

Proposition

(C)2733

1er février 2024

Proposition de paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à acheter pour l'enchère Y-4 de 2024 couvrant la période de fourniture 2028- 2029

En application de l'article 8, §1^{er} de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. Législation nationale	4
1.1.1. Loi électricité.....	4
1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021	6
1.1.3. Arrêté royal du 21 mai 2021	12
1.1.4. Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant le scénario de référence.....	12
1.1.5. Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant les valeurs intermédiaires	12
2. ANTECEDENTS	13
3. PROPOSITION	14
3.1. Informations de la partie II du rapport du gestionnaire de réseau.....	14
3.1.1. Consommation électrique moyenne dans les situations de pénurie simulées.....	14
3.1.2. Volume correspondant au besoin de réglage de l'équilibre	14
3.1.3. Valeur moyenne de l'énergie non fournie attendue dans les situations de pénurie simulées ..	15
3.1.4. Capacité non éligible	15
3.1.5. Courbe de durée de la demande	16
3.1.6. Volume maximal disponible pour la participation de la capacité étrangère indirecte	16
3.1.7. Rentes inframarginales annuelles réalisées sur le marché de l'énergie	17
3.1.8. Revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage	18
3.2. Proposition de courbe de demande basée sur les données du rapport du gestionnaire de réseau	19
3.2.1. Calcul des paramètres de volume.....	19
3.2.2. Calcul des paramètres de prix.....	21
3.2.3. Courbe de demande	24
3.3. Comparaison avec les courbes de demande lors de la mise aux enchères précédente et commentaires.....	25
3.4. Proposition de courbe de demande.....	27

INTRODUCTION

1. Dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité établi par la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité et, telle que modifiée ultérieurement par la loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité, la CREG a notamment pour mission de faire une proposition des paramètres avec lesquels la quantité de capacité à acheter dans le mécanisme de compensation de capacité est déterminée.

2. La présente proposition se compose de trois parties. Le premier chapitre aborde le cadre légal. Le deuxième chapitre comporte les antécédents. Le troisième chapitre contient la proposition proprement dite des paramètres utilisés pour déterminer la quantité achetée.

3. La présente proposition a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 1^{er} février 2024.

1. CADRE LEGAL

1.1. LÉGISLATION NATIONALE

1.1.1. Loi électricité

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

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

« Un mécanisme de rémunération de capacité est instauré.

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

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

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

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

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

[...] »

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3° les conditions et modalités auxquelles les détenteurs de capacité étrangère indirecte peuvent participer à la procédure [de pré-enchère et, en cas de sélection de leur offre lors de cette pré-enchère, les conditions et modalités auxquelles ces détenteurs sont tenus de participer à la procédure] de préqualification. Ces conditions et modalités sont fixées après avis de la commission et du gestionnaire du réseau, préalablement à la première année de fourniture de capacité; elles tiennent compte de la contribution effective attendue de cette capacité à la sécurité d'approvisionnement en Belgique et de la conclusion d'accords entre les gestionnaires de réseau concernés], à approuver par la commission.

[...] »

1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021

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

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

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

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

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

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

Le rapport contient au moins les informations et calculs suivantes :

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

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

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

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

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

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

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

La proposition concerne :

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

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

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

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

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

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

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

16. Les articles 8, 9, 10 (modifiés par l'arrêté royal du 27 janvier 2022) et 11 de l'AR méthodologie de volume concernent la courbe de demande qui fait l'objet de la présente proposition. Ces articles prévoient ce qui suit :

« Art. 8, § 1^{er}. La commission soumet au Ministre, au plus tard le 1^{er} février de l'année des enchères, conformément à l'article 7undecies, § 4, de la loi du 29 avril 1999, une proposition pour les paramètres déterminant le volume de la capacité à prévoir, sur la base du rapport du gestionnaire de réseau visé à l'article 6, § 2, et de la méthodologie visée aux articles 9, 10 et 11. Ces paramètres forment ensemble une courbe de demande qui, conformément à l'article 7undecies, § 7, de la loi du 29 avril 1999, assure que la norme de fiabilité soit atteint dans l'année de livraison visée. 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.

§ 2 Au plus tard le 1^{er} mars de chaque année, conformément à l'article 7undecies, § 5, de la loi du 29 avril 1999, la Direction générale de l'Energie et le gestionnaire du réseau donnent un avis au ministre relatif à la proposition de la commission.

§ 3 Le ministre donne l'instruction visée à l'article 7undecies, § 6, de la loi du 29 avril 1999.

Art. 9 § 1^{er}. La courbe de demande est une série de points dont les valeurs sont caractérisées par deux axes :

1° l'axe des abscisses représente le volume et est exprimé en MW;

2° l'axe des ordonnées représente le prix et est exprimé en €/MW/an.

La courbe de demande est construite au moyen de trois points de référence - A, B et C - qui sont déterminés au moyen de deux paramètres de prix, lesquels sont calculés conformément à l'article 10, et de deux paramètres de volume, qui sont calculés conformément à l'article 11.

Le point B vise à garantir l'atteinte du niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 19 avril 1999. Il est caractérisé par :

1° le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;

2° le coût net d'un nouvel entrant en ordonnée.

Le point A est caractérisé par :

1° pour les mises aux enchères un an avant la période de fourniture de capacité : le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;

2° pour les mises aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité : le volume maximum pouvant être contracté au prix maximum en abscisse;

3° le prix maximum en ordonnée.

Le point C est caractérisé par :

1° le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;

2° un coût nul en ordonnée.

§ 2. La forme de la courbe de demande est différente pour les mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité :

1° pour les mises aux enchères un an avant la période de fourniture de capacité, la courbe de demande est caractérisée par :

- a) une droite verticale passant par les points A, B et C définis au paragraphe 1^{er};
- b) une droite horizontale égale au prix maximum;

2° pour les mises aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, la courbe de demande est caractérisée par :

- a) un segment vertical entre les points B et C;
- b) un segment linéaire entre les points A et B;
- c) un segment horizontal liant l'axe des ordonnées au point A.

Art. 10., § 1^{er}. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de prix:

- 1° le coût net d'un nouvel entrant;
- 2° le prix maximum.

§ 2. Le coût net d'un nouvel entrant (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus bas parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies au paragraphe 4. La technologie connexe est la technologie de référence.

§ 3. Le « missing-money » des technologies reprises dans la liste réduite de technologies au paragraphe 4 est déterminé en réduisant le coût brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles pour la référence pour chaque technologie telle que visée au paragraphe 6, ainsi que par les revenus nets obtenus grâce à la fourniture des services d'équilibrage, visés au paragraphe 7.

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

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

- 1° la référence pour chaque technologie doit concerner des nouveaux entrants, qui ne sont pas encore acteur sur le marché de l'électricité et pour lesquels aucune infrastructure préexistante n'est disponible;
- 2° la liste est basée sur les technologies existantes dans la zone de réglage belge et sur les technologies qui pourraient raisonnablement être disponibles pour l'année visée;
- 3° pour des technologies avec un nombre d'heures de fonctionnement du même ordre de grandeur, les technologies avec des paramètres de coût significativement supérieurs sont exclus de la liste réduite;
- 4° les technologies doivent être conformes aux limites relatives aux émissions de CO₂, visées à l'article 22, alinéa 4 du Règlement (UE) 2019/943 et à toute autre limite légale.

Deuxièmement, une analyse détaillée des coûts sur l'ensemble de la durée de vie de la référence pour chaque technologie est réalisée sur la base de la liste réduite des technologies éligibles et compte tenu du facteur de réduction lié à chaque technologie, tel que visé à l'article 13, dans le but de déterminer la valeur du coût brut d'un nouvel entrant et le modèle de référence associé pour chaque technologie.

§ 5. Le coût brut d'un nouvel entrant est réévalué au minimum tous les trois ans sur la base des dernières informations disponibles.

§ 6. Les rentes inframarginales annuelles estimées de la référence pour chaque technologie sont exprimées en €/MW/an et sont calculées, avec une périodicité annuelle, sur l'ensemble de la durée de vie de la référence pour chaque technologie, en prenant en compte la valeur du coût marginal de la technologie comme seuil inférieur. Ces rentes inframarginales sont déterminées, pour chaque année sur la durée de vie de l'unité de marché de capacité, sur la base de la médiane (P50) des revenus des années de simulation, sur la base du scénario de référence visé à l'article 3, § 7 et tiennent compte du niveau du prix d'exercice applicable visé à l'article 26 et sont actualisées en tenant compte du coût moyen du capital déterminé conformément à l'article 4, § 1, 3°.

Si le scénario de référence n'est pas disponible pour une année sur la durée de vie de la référence pour chaque technologie, une interpolation est réalisée entre les valeurs des années pour lesquelles le scénario de référence existe, éventuellement corrigé par des données disponibles complémentaires. Ces données sont présentées par le gestionnaire de réseau et les sources de celles-ci sont soumises à une consultation publique visée à l'article 6, § 2, 4° et sont choisies par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission;

§ 7. L'estimation des revenus nets obtenus grâce à la fourniture des services d'équilibrage, visés à l'article 223, 1°, du Règlement Technique Fédéral :

1° est évaluée pour chaque technologie qui est incluse dans la liste réduite des technologies éligibles visée au § 4 de cet article;

2° correspond aux coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire du réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre, sur la base des trente-six derniers mois;

3° tient compte des coûts, y inclus les coûts d'opportunités, liés à la participation à ces services auxiliaires, afin d'éviter des doubles comptages entre les rentes inframarginales et les revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage.

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

§ 9. La valeur du facteur de correction X tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant aux différences de coûts entre les technologies éligibles, au niveau de la variabilité des coûts bruts d'un nouvel entrant associés à différentes technologies qu'au niveau de la détermination des rentes inframarginales annuelles et les revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage.

§ 10. Le coût net d'un nouvel entrant et le prix maximum sont corrigés par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture pour laquelle la courbe de demande est déterminée, sur la base des données du Bureau fédéral du Plan.

Art. 11, § 1^{er}. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

1° le volume requis dans une mise aux enchères;

2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

1° la charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées est prise comme référence. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, elle est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7. Pour le volume maximum au prix maximum, elle est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 4, § 3;

2° un volume correspondant au besoin en réserves d'équilibrage est ajouté à la charge visée au 1° ;

3° la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est retranchée du volume visé au 1°. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7. Ce volume est le volume cible. Pour le volume maximum au prix maximum, la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 4, § 3;

4° la capacité non éligible, calculée selon le § 3, et la capacité contractée lors des enchères précédentes, calculée selon le § 4, sont retirées du volume cible;

5° pour la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, un volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité est retranché sur la base de la méthodologie visée au paragraphe 5. La même réduction et réservation sont appliquées, par frontière, au pro rata, au volume maximal requis dans les pré-enchères pour la capacité étrangère indirecte quatre ans avant la période de fourniture de capacité, visée à l'article 14.

§ 3. La capacité non éligible est calculée en multipliant la puissance de référence nominale de chaque unité non éligible par le facteur de réduction approprié, défini à l'article 13. Dans le cadre de la détermination de la courbe de demande, il est pris comme hypothèse que les capacités suivantes sont non éligibles : les éoliennes terrestres, les éoliennes sur mer et les installations d'énergie solaire, ainsi que les centrales de cogénération (pour les unités connectées au réseau de transport, uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité), les centrales de biomasse (pour les unités connectées au réseau de transport uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité), et les centrales d'incinération de déchets (pour les unités connectées au réseau de transport, uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité). Une actualisation de cette hypothèse sera effectuée après la préqualification selon les règles de fonctionnement.

§ 4. La capacité contractée lors des enchères précédentes est définie par la capacité contractée de chaque unité du marché pour la période de fourniture de capacité, mentionnée dans le contrat de capacité.

§ 5. La capacité nécessaire pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures en moyenne, est déterminée, pour chaque bloc de 100 MW, par le nombre d'heures moyen nécessaire pour respecter le critère de la sécurité d'approvisionnement sur la base de

la courbe de durée de la demande (« load duration curve »). Il s'agit des heures dont une certaine capacité a besoin pour couvrir la consommation maximale d'électricité. »

1.1.3. Arrêté royal du 21 mai 2021

17. L'arrêté royal du 21 mai 2021 relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8, alinéa 1^{er}, 1° et 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification et en ce qui concerne le seuil minimal, en MW (ci-après : « l'arrêté royal du 21 mai 2021 ») définit les conditions des critères d'admissibilité pour participer à la procédure de préqualification.

1.1.4. Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant le scénario de référence

18. L'arrêté ministériel du 15 septembre 2023¹ détermine le scénario de référence pour les mises aux enchères de 2024 (ci-après : « l'AM scénario de référence »).

1.1.5. Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant les valeurs intermédiaires

19. L'arrêté ministériel du 15 septembre 2023² détermine les valeurs intermédiaires pour les mises aux enchères de 2024 (ci-après : « l'AM valeurs intermédiaires »).

¹ Arrêté ministériel déterminant le scénario de référence pour l'enchère T-4 et T-1 de 2024 en application de l'article 3, § 7, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités.

² Arrêté ministériel déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères T-4 et T-1 de 2024 conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

2. ANTECEDENTS

20. Cette section expose principalement les antécédents liés à la mise aux enchères Y-4 qui sera organisée en 2024 couvrant la période de fourniture 2028-2029.

21. Le 14 avril 2023, lors d'un WG Adequacy, Elia a présenté les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de la mise aux enchères T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 et de la mise aux enchères T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029.

Une consultation publique a été organisée à ce sujet par Elia du 18 avril 2023 au 19 mai 2023.

22. Le 16 juin 2023, Elia a présenté les réactions à sa consultation publique lors du WG Adequacy.

23. Le 20 juin 2023, Elia a publié le rapport de la consultation publique et les réponses non confidentielles sur son site Web.

24. Le 31 août 2023, les propositions (C)2630 et (C)2631 de la CREG de scénario de référence pour respectivement la mise aux enchères T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 et la mise aux enchères T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029 ont été transmises à la ministre en charge de l'Énergie.

25. Le 7 septembre 2023, les propositions (C)2579 et (C)2580 de la CREG de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour respectivement la mise aux enchères T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029 et la mise aux enchères T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 ont été transmises à la ministre en charge de l'Énergie.

26. Le 15 septembre 2023, l'arrêté ministériel déterminant le scénario de référence pour les mises aux enchères de 2024 a été adopté, ainsi que l'arrêté ministériel déterminant les valeurs intermédiaires pour les mises aux enchères.

27. Le 15 novembre 2023, la CREG a reçu le rapport du gestionnaire de réseau d'Elia intitulé « *Preparation of the CRM Y-4 auction with Delivery Period 2028-2029: Report of the transmission system operator containing the information to determine the volume to be contracted and proposals for other parameters* » (ci-après : « rapport du gestionnaire de réseau »).

28. Un certain nombre de questions ont été posées à Elia à différents moments en janvier 2024, auxquelles il a été répondu dans un court laps de temps.

29. Le 24 janvier 2024, le cabinet de la ministre de l'Énergie a été informé des résultats de la détermination des courbes de demande pour les mises aux enchères qui peuvent être organisées en 2024 sur instruction de la ministre.

30. Une concertation a eu lieu le 26 janvier 2024 entre le cabinet de la ministre en charge de l'Énergie, Elia et la CREG.

31. Les 27 et 30 janvier 2024, la CREG a reçu d'Elia les dernières données complémentaires pour parachever la proposition de courbe de demande.

3. PROPOSITION

3.1. INFORMATIONS DE LA PARTIE II DU RAPPORT DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

32. Les sections suivantes récapitulent brièvement les informations contenues dans la partie II (« *Information and data for the calibration of the demand curve* ») du rapport du gestionnaire de réseau.

3.1.1. Consommation électrique moyenne dans les situations de pénurie simulées

33. Cette information est fournie sur base de l'article 6, §2, 5° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 1°, de l'AR Méthodologie de volumes.

34. Pour le volume requis lors d'une enchère (points B et C de la courbe de demande), la consommation moyenne d'électricité selon l'article 11, §2, 1° de l'AR Méthodologie de volume est déterminée sur base de la simulation du scénario de référence visée à l'article 12.

Pour le volume maximal au prix maximal (point A de la courbe de demande), la consommation moyenne d'électricité conformément à l'article 11, §2, 1° de l'AR Méthodologie de volume est déterminée sur la base de la simulation du scénario de référence visée à l'article 12, où il est toutefois tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, §7 de la loi électricité, corrigé par le facteur de correction X.

35. Selon Elia, la consommation moyenne d'électricité dans les situations de pénurie simulées s'élève à :

- Point A : **15 363 MW** en cas de LoLE = 4,5 heures. (norme de fiabilité x facteur de correction 1,5) ;
- Points B et C : **15 453 MW³** en cas de LoLE = 3h (critère légal de fiabilité actuel).

3.1.2. Volume correspondant au besoin de réglage de l'équilibre

36. Cette information est fournie sur base de l'article 6, §2, 6° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 2°, de l'AR Méthodologie de volumes.

37. Elia estime le besoin en volume de réglage total pour la période de fourniture 2028-2029 à 97 MW FCR et 1 030 MW FRR⁴. La contribution transfrontalière est estimée par Elia comme indisponible (c'est-à-dire 0 MW).

38. Par conséquent, Elia affirme que le besoin en puissance de réglage contractée en capacité belge (production, stockage et participation active de la demande) est égal à **1 127 MW**.

³ La valeur de 15 455 MW figurant à la page 36 du rapport du gestionnaire de réseau, et qui était différente des valeurs indiquées dans l'*executive summary*, n'était pas correcte, selon Elia.

⁴ La valeur de 1 039 MW mentionnée dans le rapport du gestionnaire de réseau a été révisée par Elia à 1 030 MW suite à la modification de la puissance de référence nette des unités nucléaires Doel 4 et Tihange 3.

3.1.3. Valeur moyenne de l'énergie non fournie attendue dans les situations de pénurie simulées

39. Cette information est fournie sur base de l'article 6, §2, 7° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 3°, de l'AR Méthodologie de volumes.

40. L'énergie moyenne non fournie attendue dans les situations de pénurie simulées est déterminée conformément à l'article 11, §2, 3°, de l'AR Méthodologie de volume sur la base de la simulation du scénario de référence visée à l'article 12. Comme pour la détermination de la consommation moyenne d'électricité, une distinction est faite dans le calcul de l'énergie non fournie attendue entre la valeur permettant de déterminer le volume maximal au prix maximal et la valeur permettant de déterminer le volume requis lors d'une enchère.

41. Selon Elia, l'énergie moyenne non fournie attendue dans les situations de pénurie simulées est de :

- Point A : **612 MW** en cas de LoLE = 4,5 heures. (norme de fiabilité x facteur de correction 1,5);
- Points B et C : **478 MW** en cas de LoLE = 3h (critère légal de fiabilité actuel).

3.1.4. Capacité non éligible

42. Cette information est fournie sur base de l'article 6, §2, 2° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 4°, et §3 de l'AR Méthodologie de volume.

43. Pour déterminer la capacité non éligible, 2 critères sont utilisés, qui sont mentionnés dans l'arrêté royal du 21 mai 2021, à savoir :

- les détenteurs de capacité bénéficiant d'une aide à l'exploitation pendant la ou les périodes de fourniture de capacité concernées ;
- les détenteurs de capacité, dont la capacité individuelle ou agrégée est inférieure au seuil minimal de 1 MW.

44. Pour les unités de production d'énergie renouvelable, Elia applique le premier critère et considère que toutes les capacités d'énergie éolienne (*onshore* et *offshore*) ainsi que l'énergie solaire appartiennent à cette catégorie et ne sont donc pas éligibles. En tenant compte des facteurs de réduction calculés (voir partie III « *Proposals for the other auction parameters* »), Elia arrive à une capacité non éligible basée sur le premier critère de 745 MW.

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Capacité non éligible [MW]
Éoliennes offshore	2 261	9	204
Éoliennes onshore	4 918	7	344
Energie solaire (PV)	12 730	1	127
Centrales hydroélectriques	145	48	70
Total			745

45. Pour les unités thermiques, Elia fait la distinction entre, d'une part, les capacités modélisées de manière agrégée dans le scénario de référence, soit les technologies sans programme journalier, la biomasse, l'incinération des déchets ou le gaz et, d'autre part, les capacités modélisées individuellement dans le scénario de référence.

46. Pour les unités agrégées (cogénération au gaz naturel, unités de biomasse et unités d'incinération des déchets), la capacité installée a été estimée à 2 209 MW (comme soumis à la consultation).

47. Pour les unités modélisées individuellement, Elia se base sur les informations des régions pour déterminer quelles unités doivent être considérées comme non éligibles. Seules les capacités dont le soutien est confirmé sont considérées comme non éligibles par Elia. Elia estime la capacité installée de ces unités à 723 MW.

En tenant compte des facteurs de réduction, Elia arrive aux 2 030 MW suivants de capacités non éligibles (voir tableau ci-dessous).

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Capacité non éligible [MW]
Toutes les technologies thermiques sans programme journalier - agrégées	2 209	64	1 414
Unités modélisées individuellement	723	64 ou 94	616
Total			2 030

48. Cela porte donc la capacité non éligible totale à 2 775 MW, selon Elia.

3.1.5. Courbe de durée de la demande

49. Cette information est fournie sur la base de l'article 6, §2, 1° et déterminée conformément à l'article 11, §5 de l'AR Méthodologie de volume.

50. La courbe de durée de la demande, basée sur les données d'Elia, donne un volume de 16 460 MW - 14 999 MW = **1 461 MW** à réserver pour l'enchère Y-1.

3.1.6. Volume maximal disponible pour la participation de la capacité étrangère indirecte

51. Cette information est fournie sur la base de l'article 6, §2, 3° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 5° de l'AR Méthodologie de volume. Tous les coûts et prix figurant dans le rapport du gestionnaire de réseau ont été exprimés en €₂₀₂₂.

52. Elia fournit dans le rapport du gestionnaire de réseau les capacités d'accès maximales disponibles pour la participation des capacités étrangères indirectes pour chaque zone de réglage directement connectée à la zone de réglage belge.

Résultats d'Elia	
France	10 MW
Pays-Bas	497 MW
Allemagne	132 MW
Grande-Bretagne	379 MW
Total	1018 MW

3.1.7. Rentes inframarginales annuelles réalisées sur le marché de l'énergie

53. Cette information est fournie sur la base de l'article 6, §2, 4° et déterminée conformément à l'article 10, §6 de l'AR Méthodologie de volume. Tous les coûts et prix figurant dans le rapport du gestionnaire de réseau ont été exprimés en €₂₀₂₂.

54. La liste limitée des technologies a été déterminée par la ministre (et figure dans le tableau 6 du rapport du gestionnaire de réseau).

Technology	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW/an]	Economic lifetime [years]
OCGT (>100 MW)	550	25	20
CCGT (>800 MW)	700	30	20
IC gas engine	500	20	15
CHP (<100 MW)	1000	70	20
Photovoltaics	600	20	15
Onshore wind	1000	45	15
Offshore wind	2000	70	20
Battery storage (4h)	900	20	15
DSR (0<300MW)	0	25	1
DSR (300<600MW)	0	50	1
DSR (600<900MW)	0	75	1
DSR (900<1200MW)	0	100	1

Table 6: Parameters for the calculation of the gross-CONE (CREG (C)2579⁵¹ and Ministerial Decree)

55. Afin de calculer les coûts marginaux, Elia a adopté un certain nombre d'hypothèses concernant les rendements, les prix des combustibles, les prix du CO₂, les coûts variables d'exploitation et d'entretien (VOM) et les facteurs d'émission de CO₂ (voir, entre autres, le tableau 7 du rapport du gestionnaire de réseau).

Categories	Efficiency [%]	VOM [€/MWh]	Fuel price [€/MWh]	CO2 price [€/t]	CHP credits	Marginal cost [€/MWh]
CCGT	61	2.4	27	109.1	NA	88
OCGT	42	13.2	27	109.1	NA	137
Gas engine	40	13.2	27	109.1	NA	143
CHP	33	8.3	27	109.1	91	75

Table 7: Net-CONE: Assumptions for the marginal cost for different technologies

56. Elia a calculé les rentes inframarginales pour différents scénarios selon les informations contenues dans le rapport du gestionnaire de réseau :

- Pour 2028, le scénario de référence a été simulé ;
- Pour les années 2030 à 2034, les revenus ont été calculés sur la base des scénarios suivants de l'étude d'Elia sur l'adéquation et la flexibilité 2024-2034 publiée en 2023 :
 - CENTRAL/EU-SAFE;
 - Mix;
 - Central Price.
- Pour les années après 2034, les rentes inframarginales de 2034 ont été considérées comme constantes.
- Une interpolation linéaire a été appliquée pour les années intermédiaires qui n'ont pas été simulées.

Le tableau 18 de l'annexe 3 du rapport du gestionnaire de réseau donne les rentes inframarginales calculées par Elia.

€/kW	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
OCGT (>100 MW)	26	21	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
CCGT (>800 MW)	89	75	61	59	56	54	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
IC gas engine	23	20	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15					
CHP (<100 MW)	158	139	121	117	113	109	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Photovoltaics	49	44	39	37	35	34	32	32	32	32	32	32	32	32	32					
Onshore wind	138	124	110	106	102	98	94	94	94	94	94	94	94	94	94					
Offshore wind	212	189	166	159	152	145	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
Battery storage (4h)	41	42	44	45	47	48	50	50	50	50	50	50	50	50	50					
DSR (0<300MW)	0																			
DSR (300<600MW)	0																			
DSR (600<900MW)	0																			
DSR (900<1200MW)	0																			

Table 18: Net-CONE – Details on the inframarginal rents captured on the electricity markets over the economic lifetime

3.1.8. Revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage

57. Ces informations sont déterminées conformément à l'article 10, §7 de l'AR Méthodologie de volume.

58. Elia propose de prévoir les revenus nets suivants issus des services auxiliaires :

- pour la CCGT : 3€/kW/an ;
- OCGT et les moteurs à gaz IC : 15€/kW/an ;
- pour le DSR, 10€/kW/an ; et
- pour le stockage par batteries, 21€/kW/an.

Pour toutes les autres technologies, aucun revenu provenant des services auxiliaires d'équilibrage n'est estimé.

3.2. PROPOSITION DE COURBE DE DEMANDE BASÉE SUR LES DONNÉES DU RAPPORT DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

59. La CREG n'a pas été en mesure de valider les chiffres du rapport d'étalonnage. Pour rédiger cette proposition de courbe de demande, la CREG a utilisé les chiffres du rapport d'étalonnage conformément à l'AR Méthodologie de volume.

3.2.1. Calcul des paramètres de volume

60. L'article 11 de l'AR Méthodologie de volume indique comment la courbe de demande doit être établie en utilisant deux paramètres de volume :

- le volume requis dans une mise aux enchères ;
- le volume maximum au prix maximum.

61. L'article 11, §2 précise comment ces paramètres de volume sont calculés. Avant de calculer ces paramètres de volume, certaines hypothèses nécessaires sont expliquées.

3.2.1.1. Capacité contractée lors de ventes aux enchères précédentes

62. La plupart des éléments nécessaires au calcul des paramètres de volume se trouvent dans le rapport du gestionnaire de réseau et ont été repris dans la section 3.1. Seul le volume de la capacité déjà contractée, calculé selon l'article 11, §4 de l'AR Méthodologie de volume, n'a pas été mentionné. Cela peut s'expliquer par les différences de calendrier entre l'élaboration du rapport du gestionnaire de réseau et la conclusion des contrats de capacité.

63. Le volume total ayant fait l'objet d'un contrat pluriannuel lors de l'enchère Y-4 en 2021 est de 1 648,72 MW. La majeure partie de cette capacité (1 646,08 MW) a fait l'objet d'un contrat de 15 ans, et un volume limité (2,64 MW) d'un contrat de 8 ans.

64. L'arrêté ministériel du 25 mars 2022 a chargé le gestionnaire de réseau de procéder à une allocation supplémentaire pour l'enchère organisée en 2021. Après cette allocation supplémentaire, la capacité sous contrat pluriannuel sera de 1 658 MW. Ce volume fera encore l'objet de contrats pendant la période de fourniture 2028-2029.

65. Aucune capacité supplémentaire n'a été contractée lors de la vente aux enchères Y-4 de 2022 pour la période de fourniture 2026-2027.

66. Lors de la mise aux enchères Y-4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028, un contrat pluriannuel a été attribué pour une capacité totale de 603 MW. En tenant compte d'une réduction de la capacité contractée au fil du temps en raison de l'évolution du taux de conservation de l'énergie pour la capacité de stockage, la capacité contractée totale au cours de la période de fourniture 2028-2029 est encore de 589 MW.

67. Par conséquent, le volume de la capacité déjà contractée pendant la période de fourniture 2028-2029, calculé conformément à l'article 11, § 4 de l'AR méthodologie de volume, est de **2 247 MW**.

3.2.1.2. Capacité nucléaire nationale disponible

68. La CREG propose de soustraire de la courbe de demande la capacité nucléaire nationale qui fait l'objet d'une prolongation de durée de vie, étant donné que cette capacité n'est pas autorisée à

participer au CRM. Les unités en question sont Doel 4 (1 026 MW) et Tihange 3 (1 030 MW). Si l'on tient compte du facteur de réduction de 80 % proposé par Elia pour la capacité nucléaire nationale, la capacité réduite est de 1 645 MW.

3.2.1.3. Volume non éligible

69. L'estimation du volume non éligible est moins importante dans la détermination de la courbe de demande, pour autant que la courbe de demande puisse être corrigée correctement après la préqualification et après la mise aux enchères. Pour assurer une adaptation correcte de la courbe de demande, une liste complète des unités individuelles est nécessaire pour les technologies concernées avec l'indication de l'unité qui a été considérée comme éligible ou non éligible dans l'arrêté ministériel portant instruction d'organiser la mise aux enchères Y-4 en 2024.

3.2.1.4. Capacité indirecte étrangère

70. Sur la base de l'état actuel du dossier CRM, l'allocation au prorata de la capacité indirecte étrangère ne peut pas être strictement suivie comme le prescrit l'AR Méthodologie de volume. L'article 11, §2, 5° dispose ce qui suit (soulignement propre) :

« 5° pour la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, un volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité est retranché sur la base de la méthodologie visée au § 5. La même réduction et réservation sont appliquées, par frontière, au pro rata, au volume maximal requis dans les pré-enchères pour la capacité étrangère indirecte quatre ans avant la période de fourniture de capacité, visée à l'article 14. »

71. Toutefois, il est actuellement prévu que la capacité indirecte étrangère ne puisse participer à l'enchère Y-1 que pour la période de fourniture 2028-2029. Au lieu d'appliquer une réduction au prorata, la CREG propose de transférer la totalité du volume de capacité étrangère à l'enchère Y-1 avec la période de fourniture 2028-2029.

3.2.1.5. Calcul des paramètres de volume

72. L'application du calcul des paramètres de volume est présentée dans le tableau ci-dessous.

	Référence	Point A	Points B et C
Consommation électrique moyenne dans les situations de pénurie simulées	3.1.1.	15 363 MW	15 453 MW
Besoin de puissance de réglage	3.1.2.	+ 1 127 MW	
Énergie moyenne non fournie dans les situations de pénurie simulées	3.1.3.	- 612 MW	-478 MW
Capacité non éligible	3.1.4.	- 2 775 MW	
Capacité nucléaire belge	3.2.1.2.	-1 645 MW	
Capacité à l'enchère Y-1	3.1.5.	- 1 461 MW	
Capacité déjà contractée	3.2.1.1.	-2 247 MW	
Réduction de la capacité étrangère	3.1.6.	- 1 018 MW	
Résultat		+6 733 MW	+ 6 957 MW

3.2.2. Calcul des paramètres de prix

73. L'article 10 de l'AR Méthodologie de volume indique comment la courbe de demande doit être établie en utilisant deux paramètres de prix :

- le coût net d'un nouvel arrivant ;
- le prix maximum.

74. L'article 10, §2 prévoit que le coût net d'un nouvel entrant (en €/MW/an) est égal au *missing money* de la technologie dont le *missing money* est le plus faible parmi les technologies figurant dans la liste restreinte des technologies. La technologie connexe est la technologie de référence.

Le calcul du *missing money* des technologies figurant dans la liste restreinte des technologies est déterminé en réduisant le coût brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles et par les revenus nets provenant de la fourniture de services d'équilibrage, où :

- le coût brut d'un nouvel entrant correspond au coût brut non réduit (EAC⁵) tel qu'établi dans l'AM Valeurs intermédiaires :

€/kW/an	EAC
CCGT (>800MW)	100,2
OCGT (>100MW)	83,3
IC Gas Engine	78,4
CHP (<100 MW)	166,9
Battery Storage (4h)	106,7
DSM (0<300MW)	25
DSM (300<600MW)	50
DSM (600<900MW)	75
DSM (900<1200MW)	100
PV	78,2
Wind onshore	148
Wind offshore	241,9

- les rentes inframarginales annuelles ; il s'agit des chiffres indiqués par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau (voir point 3.1.7) ;
- les revenus nets provenant de la fourniture de services d'équilibrage, tels qu'ils ont été indiqués par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau (voir point 3.1.8).

75. Le *missing money* des technologies figurant dans la liste restreinte des technologies pour chaque année de la durée de vie économique est indiqué dans le tableau ci-dessous.

⁵ EAC : Equivalent Annualized Cost, tel que défini dans la décision ACER n° 23/2020 du 2 octobre 2020.

€/kW/an	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
CCGT (>800MW)	8	22	36	38	41	43	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
OCGT (>100MW)	42	47	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
IC Gas Engine	40	43	47	47	47	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48					
CHP (<100MW)	9	28	46	50	54	58	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Battery Storage (4h)	45	44	42	41	39	38	36	36	36	36	36	36	36	36	36					
DSM (0<300MW)	15																			
DSM (300<600MW)	40																			
DSM (600<900MW)	65																			
DSM (900<1200MW)	90																			
PV	29	34	39	41	43	44	46	46	46	46	46	46	46	46	46					
Wind onshore	10	24	38	42	46	50	54	54	54	54	54	54	54	54	54					
Wind offshore	30	53	76	83	90	97	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103

76. Sur la base de la durée de vie économique par technologie, du rendement minimum et de la prime de risque (déterminée dans l'AM Valeurs intermédiaires), la CREG parvient au coût net d'un nouvel entrant (voir tableau ci-dessous).

€/kW	Durée de vie (a)	Rendement minimum (1)	Prime de risque (2)	Rendement total (1)+(2)	Coût net nouvel entrant (€/kW/an)
CCGT (>800MW)	20	4,70%	2,20%	6,90%	41,73
OCGT (>100MW)	20	4,70%	3,30%	8,00%	54,11
IC Gas Engine	15	4,70%	3,30%	8,00%	50,52
CHP (<100MW)	20	4,70%	2,20%	6,90%	55,15
Battery Storage (4h)	15	4,70%	0,30%	5,00%	40,42
DSM (0<300MW)	1	4,70%	1,60%	6,30%	15,95
DSM (300<600MW)	1	4,70%	1,60%	6,30%	42,52
DSM (600<900MW)	1	4,70%	1,60%	6,30%	69,10
DSM (900<1200MW)	1	4,70%	1,60%	6,30%	95,67
PV	15	4,70%	0,40%	5,10%	44,38
Wind onshore	15	4,70%	1,30%	6,00%	46,33
Wind offshore	20	4,70%	0,50%	5,20%	93,78

77. Bien que l'AR Méthodologie de volume ne précise pas l'utilisation des facteurs de réduction lors de la détermination du coût net d'un nouvel entrant, la CREG estime que le coût net doit être reflété en euros par kW *derated*. Sur la base des facteurs de réduction proposés par Elia (et donc pas ceux de l'AM Valeurs intermédiaires⁶), on obtient les coûts nets suivants par kW *derated*.

	Coût net nouvel entrant (€/kW)	Facteur de réduction (%)	Coût net <i>derated</i> Nouvel entrant (€2022/kWd)	Coût net <i>derated</i> Nouvel entrant (€2028/kWd)
CCGT (>800MW)	41,73	94%	44,4	51,2
OCGT (>100MW)	54,11	92%	58,8	67,8
IC Gas Engine	50,52	92%	54,9	63,3
CHP (<100MW)	55,15	94%	58,7	67,6
Battery Storage (4h)	40,42	57%	70,9	81,7
DSM (0<300MW)	15,95	57%	28,0	32,2
DSM (300<600MW)	42,52	57%	74,6	86,0
DSM (600<900MW)	69,10	57%	121,2	139,7
DSM (900<1200MW)	95,67	57%	167,8	193,5
PV	44,38	1%	4437,8	5115,3
Wind onshore	46,33	7%	661,9	762,9
Wind offshore	93,78	9%	1041,9	1201,0

⁶ En effet, lors de l'adoption de l'arrêté ministériel du 15 septembre 2023, les facteurs de réduction pour les mises aux enchères de 2024 n'étaient pas encore connus.

78. Les coûts indiqués dans le rapport du gestionnaire de réseau sont exprimés en €₂₀₂₂. Étant donné que la période de fourniture et la rémunération des capacités contractées commencent en novembre 2028, les prix ont été convertis en €₂₀₂₈ sur la base de l'évolution estimée de l'indice national des prix à la consommation⁷.

79. Le coût net du meilleur nouvel entrant est de 32,2 €₂₀₂₈/kWd pour la première tranche de DSM (0 à 300 MW). Compte tenu de la hausse importante du volume à acheter, la CREG estime que les 300 MW ne seront pas suffisants pour fournir une offre de volume située entre les points A et B de la courbe de demande lors de la mise aux enchères Y-4 en 2024. Par conséquent, la CREG propose la technologie du meilleur nouvel entrant suivante : CCGT (>800 MW), avec un coût net de 51,2 €₂₀₂₈/kWd (point B de la courbe de demande).

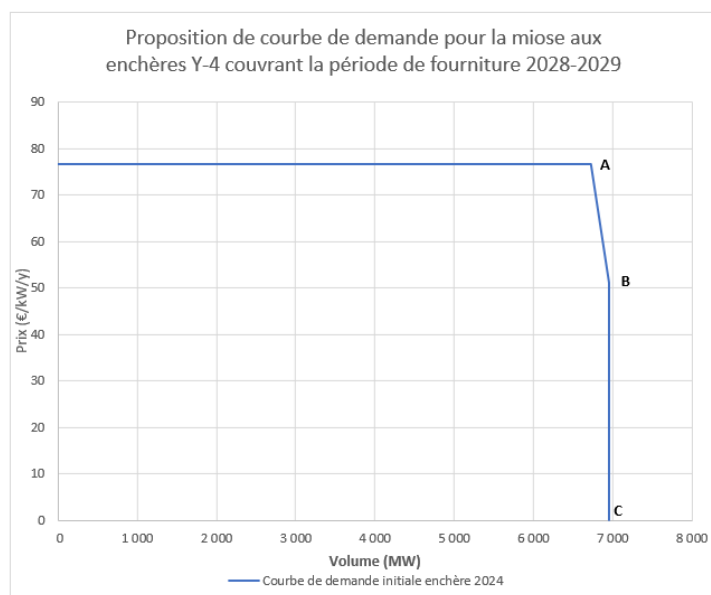
80. En tenant compte du facteur de correction de 1,5 fixé par la ministre, le prix maximum est de 76,8 €₂₀₂₈/kWd (point A de la courbe de demande).

3.2.3. Courbe de demande

81. Les paramètres de la courbe de demande sont présentés dans le tableau suivant.

	Volume (MW)	Prix (€/kWd/an)
Point A	6 733	76,8
Point B	6 956	51,2
Point C	6 956	0

82. La courbe de demande est illustrée dans le graphique ci-dessous.

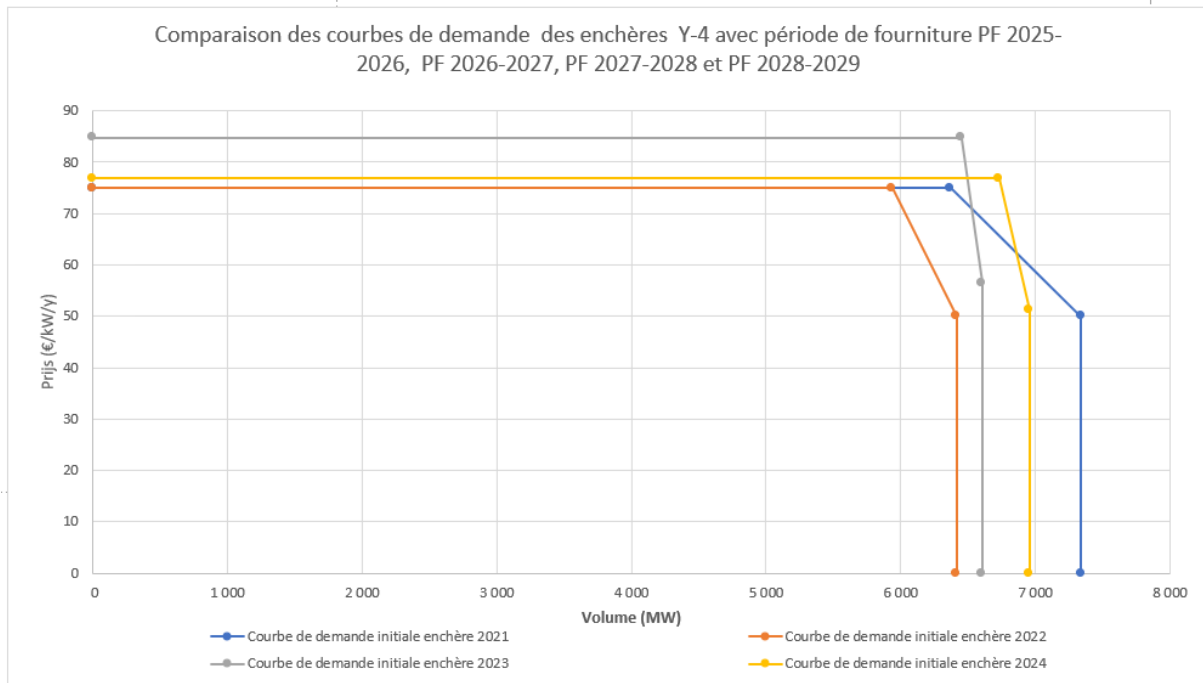


83. Selon les dispositions incluses dans les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité applicables à l'enchère Y-4 en 2024, cette courbe de demande peut encore être corrigée pour tenir compte, entre autres, des volumes d'opt-out et des modifications des capacités non éligibles.

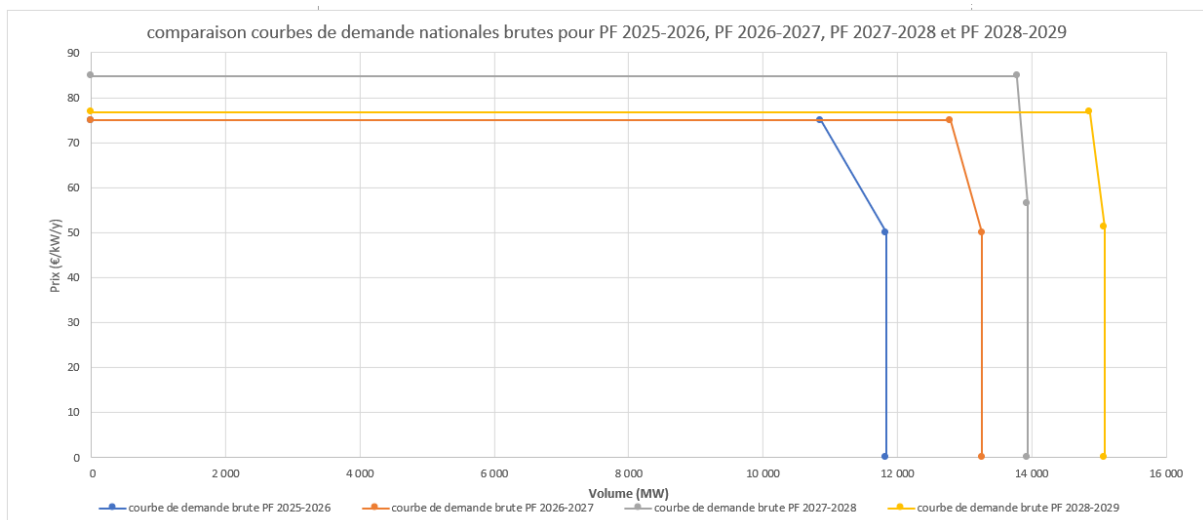
⁷ Voir « Perspectives économiques 2023-2028 - version de juin 2023 », publication 2365, du Bureau fédéral du Plan. 2023 : 3,9 % ; 2024 : 3,3 % ; 2025 à 2028 : 1,8 % par an.

3.3. COMPARAISON AVEC LES COURBES DE DEMANDE LORS DE LA MISE AUX ENCHÈRES PRÉCÉDENTE ET COMMENTAIRES

84. Le graphique ci-dessous compare les courbes de demande initiales précédentes (conformément à l'instruction donnée par arrêté ministériel) avec la courbe de demande actuelle.



85. Compte tenu des différentes hypothèses entre ces courbes de demande (par exemple, la prise en compte de la prolongation nucléaire à compter de la mise aux enchères en 2022), une comparaison entre les courbes de demande initiales n'est pas pertinente. Une comparaison des courbes de demande nationales brutes (sans correction pour : la capacité non éligible, la capacité nucléaire, le transfert à la mise aux enchères Y-1 et la capacité déjà contractée) montre plus clairement le besoin croissant de capacité nationale (voir la figure ci-dessous).



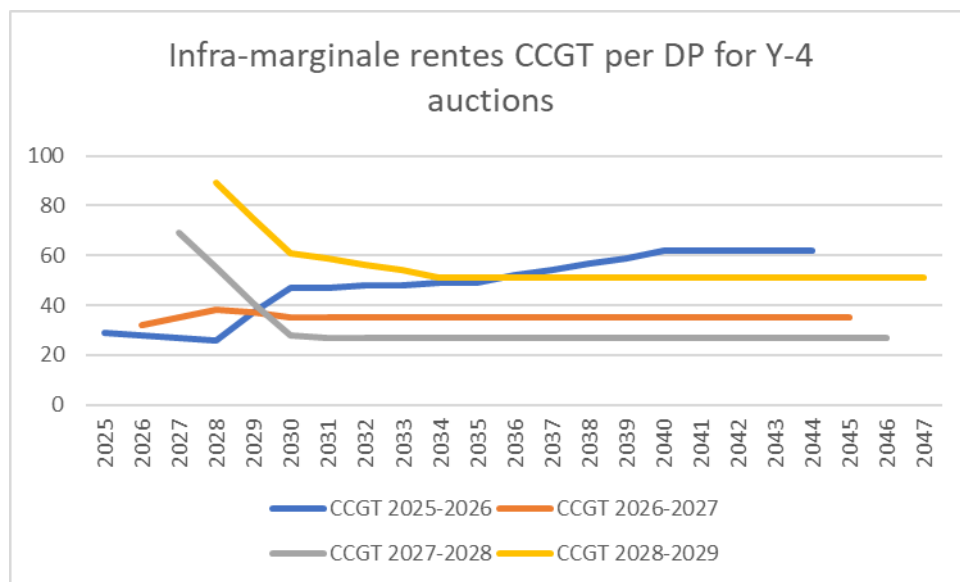
86. La capacité nationale brute à contracter augmente donc d'année en année. Cela est surtout (d'autres paramètres varient dans une moindre mesure) directement lié à l'hypothèse d'une

augmentation de la demande d'électricité due à une forte croissance de l'électrification. Comme indiqué dans la proposition de scénario de référence (C)2631⁸, la vitesse à laquelle l'électrification se poursuivra est remise en question par plusieurs acteurs du marché.

87. La CREG constate en outre que les paramètres de prix pour la plupart des technologies sont nettement inférieurs à ceux utilisés lors de la précédente mise aux enchères. Cela est principalement dû aux revenus, dont l'estimation était bien plus haute dans le rapport du gestionnaire de réseau d'Elia que dans les précédents rapports du gestionnaire de réseau. La diminution des paramètres de prix s'explique par la hausse des rentes inframarginales qui, malgré l'augmentation du CoNE brut pour certaines technologies en raison de coûts d'investissement et d'exploitation plus élevés, entraîne une baisse du *missing money* pour la plupart des technologies.

88. La CREG constate que les acteurs du marché utilisent leurs propres prévisions de coûts et de revenus lors de l'élaboration de leurs plans d'investissement. En particulier, il semble plausible à la CREG que les acteurs du marché estiment les revenus du marché moins élevés que ceux qui découlent des simulations d'Elia.

89. La variation de l'estimation des rentes inframarginales dans les différents rapports du gestionnaire de réseau est illustrée pour les CCGT par période de fourniture dans la figure ci-dessous.



On peut observer que les rentes inframarginales varient considérablement entre les différents rapports du gestionnaire de réseau. Ces différences s'expliquent principalement par les différences entre les scénarios de référence sélectionnés.

D'autres paramètres varient également considérablement lors de la détermination des courbes de demande pour des mises aux enchères et des périodes de fourniture consécutives.

90. La CREG estime qu'il existe un risque réel que le calcul du *missing money* entraîne une grande variabilité des paramètres de prix dans les futures courbes de demande. Pour que les acteurs du marché aient confiance dans le CRM et puissent préparer des dossiers d'investissement, un certain degré de stabilité des paramètres de prix semble souhaitable. La CREG estime qu'il serait utile d'approfondir cette question.

91. Les circonstances exceptionnelles de ces dernières années (crise Covid suivie de la guerre en Ukraine) combinées à un point de bascule sur les perspectives de forte croissance de l'électrification

⁸ Voir site Internet de la CREG <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2631>

et à une plus grande incertitude sur l'évolution des prix rendent la détermination du scénario de référence et des valeurs intermédiaires très difficile. Etant donné que le scénario de référence et les valeurs intermédiaires constituent la base des simulations du rapport du gestionnaire de réseau, il semble souhaitable à la CREG, lors de la détermination des courbes de demande et surtout des paramètres de prix, de ne pas tenir compte exclusivement des résultats du rapport du gestionnaire de réseau, qui peuvent potentiellement varier de manière importante d'une année à l'autre. La CREG estime qu'il est utile de viser une certaine stabilité avec des variations limitées à l'intérieur d'une fourchette donnée (et donc une prévisibilité pour les acteurs du marché). Toutefois, en cas d'évolutions du marché démontrables (par exemple, l'introduction de nouvelles technologies à moindre coût), il convient d'en tenir compte.

En ce qui concerne la proposition de courbe de demande pour la mise aux enchères Y-4 en 2024, la CREG propose de conserver la courbe de demande telle que calculée à la section 3.2.3.

3.4. PROPOSITION DE COURBE DE DEMANDE

92. Pour la mise aux enchères Y-4 en 2024 couvrant la période de fourniture de capacité 2028-2029 débutant le 1^{er} novembre 2028, la CREG propose ce qui suit :

- un volume maximal de 6733 MW pour le point A de la courbe de demande et un volume de 6956 MW pour les points B et C de la courbe de demande. Ces volumes doivent être mis à jour en fonction du calcul du volume non éligible lors de la mise aux enchères conformément aux règles de fonctionnement ;
- un prix maximum de 76,8 €/kW/an pour le point A et de 51,2 €/kW/an pour le point B.

///

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

Laurent JACQUET
Directeur

Sigrid JOURDAIN
Directrice

Koen LOCQUET
Président du comité de direction