

Proposition

(C)2267

10 septembre 2021

Proposition de coût brut d'un nouvel entrant et de facteur de correction X pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2026-2027

Etablie en application de l'article 4, § 1^{er} 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 légal.....	4
1.1. Législation nationale	4
1.2. Règlement électricité	8
2. Antécédents	8
2.1. Généralités	8
2.2. Consultation	10
2.2.1. Aperçu des réactions.....	10
2.2.2. Analyse des réactions reçues	10
3. Proposition de coût brut d'un nouvel entrant et de facteur de correction X	17
3.1. Remarques préliminaires	17
3.2. Proposition de WACC	17
3.3. Proposition de coût brut d'un nouvel entrant pour différentes technologies	18
3.4. Proposition de facteur de correction X	21
4. Conclusion	24
ANNEXE	26

a

INTRODUCTION

1. Dans le cadre de la préparation de la première enchère Y-4 qui aura lieu en 2021 avec fourniture de capacité commençant le 1^{er} novembre 2025, la CREG a formulé le 30 juin 2020 un projet de proposition de coût brut d'un nouvel entrant et de facteur de correction X. Après une consultation publique, la CREG a formulé le projet de proposition 2086/2 le 24 septembre 2020. En l'absence de base légale (seul un projet d'arrêté royal était disponible), la CREG n'a pas pu émettre de proposition formelle et ce document est resté à l'état de projet de proposition. Cette base légale a été apportée par 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'arrêté royal du 28 avril 2021 »).

2. La présente proposition est établie en application de l'article 4, § 1^{er} de l'arrêté royal du 28 avril 2021 et contient la proposition de la CREG relative au coût brut d'un nouvel entrant et au facteur de correction X.

3. La présente proposition se compose de quatre chapitres.

Le premier chapitre traite du cadre légal.

Le deuxième chapitre contient les antécédents et l'aperçu des réactions à la consultation publique sur le projet de proposition (C)2267 de la CREG.

Le troisième chapitre contient la proposition proprement dite de coût brut d'un nouvel entrant et de facteur de correction X.

Le quatrième chapitre comporte la conclusion de la présente proposition.

4. La présente proposition a été approuvée par le comité de direction de la CREG au moyen d'une procédure écrite le 10 septembre 2021.

1. CADRE LÉGAL

1.1. LÉGISLATION NATIONALE

1.1.1 Loi électricité

5. Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité a été adoptée afin de mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité. Cette loi crée un cadre général en vue de l'introduction d'un mécanisme de capacités à l'échelle du marché et définit le processus et la répartition des tâches pour l'élaboration des différents aspects du mécanisme de rémunération de capacité au moyen de divers arrêtés royaux et 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 portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité.

6. L'article 7undecies, § 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 instauré :

« 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. »

7. L'article 7undecies, § 2 de la loi électricité prévoit :

« 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 1er, 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. »

8. L'article 7undecies, § 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 1er, 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

misés 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 1er février de chaque année suivante, la commission donne un avis au ministre sur la proposition du gestionnaire du réseau visée à l'alinéa 2. »

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

« Au plus tard le 1er 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 1er, 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 1er. 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. »

10. 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. »

11. L'article 7undecies, § 6 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. »

12. L'article 7undecies, § 6, alinéa premier de la loi électricité renvoie également à l'article 7undecies, § 7 de la loi électricité en ce qui concerne la détermination du niveau requis de sécurité d'approvisionnement (« la norme de fiabilité »). En ce qui concerne 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. »

1.1.2 Arrêté royal du 28 avril 2021

13. En exécution de 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 a été adopté.

14. L'article 2 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit ce qui suit :

§ 1^{er}. Le gestionnaire du réseau établit son rapport et sa proposition visés à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 et tels que décrits à l'article 7, § 2, sur la base d'un scénario de référence, visé à l'article 3, § 7, et les valeurs intermédiaires, visées à l'article 4.

§ 2. La commission formule sa proposition visée sur la base de l'article 7undecies, § 4, sur la base de ce même scénario de référence et les mêmes valeurs intermédiaires.

15. En ce qui concerne les valeurs intermédiaires, l'article 4 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit:

« § 1^{er}. La commission établit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition des valeurs intermédiaires suivantes :

1° le coût brut d'un nouvel entrant des technologies reprises dans la liste réduite de technologies visées à l'article 10, § 4;

2° le facteur de correction X, permettant de déterminer le prix maximum, visé à l'article 10, § 8 et 9, et permettant de calibrer le volume maximum au prix maximum, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 11, § 2, 1°.

§ 2. La proposition est soumise à une consultation publique durant une période de minimum un mois et adaptée en fonction des résultats de celle-ci. Cette proposition inclut également la valeur du coût moyen pondéré du capital qui a été pris en compte au paragraphe 1, 1°, afin de calculer le coût brut d'un nouvel entrant.

§ 3. Les valeurs intermédiaires sont fixées au plus tard le 15 septembre de chaque année par le Ministre sur la base de la proposition de la commission et de son rapport de consultation. Le Ministre peut déroger à la proposition de la Commission moyennant motivation adéquate.

16. L'article 10, §4 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit :

« La méthode pour déterminer le coût brut de différentes technologies, visées à l'article 5, est la méthodologie de l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943, approuvée conformément à l'article 27, du Règlement (UE) 2019/943. En l'absence d'une telle méthode, au moment du calcul, le coût brut de différentes technologies sera déterminé suivant les deux étapes décrites ci-dessous :

Premièrement, une liste réduite des technologies éligibles est déterminée sur la base des critères suivants :

1° la référence pour chaque technologie doit concerner des nouveaux entrants, qui ne sont pas encore acteur sur le marché de l'électricité et pour lesquels aucune infrastructure préexistante n'est disponible;

2° la liste est basée sur les technologies existantes dans la zone de réglage belge et sur les technologies qui pourraient raisonnablement être disponibles pour l'année visée;

3° pour des technologies avec un nombre d'heures de fonctionnement du même ordre de grandeur, les technologies avec des paramètres de coût significativement supérieurs sont exclus de la liste réduite;

4° les technologies doivent être conformes aux limites relatives aux émissions de CO₂, visées à l'article 22, alinéa 4 du Règlement (UE) 2019/943 et à toute autre limite légale. Deuxièmement, une analyse détaillée des coûts sur l'ensemble de la durée de vie de la référence pour chaque technologie est réalisée sur la base de la liste réduite des technologies éligibles et compte tenu du facteur de réduction lié à chaque technologie, tel que visé à l'article 13, dans le but de déterminer la valeur du coût brut d'un nouvel entrant et le modèle de référence associé pour chaque technologie. »

17. L'article 10, §§ 8 et 9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit :

« § 8. Le prix maximum est déterminé comme le produit du coût net d'un nouvel entrant multiplié par le facteur de correction X, comme déterminé conformément à l'article 4, § 3.

§ 9. La valeur du facteur de correction X tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant aux différences de coûts entre les technologies éligibles, au niveau de la variabilité des coûts bruts d'un nouvel entrant associés à différentes

technologies qu'au niveau de la détermination des rentes inframarginales annuelles et les revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage.

1.2. RÈGLEMENT ÉLECTRICITÉ

18. Pour la méthode de calcul des valeurs intermédiaires, l'arrêté royal du 28 avril 2021 renvoie à l'article 23, alinéa 6 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 relatif au marché intérieur de l'électricité (ci-après : le « règlement électricité »). Pour le calcul des coûts d'un nouvel accès, l'article 7*undecies*, § 7 de la loi électricité renvoie également aux mêmes dispositions du règlement électricité.

19. Il y est prévu ce qui suit :

« Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER un projet de méthode pour calculer:

a) le coût de l'énergie non distribuée ;

b) le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir («cost of new entry») pour la production ou la participation active de la demande; et

c) la norme de fiabilité visée à l'article 25.

La méthode se fonde sur des critères transparents, objectifs et vérifiables.

Le 2 octobre 2020, l'ACER a adopté sa décision n° 23/2020 relative à la méthodologie pour le calcul de la valeur de la charge perdue, le coût d'un nouvel entrant et la norme de fiabilité.

2. ANTÉCÉDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

20. Le 24 septembre 2020, la CREG a formulé son projet de proposition (C)2086/2, dans lequel le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X ont été déterminés en vue de l'enchère de 2021 (ci-après : le « projet de proposition 2086/2 »)¹.

21. Le 20 octobre 2020, la CREG a reçu une copie de la lettre de la ministre de l'Energie adressée à Elia, dans laquelle étaient indiquées les valeurs intermédiaires qu'Elia devait utiliser dans le cadre des travaux de préparation de la première enchère CRM. Il y a eu deux dérogations au projet de proposition 2086/2 :

- il a été demandé à Elia de ne pas prendre en compte la *market response* dans la liste des technologies.
- il a été demandé à Elia d'utiliser un facteur de correction X de 1,5 au lieu de 1,1 sur proposition de la CREG.

¹ Projet de proposition (C)2086/2 du 24 septembre 2020, voir <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c20862>

22. Le 28 janvier 2021, la CREG a formulé le projet de proposition (C)2192/1 relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à acheter pour l'enchère Y-4 de 2021 couvrant la période de fourniture 2025-2026. Dans le cadre de l'élaboration de ce projet de proposition, la CREG avait demandé à Elia des informations quantitatives détaillées sur les simulations qu'Elia avait effectuées lors de l'élaboration du rapport du gestionnaire de réseau. Cette demande a été répétée en avril et mai 2021, mais sans résultat positif. Les informations demandées auraient pu être utilisées pour déterminer les rentes inframarginales annuelles nécessaires pour définir le facteur de correction X.

23. Le 28 avril 2021, l'arrêté royal 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 a été adopté.

24. Le 30 avril 2021, la ministre de l'Energie a pris un arrêté ministériel fixant les valeurs intermédiaires pour l'enchère de 2021, 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. Le contenu de cet arrêté ministériel est conforme à la lettre précitée du 20 octobre 2020.

25. Le 7 mai 2021, la Direction générale Energie, sur la base des pouvoirs qui lui sont conférés par l'article 7undecies, § 7 de la loi électricité, a déterminé dans une note intitulée « Détermination du coût d'un nouvel entrant (CoNE) » les coûts d'un nouvel accès pour les technologies de référence retenues par la Direction générale Energie, en vue de l'élaboration par la CREG d'une proposition de norme de fiabilité.

26. Le 28 mai 2021, la CREG a publié, à la demande de la ministre de l'Energie, une proposition de norme de fiabilité pour le territoire belge².

27. Dans le cadre de la collaboration avec le gestionnaire de réseau exigée par l'arrêté royal du 28 avril 2021, la CREG a transmis le 28 juillet 2021 les grandes lignes de cette proposition à Elia pour un premier feedback. Le 29 juillet 2021, la CREG a reçu la réaction d'Elia.

28. Le 27 août 2021, la Commission européenne a pris une décision positive en ce qui concerne le mécanisme de rémunération de capacité proposé en Belgique³.

29. Le 31 août 2021, l'arrêté royal relatif à la détermination de la norme de fiabilité et à l'approbation des valeurs du coût de l'énergie non distribuée et du coût d'un nouvel accès a été adopté.

30. Le 7 septembre, une réunion de coopération a eu lieu entre Elia et la CREG. Bien qu'aucune position commune n'ait été dégagée lors de cette réunion, la CREG a proposé qu'après la publication du rapport du gestionnaire de réseau prévue d'ici le 15 novembre 2021, une concertation soit entamée sur le calcul du facteur de correction, en vue de le définir pour les enchères à partir de 2023.

² Proposition (C)2243 du 28 mai 2021: proposition de norme de fiabilité pour le territoire belge, <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2243>

³ https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202137/288236_2313671_226_2.pdf

2.2. CONSULTATION

31. Conformément à l'article 4, § 2 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, une consultation publique sur ce projet de proposition a été organisée pendant au moins un mois sur le site Web de la CREG. Cette consultation a commencé le 30 juillet 2021 et s'est terminée le 31 août 2021.

2.2.1. Aperçu des réactions

32. La CREG a reçu trois réactions non confidentielles à la consultation, à savoir de :

- Elia ;
- la FEBEG ;
- Febeliec.

Les trois réactions reçues figurent en annexe 1.

2.2.2. Analyse des réactions reçues

Dans cette section, la CREG se limite à analyser les principales réactions.

2.2.2.1. Remarques générales

33. Dans sa réaction, Elia souligne sa collaboration constructive avec la CREG.

Dans la mesure où Elia ne fournit pas à la CREG les informations demandées par la CREG à diverses reprises et qu'elle estime nécessaires afin de mieux quantifier le facteur de correction (voir numéro 0 - Antécédents), la CREG ne partage pas l'avis d'Elia concernant la collaboration constructive.

34. La FEBEG regrette que le document de la Direction générale Energie du 7 mai 2021 n'ait pas été rendu public, ce qui a rendu difficile la formulation d'un feedback.

La CREG comprend la réaction de la FEBEG, mais n'est pas l'auteur de ce document et ne souhaite pas le publier sans l'accord préalable de la Direction générale Energie.

35. Febeliec estime que le moment de la consultation publique est trop précoce, étant donné que les résultats de la première enchère ne sont pas encore connus et que la décision de la Commission européenne ne l'est pas non plus.

La consultation publique a été lancée le plus tard possible, mais devait permettre à la CREG de faire une proposition à la ministre avant le 15 septembre (date à laquelle la ministre doit décider des valeurs intermédiaires). La CREG espère qu'une discussion constructive sur les améliorations à apporter à la conception et au calendrier du CRM en Belgique pourra avoir lieu après la publication des résultats de la première enchère. En ce qui concerne la décision de la Commission européenne, la CREG, comme les autres acteurs du marché, doit attendre la publication de la version par la Commission européenne (la décision de la Commission européenne n'a pas été diffusée au sein du comité de suivi CRM).

36. Febeliec s'interroge également sur la pertinence et l'utilité de l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2026-2027, compte tenu des volumes élevés demandés lors de l'enchère Y-4 en 2021 couvrant la période de fourniture 2025-2026.

Le processus des enchères consécutives Y-4 et T-1 est fixé par la loi. La CREG estime également que moins de nouvelles capacités supplémentaires seront probablement nécessaires pour la période de fourniture 2026-2027 (voir numéro 66). Même si aucune capacité supplémentaire n'est nécessaire pour la période de fourniture 2026-2027, les enchères CRM restent une obligation légale et les capacités qui ne sont pas éligibles pour des contrats pluriannuels pourront et voudront participer à ces enchères.

37. Febeliec regrette que la CREG n'utilise pas les informations qu'elle a obtenues dans le cadre des dossiers d'investissement pour déterminer les valeurs CoNE.

La CREG estime, d'une part, que ces informations sont hautement confidentielles et, d'autre part, qu'il est préférable de ne pas les communiquer à l'approche de la première enchère afin de ne pas influencer le processus d'enchères.

2.2.2.2. Liste des technologies éligibles et détermination du coût brut d'un nouvel entrant

38. Elia souligne (voir à partir de la page 5/12 de sa réaction) la différence entre la détermination du CoNE dans le cadre de la norme de fiabilité et celle dans le cadre de la courbe de demande pour une enchère CRM.

Elia affirme tout d'abord que les objectifs sont différents et que les principes de neutralité technologique et de réduction des coûts, nécessaires dans le cadre de la détermination de la courbe de demande, ne peuvent être appliqués de la même manière pour la détermination de la norme de fiabilité.

Elia propose de ne pas prendre en compte un certain nombre de technologies comme technologies de référence potentielles, à savoir l'énergie éolienne *onshore* et *offshore* et les panneaux solaires photovoltaïques, ainsi que la *market response*.

La décision d'Elia d'exclure l'énergie éolienne *onshore* et *offshore* et les panneaux solaires photovoltaïques repose sur le fait que ces technologies bénéficient généralement déjà d'un mécanisme de soutien et ne peuvent donc participer au CRM que si elles renoncent à ce soutien. En outre, compte tenu des caractéristiques de ces technologies, Elia estime qu'il est peu probable qu'elles soient la technologie de référence présentant le *missing money* le plus faible.

Pour la suppression de la *market response*, Elia fait valoir que la prise en compte de la technologie pourrait avoir un effet sur la participation d'autres technologies et met donc en péril la neutralité technologique. Sur la base des chiffres du CoNE brut, Elia estime que la *market response* pourrait avoir le *missing money* le plus bas et que par conséquent le point B de la courbe de demande (égal au CoNE net), ainsi que le plafond de prix (point A) qui est déterminé en multipliant ce CoNE net par le facteur de correction X, seraient trop bas pour permettre aux autres technologies d'offrir leur *missing money*.

La FEBEG souligne également le fait qu'un CoNE net trop faible peut conduire à contracter trop peu de nouvelles capacités lors du Y-4, rendant potentiellement l'écart lors du T-1 trop important. En outre, la durée de vie économique de 20 ans pour l'OCGT et la CCGT n'est pas considérée comme correcte étant donné la certitude limitée après 2040 quant à la poursuite du CRM et aux revenus qui pourront encore être obtenus à ce moment-là. La FEBEG indique que les investisseurs calculeront leurs coûts sur une durée contractuelle allant jusqu'à 15 ans.

La FEBEG affirme que le WACC proposé est un WACC « post-tax » et que cela devrait être pris en compte dans le calcul des revenus nets (avec 25 % comme taux d'imposition des sociétés). La FEBEG ne souhaite pas se prononcer sur le CAPEX des unités thermiques, mais émet quelques réflexions sur

le stockage et la *market response*. En ce qui concerne les coûts fixes O&M, la FEBEG souligne entre autres l'impact de la crise du Covid et l'augmentation continue des coûts.

En ce qui concerne les remarques d'Elia, la CREG souhaite tout d'abord rappeler le cadre légal dans lequel l'article 10, §4 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit que la méthode utilisée pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant doit être conforme à la méthodologie approuvée à l'article 27 du règlement électricité. La note du 7 mai 2021 du SPF Economie pour la détermination du CoNE brut indique que la méthodologie européenne a été suivie. D'ailleurs, la note d'Elia ne remet pas en cause ce point. La CREG estime qu'une même méthodologie ne peut (ou ne doit) pas conduire à des résultats différents selon la finalité des résultats de cette méthodologie. L'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit que la CREG doit utiliser la méthodologie approuvée et ne permet pas à la CREG, après avoir appliqué cette méthodologie, d'apporter d'autres modifications soit aux résultats obtenus, soit à la liste des technologies considérées. Pour cette raison, la CREG estime qu'elle ne peut pas intervenir dans la liste des technologies. En ce qui concerne l'énergie éolienne et les panneaux solaires photovoltaïques, le fait que ces technologies soient exclues ou non ne fait pas de différence selon Elia, et la CREG suit le raisonnement d'Elia sur ce point. En revanche, pour la participation active de la demande, l'exclusion ou non de cette technologie peut déterminer les caractéristiques de la courbe de demande finale.

L'article 23, alinéa 6 du règlement électricité, qui traite de la méthodologie de calcul du coût du nouvel entrant, mentionne explicitement la technologie « participation active de la demande ». Même si l'arrêté royal prévoyait cette possibilité, *quod non*, il ne semble pas acceptable pour la CREG de supprimer la participation active de la demande de la liste compte tenu de la référence explicite dans le règlement électricité.

En outre, la CREG est d'avis qu'il faut maintenir une cohérence entre la norme de fiabilité (pour laquelle un CoNE brut a également été déterminé par le SPF Economie), d'une part, et la détermination du CoNE net (via les simulations d'Elia), d'autre part, où un CoNE brut est également utilisé comme input. L'arrêté royal du 30 août 2021 indique explicitement dans son article 3 que la technologie de référence pour le nouvel accès est la technologie de participation active de la demande.

La CREG constate que ni le règlement électricité ni la loi électricité ne mentionnent des coûts différents pour le nouvel accès en fonction de son utilisation, que ce soit pour la détermination de la norme de fiabilité ou pour la détermination des paramètres qui déterminent finalement la courbe de demande.

En outre, étant donné que la détermination de la norme de fiabilité est directement liée à la détermination de la capacité nécessaire pour les enchères CRM et donc à la détermination de la courbe de demande, la CREG ne voit aucune raison de retirer la technologie de participation active de la demande de cette liste.

La CREG regrette profondément le reproche selon lequel elle ne respecterait pas la neutralité technologique. La CREG tient à affirmer explicitement qu'elle respecte la neutralité technologique et ne souhaite exclure aucune technologie, contrairement à ce que fait Elia dans sa réponse en proposant que certaines technologies soient retirées de la liste.

La CREG a l'impression qu'Elia n'attache pas le même sens à la neutralité technologique que la CREG. Pour la CREG, la neutralité technologique ne signifie PAS que toute technologie peut réussir à offrir son *missing money* (et donc être retenue) dans l'enchère CRM. La CREG est d'avis que la neutralité technologique signifie que toutes les technologies peuvent participer à l'enchère sans rencontrer de barrières. La soumission d'un prix d'offre souhaité peut toutefois être directement liée à l'objectif de l'enchère et ne peut donc pas être considérée comme une violation de la neutralité technologique. Si la technologie de référence qui détermine la courbe de demande donne lieu à des paramètres de prix qui sont perçus comme insuffisamment élevés par certaines technologies, cela n'empêche pas la participation de ces technologies, mais limite seulement les revenus qui peuvent être obtenus dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

Par conséquent, les technologies économiquement moins efficaces (avec un *missing money* plus élevé) risquent effectivement de ne pas être retenues si elles proposent leur *missing money* dans l'enchère CRM. La CREG est d'avis que cela est inhérent à l'organisation d'un mécanisme d'enchères avec une courbe de demande, tel que prévu par le législateur. En effet, l'utilisation d'une courbe de demande implique toujours certains plafonds de prix et restrictions de volume. Pour presque tout plafond de prix, il y a toujours une technologie qui a un *missing money* au-dessus de cette limite. A titre d'anecdote, la CREG souhaite évoquer un exemple dans le cadre de la réserve stratégique : une entreprise de services industriels électro-intensive a pu réduire drastiquement sa consommation d'électricité à condition qu'une autre branche de l'entreprise, située en Allemagne, reste en veille pendant la durée du contrat pour garantir le même service aux clients finals de la branche belge. Le *missing money* pour ces solutions non rentables, qui peuvent contribuer effectivement à la sécurité de l'approvisionnement, est indéniablement gigantesque.

L'introduction de la courbe de la demande avec des limites de prix associées démontre clairement que le législateur n'avait pas l'intention de permettre à toute technologie d'offrir indéfiniment son *missing money*. La CREG constate que la Commission européenne a approuvé le CRM pour la Belgique et, pour autant que la CREG le sache, l'utilisation d'une courbe de demande avec des plafonds de prix ne pose pas de problème à la Commission européenne, même si, de facto, cela empêchera certaines technologies de pouvoir offrir leur *missing money*.

Les remarques de la FEBEG sur les paramètres utilisés pour calculer le coût brut d'un nouvel entrant ne sont pas de nature à modifier les valeurs proposées pour le coût brut d'un nouvel entrant. Toutefois, ces paramètres peuvent avoir un impact sur la stratégie d'offre de l'investisseur. La CREG tient à souligner qu'une cohérence doit être recherchée entre les valeurs utilisées dans le cadre de la détermination de la norme de fiabilité et les valeurs utilisées pour déterminer la courbe de demande. La CREG note à cet égard que les modifications de ces paramètres devraient donc également influencer la norme de fiabilité. Pour la CREG, il semble opportuniste de vouloir prendre en compte d'autres valeurs pour les mêmes paramètres en fonction de l'objectif ou du résultat des calculs.

39. Febeliec soutient la proposition de la CREG de maintenir la participation active de la demande dans la liste des technologies.

La CREG a développé l'argumentation en ce sens dans la présente proposition.

40. Comme Elia, la FEBEG est d'avis que la participation active de la demande doit être retirée de la liste des technologies éligibles pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant, mais elle fait également valoir que la participation active de la demande n'a pas un potentiel suffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

La CREG n'est pas d'accord avec cette argumentation et renvoie à cet effet au numéro 66.

41. La prise en compte des réactions d'Elia et de la FEBEG conduirait sans aucun doute à des plafonds de prix plus élevés, ce qui est difficilement conciliable avec l'objectif de réduction des coûts énoncé dans la loi.

2.2.2.3. Coût moyen pondéré du capital WACC

42. Elia note que le calcul du CoNE avec les 7,5 % pris en compte par le SPF Economie consiste en un WACC de 5,53 % plus une prime de risque (comme mentionné dans la note du SPF Economie). Elia propose de maintenir un WACC de 5,53% sans ajouter la prime de risque. Selon Elia, l'ajout de la prime de risque combiné à l'utilisation de la médiane des revenus entraîne en effet un double comptage du

risque. Elia propose de recalculer les valeurs CoNE avec un WACC « de base » de 5,53 % au lieu de 7,5 % et par conséquent d'adapter les valeurs calculées par le SPF Economie.

43. La CREG est d'accord avec la constatation d'Elia mais note que les valeurs CoNE de la note du SPF ont également été utilisées pour déterminer la norme de fiabilité. La CREG estime qu'il est préférable de maintenir une cohérence entre les paramètres utilisés pour déterminer le CoNE et ceux utilisés pour déterminer la norme de fiabilité. Une modification du WACC (5,53 % au lieu de 7,5 %) doit, de l'avis de la CREG, être accompagnée d'une modification des valeurs CoNE utilisées pour la détermination de la norme de fiabilité. Une révision de la norme de fiabilité, qui n'a été établie par arrêté royal que le 30 août 2021, est impossible dans les délais requis compte tenu de toutes les étapes et échéances à respecter.

Afin de corriger l'incohérence relevée par Elia, la CREG estime que les valeurs déterminées par la Direction générale Energie pour un nouvel accès, obtenues avec un facteur de 7,5 %, peuvent être utilisées dans le cadre d'une méthodologie qui n'utilise plus la médiane des revenus (P50) mais les revenus attendus. La mise en œuvre d'une telle méthodologie est en cours de préparation afin qu'elle puisse être appliquée dans les simulations d'Elia, qui aboutiront au rapport du gestionnaire de réseau qu'Elia doit établir au plus tard le 15 novembre 2021 (voir numéro 56). La CREG a donc adapté sa proposition pour tenir compte de la remarque d'Elia.

2.2.2.4. Facteur de correction

44. Elia réagit tout d'abord à ce que dit la CREG au numéro 51 du projet de proposition (numéro 75 de la présente proposition), à savoir le fait qu'il faudrait idéalement déterminer la technologie présentant le coût net le plus bas dans le cadre du scénario retenu afin de calculer ensuite le facteur de correction pour cette technologie. Selon Elia, le calendrier prévu par l'arrêté royal du 28 avril 2021 ne permet pas cela.

La CREG est d'accord avec cette remarque d'Elia et estime que les dispositions pertinentes de cet arrêté royal doivent également être adaptées pour permettre ce processus.

45. Elia souligne en outre qu'un facteur de correction de 1,1 conduira à une courbe de demande très inélastique qui, combinée à la technologie de participation active de la demande, exclut potentiellement certaines technologies.

La CREG a adapté sa proposition et fait varier le facteur de correction de 1,1 à 1,5 selon que l'on exclut ou non la technologie de participation active de la demande. La CREG estime que cela répond au moins partiellement à la préoccupation d'Elia.

46. Elia signale également une erreur matérielle dans le projet de proposition concernant la détermination du facteur de correction.

La CREG a corrigé cette erreur matérielle et a affiné et adapté en partie son analyse pour la détermination du facteur de correction.

47. En outre, Elia et la FEBEG font référence aux valeurs des facteurs de correction dans d'autres pays dotés d'un CRM, où ils varient entre 1,25 et 1,5.

La CREG estime que le facteur de correction doit être basé sur un calcul aussi objectif que possible et non sur un benchmark avec d'autres pays. Aux fins de ce calcul objectif, la CREG a besoin de la contribution d'Elia (voir ci-dessus). Pour d'autres raisons, la proposition de la CREG a été adaptée et un facteur de correction compris entre 1,1 et 1,5 est maintenant proposé.

La CREG souligne également que le meilleur nouvel entrant de l'année dernière s'est avéré être une turbine à gaz à cycle ouvert. Il ressort des informations fournies à la Commission européenne, lors de la notification du CRM belge, que le facteur de correction pour cette technologie était inférieur à 1,5, à savoir 1,25.

48. La FEBEG estime que le facteur de correction de 1,1 est trop faible pour les raisons suivantes :

- toutes les incertitudes concernant les revenus futurs du marché ne sont pas couvertes ;
- Les incertitudes liées à l'estimation du WACC, de la durée de vie économique et des CAPEX ne sont pas couvertes ;
- Le risque d'un choix incorrect des technologies éligibles n'est pas non plus couvert.

La CREG estime que des incertitudes sont inhérentes à tout investissement. Une couverture intégrale de tous les risques possibles ne s'inscrit pas dans le modèle actuel du marché de l'électricité. En outre, cela nécessiterait une transparence totale en matière de coûts (la transparence des coûts des années précédentes, qui a été nécessaire pour concevoir le CRM, ne peut en aucun cas être qualifiée d'exemplaire). En outre, le *return on equity* devrait diminuer de manière drastique car il n'y a plus de risques pour l'investisseur, ce à quoi la FEBEG ne serait également pas favorable (les risques seraient alors probablement répercutés sur le consommateur).

S'agissant de l'incertitude des revenus du marché, la CREG note que la méthodologie actuelle prévoit l'application de la médiane des revenus. Compte tenu de la distribution asymétrique des revenus, la médiane est proche de la valeur P10. La CREG estime que cela limite considérablement le risque de baisse des revenus tel que simulé par Elia. Cependant, il existe un risque réel que les revenus attendus dépassent la médiane des revenus.

En ce qui concerne l'incertitude relative aux CAPEX, la CREG note que des projets similaires ont toutefois des coûts similaires. La CREG ne souhaite pas se prononcer sur les autres paramètres repris dans la note de la Direction générale Energie. Nous constatons cependant que pour certains coûts (par exemple les coûts fixes), une forte augmentation a été prise en compte par rapport à ceux utilisés dans le projet de proposition 2086/2 de la CREG.

S'agissant de l'éventuel mauvais choix des technologies éligibles, la CREG ne comprend pas la réaction de la FEBEG. La CREG propose de prendre en compte toutes les technologies figurant dans la liste de la note de la Direction générale Energie. La FEBEG (et aussi Elia) demande(nt) la suppression de certaines technologies. Le risque de faire un mauvais choix en supprimant certaines technologies moins coûteuses et d'augmenter ainsi les coûts pour le consommateur est toutefois plus grand si certaines technologies sont supprimées.

Enfin, la CREG constate que si la FEBEG signale divers risques en termes qualitatifs, elle ne fournit pas de chiffres quantitatifs (qui peuvent être considérés comme confidentiels le cas échéant) afin de quantifier ces risques. Lors de consultations d'Elia ou de la CREG, des données chiffrées sont rarement fournies par les répondants. La CREG invite donc la FEBEG à fournir ses informations quantitatives, étayées par des documents justificatifs, en vue de la proposition par la CREG de valeurs intermédiaires en 2022.

49. Elia fait également référence à la décision de la ministre de ne pas suivre le projet de proposition 2086/2 de la CREG et de proposer un facteur de correction de 1,5.

La CREG estime que la référence à une décision de la ministre sur le facteur de correction de l'année précédente ne peut constituer un argument pour maintenir un certain facteur de correction, mais que seuls les critères énoncés à l'article 10, § 9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 doivent être pris en compte. Si la décision de la ministre devait toutefois être prise en compte, alors le pouvoir de proposition de la CREG n'aurait plus beaucoup de sens et le facteur de correction pour toutes les enchères à venir resterait égal à 1,5.

50. La FEBEG se réfère également au niveau des plafonds de prix globaux dans les enchères des pays voisins pour défendre un facteur de correction de 1,5.

A nouveau, la CREG est d'avis qu'un benchmark ne fait pas partie des critères mentionnés dans l'arrêté royal du 28 avril 2021 pour déterminer le facteur de correction.

51. Febeliec soutient la proposition de la CREG de considérer un facteur de correction de 1,1.

Sur la base des réactions des acteurs du marché et d'une analyse plus approfondie, la CREG a fait varier sa proposition concernant le facteur de correction entre 1,1 et 1,5 selon que la participation active de la demande est retenue ou non dans la liste des technologies. Cette adaptation a été expliquée dans la section concernée du chapitre 3.

3. PROPOSITION DE COÛT BRUT D'UN NOUVEL ENTRANT ET DE FACTEUR DE CORRECTION X

3.1. REMARQUES PRÉLIMINAIRES

52. La CREG constate, d'une part, que la compétence de déterminer le coût d'un nouvel accès pour des technologies de référence a été accordée à la Direction générale Energie par l'article *Tundecies*, § 7 de la loi électricité dans le cadre de la détermination de la norme de fiabilité et, d'autre part, que sur base de l'article 4 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, la CREG doit proposer le coût brut d'un nouvel entrant dans le cadre de la détermination des valeurs intermédiaires.

53. Dans les deux cas, la méthodologie approuvée de l'article 23, alinéa 6 du règlement (UE) 2019/943 doit être appliquée. Par conséquent, la CREG estime que les résultats devraient être identiques dans les deux cas, sauf si de nouveaux éléments permettent la mise à jour d'un coût brut précédemment déterminé d'un nouvel entrant.

3.2. PROPOSITION DE WACC

54. Pour le coût moyen pondéré du capital (WACC), la CREG a proposé dans le projet de proposition 2267, par souci de cohérence avec la détermination du coût brut d'un nouvel entrant, de retenir la valeur utilisée par le SPF Economie dans sa note du 7 mai 2021, à savoir 7,5 %.

La CREG note que le coût moyen pondéré du capital est l'un des paramètres utilisés pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant. Dès lors, le coût moyen pondéré du capital et le coût brut d'un nouvel entrant doivent être déterminés de manière cohérente.

55. Lors de la consultation, Elia a fait remarquer que le coût moyen pondéré du capital (WACC) de 7,5% utilisé par le SPF Economie dans sa note du 7 mai 2021 est constitué d'un WACC de 5,53% plus une prime de risque (comme mentionné dans la note du SPF Economie). Elia propose de maintenir un WACC de 5,53% sans ajouter la prime de risque. Selon Elia, l'ajout de la prime de risque combiné à l'utilisation de la médiane des revenus entraîne en effet un double comptage du risque. Elia propose de recalculer les valeurs CoNE avec un WACC « de base » de 5,53% au lieu de 7,5%.

La CREG est d'accord avec ce que dit Elia mais, afin de rester cohérent avec la détermination de la norme de fiabilité qui est également utilisée pour déterminer les paramètres de volume pour la courbe de demande, elle n'avait proposé que les valeurs calculées par la Direction générale Energie.

56. Entre-temps, le cabinet a demandé que l'utilisation des revenus médians (P50) soit remplacée par une méthodologie qui tient compte des revenus attendus, avec l'intention d'appliquer cette nouvelle méthodologie encore cette année (en 2021), dans le cadre de la rédaction du rapport du gestionnaire de réseau par Elia, comme prévu à l'article 6 de l'arrêté royal du 28 avril 2021. Pour ce faire, le cadre légal, à savoir l'arrêté royal du 28 avril 2021, doit être modifié. Au sein du comité de suivi CRM, cette question a été posée au SPF Economie, à Elia et à la CREG. Une modification de la législation est actuellement préparée par toutes les parties concernées en vue d'organiser une consultation publique sur la nouvelle méthodologie et les adaptations nécessaires de l'arrêté royal du 28 avril 2021. Vu que la CREG s'est montrée et se montre toujours très critique à l'égard de l'utilisation de la médiane des revenus, elle est en principe favorable à toute amélioration de la méthodologie.

57. Compte tenu de l'adaptation susmentionnée de la méthodologie, l'incohérence relevée par Elia en ce qui concerne la valeur du WACC pourrait, en fonction des dispositions précises de cette nouvelle méthodologie, fortement diminuer, voire disparaître complètement. La CREG estime dès lors que la proposition d'utiliser un WACC de 7,5%, qui inclut déjà une prime de risque moyenne d'environ 2%, peut être maintenue aux fins de la future méthodologie. En ce sens, on pourrait également dire que la détermination des coûts bruts du nouvel accès, élaborée par la Direction générale Energie dans le cadre de la détermination de la norme de fiabilité, anticipait déjà le changement de méthodologie prévu.

58. Si le changement de méthodologie prévu ne peut pas être mis en œuvre ou ne peut pas l'être à temps et que le cadre légal actuel qui prévoit la méthodologie utilisant la médiane des revenus reste donc en place, la CREG propose un WACC de 5,53%. La CREG note que ce WACC ne correspond pas à la valeur utilisée pour déterminer les coûts bruts du nouvel accès dans le cadre de la norme de fiabilité.

3.3. PROPOSITION DE COÛT BRUT D'UN NOUVEL ENTRANT POUR DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES

59. L'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit à l'article 10, § 4 que le coût brut des différentes technologies doit être déterminé en utilisant la « méthodologie de l'article 23, § 6 du règlement (UE) 2019/943, approuvée conformément à l'article 27, du règlement (UE) 2019/943 ».

60. Dans le cadre des dossiers d'investissement soumis à la CREG en vue d'obtenir un classement dans une catégorie de capacité donnant droit à un contrat pluriannuel (conformément aux dispositions de l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement), la CREG a obtenu de nombreuses informations confidentielles relatives aux coûts d'investissements. Compte tenu du caractère hautement confidentiel de ces données et afin de ne pas influencer la prochaine enchère de 2021, la CREG estime qu'elle ne peut actuellement pas utiliser les informations confidentielles pour la détermination du coût brut du nouvel accès.

61. En outre, l'article 10, § 5 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit que le coût brut d'un nouvel entrant doit être réévalué au moins tous les trois ans. La CREG est toutefois d'avis que, compte tenu de la confidentialité des informations dont elle dispose, il n'est pas recommandé de procéder à une nouvelle évaluation du coût brut d'un nouvel entrant juste avant la première enchère Y-4.

62. Sur la base de la compétence qui lui est attribuée à l'article 7undecies, § 7 de la loi électricité, la Direction générale Energie a déterminé le coût d'un nouvel entrant dans sa note du 7 mai 2021.

Les hypothèses utilisées pour la détermination du $CoNE_{fixed, RT}$ pour chaque technologie de référence dans cette note sont les suivantes :

Tableau 7 : Récapitulatif des hypothèses nécessaires au calcul du $CONE_{fixed,RT}$

Reference technology	CAPEX - [€/kW]	FOM - [€/kW/y]	Investment economic lifetime - [years]	WACC - [%]	Derating Factor - [%]	Potential for additional capacity resource - [MW]
Open cycle gas turbine (OCGT)	400	20	20	7,5	90	No limitation
Combine cycle gas turbine (CCGT)	600	25	20	7,5	91	No limitation
Internal combustion engines (IC engines)	300	15	15	7,5	62	No limitation
CHP	800	60	20	7,5	93	No limitation
Photovoltaics (PV)	600	25	15	7,5	4	No limitation
Wind onshore	1000	50	15	7,5	6	No limitation
Wind offshore	2300	80	15	7,5	15	No limitation
Battery storage	100	10	10	7,5	11	No limitation
Demand Response	0	20	1 ^(a)	7,5	44	No limitation

Source:

(a) Pour que le calcul soit cohérent, le FOM doit être considéré comme un investissement qui ne porte que sur une année.

Source : Note du 7 mai 2021 du SPF Economie

Les résultats, présentés dans la note de la Direction générale Energie du 7 mai 2021, concernant le coût d'un nouvel entrant par technologie de référence, compte tenu du facteur de réduction de chaque technologie, figurent dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8 : $CONE_{fixed,RT}$

Reference technology	EAC - [€/kW/y]	Derating Factor - [%]	$CONE_{fixed,RT}$ - [€/kW/y]
Open cycle gas turbine (OCGT)	60,7	90%	67
Combine cycle gas turbine (CCGT)	88,4	91%	97
Internal combustion engines (IC engines)	49,0	62%	79
CHP	141,4	93%	152
Photovoltaics (PV)	88,2	4%	2206
Wind onshore	163,3	6%	2721
Wind offshore	360,6	15%	2404
Battery storage	24,6	11%	223
Demand Response	20	44%	45

Source : Note du 7 mai 2021 du SPF Economie

63. Les valeurs du coût brut d'un nouvel entrant pour la plupart des technologies mentionnées dans le projet de proposition 2086/2 de la CREG (à l'exception de la *demand response*) correspondent relativement bien aux valeurs calculées par la CREG dans ce même projet de proposition (Proposition 2086/2 : OCGT : 54 €/kW/an ; CCGT : 89 €/kW/an ; IC : 66 €/kW/an ; CHP 124 €/kW/an ; *market response* : 8 €/kW/an). Toutefois, les hypothèses de base utilisées sont différentes : les coûts d'investissement plus faibles sont compensés par des coûts annuels fixes plus élevés pris en compte par la Direction générale Energie.

64. Etant donné que les coûts d'un nouvel accès ont déjà été déterminés par la Direction générale Energie (voir numéros précédents) et que la CREG, afin de ne pas influencer la procédure de l'enchère de 2021, ne peut pas évaluer le coût brut d'un nouvel entrant cette année sans éventuellement divulguer des données de coûts confidentielles ; étant donné que la CREG a utilisé ces coûts bruts dans sa proposition de norme de fiabilité pour le territoire belge (Proposition (C)2243) ; et étant donné qu'il n'y a plus eu depuis mai 2021 de nouvelle information publique qui soit de nature à réviser les calculs de la DG Energie, la CREG propose d'utiliser comme valeurs du coût brut d'un nouvel entrant celles déterminées par la Direction générale Energie du SPF Economie. Les valeurs ci-dessus ont été calculées avec un WACC global de 7,5 % et sont donc conformes à la vision selon laquelle la méthodologie est modifiée et la médiane des revenus n'est donc plus utilisée (voir section 3.2).

65. Dans le cas où le changement de méthodologie prévu ne peut pas être mis en œuvre ou ne peut pas l'être à temps et que le cadre légal actuel qui prévoit la méthodologie utilisant la médiane des revenus reste donc en place, la CREG a proposé un WACC de 5,53% dans la section 3.2. Les valeurs du coût brut dans ce cas doivent donc être recalculées avec cette valeur de 5,53%. Selon la méthode de calcul appliquée par la Direction générale Energie dans sa note du 7 mai 2021, on obtient dans ce cas (tous les autres paramètres restant inchangés) les valeurs suivantes pour le coût brut du nouvel accès:

Reference technology	EAC - [€/kW/y]	Derating Factor - [%]	CONE _{fixed,RT} - [€/kW/y]
Open cycle gas turbine (OCGT)	54.4	90%	60
Combine cycle gas turbine (CCGT)	78.2	91%	86
Internal combustion engines (IC engines)	44.9	62%	72
CHP	129.0	93%	139
Photovoltaics (PV)	81.8	4%	2044
Wind onshore	149.8	6%	2497
Wind offshore	322.5	15%	2150
Battery storage	23.3	11%	212
Demand Response	20	44%	45

66. Lors de la détermination des valeurs intermédiaires pour l'enchère Y-4 en 2021 (arrêté ministériel du 30 avril 2021), la *market response* a été retirée de la liste, la raison principale étant le manque de potentiel pour répondre au critère de sécurité d'approvisionnement. Bien que l'enchère de 2021 n'ait pas encore commencé, il y a en gros deux résultats possibles.

Soit l'enchère CRM en 2021 est couronnée de succès, auquel cas une capacité suffisante peut être contractée, y compris une nouvelle capacité avec probablement une durée de contrat de 15 ans, et alors le besoin de nouvelle capacité pour la période de fourniture 2026-2027 diminuera fortement par rapport au besoin de nouvelle capacité pour la première période de fourniture.

Soit l'enchère CRM en 2021 n'aboutit pas et il n'est pas possible de contracter une nouvelle capacité suffisante, ce qui fait que la sécurité d'approvisionnement n'est pas garantie et, selon la déclaration gouvernementale, l'option de conserver un certain nombre de centrales nucléaires sera envisagée. Dans ce cas, le besoin de nouvelles capacités pour la période de fourniture 2026-2027 diminue également en principe.

Par conséquent, la CREG estime que, lors de la fixation des valeurs intermédiaires pour l'enchère de 2022, le besoin de nouvelles capacités (plus onéreuses) aura considérablement diminué par rapport à l'enchère en 2021, de sorte que l'on ne pourra plus dire que la participation active de la demande doit être supprimée en raison de l'incapacité à garantir la sécurité d'approvisionnement. La CREG ne voit aucune raison de retirer une des technologies de la liste.

3.4. PROPOSITION DE FACTEUR DE CORRECTION X

67. Le facteur de correction X permet de déterminer le prix maximum pour le volume acheté via l'enchère.

68. L'article 4, § 1^{er}, 2° de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit :

« le facteur de correction X, permettant de déterminer le prix maximum, visé à l'article 10, §8 et 9, et permettant de calibrer le volume maximum au prix maximum, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 11, §2, 1° »

L'article 10, § 9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 précise que la valeur du facteur de correction X tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant en ce qui concerne les différences de coûts entre les technologies prises en considération, la variabilité du coût brut d'un nouvel entrant liée à différentes technologies qu'en ce qui concerne la détermination des rentes inframarginales annuelles sur le marché de l'énergie et des revenus nets des services d'équilibrage. Le passage souligné de l'arrêté royal du 28 avril 2021 ne figurait initialement pas dans le projet d'arrêté royal qui a servi de base au projet de proposition 2086/2. La CREG estime qu'une telle disposition pour le calcul du facteur de correction est inhabituelle dans les autres pays disposant d'un CRM. Les différences de coûts entre les technologies prises en considération sont souvent très importantes en raison de la diversité des technologies allant de coûts quasi nuls à des coûts extrêmement élevés. La CREG s'interroge sur la logique et l'intention derrière l'ajout de cette disposition. En tout cas, elle semble entraîner une augmentation du facteur de correction.

Les incertitudes relatives au coût net d'un nouvel entrant doivent donc être évaluées sur la base :

- des différences de coûts entre les technologies prises en considération,
- la variabilité du coût brut d'un nouvel entrant ;
- la détermination des revenus inframarginaux annuels sur le marché de l'énergie et des revenus nets des services d'équilibrage.

69. Etant donné que l'arrêté royal du 28 avril 2021 n'énonce pas de méthodologie claire pour le calcul du facteur de correction X et que certaines incertitudes à prendre en compte ne peuvent être déterminées que sur la base de simulations futures d'un scénario qui doit encore être défini (le scénario de référence pour l'enchère Y-4 en 2022 doit être défini pour le 15 septembre 2021 et les résultats des simulations ne seront publiés que dans le rapport du gestionnaire de réseau du 15 novembre), le facteur de correction doit être déterminé sur la base de la meilleure estimation possible des éléments qui ne sont pas encore connus.

Le facteur de correction X devrait permettre de tenir compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant. Le facteur X combiné au coût net du meilleur entrant déterminera en effet le prix maximum (point A de la courbe de demande). Le facteur X doit donc être déterminé en tenant compte des incertitudes qui peuvent faire augmenter le coût net d'un nouvel entrant. La variabilité du coût brut et des revenus doit donc également être considérée dans le cadre de l'objectif du facteur de correction X. Concrètement, cela signifie que la variabilité à la hausse du coût brut doit être combinée avec la variabilité à la baisse des revenus du marché de l'énergie et des services d'équilibrage.

70. La CREG ne voit pas clairement comment la variabilité des différences de coûts entre les technologies entrant en considération doit être prise en compte lors de la détermination du facteur de correction. Tout d'abord, la CREG se demande de quelles différences de coûts il s'agit (coûts d'investissement, coûts fixes, coûts variables). En outre, les coûts peuvent différer très fortement les uns des autres. Vu que ce passage n'a pas été discuté avec la CREG, celle-ci ne sait pas exactement à quoi il sert et comment il doit être appliqué lors de la détermination du facteur de correction.

71. S'agissant de la variabilité du coût brut d'un nouvel entrant, la CREG estime qu'il n'existe qu'une variabilité à la hausse limitée. En ce qui concerne les coûts d'investissement, la CREG ne peut actuellement rendre aucune information publique. Toutefois, la CREG a pu constater que les coûts d'investissement des dossiers d'investissement introduits pour des technologies similaires sont très proches les uns des autres. La variabilité à la hausse des coûts d'investissement est donc très limitée.

Les coûts annuels fixes ont été estimés par la Direction générale comme étant beaucoup plus élevés que ce que la CREG avait supposé dans son projet de proposition 2086/2. Par conséquent, le potentiel à la hausse de ces coûts est pratiquement nul.

72. Il est important d'avoir une vue sur les simulations des rentes inframarginales pour la détermination des rentes inframarginales annuelles (article 10, § 9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021). La CREG souhaiterait donc utiliser les résultats des simulations du précédent rapport du gestionnaire de réseau (à partir de mi-novembre 2020) pour déjà évaluer la variabilité des revenus inframarginaux annuels. Comme mentionné au numéro 22, la CREG a demandé cette information à Elia à plusieurs reprises mais ne l'a pas reçue à ce jour. En l'absence de ces informations, la CREG renvoie à son évaluation dans son projet de proposition 2086/2 du 24 septembre 2020. Pour l'évaluation des revenus du marché de l'énergie et des services d'équilibrage, le projet de proposition 2086/2 s'appuie sur les informations fournies par la Belgique à la Commission européenne dans le cadre de la notification du dossier CRM (datant du premier trimestre 2020).

Pour les revenus, l'article 10, § 6 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 indique que la médiane des revenus du scénario de référence doit être prise en compte. Étant donné qu'un seul scénario est prévu et que, par ailleurs, la médiane (P50) des revenus est très proche du dixième percentile (P10) compte tenu de la distribution des revenus, la CREG estime que la variabilité à la baisse des revenus peut être considérée comme négligeable. En cas d'abandon de la méthodologie de la médiane des revenus, une prime de risque est ajoutée au WACC, si bien que dans ce cas, la CREG ne voit aucune raison d'augmenter le facteur de correction.

73. Par conséquent, la CREG estime que la plupart des facteurs de correction proposés par la CREG dans son projet de proposition 2086/2 du 24 septembre 2021 sont toujours appropriés. S'agissant de la participation active de la demande, la CREG avait, dans son projet de proposition 2086/2, calculé un facteur de correction de 2 sur base de la variabilité des coûts d'investissement. Compte tenu des hypothèses très différentes sur la participation active de la demande utilisées par la DG Energie, la CREG estime que le facteur de correction pour la *market response* du projet de proposition 2086/2 n'est plus pertinent. Toutefois, la CREG reste convaincue que les incertitudes liées à la participation active de la demande sont plus importantes que pour d'autres technologies, étant donné la grande hétérogénéité des caractéristiques de la technologie de participation active de la demande et des coûts y afférents. Cette hétérogénéité a également été citée par divers acteurs du marché dans le passé et était en fait l'une des raisons pour lesquelles la ministre a retiré la *market response* de la liste l'année dernière. La CREG propose donc 1,5 comme facteur de correction pour la participation active de la demande.

74. Étant donné que la courbe de demande doit être basée sur le coût net du meilleur nouvel entrant, c'est-à-dire la technologie ayant le coût net le plus bas, la CREG estime qu'il est préférable de choisir le facteur de correction en fonction de cette technologie du meilleur nouvel entrant. Le rapport du gestionnaire de réseau d'Elia, établi en préparation de l'enchère de 2021, a montré qu'une turbine à gaz à cycle ouvert était la meilleure technologie nouvel entrant. Toutefois, il convient de noter que la technologie *market response* a été retirée de la liste restreinte des technologies par la ministre le 20 octobre 2020. Comme le facteur de correction pour la participation active de la demande (1,5) diffère des autres facteurs de correction pour les autres technologies (environ 1,1), la décision de la ministre de retirer ou non la participation active de la demande de la liste des technologies, telle qu'établie par le SPF Economie, est d'une grande importance pour le facteur de correction à proposer. Comme la CREG propose de retenir toutes les technologies, y compris la participation active de la demande, la CREG suggère un facteur de correction de 1,5, étant donné que la technologie de la participation active de la demande pourrait alors déterminer le CoNE net.

Toutefois, si la ministre décide de ne pas suivre la proposition de la CREG et de supprimer certaines technologies, y compris la participation active de la demande, de la liste des technologies, la CREG propose un facteur de correction de 1,1 (comme également proposé dans le projet de proposition 2086/2), en tenant compte de la variabilité limitée à la hausse des coûts (qui ont déjà fait l'objet d'une estimation élevée) ainsi que de la variabilité limitée à la baisse des revenus (étant donné que la médiane des revenus est prise en compte et est proche de la valeur P10 en raison de la distribution asymétrique des revenus).

75. La CREG estime que l'idéal serait de déterminer la technologie ayant le coût net le plus bas dans le cadre du scénario retenu avant de calculer et d'appliquer un facteur de correction X pour cette technologie. Toutefois, l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit que la CREG doit déjà déterminer un facteur de correction unique avant les simulations et avant le choix du scénario, et donc sans connaissance de la technologie du meilleur nouvel entrant.

4. CONCLUSION

76. La CREG propose d'utiliser un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 5,53% si le changement de méthodologie envisagé, où le concept de la médiane des revenus est abandonné, ne peut pas être mis en œuvre, ou ne peut pas être mis en œuvre à temps, en vue de la détermination de la courbe de demande pour l'enchère de 2022 couvrant la période de fourniture 2026-2027.

Dans la même hypothèse, la CREG propose d'utiliser les coûts bruts d'un nouvel entrant déterminés conformément à la méthode de calcul appliquée par la Direction générale Energie dans le cadre de la détermination de la norme de fiabilité (note du 7 mai 2021), mais en tenant compte d'un WACC de 5,53% pour l'ensemble des technologies visées, comme repris dans le tableau ci-dessous.

Reference technology	EAC - [€/kW/y]	Derating Factor - [%]	CoNE _{fixed,RT} - [€/kW/y]
Open cycle gas turbine (OCGT)	54.4	90%	60
Combine cycle gas turbine (CCGT)	78.2	91%	86
Internal combustion engines (IC engines)	44.9	62%	72
CHP	129.0	93%	139
Photovoltaics (PV)	81.8	4%	2044
Wind onshore	149.8	6%	2497
Wind offshore	322.5	15%	2150
Battery storage	23.3	11%	212
Demand Response	20	44%	45

77. Dans le cas où la méthodologie pourrait être modifiée à temps, la CREG propose d'utiliser un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 7,5%. C'est également le WACC qui a été utilisé dans le calcul de la valeur CoNE pour chaque technologie de référence retenue par la Direction générale Energie dans le cadre de la détermination de la norme de fiabilité. Cette valeur de 7,5% comprend déjà une prime de risque d'environ 2 %, de sorte que l'on peut considérer que cette valeur anticipe déjà le prochain changement de méthodologie par lequel la médiane de revenus ne sera plus utilisée.

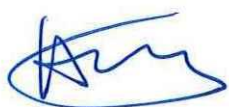
La CREG propose dans ce cas d'utiliser les coûts bruts d'un nouvel entrant tels que déterminés par la Direction générale Energie pour toutes les technologies reprises dans le tableau ci-dessous.

Reference technology	EAC - [€/kW/y]	Derating Factor - [%]	CONE _{fixed,RT} - [€/kW/y]
Open cycle gas turbine (OCGT)	60,7	90%	67
Combine cycle gas turbine (CCGT)	88,4	91%	97
Internal combustion engines (IC engines)	49,0	62%	79
CHP	141,4	93%	152
Photovoltaics (PV)	88,2	4%	2206
Wind onshore	163,3	6%	2721
Wind offshore	360,6	15%	2404
Battery storage	24,6	11%	223
Demand Response	20	44%	45

78. La CREG propose un facteur de correction X de 1,5 si la *demand response* est maintenue, comme le propose la CREG et conformément à l'application de la méthodologie européenne approuvée par la Direction générale Energie dans sa note du 7 mai 2021.

Si la ministre devait décider de retirer la technologie de participation active de la demande de la liste comme elle l'a fait l'année dernière, la CREG propose un facteur de correction de 1,1.

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

ANNEXE

Réactions à la consultation publique sur le projet de proposition 2267

- Elia ;
- la FEBEG ;
- Febeliec.