

# Décision

(B)1631  
6 juillet 2017

Décision sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2018

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

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
1. INTRODUCTION .....	3
2. CADRE LEGAL .....	4
3. CONSULTATION publique .....	5
4. ANALYSE DE LA PROPOSITION .....	10
4.1. Modifications par rapport à la proposition précédente .....	10
4.2. Réserve primaire (R1) .....	10
4.2.1. Méthode de détermination de la puissance de réserve primaire .....	10
4.2.2. Détermination de la puissance de réserve primaire .....	11
4.3. Réserves secondaire (R2) et tertiaire (R3) .....	12
4.3.1. Méthode de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire .....	12
4.3.2. Détermination de la puissance de réserve secondaire et tertiaire .....	17
4.3.3. Détermination de la puissance de réserve secondaire .....	20
4.3.4. Détermination de la puissance de réserve tertiaire .....	21
4.4. Considérations complémentaires de la CREG .....	23
5. DECISION .....	25

# 1. 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 2018, qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage.

Le 28 avril 2017, 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 2018 (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 2018 et la version de ce document indiquant les modifications par rapport à la proposition d'ELIA pour 2017.

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 2018. La quatrième partie contient la décision en tant que telle.

La lettre d'ELIA du 28 avril 2017 et ses deux annexes sont jointes en annexe de la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 6 juillet 2017.

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.

## 2. 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.

### 3. CONSULTATION PUBLIQUE

2. La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 18 mai 2017.

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 24 mai et le 14 juin 2017.

3. Pendant cette période, la CREG a réceptionné deux réponses, adressées le 14 juin 2017 respectivement par Febeliec et la Febeg.

La CREG prend bonne note des réponses à la consultation. La suite du présent titre s'attachera à répondre aux éléments de réponse ayant directement trait aux évolutions proposées par ELIA dans sa proposition soumise à l'approbation de la CREG.

4. Dans sa réponse, **Febeliec** demande qu'à l'avenir, la CREG laisse plus de trois semaines pour répondre à la consultation, argumentant que les discussions internes sont un défi dans des périodes aussi courtes pour des sujets aussi importants.

5. La CREG prend bonne note de cette demande de Febeliec et fera tout le possible à l'avenir pour laisser plus de temps pour répondre à la consultation.

6. En plus de la mention d'une faute de frappe, Febeliec aborde également les cinq points suivants :

- a) Febeliec demande qu'ELIA et la CREG préparent une analyse plus détaillée et plus élaborée sur l'utilisation et l'impact de la production éolienne offshore sur les besoins en volumes d'aFRR et de mFRR, vu que ce volume continuera à croître de manière importante dans le futur
- b) Febeliec plaide en faveur d'une période contractuelle plus courte pour les produits de réserves secondaire et tertiaire (par exemple mensuel ou hebdomadaire) afin de permettre aux participants qui n'ont un horizon prévisionnel plus court de participer également aux enchères, et d'éviter les contractualisations annuelles qui vont au-delà des besoins réels pendant certaines périodes de l'année ; Febeliec est également intéressée par savoir quel impact peut avoir un *netting* comparable au « mécanisme IGCC pour la FCR », et se prononce en défaveur d'une réservation à l'avance de capacité sur les interconnexions à des fins de balancing.
- c) Febeliec souhaite également obtenir plus d'informations sur les déséquilibres non identifiables causés par les BRP, et se demande si cela provoque également d'éventuels comportements stratégiques de la part des BRP. Febeliec demande la publication d'une analyse et d'un benchmark de la performance des BRP individuels, par exemple leur capacité à respecter leurs nominations, ainsi que la taille et la direction de leurs déséquilibres, argumentant que cela donnerait aux consommateurs une information éclairante dans le choix de leur BRP, comme ces éléments peuvent avoir un impact sur leur facture.
- d) Febeliec note que les offres libres et les offres non contractées de R3 ne sont pas prises en compte dans la détermination des capacités requises. Elle demande à ELIA et à la CREG d'analyser dans quelle mesure les évolutions actuelles, y compris la participation de la demande et la mise en place du bidladder, pourraient en tenant également compte du raccourcissement de l'horizon temporel, conduire à des volumes à contracter plus faibles.
- e) Febeliec demande également à ELIA de prendre dorénavant en compte les autres ressources inter-TSO suite à la mise en service de BeDeLux, ainsi que de NEMO et ALEGRO. Elle plaide de plus pour un renforcement des mesures permettant la combinaison de produits par point de livraison, en particulier les produits de balancing et de réserve stratégique.

7. Pour ce qui concerne le point a) ci-dessus, la CREG observe que l'étude annoncée par ELIA au titre 7.5.1.4.3 de sa proposition devrait rencontrer cette demande de Febeliec, et demande à ELIA d'analyser dans cette étude, si ce n'est déjà prévu, non seulement la situation actuelle, mais également des situations futures incluant l'augmentation prévue de la capacité installée de l'éolien offshore à un horizon suffisant pour éclairer le marché dans ses décisions à moyen terme.

8. Pour ce qui concerne le point b) ci-dessus, la CREG ne comprend pas très bien le commentaire de Febeliec. En effet, d'une part la CREG fait observer que les enchères actuelles de FRR se font déjà sur une base de court terme (hebdomadaire pour l'aFRR et mensuelle pour la mFRR, hormis les enchères annuelles du produit R3 ICH qui va être retiré en 2018) ; d'autre part, elle signale que le mécanisme de l'IGCC n'est pas de même nature que la FCR, mais plutôt que la FRR (et même l'aFRR). Ceci étant, la CREG constate que le mécanisme de l'IGCC utilise la capacité d'interconnexion restant disponible au moment où les calculs sont effectués, c'est-à-dire toutes les 4 secondes. Il n'est donc pas nécessaire de réserver de la capacité d'interconnexion « à l'avance » pour cela.

9. Pour ce qui concerne le point c) ci-dessus, la CREG mentionne, dans le point 17 de son projet de décision, six causes de déséquilibre résiduel (« autres déséquilibres »), dont cinq sont sémantiquement identifiées et la sixième constitue un terme de bouclage sous le libellé « déséquilibres non identifiables » ; ces six causes sont reprises de la proposition d'ELIA<sup>1</sup> ; étant donné que la liste de ces six causes résulte d'une analyse de principe et non d'une analyse quantitative, et que le terme « déséquilibres non identifiables » signifie justement qu'ils n'ont pas été identifiés, la CREG estime qu'il est virtuellement impossible de donner plus d'informations à ce sujet. L'avantage de cette approche est que pour les fins de détermination des volumes de réserve, il n'est pas nécessaire de pousser cette analyse plus avant dès lors que la valeur globale du déséquilibre résultant de l'ensemble de ces causes est disponible.

10. Pour ce qui concerne le point d) ci-dessus, la CREG constate qu'ELIA écrit dans sa proposition que « *Les offres I/D<sup>2</sup> dans le cadre du contrat CIPU, ne sont pas prises en compte dans le dimensionnement de la réserve R2+R3 pour le système standard, vu l'horizon de prévision d'un an et donc la grande incertitude quant à la disponibilité de ces ressources.* ». ELIA travaille en 2017 sur une étude concernant le dimensionnement dynamique des réserves, dans laquelle elle analyse les impacts d'une détermination des besoins en volumes de réserve exprimés sur des périodes plus courtes qu'un an ou un mois. En 2018, elle étudiera l'acquisition dynamique des réserves et analysera l'impact de l'acquisition des réserves pour des périodes plus courtes qu'une année ou un mois (comme c'est le cas actuellement) sur les besoins en volumes. La CREG s'attend donc à obtenir des informations complémentaires sur ces sujets lorsque les résultats de ces études seront disponibles.

11. Pour ce qui concerne le point e) ci-dessus, la CREG estime que la mise en service des interconnexions internationales citées par Febeliec, dont certaines à courant continu, peut avoir un impact dans deux domaines, à savoir la taille de l'unité standard et l'utilisation des contrats inter-GRT dans le calcul des volumes de R3/mFRR. Pour ce qui concerne le premier point, la prise en compte de ces nouvelles liaisons sera fonction de la perte maximale de capacité qui pourra être subie à court terme suite à la perte d'une telle liaison, en regard de l'impact de la perte de production des parcs offshore en mode commun. Ce point devra être étudié par ELIA dans ses futures propositions, dès que la mise en service de telles liaisons sera effective au cours de la période étudiée. Pour le second point, ELIA devra évaluer la disponibilité simultanée des contrats inter-GRT pour une activation simultanée par ELIA ; cette activation posera la question aussi bien de la capacité d'interconnexion permettant d'acheminer cette réserve en Belgique que de la disponibilité des ressources à activer à la demande d'ELIA par les autres signataires des contrats inter-GRT. Pour ce qui concerne l'activation simultanée de réserve d'exploitation et de réserve stratégique à un même point de fourniture, la CREG renvoie à

---

<sup>1</sup> Voir titre 7.4.2 de la proposition.

<sup>2</sup> Les offres « libres ».

sa décision (B)1632 du 6 juillet 2017 sur les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

12. Dans sa réponse, **la Febeg** aborde les points suivants.

13. En matière de FCR, la Febeg plaide pour une simplification et une standardisation des produits, En argumentant que la fragmentation actuelle en 4 produits est sous-optimale.

14. La CREG constate qu'à partir du moment où une partie des ressources doit être contractée localement (minimum 30%), l'existence de 4 produits locaux permet d'améliorer la liquidité et la concurrence sur le marché local, et ainsi d'exercer une pression à la baisse sur les prix. Dans le passé récent, il est courant que le prix de la solution locale retenue, basée sur les 4 produits visés et sur l'offre virtuelle simulant la participation des offres sur la plateforme régionale, soit inférieur à celui de la solution basée sur les seules offres locales de R1 200 mHz et l'offre virtuelle de la plateforme régionale, vu que dans le cas contraire, les offres retenues seraient toutes des offres locales relatives au produit R1 200 mHz. Par ailleurs, il est extrêmement rare que des offres de produit R1 200 mHz soit introduites par un acteur belge sur la plateforme régionale (13 offres depuis début août 2016, date de la première participation de la Belgique à la plateforme régionale), et encore plus rare que ces offres soient sélectionnées dans la solution retenue par la plateforme régionale (2 offres sélectionnées sur la même période). La CREG estime donc qu'actuellement, ces 4 produits doivent être maintenus sur le marché local.

15. Pour ce qui concerne la détermination de la puissance de réserve R2 (aFRR) et R3 (mFRR), la Febeg souhaite qu'il y ait plus de transparence dans ce processus, car elle estime que plusieurs éléments demeurent vagues et peu clairs.

- a) La Febeg estime important qu'il y ait une seule liste d'appel intégrée des produits de réserve, afin de conduire à un tarif de déséquilibre qui reflète correctement la rareté des ressources. Elle se demande comment l'IGCC et la réserve inter-GRT s'intègrent dans le *merit order* et demande à ELIA de fournir plus d'informations sur les volumes activés et les coûts afférents dans le cadre de l'IGCC et de la réserve inter-GRT.
- b) La Febeg juge que l'information fournie par ELIA dans son analyse sur l'IGCC est déjà intéressante, dans la mesure où l'IGCC participe seulement de manière très limitée au volume de R2, c'est-à-dire entre 0 et 3 MW. La Febeg souhaiterait recevoir plus d'informations sur l'utilisation précise (moment de l'activation) et coût correspondant, en particulier en regard des autres produits de réserve.
- c) La Febeg soutient la demande de la CREG d'obtenir plus d'informations sur la réserve inter-GRT :
  - i. Quand les volumes ne sont-ils pas disponibles (pendant les périodes avec beaucoup de production intermittente, pendant les vagues de froid) ?
  - ii. Quel est l'impact de la réserve inter-GRT sur la capacité d'interconnexion disponible résiduelle ?
  - iii. Quelles unités de production fournissent cette capacité ? Quels sont les mécanismes sous-jacents pour les utiliser (nature du service, rémunération par le gestionnaire du réseau) ?
- d) La Febeg fournit une table dans laquelle elle compare certains volumes de réserve entre les propositions de 2016 pour 2017 et de 2017 pour 2018, et demande de clarifier quels sont les paramètres qui ont été modifiés dans l'analyse technico-économique d'ELIA qui conduisent à des volumes plus faibles.

- e) Afin de permettre aux ARP de jouer pleinement leur rôle de responsabilité d'équilibre, la Febeg insiste pour qu'une information complète sur les interventions de tiers dans leur périmètre d'équilibre soit transmise en temps utiles aux ARP, et que celle portant sur le déséquilibre individuel de leur portefeuille soit fournie aux ARP à un moment proche du temps réel.

16. Pour ce qui concerne le point a) ci-dessus, la CREG observe que l'IGCC est un mécanisme de *netting* des déséquilibres des zones de réglage entre elles, c'est-à-dire une compensation des déséquilibres de sens opposés. Ce mécanisme, exécuté selon une période compatible avec l'activation de l'aFRR, se fait après la détermination du volume de mFRR activé et avant le calcul du volume activé d'aFRR propre à chaque zone de réglage. Il s'agit donc de réduire le déséquilibre de chaque zone de réglage (ou de le laisser inchangé) avant activation de l'aFRR. Le mécanisme de l'IGCC est conçu de manière à ce que les échanges implicites entre zones de réglage résultant de la compensation restent inférieurs à la capacité résiduelle entre zones de réglage, et les règles qui le régissent conduisent à un bilan financier positif pour chaque GRT participant (procédure *win-win*), même si le mécanisme en lui-même se base sur des considérations techniques et non sur une recherche de l'optimum économique. Pour ces raisons, la conception du mécanisme est telle que l'intégration de l'IGCC dans le *merit order* de l'aFRR n'est pas prévue.

Pour ce qui concerne la réserve inter-GRT, il s'agit d'une réserve contractuelle non garantie. Elle consiste en une mise en commun de certaines réserves de type mFRR pour un volume maximum précisé dans le contrat. Le contrat est signé avec chaque GRT voisin (un contrat avec RTE et un avec Tennet). La réserve est non garantie dans la mesure où elle ne doit pas être fournie s'il n'y a plus de capacité disponible entre zones de réglage ou si la réserve visée est déjà utilisée dans le pays qui reçoit la demande d'activation. De plus, des clauses contractuelles limitent les possibilités d'activation à des situations extrêmes, en substance lorsqu'il n'y a plus de réserve disponible dans le pays qui introduit la demande d'activation. Cette condition est peu compatible avec une intégration de ces ressources dans un *merit order* économique.

Par ailleurs, le site d'ELIA fournit déjà les données relatives aux volumes échangés (dans le cadre de l'IGCC) et activés par ELIA (inter-GRT), ainsi que les prix associés.

Pour ce point particulier, la CREG estime qu'il n'est pas nécessaire qu'ELIA fournisse d'autres données.

17. Pour ce qui concerne le point b) ci-dessus, la CREG observe que les volumes échangés par quart d'heure dans le cadre du mécanisme de l'IGCC sont déjà disponibles sur le site d'ELIA. Par ailleurs, ELIA annonce dans le futur des études complémentaires destinées à analyser avec plus de précision l'impact de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC sur les volumes de réserve aFRR et mFRR nécessaires. La CREG demande à ELIA de réaliser ces analyses au plus tard dans le cadre de la proposition sur les volumes pour 2019, et de joindre à cette étude une analyse mensuelle (volumes activés, estimation coût-bénéfice de la participation) de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC depuis le début de cette participation jusqu'à fin 2017.

18. Pour ce qui concerne le point c) ci-dessus, la CREG demande à ELIA de répondre aux questions posées par la Febeg, au plus tard dans le cadre de la proposition sur les volumes pour 2019.

19. Pour ce qui concerne le point d) ci-dessus, les causes sont reprises à différents endroits de la proposition d'ELIA, même si leur effet n'est pas quantifié globalement sans l'être toujours pour chacune de ces causes. Ainsi, entre 2016 (volumes pour 2017) et 2017 (volumes pour 2018) :

- a) La valeur de la ligne A (R2+R3) augmente légèrement, ce qui est le résultat de l'évolution des données historiques du système entre 2015 (référence pour la détermination des volumes pour 2017) et 2016 (référence pour la détermination des volumes pour 2018) ; ces données historiques sont reprises dans l'étape 1 de la figure 13 de la proposition d'ELIA et concernent principalement le déséquilibre de la zone de réglage, la capacité installée de la production

éolienne onshore et offshore et de la production photovoltaïque, ainsi que les erreurs de prévision de la production éolienne et du photovoltaïque.

- b) La valeur de la ligne B (R2) diminue légèrement et cette évolution résulte de plusieurs facteurs, cités dans l'étape 2 de la figure référencée ci-dessus, dont les valeurs de variabilité entre quarts d'heure successifs des déséquilibres de la zone de réglage (« *baseline* ») et des erreurs de prévision des productions éolienne et photovoltaïque.
- c) La mise à zéro de la réserve dite « N-1 » résulte principalement de l'augmentation de la capacité installée des parcs éoliens offshore et de son impact sur la taille de l'unité standard ; ELIA a adopté en la matière une attitude prudente, en attendant les résultats de l'étude plus détaillée qui est en cours sur le comportement de la production éolienne en cas de tempête et sur son impact sur le dimensionnement des réserves (voir proposition d'ELIA, titre 7.4.2 alinéa avant la figure 10).
- d) La diminution entre les lignes D (R3 CALC) et E (R3 by ELIA) s'explique principalement par l'évolution de deux facteurs : d'une part la R3 ICH, qui ne sera plus proposée en 2018, est considérée comme remplacée par la R3 flex dont la disponibilité attendue est nettement meilleure, et d'autre part par une relaxation de la contrainte sur le nombre d'heures d'appel de la R3 inter-GRT qui passe de 19 heures par an dans la proposition introduite en 2016 à 28 heures par an dans la proposition actuelle. L'effet combiné de ces deux facteurs conduit à la diminution constatée dans la ligne F (Verschil).
- e) L'évolution de la ligne G (Min R3 STD) s'explique par l'attitude prudente adoptée par ELIA, qui a préféré imputer l'augmentation de la ligne E (R3 By ELIA) à la R3 standard qu'elle peut activer plus longtemps que la R3 flex (8 heures pour la R3 standard contre 2 heures pour la R3 flex).
- f) L'évolution de la ligne I (R3 FLEX) résulte de l'imputation du volume de R3 ICH, absente en 2018, à la R3 flex. Ce choix résulte de la proximité des contraintes spécifiques appliquées à la R3 ICH et à la R3 flex, hors contraintes de disponibilité.

20. Pour ce qui concerne le point e) ci-dessus, la CREG prend note des commentaires de la Febeg. Elle rappelle qu'elle insiste depuis longtemps auprès d'ELIA pour fournir aux ARP le plus tôt possible une information sur les activations par des tiers au sein de leur portefeuille, principalement pour ce qui concerne la participation de la demande et de la production décentralisée, en respectant la confidentialité des données commercialement sensibles. De même, un incitant discrétionnaire qui porte sur la communication en quasi-temps réel du volume de déséquilibre par ARP a été défini pour 2017.

## **4. ANALYSE DE LA PROPOSITION**

21. 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 2017, qui avait donné lieu à la décision (B)160719-CDC-1526 de la CREG du 19 juillet 2016. 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.

### **4.1. MODIFICATIONS PAR RAPPORT À LA PROPOSITION PRÉCÉDENTE**

22. Une liste des principales modifications est fournie dans le chapitre 3 de la proposition d'ELIA. Outre quelques clarifications apportées sur certains points, ces modifications concernent :

- la mise à jour des données utilisées dans les analyses, notamment celles relatives au déséquilibre quart horaire de la zone mises à jour pour 2016 ;
- la réalisation d'analyses préliminaires ayant pour objectif d'améliorer la compréhension d'ELIA quant à l'impact potentiel du processus de foisonnement iGCC sur son processus de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire ;
- l'absence - pour 2018 - du besoin de réserve à charge d'un seul ARP, conséquence de l'augmentation de la taille de l'unité standard à 1143 MW (capacité installée des parcs éoliens offshore en 2018) ;
- le démarrage d'analyses supplémentaires en vue de déterminer tous les éléments influençant l'amélioration constatée de la qualité de l'ACE en 2016 ;
- la fin du produit « ICH ».

### **4.2. RÉSERVE PRIMAIRE (R1)**

#### **4.2.1. Méthode de détermination de la puissance de réserve primaire**

23. 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.

24. 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'ENSTO-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'ENSTO-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.

25. 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.

#### **4.2.2. Détermination de la puissance de réserve primaire**

26. La part de la zone de réglage belge dans le réglage primaire total pour 2018 au sein de la zone de l'ENTSO-E ne sera déterminée que plus tard en 2017 par l'ENTSO-E. Cette valeur peut être légèrement différente de celle pour 2017 (73 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 2018 lorsque celle-ci sera connue.

27. 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 2017 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 2017) au cours de laquelle l'attribution de la puissance de réglage primaire sera faite pour le mois de janvier 2018, et que l'évolution entre deux années est de faible amplitude sur les besoins internes à la zone de réglage belge, d'autant plus que la Belgique participe à la plateforme régionale pour l'offre et l'acquisition de FCR(R1).

28. 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.

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.

29. Pour 2018 comme pour 2017, ELIA autorisera ainsi 4 produits de R1 différents en provenance de la zone de réglage belge pour satisfaire ses propres besoins :

- Un produit de réglage asymétrique à la hausse. L'activation doit commencer en cas d'écart de fréquence de -100 mHz avec activation complète en cas d'écart de fréquence de -200 mHz ;
- Un produit de réglage asymétrique à la baisse. L'activation doit commencer en cas d'écart de fréquence de +100 mHz avec activation complète en cas d'écart de fréquence de +200 mHz ;
- Un produit de réglage symétrique avec activation complète (linéaire) à  $\pm 100$  mHz ;
- Un produit de réglage symétrique avec activation complète (linéaire) à  $\pm 200$  mHz.

Depuis mai 2017, les produits sont définis de manière indépendante de la technologie des ressources sous-jacentes.

La sélection des différents produits respectera les contraintes suivantes :

- pour une déviation de fréquence de  $\pm 200$  mHz, minimum 100% du volume R1 sera activé;
- pour une déviation de fréquence de  $\pm 100$  mHz, minimum 50% du volume R1 sera activé ;
- pour une déviation de fréquence de  $\pm 100$  mHz, maximum 58% du volume correspondant au volume activé en cas de déviation de fréquence  $\pm 200$  mHz sera activé.

30. 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 (y compris la production décentralisée) et la participation à la plateforme commune régionale permettent 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 pour le consommateur final.

## **4.3. RÉSERVES SECONDAIRE (R2) ET TERTIAIRE (R3)**

### **4.3.1. Méthode de détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire**

31. 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.

32. 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 soulager la R2 ou la compléter lorsque le volume de celle-ci ne suffit pas. Elle est composée des offres libres incrémentales et décrémentationnelles définies dans le contrat CIPU (ID bids), de la réserve R3 contractée sur des unités techniques CIPU ou on-CIPU connectées au réseau d'ELIA ou aux réseaux de distribution, et dont certaines peuvent être agrégées (contrats de R3 standard et contrats de R3 flex<sup>3</sup>), et de la réserve tertiaire d'assistance entre GRT (contrats de réserve R3 inter-

---

<sup>3</sup> Les réserves « R3 standard » et « R3 flex » sont des produits développés par ELIA et qui ont été mis en œuvre à partir de janvier 2017.

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 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.

33. 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 avait conduit à prévoir pour 2017 un volume R2+R3 égal à la taille de la plus grosse unité, soit une unité nucléaire de 1.038 MW. Pour 2018, la taille du parc éolien offshore (1143 MW) dépasse pour la première fois celle de la plus grosse unité nucléaire, et c'est donc le parc éolien offshore qui est utilisé pour déterminer la taille de l'unité de référence pour cette méthode. La méthode 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<sup>4</sup>, 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 2017, ELIA a apporté quelques évolutions à la méthode, essentiellement basées sur l'apport de la production photovoltaïque à la détermination de la taille de l'unité standard pour la détermination du volume de R2+R3. Pour 2018, ELIA a gardé la même méthode que pour 2017.

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<sup>5</sup>. Pour évaluer le risque d'un tel manque, la méthode probabiliste convolue<sup>6</sup> les distributions de densité de probabilité des sources de déséquilibre. La comparaison de la courbe résultante et du seuil de probabilité admis Pdef permet de déterminer le volume de réserve requis.

34. 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.

---

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> C'est-à-dire la probabilité pour que les réserves ne soient pas suffisantes pour couvrir les déséquilibres considérés.

<sup>6</sup> 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.

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 variabilité 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,
- 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.

35. 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 limitée 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.

Compte tenu de la capacité installée photovoltaïque d'environ 3,3 GW prévue fin 2017, une analyse complémentaire visant à déterminer l'ampleur des déséquilibres occasionnés par la variabilité (sur différents intervalles de temps) de l'erreur de prévision de production photovoltaïque avait également été réalisée par ELIA en 2016 pour les réserves de 2017, de manière à déterminer son éventuel impact sur la taille de l'unité standard ; ce point sera également développé dans la partie ci-dessous consacrée à la détermination des puissances de réserve.

Enfin, étant donné le recours de plus en plus important au *netting*<sup>7</sup> des déséquilibres avec ceux d'autres zones de réglages à travers le mécanisme de l'IGCC, ELIA a également procédé à une analyse préliminaire pour évaluer dans quelle mesure il est indiqué de prendre en compte ce recours à l'IGCC pour le dimensionnement des réserves R2 et/ou R3. Les premiers résultats permettent de mettre en évidence un effet limité sur le volume de puissance de réserve secondaire (0 à 3 MW de diminution selon les cas) ne conduisant pas à diminuer ce volume. Vu la complexité de cette problématique, ELIA envisage de réaliser des études complémentaires sur ce sujet dans le futur. En attendant le résultat de ces études, ELIA ne prend pas en compte de manière explicite la participation à l'IGCC dans le dimensionnement des puissances de réserves secondaire et tertiaire pour 2018.

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.

---

<sup>7</sup> Le *netting* est une procédure permettant de compenser entre zones de réglage des déséquilibres de sens opposés.

36. 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 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 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.

37. 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 variabilité de l'erreur sur les prévisions de production éolienne et photovoltaïque,
- La variabilité 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.

38. 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.

39. 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.

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

#### **4.3.2. Détermination de la puissance de réserve secondaire et tertiaire**

41. 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 2016.

- Pour 2018, la capacité éolienne installée prévue augmente de 496MW en janvier (165 MW pour l'éolien offshore) à 781 MW en décembre (430 MW pour l'éolien offshore) par rapport aux mois correspondants de 2016, pris comme référence dans la méthode (capacité éolienne totale installée prévue en décembre 2018 : 3.190 MW, dont 2.047 MW onshore et 1.143 MW offshore)<sup>8</sup>.
- Pour 2018, la capacité photovoltaïque installée prévue augmente de 411 MW en janvier à 435 MW en décembre par rapport aux mois correspondants de 2016, pris comme référence dans la méthode (capacité photovoltaïque totale installée prévue en décembre 2018 : 3.635 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

---

<sup>8</sup> Ces données sont celles disponibles en janvier 2017, et utilisées par ELIA dans la détermination des volumes de réserve stratégique.

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 2016, 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 2016 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 2016.

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, à 2,5 MW en 2014, à 4 MW en 2015 et à 16,6 MW en 2016. 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 2016 pour le ramener à une valeur de 0 MW.

Jusqu'en 2014 pour 2015, une taille d'unité standard de 500 MW permettait de rendre compte du risque à socialiser selon la méthodologie développée sous le titre II.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 l'évaluation de 2015 pour 2016, une analyse du comportement des parcs éoliens offshore 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 termes d'indisponibilités non programmées. La capacité installée que l'ensemble de l'éolien offshore atteindra à la fin de 2018 est estimée actuellement à 1.143 MW.

La motivation de considérer le parc éolien offshore comme une seule unité repose bien sûr sur des considérations statistiques, mais également sur l'observation. Ainsi, la figure 1 ci-dessous, en provenance du site web d'ELIA, illustre la dernière prévision de production (courbe en vert) et la puissance produite observée (courbe en orange) de l'ensemble des parcs éoliens offshore pour la journée du 20 novembre 2016. La capacité installée de ce parc était à cette date de 712 MW et la production avant coupure d'environ 680 MW, soit 95%. Une chute de la puissance produite était prévue, ramenant progressivement la production à environ 200 MW, alors qu'en réalité, la chute a commencé plus tard et la production a été amenée à zéro en deux phases visibles sur la figure, et avec une pente beaucoup plus raide que dans la prévision. De même, la remontée s'est faite plus tôt que prévu et de manière plus raide. Il est donc possible de « perdre » la totalité du parc éolien offshore en peu de temps (au regard du temps de maintien et de reconstitution de la réserve tertiaire). Il est dès lors légitime de considérer pour la sollicitation du système un tel événement comme émanant d'une seule unité (fictive).

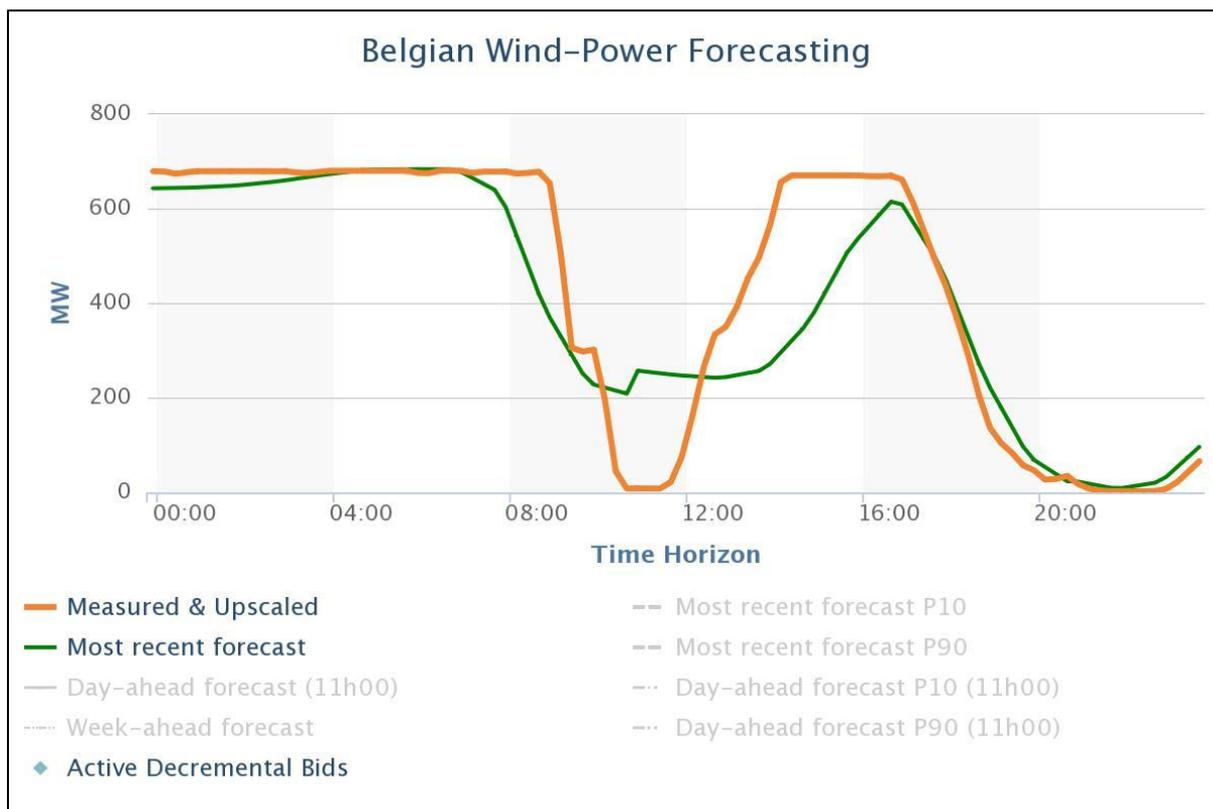


Figure 1 - Prévision de production et production observée de l'ensemble des parcs éoliens offshore le 20 novembre 2016

Une analyse avait été effectuée en 2016 pour étudier l'impact de la production photovoltaïque (3,3 GW de capacité installée considéré dans l'analyse) sur le déséquilibre du système afin de déterminer si la capacité installée photovoltaïque devait être consid r e dans la définition de l'unité standard. Les résultats avaient montré une influence sur le déséquilibre largement inférieure à 878 MW (capacité installée offshore au moment de l'analyse).

Ces conclusions s'appliquent également à 2018 avec des valeurs mises à jour de la capacité installée de l'éolien offshore et du parc photovoltaïque. En conséquence, la limitation qui s'applique aux centrales dans le système « standard » devient 1.143 MW, correspondant à la capacité installée offshore.

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 situ es dans le portefeuille de plusieurs ARP, y compris l'unité fictive de production éolienne offshore, est de 1.143 MW. C'est donc cette valeur de 1.143 MW qui a été adopt e 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 1.143 MW. Etant donné que la capacité installée de chaque unité nucléaire est inférieure à cette valeur, la totalité du risque est socialis e et le besoin en réserve pour le système standard est égal au besoin en réserve pour le système global.

42. En appliquant la méthode approuvée avec les valeurs des paramètres d termin es selon les principes exposés ci-dessus, ELIA arrive à une valeur de 1.190 MW de puissance de réserve secondaire et tertiaire (R2+R3) pour les besoins du système global et donc la même valeur pour les besoins du système standard. Il est à noter que la valeur de 1.190 MW pour le système global, estim e 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 1.143 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

1.190 MW. Le complément de besoins, soit 0 MW disponibles à 100%, doit être couvert par l'ARP responsable de l'injection des plus grosses unités thermiques du système, actuellement les unités nucléaires.

Malgré que les besoins des systèmes global et standard soient les mêmes en 2018, la distinction entre système global et système standard a été maintenue dans la méthodologie, afin de ne pas préjuger dès à présent que les besoins de ces deux systèmes seront définitivement égaux dans le futur.

Etant donné la sensibilité de la méthode à la valeur de la capacité installée de l'éolien offshore, ELIA a démarré en 2017 une analyse ayant pour objectif d'étudier spécifiquement l'impact d'un changement de vitesse (ou de direction) du vent sur la production éolienne offshore. Les résultats de cette analyse ne sont pas encore disponibles. Ils seront utilisés afin d'affiner les données utilisées dans le processus de la détermination des puissances de réserve pour 2019.

43. La CREG donne son approbation aux besoins de réserve secondaire et tertiaire déterminés par ELIA pour 2017, à savoir 1.190 MW avec une disponibilité de 100%.

#### **4.3.3. Détermination de la puissance de réserve secondaire**

44. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination des besoins de réserve secondaire R2 pour 2017. 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 et utilisée en 2015 pour la R2 de 2016, soit 21% ; cette valeur est sensiblement inférieure à celle observée lors des années précédant 2014, puisqu'elle était en moyenne égale à environ 27% pour les années 2011 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 ( $\sigma_{ACE}$ ), 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 2018, ELIA adopte par prudence comme pour 2017 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 ( $\sigma_{ACE}$ ) reflète une tendance structurelle, vu que l'on observe une légère augmentation de la qualité de l'ACE en 2016 par rapport à 2014 et une augmentation plus sensible par rapport à 2015. L'amélioration de la qualité de réglage observée ces dernières années peut être en partie expliquée par 2 éléments :
  - l'effet du passage du mécanisme de déséquilibre au mécanisme du « single marginal pricing » depuis 2012 et une amélioration continue des publications et communications d'ELIA envers les acteurs de marché,
  - la mise en place du processus iGCC en octobre 2012.

Afin d'identifier si d'autres paramètres expliquent cette amélioration de qualité, de quelle manière tous ces éléments l'influencent et comment ils évolueront dans le futur, ELIA a

démarré en 2017 des analyses supplémentaires. Les résultats seront utilisés, au même titre que ceux des autres études en cours (ex : dimensionnement dynamique des besoins, impact d'un changement de puissance ou de direction du vent sur le parc éolien offshore,...), afin de déterminer les priorités des prochaines années concernant l'évolution de la méthodologie de dimensionnement.

- La variabilité intra quart horaire de l'erreur résiduelle des prévisions relatives à la production des capacités éoliennes et photovoltaïques installées après 2015 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 variabilité 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.

45. Pour la détermination des besoins de R2, ELIA applique la méthode approuvée avec les valeurs des paramètres déterminées selon les principes exposés ci-dessus. Pour respecter une Pdef inférieure à 21%, cela conduit à prévoir 139 MW de R2.

Pour le calcul des volumes, il convient cependant de tenir compte de la disponibilité historique de la R2 fournie. Il convient en outre de rappeler l'existence 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.

Lors du dimensionnement de la R2, ELIA tient donc compte du fait que le volume R2 ne sera pas entièrement disponible dans certains cas. ELIA estime ainsi qu'il existe un risque de 0,3 % de perdre 30 MW de R2. En prévoyant 139 MW de R2, la Pdef de 21% est respectée dans ces conditions pour 2018.

46. La CREG donne son approbation à la quantité de puissance de réserve secondaire déterminée par ELIA pour 2018, soit un besoin de 139 MW et un volume de 139 MW, disponibles à 100%.

#### **4.3.4. Détermination de la puissance de réserve tertiaire**

47. 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 1.190 MW de R2+R3 et de 139 MW de R2, le besoin de R3 pour 2018 s'élève à  $1.190 - 139 = 1.051$  MW.

48. Pour déterminer les volumes de R3, ELIA fait appel à un portefeuille de R3 composé de ressources contractées de R3 standard, de R3 flex et de R3 des contrats de secours entre GRT (ci-après « inter-GRT »). Les produits R3 standard et R3 flex sont ouverts aux unités techniques CIPU comme non-CIPU. A partir de 2018, le marché secondaire pour ces deux produits sera étendu à l'*intraday* et son utilisation ne sera plus limitée en *intraday* aux cas de panne.

Comme annoncé précédemment, le produit R3 ICH n'est plus proposé en 2018.

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.

Sur la base d'une analyse technico-économique, ELIA propose de contracter pour 2018 un volume de 830 MW de produits R3, répartis en tenant compte des contraintes suivantes :

- minimum 300 MW de R3 standard avec une disponibilité continue ;
- le solde pour atteindre les 830 MW couvert par de la R3 flex, avec une disponibilité continue.

De plus, vu la bonne disponibilité des contrats inter-GRT en 2016 (99,6% pour le contrat avec RTE et 99,7% pour le contrat avec TenneT), 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 standard, et la R3 flex (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 0,426%.

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 0,084%. La valeur de 0,1% de Pdef est atteinte si on limite l'activation de la réserve inter-GRT à 28 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 2018.

49. La CREG approuve le volume de réserve tertiaire de 830 MW à contracter pour 2018, avec un minimum de 300 MW de R3 standard avec une disponibilité de 100%, et le solde disponible à 100% de R3 flex permettant d'atteindre un volume total de 830 MW.

#### 4.4. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES DE LA CREG

50. 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.

51. 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 / ENTSO-E sur la performance du réglage primaire et du réglage fréquence puissance, ou de tout document officiel qui viendrait remplacer ce rapport.

52. Etant donné qu'ENTSO-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 2018, 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.

53. 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 du déséquilibre de la zone de réglage avec un pas temporel plus fin. 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.

54. 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.

55. 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) et contractuelles sur des prélèvements, la CREG demande également à ELIA d'aller de l'avant, dès que la loi électricité aura été adaptée en matière de transfert d'énergie.

Par ailleurs, la CREG demande à ELIA d'intégrer dans ses futures propositions portant sur la méthode d'évaluation et la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire, une réflexion portant sur l'impact sur les volumes de l'évolution de la participation de la demande, des offres libres de réserve tertiaire mFRR, de la participation de la zone de réglage belge au mécanisme IGCC et des contrats inter-GRT, y compris la prise en compte des nouvelles interconnexions lorsqu'elles seront en service durant la période analysée.

56. 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 à s'accorder

avec les gestionnaires de réseau de distribution pour étendre le plus rapidement possible l'accès des ressources connectées aux réseaux des GRD aux produits permettant la participation des petits consommateurs et des petits producteurs aux réserves primaire, secondaire et tertiaire, notamment en termes d'utilisation de compteurs secondaires (submetering), dans le respect des prescrits techniques arrêtés par les autorités publiques compétentes.

Dans la même perspective, la CREG encourage ELIA à faire, en termes de mixte de produits admis, des efforts raisonnables pour mettre en œuvre des mécanismes permettant de maximiser les volumes réels de participation de la demande pouvant être valorisés par point de fourniture.

## 5. 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 2017, transmise par le courrier du 28 avril 2017 par ELIA à la CREG pour approbation.

Vu la consultation publique organisée par la CREG entre le 24 mai et le 14 juin 2017 à propos de son projet de décision.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour l'année 2018.

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 21 ;

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 21 ;

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 2018 ;

Considérant l'analyse des réponses à la consultation publique, reprise au titre 3 de la présente décision.

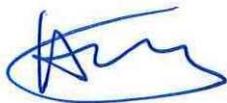
La CREG décide, dans le cadre de la mission qui lui a été confiée par l'article 233 du règlement technique, d'approuver la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire ainsi que son application pour 2018.

Elle attire cependant l'attention d'ELIA sur les « considérations complémentaires » mentionnées sous le titre 4.4 de la présente décision, ainsi que sur les considérations et demandes formulées dans les paragraphes 5, 7, 10, 11, 17 et 18 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 :



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction