

# Proposition

(C)2579

7 septembre 2023

Proposition de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029

Établi en application de l'article 4, § 1<sup>er</sup> 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

Version non confidentielle

# TABLE DES MATIÈRES

|   |    |
|---|----|
| TABLE DES MATIÈRES .....  | 2  |
| INTRODUCTION .....  | 3  |
| 1. Cadre légal.....   | 4  |
| 1.1. Législation nationale .....  | 4  |
| 1.1.1. Loi électricité .....  | 4  |
| 1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021.....   | 6  |
| 1.2. Règlement électricité .....  | 8  |
| 2. Antécédents .....  | 9  |
| 2.1. Généralités .....  | 9  |
| 2.2. Consultation .....   | 9  |
| 2.2.1. Aperçu des réactions .....   | 9  |
| 2.2.2. Analyse des réponses reçues.....   | 9  |
| 3. Proposition du coût brut d'un nouvel entrant et du facteur de correction X.....    | 16 |
| 3.1. Liste limitée de technologies éligibles.....                                     | 16 |
| 3.2. Proposition de coût moyen pondéré du capital.....                                | 17 |
| 3.3. Proposition du coût brut d'un nouvel entrant pour différentes technologies ..... | 18 |
| 3.4. Proposition du facteur de correction X .....                                     | 19 |
| 4. Conclusion .....   | 21 |
| Annexe 1.....   | 22 |
| Annexe 2.....   | 23 |

# INTRODUCTION

1. Dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité et, en particulier, de la préparation de la quatrième enchère T-4 prévue en 2024 avec une livraison de capacité débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2028, la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (ci-après : « CREG ») a élaboré la présente proposition du coût brut d'un nouvel entrant, du facteur de correction et du coût moyen pondéré du capital.
2. Cette proposition a été formulée en application de l'article 4, §1, 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 (ci-après : « l'arrêté royal du 28 avril 2021 »).
3. Cette proposition comprend quatre chapitres. Le premier chapitre traite du cadre légal. Le deuxième chapitre énonce les antécédents et le rapport de consultation. Le troisième chapitre contient la proposition effective pour le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X ainsi que le coût moyen pondéré du capital. Le quatrième chapitre contient la conclusion de cette proposition.
4. Cette proposition a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 7 septembre 2023.

# 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 7<sup>undecies</sup>, §1<sup>er</sup> de la loi électricité définit le principe d'enchères récurrentes et souligne, entre autres, l'importance de la maîtrise des coûts du mécanisme de rémunération de capacité :

*« 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 7<sup>undecies</sup>, §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 1<sup>er</sup>, 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.*

*Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, 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), après consultation des acteurs du marché. Une dérogation individuelle est octroyée par la commission. »*

8. 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<sup>er</sup>, 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<sup>er</sup> et 2 sont transmis au ministre, à la commission et à la Direction générale de l'Énergie.*

*Au plus tard le 1<sup>er</sup> 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 7 *undecies*, §4 de la loi électricité prévoit :

*« Au plus tard le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup>, 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<sup>er</sup>, et sur base des calculs du rapport établi par le gestionnaire du réseau visé au paragraphe 3, alinéa 1<sup>er</sup>. 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 7 *undecies*, §5 de la loi électricité prévoit :

*« Au plus tard le 1<sup>er</sup> 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 7 *undecies*, § 6 alinéa 1<sup>er</sup> 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 7 *undecies*, § 6, alinéa premier de la loi électricité renvoie également à l'article 7 *undecies*, § 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 7 *undecies*, § 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'Énergie 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'Énergie, 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'Énergie, est approuvée par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.*

*La Direction générale de l'Énergie 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 7 *undecies*, §§ 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. 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, tel que modifié par l'arrêté royal du 27 janvier 2022, prévoit<sup>1</sup> :

*« § 1<sup>er</sup>. 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, qui permet de déterminer le prix maximal, visé à l'article 10, §8 et 9, et qui permet de calculer le volume maximal au prix maximal, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 11, §2, 1° »*

*3° le coût moyen pondéré du capital, ci-après « WACC », correspondant à la somme du rendement minimal et d'une prime de risque, à prendre en compte pour calculer le coût brut d'un nouvel entrant, conformément au 1°, et le coût net d'un nouvel entrant, conformément à l'article 10, § 6. Cette prime de risque peut être différenciée par technologie de référence et en fonction de la durée de vie économique de l'investissement.*

*Pour la mise aux enchères qui se déroulera en 2022, les valeurs suivantes sont utilisées :*

*a) rendement minimal : 5,53 % pour toutes les technologies ;*

*b) prime de risque : telle que précisée à l'annexe 2 de la présente décision pour les technologies figurant dans la liste des technologies de référence visée à l'article 10 § 4.*

*§ 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.*

*§ 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 stipule ce qui suit :

*« La méthode pour déterminer le coût brut de différentes technologies, visées à l'article 4, est basée sur la méthodologie de l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943, approuvée conformément à l'article 27, du Règlement (UE) 2019/943, et suit 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 être un nouvel entrant qui n'est pas encore entré sur le marché de l'électricité et pour lequel aucune infrastructure existante n'est encore disponible ;*

*2° la liste est basée sur les technologies existant dans la zone de contrôle belge et sur les technologies qui pourraient raisonnablement être disponibles pour l'année en question ;*

*3° concernant les technologies ayant un nombre d'heures de service de même ampleur, les technologies ayant des paramètres de coût significativement plus élevés sont exclues de la liste limitée ;*

---

<sup>1</sup> Arrêté royal du 27 janvier 2022 modifiant 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.

4° les technologies doivent respecter les valeurs limites d'émission de CO<sub>2</sub> visées à l'article 22, § 4 du règlement (UE) 2019/943 et d'autres valeurs limites légales.

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, §5 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 stipule ce qui suit :

*« Le coût brut d'un nouvel entrant est réévalué au minimum tous les cinq ans ou à la demande du ministre sur la base des dernières informations disponibles. »*

18. L'article 10, §8 et §9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 stipule ce qui suit :

*« § 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 prend en compte les incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, ainsi que la variabilité du coût brut d'un nouvel entrant, tant en termes de différences de coûts entre les technologies considérées, la variabilité du coût brut d'un nouvel entrant qui est liée à différentes technologies, telles que la détermination des revenus marginaux annuels des infrastructures et des revenus nets des services d'équilibrage. »*

## **1.2. RÈGLEMENT ÉLECTRICITÉ**

19. 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 entrant, l'article 7 *undecies*, § 7 de la loi électricité renvoie également aux mêmes dispositions du règlement électricité.

20. 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**

21. Le 29 juin 2023, Elia a publié l'étude d'adéquation et de flexibilité pour la période 2024-2034.

22. Dans le cadre de la collaboration avec le gestionnaire de réseau exigée par l'arrêté royal du 28 avril 2021, une réunion entre Elia et la CREG s'est tenue le 18 juillet 2023, dans laquelle le contenu du projet de proposition a été discuté à l'aide de slides.

23. Le 19 juillet 2023, les projets de proposition (C)2579 et (C)2580 ont été approuvées par la CREG. Ces projets de proposition concernent le coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour respectivement le T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029 en l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 ont également été approuvées par la CREG.

### **2.2. CONSULTATION**

24. Conformément à l'article 4, § 2 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, une consultation publique sur ce projet de proposition (C)2579 a été organisée pendant au moins un mois sur le site web de la CREG. La consultation a commencé le 20 juillet 2023 et s'est terminée le 24 août 2023.

#### **2.2.1. Aperçu des réactions**

25. La CREG a reçu trois réponses non confidentielles et une réponse confidentielle à la consultation, à savoir de :

- Elia ;
- la FEBEG ;
- Febeliec ;
- [CONFIDENTIEL].

Les trois réponses non confidentielles reçues figurent à l'annexe 1. La réponse confidentielle figure à l'annexe 2.

#### **2.2.2. Analyse des réponses reçues**

26. Dans cette section, la CREG se limite à l'analyse des principales réponses.

##### **2.2.2.1. Remarques générales**

###### **2.2.2.1.1. FEBEG**

27. Dans l'introduction et à la page 4 de sa réponse, la FEBEG fait une remarque générale sur les limites de prix dans le CRM. La FEBEG estime que le choix de la technologie de référence doit se faire avec une grande prudence afin de ne pas compromettre la sécurité d'approvisionnement de la

Belgique. La FEBEG affirme que le choix de la technologie la moins chère, qui ne présente pas un potentiel suffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement, pourrait exclure d'autres technologies intéressantes et compromettre ainsi la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

La FEBEG fait également valoir que les données de base utilisées pour fixer les paramètres de prix pour les enchères T-4 de 2023, à savoir 56,5 €/kW et 84,5 €/kW, n'étaient pas cohérentes. En effet, la technologie des unités au gaz IC a été sélectionnée comme la meilleure technologie nouvel entrant, alors qu'aucun projet de ce type n'avait été retenu lors des deux premières enchères. La FEBEG ajoute que la deuxième meilleure technologie était l'OCGT, qui n'a pas non plus été proposée aux enchères jusqu'à présent. La FEBEG estime qu'il semble contre-intuitif que le CoNE net soit déterminé sur la base de technologies pour lesquelles il y a peu d'intérêt à ce jour.

La FEBEG doute en outre que le nombre de projets gaziers OCGT et IC soit suffisant pour couvrir les besoins importants de capacité pour les années à venir.

La FEBEG propose les technologies CCGT, OCGT, le stockage par batterie à grande échelle et, en cas d'intérêt avéré, la cogénération comme technologies pertinentes pour l'enchère T-4.

La FEBEG conclut en affirmant qu'il est actuellement difficile de se prononcer sur les technologies, étant donné que les revenus et donc le CoNE net ne sont pas encore connus.

28. La CREG comprend que la FEBEG, compte tenu de l'intérêt de ses membres, recherche une courbe de demande avec des limites de prix élevées (CoNE net et prix maximum général). La fixation de limites de prix signifie que les technologies économiquement moins efficaces (avec un *missing money* plus élevé) risquent effectivement de ne pas être retenues si elles proposent leur *missing money* estimé lors de l'enchère CRM. La CREG estime 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 certaines limites de prix et de volume. Pour pratiquement chaque limite de prix, il y a toujours une technologie qui peut être envisagée dont le *missing money* est supérieur à cette limite. L'introduction de la courbe de demande avec les limites de prix qui l'accompagnent montre clairement que le législateur n'avait pas l'intention de permettre à chaque technologie d'offrir sans limite son *missing money*.

Compte tenu de la structure du marché belge de l'électricité et du pouvoir de marché de certains acteurs, la CREG estime que l'augmentation des limites de prix comporte le risque d'une surenchère effective. Par conséquent, dans les circonstances actuelles, la CREG ne partage pas l'avis de la FEBEG selon lequel il faut tenir compte de technologies plus coûteuses dans la courbe de demande. La CREG partage toutefois l'avis de la FEBEG selon lequel le choix de la meilleure technologie est important et doit tenir compte du potentiel. Un premier sous-problème consiste à déterminer les meilleures technologies. Pour cela, comme le souligne à juste titre la FEBEG, les revenus doivent être connus, après quoi le CoNE net peut être déterminé. Toutefois, ces revenus ne sont pas encore connus à l'heure actuelle. Un deuxième sous-problème consiste à déterminer si ces technologies ont un potentiel suffisant pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. A cette fin, il convient de connaître l'ampleur du déficit de capacité. Une estimation ne pourra être faite qu'après le rapport d'étalonnage d'Elia, qui sera livré à la mi-novembre. La CREG estime donc qu'à l'heure actuelle, et compte tenu du fait que les simulations doivent encore avoir lieu pour un scénario de référence à définir, il n'y a pas de raison de retirer *ex ante* certaines technologies de la liste des technologies de référence en raison d'un manque de potentiel supposé. La meilleure technologie à retenir pour l'établissement de la courbe de demande est celle dont le CoNE net est le plus bas. Etant donné que les risques et la variabilité de l'estimation du CoNE net (et donc du facteur X) sont différents selon les technologies, la CREG estime, comme elle l'a déjà fait remarquer dans le projet de proposition (numéro 81 de la présente proposition), que la détermination du facteur de correction doit être effectuée de préférence après les simulations d'Elia, en ayant connaissance de la capacité nécessaire et de la meilleure technologie nouvel entrant.

La CREG souligne en outre que les analyses basées sur les offres sélectionnées lors des enchères passées peuvent potentiellement conduire à des conclusions erronées. La CREG estime que les limites de prix fixées par la ministre n'ont certainement pas été fixées trop haut, étant donné que lors de l'enchère T-4 en 2021, le prix de 50 €/kW n'a même pas été atteint et que 2 unités TGV ont été sélectionnées. Sur cette base, on pourrait même conclure que le CoNE net calculé était beaucoup trop élevé pour la première enchère. La CREG ne souhaite pas souscrire à ce raisonnement ni à celui de la FEBEG. Le calcul du CoNE net dépend de plusieurs paramètres et ne conduit pas à des résultats précis, mais tout au plus à un ordre de grandeur du *missing money*. En ce qui concerne les enchères, les offres ne sont pas non plus une indication du *missing money* estimé, étant donné la possibilité d'un comportement stratégique en matière d'offres.

Les remarques générales de la FEBEG sur les limites de prix dans le CRM (pages 4 et 5 de la réponse de la FEBEG) ne peuvent pas être directement liées au projet de proposition de la CREG. La CREG estime que la consultation publique dans le cadre d'une de ses propositions n'est pas le moyen approprié pour mener une discussion potentiellement intéressante mais théorique.

#### 2.2.2.1.2. *Febeliec*

29. Compte tenu de la décision du gouvernement fédéral de prolonger au moins deux centrales nucléaires, Febeliec se demande dans quelle mesure une enchère CRM couvrant la période de fourniture 2028-2029 est toujours pertinente et si le CRM belge bénéficie toujours de l'approbation de la Commission européenne et est conforme aux dispositions du « dernier recours » en vertu de la réglementation européenne. Enfin, Febeliec se demande si la consultation et l'enchère CRM qui l'accompagne doivent avoir lieu.

30. La CREG a organisé la consultation publique dans le cadre légal actuel et dans le cadre des compétences qui lui sont attribuées. Les délais pour l'organisation des enchères CRM sont si serrés que la préparation des enchères CRM ne peut pas être reportée jusqu'à la décision de la Commission européenne.

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

##### 2.2.2.2.1. *Elia*

31. Elia est globalement d'accord avec la proposition de la CREG en ce qui concerne la liste proposée de technologies éligibles et les paramètres associés, mais a néanmoins deux remarques à formuler, à savoir qu'elle considère que la technologie ICgas n'est pas appropriée pour être incluse dans la liste des technologies éligibles et que le DSR ne devrait pas être inclus dans des catégories différentes en fonction du volume. Pour une justification détaillée, on réfère à la réponse de l'annexe 1.

32. En ce qui concerne le commentaire sur les unités de gaz IC, la CREG estime que le fait qu'aucun projet d'unité de gaz IC n'ait participé aux enchères précédentes et qu'aucun projet ne soit annoncé n'est pas une raison suffisante pour supprimer cette technologie de la liste des technologies éligibles. L'augmentation des coûts CAPEX et FOM pour les unités de gaz IC sans justification quantitative ou étude ne semble pas appropriée à la CREG. Les valeurs CAPEX et FOM utilisées sont celles figurant dans l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia de juin 2023.

33. En ce qui concerne le commentaire relatif à l'inclusion du DSR dans des catégories distinctes en fonction du volume, la CREG comprend la préoccupation d'Elia. La CREG souhaite souligner que son intention n'est pas de garantir que seule la participation active de la demande de la catégorie avec le FOM le plus bas sera prise en compte dans la proposition de courbe de demande au début de 2024. Toutefois, il est actuellement impossible pour la CREG d'anticiper les résultats du rapport d'étalonnage et d'estimer sur cette base le volume nécessaire de nouvelle capacité lors de l'enchère. Il serait plutôt arbitraire de déjà fixer un volume DSR et un coût correspondant. La CREG constate également qu'Elia n'apporte pas de solution sur ce point. La CREG propose donc de conserver les différentes catégories, avec l'objectif de disposer de plus d'informations après le rapport d'étalonnage et seulement ensuite, dans le cadre de la proposition de courbe de demande, de déterminer la catégorie DSR à conserver, en tenant compte du volume nécessaire lors de l'enchère.

#### 2.2.2.2. FEBEG

34. En ce qui concerne le CAPEX pour les unités de gaz IC, la FEBEG estime qu'il est sous-estimé. La FEBEG estime que cette technologie pourrait même être retirée de la liste, étant donné le volume important nécessaire pour la période de fourniture 2028-2029 selon l'étude d'adéquation et de flexibilité.

La FEBEG affirme en outre qu'un coût CAPEX de 0€/kW pour la DSM n'est pas réaliste et que seule la DSM la plus chère devrait être retenue, étant donné que d'énormes quantités de DSM ont déjà été contractées lors de l'enchère T-4.

La FEBEG estime en outre qu'il est incorrect de fixer la durée de vie économique à 20 ans pour des unités thermiques telles que l'OCGT et la CCGT. Compte tenu de l'approbation du CRM pour une durée de 10 ans, la FEBEG estime qu'il n'est pas possible de prendre en compte les revenus CRM provenant d'enchères Y-1. En outre, il est extrêmement difficile d'estimer les revenus du marché dans un monde neutre en carbone à l'horizon 2045. La FEBEG propose de limiter la durée de vie à 15 ans, conformément à la durée maximale des contrats dans le CRM.

35. La CREG constate que la FEBEG ne justifie pas sa critique des coûts CAPEX pour les unités de gaz IC et ne propose pas de valeur alternative. La CREG note en outre que l'étude d'adéquation et de flexibilité n'est pas un rapport d'étalonnage CRM. Comme expliqué au numéro 28, la CREG estime qu'à l'heure actuelle, et compte tenu du fait que les simulations doivent encore avoir lieu pour un scénario de référence à définir, il n'y a pas de raison de retirer *ex ante* certaines technologies de la liste des technologies de référence.

En ce qui concerne la remarque sur le coût CAPEX pour la participation active de la demande (*Demand Response*), la CREG souhaite faire remarquer que les coûts CAPEX sont repris dans les FOM et que les coûts ont été repris de l'étude d'adéquation et de flexibilité de juin 2023. La CREG ne comprend pas à quelles « quantités énormes » de la participation active de la demande la FEBEG fait référence. Lors de la première enchère T-4, le volume contracté était plutôt limité et lors de la deuxième enchère T-4, aucun volume n'a été contracté.

La CREG constate que dans les conditions actuelles, sans CRM, la durée de vie économique des technologies en question dépasse les 15 ans. On constate que les unités qui sont amorties restent souvent opérationnelles, même après cette période d'amortissement. La CREG ne voit aucune raison de déclarer dès à présent que des unités seront mises à l'arrêt après l'expiration de la période contractuelle de 15 ans. Le détenteur de capacité est par ailleurs libre de prendre en compte la durée de vie la plus réaliste selon lui dans son offre lors de l'enchère CRM.

2.2.2.2.3. *Febeliec*

36. Febeliec prend note des valeurs proposées pour le CoNE brut et les facteurs de réduction (*derating factors*) mais ne souhaite pas valider ces valeurs étant donné que les nombreux commentaires communiqués dans le passé n'ont pas été résolus.

37. La CREG ne voit pas clairement à quelles remarques spécifiques Febeliec fait référence.

2.2.2.2.4. [CONFIDENTIEL]

38. [CONFIDENTIEL]

39. [CONFIDENTIEL]

### 2.2.2.3. Coût moyen pondéré du capital WACC

#### 2.2.2.3.1. *Elia*

40. En ce qui concerne la proposition de WACC, ELIA est d'accord avec la proposition de la CREG.

#### 2.2.2.3.2. *FEBEG*

41. La FEBEG n'est pas d'accord avec le WACC proposé par la CREG parce que ce WACC représente une réduction par rapport au WACC utilisé lors des enchères précédentes. En outre, la FEBEG s'étonne qu'une étude (Professeur Boudt) sur laquelle aucun commentaire n'a pu être obtenu de la part des acteurs du marché soit utilisée comme base pour déterminer le WACC. La FEBEG demande donc que le WACC soit réévalué pour toutes les technologies.

42. La CREG constate que le WACC proposé est conforme aux valeurs retenues dans l'étude d'adéquation et de flexibilité. Étant donné que certains résultats de l'étude d'adéquation et de flexibilité sont utilisés pour déterminer la courbe de demande, il est nécessaire d'assurer une cohérence entre les données de l'étude d'adéquation et de flexibilité et le rapport d'étalonnage CRM. La discussion sur l'étude du professeur Boudt ne peut pas être menée par le biais d'une réponse à la consultation publique de la CREG, mais doit être abordée dans le groupe de travail sur l'adéquation prévu à cet effet.

#### 2.2.2.3.3. *Febeliec*

43. Febeliec prend note des valeurs proposées pour le WACC qui, selon elle, sont relativement élevées pour toutes les technologies, compte tenu du fait qu'en participant au CRM, certains risques peuvent être couverts. Febeliec estime qu'il faut également tenir compte du gearing (dette par rapport aux fonds propres), qui rend le return on equity (rendement des fonds propres) de ces actifs très élevé. Febeliec se demande si le WACC proposé n'est pas trop élevé dans un contexte de CRM.

44. La CREG constate que les valeurs du WACC sont inférieures à celles proposées lors des précédentes enchères CRM et conformes aux valeurs utilisées dans l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia de juin 2023. La CREG note également que d'autres acteurs estiment que les valeurs proposées sont trop basses. En l'absence de propositions alternatives motivées pour le WACC, la CREG maintient les valeurs qu'elle a proposées.

#### 2.2.2.3.4. [CONFIDENTIEL]

45. [CONFIDENTIEL]

### 2.2.2.4. Facteur de correction

#### 2.2.2.4.1. *Elia*

46. Elia est d'accord avec le facteur de correction X proposé de 1,5.

2.2.2.4.2. *FEBEG*

47. La FEBEG se félicite du facteur de correction X proposé de 1,5.

2.2.2.4.3. *Febeliec*

48. En ce qui concerne le facteur de correction et compte tenu des commentaires formulés précédemment, Febeliec estime que le facteur de correction doit être maintenu aussi bas que possible afin d'éviter des coûts inutiles pour les utilisateurs du réseau et les contribuables. Febeliec estime qu'un facteur de correction de 50 % est trop élevé et qu'un facteur de correction de 10 % doit être envisagé, à condition que les incertitudes au moment de la conception ne soient pas surestimées.

49. La CREG, comme expliqué au numéro 62, s'est alignée sur les valeurs fixées par la ministre dans le passé.

2.2.2.4.4. [CONFIDENTIEL]

50. [CONFIDENTIEL]

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

#### 3.1. LISTE LIMITÉE DE TECHNOLOGIES ÉLIGIBLES

51. La CREG propose les technologies éligibles suivantes :

- Turbines à gaz à cycle ouvert (“OCGT (>100 MW)”);
- Turbine à gaz à cycle combiné (“CCGT (>800 MW)”);
- Moteurs à combustion de gaz naturel (“ICgas”);
- Cogénération (“CHP (<100 MW)”);
- Énergie solaire photovoltaïque (“PV”);
- Énergie éolienne onshore (“Wind Onshore”);
- Énergie éolienne offshore (“Wind Onshore”);
- Stockage par batteries à grande échelle (“Battery Storage Large Scale (4h)”)<sup>2</sup>;
- Participation active de la demande pour différents volumes (“Demand Response (0<300MW), (300<600MW), (600<900MW), (900<1200MW)”).

Cette liste est conforme à la liste des technologies de référence pour l'enchère T-4 en 2023 reprise dans l'arrêté ministériel du 9 septembre 2022 et à la liste utilisée par la Direction générale de l'Énergie pour la détermination du coût pour un nouvel entrant par la Direction générale de l'Énergie en vue de la fixation d'une norme de fiabilité<sup>3</sup>.

52. Le tableau 1 énumère les principaux paramètres utilisés pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant. Les coûts des CAPEX et FOM, la période de construction et la durée de vie économique de la technologie sont principalement basés sur les valeurs indiquées dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité d'Elia de juin 2023<sup>4</sup>. Une durée de vie de 20 ans a été envisagée pour l'énergie éolienne offshore, correspondant à la période de soutien des futurs parcs éoliens, contre 15 ans envisagés dans l'étude d'adéquation et de flexibilité. Pour les moteurs à combustion au gaz naturel, qui n'ont pas été repris dans l'étude, la CREG s'est basée sur les données relatives à cette technologie figurant dans la consultation publique d'Elia de juin 2023 relative à l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia.

---

<sup>2</sup> La CREG propose un stockage par batteries à grande échelle d'une durée de 4h. Une durée de stockage de 4 heures est conforme aux offres faites lors des précédentes enchères CRM.

<sup>3</sup> Note « Détermination du coût d'un nouvel entrant (CONE) » du 10 juin 2022, voir le site Web du SPF Economie, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Note-Cout-d-un-nouvel-entrant-CONE-BE-10062022-SIGNED.pdf>

<sup>4</sup> Voir tableau 3-9, p. 182.



Les facteurs de réduction mentionnés sont ceux prévus par l'arrêté ministériel du 30 mars 2023.<sup>5</sup>

| Technology                       | CAPEX (EUR/kW) | FOM (EUR/kW/y) | Lifetime (y) | Construction Period (y) | Derating Factor |
|----------------------------------|----------------|----------------|--------------|-------------------------|-----------------|
| OCGT (>100 MW)                   | 550            | 25             | 20           | 2                       | 93%             |
| CCGT (>800 MW)                   | 700            | 30             | 20           | 3                       | 93%             |
| Icgas                            | 500            | 20             | 15           | 1                       | 95%             |
| CHP (<100 MW)                    | 1000           | 70             | 20           | 2                       | 93%             |
| PV                               | 600            | 20             | 15           | 1                       | 1%              |
| Wind Onshore                     | 1000           | 45             | 15           | 1                       | 10%             |
| Wind Offshore                    | 2000           | 70             | 20           | 3                       | 11%             |
| Battery Storage Large Scale (4h) | 900            | 20             | 15           | 1                       | 60%             |
| Demand Response (0<300MW)        | 0              | 25             | 1            | 0                       | 59%             |
| Demand Response (300<600MW)      | 0              | 50             | 1            | 0                       | 59%             |
| Demand Response (600<900MW)      | 0              | 75             | 1            | 0                       | 59%             |
| Demand Response (900<1200MW)     | 0              | 100            | 1            | 0                       | 59%             |

tableau 1 : paramètres des technologies de référence

### 3.2. PROPOSITION DE COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL.

Afin de maintenir la cohérence avec l'étude d'adéquation et de flexibilité 2024-2034, la CREG propose d'utiliser un rendement minimum de 4,7% et une prime de risque pour les technologies de référence comme mentionné dans le tableau 2.

| Technology                       | Min. return | Risk premium | WACC |
|----------------------------------|-------------|--------------|------|
| OCGT (>100 MW)                   | 4.7%        | 3.3%         | 8.0% |
| CCGT (>800 MW)                   | 4.7%        | 2.2%         | 6.9% |
| Icgas                            | 4.7%        | 3.3%         | 8.0% |
| CHP (<100 MW)                    | 4.7%        | 2.2%         | 6.9% |
| PV                               | 4.7%        | 0.4%         | 5.1% |
| Wind Onshore                     | 4.7%        | 1.3%         | 6.0% |
| Wind Offshore                    | 4.7%        | 0.5%         | 5.2% |
| Battery Storage Large Scale (4h) | 4.7%        | 0.3%         | 5.0% |
| Demand Response (0<300MW)        | 4.7%        | 1.6%         | 6.3% |
| Demand Response (300<600MW)      | 4.7%        | 1.6%         | 6.3% |
| Demand Response (600<900MW)      | 4.7%        | 1.6%         | 6.3% |
| Demand Response (900<1200MW)     | 4.7%        | 1.6%         | 6.3% |

tableau 2 : Coût moyen pondéré du capital pour les technologies de référence

<sup>5</sup> Voir l'annexe de l'arrêté ministériel du 30 mars 2023 chargeant le gestionnaire du réseau d'organiser l'enchère quatre ans avant la période de livraison des capacités débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2027, les paramètres requis pour l'organisation de ladite enchère, le volume maximal de capacité qui peut être contracté avec tous les détenteurs de capacité non prouvée, et contenant le volume minimal à réserver pour l'enchère à organiser un an avant la période de livraison de la capacité, conformément à l'article 7undecies, § 6, premier alinéa de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

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

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

54. 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 cinq ans ou à la demande du ministre. La méthode de détermination du WACC ayant considérablement changé, une nouvelle évaluation du coût brut d'un nouvel entrant est nécessaire.

55. Le calcul du CoNE fixe ( $CoNE_{fixed,RT}$ ) est effectué conformément à l'article 15 de la méthodologie approuvée par l'ACER le 2 octobre 20220.

Le coût annuel équivalent pour chaque technologie de référence ( $EAC_{RT}$ ) doit être calculé à l'aide de la formule suivante :

$$EAC = \left[ \sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}$$

où :

- $i$  représente chaque année pendant la période de construction et la durée de vie économique ;
- $X$  est la période de construction (en années) ;
- $Y$  est la durée de vie économique (en années) ;
- $CC(i)$  est la meilleure estimation des coûts d'investissement encourus pour chaque année de la période de construction (en devise locale par MW) ;
- $AFC(i)$  est la meilleure estimation des coûts fixes encourus pour chaque année de la vie économique (en monnaie locale par MW).

Le coût brut d'un nouvel entrant pour une technologie de référence (RT) donnée est alors déterminé comme suit :

$$CoNE_{fixed,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

où :

- $EAC_{RT}$  est le coût annuel équivalent à la RT de la technologie de référence et ;
- $K_{d,RT}$  est le facteur de réduction de la technologie de référence.

Les résultats pour le coût annuel équivalent et pour le coût brut pour un nouvel entrant sont présentés dans le tableau 3.

| Technology                       | EAC (EUR/MW/y) | Derating Factor | CoNE (EUR/MW/y) |
|----------------------------------|----------------|-----------------|-----------------|
| OCGT (>100 MW)                   | 83 300         | 93%             | 89 600          |
| CCGT (>800 MW)                   | 100 200        | 93%             | 107 700         |
| Icgas                            | 78 400         | 95%             | 82 500          |
| CHP (<100 MW)                    | 166 900        | 93%             | 179 500         |
| PV                               | 78 200         | 1%              | 7 820 000       |
| Wind Onshore                     | 148 000        | 10%             | 1 480 000       |
| Wind Offshore                    | 241 900        | 11%             | 2 199 100       |
| Battery Storage Large Scale (4h) | 106 700        | 60%             | 177 800         |
| Demand Response (0<300MW)        | 25 000         | 59%             | 42 400          |
| Demand Response (300<600MW)      | 50 000         | 59%             | 84 700          |
| Demand Response (600<900MW)      | 75 000         | 59%             | 127 100         |
| Demand Response (900<1200MW)     | 100 000        | 59%             | 169 500         |

tableau 3 : Coût brut pour les technologies de référence

### 3.4. PROPOSITION DU FACTEUR DE CORRECTION X

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

57. L'article 4, § 1<sup>er</sup>, 2° de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit :

*« Le facteur de correction X, qui permet de déterminer le prix maximal, visé à l'article 10, §8 et 9, et qui permet de calculer le volume maximal au prix maximal, 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 termes de 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 des revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage.

58. Étant donné que l'arrêté royal du 28 avril 2021 ne décrit aucune méthodologie claire pour le calcul du facteur de correction X et que les incertitudes à prendre en compte ne peuvent être évaluées que sur la base de simulations d'un scénario qui reste à déterminer (le scénario de référence pour l'enchère T-4 en 2024 doit être défini pour le 15 septembre 2023), le facteur de correction doit être déterminé sur la base de la meilleure estimation possible des éléments qui ne sont pas encore connus.

59. Le facteur de correction X est destiné à prendre en compte les incertitudes entourant l'estimation du coût net d'un nouvel entrant. Le facteur X aidera à déterminer le prix maximum (point A de la courbe de demande). Le facteur X doit donc être déterminé compte tenu des incertitudes susceptibles d'augmenter le coût net d'un nouvel entrant. La variabilité du coût brut et des revenus doit donc également être considérée dans le contexte 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.

60. Il est important d'avoir une vue sur les rentes infra-marginales pour les incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant en ce qui concerne la détermination des rentes infra-marginales annuelles (article 10, § 9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021). La CREG n'a pas encore reçu d'informations détaillées concernant les taux d'intérêt infra-marginaux de la dernière étude d'adéquation et de flexibilité.

61. 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 la technologie de ce meilleur nouvel entrant. Cependant, cette technologie ne peut être déterminée qu'après qu'Elia ait réalisé les simulations pour calculer le CoNE net de chaque technologie.

Pour tenir compte des différences de coûts entre les technologies considérées, la CREG estime qu'il faudrait idéalement déterminer les technologies dont les coûts nets sont les plus bas dans le scénario retenu, afin de pouvoir ensuite comparer ces coûts nets. 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.

62. Comme il n'y a pas de nouveaux éléments par rapport aux propositions précédentes de la CREG concernant les valeurs intermédiaires pour les enchères CRM, et compte tenu du fait que le facteur de correction pour les enchères T-4 a été fixé à 1,5 dans le passé, la CREG propose un facteur de correction de 1,5.

## 4. CONCLUSION

- 63. La CREG propose d'utiliser le coût moyen pondéré du capital tel que repris au tableau 2.
- 64. La CREG propose d'utiliser le coût brut d'un nouvel entrant tel que calculé dans le tableau 3.
- 65. La CREG propose un facteur de correction X égal à 1,5.

////

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

Andreas TIREZ  
Directeur

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président f.f. du Comité de direction

# ANNEXE 1

Réponses non confidentielles à la consultation publique concernant le projet de proposition (C)2579 :

- Elia;
- FEBEG;
- Febeliec.

## **ANNEXE 2**

Réponse confidentielle à la consultation publique concernant le projet de proposition (C)2579 :  
[CONFIDENTIEL].