R2+R3 égal à la taille de la plus grosse unité, soit actuellement 1.076 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 CREG[1], 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 jusqu'en 2015, ELIA a utilisé cette même méthode. Pour 2016, ELIA a apporté quelques évolutions à la méthode, essentiellement basées sur l'évolution de la capacité installée des éoliennes offshore.

La base de la méthode est donc de déterminer les réserves permettant de limiter à une valeur prédéfinie (Pdef) le risque d'un manque de réserve[2]. Pour évaluer le risque d'un tel manque, la méthode probabiliste convolue[3] les distributions de densité de probabilité des

[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] C'est-à-dire la probabilité pour que les réserves ne soient pas suffisantes pour couvrir les déséquilibres considérés.
[3] 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

sources de déséquilibre. La comparaison de la courbe résultante et du seuil de probabilité admis Pdef permet de déterminer le volume de réserve requis.

27. 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 prolongées 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 la 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.

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,

---

individuelles. Dans le cas qui nous occupe, les sources de déséquilibres sont représentées par des variables aléatoires.

- le seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (Pdef).

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.

28. 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.

La logique de la distinction entre système global et système standard repose sur le constat suivant. Lorsque l'on considère l'origine des déséquilibres, une part importante et assez typique de ceux-ci provient de l'indisponibilité soudaine de ressources de production connectées au réseau d'ELIA. La structure du parc de production belge permet de définir un seuil de capacité installée des ressources de production tel que toutes les ressources de capacité installée inférieure ou égale à ce seuil sont situées dans le portefeuille de plusieurs ARP alors que toutes les ressources de capacité installée supérieure à ce seuil font partie du portefeuille d'un seul ARP. Cela a amené à considérer que le risque associé aux indisponibilités soudaines des ressources inférieures à ce seuil, généré par des ressources faisant partie des portefeuilles de plusieurs ARP, doit être couvert de manière socialisée au moyen de réserves acquises par ELIA, alors que le supplément de risque provoqué par les ressources de capacité installée supérieure à ce seuil doit être couvert par des réserves mises à disposition par le seul ARP qui a ces ressources dans son portefeuille.

La notion de système global est donc introduite pour pouvoir quantifier les réserves permettant de couvrir l'ensemble des risques de déséquilibre du système. La réserve R2+R3 déterminée dans ce contexte est celle dont l'ensemble du système a besoin. Les unités de production y sont considérées avec leur capacité installée nominale.

La notion de système standard permet de ne prendre en compte pour les unités de production que la partie à socialiser de la couverture du risque, c'est-à-dire celle qui provient de la partie de la capacité installée des unités de production inférieure ou égale au seuil défini ci-dessus, appelé « taille de l'unité standard ». Dans la détermination des réserves du système standard, la taille des unités de production est limitées à celle de l'unité standard.

L'évolution de la capacité installée des parcs éoliens offshore et la corrélation qui existe entre leurs fonctionnements ont conduit ELIA à considérer l'éolien offshore comme une seule centrale de production dans la détermination de la taille de l'unité standard. Ce point sera développé dans la partie ci-dessous consacrée à la détermination des puissances de réserve.

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.

Par ailleurs, ELIA développe dans la méthodologie probabiliste un double vocabulaire pour décrire les puissances de réserve : les besoins de réserve et les volumes de réserve.

Les besoins de réserve sont dimensionnés de manière à être capables de couvrir les déséquilibres du système avec une probabilité de déficit convenue, sans distinguer les caractéristiques des produits définis pour les couvrir ni la disponibilité des ressources qui seront acquises dans ce but.

Les volumes de réserve quantifient au niveau de chaque produit les puissances de réserve à contracter pour respecter les critères de dimensionnement, en tenant compte des caractéristiques des produits et de la disponibilité des ressources contractées.

29. 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,
- les indisponibilités du parc éolien offshore en cas de tempête,
- l'erreur sur les prévisions de production éolienne et photovoltaïque,
- les autres déséquilibres provoqués par :

- l’erreur sur la prévision de charge, pour la partie non compensée par l’ARP en intraday,
- les imperfections du suivi de charge par la production, dues au caractère horaire des produits disponibles sur le marché,
- les pannes au niveau de la demande,
- les grandes variations dans les programmes d’échange avec les zones de réglage voisines,
- d’autres déséquilibres non identifiables causés par les ARP,
- 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.

30. 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 :
  - l’erreur sur la prévision de charge, pour la partie non compensée par l’ARP en intraday,
  - les imperfections du suivi de charge par la production, dues au caractère horaire des produits disponibles sur le marché,
  - les pannes au niveau de la demande,
  - les grandes variations instantanées dans les programmes d’échange avec les zones de réglage voisines,
  - d’autres déséquilibres non identifiables causés par les ARP,
  - la différence entre la compensation des pertes et le niveau de pertes réelles instantané.

31. 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.

32. 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.

33. 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.

De plus, comme déjà mentionné dans le paragraphe 6 de sa décision finale (B)140628-CDC-1328, la CREG estime que le raisonnement qui conduit à attribuer la couverture du risque résultant de la différence entre système standard et système global au seul ARP dont le portefeuille contient les ressources à l'origine de ce supplément de risque est justifié.

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 et les approuve. La CREG rappelle cependant qu'elle ne se prononce pas dans la présente décision sur un quelconque tarif de déséquilibre.

III.3.2 Détermination de la puissance de réserve secondaire et tertiaire

34. 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, telles qu'elles étaient à disposition d'ELIA en janvier 2015.

- Pour 2016, la capacité éolienne installée prévue augmente de 698 MW en janvier (206 MW pour l'éolien offshore) à 538 MW en décembre (120 MW pour l'éolien offshore) par rapport aux mois correspondants de 2014, pris comme référence

dans la méthode (capacité éolienne totale installée prévue en décembre 2016 : 2.687 MW, dont 1.854 MW onshore et 833 MW offshore).

- Pour 2016, la capacité photovoltaïque installée prévue augmente de 557 MW en janvier à 530 MW en décembre par rapport aux mois correspondants de 2014, pris comme référence dans la méthode (capacité photovoltaïque totale installée prévue en décembre 2016 : 3.517 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 (Pdef) 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 le journal de bord du centre de contrôle national.
- Les pertes de production éolienne offshore en cas de tempête sont considérées comme indépendantes des pannes des autres unités de production. Vu la proximité géographique des parcs éoliens offshore, il existe un important mode commun dans leur fonctionnement, ce qui justifie, du point de vue des indisponibilités aléatoires, de les traiter comme une ressource unique. Les taux de perte de la production éolienne offshore en cas de tempête sont obtenus par convolution des distributions de probabilité pour différentes forces de vent. Malgré que d'un point de vue du système, les pertes de production éolienne offshore soient considérées comme provenant d'une même ressource, la distinction est faite entre les différentes vitesses de coupure.
- Pour le supplément de capacité installée par rapport à 2014, les erreurs de prévision de la production éolienne et de la production photovoltaïque sont modélisées séparément, à partir de statistiques d'erreurs de prévision en day ahead et 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 2014 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 2013.

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 et à 2,5 MW en 2014. 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 2014 pour le ramener à une valeur de 0 MW.

Jusqu'à présent, une taille d'unité standard de 500 MW permettait de rendre compte du risque à socialiser selon la méthodologie développée sous le titre III.3.1 du présent document. Cette taille de 500 MW recouvrait l'ensemble des unités du parc de production comprises dans le portefeuille de plusieurs ARP, y compris les plus grosses TGV et les 500 premiers MW des grosses unités nucléaires, ce qui amenait à socialiser le risque correspondant et à porter à charge du seul ARP qui a les unités nucléaires dans son portefeuille la couverture du risque engendré par la partie de la capacité de chaque unité nucléaire au-delà de 500MW.

Depuis lors, une analyse du comportement des parcs éoliens offshores a permis de montrer l'existence d'un mode commun important de la production des différents parcs éoliens offshore, amenant de ce fait à considérer ces parcs comme une seule unité de production, et ainsi la perte de production éolienne offshore comme la perte d'une seule unité fictive de production. Cette unité fictive de production est certes située dans le portefeuille de plusieurs ARP, mais le raisonnement est principalement basé sur le fait de la considérer comme une seule unité en terme d'indisponibilités non programmées. La capacité installée que l'ensemble de l'éolien offshore atteindra à la fin de 2016 est estimée actuellement à 833 MW. Dès lors, le niveau de capacité installée à prendre en considération pour socialiser le risque pouvant être occasionné par la perte de production de ressources situées dans le portefeuille de plusieurs ARP, y compris l'unité fictive de production éolienne offshore, est de 833 MW, car ce niveau est commun aux unités nucléaires et à l'unité fictive de production éolienne offshore situées dans les portefeuilles de plusieurs ARP. C'est donc cette valeur de 833 MW qui a été adoptée comme taille de l'unité standard. Le risque dont la couverture est à porter à charge du seul ARP qui a les unités nucléaires dans son portefeuille est dès lors celui engendré par la partie de la capacité de chaque unité nucléaire au-delà de 833 MW.

35. En appliquant la méthode approuvée avec les valeurs des paramètres déterminées selon les principes exposés ci-dessus, ELIA arrive à une valeur de 1.203 MW de puissance de réserve secondaire et tertiaire (R2+R3) pour les besoins du système global et 1.031 MW pour les besoins du système standard. Il est à noter que la valeur de 1.203 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 est celle du système standard, soit 1.031 MW. Le complément de besoins, soit 172 MW disponibles à 100%, doit être couvert par l'ARP responsable de l'injection des unités de taille supérieure à celle de l'unité standard, actuellement les unités nucléaires.

36. La CREG donne son approbation aux besoins de réserve secondaire et tertiaire déterminés par ELIA pour 2016, à savoir 1.031 MW avec une disponibilité de 100%. ELIA doit s'assurer que les volumes permettant de couvrir les 172 MW de besoins à charge de l'ARP mentionné sont bien mis à disposition en permanence dans le portefeuille de l'ARP responsable de l'injection des unités de taille supérieure à celle de l'unité standard.

III.3.3 Détermination de la puissance de réserve secondaire

37. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination des besoins de réserve secondaire R2 pour 2016. Les principaux paramètres du modèle probabiliste sont déterminés sur base des principes suivants.

- La période considérée est une période de 8 heures.
- La valeur du seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (Pdef) est basée sur la valeur de la Pdef observée en 2014, soit 21% ; cette valeur est sensiblement inférieure à celle observée lors des années précédant 2014, puisqu'elle était égale à environ 27% pour les années 2010 à 2013 ; c'est une conséquence de l'amélioration importante de la qualité du réglage de l'ACE ; dans le système de l'ENTSO-E, la qualité du réglage de l'ACE est mesurée par des indices ; l'indice principal sur lequel est basée l'évaluation de la qualité du réglage est l'écart type de l'ACE (σ_{ACE}), dont la valeur a diminué régulièrement mais de manière sensible entre 2011 et 2014. Ces améliorations trouvent leur origine dans plusieurs facteurs parmi lesquels la diminution des déséquilibres des ARP suite aux mesures prises par ELIA et à l'introduction d'une nouvelle tarification des déséquilibres, ainsi que l'importance grandissante de la compensation des déséquilibres entre zones de réglage dans le cadre de l'IGCC.

  Pour 2016, ELIA adopte par prudence la valeur Pdef du seuil de probabilité admis pour le manque de réserve égal à la valeur observée en 2014 (21%), arguant qu'il n'est pas certain que l'amélioration de la volatilité des déséquilibres du système (σ_{ACE}) reflète une tendance structurelle.

- La volatilité intra quart horaire de l'erreur résiduelle des prévisions relatives à la production des capacités éoliennes et photovoltaïques installées après 2014 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, à l'exclusion des pertes de production éolienne offshore lors des tempêtes.
- 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 et des pertes de production éolienne offshore lors des tempêtes.

38. 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.

ELIA prend une valeur du volume de R2 égale à celle du besoin de R2.

Compte tenu de ces éléments, ELIA obtient une valeur du besoin et du volume de puissance de réserve secondaire R2 nécessaire pour respecter une valeur de 21% adoptée ci-dessus pour Pdef, égale à 140 MW .

39. La CREG donne son approbation à la quantité de puissance de réserve secondaire déterminée par ELIA pour 2016, soit 140 MW disponibles à 100%.

III.3.4 Détermination de la puissance de réserve tertiaire

40. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination du besoin de réserve tertiaire R3. De ce fait, elle calcule le besoin de réserve tertiaire R3 comme le complément qu'il faut associer au besoin de réserve secondaire R2 déterminé ci-dessus pour obtenir le besoin de réserve R2+R3.

Pour la part socialisée à réserver par ELIA, c'est le système standard et non le système global qui sert de référence. Ainsi, sur la base d'un besoin de 1.031 MW de R2+R3 et de 140 MW de R2, le besoin de R3 s'élève à 1.031 – 140 = 891 MW.

41. Pour déterminer les volumes de R3, ELIA fait appel à un portefeuille de R3 composé de ressources contractées de R3 production, de R3 ICH, de R3 DP et de 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 affectant leur disponibilité.

ELIA propose de contracter pour 2016 770 MW de produits R3, répartis en tenant compte des contraintes suivantes :

- minimum 300 MW de R3 production avec une disponibilité continue ;
- minimum 470 MW de R3 production et de R3 DP, avec une disponibilité continue ; ce volume correspond à maximum 300 MW de R3 ICH.

De plus, vu la bonne disponibilité des contrats inter-GRT en 2014 (99,85% pour chacun des deux contrats), ELIA peut également faire appel dans des circonstances exceptionnelles à 250 MW de R3 inter-GRT.

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), associées à une disponibilité réaliste, 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 0,307%.

Si l'on prend en compte les 250 MW de réserve inter-GRT en plus des ressources ci-dessus, le volume de R2+R3 permet de respecter cette valeur limite de Pdef : cela correspond à une valeur de Pdef de 0,096%. La valeur de 0,1% de Pdef est atteinte si on limite l'activation de la réserve inter-GRT à 18 heures par an, ce qu'ELIA juge acceptable, vu que certaines ressources, comme les offres libres du contrat CIPU, peuvent encore venir s'ajouter aux ressources déjà citées.

ELIA déclare que les volumes ainsi proposés sont donc suffisants pour 2016.

42. La CREG approuve le volume de réserve tertiaire de 770 MW à contracter pour 2016, avec un minimum de 300 MW de R3 production avec une disponibilité de 100%, et un

minimum de 470 MW disponibles à 100% à répartir entre la R3 production et la R3 DP et le reste de R3 ICH d'une disponibilité égale à la disponibilité observée de l'ICH en 2014.

III.4 Considérations complémentaires de la CREG

43. 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.

44. 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 réserves 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.

45. Etant donné qu'ENSTO-E n'a pas encore calculé la valeur de la puissance de réglage primaire déterminée par ENTSO-E pour la zone de réglage belge en 2016, la CREG demande également à ELIA de publier cette valeur sur son site web, dès que celle-ci sera portée à sa connaissance par ENTSO-E.

46. 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.

47. 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.

48. 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.

49. 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 ceux raccordés aux réseaux des GRD, aux réserves primaire, secondaire et tertiaire, notamment en termes d'utilisation de compteurs secondaires (*submetering*), en adéquation avec leurs possibilités techniques.

50. La CREG note également avec satisfaction la souplesse de la méthode développée par ELIA, lui permettant notamment de prendre en compte l'impact des évolutions du système électrique belge comme l'augmentation significative de la capacité installée de l'éolien offshore.

Elle considère cependant que des améliorations de la méthode sont encore nécessaires sur quelques points.

Un premier point concerne la méthode de détermination de la puissance de réserve secondaire.

Pour l'ensemble R2+R3, le Pdef a jusqu'à présent une valeur immuable déterminée conventionnellement pour satisfaire les besoins de sécurité du système. Pour la R2 seule, le lien entre la qualité du réglage souhaitable, la valeur des indices permettant de la quantifier et la valeur de Pdef n'est pas aussi fort. On constate en effet que depuis 2012, la volatilité de l'ACE est inférieure à la valeur limite définie par ENTSO-E et en constante diminution. De même en ce qui concerne les indicateurs σ_{90} depuis 2012 et σ_{99} depuis 2013, qui permettent de caractériser la distribution des déséquilibres de la zone de réglage. Si l'on peut accepter

la prudence vu le caractère a priori non structurel de l'amélioration de ces indicateurs, leur amélioration continue sur plusieurs années commence à être le signe d'une tendance qu'il conviendrait de prendre en compte dorénavant. La CREG demande donc à ELIA de définir de manière univoque le lien entre la valeur de Pdef, la valeur des indicateurs ENSTO-E et la qualité du réglage dans la prochaine proposition relative aux réserves pour 2017, de manière à pouvoir tenir compte lors de l'application de la méthode de manière aussi stricte que pour la détermination des puissances de R2+R3.

Un deuxième point concerne la prise en compte des indisponibilités de R2 dans la méthode de détermination de la puissance de réglage secondaire. La CREG demande également à ELIA d'apporter les améliorations à ce sujet dans la prochaine proposition relative aux réserves pour 2017.

Un troisième point concerne le nombre d'heures d'activation des produits R3 DP et R3 ICH. Lors de l'application actuelle de la méthode pour la détermination des volumes de R3, le nombre d'heures d'appel aux contrats inter-GRT est évalué ex-post afin de vérifier si cela reste acceptable pour ELIA. La CREG demande à ELIA de procéder de même avec l'activation des produits R3 DP et R3 ICH dans la prochaine proposition relative aux réserves pour 2017, afin de vérifier que ces produits ne sont pas appelés en moyenne plus que leur nombre maximum d'heures d'activation contractuel ne le permet, et de prendre si nécessaire les mesures pour éviter de telles situations.

Un quatrième point concerne l'impact de l'apparition soudaine de grandes erreurs de prévision de la production photovoltaïque sur les besoins de réserve et sur la définition du système et de l'unité standards. La CREG demande à ELIA d'étudier cet impact et, le cas échéant, d'adapter sa méthode de détermination des puissances de réserve et son application pour 2017, comme elle l'a fait pour la production éolienne offshore dans le cadre des réserves de 2016.

51. Il apparaît que les charges interruptibles ont effectivement été activées en 2014. 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.

52. 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 reprendre cette concertation le plus rapidement possible, par exemple dès la fin de l'été 2015, afin de préserver suffisamment de temps pour que cette concertation permette d'aboutir en temps utile en 2016 à la proposition d'ELIA concernant l'après-2016.

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 2016, transmise par les courriers du 29 mai 2015 et du 3 juin 2015 par ELIA à la CREG pour approbation.

Vu les résultats de la consultation organisée par la CREG à partir du 19 juin 2015 sur son projet de décision.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour l'année 2016.

Considérant l'analyse de la réponse 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 au paragraphe 33 ;

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 au paragraphe 33 ;

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 2016 ;

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 2016.

Elle attire cependant l'attention d'ELIA sur les « considérations complémentaires » mentionnées sous le titre III.4 de la présente décision.

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 :

i.o.

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 proposition de méthode d'évaluation et de détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2016.

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 du 29 mai 2015 (seulement en Néerlandais)
- La lettre d'Elia du 3 juin 2015 (seulement en Néerlandais)
- La lettre d'Elia du 12 juin 2015
- Proposition d'Elia en mode standard

Documents supplémentaires fournis pour information :
- Proposition d'Elia en mode suivi des modifications

Réponse reçue :
- de la FEBEG.