



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. 02/289.76.11
Fax 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTICITE ET DU GAZ

PROJET DE DECISION

(B)130530-CDC-1248

sur

'la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014'

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

le 30 mai 2013

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 2014, qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage.

Le 18 avril 2013, 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 2014 (ci-après : la proposition d'ELIA).

La proposition d'ELIA se compose d'une lettre d'accompagnement et de deux documents principaux en annexe, à savoir « Méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014 » et « Détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014 » formulés en néerlandais.

Le 24 mai 2013, la CREG a reçu un courrier d'ELIA dans lequel celle-ci lui envoie la traduction en français des documents annexés à la lettre d'ELIA du 18 avril 2013, ainsi qu'un document clarifiant certains aspects du dossier. Ce courrier et ses annexes sont considérés comme faisant partie intégrante de la proposition d'ELIA.

L'envoi de la version française de la proposition d'ELIA fait suite à une suggestion de la CREG visant à lancer au plus tôt la consultation de manière à obtenir une décision de la CREG si possible avant l'envoi par ELIA de son rapport sur les résultats de l'appel d'offres pour les volumes de réserve de 2014.

La présente décision comporte trois parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie analyse la proposition de méthode d'évaluation et de détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014. La troisième partie contient la décision en tant que telle.

La lettre d'ELIA du 18 avril 2013 et ses annexes, ainsi que la lettre d'ELIA du 24 mai 2013 et ses annexes sont jointes en annexe de la présente décision.

Le présent projet de décision a été approuvé par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 30 mai 2013.

Il 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, § 1^{er}, 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

Au vu de la directive 2009/72 qui est entrée en vigueur depuis le 3 septembre 2009 et des compétences renforcées qu'elle octroie aux autorités de régulation nationales

dont la fixation et/ou l'approbation des conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, la CREG émet des réserves quant à la validité juridique formelle du règlement technique, qui a été adopté sur avis de la CREG.

II. ANALYSE DE LA PROPOSITION

2. 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.

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

3. Les méthodes d'évaluation élaborées pour déterminer la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014 sont traitées par ELIA dans le document intitulé « Méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014 ». 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, § 1^{er}, 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. Un glossaire complète le document.

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

4. 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.

5. 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.

6. 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.

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

7. 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.

8. 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 agrégées 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 pour mise en œuvre à partir de 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 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.

9. 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 2014 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 2014, ELIA utilise cette même méthode.

10. 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.

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.

11. 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 (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.

12. 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.

13. 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 :
 - 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, soit 500 MW.

14. 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.

15. 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.

16. Pour ce qui concerne le calcul de la réserve R2+R3, la CREG constate qu'ELIA complète 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.

17. 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.

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

18. 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.

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

19. La détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014 par application des méthodes proposées est traitée par ELIA dans un document distinct « Détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014 ».

Ce document comporte cinq chapitres. Les deux premiers chapitres contiennent respectivement une liste des tables 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 2014 est décrite dans le cinquième chapitre. Le document est complété par une liste de références.

II.2.1. Détermination de la puissance de réserve primaire

20. La part de la zone de réglage belge dans le réglage primaire total pour 2014 au sein de la zone de l'ENTSO-E ne sera déterminée que plus tard en 2013 par l'ENTSO-E. Cette valeur peut être légèrement différente de celle de 2013, 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 96 MW, pour déterminer la puissance de réserve primaire (ci-après « R1 ») pour 2014. Puisque ce volume fait office de valeur guide, ELIA prévoit de l'adapter à la valeur déterminée par l'ENTSO-E pour 2014 lorsque celle-ci sera connue.

Sur la base de la méthode d'évaluation approuvée, ELIA propose de contracter une puissance de réglage primaire moyenne de 96 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) pour un volume de maximum 50% du volume total contracté, et auprès de producteurs français, si l'appel d'offres organisé auprès de ces producteurs pour participer à la réserve primaire belge en 2014 est couronné de succès, pour un volume de maximum 30 MW.

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.

Le reste de la puissance de réserve primaire, d'activation symétrique dans la plage 0-200 mHz, sera acquise auprès d'unités de production belges ou françaises, dans les proportions maximales citées ci-dessus.

21. 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 nominée 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.

22. En terme d'application pour 2014 de la méthode de détermination de la puissance de réserve primaire approuvée ci-dessus, la CREG approuve le volume de 96 MW de puissance de réserve primaire pour la zone de réglage belge, avec les conditions associées définies par ELIA.

La CREG salue les efforts d'ELIA, des grands clients industriels et des autres acteurs du marché permettant d'envisager la participation de la demande au service de réglage primaire en 2014.

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

23. 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 2014, la capacité éolienne installée prévue augmente de 595 MW en janvier (451 MW pour l'éolien offshore) à 747 MW en décembre (483 MW pour l'éolien offshore) par rapport aux mois correspondants de 2012, pris comme référence dans la méthode (capacité éolienne totale installée prévue en décembre 2014 : 2.128 MW, dont 1.266 MW onshore et 862 MW offshore).
- Pour 2014, la capacité photovoltaïque installée prévue augmente de 520 MW en janvier à 960 MW en décembre par rapport aux mois correspondants de 2012, pris comme référence dans la méthode (capacité photovoltaïque totale installée prévue en décembre 2014 : 2.750 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 2012, 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 2012 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. Elle s'engage à étudier ce fait plus en détails et à prendre des mesures et/ou à faire des propositions à la CREG pour prévenir de tels comportements du marché. Elia a donc corrigé, pour le dimensionnement des réserves, le déséquilibre moyen du système en 2012 pour le ramener à une valeur de 0 MW.

24. En appliquant la méthode approuvée avec les valeurs des paramètres déterminées selon les principes exposés ci-dessus, ELIA arrive à une valeur de 1.241 MW de puissance de réserve secondaire et tertiaire (R2+R3) pour le système global et 914 MW pour le système standard. Il est à noter que la valeur de 1.241 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 914 MW.

25. La CREG donne son approbation à la quantité de puissance de réserve secondaire et tertiaire déterminée par ELIA pour 2014, à savoir 914 MW avec une disponibilité de 100%.

II.2.3. Détermination de la puissance de réserve secondaire

26. 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 et 2012, 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 2014, ELIA définit la valeur du seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (P_{def}) à 27,8%.

- La volatilité intra quart horaire de l'erreur résiduelle des prévisions relatives, à la production des capacités éoliennes et photovoltaïques installées après 2012 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, y compris les pannes des unités de production.

27. 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 P_{def} , égal à 140 MW.

28. La CREG donne son approbation à la quantité de puissance de réserve secondaire déterminée par ELIA pour 2014, dans les conditions décrites ci-dessus.

II.2.4. Détermination de la puissance de réserve tertiaire

29. 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.

30. 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 »)³.

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 2014 sont dès lors les suivantes :

- Les ressources de réserve secondaire comme mentionnées dans le paragraphe 276 ci-dessus.
- 400 MW de R3 contractuelle avec une disponibilité continue, à répartir entre maximum 400 MW de R3 production et maximum 50 MW de R3 DP⁴. Le volume de R3 DP est limité à 50 MW en 2014 car ce sera la première année où ce produit sera utilisé et 2014 constitue donc une période de test ; à la

³ A partir du 15 décembre 2012, un nouveau contrat de 300 MW avec TenneT remplace l'ancien contrat de 250 MW. Vu le manque de données relatives à la disponibilité de ce nouveau contrat, celui-ci n'est pas pris en compte dans le calcul.

⁴ 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.

lumière des enseignements de cette période, Elia évaluera si le volume maximum de R3 DP peut être augmenté ou s'il convient de le diminuer,

- 261 MW de R3 ICH, avec la disponibilité observée de ce type de ressources en 2011,
- 250 MW de R3 inter-GRT avec RTE, avec la disponibilité observée de ce contrat en 2011, soit 99,2%.

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 P_{def} de 0,1% choisie pour la détermination du volume de R2+R3 pour le système standard ; elles correspondent en fait à une valeur de P_{def} de 0,34%.

Si l'on prend en compte la réserve inter-GRT avec RTE, le volume de R2+R3 permet de respecter cette valeur limite de P_{def} : elle correspondent à une valeur de P_{def} de 0,04%. La valeur de 0,1% de P_{def} est atteinte si on limite l'activation de la réserve inter-GRT à 21 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 2014, et qu'aucun volume supplémentaire n'est nécessaire par rapport à 2013.

31. La CREG approuve la quantité de puissance de réserve tertiaire déterminée par ELIA pour 2014, avec la répartition et les conditions de disponibilité décrites ci-dessus pour les différents types de R3 de son portefeuille. Elle considère notamment que la mise en concurrence du nouveau produit R3 DP introduit par Elia avec la R3 production est de nature à favoriser la participation de la demande, y compris décentralisée, aux services auxiliaires,

II.3 Considérations de la CREG

32. 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.

33. La CREG souhaite qu'ELIA continue à l'avenir de l'informer par le biais d'un rapport annuel⁵ 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. Vu l'importance des distributions de probabilité dans la méthode probabiliste proposée par ELIA, la CREG demande que, comme en 2012, ELIA complète celui-ci par les distributions de densité de probabilité ou, le cas échéant, les séries temporelles par facteur de déséquilibre utilisées dans la méthode, aussi bien pour la R2 que pour la R2+R3. Elle demande également à ELIA de lui fournir sur support informatique les valeurs numériques de ces distributions et séries temporelles. Afin d'illustrer l'analyse comparative de la qualité du réglage dans les différentes zones de réglage en Europe, la CREG demande également 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.

34. La CREG salue la mise à disposition par ELIA sur son site depuis mars 2013 d'un historique et d'une prévision de la production photovoltaïque. Cependant, la CREG insiste auprès d'ELIA pour qu'elle continue à améliorer la qualité de prévision et le pourcentage de couverture de ses outils d'historique et de prévision des productions éolienne et photovoltaïque, ainsi que l'intervalle séparant deux mises à jour successives des capacités installées prises en compte par chacun de ces outils.

35. 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. Actuellement, seule une estimation de la disponibilité de la réserve inter-GRT du contrat avec RTE est disponible et « enregistrée », le contrat avec TenneT étant trop récent pour pouvoir disposer d'un historique de données de disponibilité. La CREG continue à demander à ELIA de formaliser avec les GRT voisins RTE et TenneT l'échange de données concernant la disponibilité en

⁵ Document « Reporting reserves 2011 »

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 de disponibilité.

36. La CREG note avec satisfaction l'annonce de la participation possible des agrégateurs au réglage primaire. 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 et secondaire.

En matière d'offres « libres » (non contractées sur base annuelle) sur des prélèvements de gros clients industriels, 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.

37. Il apparaît que les charges interruptibles ont effectivement été activées en 2012. 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 2014. La même demande est applicable au nouveau produit R3 DP en 2014.

38. Dans sa proposition, ELIA annonce qu'elle étudiera plus en détail l'évolution vers une position structurellement longue des ARP en 2011 et 2012, qu'elle prendra et/ou proposera à la CREG des mesures appropriées pour prévenir un tel comportement. La CREG demande à ELIA de lui faire parvenir au plus tôt, et en tout cas avant la fin de l'année 2013, un rapport de cette étude qui, en plus de l'analyse des comportements des ARP expliquant l'évolution mentionnée, contiendra les recommandations sur les incitants pouvant ramener les ARP vers une position structurellement en équilibre.

39. Dans sa décision (B)120621-CDC-1162⁶, la CREG avait demandé à ELIA de réaliser une étude d'évaluation des besoins en moyens de réglage à un terme de cinq ans (fin 2017-début 2018), et de détermination, pour chaque type de réserve, du volume des ressources que l'on peut dès à présent raisonnablement prévoir comme disponibles à ce terme pour couvrir les besoins de la zone belge. Elle avait également demandé à ELIA de publier sur son site les résultats de cette étude. La CREG a noté avec satisfaction la réalisation de cette étude et sa publication récente sur le site web d'Elia.

40. 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 sa décision (B)120621-CDC-1162⁷, la CREG estime qu'il serait utile de prévoir la possibilité pour certaines unités nucléaires de participer aux réserves secondaire et/ou tertiaire. Cela ne peut pas se faire dans l'état actuel de la technologie utilisée. Des adaptations technologiques permettant cette participation sont néanmoins tout à fait envisageables, comme la France l'a fait en équipant *ex post* certaines de ses unités nucléaires de « barres grises » permettant

⁶ Décision (B)120621-CDC-1162 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 2013.

⁷ Voir référence ci-dessus.

de moduler leur production, et donc de les faire participer aux réserves secondaire et tertiaire. Il faudra au moins que deux des unités de la classe des 1.000 MW (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) soient équipées pour pouvoir rendre ces services.

Dans sa décision 1056 relative aux volumes de réserve pour 2012⁸, la CREG avait demandé à ELIA de prendre contact avec les producteurs nucléaires pour leur demander dans quelles conditions techniques et financières une telle participation des unités nucléaires aux services de réserve secondaire et tertiaire est possible, et de lui faire rapport pour le 30 novembre 2011 au plus tard.

Devant la difficulté d'agir de manière directe dans ce domaine, et suite à plusieurs discussions avec la CREG, ELIA a préféré une approche indirecte en proposant la mise en place d'un cadre opérationnel et financier adéquat incitant les exploitants des ressources réputées incompressibles, y compris les unités nucléaires, à assouplir l'exploitation de leurs unités de production lors de situations extrêmes d'exploitation du système, et notamment lorsque la sécurité du système est en jeu. Ce thème a été traité de manière plus détaillée dans le cadre des règles du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires des ARP.

Comme déjà mentionné dans sa décision (B)120621-CDC-1162⁹, la CREG continue à encourager ELIA à rester attentive aux effets du cadre mis en place jusqu'à présent, à en surveiller les résultats, et à continuer les efforts en la matière, y compris pour inciter Electrabel à adapter au moins deux de ses unités nucléaires de la gamme 1000 MW pour pouvoir moduler leur production sans se heurter aux limitations actuelles d'exploitation dans ce domaine et pouvoir ainsi participer aux réserves primaire, secondaire et tertiaire..

⁸ 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.

⁹ Voir référence ci-dessus.

III. DECISION

Vu l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

Vu la proposition relative à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014, transmise par courriers des 18 avril 2013 et 24 mai 2013 par ELIA à la CREG pour approbation.

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 16 et 17 ;

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 16 et 17 ;

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 2014 ;

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 2014.

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:



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction