

Avis

(A)2509

1er février 2023

Avis relatif à la proposition de paramètres d'enchère du rapport du gestionnaire de réseau pour l'enchère Y-4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028

En application de l'article 7 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

Non confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. Législation nationale	4
1.1.1. Loi électricité	4
1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021.....	6
1.1.3. Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant le scénario de référence	8
1.1.4. Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant les valeurs intermédiaires	8
2. ANTECEDENTS	9
3. AVIS.....	10
3.1. Proposition de paramètres d'enchères d'Elia	10
3.1.1. Facteurs de réduction.....	10
3.1.2. Prix maximum intermédiaire	12
3.1.3. Détermination du prix de référence et du prix d'exercice	15
3.2. Avis sur la proposition de paramètres d'enchères.....	15
3.2.1. Facteurs de réduction.....	15
3.2.2. Prix maximum intermédiaire.....	16
3.2.3. Détermination du prix de référence et du prix d'exercice	19
4. CONCLUSION	20

INTRODUCTION

1. Dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité établi par la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité et, telle que modifiée ultérieurement par la loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité, la CREG a notamment pour mission de rendre un avis sur la proposition de paramètres d'enchères d'Elia. Cette proposition de paramètres d'enchères se trouve dans la partie III du rapport du gestionnaire de réseau d'Elia pour l'enchère Y-4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028.
2. Le présent avis se compose de quatre chapitres. Le premier chapitre aborde le cadre légal. Le deuxième chapitre comporte les antécédents. Le troisième chapitre contient l'avis proprement dit sur la proposition de paramètres d'enchères Elia. Le quatrième chapitre contient la conclusion de cet avis.
3. Le présent avis a été approuvé par le comité de direction de la CREG au moyen d'une procédure écrite qui a débuté et s'est terminée le 1^{er} février 2023.

1. CADRE LEGAL

1.1. LÉGISLATION NATIONALE

1.1.1. Loi électricité

4. Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité »), visant à mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité, a été approuvée. Cette loi crée un cadre général en vue d'introduire un mécanisme de rémunération de capacité à l'échelle du marché et définit le processus et la répartition des tâches pour l'élaboration des différents sous-aspects du mécanisme de rémunération de capacité au moyen de divers arrêtés d'exécution et de règles du marché. Cette loi a été modifiée par la loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité visant à mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité.

5. L'article 7^{undecies}, § 1^{er} de la loi électricité établit le principe de base des ventes aux enchères périodiques et souligne, entre autres, l'importance de la maîtrise des coûts du mécanisme de rémunération de capacité mis en place :

« Un mécanisme de rémunération de capacité est instauré.

Le mécanisme de rémunération de capacité fonctionne par le biais de mises aux enchères récurrentes en vue de l'octroi de la rémunération de capacité.

Le mécanisme de rémunération de capacité est conçu de façon à rendre le mécanisme le moins coûteux possible. »

6. L'article 7^{undecies}, § 2 de la loi électricité prévoit, entre autres :

« Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition de la commission, après consultation des acteurs du marché, et avis de la Direction générale de l'Energie.

Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les paramètres, autres que ceux visés à l'alinéa 1^{er}, nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, c'est-à-dire les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) applicables à certaines capacités répondant à des critères spécifiques et le prix d'exercice, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché, et après avis de la commission.

[...] »

7. L'article 7^{undecies}, §3 de la loi électricité prévoit :

« Sur base des paramètres et de leurs méthodes de calcul déterminés par le Roi conformément au paragraphe 2, alinéa 1^{er}, le gestionnaire du réseau établit un rapport contenant les calculs nécessaires pour établir la proposition visée au paragraphe 4.

Sur la base de la méthode fixée par le Roi en application du paragraphe 2, alinéa 2, le gestionnaire du réseau établit également une proposition pour les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) et le prix d'exercice pour les

mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité, ainsi que pour le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée.

Au plus tard le 15 novembre de chaque année, le rapport et la proposition du gestionnaire du réseau visés aux alinéas 1^{er} et 2 sont transmis au ministre, à la commission et à la Direction générale de l'Energie.

Au plus tard le 1^{er} février de chaque année suivante, la commission donne un avis au ministre sur la proposition du gestionnaire du réseau visée à l'alinéa 2. »

8. L'article 7undecies, §4 de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 1^{er} février de chaque année suivante, la commission soumet au ministre une proposition contenant les valeurs spécifiques des paramètres, déterminant le volume de la capacité à prévoir, visés au paragraphe 2, alinéa 1^{er}, en vue de l'organisation des mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité, et en remet une copie à la Direction générale de l'Energie et au gestionnaire du réseau. La commission établit cette proposition après application de la méthode de calcul visées au paragraphe 2, l'alinéa 1^{er}, et sur base des calculs du rapport établi par le gestionnaire du réseau visé au paragraphe 3, alinéa 1^{er}. Cette proposition contient également une proposition de volume minimal à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an. »

9. L'article 7undecies, §5 de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 1^{er} mars de chaque année, la Direction générale de l'Energie et le gestionnaire du réseau donnent un avis au ministre relatif à la proposition de la commission visée au paragraphe 4. »

10. L'article 7undecies, §6, alinéa premier de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des propositions et avis visés aux paragraphes 3, 4 et 5, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 7, après concertation en Conseil des ministres, le ministre donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation, fixe le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée, et détermine le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an. »

11. L'article 7undecies, §6, alinéa premier de la loi électricité renvoie également à l'article 7undecies, §7 de la loi électricité lorsqu'il s'agit de déterminer le niveau requis de sécurité d'approvisionnement (« la norme de fiabilité »). L'article 7undecies, §7 de la loi électricité prévoit ce qui suit :

« Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre par le mécanisme de rémunération de capacité, correspond à la norme de fiabilité. Les courbes de demande sont calibrées afin que cette norme de fiabilité soit atteinte.

Sur proposition de la commission, basée sur la méthode visée à l'article 23(6) du Règlement (UE) n° 2019/943, le Roi détermine, après avis de la Direction générale de l'Energie et du gestionnaire du réseau, la norme de fiabilité. Les dispositions de l'article 7bis, § 2, s'appliquent comme critère de fiabilité, jusqu'au moment où le Roi a déterminé le critère de fiabilité en vertu de cet alinéa.

La Direction générale de l'Energie, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et la commission, est désignée comme l'autorité compétente pour établir l'estimation unique du coût de l'énergie non distribuée, visée à l'article 11 du Règlement (UE) 2019/943, et, pour la première fois, dans les six mois suivant la publication de la proposition approuvée, visée à l'article 23, alinéa 6, de celui-ci. Chaque estimation unique, établie par la Direction générale de l'Energie, est approuvée par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.

La Direction générale de l'Energie est désignée pour déterminer le coût qu'un nouvel entrant, visé à l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. Le coût qu'un nouvel entrant est approuvé par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.

Pour l'établissement du rapport, des avis, des propositions et de la décision visés aux paragraphes 2 à 6, il est tenu compte de la norme de fiabilité en vigueur au 15 septembre de l'année précédant celle de la mise aux enchères.

12. L'article 7undecies, §8 de la loi électricité encadre les critères d'admissibilité concernant le droit de participer à la procédure de préqualification et prévoit notamment :

Le Roi détermine, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les critères de recevabilité donnant droit de participer à la procédure de préqualification. Ces critères comprennent entre autres:

1° les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien, ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification;

2° le seuil minimal, en MW, après application des facteurs de réduction, en-dessous duquel les détenteurs de capacité ne peuvent participer à titre individuel à la procédure de préqualification;

3° les conditions et modalités auxquelles les détenteurs de capacité étrangère indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification. Ces conditions et modalités sont fixées après avis de la commission et du gestionnaire du réseau, préalablement à la première année de fourniture de capacité; elles tiennent compte de la contribution effective attendue de cette capacité à la sécurité d'approvisionnement en Belgique et de la conclusion d'accords entre les gestionnaires de réseau concernés.

[...] »

1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021

13. Conformément à l'article 7undecies, §§2, 3 et 6 de la loi électricité, l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (ci-après : « l'AR méthodologie de volume ») a été adopté.

14. L'article 6 de l'AR méthodologie de volume concerne le rapport du gestionnaire de réseau et établit ce qui suit :

« § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau s'assure que le scénario de référence tel que déterminé selon l'article 3, § 7, répond au niveau de la sécurité d'approvisionnement requis par l'article 7undecies, § 7, premier et deuxième alinéas, de la loi du 29 avril 1999 en ajoutant, si nécessaire, de la capacité supplémentaire à la zone de réglage belge :

1° provenant des types de capacité présélectionnés selon l'article 10 et proposés par le gestionnaire de réseau dans la consultation publique visée à l'article 5 et ensuite choisis par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission;

2° d'une manière itérative sur la base d'une boucle d'optimisation économique avec un incrément à la hauteur de celui appliqué dans l'évaluation la plus récemment disponible de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne ou nationale visée aux articles 23 et 24 du Règlement (UE) 2019/943, et de maximum 100 MW.

§ 2. Sur la base du scénario de référence sélectionné en vertu de l'article 3, § 7, adaptée si nécessaire en vertu de l'article 6, § 1^{er}, et en appliquant la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 pour autant que d'application, le gestionnaire du réseau établit le rapport et la proposition visés à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 au plus tard le 15 novembre de l'année précédant les enchères, conformément à l'article 7undecies, § 3, troisième alinéa de la loi du 29 avril 1999.

Le rapport contient au moins les informations et calculs suivantes :

1° le volume de capacité nécessaire et le nombre d'heures pendant lesquelles cette capacité sera utilisée au profit de l'adéquation, au moyen de la courbe de la durée de la demande, visée à l'article 11, § 5, dont on peut en outre déduire la capacité connexe qui a en moyenne moins de 200 heures de fonctionnement par an afin de couvrir la capacité de pointe totale;

2° les informations dont dispose le gestionnaire de réseau en ce qui concerne la quantité de capacité non éligible;

3° Pour chaque Etat membre européen limitrophe, la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes, visée à l'article 14;

4° les rentes inframarginales annuelles pour les technologies reprises dans la liste réduite de technologies visée à l'article 10, § 6;

5° la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 1° ;

6° le volume correspondant aux besoins d'équilibrage, visé à l'article 11, § 2, 2° ;

7° la valeur moyenne de prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 3° ;

La proposition concerne :

1° une proposition pour les facteurs de réduction conformément au Chapitre 5;

2° une proposition pour le prix maximum intermédiaire conformément au Chapitre 6;

3° une proposition pour la détermination du prix de référence conformément au Chapitre 8;

4° une proposition pour le prix d'exercice conformément au Chapitre 8;

5° le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée.

15. L'article 7 de l'AR méthodologie de volume porte sur l'avis que la CREG doit rendre sur la proposition du gestionnaire de réseau et prévoit ce qui suit :

« Au plus tard le 1^{er} février de l'année de l'enchère, conformément à l'article 7undecies, § 3, quatrième alinéa de la loi du 29 avril 1999, la commission donne un avis au ministre sur la proposition du gestionnaire du réseau visée à l'article 6, § 2, alinéa 3.

16. Les articles 8, 9, 10 et 11 de l'AR méthodologie de volume font référence à la courbe de demande qui fait l'objet de la proposition (C)2508 du 31 janvier 2023.

17. Les articles 12 à 14 de l'AR méthodologie de volume (chapitre 5) concernent les facteurs de réduction.

18. Les articles 15 à 20 de l'AR méthodologie de volume (chapitre 6) traitent de la détermination du prix maximum intermédiaire.

19. Les articles 23 à 27 de l'AR méthodologie de volume (chapitre 8) traitent du prix de référence et du prix d'exercice.

1.1.3. Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant le scénario de référence

20. L'arrêté ministériel du 9 septembre 2022¹ détermine le scénario de référence pour la mise aux enchères de 2023.

1.1.4. Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant les valeurs intermédiaires

21. L'arrêté ministériel du 9 septembre 2022² détermine les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023.

¹ Arrêté ministériel déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2023 en application de l'article 3, § 7, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités.

² Arrêté ministériel déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023 conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

2. ANTECEDENTS

22. Cette section expose principalement les antécédents liés à l'enchère Y-4 qui sera organisée en 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028.

23. Le 6 mai 2022, Elia a lancé sa consultation publique sur les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028. Cette consultation s'est terminée le lundi 6 juin 2022.

24. Le 17 juin 2022, Elia a présenté les résultats de la consultation et sa réaction éventuelle aux réponses lors du WG Adequacy.

25. Le 21 juin 2022, le rapport de consultation d'Elia a été publié sur son site Web³.

26. Le 19 juillet 2022, la proposition (C)2429 de la CREG de scénario de référence pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028 a été transmise à la ministre de l'Énergie.

27. Le 2 septembre 2022, la proposition (C)2428 de la CREG de coût brut d'un nouvel entrant et de facteur de correction X pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028 a été transmise à la ministre de l'Énergie.

28. Le 15 novembre 2022, la CREG a reçu le rapport du gestionnaire de réseau Elia intitulé « Préparation de l'enchère CRM Y-4 pour la période de fourniture 2027-28 : Rapport du gestionnaire du réseau contenant des informations pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres spécifiques » (ci-après : « Rapport du gestionnaire de réseau »).

29. Le 16 décembre 2022, Elia a présenté les résultats du rapport du gestionnaire de réseau au WG Adequacy.

30. Le 16 décembre 2022, la CREG a transmis par e-mail un questionnaire concernant le rapport du gestionnaire de réseau. Le questionnaire visait à la fois à mieux comprendre certains résultats et à obtenir certains résultats détaillés.

31. Le 19 janvier 2023 (et annexe complémentaire le 23 janvier 2022), la CREG a reçu une réponse d'Elia aux questions qui lui avaient été posées le 16 décembre 2022. Les réponses d'Elia à certaines questions étaient insuffisantes.

32. Le 1^{er} février 2023, la CREG a publié sa proposition (C)2508 de paramètres avec lesquels le volume de capacité à acheter est déterminé pour l'enchère Y-4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028

³ Voir https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20220620_public-consultation-report-27-28.pdf

3. AVIS

3.1. PROPOSITION DE PARAMÈTRES D'ENCHÈRES D'ELIA

33. La proposition d'Elia concernant les paramètres d'enchères se trouve dans la partie III du rapport du gestionnaire de réseau. Cette proposition est constituée, conformément à l'article 6, §2, 3^e alinéa de l'AR méthodologie de volume, des éléments suivants :

- une proposition pour les facteurs de réduction conformément au chapitre 5 ;
- une proposition pour le prix maximum intermédiaire conformément au chapitre 6 ;
- une proposition pour la détermination du prix de référence conformément au chapitre 8 ;
- une proposition pour le prix d'exercice conformément au chapitre 8.

34. Les sections suivantes traitent des différentes propositions.

3.1.1. Facteurs de réduction

35. Ces facteurs de réduction doivent être déterminés conformément au chapitre 5 de l'AR méthodologie de volume.

36. Les informations contenues dans le rapport du gestionnaire de réseau sur les facteurs de réduction sont minimales : l'article 13 de l'AR méthodologie de volume est repris, suivi d'un tableau récapitulatif de la méthodologie de calcul des facteurs de réduction et d'un tableau des résultats finaux. Le tableau 11 comportant les résultats finaux pour les facteurs de réduction est repris ci-dessous.

Facteurs de réduction en %	
Période de fourniture	2027-2028
Bron	NBV2022
Catégorie I: SLA	
SLA 1h	20%
SLA 2h	35%
SLA 3h	47%
SLA 4h	57%
SLA 5h	65%
SLA 6h	72%
SLA 7h	78%
SLA 8h	83%
SLA 9h	87%
SLA 10h	90%
SLA 11h	93%
SLA 12h	95%
SLA illimité	100%
Catégorie II: Technologies thermiques avec programme journalier	
Turbines gaz-vapeur	93%
Turbines à gaz	93%
Turbojets	96%
Moteurs au gaz autonomes	95%
Moteurs diesel autonomes	95%
Centrales de cogénération	93%
Centrales à biomasse	93%
Installations d'incinération des déchets	93%
Centrales nucléaires	80%
Centrales à charbon	90%
Catégorie III: Technologies à énergie limitée avec programme journalier	
Stockage 1h	23%
Stockage 2h	39%
Stockage 3h	51%
Stockage 4h	60%
Stockage 5h	66%
Stockage 6h	71%
Installations de pompage-turbinage	48%
Catégorie IV: technologies dépendantes des conditions climatiques	
Eoliennes en mer	11%
Eoliennes terrestre	10%
Installations à l'énergie solaire	1%
Centrales hydrauliques au fil de l'eau	46%
Catégorie V: Technologies thermiques sans programme journalier	
Aggrégation de l'ensemble des technologies thermiques	63%

37. L'annexe du rapport du gestionnaire de réseau, intitulée « CRM_Assumptions_Workbook_DY2027 Y-4 Auction », contient le résultat final du calcul des facteurs de réduction pour les turbines gaz-vapeur, les turbines à gaz, les turbojets, les centrales nucléaires, les

centrales de cogénération, les centrales à biomasse et les incinérateurs de déchets (dans la catégorie II) ainsi que pour les installations de pompage-turbinage (catégorie III) et les interconnexions HVDC. Ceux-ci reflètent l'indisponibilité moyenne non planifiée sur la période 2012-2021 et, conformément à l'AR méthodologie de volume, sont utilisés pour déterminer les facteurs de réduction pour les types d'installations de catégorie II concernées.

38. Dans la note d'Elia accompagnant le rapport d'étalonnage ainsi que dans la réponse d'Elia aux questions envoyées par la CREG le 16 décembre, Elia a fourni des précisions supplémentaires sur certains changements notables apportés aux facteurs de réduction, notamment ceux concernant les batteries, les installations de pompage-turbinage, la participation active de la demande et les éoliennes *offshore* et *onshore*.

3.1.2. Prix maximum intermédiaire

39. Ce prix maximum intermédiaire a été déterminé par Elia selon la méthodologie décrite au chapitre 6 de l'AR méthodologie de volume.

40. Dans la section 4.2.1. du rapport du gestionnaire de réseau, Elia, conformément à l'article 18, §1^{er} de l'AR méthodologie de volume, établit une liste restreinte de technologies existantes, qui est identique à celle utilisée pour le rapport du gestionnaire de réseau pour les enchères en 2021 et 2022 couvrant respectivement les périodes de fourniture 2025-2026 et 2026-2027.

Cette liste comprend les technologies suivantes :

- Turbines gaz-vapeur à cycle combiné (CCGT) ;
- Turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) ;
- Turbojets ;
- Installations de pompage-turbinage (PSP) ;
- Market Response avec un temps d'activation de 4 heures.

41. La section 4.2.2. fournit une estimation des éléments de coût pour chaque technologie figurant sur la liste restreinte. Elia s'appuie pour cela sur l'étude menée par Fichtner et sur l'analyse d'Afry.

Elia fournit dans le tableau 12 une estimation des coûts fixes d'exploitation et de maintenance (FOM) pour les technologies figurant dans la liste restreinte.

Technologies	Coûts FOM [€/kW/an] (y compris les coûts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures)		
	Low	Mid	High
<i>CCGT</i>	36	37	51
<i>OCGT</i>	24	24	48
<i>Turbojet</i>	28	35	35
<i>PSP</i>	19	31	39
<i>Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h</i>	5	10	15

Tableau 12 : Estimations de coûts FOM pour les technologies existantes inclus dans la liste réduite

Le tableau 13 montre une estimation des coûts variables d'Elia pour les trois premières technologies de la liste restreinte.

Technologies	Efficacité [%]			Coûts VOM ⁶² [€/MWh]
	Pour revenus Low	Pour revenus Mid	Pour revenus High	
CCGT	50	54	58	2
OCGT	35	40	44	11
Turbojet	21	28	35	3.3

Tableau 13 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de coûts variables pour les technologies existantes inclus dans la liste réduite

En outre, Elia estime le coût d'un test de disponibilité de 15' sur la base des prix d'activation de la SDR (réserve stratégique) pour l'hiver 2015-2016 : 0,2€/kW/an.

Compte tenu du projet de modification de l'AR méthodologie de volume, lié à l'utilisation des revenus moyens au lieu des revenus médians, les coûts fixes ont été augmentés d'une prime de risque publiée dans le cadre des possibilités de dérogation pour l'application du prix maximum intermédiaire. Elia publie dans le tableau 14 les coûts totaux en tenant compte de l'application de la prime de risque totale.

Technologies	Coûts FOM [€/kW/an] (y compris les coûts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures)			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Prime de risque totale [%] à appliquer conformément à la méthodologie découlant de l'étude du Professeur Boudt (WACC + prime de risque additionnelle)		Coûts totaux [€/kW/an] Coûts FOM multipliés par (1 + prime de risque totale)					
							Sans investissements associés à une durée de vie économique > 3ans			Avec investissements associés à une durée de vie économique > 3ans		
	Low	Mid	High		Low	Mid	High	Low	Mid	High		
CCGT	36	37	51	0	6,5%	9%	38	39	54	39	40	56
OCGT	24	24	48	0	7%	10,5%	26	26	51	27	27	53
Turbojet	28	35	35	0	7%	10,5%	30	37	37	31	39	39
PSP	19	31	39	0	8,5%	13%	21	34	42	21	35	44
Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h	5	10	15	0,2	8,5%	13%	6	11	16	6	12	17

Tableau 14 : récapitulatif des coûts applicables pour la détermination du « missing-money » dans le cadre du Prix Maximum Intermédiaire

42. Dans la section 4.2.3, Elia estime les revenus conformément à l'article 19 du projet de modification de l'AR méthodologie de volume.

Les rentes inframarginales sur le marché de l'énergie ont été calculées conformément à l'article 19, §2, 3° pour la moyenne des revenus et en tenant compte de la limitation des revenus résultant du prix d'exercice de 417 €/MWh.

L'estimation par Elia des revenus du marché des services auxiliaires est expliquée plus en détail.

Un résumé des revenus estimés est donné dans le tableau 15 du rapport du gestionnaire de réseau.

Technologies	Rentés inframarginales annuelles moyennes gagnées sur le marché de l'énergie [€/kW/an]			Revenus nets du marché des services d'équilibrage [€/kW/an]			Total des revenus [€/kW/an]		
	Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	32	42	57	/	/	/	32	42	57
OCGT	14	17	20	20	22	25	34	39	45
Turbojet	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PSP	27	27	27	/	/	/	27	27	27
Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h	0	0	0	19	23	27	19	23	27

Tableau 15 : Prix maximum intermédiaire - Table récapitulative des revenus

43. Dans la section 4.2.4, Elia détermine six niveaux différents de *missing money* en combinant 2 variantes de coûts (*mid* et *high*) avec 3 variantes de revenus (*low*, *mid* et *high*). La variante dont le coût estimé est le plus bas n'a pas été utilisée pour déterminer le *missing money*.

Elia ne calcule pas le *missing money* de la technologie « installations de pompage/turbinage » pour les raisons exposées aux pages 89-90 du rapport du gestionnaire de réseau.

Le *missing money* estimé (en €/kWderated/an) est présenté dans les tableaux 16 et 17 en fonction de la prime de risque appliquée.

Technologies	Facteur de réduction [%]	Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle) Avec investissements associés à une durée de vie économie > 3 ans	Coûts FOM [€/kW/an]			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Total des revenus [€/kW/an]			« Missing-money » avec prime de risque totale pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de plus de 3 ans (divisé par le facteur de réduction) [€/kW-réduit/an]					
			Low	Mid	High		Low	Mid	High	Niv. 1 Mid Cost – High Rev	Niv. 2 Mid Cost – Mid Rev	Niv. 3 Mid Cost – Low Rev	Niv. 4 High Cost – High Rev	Niv. 5 High Cost – Mid Rev	Niv. 6 High Cost – Low Rev
CCGT	92%	9%	36	37	51	0	32	42	57	0	0	9	0	15	26
OCGT	91%	10,5%	24	24	48	0	34	39	45	0	0	0	9	15	21
Turbojet	96%	10,5%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Market response (activation d'énergie de 4h)	68%	13%	5	10	15	0.2	19	23	27	0	0	0	0	0	0

Tableau 16 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de « missing-money » pour les technologies existantes incluses dans la liste réduite avec application de la prime de risque pour des investissements associés à une durée de vie économie de plus de 3 ans

Technologies	Facteur de réduction [%]	Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle) Avec investissements associés à une durée de vie économique < 3 ans	Coûts FOM [€/kW/an]			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Total des revenus [€/kW/an]			« Missing-money » avec prime de risque totale pour des investissements associés à une durée de vie économique de moins de 3 ans (divisé par le facteur de réduction) [€/kW-réduit/an]					
			Low	Mid	High		Low	Mid	High	Niv. 1	Niv. 2	Niv. 3	Niv. 4	Niv. 5	Niv. 6
										Mid Cost – High Rev	Mid Cost – Mid Rev	Mid Cost – Low Rev	High Cost – High Rev	High Cost – Mid Rev	High Cost – Low Rev
CCGT	92%	6,5%	36	37	51	0	32	42	57	0	0	8	0	13	24
OCGT	91%	7%	24	24	48	0	34	39	45	0	0	0	7	14	19
Turbojet	96%	7%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Market response (activation d'énergie de 4h)	68%	8,5%	5	10	15	0,2	19	23	27	0	0	0	0	0	0

Tableau 17 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de « missing-money » pour les technologies existantes incluses dans la liste réduite avec application de la prime de risque pour des investissements associés à une durée de vie économique de moins de 3 ans

44. Dans la section 4.2.5. (Conclusion), Elia affirme que le type de technologie TGV est celui qui a le plus de *missing money*. Elia conclut alors que le *missing money* est de 26 €/kW/an, soit le plus élevé figurant dans les tableaux 16 et 17.

Elia propose une valeur de 26 €/kW/an comme prix maximum intermédiaire.

3.1.3. Détermination du prix de référence et du prix d'exercice

45. Dans la section 4.3.1 du rapport du gestionnaire de réseau, Elia propose, comme dans le rapport précédent du gestionnaire de réseau, de prendre comme prix de référence le segment du marché journalier d'un NEMO, actif en Belgique pour la zone de réglage belge.

46. Dans la section 4.3.2, Elia s'appuie sur le rapport d'E-CUBE pour déterminer une fenêtre glissante pour l'étalonnage de (75-85)% du volume élastique sur les marchés journaliers des NEMO actifs en Belgique sur une moyenne pondérée des courbes moyennes des périodes hivernales précédentes (2019-20, 2020-21 et 2021-2022), ce qui donne une fourchette de 270-417€/MWh.

Elia limite ensuite le prix d'exercice, en tenant compte des cinq considérants de l'article 25, § 2, 2^e alinéa de l'AR méthodologie de volume, à une valeur de 417 €/MWh.

47. Par conséquent, dans la section 4.3.3, Elia propose comme conclusion un prix d'exercice de 417 €/MWh.

3.2. AVIS SUR LA PROPOSITION DE PARAMÈTRES D'ENCHÈRES

48. La CREG n'a pas été en mesure de valider les chiffres dans le rapport d'étalonnage. Pour rédiger cet avis, la CREG s'est basée sur les informations disponibles dans le rapport d'étalonnage, complétées par les réponses obtenues aux questions posées par la CREG.

3.2.1. Facteurs de réduction

49. Le manque d'informations dans le rapport du gestionnaire de réseau d'Elia ne permet pas à la CREG de rendre un avis motivé sur tous les facteurs de réduction.

50. L'évolution des facteurs de réduction proposés par Elia est remarquable. La CREG s'attendait à ce que des évolutions limitées se manifestent au fil des ans selon une même tendance. Le CREG note toutefois que les facteurs de réduction de certaines technologies suivent un mouvement de yoyo. C'est principalement le cas des technologies de catégorie I (*Service Level Agreements* jusqu'à 6 heures) et des technologies à faible énergie. Le changement pour les installations de pompage-turbinage est frappant. Par ailleurs, la CREG constate que les facteurs de réduction des éoliennes *offshore* et *onshore* évoluent dans des directions opposées. Elia a expliqué ces évolutions dans la note d'accompagnement et dans sa réponse aux questions complémentaires de la CREG envoyées le 16 décembre 2022.

Elia explique également que les évolutions dans les pays voisins seraient déterminantes pour les évolutions des facteurs de réduction. Toutefois, les données relatives aux pays voisins ne sont pas publiées en détail (le rapport du gestionnaire de réseau ne contient qu'un lien vers le site Web de l'ERAA et une feuille avec les mises à jour).

Le facteur de réduction des centrales nucléaires accuse également une forte baisse (de 96 % dans les rapports précédents des gestionnaires de réseau à 80 % dans le dernier rapport des gestionnaires de réseau). La CREG note que ces faibles facteurs de réduction sont principalement dus à des « *long-lasting- forced outages* ». Ces arrêts de longue durée varient fortement en fonction de la centrale nucléaire concernée. Le facteur de réduction de 80 % résulte d'un calcul incluant toutes les centrales nucléaires. Les arrêts prolongés sont souvent dus à des problèmes spécifiques aux capacités concernées. La CREG recommande dès lors de calculer le facteur de réduction de la capacité nucléaire nationale sur la base des données historiques des seules centrales nucléaires qui font l'objet d'une prolongation de la période de fourniture envisagée.

51. La CREG attire l'attention sur le fait que la variabilité des facteurs de réduction complique les perspectives pour les technologies qui souhaitent participer aux enchères CRM sur une base annuelle. Par conséquent, pour les futurs rapports du gestionnaire de réseau, la CREG confirme la nécessité de disposer des explications détaillées d'Elia sur les résultats des simulations et des calculs.

52. Comme la CREG l'avait également indiqué dans ses avis (A)2161 du 2 février 2021 et (A)2327 du 1^{er} février 2022, les années climatiques utilisées peuvent avoir un impact important sur les facteurs de réduction des technologies à faible énergie. Le CREG maintient sa position selon laquelle cette nouvelle base de données climatiques reste une « boîte noire » et continue de recommander qu'au moins une simulation comparative soit demandée à Elia avec l'utilisation d'années climatiques historiques.

3.2.2. Prix maximum intermédiaire

53. Les revenus pris en compte pour la détermination du prix maximum intermédiaire sont limités par le prix d'exercice de 417 €/MWh. S'il est décidé de modifier ce prix d'exercice (voir titre 3.2.3 du présent avis), les revenus doivent également être recalculés en tenant compte du nouveau niveau du prix d'exercice.

En outre, dans le cadre de la préparation des règles de fonctionnement, Elia a soumis à la consultation des parties prenantes une proposition d'introduction d'une indexation du prix d'exercice étalonné au chapitre 12 des règles de fonctionnement CRM. Au moment de la rédaction du présent avis, conformément au calendrier établi pour la détermination des règles de fonctionnement, la CREG n'a pas encore reçu de proposition définitive d'Elia à ce sujet et la CREG doit donc encore déterminer les règles de fonctionnement pour l'enchère de 2023 pour la période de fourniture 2027-2028. Elia a confirmé à la CREG que l'éventuelle modification de l'indexation du prix d'exercice étalonné n'a pas été prise en compte dans les calculs du rapport d'étalonnage. S'il était décidé d'indexer le prix d'exercice, on pourrait se demander dans quelle mesure cela pourrait affecter les revenus. La CREG recommande que l'impact d'une adaptation de la formule de calcul du prix d'exercice sur les revenus inframarginaux soit évalué par Elia.

54. En ce qui concerne l'estimation des coûts et des revenus, la CREG estime que l'approche actuelle suivie par Elia entraînera généralement une incohérence.

En effet, l'estimation des coûts annuels fixes pour l'exploitation et la maintenance (ou *Operations and Maintenance*, ci-après « O&M ») est l'estimation des consultants basée sur l'hypothèse d'un nombre d'heures de fonctionnement et d'un nombre d'activations par an. Pour les unités TGV (CCGT), les coûts fixes O&M sont basés sur les estimations de l'analyse d'AFRY [AFRY (4000h, no elec)], qui a pris pour hypothèse le chiffre de 4000 heures de fonctionnement par an. Pour les unités OCGT, les coûts fixes O&M sont également basés sur les estimations de l'analyse d'AFRY [AFRY (excl. grid charge)], qui suppose 800 heures de fonctionnement et 150 activations par an.

La CREG pense que l'estimation des coûts annuels fixes O&M des CCGT et OCGT devrait être basée sur les paramètres opérationnels simulés par Elia (nombre d'heures de fonctionnement et nombre de démarrages par an) lors de l'estimation des revenus. Cette estimation (qui peut nécessiter une itération du nombre de simulations) conduit à une meilleure cohérence entre les revenus simulés d'une part et les coûts O&M fixes annuels facturés d'autre part.

La CREG comprend que, dans le cadre de la détermination de l'IPC et conformément à l'AR méthodologie de volume, une valeur doit être déterminée pour chaque technologie, représentant toutes les catégories qu'elle contient. La CREG recommande néanmoins que cette valeur pour chaque technologie reflète le coût correspondant aux revenus calculés pour ces différentes technologies.

Dans son étude, Afry considère une indexation du coût de la main-d'œuvre basée sur l'indice du coût de la main-d'œuvre pour le secteur de la fourniture d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné. Dans l'étude 2020, Afry a basé son évaluation sur une étude réalisée en 2018 par Pöyry pour une OCGT et une CCGT en Irlande. Cette étude a pris en compte un coût par ETP de 78 000 €/an pour une OCGT et de 83 000 €/an pour une CCGT. La CREG estime que ces niveaux sous-estiment les coûts effectifs observés en Belgique.

De manière générale, la CREG estime que la détermination des coûts fixes considérée dans l'étude Afry et la détermination des coûts variables par Elia doivent être cohérentes. La méthodologie actuellement utilisée ne permet pas de garantir cette cohérence. En effet, le coût O&M variable utilisé par Elia est basé sur un examen des études disponibles pour lesquelles les éléments de coût inclus ne sont pas détaillés. L'étude Afry émet l'hypothèse que certains coûts ont été imputés en coûts variables par Elia, sans pouvoir le vérifier.

La CREG estime également qu'une révision complète des coûts à inclure et à exclure du calcul de l'IPC est nécessaire.

55. Les revenus nets du marché des services d'équilibrage complètent les revenus inframarginaux du marché de l'énergie.

L'article 19, § 3, 2° de l'AR méthodologie de volume prévoit que l'estimation des revenus de la fourniture de services d'équilibrage correspond aux coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire du réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre, sur la base des 36 derniers mois. Par contre, Elia a plafonné les revenus dépassant un certain seuil aux fins du calcul des revenus moyens, arguant qu'ils ne sont pas représentatifs. Pour la mFRR, tous les revenus supérieurs à 10 €/MW/h ont été exclus (voir note de bas de page 67 à la page 85 du rapport du gestionnaire de réseau).

Premièrement, l'arrêté royal ne fournit aucune base juridique pour plafonner les revenus plus élevés. Selon la CREG, la disposition pertinente de l'arrêté royal, qui est formulée de manière suffisamment claire, ne laisse aucune marge d'interprétation (différente). La CREG constate qu'Elia a délibérément interprété différemment le texte de l'arrêté royal, ce qui a entraîné une sous-estimation des revenus

provenant de la fourniture de services d'équilibrage et la détermination d'un prix maximum intermédiaire plus élevé. Cela pourrait augmenter le coût du CRM.

Deuxièmement, le CREG estime que cette sous-estimation est significative. En effet, la CREG a demandé à Elia le calcul détaillé et l'a reçu le 23 janvier 2023. Il en ressort qu'une valeur de prix mFRR, vraisemblablement une valeur moyenne, a été calculée pour chacun des 36 mois de la période octobre 2019 - septembre 2022. Si cette valeur mensuelle dépasse 10€/MW/h, la valeur mensuelle est supprimée de la suite du calcul. Par conséquent, les prix pour la capacité mFRR contractée de 4 mois complets (1 mois en 2020, 1 mois en 2021 et 2 mois en 2022) ne sont pas inclus dans le calcul. En revanche, pour la FCR, Elia a calculé des valeurs par jour pour la période octobre 2019 - septembre 2022 et n'a pas utilisé de seuil pour retirer des jours de la suite du calcul.

La CREG note en outre que les revenus du besoin en aFRR n'ont pas été pris en compte. Comme l'affirme Elia, les technologies qui fournissent généralement des services aFRR feront un arbitrage entre la fourniture d'aFRR et la vente d'énergie. Elia part du principe que les prix de réservation de l'aFRR ne sont pas censés représenter des revenus supplémentaires par rapport aux revenus inframarginaux du marché de l'énergie. La CREG conteste cette conclusion. Les technologies fournissant des services aFRR offriront un coût de réservation qui tient compte de leurs coûts, de leur perte de revenus sur le marché de l'énergie mais aussi d'une marge supplémentaire. La conclusion d'Elia a pour effet de sous-estimer les revenus du marché d'équilibrage et donc de conduire à la détermination d'un prix maximum intermédiaire plus élevé.

Pour estimer les revenus nets du marché de la fourniture de services d'équilibrage, Elia part d'un pourcentage des revenus annuels maximums par technologie. La CREG constate qu'Elia a augmenté les pourcentages pour l'OCGT et la participation active de la demande, mais note que les niveaux restent encore bas pour l'OCGT. La CREG recommande à Elia de poursuivre l'enquête menant à l'augmentation de ces pourcentages. Comme le coût marginal des turbojets est déjà plus élevé que le prix d'exercice, Elia n'a pas calculé de revenus nets supplémentaires provenant de la réservation de services d'équilibrage.

La CREG souligne que la prise en compte de pourcentages trop faibles peut avoir des conséquences lors du traitement des demandes d'exception au prix maximum intermédiaire et par conséquent augmenter le coût du CRM.

56. La détermination du *missing money* de chacune des technologies de la liste restreinte est basée sur les estimations des coûts et des revenus estimés dans les sections 4.2.2. et 4.2.3. L'estimation du *missing money* est déterminée selon Elia par la formule suivante :

Missing money = (coût FOM + Coûts d'activation pour les tests de disponibilité) * (1 + hurdle rate) - Total des revenus.

Les valeurs du *missing money* estimées par Elia constituent la base de la proposition d'Elia concernant le niveau du prix maximum intermédiaire. Le prix maximum intermédiaire correspond au prix maximum auquel des capacités de la catégorie avec un contrat CRM d'un an peuvent soumissionner à l'enchère Y-4 en 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028. Par conséquent, la CREG estime que les valeurs du *missing money* devraient être exprimées en euros 2027-2028. Le montant estimé en euros 2020 devrait être extrapolé en euros 2027-2028 sur la base de l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre 2020 et la période de fourniture 2027-2028.

3.2.3. Détermination du prix de référence et du prix d'exercice

57. Le prix d'exercice proposé par Elia a été déterminé sur la base des courbes moyennes des périodes hivernales précédentes (2019-20, 2020-21 et 2021-2022). La CREG reconnaît que les augmentations de prix depuis 2021 ont par conséquent entraîné une augmentation de la fourchette (jusqu'à 270-417 €/MWh) par rapport au rapport du gestionnaire de réseau de 2021 et que la période précédente a été assombrie par la pandémie de Covid et a par conséquent eu un effet réducteur sur la fourchette.

Elia évalue la fourchette du prix d'exercice en fonction de cinq critères conformément à l'article 27, § 2 de l'arrêté royal méthodologie de volume. Elia indique que la valeur maximale de la fourchette doit être choisie comme prix d'exercice, soit un prix d'exercice de 417 €/MWh. Dans cette argumentation, Elia met en évidence les évolutions récentes du marché et l'attente que les prix du marché poursuivent leur hausse.

La CREG convient qu'il faut tenir compte de la tendance générale à la hausse des prix du marché. Toutefois, compte tenu des influences extérieures exceptionnelles sur les prix du marché et des mesures qui (peuvent) s'ensuivre, la question se pose d'autant plus de savoir dans quelle mesure le prix d'exercice qui en résulte est représentatif des prix du marché pour la période contractuelle 2027-2028. Compte tenu de l'impact du prix d'exercice sur la détermination du prix maximum intermédiaire et de l'obligation de remboursement, la CREG recommande la prudence dans ces considérations. La CREG estime que les récentes circonstances exceptionnelles ne peuvent être considérées comme une référence pour la détermination du prix d'exercice qui sera d'application pendant la période de fourniture 2027-2028.

En outre, les modalités de l'obligation de remboursement sont également sujettes à des modifications. Ces derniers mois, Elia a proposé une modification de l'indexation du prix d'exercice étalonné au chapitre 12 des règles de fonctionnement CRM. Au moment de la rédaction du présent avis, selon le calendrier d'établissement des règles de fonctionnement, la CREG n'a pas encore reçu de proposition définitive d'Elia à ce sujet, et la CREG doit donc établir les règles de fonctionnement de l'enchère de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028.

4. CONCLUSION

58. Sur la base des propositions de paramètres d'enchères d'Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau, la CREG a rendu le présent avis.

59. La CREG n'a pas été en mesure de valider les chiffres dans le rapport d'étalonnage.

60. En ce qui concerne les facteurs de réduction, la CREG propose de calculer les facteurs de réduction de la capacité nucléaire nationale sur la base des données historiques des seules centrales nucléaires qui font l'objet d'une prolongation de la période de fourniture envisagée.

61. En ce qui concerne le prix maximum intermédiaire, la CREG a formulé un certain nombre de remarques importantes et conseille à Elia de refaire le calcul du prix maximum intermédiaire en tenant compte des remarques formulées par la CREG.

62. En ce qui concerne le choix du prix de référence, la CREG recommande de suivre la proposition d'Elia de prendre comme prix de référence le segment du marché journalier d'un NEMO opérant en Belgique pour la zone de réglage belge.

63. En ce qui concerne le prix d'exercice, la CREG a émis quelques réserves sur la valeur de 417€/MWh proposée par Elia.



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

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction