

AVIS

Avis de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie sur la proposition (C) 2734 du régulateur relative au volume de capacité à acheter lors de l'enchère Y-1 en 2024 de l'année de livraison 2025-2026 et sur la proposition (C) 2733 du régulateur relative au volume de capacité à acheter lors de l'enchère Y-4 en 2024 de l'année de livraison 2028-2029.

Février 2024

INTRODUCTION	3
1. Contexte légal et réglementaire et antécédents.....	3
2. Chronologie des travaux préparatoires aux mises aux enchères Y-4 de l'année de livraison 2028-2029 et Y-1 de l'année de livraison 2025-2026.....	5
2.1. L'enchère Y-4 de l'année de livraison 2028-2029	5
2.2. L'enchère Y-1 de l'année de livraison 2025-2026.....	6
3. Rappel de la méthodologie d'établissement de la courbe de demande.....	7
4. Propositions du régulateur : résumé.....	8
4.1. Proposition (C) 2734 (enchère T-1 d'octobre 2024).....	8
4.1.1. Volume	8
4.1.2. Prix	9
4.2. Proposition (C) 2733 (enchère T-4 d'octobre 2024).....	10
4.2.1. Volume	10
4.2.2. Prix	11
5. Analyse par la DG Energie.....	13
5.1. Analyse des remarques du régulateur dans sa proposition (C) 2734 reprenant des inputs de son avis (A) 2736.....	13
5.1.1. Analyse des paramètres de volume	13
5.1.2. Analyse des paramètres de prix.....	15
5.2. Analyse des remarques du régulateur dans sa proposition (C) 2733 reprenant des inputs de son avis (A) 2735.....	19
5.2.1. Analyse des paramètres de volume	19
5.2.2. Analyse des paramètres de prix.....	19
6. Avis de la DG Énergie du SPF Economie	25
6.1. Enchère Y-4 d'octobre 2024 :.....	25
6.2. Enchère Y-1 d'octobre 2024.....	26

INTRODUCTION

Par le présent document, la DG Energie du SPF Economie formule un avis relatif à la proposition (C) 2734 du régulateur relative au volume de capacité à acheter lors de l'enchère Y-1 en 2024 de l'année de livraison 2025-2026 et à la proposition (C) 2733 du régulateur relative au volume de capacité à acheter lors de l'enchère Y-4 en 2024 de l'année de livraison 2028-2029 dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité.

Le présent avis se base sur le §5 de l'article 7 undecies de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité modifiée par la loi du 15 mars 2021 et libellé comme suit :

« § 5. Au plus tard le 1er 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. »

Le présent avis a été élaboré en tenant compte du dernier cadre juridique en vigueur, et plus précisément de la méthodologie telle qu'elle est exposée dans l'arrêté royal¹ du 27 janvier 2022² modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021³ fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

Le présent avis est rédigé par la DG Energie du SPF Economie en sa qualité d'autorité responsable de la sécurité d'approvisionnement en électricité sur le territoire belge. Le premier chapitre décrit le cadre légal dans lequel s'inscrit le présent avis et précise les antécédents, le deuxième chapitre retrace la chronologie des travaux préparatoires aux mises aux enchères Y-1 et Y-4 d'octobre 2024, le troisième chapitre rappelle la méthodologie d'établissement de la courbe de demande, le quatrième chapitre résume les propositions (C) 2733 et (C) 2734 de la CREG, le cinquième chapitre propose une analyse des remarques de la CREG et le dernier chapitre conclut sur l'avis de la DG Energie du SPF Economie.

1. Contexte légal et réglementaire et antécédents

Le 4 avril 2019, le Parlement fédéral a approuvé la « Loi 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 » (« Loi CRM ») introduisant un mécanisme de rémunération de capacité de type « options de fiabilité » ("reliability options")⁴ en Belgique. Cette loi a été modifiée maintes fois afin d'améliorer en continu le design du mécanisme.

La loi fixe entre autres le fonctionnement général du mécanisme, le processus à suivre annuellement et la distribution des rôles et responsabilités. Elle stipule également que les méthodologies et modalités du mécanisme doivent être élaborées dans une série d'arrêtés royaux et dans les règles de marché et dans les contrats.

1

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2022012704&table_name=loi

² En vigueur le 01/02/2022

³ Ci-après arrêté royal du 28 avril 2021.

⁴ http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2019042221&table_name=loi

Une de ces méthodes est celle de la fixation du volume et des paramètres des enchères tel que précisé à l'article 7 undecies §2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après loi Electricité).

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

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

Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s), après consultation des acteurs du marché. Une dérogation individuelle est octroyée par la commission. »

Conformément à l'article 7 undecies §3 de la loi Electricité, Elia a communiqué ses rapports de calibration de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2028-2029 et de l'enchère Y-1 pour la période de livraison 2025-2026 le 15 novembre 2023 à la Ministre, au régulateur et à la Direction générale de l'Energie⁵.

Une présentation de ce rapport a pris place en Comité de suivi CRM le 21 novembre 2023 ainsi que le 1^{er} décembre 2023 en WG Adequacy #25 de Elia⁶.

Le 1^{er} février 2024, conformément au dernier alinéa du §3 de l'article 7 undecies de la loi Electricité, le régulateur a communiqué à la Ministre ses avis (A) 2736 et (A) 2736 sur les propositions du gestionnaire du réseau sur 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 des mises aux enchères concernées.

Le §4 de l'article 7 undecies de la loi Electricité prévoit pour sa part :

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

⁵ <https://www.elia.be/fr/users-group/adequacy-working-group>

⁶ <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20231201-meeting>

La Ministre et la DG Energie du SPF Economie ont par ailleurs bien reçu le 1^{er} février 2024 les propositions (C) 2733 et (C) 2734 du régulateur visées par ce §4.

2. Chronologie des travaux préparatoires aux mises aux enchères Y-4 de l'année de livraison 2028-2029 et Y-1 de l'année de livraison 2025-2026

2.1. L'enchère Y-4 de l'année de livraison 2028-2029

Le scénario qui est utilisé pour calculer le volume et les paramètres de l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2028-2029 a été déterminé selon la procédure décrite dans l'arrêté royal du 28 avril 2021.

Cet arrêté prévoit notamment que le gestionnaire de réseau effectue, en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission, une sélection d'un ou de plusieurs scénarios et sensibilités, qu'Elia organise une consultation publique sur ces scénarios et sensibilités et formule des recommandations sur base de cette consultation, que le régulateur élabore une proposition de scénario de référence pour le Ministre, que la DG Énergie formule un avis sur cette proposition et que, finalement, le Ministre indique quel scénario utiliser. Dans le respect de cette procédure :

- Elia a publié en juin 2023 un rapport de consultation contenant leurs recommandations sur le choix du scénario⁷ ;
- la CREG a remis le 31 août 2023, à la Ministre de l'Energie, sa proposition (C) 2631 relative au scénario de référence⁸ ;
- la DG Energie du SPF Economie a remis le 5 septembre 2023 son avis sur la proposition (C)2631⁹;
- le 15 septembre 2023, un arrêté ministériel¹⁰ déterminait le scénario à considérer pour l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2028-2029.

L'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit également que le régulateur élabore, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition concernant deux valeurs intermédiaires, à savoir le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X. Conformément à cette procédure :

- la CREG a soumis le 7 septembre 2023 à la Ministre en charge de l'énergie sa proposition (C) 2579 sur le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029¹¹ ;
- l'arrêté ministériel du 15 septembre 2023 détermine les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères Y-4 de 2024¹².

⁷ https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230418_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm

⁸ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2631>

⁹ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Avis-DG-Energie-scenario-y-4-28-29-y-1-25-26.pdf>

¹⁰ https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&pub_date=2023-10-02&caller=list&numac=2023045383#top

¹¹ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2579>

¹² https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&pub_date=2023-10-02&caller=list&numac=2023045381#top

2.2. L'enchère Y-1 de l'année de livraison 2025-2026

Le scénario qui est utilisé pour calculer le volume et les paramètres de l'enchère Y-1 de l'année de livraison 2025-2026 a également été déterminé selon la procédure décrite dans l'arrêté royal du 28 avril 2021 et expliquée au 2.2.

- Elia a publié en juin 2023 un rapport de consultation contenant leurs recommandations sur le choix du scénario¹³ ;
- la CREG a remis le 31 août 2023, à la Ministre de l'Énergie, sa proposition (C) 2630 relative au scénario de référence¹⁴ ;
- la DG Énergie du SPF Économie a remis le 5 septembre 2023 son avis sur la proposition (C)2630¹⁵;
- le 15 septembre 2023, un arrêté ministériel¹⁶ déterminait le scénario à considérer pour l'enchère Y-1 de l'année de livraison 2025-2026.

L'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit également que le régulateur élabore, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition concernant deux valeurs intermédiaires, à savoir le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X. Conformément à cette procédure :

- la CREG a soumis le 7 septembre 2023 à la Ministre en charge de l'énergie sa proposition (C) 2580 sur le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X pour l'enchère Y-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026¹⁷ ;
- l'arrêté ministériel du 15 septembre 2023 détermine les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères Y-1 de 2024¹⁸.

¹³ https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230418_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm

¹⁴ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2630>

¹⁵ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Avis-DG-Energie-scenario-y-4-28-29-y-1-25-26.pdf>

¹⁶ https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&pub_date=2023-10-02&caller=list&numac=2023045383#top

¹⁷ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2580>

¹⁸ https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&pub_date=2023-10-02&caller=list&numac=2023045381#top

3. Rappel de la méthodologie d'établissement de la courbe de demande

Pour rappel, la courbe de demande est une série de points dont les valeurs sont caractérisées par deux axes :

- l'axe des abscisses représente le volume et est exprimé en MW ;
- 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 (le coût net d'un nouvel entrant et le prix maximum) et de deux paramètres de volume (le volume requis dans une mise aux enchères et le volume maximum au prix maximum).

Les volumes sont déterminés en cinq étapes définies à l'article 11 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 :

1. la charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées est prise comme référence (art. 11 §2,1°) ;
2. un volume correspondant au besoin en réserve d'équilibrage est ajouté à la charge moyenne (art. 11 §2,2°) ;
3. la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées est retranchée (art. 11 §2,3°) ;
4. la capacité non éligible (capacités qui bénéficient d'aide au fonctionnement ou qui sont sous le seuil d'éligibilité de 1MW) est retirée du volume cible (art. 11 §2,4°). Idem pour la capacité contractée lors des précédentes enchères ;
5. pour la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, un volume à réserver pour la mise aux enchères Y-1 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 , est retranché conformément au cadre légal. 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, (art. 11 §2,5°). A noter que dans sa proposition (C) 2733, la CREG propose de transférer la totalité du volume de capacité étrangère à l'enchère Y-1 au lieu d'appliquer une réduction au pro rata.

Les prix sont quant à eux déterminés sur base de l'article 10 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 :

§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.

§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. Propositions du régulateur : résumé

4.1. Proposition (C) 2734 (enchère T-1 d'octobre 2024)

Dans sa proposition (C)2734, la CREG indique qu'elle n'a pas pu valider les données du rapport de calibration (alinéa 58).

4.1.1. Volume

En ce qui concerne le volume de capacité déjà contracté lors de l'enchère Y-4 de 2021 et lors de l'adjudication complémentaire de 2022 relative à la période de livraison 2025-2026, la CREG indique qu'un volume de 4457 MW (alinéa 64) est à considérer.

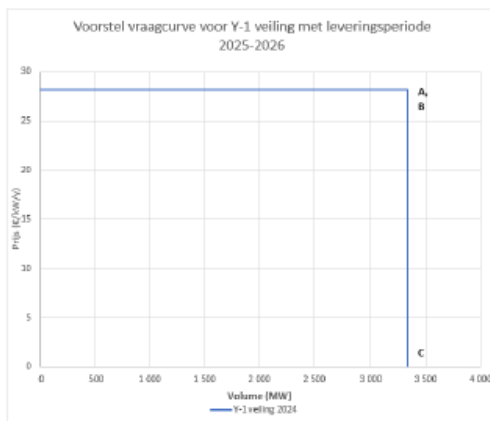
À l'alinéa 65 de sa proposition (C)2734, la CREG propose de déduire la capacité nucléaire belge de la courbe de demande tenant compte d'un facteur de réduction de 80 % soit 1645 MW.

Sur base des paramètres de volume issus du rapport de calibration et des remarques formulées *supra*, la CREG propose le tableau suivant à l'alinéa 68.

Tableau 1: Paramètres de volume de la proposition (C) 2734 de la CREG pour l'enchère Y-1 de la période de livraison 2025-2026

	Volume (MW)
charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées	13473
besoin en réserve d'équilibrage	+1125
prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées	-443
capacité non éligible	-2748
capacité nucléaire belge	-1645
capacité contractée lors des précédentes enchères	-4457
Capacité étrangère	-1969
Total	+3336

En ce qui concerne la participation de la capacité indirecte étrangère au CRM, à l'alinéa 69 de sa proposition (C)2734, la CREG propose de mettre aux enchères la MEC (Maximum Entry Capacity) calculée par Elia pour les Pays-Bas et l'Allemagne, à savoir 976 MW et 284 MW.



4.1.2. Prix

Pour les paramètres de prix, l'article 10 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit que la courbe de demande soit établie sur base de deux paramètres: le coût net d'un nouvel entrant et le prix maximum. Pour établir sa proposition, la CREG indique qu'elle a considéré les paramètres suivants (alinéa 71) :

- ✓ le coût brut d'un nouvel entrant tel qu'établi dans l'AM du 15 septembre 2023¹⁹ déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2024,
- ✓ les recettes inframarginales annuelles reprises par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau (voir le point 2.6 du rapport de calibration de novembre 2023),
- ✓ les recettes nettes provenant de la fourniture de services d'équilibrage, telles qu'elles ont été reprises par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau (voir le point 2.7 du rapport de calibration).

A l'aide de ces données, la CREG a établi (alinéa 74) le coût net d'un nouvel entrant à 25,6 €/2025/kWd²⁰:

Le prix maximum (points A et B de la courbe) a pour sa part été établi via l'application du facteur X (1,1) au coût net d'un nouvel entrant et est fixé à 28,2 €/2025/kWd (alinéa 76).

De l'alinéa 80 à 88, la CREG réalise une comparaison des courbes de demande des années précédentes et constate que les paramètres de prix pour cette enchère sont nettement inférieurs à ceux des enchères précédentes à cause d'une part d'estimation des revenus plus élevés dans le rapport de calibration et d'autre part de rentes inframarginales plus élevées également. La CREG indique aussi qu'il est plausible que les acteurs estiment leur revenus de marché à un niveau inférieurs aux simulations d'Elia étant donné que les acteurs de marché simulent eux-mêmes leurs coûts et revenus dans leur plan d'investissement.

La CREG estime qu'étant donné que le volume requis pour cette enchère est limité, la concurrence entre les capacités existantes serait suffisante et des paramètres de prix plus élevés n'entraîneraient pas une augmentation systématique du coût du CRM.

La CREG estime ensuite qu'une certaine stabilité des paramètres de prix entre les courbes de demande est souhaitable avec une variation limitée au sein d'une fourchette donnée.

¹⁹ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>

²⁰ DSM (0-300 MW) comme technologie de référence

Enfin à l’alinéa 88, la CREG propose alors d’aligner le prix maximum de cette enchère Y-1 de la période de livraison 2025-2026 sur le Net-CoNE de l’enchères Y-4 de la même période de livraison, soit 50 €/kW/an.

Techno	Net-CONE (€/kW)	Facteur de réduction	Net-CoNEd (€/kWd) €2022	Net-CoNEd (€/kWd) €2025
IC Gas Engine	39,29	0,92	42,7	46,7
Battery	84,90	0,63	134,8	147,2
DSR (0<300MW)	13,82	0,59	23,4	25,6
DSR (300<600MW)	40,39	0,59	68,5	74,8
DSR (600<900MW)	66,97	0,59	113,5	124
DSR (900<1200MW)	93,54	0,59	158,5	173,2
PV	55,57	0,02	2.778,3	3035,6
Eolien onshore	43,88	0,09	487,6	532,7

4.2.Proposition (C)2733 (enchère T-4 d’octobre 2024)

4.2.1. Volume

Dans sa proposition (C)2733, la CREG indique en introduction qu’elle n’a pas pu valider les données du rapport de calibration (alinéa 59).

La CREG précise que seul le volume déjà contracté et calculé conformément à l’article 11, §4 de l’AR méthodologie n’a pas été repris (car non mentionné) du rapport de calibration. Le volume total qui a obtenu un contrat pluriannuel lors des enchères Y-4 relatives aux périodes de livraison 2025-2026 et 2027-2028 et dont le contrat couvre le période de livraison 2028-2029 est ainsi selon la CREG de 2247 MW (alinéa 67).

À l’alinéa 68 de sa proposition (C)2733, la CREG propose de déduire la capacité nucléaire belge de la courbe de demande tenant compte d’un facteur de réduction de 80 % soit 1645 MW.

A l’alinéa 71, la CREG propose de transférer la totalité du volume de capacité étrangère à la vente aux enchères Y-1 pour la période de livraison 2028-2029.

A l’alinéa 72, la CREG propose les valeurs liées à la détermination du volume repris au Tableau 2 :

Tableau 2: Paramètres de volume de la proposition (C) 2733 de la CREG pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2028-2029

	Point A (MW)	Point B et C
charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées	15363	15453
besoin en réserve d'équilibrage		+1127
prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées	-612	-478
capacité non éligible		-2775
capacité nucléaire belge		-1645
Capacité de l'enchère Y-1		-1461
capacité contractée lors des précédentes enchères		-2247
Capacité étrangère		-1018
Total	+6733	+6957

4.2.2. Prix

Pour les paramètres de prix, pour établir sa proposition C)2733, la CREG indique qu'elle a considéré les paramètres suivants :

- ✓ le coût brut d'un nouvel entrant tel qu'établi dans l'AM du 15 septembre 2023²¹ déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2024,
- ✓ les recettes inframarginales annuelles reprises par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau ,
- ✓ les recettes nettes provenant de la fourniture de services d'équilibrage, telles qu'elles ont été reprises par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau.

A l'aide de ces données, la CREG constate (alinéa 79) que le coût net du meilleur nouvel entrant est de 32,2 €2028/kWd²². Vu l'augmentation importante du volume à acquérir, la CREG estime que les 300 MW de DSM ne seront pas suffisants pour fournir un volume offert situé entre les points A et B de la courbe de demande lors de l'enchère Y-4 en 2024. Par conséquent, la CREG propose de considérer la technologie du nouvel entrant suivante, à savoir une CCGT (>800 MW), avec un coût net de 51,2 €2028/kWd (point B de la courbe de demande).

Le prix maximum (point A) a pour sa part été établi en appliquant à ce coût net de 51,2 €2028/kWd, le facteur de correction X de 1,5 ; ce qui donne un prix maximum de 76,8 €2028/kWd (alinéa 80).

De l'alinéa 84 à 91, la CREG réalise une comparaison des courbes de demande des années précédentes et constate le besoin croissant de capacité intérieure lié à l'hypothèse d'une augmentation de la demande d'électricité due à une électrification croissante.

²¹ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>

²² DSM (0-300 MW) comme technologie de référence

La CREG constate aussi une nette diminution des paramètres de prix à cause d'une part d'estimation des revenus plus élevés dans le rapport de calibration et d'autre part de rentes inframarginales plus élevées également. La CREG indique aussi qu'il est plausible que les acteurs estiment leur revenus de marché à un niveau inférieur aux simulations d'Elia étant donné que les acteurs de marché simulent eux-mêmes leurs coûts et revenus dans leur plan d'investissement.

La CREG estime qu'une certaine stabilité des paramètres de prix entre les courbes de demande est souhaitable avec une variation limitée dans une fourchette donnée.

Aux alinéas 91 et 92, bien qu'elle reconnaisse qu'une stabilité des paramètres de prix d'enchère en enchère semble souhaitable afin de donner confiance aux acteurs du marché dans le CRM et de faciliter la préparation des dossiers d'investissement, elle propose de toutefois considérer les prix calculés et repris dans le tableau ci-après.

Tableau 3 : courbe de demande de l'enchère Y-4 de la période de livraison 2028-2029

	Volume (MW)	Prix (2028€/kWd/an)
Point A	6733	76.8
Point B	6956	51.2
Point C	6956	0

5. Analyse par la DG Energie

L'objectif de ce chapitre est d'analyser les remarques du régulateur formulées dans ses propositions (C) 2733 et (C) 2734.

En ce qui concerne la validation des données reprises dans le rapport de calibration d'Elia par la CREG (alinéa 59), la DG Energie remarque que le même commentaire avait été émis par la CREG lors de la proposition (C)2508 l'année passée. La DG Energie invite la CREG à discuter de ce manque de validation possible lors d'un CdS CRM afin d'y remédier pour une transparence plus accrue des paramètres de simulation d'Elia.

5.1. Analyse des remarques du régulateur dans sa proposition (C) 2734 reprenant des inputs de son avis (A) 2736

5.1.1. Analyse des paramètres de volume

Les capacités non-éligibles

La DG Energie est d'accord avec l'alinéa 66 de la proposition, la capacité inéligible peut être corrigée conformément au §3 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 via le mécanisme de « *dummy bids* ».

Les unités nucléaires nationales

La DG Energie est d'accord avec le point 68 de la proposition (C) 2734 de la CREG d'augmenter la capacité non-éligible étant donné l'accord entre Engie et l'Etat belge relatif au LTO de Doel 4 (1026 MW) et Tihange 3 (1030 MW). Cette capacité non-éligible s'élèverait à 1645 MW après application d'un facteur de réduction de 80 %.

Ce facteur de réduction de 80 % a été déterminé par Elia dans son rapport de calibration et se base sur l'entièreté de la flotte nucléaire en Belgique. Dans son avis (A) 2736, la CREG constate que le facteur de réduction du nucléaire est principalement impacté par les taux d'arrêts forcés de longue durée et que ces taux varient fortement en fonction de la centrale considérée étant donné que ces arrêts sont liés à des caractéristiques spécifiques à chaque centrale.

Dès lors, la CREG propose de tenir uniquement compte de Doel 4 et Tihange 3 dans le calcul du facteur de réduction du nucléaire dans ses avis (A) 2735 et 2736. Dans ses propositions de courbe de demande pour les enchères Y-1 et Y-4, la CREG tient néanmoins compte du facteur de réduction de 80 %.

Sachant que tenir compte que de deux réacteurs uniquement ne permet pas d'atteindre une rigueur statistique suffisante et peut induire une surestimation de la disponibilité réelle des centrales, la DG Energie ne remet pas en question la valeur de 80 % utilisée comme facteur de réduction dans les propositions (C) 2733 et (C) 2734.

Le 14/02/2024 suite à une demande le Comité de liaison chargé de suivre les travaux relatifs au LTO de Doel 4 et Tihange 3 et constitué notamment de représentants de l'état belge et d'Engie/Electrabel, a indiqué se conformer aux obligations REMIT de notification de dates de démarrage et de production électrique prévues. Les informations suivantes relatives à l'avancement du projet et à l'évaluation des risques liés au planning sont suivies périodiquement par le Comité:

- ✓ Période de livraison – date de redémarrage (à ce stade novembre 2025 reste bien l'objectif poursuivi) ;

- ✓ Échéance permis - les documents de transaction sont publics et il est de la responsabilité du gouvernement belge d'indiquer si un retard est attendu sur l'adoption des changements législatifs²³. Par ailleurs, les approbations de l'AFCN sont en cours de planification ;
- ✓ Début des travaux : voir planning ci-dessous ;
- ✓ Clôture des travaux LTO : voir planning ci-dessous ;
- ✓ Évaluation continue des risques liés au redémarrage ;
- ✓ Retard : s' il est identifié un retard par rapport à la date de redémarrage initialement prévue (1/11/25), REMIT sera ajusté ;
- ✓ Plan de mitigation : couvert par l'évaluation continue des risques.

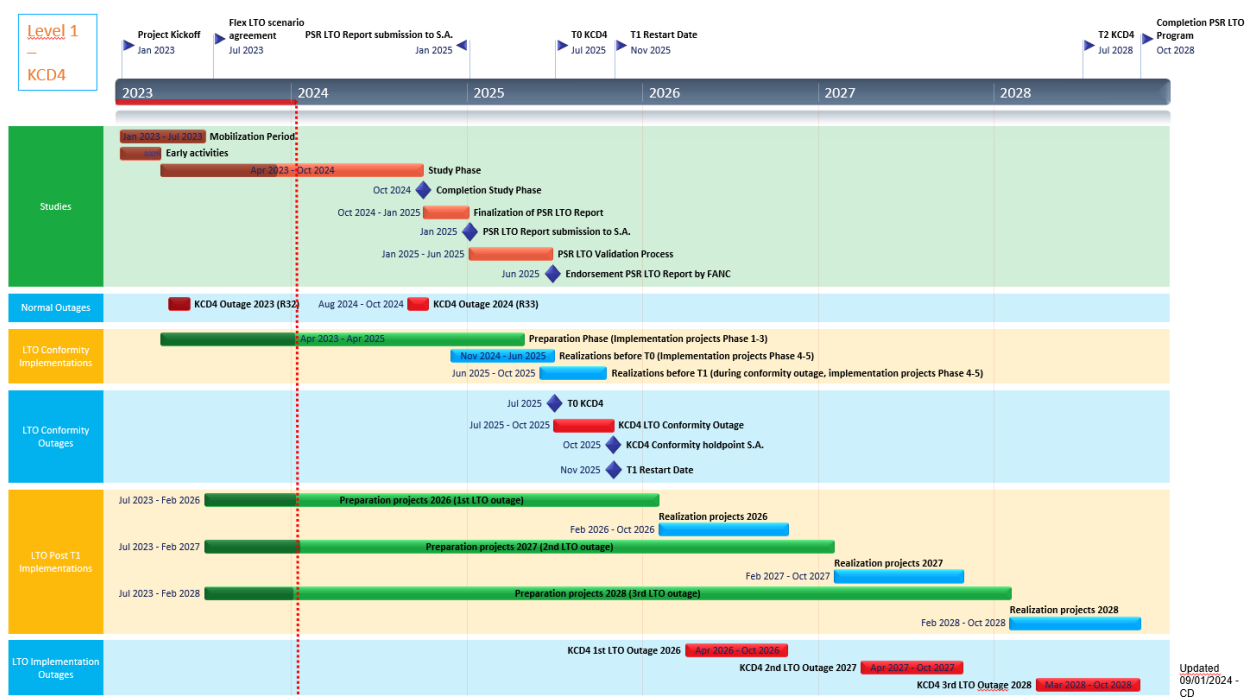


Figure 1: Planning fourni par le Comité de liaison LTO pour Doel 4

²³ Les modifications législatives relatives à la mise en place du cadre légal permettant la prolongation de Doel 4 et Tihange 3 doivent être votées au parlement avant le 10 mai 2024. A cette fin, les différentes modifications de loi ont été introduites la semaine du 26 février 2024 pour permettre aux travaux parlementaire de commencer.

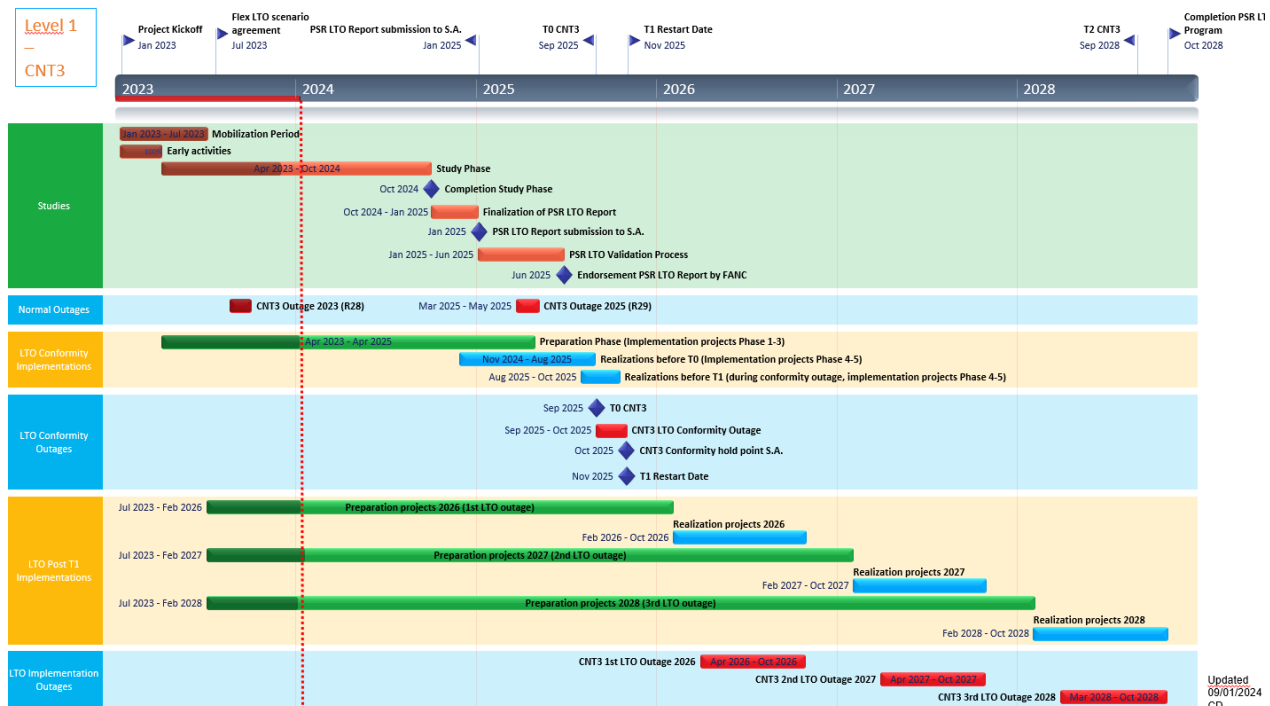


Figure 2: Planning fourni par le Comité de liaison LTO pour Tihange 3

La capacité déjà contractée

La DG Energie n'a pas de commentaire par rapport à la proposition de la CREG sur ce point ; le volume proposé étant bien conforme aux informations publiques.

La capacité étrangère

La DG Energie rejoint la CREG dans la prise en compte du volume de capacité étrangère issu du rapport de calibration d'Elia étant donné que ce volume était nul pour l'enchère Y-4 de la même période de livraison.

5.1.2. Analyse des paramètres de prix

Les rentes inframarginales

Tableau 4: Les rentes inframarginales telles que reprises dans le rapport de calibration

€/kW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
IC Gas Engine	9	13	18	22	19	15	15	15	15	14	14	14	14	14	14
Battery	27	32	36	41	42	44	45	47	48	50	50	50	50	50	50
DSR (0<300MW)	0														
DSR (300<600MW)	0														
DSR (600<900MW)	0														
DSR (900<1200MW)	0														
PV	76	67	58	49	44	39	37	35	34	32	32	32	32	32	32
Eolien onshore	191	173	156	138	124	110	106	102	98	94	94	94	94	94	94

Au point 84 de la proposition (C) 2734, la CREG explique que les rentes inframarginales issues des simulations d'Elia sont potentiellement plus élevées que les estimations de revenu que les acteurs de marché utilisent dans leurs plans d'investissement. De plus, des rentes inframarginales élevées, comme cela est le cas dans le rapport de calibration, font augmenter ce risque de surestimation.

Il ressort aussi de la consultation publique de Compass Lexecon de décembre 2023 sur les barrières d'entrée des capacités existantes au CRM que les acteurs indiquent que les revenus d'Elia devraient uniquement être considérés comme un benchmark étant donné qu'ils proviennent d'un modèle calibré pour quantifier l'adéquation et non d'un modèle d'élaboration d'un plan d'investissement. Les conclusions de Compass Lexecon rejoignent donc celles de la CREG ; la proposition 2 de leur étude²⁴ propose de considérer la période d'amortissement d'un investissement calculé par Elia comme une durée maximale et de permettre aux acteurs de marché de justifier pour une période d'amortissement plus basse.

La CREG remarque également qu'il existe une grande variabilité du niveau des rentes inframarginales selon les différentes enchères comme cela peut être observé sur le graphique ci-dessous :

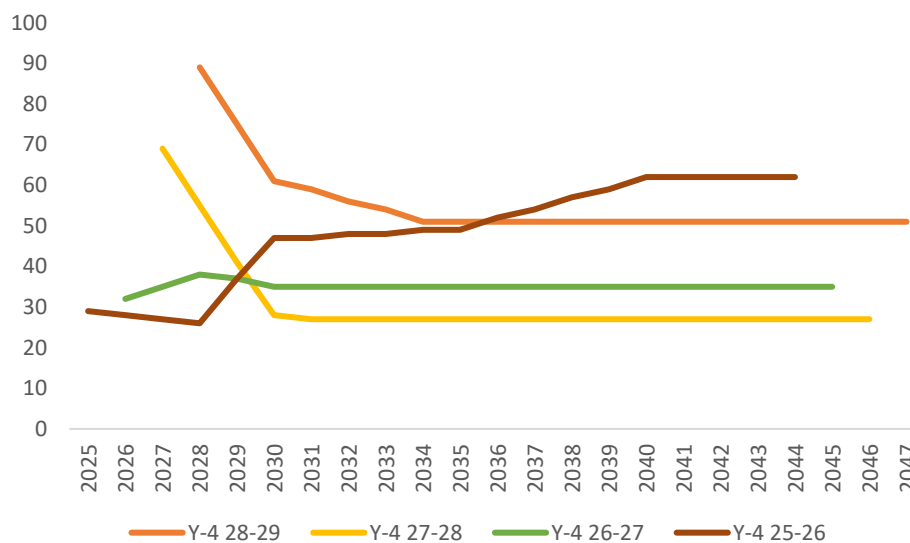


Figure 3: rentes inframarginales en €/kW des CCGT lors des enchères Y-4 de périodes de livraison de 25-26 à 28-29

Cette grosse variabilité des rentes inframarginales provient des événements exceptionnels que notre système électrique belge a traversé au cours des dernières années. La crise Covid qui a poussé fortement à la baisse les prix de l'électricité suivie par l'invasion de l'Ukraine et la crise énergétique qui a eu l'effet inverse ont causé des prix de l'électricité extrêmement volatiles. La CREG recommande plus de stabilité dans les paramètres de prix pour permettre aux acteurs du marché une meilleure préparation de leur dossier d'investissement.

La DG Énergie rejoint les observations de la CREG et considère que le manque de stabilité dans les paramètres de détermination de la courbe de la demande peut conduire à des situations incertaines pour les acteurs de marché avec une répercussion sur le coût du CRM.

²⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/mecanisme-remun%C3%A9ration-capacite-electrique-evaluation-parametres-prochaines-encheres.pdf>

Les revenus des services auxiliaires

Tableau 5: Revenus des services auxiliaires comme repris dans le rapport de calibration

Techno	€/kW/an
IC Gas Engine	27
Battery	25
DSR (0<300MW)	12
DSR (300<600MW)	12
DSR (600<900MW)	12
DSR (900<1200MW)	12
PV	0
Eolien onshore	0

La DG Énergie remarque que la CREG n'a commenté ni les valeurs ni la méthodologie utilisées par Elia pour déterminer les revenus des services auxiliaires tels que la réserve FCR, la réserve aFRR et la réserve mFRR. La DG Énergie tient à souligner les efforts réalisés par Elia pour obtenir la quantification la plus précise possible de ces revenus et l'amélioration de la méthodologie grâce à l'étude réalisée par Compass Lexecon sur le sujet²⁵.

La DG Énergie apprécie tout particulièrement les ajustements qui ont été réalisés par Compass Lexecon pour prendre en compte l'effet exceptionnel dû à la crise énergétique en 2022 et considère cette méthode comme plus robuste que celle utilisée lors du rapport de calibration pour l'enchère Y-4 2027-2028. De plus, la DG Énergie note que pendant la présentation des résultats par Compass Lexecon, les acteurs n'ont pas émis de remarques sur la méthodologie utilisée par ces derniers²⁶. Cette méthodologie semble donc répondre aux remarques des acteurs effectuées les années précédentes²⁷.

Quantification du net-CONE

Conformément à l'article 10 §2 de l'AR du 28 avril 2021 :

§ 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 technologie.

La technologie ayant le missing money le plus bas consiste en la DSM (0-300MW) et sera donc considérée comme la technologie de référence par la CREG dans sa proposition (C) 2734.

La DG Energie en se basant sur les informations disponibles dans le rapport de calibration du gestionnaire de réseau a calculé et repris dans les tableaux ci-dessous à titre informatif/illustratif, le net-CONE des technologies reprises dans la liste réduite de technologies. La DG Energie confirme que la DSM (0-300MW) doit être considérée comme technologie de référence.

²⁵ <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group>

²⁶ <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20231013-meeting>

²⁷ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/rapport-consultation-ar-methodologie.pdf>,
acteur confidentiel

Tableau 6: Quantification du net-CONE à titre indicatif

Techno	Net-CONE (€/kW)	Facteur de réduction	Net-CoNEd (€/kWd) €2022	Net-CoNEd (€/kWd) €2025
IC Gas Engine	39,23	0,92	42,64	46,6
Battery	71,25	0,63	113,10	123,57
DSR (0<300MW)	13,82	0,59	23,42	25,59
DSR (300<600MW)	40,39	0,59	68,46	74,8
DSR (600<900MW)	66,97	0,59	113,51	124
DSR (900<1200MW)	93,54	0,59	158,55	173,2
PV	55,57	0,02	2.778,27	3035,6
Eolien onshore	44,84	0,09	498,19	544,32

La DG Energie remarque qu'une incohérence existe entre le net-CONE des batteries et de l'éolien onshore calculés d'une part par la DG Energie et ceux calculés par la CREG²⁸. Une bilatérale avec la CREG a été organisée le 20/02 pour comprendre l'origine de cette divergence²⁹. Ces différences n'ont toutefois pas d'impact sur la détermination du plafond de prix de l'enchère étant donné que ni les batteries ni l'éolien onshore ne sont les technologies avec le CONE le plus bas.

La DG Energie constate que le plafond maximum de l'enchère Y-1 est nettement plus bas que celui de l'enchère Y-4 en considérant la DSR (0<300MW) comme technologie de référence. Néanmoins, la CREG propose de fixer le prix maximum de l'enchère Y-1 à 50€/kW/an, et ainsi d'aligner ce plafond de prix à celui de l'enchère Y-4 de la même année de livraison.

La DG Energie rejoint l'analyse de la CREG et considère que le signal envoyé aux acteurs de marché doit être le plus stable possible. La perception des acteurs du marché du CRM dans sa globalité a une influence sur leur comportement d'offre lors des enchères. Une stabilité permet donc de rassurer les acteurs de marché et de diminuer leur tarification du risque de sorte que le coût du CRM sur le long terme diminue.

Ce plafond de prix maximum, plus élevé que le net CONE le plus bas, n'aura selon la DG Énergie que peu d'impact sur les prix compte tenu d'un volume limité de 3336 MW pour cette enchère. En effet, les capacités existantes devraient pouvoir suffire à couvrir ce volume et générer assez de compétitivité.

La DG Énergie est donc d'avis de suivre la CREG et de fixer le prix maximum de l'enchère à 50€/kW/an.

²⁸ La CREG avait comme CONE net pour les batteries 147,2€2028/kWd et 532,7€2028/kWd pour l'éolien onshore

²⁹ Ces différences sont dues à une mauvaise prise en compte des revenus de services auxiliaires par la CREG pour les batteries et à une coquille dans le calcul du missing money de la technologie éolienne terrestre pour l'année 2039 uniquement.

5.2. Analyse des remarques du régulateur dans sa proposition (C) 2733 reprenant des inputs de son avis (A) 2735

5.2.1. Analyse des paramètres de volume

Les capacités non-éligibles

La DG Energie est d'accord avec l'alinéa 69 de sa proposition, la capacité inéligible peut être corrigée conformément au §3 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 via le mécanisme de « *dummy bids* ».

Les unités nucléaires nationales

La DG Energie est d'accord avec le point 68 de la proposition (C) 2733 de la CREG d'augmenter la capacité non-éligible étant donné l'accord entre Engie et l'Etat belge relatif au LTO de Doel 4 (1026 MW) et Tihange 3 (1030 MW). Cette capacité non-éligible s'élèverait à 1645 MW après application d'un facteur de réduction de 80%.

Ce facteur de réduction a été déterminé par Elia dans son rapport de calibration et se base sur l'entièreté de la flotte nucléaire en Belgique. Dans son avis (A) 2735, la CREG constate que le facteur de réduction du nucléaire est principalement impacté par les taux d'arrêts forcés de longue durée et que ces taux varient fortement en fonction de la centrale considérée étant donné que ces arrêts sont liés à des caractéristiques spécifiques à chaque centrale.

Dès lors, la CREG propose de tenir uniquement compte de Doel 4 et Tihange 3 dans le calcul du facteur de réduction du nucléaire dans ses avis (A) 2735 et 2736. Dans ses propositions de courbe de demande pour les enchères Y-1 et Y-4, la CREG tient néanmoins compte du facteur de réduction de 80%.

Sachant que tenir compte de deux réacteurs uniquement ne permet pas d'atteindre une rigueur statistique suffisante et peut induire une surestimation de la disponibilité réelle des centrales, la DG Energie ne remet pas en question la valeur de 80% utilisée comme facteur de réduction dans les propositions (C) 2733 et (C) 2734.

La capacité déjà contractée

La DG Energie n'a pas de commentaire par rapport à la proposition de la CREG (alinéa 67) sur ce point ; le volume proposé étant bien conforme aux informations publiques.

La capacité étrangère

La DG Energie rejoint la CREG dans sa proposition (alinéa 71) de transférer la totalité du volume de capacité étrangère à la vente aux enchères Y-1 pour la période de livraison 2028-2029.

5.2.2. Analyse des paramètres de prix

Pour rappel, les prix sont déterminés sur base des §2 et 3 de l'article 10 de l'arrêté royal du 28 avril 2021.

- Le calcul des rentes inframarginales

Comme repris *supra* et conformément au §3 de l'article 10 de l'AR du 28 avril 2021, la quantification du net-CONE nécessite la détermination des rentes inframarginales reprise au §6 du même article :

« § 6. 1 Les rentes inframarginales annuelles estimées de chaque technologie de référence sont exprimées en €/MW/an et sont calculées, avec une périodicité annuelle, [sur leur 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 [1 moyenne]1 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 utilisant le coût moyen du capital déterminé conformément à l'article 4, § 1er, 3]1

[1 ...]1

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 ;

Tableau 6: Les rentes inframarginales telles que reprises dans le rapport de calibration

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

Les revenus des services auxiliaires

Tableau 7: Revenus des services auxiliaires comme repris dans le rapport de calibration

Techno	€/kW/an
CCGT	3
OCGT	15
IC Gas Engine	15
CHP	0
Battery	21
DSR (0<300MW)	10
DSR (300<600MW)	10
DSR (600<900MW)	10
DSR (900<1200MW)	10
PV	0
Wind onshore	0
Wind offshore	0

Au point 88 de la proposition (C) 2733, la CREG explique que les rentes inframarginales issues des simulations d'Elia sont potentiellement plus élevées que les estimations de revenu que les acteurs de marché utilisent dans leurs plans d'investissement. De plus, des rentes inframarginales élevées, comme cela est le cas dans le rapport de calibration, font augmenter ce risque de surestimation.

Il ressort aussi de la consultation publique de Compass Lexecon de décembre 2023 sur les barrières d'entrée des capacités existantes au CRM que les acteurs indiquent que les revenus d'Elia devraient uniquement être considérés comme un benchmark étant donné qu'ils proviennent d'un modèle calibré pour quantifier l'adéquation et non d'un modèle d'élaboration d'un plan d'investissement. Les conclusions de Compass Lexecon rejoignent donc celles de la CREG ; la proposition 2 de leur étude³⁰ propose de considérer la période d'amortissement d'un investissement calculé par Elia comme une durée maximale et de permettre aux acteurs de marché de justifier pour une période d'amortissement plus basse.

La CREG remarque également qu'il existe une grande variabilité du niveau des rentes inframarginales selon les différentes enchères comme cela peut être observé sur le graphique issu de la proposition de la CREG (alinéa 89) :

³⁰ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/mecanisme-remun%C3%A9ration-capacite-electrique-evaluation-parametres-prochaines-encheres.pdf>

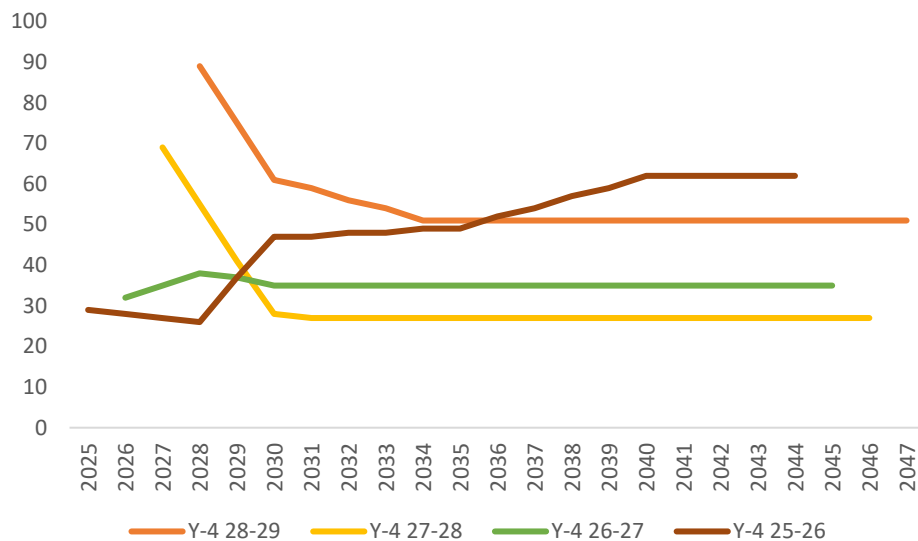


Figure 4: rentes inframarginales en €/kW des CCGT lors des enchères Y-4 de périodes de livraison de 25-26 à 28-29

La DG Energie note également une variabilité pour les autres technologies comme repris dans les figures ci-dessous pour les CHP et les OCGT.

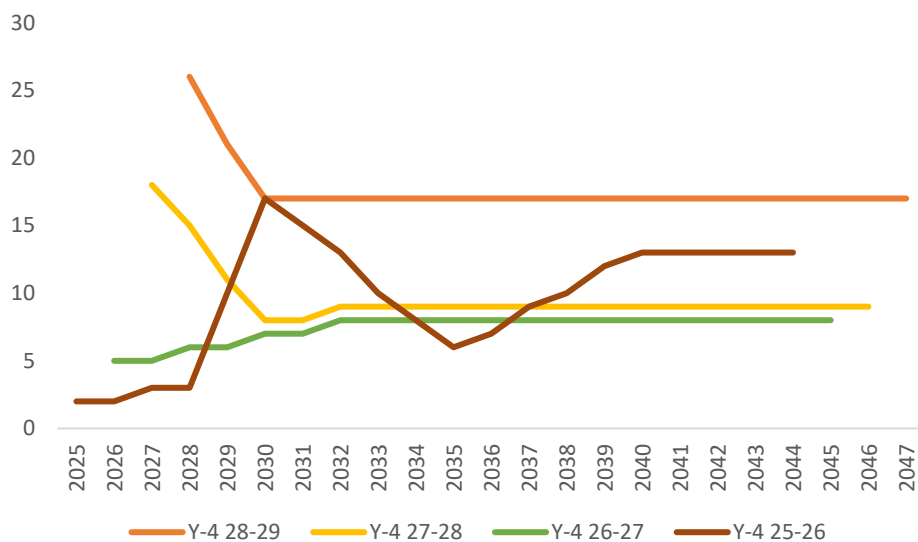


Figure 5: rentes inframarginales en €/kW des OCGT lors des enchères Y-4 de périodes de livraison de 25-26 à 28-29

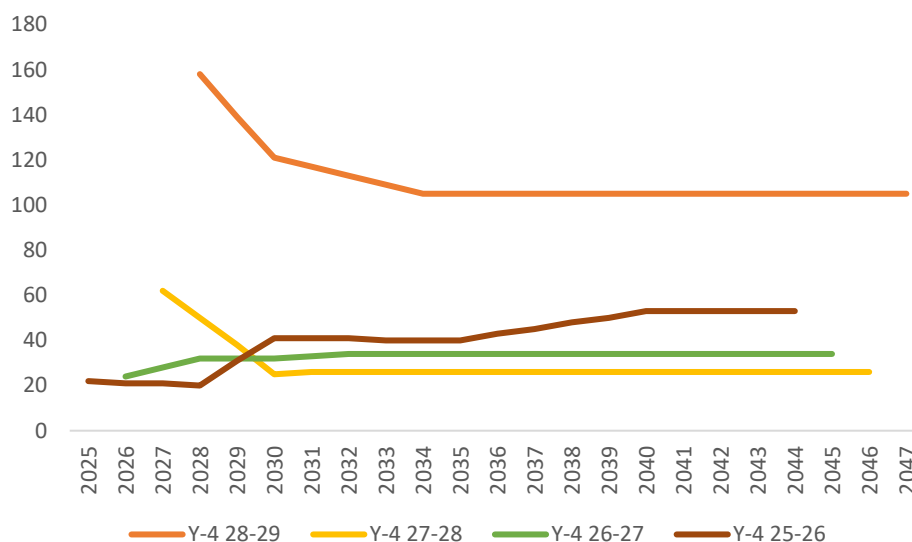


Figure 6:rentes inframarginales en €/kW des CHP lors des enchères Y-4 de périodes de livraison de 25-26 à 28-29

Cette grosse variabilité des rentes inframarginales provient des évènements exceptionnels que notre système électrique belge a traversé au cours des dernières années. La crise Covid qui a poussé fortement à la baisse les prix de l'électricité suivie par l'invasion de l'Ukraine et la crise énergétique qui a eu l'effet inverse ont causé des prix de l'électricité extrêmement volatiles. La hausse des coûts liée à une inflation extrêmement élevée n'a pas suffi pour contrebalancer la hausse des rentes de sorte que le missing money a fort diminué ; ce qui a donc généré un CONE net plus bas. La CREG recommande plus de stabilité³¹ dans les paramètres de prix pour permettre aux acteurs du marché une meilleure préparation de leur dossier d'investissement.

La quantification des CONE-net

Conformément à l'article 10 §2 de l'AR du 28 avril 2021 :

§ 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 technologie.

La technologie ayant le missing money le plus bas est la DSM (0-300MW) et la CREG constate (alinéa 79) que le coût net du meilleur nouvel entrant est de 32,2 €2028/kWd. Vu l'augmentation importante du volume à acquérir, la CREG estime que les 300 MW ne seront pas suffisants pour fournir un volume offert situé entre les points A et B de la courbe de demande lors de l'enchère Y-4 en 2024.

Par conséquent, la CREG propose la technologie du nouvel entrant suivante : une CCGT (>800 MW), avec un coût net de 51,2 €2028/kWd (point B de la courbe de demande).

La DG Energie en se basant sur les informations disponibles dans le rapport de calibration du gestionnaire de réseau a calculé et repris dans les tableaux ci-dessous à titre informatif/illustratif, le net-CONE des technologies de la liste réduite de technologies.

³¹ Cette demande de stabilité avait aussi été soulevée en ikw en 2023 lors de discussions concernant les modifications de loi LDD3

Tableau 8: Quantification du net-CONE

Techno	Net-CONE (€/kW)	Facteur de réduction	Net-CoNEd (€/kWd) €2022	Net-CoNEd (€/kWd) €2028 ³²
CCGT	41,73	0,94	44,40	51,18
OCGT	54,11	0,92	58,82	67,79
IC Gas Engine	50,52	0,92	54,91	63,29
CHP	55,15	0,94	58,68	67,63
Battery	40,42	0,57	70,90	81,73
DSR (0<300MW)	15,95	0,57	27,97	32,24
DSR (300<600MW)	42,52	0,57	74,60	85,99
DSR (600<900MW)	69,10	0,57	121,22	139,73
DSR (900<1200MW)	95,67	0,57	167,84	193,47
PV	44,38	0,01	4.437,77	5 115,3
Wind onshore	46,33	0,07	661,88	762,94
Wind offshore	93,78	0,09	1.041,95	1201,3

La hauteur des paramètres de prix

La DG Énergie rejoint la CREG sur le fait de ne pas considérer simplement la technologie ayant le CONE net le plus bas (la DSM <300MW) et reconnaît également qu'un volume de nouvelle capacité supérieure à 300 MW sera plus que probablement nécessaire pour couvrir la courbe de demande. La deuxième technologie avec le missing money le plus bas est bien la technologie CCGT avec un CONE net de 51,2€/kWd. La DG Énergie remarque que ce niveau de missing money, définissant le point B de la courbe de demande, est légèrement plus bas que celui de l'enchère 2023 mais reste stable et permet aux acteurs de marché d'offrir de la nouvelle capacité en suffisance pour assurer la sécurité d'approvisionnement, surtout en considérant un facteur de correction de 1,5 tel que défini dans l'AM Valeurs intermédiaires du 15 septembre 2023.

³² La CREG a repris le taux d'indexation des Perspectives économiques 2023-2028 du Bureau fédéral du Plan publiées en juin 2023. La DG Énergie remarque que des données plus à jour sont disponibles pour les années 2023, 2024 et 2025 mais décide de conserver les taux repris dans l'étude du Bureau fédéral du Plan par souci de cohérence et du fait que peu d'évolutions ont été observées.

6. Avis de la DG Energie du SPF Economie

6.1. Enchère Y-4 d'octobre 2024 :

En termes de paramètres de volume :

La DG Energie avise la Ministre de considérer les paramètres de volume suivants pour l'élaboration de la courbe de demande Y-4 de l'année de livraison 2028-2029.

Tableau 9: Paramètres de volume de la proposition (C) 2733 de la CREG pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2028-2029

	Point A (MW)	Point B et C
charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées	15363	15453
besoin en réserve d'équilibrage		+1127
prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées	-612	-478
capacité non éligible		-2775
capacité nucléaire belge		-1645
Capacité de l'enchère Y-1		-1461
capacité contractée lors des précédentes enchères		-2247
Capacité étrangère		-1018
Total	+6733	+6957

En termes de paramètres de prix :

La DG Energie avise la Ministre, de considérer le prix de 51,2 €2028/kWd/an pour le point B de la courbe de demande et le prix de 76,8 €2028/kWd/an pour le point A de la courbe.

6.2. Enchère Y-1 d'octobre 2024

En termes de paramètres de volume :

La DG Energie avise la Ministre de considérer les paramètres de volume suivants pour l'élaboration de la courbe de demande Y-1 de l'année de livraison 2025-2026.

Tableau 10: Paramètres de volume de la proposition (C) 2734 de la CREG pour l'enchère Y-1 de la période de livraison 2025-2026

	Volume (MW)
charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées	13473
besoin en réserve d'équilibrage	+1125
prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées	-443
capacité non éligible	-2748
capacité nucléaire belge	-1645
capacité contractée lors des précédentes enchères	-4457
Capacité étrangère	-1969
Total	+3336

En termes de paramètres de prix :

La DG Energie avise la Ministre, de considérer un prix maximum de 50€/kWd/an.

Le Directeur général a.i.