

# Projet de proposition

(C)2086/2

24 septembre 2020

## Projet de proposition du coût brut d'un nouvel entrant et du facteur de correction X

Fait en application de l'article 5, §1, de l'avant-projet d'arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et les paramètres nécessaires à l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité°

Non confidentiel

# TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. Cadre légal.....	4
1.1. Législation nationale .....	4
1.2. Réglementation européenne .....	4
1.2.1. Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.....	4
1.2.2. Règlement Électricité .....	5
1.3. Avant-projet d'arrêté royal.....	6
2. Antécédents .....	9
2.1. GENERALITES .....	9
2.2. CONSULTATION .....	10
2.2.1. Aperçu des réactions .....	10
2.2.2. Analyse des réactions reçues .....	10
3. Proposition visant à déterminer le coût brut et le facteur de correction X pour un nouvel accès.....	19
3.1. Remarques préliminaires .....	19
3.2. Méthodologie pour déterminer le coût d'un nouvel accès.....	19
3.3. Proposition de coût brut pour un nouvel arrivant .....	21
3.3.1. Remarques préliminaires .....	21
3.3.2. Liste limitée de technologies éligibles.....	21
3.3.3. Coût et durée de vie économique des technologies éligibles.....	22
3.3.4. Coût moyen pondéré du capital (WACC) .....	24
3.3.5. Coût brut d'un nouvel entrant .....	25
3.4. Proposition de détermination du facteur de correction X.....	26
4. Conclusion .....	28
Annexe 1 :.....	29

# INTRODUCTION

1. Le 20 avril 2020, la CREG a reçu par courriel du SPF Économie, adressé à tous les membres du comité de suivi du CRM (composé de représentants du gestionnaire de réseau de transport (Elia Transmission Belgium, ci-après : Elia), de la CREG et du cabinet de la Ministre fédérale de l'Énergie et sous la présidence du SPF Économie, un avant-projet d'arrêté royal « fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et les paramètres nécessaires à l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité ».

A ce courriel était également attaché une copie de la note du cabinet de la Ministre Marghem datée du 9 avril 2020. Dans cette note, la Ministre demande à la DG Energie, en collaboration avec les membres du comité de suivi, de prendre les mesures nécessaires pour préparer la première vente aux enchères, qui devrait être organisée en 2021, dans le respect des délais, des procédures et des méthodologies tel que décrit dans la législation dérivée soumis à la DG Énergie de la Commission européenne. En particulier, il est demandé aux membres du comité de suivi d'entamer les travaux décrits aux articles 4 et 5 de l'avant-projet d'arrêté royal, y compris les consultations publiques, en vue de choisir un ou plusieurs scénarios ; sur les données et hypothèses sur lesquelles ils reposent et sur les paramètres intermédiaires avant le 30 juin 2020.

Un projet de proposition confidentiel 2086/1 a été transmis le 17 juillet 2020 à la ministre en charge de l'Énergie.

2. La CREG constate que l'avant-projet d'arrêté royal, précisément parce que c'est un avant-projet d'arrêté royal, n'est pas encore d'application et que d'importantes modifications peuvent encore être apportées dans le cadre du processus d'élaboration de l'arrêté royal.

3. Dans le présent projet de proposition, la CREG fera, en application de l'article 5, §1, de l'avant-projet d'arrêté royal, une proposition pour le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X.

4. Ce projet de proposition comprend quatre chapitres.

Le premier chapitre aborde le cadre légal.

Le deuxième chapitre contient les antécédents et les résultats de la consultation publique.

Le troisième chapitre contient la proposition réelle du coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X.

Le quatrième chapitre contient la conclusion de ce projet de proposition.

5. Le présent projet de proposition a été approuvé lors du comité de direction de la CREG du 17 juillet 2020.

# 1. CADRE LÉGAL

## 1.1. LÉGISLATION NATIONALE

6. Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant sur la mise en place d'un mécanisme de rémunération de la capacité a été approuvée. Cette loi crée un cadre général en vue de l'introduction d'un mécanisme de capacité à l'échelle du marché et détermine le processus et la répartition des tâches pour l'élaboration des différents aspects partiels du mécanisme de rémunération de la capacité par le biais de divers arrêtés royaux et règles de marché.

7. L'article 7undecies, §1, de la loi Électricité souligne entre autres l'importance du contrôle des coûts du mécanisme de rémunération de la capacité mis en place :

« (...)

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

(...) ».

8. L'article 7undecies, §2, charge le gestionnaire de réseau d'établir deux rapports en vue du calcul des volumes de capacité nécessaires pour garantir l'adéquation, la détermination d'un volume minimal à réserver à la vente aux enchères un an avant la période où la fourniture de la capacité a lieu, la détermination de la courbe de demande et les limites de prix.

La décision finale de donner une instruction pour une vente aux enchères appartient au Ministre :

*« ... Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des rapports et des avis (...) 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 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, augmentée de la marge d'incertitude prévue dans le calcul du volume initial effectué par le gestionnaire du réseau dans le rapport visé au 1° de l'alinéa 1er. »*

## 1.2. RÉGLEMENTATION EUROPÉENNE

### 1.2.1. Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020

9. Les mécanismes de rémunération de capacité doivent être approuvés par la Commission européenne avant leur entrée en vigueur. Un certain nombre de dispositions des lignes directrices<sup>1</sup> sont importantes dans le cadre de cette proposition.

---

<sup>1</sup> Voir Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01), JOUE 28 juin 2014.

10. Lorsqu'il examine si la mesure d'aide est un instrument approprié (paragraphe 3.9.3.), le numéro (226) indique ce qui suit :

*(226) | Les mesures d'aide devraient être ouvertes et fournir des incitations adéquates aussi bien aux producteurs existants qu'aux producteurs futurs, ainsi qu'aux opérateurs utilisant des technologies substituables, telles que des solutions d'adaptation de la demande ou de stockage. Les aides devraient dès lors être octroyées au moyen d'un mécanisme permettant des délais de réalisation potentiellement différents, correspondant au temps dont auront besoin les nouveaux producteurs utilisant diverses technologies pour réaliser de nouveaux investissements. Les mesures d'aide devraient également tenir compte de la mesure dans laquelle les capacités d'interconnexion pourraient remédier à tout éventuel problème d'adéquation des capacités de production.*

11. Le pro rata ou la proportionnalité est un concept important dans l'évaluation de la mesure d'aide (paragraphe 3.9.5.).

*(230) | Les mesures d'aide devraient comporter des mécanismes intégrés pour empêcher la survenue de profits inattendus.*

*(231) | Les mesures d'aide devraient être conçues de manière à garantir que le prix payé pour la disponibilité tend automatiquement vers zéro lorsque le niveau des capacités fournies est adéquat pour répondre au niveau des capacités demandées.*

12. Par ailleurs, la mesure d'aide doit empêcher les effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges (paragraphe 3.9.6.).

*(232) | Les mesures d'aide devraient être conçues de manière que toutes les capacités pouvant contribuer de manière effective à remédier à un problème d'adéquation des capacités de production participent auxdites mesures, notamment en tenant compte des facteurs suivants:*

*a) | la participation de producteurs utilisant différentes technologies et d'opérateurs proposant des solutions aux qualités techniques équivalentes, comme la gestion de la demande, des interconnexions et des solutions de stockage. Sans préjudice du point (228), cette participation peut être restreinte uniquement si les qualités techniques nécessaires pour remédier au problème d'adéquation des capacités de production sont insuffisantes. De plus, la mesure en faveur de l'adéquation des capacités de production devrait être ouverte à des agrégations potentielles de l'offre et de la demande;*

*b) | la participation d'opérateurs d'autres États membres où une telle participation est matériellement possible, en particulier dans le contexte régional, c'est-à-dire là où les capacités peuvent être matériellement fournies à l'État membre qui met en œuvre les mesures d'aide et où les obligations définies dans ces mesures peuvent être respectées (97);*

*c) | la participation d'un nombre suffisant de producteurs en vue de la fixation d'un prix compétitif pour les capacités;*

*d) | la prévention des effets négatifs dans le marché intérieur dus, par exemple, à des restrictions à l'exportation, à un plafonnement des prix de gros, à des restrictions d'offres ou à d'autres mesures compromettant le fonctionnement du couplage de marchés, notamment des marchés intrajournaliers et des marchés d'équilibrage.*

### **1.2.2. Règlement Électricité**

13. Le 5 juin 2019, le règlement (EU) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après, « le règlement Électricité ») a été approuvé. Ce règlement est entré en vigueur le 4 juillet 2019 et est d'application à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020.

14. Ce règlement a un effet direct et a confié aux autorités de régulation un certain nombre de pouvoirs de proposition.

L'article 22 (4) du règlement Électricité est notamment libellé comme suit :

*« Les mécanismes de capacité incorporent les exigences énumérées ci-après concernant les limites en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> :*

*a) | à partir du 4 juillet 2019 au plus tard, une capacité de production dont la production commerciale a débuté à cette date ou après cette date et qui émet plus de 550 gr de CO<sub>2</sub> issu de carburant fossile par kWh d'électricité n'est pas engagée ni ne reçoit de paiement ou d'engagements pour des paiements futurs dans le cadre d'un mécanisme de capacité;*

*b) | à partir du 1er juillet 2025 au plus tard, une capacité de production dont la production commerciale a débuté avant le 4 juillet 2019 et qui émet plus de 550 gr de CO<sub>2</sub> issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé n'est pas engagée ni ne reçoit de paiements ou d'engagements pour des paiements futurs dans le cadre d'un mécanisme de capacité.*

L'article 23(6) du règlement Électricité prévoit :

*« 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.*

L'article 25(2) du règlement Électricité prévoit :

*« La norme de fiabilité est fixée par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. La norme de fiabilité est basée sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 6. »*

L'article 25(3) du règlement Électricité prévoit :

*« La norme de fiabilité est calculée en utilisant au moins le coût de l'énergie non distribuée et le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir sur une période déterminée et est exprimée sous la forme d'une «prévision d'énergie non desservie» et d'une «prévision de perte de charge». ».*

L'article 25(4) du règlement Électricité prévoit :

*« Lors de l'application des mécanismes de capacité, les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sont approuvés par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. »*

### **1.3. AVANT-PROJET D'ARRÊTÉ ROYAL**

15. En vue de la mise en application du règlement Électricité au 1<sup>er</sup> janvier 2020 (principalement son article 25(4)), et dans le cadre de la constitution du dossier de notification du mécanisme belge de rémunération de la capacité à la Commission européenne, la CREG a rédigé, le 20 décembre 2019, une note Z(2024) concernant les paramètres déterminant le volume de la capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité. Sur la base de cette note et à la demande de la Ministre, la CREG a formulé

le 24 mars 2020 une Proposition (E)2064 relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité.

16. La CREG a pris connaissance de l'avant-projet susmentionné d'arrêté royal « fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité », qui lui a été transmis par e-mail du SPF Economie du 20 avril 2020. Cet avant-projet d'arrêté royal reprend pour partie une proposition d'arrêté royal formulée par le gestionnaire du réseau en application de l'article 7undecies, § 2, al. 1<sup>er</sup>, de la loi électricité, et transmise le 18 décembre 2019, qu'il entend compléter par des dispositions relatives à la détermination du scénario de référence et des paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter – c'est-à-dire essentiellement la courbe de demande.

17. Dans le cadre du dossier de notification du mécanisme de rémunération de capacité belge, cet avant-projet d'arrêté royal a été transmis à la Commission européenne comme un des éléments constitutifs du projet du CRM.

18. Au jour de l'adoption du présent projet de proposition, l'avant-projet d'arrêté royal n'est pas en vigueur.

19. Via le même e-mail du 20 avril 2019 cité plus haut la CREG a reçu une « note verte » adressée par le cabinet de la Ministre au SPF Economie en date du 9 avril 2020. Par cette note verte, la Ministre demande à la DG Energie de faire, en collaboration avec les membres du comité de suivi CRM, le nécessaire pour préparer la première mise aux enchères (prévue en 2021), et ce, en respectant la législation dérivée comme elle a été introduite, y compris les délais, les procédures et les méthodologies y décrits.

20. L'article 5 de l'avant-projet d'arrêté royal prévoit ce qui suit :

*« § 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, 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 WACC qui a été pris en compte au §1, 1°.*

*§ 3. Les valeurs intermédiaires sont fixées au plus tard le 30 juin 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. »*

21. Afin d'éviter de retarder le processus en vue de l'organisation de la première enchère prévue en 2021, la CREG accepte de formuler le présent projet de proposition relatif aux valeurs intermédiaires, à savoir :

- le coût brut d'un nouvel entrant pour une liste limitée de technologies ;
- le facteur X, permettant de déterminer le prix maximum de l'enchère.

22. Selon l'article 5 de l'avant-projet d'arrêté royal, les valeurs intermédiaires doivent être adoptées chaque année par le Ministre au plus tard le 30 juin. Avant la transmission de la proposition au Ministre, la CREG doit réaliser une consultation publique de minimum un mois et adapter sa proposition en fonction des résultats de celle-ci.

23. La CREG ayant pris connaissance de l'avant-projet d'arrêté royal lors de sa transmission par e-mail du 20 avril déjà évoqué, elle ne disposait que de quelques semaines pour formuler sa proposition, compte tenu du délai requis pour la consultation publique.

24. Certes, l'article 26 de l'avant-projet dispose ce qui suit :

*« A titre transitoire, la Direction générale de l'Énergie, le gestionnaire du réseau et la commission concluent dans les meilleurs délais un accord sur le calendrier et l'approche de la première enchère en 2021 et sa préparation dès 2020.*

*Ce calendrier et approche peuvent déroger de la procédure standard de cet arrêté, mais ils visent de le respecter au maximum, ainsi que les méthodes déjà disponibles au niveau Européen.*

*L'accord est publié sur le site internet de la Direction générale de l'Énergie, de la commission et du gestionnaire du réseau. »*

Sur la base de cette disposition – qui n'est toutefois, comme les autres dispositions de l'avant-projet, pas encore en vigueur – il a été convenu que la date ultime pour l'adoption de ces valeurs intermédiaires serait reportée au 21 juillet.

25. Le coût d'un nouvel entrant ainsi que le prix maximum de l'enchère (déterminé sur la base du facteur X) sont nécessaires pour calculer la courbe de demande ; ils constituent donc sans conteste des paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à contracter dans le cadre du CRM, pour lesquels la CREG dispose, en vertu de l'article 25(4) du Règlement Électricité, d'un pouvoir de proposition.

Compte tenu du fait que l'avant-projet d'arrêté royal s'écarte fondamentalement de la proposition (E)2064 relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité, le présent projet de proposition est fait sous toute réserve et sans reconnaissance préjudiciable.



## **2. ANTÉCÉDENTS**

### **2.1. GENERALITES**

26. Le 20 avril 2020, la CREG a reçu une copie de la note du cabinet de la Ministre Marghem datée du 9 avril 2020 par e-mail du SPF Economie, adressé à tous les membres du comité de suivi CRM. Dans cette note adressée au président faisant fonction du comité de direction du SPF Economie, et à la directrice faisant fonction de la DG Energie, la Ministre demande à la DG Energie, ainsi qu'aux membres du comité de suivi, de prendre les mesures nécessaires pour préparer la première enchère, qui devrait être organisée en 2021, en respectant les délais, les procédures et les méthodologies prévus dans la législation dérivée soumise à la DG Energie de la Commission européenne.

27. Dans le cadre de la collaboration avec le gestionnaire du réseau, requise par l'avant-projet d'arrêté royal, la CREG a organisé le mardi 16 juin 2020 une réunion avec Elia à laquelle, à la demande de cette dernière lors du comité de suivi CRM du 10 juin 2020, le SPF Economie a participé en tant qu'observateur. Lors de cette réunion, Elia a expliqué pourquoi le facteur X devait déjà être fixé maintenant. La CREG a soulevé un certain nombre de difficultés méthodologiques.

28. Le vendredi 19 juin 2020, la CREG a organisé une deuxième réunion avec Elia et le SPF Economie, au cours de laquelle un certain nombre de dispositions de l'avant-projet d'arrêté royal ont été discutées.

29. Dans la semaine du 22 juin, la CREG a envoyé par e-mail une série de questions à Elia afin d'obtenir les informations nécessaires à l'élaboration du projet de proposition 2086. Elia a également répondu par e-mail à un certain nombre de questions posées.

30. Le vendredi 26 juin 2020, la CREG a transmis à Elia et au SPF Economie les principaux aspects de fond de ses observations concernant le projet de proposition (comme décrit au chapitre 4).

31. Le lundi 29 juin 2020, la CREG a organisé une troisième réunion avec Elia et le SPF Economie, au cours de laquelle le choix des hypothèses de calcul du coût brut d'un nouvel entrant et du facteur de correction a été expliqué.

32. Le mardi 30 juin 2020, la CREG a reçu par e-mail de la part d'Elia ses remarques sur l'explication proposée par la CREG.

33. Le 30 juin 2020, le projet de proposition 2086 a été approuvé par procédure écrite par le comité de direction de la CREG et il a été décidé d'organiser du 1<sup>er</sup> au 13 juillet 2020 une consultation publique sur ce projet de proposition.

34. Le 17 juillet 2020, la CREG a transmis à la ministre en charge de l'Energie une version néerlandaise confidentielle du projet de proposition 2086/1. Vu l'urgence dans laquelle le projet de proposition 2086/1 devait être transmis, la CREG a choisi d'inclure l'essence du projet de proposition ainsi que les principales réponses aux réactions à la consultation dans une version confidentielle du projet de proposition 2086/1. Le présent projet de proposition 2086/2 correspond essentiellement au projet de proposition 2086/1 mais contient des réponses plus détaillées aux réactions reçues lors de la consultation.

## 2.2. CONSULTATION

35. Le comité de direction de la CREG a décidé, dans le cadre du projet de proposition 2086, en application de l'article 33, §2, de son règlement d'ordre intérieur, d'organiser une consultation publique, portant sur cet avant-projet, sur le site Web de la CREG. Conformément à l'article 37, § 1<sup>er</sup>, le comité de direction de la CREG a décidé de limiter la période de consultation afin de respecter le calendrier souhaité tel que discuté au sein du comité de suivi et tel que mentionné au numéro 25. Cette consultation a débuté le 1<sup>er</sup> juillet 2020 et s'est achevée le 13 juillet 2020.

### 2.2.1. Aperçu des réactions

36. La CREG a reçu 4 réactions de fond non confidentielles à la consultation, à savoir de :

- Centrica Business Solutions ;
- Elia ;
- la FEBEG ;
- Febeliec.

Par ailleurs, la CREG a également reçu une réaction du Bureau fédéral du Plan, comportant une demande de précisions sur une mention relative à une estimation du coût brut d'un nouvel entrant par le Bureau fédéral du Plan (numéro 47 du projet de proposition 2086 ; numéro 78 du présent projet de proposition 2086/2). La précision demandée a été insérée dans le passage concerné.

Les quatre réactions de fond reçues figurent en annexe 1.

### 2.2.2. Analyse des réactions reçues

#### 2.2.2.1. Remarques générales

37. Elia souligne l'importance du calendrier et invite la CREG à soumettre sa proposition à la ministre très rapidement afin que celle-ci ait suffisamment de temps pour prendre sa décision avant le 21 juillet.

En ce qui concerne le calendrier, la CREG a transmis sa proposition 2086/1 à la ministre dans les 4 jours suivant la fin de la période de consultation.

38. Elia attire également l'attention sur le fait que les antécédents ne mentionnent pas tous les e-mails relatifs à la communication entre Elia et la CREG. Elia souligne qu'elle a répondu régulièrement, rapidement et de manière constructive aux différentes questions posées par la CREG.

La CREG estime qu'Elia présente sa collaboration comme plus exemplaire que ce que la CREG a pu expérimenter. Plusieurs questions (concernant principalement les résultats de l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de juin 2019 - ci-après « l'étude Elia de juin 2019 »<sup>2</sup>) ont dû être posées à diverses reprises avant d'obtenir une réponse claire. La CREG estime que la mention de ces e-mails, voire leur publication en annexe, n'apporte que peu de valeur ajoutée. Cependant, la CREG tient à mentionner que la question qu'elle a posée à Elia avant la consultation publique concernant les résultats des

---

<sup>2</sup> Voir [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study\\_en.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study_en.pdf)

revenus pour les différentes technologies et les différent(e)s années/scénarios simulé(e)s est restée sans réponse à ce jour.

39. Febeliec renvoie à la réserve émise par la CREG aux numéros 25 et 37 du projet de proposition 2086 (numéros 68 et 69 du présent projet de proposition), s'interroge sur le statut formel de cette consultation et souligne la nécessité d'organiser une nouvelle consultation formelle si l'arrêté royal et/ou la proposition de la CREG sont modifiés.

La CREG a émis cette réserve dans le projet de proposition 2086 ainsi que dans le présent projet de proposition 2086/2 pour diverses raisons. Comme Febeliec le fait remarquer à juste titre dans sa réaction, il n'existe actuellement qu'un avant-projet d'arrêté royal, si bien que la base juridique permettant à la CREG d'élaborer une proposition formelle fait défaut. Par ailleurs, la CREG reste d'avis que sa proposition 2064, fondée sur le règlement électricité, concernant les paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité, constituait une proposition équilibrée qui garantissait la proportionnalité entre l'importance du problème de sécurité d'approvisionnement et le coût du CRM. L'avant-projet d'arrêté royal, qui constitue la base du présent projet de proposition, manque non seulement de proportionnalité entre le coût admissible du CRM et l'ampleur du problème de sécurité d'approvisionnement, mais régit également l'organisation d'enchères de capacité même en l'absence de problème de sécurité d'approvisionnement. D'autre part, la CREG s'est également engagée à œuvrer de manière constructive aux tâches qui lui sont assignées par l'avant-projet d'arrêté royal. Le présent projet de proposition doit donc être considéré dans ce contexte constructif. La CREG approuve la demande de Febeliec d'organiser une nouvelle consultation (d'une durée suffisamment longue) au cas où l'arrêté royal ou la proposition finale de la CREG serait modifié(e) sur le fond.

#### 2.2.2.2. Modalités de consultation

40. Febeliec s'oppose à la période de consultation trop courte sur des aspects aussi complexes et importants du CRM.

La CREG reconnaît l'importance de disposer de délais de consultation suffisamment longs mais constate que le calendrier dans lequel l'autorité compétente souhaite développer et mettre en œuvre un CRM à l'échelle du marché est extrêmement serré par rapport à d'autres pays qui ont également mis en place un CRM. Un calendrier aussi serré, conjugué à l'importance de la première enchère T-4, durant laquelle un nombre important de contrats pluriannuels seront sans doute conclus, comporte un certain nombre de risques pour la réussite de la mise en place du CRM et son coût. La courte période de consultation a néanmoins permis de transmettre le projet de proposition 2086/1 à la ministre le 17 juillet 2020.

#### 2.2.2.3. Remarques de fond

##### 2.2.2.3.1. Febeliec

41. En ce qui concerne la liste des technologies, Febeliec demande de considérer également les pistes suivantes :

- CCS/CCU (*Carbon Capture and Storage* et *Carbon Capture and Utilisation*) pour permettre à certaines technologies fossiles telles que les générateurs diesel de répondre aux normes d'émission requises par le règlement électricité ;
- les technologies de stockage qui se développent actuellement très rapidement, bien qu'il ne soit pas certain qu'elles puissent contribuer à l'adéquation en 2026,

- Febeliec se demande si l'exclusion de certaines technologies (charbon et nucléaire) est compatible avec le critère de neutralité technologique.

La CREG suivra l'évolution des différentes technologies suggérées, mais estime qu'en l'absence d'estimations des paramètres de coût et du potentiel, une étude approfondie est nécessaire. Compte tenu du court laps de temps dans lequel le projet de proposition 2086/1 devait être finalisé, la CREG propose de ne pas inclure ces technologies dans la liste. La CREG remarque également que le fait de ne pas inclure une technologie particulière dans la liste n'exclut pas cette technologie de la participation aux enchères de capacités.

En ce qui concerne l'exclusion du charbon en tant que technologie potentielle, la CREG estime qu'outre la difficulté d'obtenir les autorisations demandées pour la construction et l'exploitation d'une centrale au charbon et le fait qu'il n'y ait actuellement aucun nouveau dossier d'investissement pour les centrales au charbon sur la table, les centrales au charbon ne répondent pas aux normes d'émission de CO<sub>2</sub> prévues par le règlement électricité. En ce qui concerne l'exclusion des centrales nucléaires, il semble évident que, même en faisant abstraction totale du contexte politique, pour la période 2025-2026, l'énergie nucléaire n'est pas envisageable en tant que nouvel entrant en Belgique, étant donné la période de développement extrêmement longue. La CREG tient toutefois à souligner que la liste des technologies utilisées pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant n'a aucun lien avec les critères de préqualification de capacités (règles du marché CRM qui seront proposées par Elia) et n'exclut donc aucune technologie de la participation au CRM.

42. Febeliec est en outre surprise par la position d'Elia en ce qui concerne la *demand response* (en référence au numéro 53 du projet de proposition 2086 ; numéro 83 du présent projet de proposition 2086/2).

La CREG renvoie à la réaction non confidentielle d'Elia à la consultation publique, dans laquelle Elia confirme cette position et dans laquelle Febeliec peut trouver les arguments d'Elia concernant cette position.

43. Febeliec s'étonne aussi que la CREG se base sur le tableau 2-63 de l'étude Elia de juin 2019, vu que les sources sont souvent des hypothèses soit d'Elia, soit d'Engie ou d'autres sources peu claires.

La CREG est d'accord avec le fait que les sources mentionnées dans le tableau 2-63 ne soient pas toujours faciles à retrouver. La CREG demandera à Elia de publier les références avec un lien vers le document source.

44. En ce qui concerne le WACC, Febeliec se demande quel sera l'impact de la grave récession résultant de la crise de la covid-19, étant donné que le WACC de l'étude Elia de juin 2019 n'inclut pas, par définition, cet impact. En outre, Febeliec renvoie au numéro 72 du projet de proposition 2086, où la CREG indique elle-même que la valeur du WACC est relativement élevée. Febeliec estime que cela n'est pas conforme au critère des coûts les plus bas tel que prévu dans la loi électricité.

La CREG confirme que le WACC, qui a été tiré de l'étude Elia de juin 2019, ne prend pas en compte l'impact de la covid-19. En ce qui concerne le *price cap*, la CREG estime qu'un équilibre doit être trouvé entre le niveau du coût brut et le facteur de correction X. Étant donné que le facteur de correction X doit couvrir l'incertitude relative au potentiel de hausse du coût brut, l'approche un peu moins stricte du coût brut permet que le facteur de correction X reste limité également.

45. Febeliec se demande également s'il est opportun, compte tenu de la grande diversité de la *market response* par rapport aux autres technologies, de ne prévoir qu'une seule catégorie avec un seul coût et un seul facteur de réduction.

La CREG convient que la *market response* est une catégorie hétérogène, mais ne dispose pas d'une subdivision des différents types de *market response*, avec leurs coûts, facteurs de réduction et leur potentiel y associés. Comme mentionné dans le projet de proposition, une analyse approfondie n'est

pas possible dans le laps de temps imparti. La CREG constate que Febeliec elle-même ne fait aucune proposition non plus quant à la subdivision à utiliser. En l'absence d'informations plus détaillées, la CREG propose de se baser sur les valeurs mentionnées dans l'étude Elia.

46. En ce qui concerne le numéro 74 du projet de proposition 2086, Febeliec se demande quels prix du gaz ont été utilisés dans l'estimation du facteur de correction X.

Les estimations figurant au numéro 74 du projet de proposition (numéro 104 du présent projet de proposition 2086/2) sont basées sur les réponses fournies à la Commission européenne dans le cadre du dossier de notification CRM. Les rentes inframarginales sont tirées des figures 4-44 et 6-22 de l'étude Elia de juin 2019. Cependant, la CREG souligne que l'utilisation de ces figures n'implique pas qu'elle valide ces résultats de l'étude Elia. De plus, la CREG a demandé à Elia les résultats détaillés des revenus, mais ne les a pas obtenus.

47. Enfin, Febeliec se demande pourquoi les coûts bruts *derated* de la plupart des technologies sont sensiblement plus élevés que la valeur validée de 65 euros/kW/an postulée par le Bureau fédéral du Plan.

La CREG a précisé au numéro 78, sur base de la réaction du Bureau fédéral du Plan, que la valeur validée de 65 euros/kW/an concerne une turbine à gaz à cycle ouvert. La valeur calculée par la CREG pour une OCGT est légèrement inférieure, soit 62 euros/kW/an, et ne s'écarte pas de manière significative de la valeur estimée par le Bureau fédéral du Plan.

#### 2.2.2.3.2. *Centrica Business Solutions (ci après : « CBS »)*

48. CBS s'oppose à la proposition de la CREG parce que la proposition aurait pour effet de considérer la *market response* comme la technologie de meilleur nouvel entrant sur le marché, de sorte que cette technologie fixerait l'*absolute price cap* à un niveau trop bas, selon CBS.

CBS soutient que la *market response*, et en particulier la gestion de la demande, ne joue un rôle clé pour la fourniture de MW que pendant les dernières heures de la courbe de la demande.

CBS conteste également les coûts associés à cette technologie (*market response*), qui ne reflètent ni la nature hétérogène de cette catégorie ni le fait que les MWh non encore activés seront plus chers que ceux déjà sur le marché.

CBS propose que l'une des propositions de modification suivantes soit apportée à la proposition de la CREG :

- Supprimer la *market response* de la liste des technologies utilisées pour déterminer le meilleur nouvel entrant sur le marché ;

OU

- modifier les hypothèses de coûts de la gestion de la demande, afin d'augmenter le coût d'activation de la gestion de la demande qui n'est actuellement pas sur le marché.

CBS fait également référence à un article de SIA Partners dans lequel le potentiel de la gestion de la demande est estimé pour la Belgique et à une estimation pour la France.

Toutefois, CBS estime que le facteur de correction X devrait être maintenu au minimum.

49. La CREG ne conteste pas que la *market response* comprend un éventail très diversifié de technologies et que le fait d'utiliser un coût unique pour cette catégorie constitue une simplification majeure.

La CREG apprécie la contribution constructive de CBS en ce qui concerne l'article de SIA Partners, mais estime qu'il est difficile d'évaluer cet article car il est assez concis et l'étude sous-jacente n'est pas disponible. En tout état de cause, une analyse approfondie du potentiel des différents types de *market response* et des coûts y associés est nécessaire, mais impossible dans les délais impartis. La CREG propose donc de continuer à utiliser les données telles que publiées dans l'étude Elia de juin 2019. La détermination du coût brut du meilleur nouvel entrant est un exercice annuel récurrent et permettra non seulement de prolonger la période de consultation à l'avenir, mais aussi de prévoir davantage de concertations lors de l'élaboration de la proposition.

L'exclusion de la *market response* de la liste des technologies semble inacceptable pour la CREG. Le meilleur nouvel entrant doit en effet pouvoir être déterminé sur la base de simulations où des revenus de marché sont estimés. La CREG ne souhaite absolument pas exclure la *market response* avant cette simulation car une telle exclusion pourrait avoir un effet d'augmentation des coûts sur le CRM, ce qui n'est pas souhaitable et est d'ailleurs contraire au principe des coûts les plus bas possible prévu dans la loi électricité. Par ailleurs, la CREG souhaite attirer l'attention sur l'article 23(6) b du règlement électricité, qui prévoit que le coût d'un nouvel entrant doit être calculé pour la production et la *demand response* (participation active de la demande).

Afin de tenir compte de l'hétérogénéité des coûts de la *market response*, la CREG propose de traduire cette incertitude en un facteur X plus élevé pour la *market response*, soit 2 au lieu de 1,6.

S'agissant du risque pour la sécurité d'approvisionnement en cas de maintien de la *market response* pour l'établissement de la courbe de la demande, la CREG souhaite néanmoins rappeler la possibilité, qui n'est pas exclue au numéro 106, de prendre en compte la deuxième meilleure technologie pour établir la courbe de la demande s'il apparaît que la technologie de meilleur nouvel entrant n'a pas un potentiel suffisant pour permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

#### 2.2.2.3.3. FEBEG

50. La Febeg formule un certain nombre de commentaires de fond et de détail.

51. En guise de remarque générale, la FEBEG souligne l'importance de choisir avec prudence la technologie de meilleur nouvel entrant pour calibrer la courbe de la demande. La FEBEG souligne le risque pour la sécurité de l'approvisionnement si la technologie de meilleur nouvel entrant n'a pas un potentiel suffisant. La FEBEG estime qu'il est important que le *price cap* (basé sur le coût net et le facteur de correction X) soit fixé à un niveau suffisamment élevé pour ne pas exclure les TGV et les unités à cycle ouvert.

52. La CREG a limité le risque pour la sécurité d'approvisionnement par la disposition prévue au numéro 106 (voir aussi l'explication au numéro 49). En ce qui concerne la remarque portant sur le niveau du *price cap*, la CREG tient néanmoins à souligner que l'organisation d'enchères CRM, si nécessaire, vise à faire face à un éventuel risque pour la sécurité d'approvisionnement, et ce au coût le plus bas possible. Du point de vue de la FEBEG, la CREG comprend bien sûr cette remarque visant à prévoir un *price cap* suffisamment élevé, mais souhaite préciser que le CRM n'a pas pour but de (ou ne devrait pas avoir pour but de) subventionner des technologies spécifiques, telles que les CCGT et OCGT. Cependant, la fixation d'un *price cap* aussi élevé que possible, combinée à une estimation conservatrice (et donc élevée) du volume nécessaire, n'est pas compatible avec la recherche du coût le plus bas possible du CRM.

53. La FEBEG propose un facteur de correction X de 1,5, étant donné l'incertitude de la technologie de référence et les coûts du CAPEX, du WACC et de la durée de vie économique. La FEBEG souligne également que la CREG utilise la durée de vie économique complète, alors qu'avec les seuils d'investissement proposés, la Febeg estime que l'aide peut être obtenue avec certitude pendant 8 ans tout au plus. Un autre élément important selon la Febeg est l'incertitude concernant les revenus, qui devrait également être reflétée dans le facteur X.

54. La CREG tient tout d'abord à souligner que le facteur X doit pallier les incertitudes liées à une augmentation du Net CoNE. En ce qui concerne l'incertitude relative au WACC, la CREG estime qu'étant donné le WACC relativement élevé, cette incertitude n'existe que dans un sens, à savoir vers le bas. Il n'y a aucune raison de prendre en compte l'incertitude liée à la révision à la baisse du WACC, qui ne représente pas un risque de coûts plus élevés, lors de la détermination du facteur de correction X.

55. Selon la CREG, le facteur de correction X vise uniquement à prendre en compte les incertitudes dans le calcul du Net CoNE et non à couvrir un mauvais choix de technologie de référence. Un mauvais choix de technologie de référence implique que la technologie proposée ne comprend pas le meilleur nouvel entrant et que, par conséquent, le calcul du NetCoNE est plus élevé que pour la technologie de référence correcte, mais non prise en compte. Dans ce cas, le Net CoNE est dès lors trop élevé et il n'y a donc aucune raison d'augmenter également le facteur X.

L'argument de la FEBEG selon lequel l'aide ne pourrait être obtenue que pour 8 ans ne semble pas, selon la CREG, justifier une adaptation du facteur de correction. Si un investissement n'entre en compte que pour un contrat de 8 ans, cela signifie que les coûts d'investissement sont également limités. En outre, le design du CRM ne prévoit pas qu'une unité ne puisse plus, après la période contractuelle de 8 ans, participer aux enchères qui suivent. L'augmentation du facteur X en raison du fait qu'un certain investissement peut donner lieu à un contrat de « seulement » 8 ans au lieu de 15 ans, ne semble dès lors pas justifiée pour la CREG.

En ce qui concerne la variabilité des revenus, il faut tenir compte du potentiel de baisse du facteur X. La CREG a demandé à Elia la répartition détaillée des revenus pour les simulations dans le cadre de l'étude Elia de juin 2019, mais ne l'a pas obtenue. En tout état de cause, il convient de noter que, lors de la discussion sur les revenus à prendre en compte dans le cadre du test de viabilité économique, Elia a insisté avec la FEBEG pour prendre en compte la médiane (P50) des revenus au lieu des revenus moyens attendus. Par rapport aux revenus moyens, il y a effectivement une incertitude, mais par rapport aux revenus P50, qui sont assez proches des revenus P10, le potentiel de baisse est évidemment limité. La CREG considère que cet argument n'est pas non plus une raison pour augmenter le facteur X pour les technologies de production classiques (OCGT et CCGT).

56. La FEBEG se demande pourquoi le stockage n'a pas été inclus dans la liste de technologies.

En ce qui concerne la capacité de stockage des stations de pompage, le potentiel d'un nouvel entrant en Belgique est exclu, vu qu'il n'y a pas d'autres sites disponibles en Belgique en dehors des 2 sites existants de Coe et Plate Taille, et qu'aucun autre site ne peut certainement être développé d'ici 2025. En ce qui concerne le stockage par batterie, les coûts sont actuellement encore trop élevés pour être considérés comme meilleur nouvel entrant. Toutefois, la CREG n'exclut pas que le stockage par batterie soit inclus dans la liste lors des prochaines estimations du coût brut pour un nouvel entrant. La CREG invite la FEBEG à lui communiquer les paramètres de coûts pertinents dans le cadre des futurs calculs du coût brut.

57. En ce qui concerne la remarque sur les coûts, la FEBEG formule une série de commentaires selon lesquels ceux-ci seraient soit surestimés soit sous-estimés dans le tableau de l'étude d'Elia, mais ne fournit ni chiffres ni exemples concrets, qui pourraient bien entendu être considérés comme confidentiels.

Si l'organisation de membres gérant les moyens de production ne souhaite pas ou n'est pas en mesure de fournir des chiffres concrets et étayés sur les coûts d'investissement et d'exploitation, la CREG se demande comment elle peut, avec beaucoup moins d'informations, déterminer l'étendue d'une éventuelle adaptation de ces coûts. Par ailleurs, la CREG souligne que, dans le cadre de la proposition des seuils d'investissement, elle a également invité les acteurs du marché à fournir des chiffres sur les paramètres de coûts. La CREG n'a pas reçu de réponse à cette question. La CREG fait également référence à la consultation d'Elia sur les hypothèses formulées dans son étude d'adéquation, où la FEBEG a également eu l'occasion de proposer de meilleurs paramètres de coûts.

Etant donné que l'étude Elia de juin 2019 est utilisée pour justifier la nécessité du CRM auprès de la Commission européenne, la CREG ne voit aucune raison de s'écarter des valeurs utilisées dans cette étude Elia pour déterminer les aspects qui ont un impact sur la courbe de la demande. Cela ne signifie nullement que la CREG valide l'étude Elia de juin 2019, mais la CREG estime qu'il ne faut pas faire de « cherry picking » en utilisant tantôt l'étude si elle est en faveur de certains acteurs du marché et tantôt d'autres données si les valeurs utilisées dans l'étude sont quelque peu moins avantageuses.

58. La FEBEG recommande à la CREG de facturer les valeurs moyennes du CAPEX et des coûts O&M fixes au lieu des valeurs les plus basses du tableau.

La CREG constate que, dans le cadre de la détermination des seuils d'investissement, la FEBEG considère que les valeurs CAPEX prises en compte par la CREG sont beaucoup trop élevées mais que, dans le cas de la détermination du coût brut pour un nouvel entrant, celles-ci sont sous-estimées. La CREG comprend que la FEBEG défende les intérêts de ses membres en s'efforçant d'obtenir, d'une part, un *price cap* le plus élevé possible et, d'autre part, des seuils d'investissement les plus bas possibles pour les contrats pluriannuels. La CREG considère que l'exigence de maintenir les coûts du CRM au niveau le plus bas possible n'est donc pas respectée.

59. La Febeg estime également que le *derating factor* appliqué à la *market response* (60%) correspond à la valeur supérieure de la fourchette et propose d'utiliser 40% comme *derating factor*.

La CREG a effectivement pris, comme facteur de réduction pour la *market response*, une valeur plus élevée que la valeur moyenne de la fourchette pour les raisons exposées au numéro 96.

60. La FEBEG demande également, en référence à la proposition d'arrêté royal, si le même facteur de correction X doit être appliqué aux axes X et Y de la courbe de demande du CRM.

La CREG n'a pas été associée à la rédaction de la proposition d'arrêté royal et constate qu'un facteur de correction X unique est demandé. La CREG émet des réserves sur cette disposition, étant donné que le facteur de correction X est par définition différent de la technologie considérée, et que la meilleure technologie doit encore être déterminée sur la base de simulations futures.

61. La FEBEG n'est pas d'accord avec la CREG lorsque celle-ci affirme que la variabilité à la baisse des revenus est négligeable.

La CREG considère, comme indiqué au numéro 103, que, selon les simulations d'Elia, la médiane des revenus utilisée (comme prévu dans la proposition d'arrêté royal et conformément à l'étude Elia de juin 2019) est clairement proche des valeurs P10. La CREG serait mieux à même de suivre l'argument de la FEBEG si les recettes moyennes étaient prises en compte dans les simulations, mais cette approche devrait alors également être adoptée dans le test de viabilité économique de l'étude d'adéquation, ce qui réduirait considérablement la gravité du problème de la sécurité d'approvisionnement.

62. La FEBEG est d'avis que seules les technologies TGV et turbines à gaz à cycle ouvert devraient être retenues dans la liste limitée et que la participation active de la demande ne devrait certainement pas être prise en compte pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant.



La CREG ne partage pas l'avis de la FEBEG et souligne que la participation active de la demande doit être prise en compte conformément au règlement électricité. La méthodologie de la proposition d'arrêté royal prévoit que la technologie du meilleur nouvel entrant doit être déterminée sur la base de simulations et ne doit pas être limitée ex ante à 2 technologies classiques (TGV et OCGT).

#### 2.2.2.3.4. Elia

63. Elia estime que la *market response* devrait être exclue de la liste des technologies entrant en ligne de compte. À la page 8, Elia présente sous forme de tableau certaines valeurs de revenus du marché (*low, mid et high*) pour les utiliser dans la suite de son argumentation.

La CREG tient à rappeler que, par e-mail du 19 juin 2020 et lors de la réunion Skype qui a suivi le même jour, elle a demandé mais n'a pas obtenu les résultats détaillés des revenus. La CREG regrette le manque de transparence non seulement vis-à-vis de la CREG mais aussi vis-à-vis des acteurs du marché et constate qu'Elia souhaite déterminer elle-même les informations à utiliser pour estimer le Net CoNE et les incertitudes. En l'absence des informations demandées par la CREG, celle-ci ne peut pas évaluer les hypothèses utilisées dans l'analyse d'Elia pour déterminer le *missing money* et le prix maximum des différentes technologies et ne peut donc pas réagir aux résultats proposés par Elia dans sa réaction.

Selon Elia, la *market response* déterminera le prix maximum (point B de la courbe de la demande), ce qui empêcherait de facto la participation d'autres technologies. La CREG estime que, si le potentiel de la *market response* est suffisant et s'il s'avère, sur la base de simulations encore à réaliser et d'un scénario encore à définir, que la *market response* représente effectivement le coût net le plus faible pour un nouvel entrant, elle ne voit aucune raison d'exclure la *market response* à l'heure actuelle.

En outre, la CREG souhaite faire remarquer qu'un *price cap* signifie, par définition, que les technologies qui ont un *missing money* au-delà de ce *price cap* n'ont de facto aucune chance de soumettre effectivement leur *missing money*. Si cela enfreint le principe de neutralité technologique, comme le prétend Elia, cela impliquerait que la neutralité technologique ne peut être combinée avec des *price caps*. La courbe de la demande devrait traduire la *willingness to pay* (le consentement à payer) des consommateurs, qui, à partir d'un certain niveau de prix, préféreront consommer moins voire plus du tout.

64. Elia déclare en outre que si la *market response* est tout de même choisie comme technologie de référence, sur la base des paramètres proposés par la CREG, les autres technologies ne pourront pas participer au CRM.

La CREG tient à rappeler que les paramètres proposés par la CREG sont basés sur l'étude Elia de juin 2019.

65. Elia affirme que le potentiel de la *market response* est insuffisant pour combler un *gap* de 2 à 4 GW. En conséquence, Elia déclare que la condition mentionnée au numéro 76 du projet de décision 2086 est remplie et que la *market response* devrait donc être retirée de la liste des technologies de référence dans le cadre de l'établissement de la courbe de la demande.

La CREG ne considère pas qu'il soit opportun de retirer à ce stade la *market response* de la liste des technologies de référence. La CREG propose qu'Elia effectue les simulations et les calculs en intégrant la *market response*. Au moment où la CREG fera sa proposition sur la courbe de la demande, conformément à l'article 8, § 1<sup>er</sup> de l'avant-projet d'arrêté royal, les points A et B de la courbe de la demande devront être déterminés et un choix devra donc être fait quant à la technologie de meilleur nouvel entrant (soit avant le 1<sup>er</sup> février 2021).

Suite à la réaction d'Elia, la CREG estime que si la *market response* ne permet pas de respecter les critères de sécurité d'approvisionnement, il convient d'abord de vérifier si des prolongations de durée

de vie des capacités existantes, en plus de la *market response*, ne sont pas suffisantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement avant que le coût de nouvelles unités puisse être utilisé pour établir la courbe de la demande.

66. En ce qui concerne le facteur de correction X, Elia estime que la valeur de 1,1 proposée par la CREG est très basse par rapport aux valeurs utilisées habituellement dans d'autres pays qui disposent d'un CRM.

Selon un calcul d'Elia, le facteur de correction X doit tenir compte des écarts possibles des valeurs Net CoNE pour différentes technologies. Elia arrive ainsi à une valeur de 6 pour le facteur de correction (figure 3 page 13).

Comme le souligne Elia elle-même, un facteur de correction de 6 est beaucoup trop élevé. Elia réitère donc sa demande d'exclure la *market response* de la liste des technologies de référence. Elia estime qu'un facteur de correction X de 1,5 (conclusion, page 14) est conforme aux valeurs utilisées habituellement dans d'autres pays. Sur la base de son propre calcul (pages 17-19), Elia propose un facteur de correction de 1,6.

67. La CREG rappelle que la méthode de travail, présentée dans l'arrêté royal, peut par définition toujours donner lieu à des discussions. Un Net CoNE doit en effet être estimé afin d'arriver à un facteur de correction X appliqué à la technologie de meilleur nouvel entrant, alors que les simulations ont justement pour but de calculer différentes valeurs de netCoNE pour différentes technologies dans un scénario qui reste à définir par le ministre. En d'autres termes, il est nécessaire d'anticiper les résultats d'un scénario pour l'instant inconnu avant de commencer les simulations.

La CREG remarque qu'en appliquant un facteur de correction de 6, la cogénération, selon la figure 3 de la réaction d'Elia, est également exclue pour participer de manière concurrentielle au CRM. La CREG doute qu'Elia ait inclus tous les revenus de la cogénération (subventions, revenus pour la chaleur, réduction éventuelle des coûts de réseau) dans son calcul.

La CREG n'est également pas d'accord avec Elia lorsqu'elle affirme que le facteur de correction X doit être dimensionné pour compenser les différences de Net CoNE entre différentes technologies. Selon la CREG, le facteur de correction ne devrait couvrir que les incertitudes relatives au Net CoNE de la technologie de meilleur nouvel entrant. La CREG considère que le facteur de correction peut donc être différent selon la technologie désignée comme meilleur nouvel entrant, sous réserve qu'elle ait un potentiel suffisant.

Le calcul par la CREG du facteur de correction X a montré que, même sans tenir compte des écarts de valeurs de Net CoNE entre technologies, le facteur de correction peut varier de manière significative entre les technologies. Pour la *market response*, où les coûts d'investissement peuvent varier considérablement d'un projet à l'autre, il est logique d'appliquer un facteur de correction X plus important que pour les technologies de production standard telles que les TGV et les turbines à gaz à cycle ouvert, qui présentent relativement peu de différences de coûts d'investissement au sein de la technologie.

La CREG constate qu'Elia effectue son propre calcul, dans lequel la variabilité des revenus joue un rôle majeur, afin d'arriver à un facteur de correction X de 1,6 pour sa propre liste limitée de technologies de référence (qui n'inclut pas la *market response*). La CREG tient à souligner qu'elle a demandé à Elia la répartition détaillée des revenus par technologie et ne l'a pas obtenue. Le fait que, sur la base d'un certain nombre de valeurs de revenus, Elia formule elle-même une proposition et qu'elle s'attende à ce que la CREG la reprenne sans pouvoir examiner les résultats détaillés de ces revenus, est inacceptable pour la CREG. La CREG regrette cette façon de travailler d'Elia et ne souhaite pas adapter sa proposition.

### **3. PROPOSITION VISANT À DÉTERMINER LE COÛT BRUT ET LE FACTEUR DE CORRECTION X POUR UN NOUVEL ACCÈS**

#### **3.1. REMARQUES PRÉLIMINAIRES**

68. Compte tenu des problèmes identifiés au chapitre premier, la CREG doit par conséquent émettre toutes les réserves nécessaires concernant le présent projet de proposition et les questions éventuelles en matière de compétence de proposition du régulateur. De plus, une partie de la mission, à savoir la détermination du coût brut d'un nouvel entrant, fera l'objet d'une méthodologie approuvée à l'échelle européenne dans les prochains mois (approbation prévue fin septembre 2020 par l'ACER), qui devra également être appliquée conformément au règlement Électricité.

69. Par ailleurs, la CREG constate que le coût brut d'un nouvel entrant jouera fort probablement un rôle dans la détermination du critère de fiabilité (LoLE = CoNE/VoLL), dont la méthodologie doit également être approuvée par ACER.

#### **3.2. MÉTHODOLOGIE POUR DÉTERMINER LE COÛT D'UN NOUVEL ACCÈS**

70. L'avant-projet d'arrêté royal précise 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 ». La CREG souscrit pleinement à cette approche.

71. Cependant, la CREG constate qu'un projet de méthodologie pour la valeur de la charge perdue, le coût du nouvel accès et la norme de fiabilité n'a été soumis à l'approbation de ACER que le 5 mai 2020, au lieu de la date prévue du 5 janvier 2020. L'approbation ou l'adaptation de ce projet de méthodologie aurait donc dû avoir lieu le 5 août 2020 au plus tard. L'approbation par l'ACER est actuellement attendue pour début octobre.

Il est par conséquent impossible pour la CREG de faire une proposition de coût brut pour un nouvel accès selon une méthodologie européenne approuvée.

72. Cependant, l'avant-projet d'arrêté royal anticipe l'absence d'une telle méthode au moment du calcul et précise à l'article 10, §4 qu'en l'absence de méthodologie européenne approuvée, le coût brut des différentes technologies sera déterminé selon une méthodologie alternative se composant de deux étapes décrites (soulignées par nos soins) :

*« Premièrement, une liste limitée de technologies éligibles sera établie 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 ;*

*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 du coût à vie de la référence pour chaque technologie est effectuée sur la base de la liste limitée des technologies éligibles et en tenant compte du facteur de réduction associé à chaque technologie, tel que visé à l'article 13, pour déterminer la valeur du coût brut d'un nouvel entrant, ainsi que le modèle de référence correspondant pour chaque technologie. »*

Pour l'application de cette méthodologie alternative, la première étape pour différentes technologies nécessite une estimation du nombre d'heures de service, des paramètres de coût et des valeurs d'émission de CO<sub>2</sub>. Dans la deuxième étape, une analyse détaillée du coût à vie de la référence pour chaque technologie doit ensuite être effectuée. Le délai endéans lequel une proposition de la CREG est demandée ne permet pas non plus de sous-traiter l'expertise nécessaire via un appel d'offres public.

Par ailleurs, l'article 5, §2 de l'avant-projet d'arrêté royal stipule que la proposition de la CREG doit faire l'objet d'une consultation publique pendant au moins un mois.

Enfin, la CREG constate également que l'analyse détaillée doit prendre en compte les facteurs de réduction associés à chaque technologie, tels que visés à l'article 13.

La CREG doit par conséquent conclure que faire une proposition dans le plein respect des dispositions de l'avant-projet d'arrêté royal, et en particulier le délai de consultation d'un mois et l'application d'une méthodologie alternative avec une analyse détaillée des coûts des différentes technologies sur toute leur durée de vie n'est pas réalisable endéans le délai demandé.

73. La CREG propose donc également de s'appuyer sur les publications existantes dans l'attente d'une méthodologie européenne approuvée pour déterminer le coût brut de tout nouvel accès conformément à l'article 23(6) du règlement Électricité.

74. Dès qu'une méthodologie pour déterminer le coût brut d'un nouvel accès aura été approuvée par ACER, la CREG prendra les mesures nécessaires pour préparer une nouvelle proposition conformément à cette méthodologie approuvée. La CREG estime que les valeurs du coût brut de tout nouvel accès résultant de cette future proposition devraient également être utilisées pour déterminer la norme de fiabilité, établie conformément à l'article 25 du règlement Électricité, et pour déterminer les paramètres de la courbe de demande.

### **3.3. PROPOSITION DE COÛT BRUT POUR UN NOUVEL ARRIVANT**

#### **3.3.1. Remarques préliminaires**

75. Dans le passé, des estimations ont déjà été faites pour le coût brut pour un nouvel entrant.

76. Dans son étude de septembre 2017,<sup>3</sup> le Bureau fédéral du Plan indique que le coût d'un nouvel accès en Belgique est estimé à 65 €/kW/an. Le Bureau fédéral du Plan a également indiqué que ce chiffre avait été validé par le secteur.

77. L'autorité belge, en réponse aux questions posées par la Commission européenne dans le cadre de la notification d'un CRM à l'échelle du marché pour la Belgique, a déclaré que la valeur de 65 €/kW/an estimée par le Bureau fédéral du Plan semblait plausible et représentative dans le contexte belge.

78. Étant donné qu'une seule valeur du coût brut pour un nouvel entrant d'une technologie spécifique, à savoir l'OCGT, a été proposée ici, et que l'avant-projet d'arrêté royal exige un coût brut par technologie, cette valeur ne peut être invoquée.

79. Le calcul du coût brut d'un nouvel entrant (voir paragraphe 3.3.5) ne nécessite que quelques paramètres par technologie, à savoir :

- le coût initial de l'investissement ;
- les coûts fixes d'exploitation et de maintenance ;
- la durée de vie économique de l'investissement ;
- le coût moyen pondéré du capital.

Ces paramètres utilisés pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant seront abordés dans les paragraphes suivants avant de procéder au réel calcul du coût brut.

#### **3.3.2. Liste limitée de technologies éligibles**

80. Le délai limité endéans lequel la CREG a été invitée à faire une proposition n'a pas permis de procéder à une analyse complète des technologies. En effet, la liste devrait refléter les technologies ayant le coût net le plus bas pour un nouvel entrant. Étant donné que le coût net des technologies ne sera connu qu'après les simulations que le gestionnaire de réseau de transport doit effectuer, et ce pour un scénario éventuellement déjà déterminé mais non encore connu du public, la CREG s'est limitée aux technologies pour lesquelles elle dispose de données afin de déterminer leur coût brut.

81. Cette liste se compose principalement de technologies fossiles. L'avant-projet d'arrêté royal a pour seul objectif que les technologies doivent respecter les valeurs limites d'émission de CO<sub>2</sub>, telles que visées à l'article 22, §4, du règlement Électricité et d'autres valeurs limites légales. Cet article stipule que les technologies qui ne respectent pas les valeurs limites d'émission ne doivent pas être contractées ou recevoir des paiements ou des engagements pour des paiements futurs dans le cadre d'un mécanisme de capacité. Par conséquent, les technologies qui ne respectent pas ces valeurs limites d'émission ne sont pas des technologies éligibles. Les valeurs limites d'émission sont :

- 550 g CO<sub>2</sub>/kWh ;

---

<sup>3</sup> "Increasing interconnections : to build or not to build, that is (one of) the question(s), September 2017, [https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum\\_CBA.pdf](https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf)

- 350 kg CO<sub>2</sub>/kW par an.

82. Compte tenu des valeurs limites d'émission, la CREG propose la liste suivante de technologies éligibles :

- Turbine gaz-vapeur à cycle fermé (généralement appelée CCGT) ;
- Moteurs à gaz (*Internal Combustion Gas Engines*) ;
- Réponse du marché ;
- Turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) ;
- Cogénération

83. Lors des réunions, dans le cadre de la collaboration prévue avec Elia, des questions ont été posées sur le choix d'inclure la réponse du marché (y compris la gestion de la demande) dans cette liste limitée de technologies. La CREG est cependant d'avis que la réponse du marché ne peut pas être exclue, étant donné que l'article 23 (6) du règlement Électricité prévoit clairement que les « coût qu'un nouvel entrant doit couvrir » doivent être déterminés à la fois pour la production et la participation active de la demande.

### 3.3.3. Coût et durée de vie économique des technologies éligibles

84. La CREG propose de se baser sur les coûts indiqués dans le tableau 2-63 (page 83) de l'étude Elia de juin 2019. Les données de ce tableau relatives aux nouvelles capacités sont incluses dans le tableau ci-dessous.

Technologie	CAPEX (Euro/kW)			FOM (Euro/kW/a)			Durée de vie économique (a)
	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	
Diesel	300	400	500	10	15	20	15
IcGas	400	500	600	10	15	20	15
CCGT	600	750	900	15	20	25	20
OCGT	400	500	600	5	10	15	20
CHP	700	1000	1200	50	60	70	20
MR	10	20	50	5	10	15	10
Storage1h	70	100	130	5	10	15	10
Storage 3h	500	700	1000	5	10	15	10
StorageV2G	130	150	170	5	10	15	10
PS	900	1000	1100	15	20	25	25

Dans son étude de juin 2019, Elia a utilisé les valeurs minimales pour le test de viabilité économique et les valeurs moyennes pour le calcul de la prospérité nette.

85. La CREG estime que les valeurs maximales pour CAPEX dans le tableau ci-dessus doivent être considérées comme trop élevées, sur la base des données actuellement disponibles (La CREG n'évalue donc pas ici ces chiffres CAPEX sur la base des données disponibles au moment de l'établissement de cette étude au premier semestre 2019).

Du GTW Handbook 2019 il ressort que le coût EPC d' une CCGT (moins performante) de 450 MW est d'environ 650 USD/kW et d'une grande CCGT de 850 MW d'environ 600 USD/kW. En tenant compte d'un taux de change USD/€ de 0,88, nous arrivons respectivement à 575 à 530 €/kW. Tous les autres coûts doivent également être ajoutés à ce coût EPC (obtention de permis, achat de terrain, raccordement au réseau, etc.). Un coût total de 900 €/kW semble donc extrêmement élevé pour la CREG. De plus, un grand nombre des projets d'investissement annoncés pour les grandes CCGT sont localisés sur des sites existants, ce qui permet de réduire considérablement, voire parfois même annuler, certains coûts (par exemple pour le raccordement au réseau, l'achat de terrains, les installations de traitement et de refroidissement de l'eau, etc.).

Pour les OCGT de 200 à 400 MW, les coûts EPC sont de 220 à 180 USD/kW. Bien que les autres coûts ici représenteront une part relativement plus importante par rapport aux CCGT, les coûts maximaux pour CAPEX dans le tableau ci-dessus sont également très élevés ici.

Pour la cogénération, même les coûts d'investissement moyens semblent très élevés. Dans une étude que la CREG a fait réaliser par PWC,<sup>4</sup> les coûts d'investissement pour des cogénérations, connectées à un niveau de tension de 70 et 150 kV, ont été estimés respectivement à 673 et 752 €/kW/an (contre 1000 €/kW/an en moyenne dans l'étude Elia). Les coûts fixes d'exploitation et de maintenance d'une cogénération de 3 MW, connectée à 70 kV, sont conformes aux valeurs dans l'étude Elia.

La CREG propose donc aussi de prendre en compte les coûts d'investissement moyens provenant de l'étude Elia de juin 2019 pour CAPEX pour toutes les technologies sauf la cogénération. Concernant la cogénération, la CREG propose de prendre en compte un coût d'investissement moyen de 750 €/kW/an.

86. Concernant les coûts fixes d'exploitation et de maintenance, la CREG considère que les valeurs minimales de ces coûts fixes d'exploitation et de maintenance sont représentatives. Dans son étude (F)1628,<sup>5</sup> la CREG est également partie de l'hypothèse d'une centrale CCGT moyenne existante de 15 €/kW/an. La CREG ne voit aucune raison pour laquelle les grandes unités CCGT (850 MW) auraient un coût spécifique d'exploitation et de maintenance fixe plus élevé.

La CREG propose de prendre en compte les coûts d'exploitation et de maintenance fixes minimaux.

87. La durée de vie économique a un impact sur le calcul du coût annuel de l'investissement.

Le coût annuel de l'investissement (CAI) (en €/kW/an) est calculé selon la formule suivante :

$$CAI = \frac{WACC}{1 - \frac{1}{(1 + WACC)^N}} \cdot CAPEX$$

où :

WACC : coût moyen pondéré du capital (en %) voir infra

CAPEX : coût initial de l'investissement (en €/kW)

N : durée de vie économique de l'investissement (en années)

La CREG propose d'utiliser la durée de vie économique telle que suggérée par Elia dans son étude de juin 2019.

---

<sup>4</sup> Étude (F)161027-CDC-1583 du 27 octobre 2016

<sup>5</sup> Étude (F)1628 du 16 novembre 2017 sur la rentabilité opérationnelle des centrales CCGT existantes en Belgique, [https://www.creg.be/nl/publicaties/studie-\(F\)1628](https://www.creg.be/nl/publicaties/studie-(F)1628)

88. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des coûts et de la durée de vie économique retenus pour le calcul du coût brut d'un nouvel entrant.

Technologie	CAPEX (Euro/kW)	FOM (Euro/kW/a)	Durée de vie économique (a)
IcGas	500	10	15
CCGT	750	15	20
OCGT	500	5	20
CHP	750	50	20
Market Response	20	5	10

### 3.3.4. Coût moyen pondéré du capital (WACC)

89. Pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant, le coût moyen pondéré du capital (ci-après « WACC ») joue un rôle dans la conversion des coûts d'investissement (en €/kW) en coûts annuels sur la durée de vie économique de cet investissement (en €/kW/an).

90. Le WACC nominal est déterminé selon la formule simplifiée suivante :

$$WACC = \left( \frac{FP}{FP + FE} \cdot CFP \right) + \left( \frac{FE}{FP + FE} \cdot CFE \right) \cdot (1 - IS)$$

où :

FP : fonds propres (€)

FE : fonds empruntés (€)

CFP : coût des fonds propres (en %)

CFE : coût des fonds empruntés (en %)

IS : Impôt sur les sociétés (%)

91. Dans l'étude Elia de juin 2019, le coût moyen pondéré du capital de 10 % a été utilisé pour les investissements dans un *Energy Only Market* (avec ou sans réserves stratégiques) et de 7,5 % pour les investissements dans un cadre ayant des flux de revenus assurés comme lors de l'application d'un CRM à l'échelle du marché.

92. La CREG estime que les valeurs du WACC utilisées dans l'étude Elia de juin 2019 peuvent être considérées comme élevées dans les conditions économiques actuelles avec de faibles taux d'intérêt sans risque. En outre, étant donné qu'un CRM garantit des revenus, le risque de l'investisseur diminue et la prime de risque pour les fonds propres (qui, avec le taux d'intérêt sans risque, fait partie du coût des fonds propres) devrait également diminuer.

93. Le coût annuel de l'investissement (CAI) (en €/kW/an) est calculé selon la formule suivante :

$$CAI = \frac{WACC}{1 - \frac{1}{(1 + WACC)^n}} \cdot CAPEX$$



94. La CREG propose d'utiliser un WACC de 7,5 % qui correspond à l'étude Elia de juin 2019, et qui est donc cohérent avec l'analyse d'adéquation sur laquelle s'appuient les autorités pour justifier la nécessité de réaliser un CRM en Belgique.

### 3.3.5. Coût brut d'un nouvel entrant

95. Le coût brut d'un nouvel entrant s'obtient en additionnant le coût annuel de l'investissement et les coûts fixes d'exploitation et de maintenance (FOM). Le tableau ci-dessous montre le résultat du coût brut d'un nouvel entrant pour les technologies considérées et basé sur les paramètres susmentionnés.

Technologie	Coût annuel de l'investissement (Euro/kW/a)	FOM (Euro/kW/a)	Coût brut (Euro/kW/a)
<b>lcGas</b>	56.6	10	66.6
<b>CCGT</b>	73.6	15	88.6
<b>OCGT</b>	49.0	5	54.0
<b>Cogénération</b>	73.6	50	123.6
<b>Market Response</b>	2.9	5	7.9

96. L'avant-projet d'arrêté royal précise que les facteurs de réduction associés à chaque technologie doivent être pris en compte. Cependant, la prise en compte des facteurs de réduction entraînant un coût brut par kW déclassé ne correspond pas à l'interprétation du coût brut pour un nouvel entrant ou « CoNE brut » donnée à ce terme dans la littérature. Afin d'éviter toute confusion, la CREG propose d'utiliser ici l'expression « derated » coût brut d'un nouvel entrant ».

Les facteurs de réduction des technologies de production peuvent être estimés sur la base des taux d'interruption forcée (forced outage rates) proposés par Elia dans sa consultation publique sur les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-2026. Pour la réponse du marché, la CREG estime que la contribution de la réponse du marché, comme le montre la figure 4-5 de l'étude Elia de juin 2019 pourrait être utilisée pour la détermination du facteur de réduction (en moyenne 40%). Dans son analyse de l'étude d'Elia de juin 2019, la CREG a également indiqué que les hypothèses en matière de réponse de marché sont très limitatives (voir numéro 125 de l'étude F1957) Mais pas moins de 71% de la capacité de réponse de marché a une énergie limitée de 4 heures ou moins. La CREG propose, en matière de capacité de réponse de marché, d'utiliser aussi un facteur de réduction qui est plus élevé que la moyenne de 40 %, à savoir 60 %. Cependant, la CREG remet en question les valeurs présentées dans la figure 4-5 de l'étude Elia (la répétition des valeurs issues de l'étude Elia n'implique pas que la CREG valide ces valeurs).

Le tableau ci-dessous montre le facteur de réduction et le « derated » coût brut par technologie.

Technologie	Facteur de réduction	Derated coût brut (Euro/kW/j)
IcGas	92%	72
CCGT	91%	97
OCGT	88%	62
Cogénération	94%	132
Market Response	60%	13

### 3.4. PROPOSITION DE DETERMINATION DU FACTEUR DE CORRECTION X

97. Le facteur de correction X permet de déterminer le prix maximum du volume acheté.

98. Le règlement Électricité ne définit pas un tel facteur de correction et ne fournit donc pas davantage de méthodologie pour déterminer ce facteur de correction X.

99. Si la méthodologie d'élaboration de la courbe de demande décrite dans l'avant-projet d'arrêté royal doit être appliquée, un tel facteur de correction est utile pour limiter le coût des capacités contractables dans le CRM.

L'avant-projet d'arrêté royal stipule à l'article 5, §1, 2° ce qui suit

*« 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'avant-projet d'arrêté royal précise que 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 qui est liée à différentes technologies, telles que la détermination des revenus marginaux annuels des infrastructures sur le marché de l'énergie et des revenus nets des services d'équilibrage.

La CREG estime que les incertitudes liées au coût net d'un nouvel entrant doivent être évaluées sur la base de simulations démontrant la variabilité des revenus infra-marginaux annuels du marché de l'énergie et des revenus nets des services d'équilibrage.

100. Étant donné que l'avant-projet d'arrêté royal ne décrit aucune méthodologie claire de calcul du facteur de correction X et que les incertitudes à prendre en compte ne peuvent être déterminées qu'en simulant un scénario qui reste à déterminer, la CREG propose de déterminer le facteur de correction sur la base de la meilleure estimation possible des éléments qui ne sont pas encore connus.

101. Le facteur de correction X est destiné à prendre en compte les incertitudes entourant l'estimation du coût net d'un nouvel entrant. Selon l'avant-projet d'arrêté royal, le facteur X déterminera 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 tant du coût brut que du revenu, qui doit être prise en compte selon l'avant-projet d'arrêté royal, doit donc également être perçue 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.

102. S'agissant du coût brut d'un nouvel entrant, la CREG considère qu'il n'y a qu'une variabilité à la hausse limitée, à l'exception des coûts de la *market response*. Comme le souligne CBS, et implicitement d'autres répondants, la *market response* est une catégorie très hétérogène avec des coûts différents. Pour la *market response*, une variabilité de 100% sur le coût capex est prise en compte (c'est-à-dire une fourchette comprise entre 20 euros/kW et 40 euros/kW). Concernant les CAPEX, la CREG a appliqué une détermination assez conservatrice des paramètres, à savoir un WACC élevé, une durée de vie économique limitée et des coûts d'investissement relativement élevés. La CREG estime que les coûts pour le nouvel entrant peuvent s'avérer légèrement plus élevés seulement sur le plan des coûts fixes d'exploitation et de maintenance. La CREG propose d'assimiler la variabilité à la hausse du coût brut d'un nouvel entrant à la différence entre le FOM moyen et le FOM minimum.

103. Pour les revenus, l'avant-projet d'arrêté royal précise que la médiane des revenus du scénario de référence doit être prise en compte. Étant donné qu'un seul scénario est envisagé et que, par ailleurs, les revenus médians de l'étude Elia de juin 2019 sont très proches du P10 des revenus, la CREG estime que la variabilité à la baisse des revenus peut être considérée comme négligeable.

104. En tenant compte des revenus moyens du marché de l'énergie de 35 €/kW/an pour une grande CCGT et de 1 €/kW/an pour une OCGT et des revenus de services d'équilibrage de 3,5 €/kW/an pour les moteurs à combustion (ces revenus ont été repris de la réponse aux questions de la Commission européenne dans le cadre de la notification du dossier CRM), nous obtenons les valeurs suivantes comme estimation du coût net minimum et maximum d'un nouvel entrant. Le facteur de correction X est le rapport entre le coût net maximum et le coût net minimum d'un nouvel entrant.

Technologie	Max Net Cone	Min Net Cone	X-factor
IcGas	68.1	63.1	1.1
CCGT	58.6	53.6	1.1
OCGT	58.0	53.0	1.1
CHP	133.6	123.6	1.1
Market Response	15.8	7.9	2.0

105. Le tableau ci-dessus montre que le facteur de correction X varie en fonction de la technologie. Étant donné que la courbe de la 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 nouvel entrant la meilleure. Si le meilleur nouvel entrant est la réponse du marché, la CREG propose un facteur de correction de 2. Pour toutes les autres technologies, la CREG propose 1,1. Si un facteur de correction unique doit pour l'instant être déterminé (comme prévu dans l'avant-projet d'arrêté royal), la CREG propose un facteur de correction de 1,1.

106. Au cours des réunions dans le cadre de la collaboration prévue avec Elia, cette dernière a souligné qu'il pourrait être problématique de choisir un facteur de correction de 1,1 combiné à la possibilité que la réponse du marché puisse conduire au coût net le plus bas. Le *price cap* global pourrait en effet être inférieur au coût net des technologies fossiles, ce qui signifierait que ces dernières n'ont aucune chance réaliste de participer aux enchères CRM. Des inquiétudes ont également été exprimées quant au potentiel de la réponse du marché à combler le *gap* et à permettre ainsi le respect de la norme de fiabilité.

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'avant-projet d'arrêté royal 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 nouvel entrant la meilleure. En ce qui concerne le choix du coût net à appliquer dans la courbe de la demande, la CREG estime acceptable que, si l'étude et les simulations d'Elia montrent que la technologie de meilleur nouvel entrant n'a pas un potentiel suffisant pour

permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, le coût net de la deuxième meilleure technologie soit pris en compte lors de l'établissement de la courbe de la demande.

## 4. CONCLUSION

107. La CREG a utilisé dans son calcul un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 7,5 %.

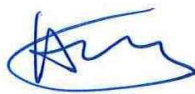
108. La CREG propose le coût brut et le « *derated* » coût brut suivants pour les technologies sélectionnées.

Technologie	Coût brut (Euro/kW/a)	Derated coût brut (Euro/kW/a)
Moteurs à combustion gaz	66.6	72
CCGT	88.6	97
OCGT	54.0	62
Cogénération	123.6	132
Market Response	7.9	13

109. La CREG propose un facteur de correction X égal à 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 1 :**

### **Réactions à la consultation sur le projet de proposition 2086**

- Centrica Business Solutions ;
- Elia ;
- la FEBEG ;
- Febeliec.