

AVIS

Avis de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie sur la proposition (C) 2508 du régulateur relative au volume de capacité à acheter lors de l'enchère Y-4 en 2023 de l'année de livraison 2027-2028.

1^{er} mars 2023

Table des matières

INTRODUCTION	3
1. Contexte légal et réglementaire et antécédents.....	3
2. Chronologie des travaux préparatoires à la mise aux enchères Y-4 de l'année de livraison 2027-2028	5
3. Rappel de la méthodologie d'établissement de la courbe de demande	5
4. Proposition du régulateur (C)2508 : résumé.....	6
5. Analyse par la DG Energie	9
5.1. Analyse des remarques du régulateur dans sa proposition (C) 2508 reprenant des inputs de son avis (A) 2509	9
5.1.1. Analyse des paramètres de volume.....	9
2.1.1. Analyse des paramètres de prix.....	11
6. Avis de la DG Energie du SPF Economie.....	15

INTRODUCTION

Par le présent document, la DG Energie du SPF Economie formule un avis relatif à la proposition du régulateur (C) 2508 sur le volume et les prix de l'enchère Y-4 en 2023 de l'année de livraison 2027-2028 et le volume à réserver pour l'enchère Y-1 en 2026 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 à la mise aux enchères Y-4 pour l'année de livraison 2027-2028, le troisième chapitre rappelle la méthodologie d'établissement de la courbe de demande, le quatrième chapitre résume la proposition (C) 2508 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 ultérieurement par la loi du 15 mars 2021.

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.

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).

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

« § 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 son rapport de calibration de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2027-2028 le 15 novembre 2022 à la Ministre, au régulateur et à la Direction générale de l'Energie⁵.

Une présentation de ce rapport a pris place le 16 décembre 2022 en WG Adequacy #14 de Elia⁶.

Le 1^{er} février 2023, conformément au dernier alinéa du §3 de l'article 7 undecies de la loi Electricité, le régulateur a communiqué à la Ministre son avis (A) 2509 sur la proposition 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 de la mise aux enchères concernée.

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. »

La Ministre et la DG Energie du SPF Economie ont bien reçu le 1^{er} février 2023 la proposition (C) 2508 du régulateur visée par ce §4.

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

⁶ <https://www.elia.be/fr/users-group/adequacy-working-group/20221216-meeting>

2. Chronologie des travaux préparatoires à la mise aux enchères Y-4 de l'année de livraison 2027-2028

Le scénario qui est utilisé pour calculer le volume et les paramètres de l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2027-2028 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'Énergie 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 2022 un rapport de consultation contenant leurs recommandations sur le choix du scénario⁷ ;
- la CREG a remis le 19 juillet 2022, à la Ministre de l'Énergie, sa proposition (C)2429 relative au scénario de référence⁸ ;
- la DG Énergie du SPF Économie a remis le 30 août 2022 son avis sur la proposition (C)2429⁹ ;
- le 9 septembre 2022, un arrêté ministériel¹⁰ déterminait le scénario à considérer pour l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2027-2028.

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 1er septembre 2022 à la Ministre en charge de l'énergie sa proposition (C) 2428 sur le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028¹¹ ;
- l'arrêté ministériel du 9 septembre 2022 détermine les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023¹².

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 ;

⁷ https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20220506_public-consultation-on-crm

⁸ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2429>

⁹ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Avis-proposition-C-2429-regulateur-scenario-de-referance-enchere-Y-4-livraison-27-28.pdf>

¹⁰ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022042067/moniteur>

¹¹ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/C2428FR.pdf>

¹² <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>

- 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) 2508 (alinéa 72), 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.*

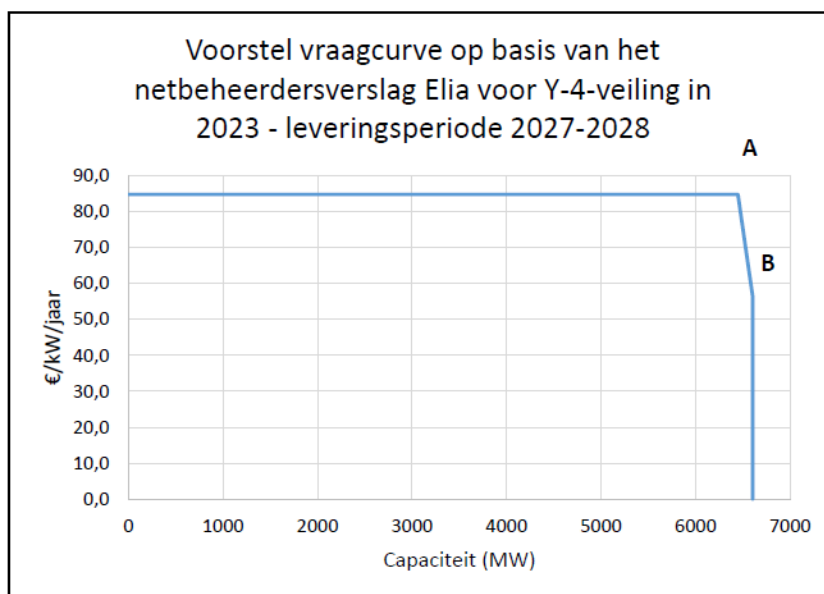
*§3. Le " **missing-money** " des technologies reprises dans la liste réduite de technologies au paragraphe 4 est déterminé en réduisant le coût brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles pour la référence pour chaque technologie telle que visée au paragraphe 6, ainsi que par les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

4. Proposition du régulateur (C)2508 : résumé

Dans sa proposition (C) 2508, la CREG indique tout d'abord (alinéa 60) qu'il ne lui a pas été permis de vérifier les données du rapport de calibration publié en novembre 2022 par Elia. La CREG précise à ce propos (alinéa 30) ne pas avoir reçu suffisamment d'informations de la part de Elia pour expliquer certains résultats du rapport et ne pas avoir reçu de résultat détaillés de certaines simulations comme demandé dans leur mail du 16 décembre 2022.

Pour se conformer à l'article 8 §1 de l'arrêté du 28 avril 2021, la CREG a toutefois proposé au chapitre 3.2 de sa proposition (C) 2508, une courbe de demande sur la base des informations contenues dans le rapport d'Elia (alinéas 82 et 83).

	Volume (MW)	Prijs (€/kWh/j)
Punt A	6 450	84,8
Punt B	6 605	56,5
Punt C	6 605	0



Afin de refléter au mieux les discussions gouvernementales actuelles visant à prolonger les unités Doel 3 et Tihange 4 dès novembre 2026 pour une durée de 10 ans et en cohérence avec la mention de non éligibilité des unités nucléaires au CRM dans l'AM du 30/03/2022¹³ relatif à l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2026-2027, la CREG propose de porter à 4386 MWd le volume total de capacités non éligibles (soit les 2724 MWd initialement prévus par le rapport de calibration de novembre 2022 auxquels sont ajoutés 1662 MWd de capacités nucléaires). Il s'agit de la seule divergence¹⁴ de valeurs de paramètres de volume que la CREG indique dans sa proposition.

A l'alinéa 70, la CREG reconnaît que l'estimation du volume non éligible est toutefois un paramètre de moindre importance à ce stade du processus, dans la mesure où un ajustement de la courbe de demande peut toujours se faire après la préqualification et après l'enchère. La CREG recommande dans ce cadre d'intégrer dans l'instruction visant l'organisation des enchères la liste complète des unités considérées comme non éligibles.

La CREG précise par ailleurs à l'alinéa 67 de sa proposition (C) 2508 que la capacité contractée à considérer, car disposant d'un contrat pluriannuel octroyant une rémunération lors de l'année de livraison 2027-2028, est de 1658 MW.

A l'alinéa 72, la CREG propose ensuite de transférer la totalité du volume de la capacité étrangère à l'enchère Y-1 de la période de livraison 2027-2028.

Sur base des paramètres de volume issus du rapport de calibration et des remarques formulées *supra*, la CREG a in fine proposé le tableau suivant à l'alinéa 73 :

¹³ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/03/30/2022040606/justel>

¹⁴ En comparaison aux valeurs du rapport de calibration de Elia.

	Referentie	Punt A	Punt B en C
Gemiddeld elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties	3.1.1.	13 981 MW	14 071 MW
Nood aan regelvermogen	3.1.2.	+ 1 250 MW	
Gemiddelde niet geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties	3.1.3.	- 518 MW	- 453 MW
Niet in aanmerking komende capaciteit	3.2.1.2.	- 4 386 MW	
Capaciteit naar Y-1 veiling	3.1.5.	- 1 285 MW	
Reeds gecontracteerde capaciteit	3.2.1.1.	-1 658 MW	
Vermindering buitenlandse capaciteit	3.1.6.	- 934 MW	
Resultaat		+6 450 MW	+ 6 605 MW

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 75) :

- le coût brut d'un nouvel entrant tel qu'établi dans l'AM du 9 septembre 2022¹⁵ déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023,
- les recettes inframarginales annuelles reprises par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau (voir le point 3.1.7 du rapport de calibration de novembre 2022),
- 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 3.1.8 du rapport de calibration).

A l'aide de ces données, la CREG a établi (alinéa 79) le coût net d'un nouvel entrant à 56,5 €/kWd¹⁶:

	Nettokost Nieuwkomer (€/kW)	Reductiefactor (%)	Derated Nettokost Nieuwkomer (€/kWd)
CCGT	77,64	93	83,5
OCGT	56,10	93	60,3
IC Gas Engine	53,70	95	56,5
CHP	142,74	93	153,5
Battery Storage (4h)	123,92	60	206,5
Demand Response	35,04	57 ³	61,5
PV	47,81	1	4781,2
Wind onshore	51,03	10	510,37
Wind offshore	223,26	11	2029,6

Le prix maximum (point A de la courbe) a pour sa part été établi via l'application du facteur X (1,5) au coût net d'un nouvel entrant et est fixé à 84,8 €/kWd (alinéa 81).

¹⁵ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>

¹⁶ « IC gas engine » comme technologie de référence

A l'alinéa 76, la CREG indique toutefois qu'une surestimation du coût net d'un nouvel entrant peut être induite dans la présente proposition (C) 2508 via la considération des recettes inframarginales issues du rapport de calibration.

5. Analyse par la DG Energie

L'objectif de ce chapitre est d'analyser les remarques du régulateur formulées dans sa proposition (C) 2508.

5.1. Analyse des remarques du régulateur dans sa proposition (C) 2508 reprenant des inputs de son avis (A) 2509

5.1.1. Analyse des paramètres de volume

Les capacités non-éligibles

La DG Energie souhaite apporter des précisions concernant la méthode de calcul utilisée par Elia pour déterminer la capacité non-éligible dans le cadre de la détermination de la courbe de la demande. Cette méthode se réfère bien à la procédure prévue par l'arrêté royal du 28 avril 2021 ; article 11 §3 ci-dessous, et considère l'ensemble des capacités de différentes technologies précisées (dont l'éolien terrestre, les centrales de biomasse, les centrales de cogénération et d'incinération) comme non-éligibles.

§ 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.

Il est cependant important de noter que pour les éoliennes terrestres, les aides au fonctionnement des régions ont pour la plupart une limite de 10 ans. Dès lors, au moment de la période de livraison en novembre 2027, tout parc éolien d'une capacité corrigée supérieure à 1MW et avec une date de mise en service supérieure à 10 ans¹⁷ devra se préqualifier et pourra participer aux enchères.

Concernant les centrales thermiques de types cogénération, biomasse ou d'incinération, la Région flamande a stoppé son mécanisme d'aide au fonctionnement depuis le 1^{er} janvier 2023. Seules les

¹⁷ Il est à noter toutefois que la Région flamande autorise l'introduction d'une demande de certificats verts jusqu'à 3 ans après la mise en service

unités ayant demandé une prolongation pour un (futur) changement substantiel pourront voir leur aide au fonctionnement être prolongée.

Dès lors, la DG Energie considère que de plus en plus d'unités qui sont considérées comme non éligibles dans le cadre du rapport de calibration et de la proposition de détermination de la courbe de la demande pourront participer à l'enchère. Cela ne représente pas un problème en tant que tel, car le mécanisme de *dummy bids* permet de corriger la courbe de la demande à la hausse lorsque des unités qui étaient considérées comme non éligibles participent finalement à l'enchère.

La DG Energie souhaite toutefois souligner l'importance de clairement communiquer aux acteurs de marché que le volume déterminé par la courbe de la demande exclut les unités telles que les éoliennes et les centrales de cogénération et que dans les cas où ces dernières participent à l'enchère, le volume proposé est corrigé à la hausse.

La non éligibilité des unités nucléaires

La DG Energie est d'accord avec le point 68 de la proposition (C) 2508 de la CREG d'augmenter la capacité non-éligible étant donné les négociations gouvernementales actuelles sur la prolongation de Doel 4 (1039 MW) et Tihange 3 (1038 MW). **En considérant un facteur de réduction de 80% tel que recommandé par Elia, la DG Energie est d'accord avec la CREG d'augmenter la capacité non-éligible de 1662 MW par rapport au 2724 MW du rapport de calibration d'Elia.**

La DG Energie justifie ce choix de considérer la capacité nucléaire de ces deux réacteurs comme non éligible notamment par le cycle particulier du combustible nucléaire et des obligations particulières de sécurité qui s'appliquent aux centrales nucléaires.

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.

Le volume maximal disponible pour la participation de la capacité étrangère indirecte

Concernant le volume maximal disponible pour la participation étrangère indirecte, **la CREG propose de transférer la totalité du volume de la capacité étrangère à l'enchère Y-1 étant donné l'état actuel du dossier CRM. La DG Energie est d'accord avec la CREG sur ce point.** Il est à noter que la CREG mentionne au point 72 de sa proposition un report à l'enchère Y-1 pour la période de livraison 2026-2027, cela est sûrement une faute typographique et le report est bien à l'enchère Y-1 de la période de livraison 2027-2028.

Bien que non commenté par la CREG dans sa proposition, la DG Energie souhaite ensuite commenter les valeurs reprises par le gestionnaire de réseau dans son rapport de calibration. Elia a bien suivi le scénario défini par la Ministre¹⁸ ainsi que la méthodologie décrite par l'arrêté royal Méthodologie et Volumes article 11, §2, 5° pour la détermination du volume maximale disponible pour la participation de la capacité étrangère. Néanmoins, les valeurs reprises par Elia sont bien plus basses que celles des années précédentes avec 934 MW contre 1428 MW pour la période de livraison 2026-2027 et 1935 MW pour la période 2025-2026. Notamment, Elia indique une valeur de seulement 2 MW pour l'Allemagne. Une valeur si basse interpelle et des commentaires ont été émis à ce propos par FEBELIEC ainsi que par la CREG lors du Working Group Adequacy du 16 décembre 2022. **La DG Energie recommande dans ce cadre de développer plus en détails cette partie dans les futurs rapports de calibration en fournissant systématiquement pour chaque pays les valeurs de LOLE ainsi qu'en précisant la prise en compte d'un CRM ou l'ajout de volume économiquement viable pour chaque pays.** De plus, la DG Energie souhaite mettre en évidence l'importance du suivi de la politique énergétique allemande qui en cas de changement de stratégie

¹⁸ Arrêté ministériel Scénario du 09/09/2022

(accord « cross-borders » en cas de situation de pénurie à l'étranger, mise en place d'un CRM, etc) aura un impact important sur la détermination de la courbe de la demande.

2.1.1. 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 ;

Au point 76 de la proposition (C) 2508, concernant la quantification des rentes inframarginales, le régulateur indique d'une part (i) que la simulation étant effectuée dans le contexte existant, elle ne tient donc pas compte des modifications proposées dans la consultation sur les règles de fonctionnement en cours dont l'indexation du prix d'exercice et d'autre part (ii) que l'exclusion par le gestionnaire de réseau de revenus supérieurs à 10 €/MW/h pour le mFRR et la fixation d'une certaine limite pour les revenus du service d'équilibrage constituent une transgression de l'article 10 §7 de l'AR du 28 avril 2021.

En ce qui concerne les modifications des règles de fonctionnement et leur impact dans la détermination de la courbe de demande (i), la DG Energie rappelle que le gestionnaire de réseau se conforme à la méthodologie reprise dans l'AR du 28 avril 2021. La DG Energie¹⁹ est toutefois consciente que les calendriers différents de détermination de la courbe de demande et celui relatif à la proposition des règles de fonctionnement ne permettent pas de fixer une courbe de demande (et donc les paramètres de prix) de manière la plus rigoureuse/efficace. **La DG Energie invite donc Elia et la CREG, à procéder en Comité de suivi CRM à une réflexion sur l'amélioration du processus.**

¹⁹ Tout comme la CREG le reconnaît au point 76 de sa proposition (C) 2508, que le timing actuel n'est pas optimal.

En ce qui concerne l'exclusion par le gestionnaire de réseau des revenus supérieurs à un certain plafond pour les services d'équilibrage (ii), la CREG indique aussi dans son avis (A) 2509²⁰ que cette exclusion n'est pas prévue dans le cadre légal et invite le gestionnaire de réseau à respecter la méthodologie reprise au §6 de l'article 10 de l'AR du 28 avril 2021. La DG Energie souhaite rappeler dans ce cadre que le régulateur avait déjà souligné cette divergence méthodologique dans sa proposition (C) 2326 (point 116) de l'enchère d'octobre 2022. **La réponse déjà fournie²¹ et qui reste valable selon la DG Energie pour permettre cette exclusion de revenus est la suivante : l'article 19, §3 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 permet bien cette limite vu le caractère non représentatif des prix observés dans la détermination des coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire de réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre.**

Art 19 § 3 de l'AR du 28 avril 2021.

L'estimation des revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage :
 1° est évaluée pour chaque technologie qui est incluse dans la liste réduite des technologies éligibles visé à l'article 18 § 1;
 2° correspond avec les 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 nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage.

Le calcul des CONE-net

- Etape 1 : calcul du Gross CONE

Au point 75 de sa proposition (C) 2508, le régulateur précise que les valeurs des Gross CONE sont reprises de l'AM du 09 septembre 2022²². La DG Energie n'a pas de remarque sur ce point.

€/kW/jaar	EAC
OCGT	75
CCGT	106
IC Gas Engine	72,3
CHP	162,5
PV	93,4
Wind onshore	174,3
Wind offshore	392,4
Battery Storage (4h)	131,2
Demand Response	50

- Etape 2 : calcul des Net-CONE et détermination de la technologie de référence

²⁰ Voir également l'avis (A) 2327 de la CREG

²¹ Une telle explication avait déjà été fournie dans l'AM du 30/03/2022 relatif à l'organisation de l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2026/2027.

²² <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>

Sur base des informations reprises dans le rapport de calibration, la CREG soumet après calcul au point 78 de sa proposition (C) 2508 les CONE nets des nouveaux entrants en €/kW/an. La DG Energie n'a pas de commentaire à ce sujet et valide les calculs du régulateur.

€/kW	Levens-duur (j)	Minimum-rendement (1)	Risico-premie (2)	Totaal rendement (1) +(2)	Nettokost Nieuwkomer (€/kW/j)
CCGT	20	5,53%	5,00%	10,53%	77,64
OCGT	20	5,53%	6,00%	11,53%	56,10
IC Gas Engine	15	5,53%	6,00%	11,53%	53,70
CHP	20	5,53%	5,00%	10,53%	142,74
Battery Storage (4h)	15	5,53%	7,50%	13,03%	123,92
Demand Response	1	5,53%	7,50%	13,03%	35,04
PV	15	5,53%	3,50%	9,03%	47,81
Wind onshore	15	5,53%	3,50%	9,03%	51,03
Wind offshore	15	5,53%	3,50%	9,03%	223,26

Au point 79 de sa proposition (C) 2508, le régulateur indique que bien que l'AR du 28 avril 2021 ne spécifie pas l'utilisation d'un facteur de réduction précis lors de la quantification du net-CONE, il lui semble préférable de déterminer les CONE nets par kW derated²³. La CREG propose donc d'utiliser à cet effet les facteurs de réduction issus du rapport de calibration d'Elia de novembre 2022 et non ceux repris dans l'AM du 09 septembre 2022 pour définir et utiliser un net-CONE derated²⁴. La DG Energie confirme les résultats obtenus dans le tableau suivant issu de la proposition (C) 2508.

	Nettokost Nieuwkomer (€/kW)	Reductiefactor (%)	Derated Nettokost Nieuwkomer (€/kWd)
CCGT	77,64	93	83,5
OCGT	56,10	93	60,3
IC Gas Engine	53,70	95	56,5
CHP	142,74	93	153,5
Battery Storage (4h)	123,92	60	206,5
Demand Response	35,04	57 ^a	61,5
PV	47,81	1	4781,2
Wind onshore	51,03	10	510,37
Wind offshore	223,26	11	2029,6

La CREG dans son avis (A) 2509 regrette par ailleurs, sans proposer néanmoins de nouvelles valeurs à considérer, aux points 49 et 50 de ne pas avoir reçu suffisamment d'informations sur les facteurs de réduction repris dans le rapport de calibration de novembre 2022 et constate une grande variabilité de ces derniers d'une année à l'autre. La DG Energie rejoint la CREG dans son constat²⁵ que cette variabilité illustrée dans le tableau et dans le graphique *infra*, rend moins visible pour les détenteurs de capacité, les perspectives de participation aux enchères du CRM. **La DG Energie encourage donc Elia à fournir un maximum d'informations relatives aux raisons de**

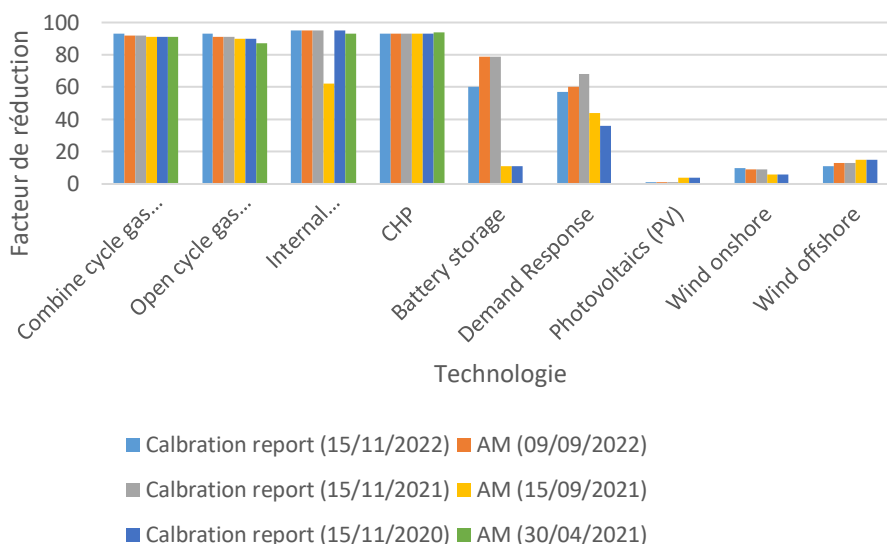
²³ La DG Energie trouve cette démarche cohérente au regard des exercices précédents de détermination de la courbe de demande d'une enchère.

²⁴ Dans ses propositions (C) 2192 et (C) 2326 relatives respectivement aux enchères organisées en 2021 et 2022, le régulateur procédait toutefois à la quantification du net-CONE derated en considérant les facteurs de réduction repris dans les AM déterminant les valeurs intermédiaires pour les mises aux enchères.

²⁵ Voir point 51 de l'avis (A)2509.

l'évolution et aux calculs des facteurs de réduction dans les futurs rapports de calibration de façon à maximiser la transparence et la compréhension du secteur.

Facteurs de réduction au fil des enchères 2021, 2022 et 2023



Facteurs de réduction au fil des enchères 2021, 2022 et 2023

facteur de réduction (%)	Calibration report (15/11/2022)	AM (09/09/2022)	Calibration report (15/11/2021)	AM (15/09/2021)	Calibration report (15/11/2020)	AM (30/04/2021)
Combine cycle gas turbine (CCGT)	93	92	92	91	91	91
Open cycle gas turbine (OCGT)	93	91	91	90	90	87
Internal combustion engines (IC engines) - Gas	95	95	95	62	95	93
CHP	93	93	93	93	93	94
Battery storage (4h)	60	79	79	11	11 ²⁶	-
Demand Response	57	60	68	44	36	-
Photovoltaics (PV)	1	1	1	4	4	-
Wind onshore	10	9	9	6	6	-
Wind offshore	11	13	13	15	15	-

Au point 80 de la proposition (C) 2508, le régulateur considère sur base des calculs effectués au point 79, que la technologie ayant le *missing money* le plus bas consiste en la technologie « IC gas engine » et la considère donc comme étant la technologie de référence.

Comme le régulateur l'indique au point 79 de sa proposition (C) 2508, l'AR du 28 avril 2021 ne spécifie pas clairement quels facteurs de réduction doivent être utilisés²⁷. La DG Energie s'accorde toutefois avec la proposition du régulateur étant donné que les facteurs de réduction repris dans le rapport de calibration sont plus représentatifs du scénario considéré pour cette enchère. La DG

²⁶ Large scale storage

²⁷ Comme les autres années, les valeurs de l'AM de septembre auraient pu servir de base.

Energie invite à procéder à une clarification de l'AR du 28 avril 2021 sur ce point en comité de suivi CRM.

La hauteur des paramètres de prix

En considérant la technologie « IC gas engine » comme étant la technologie de référence, la CREG fixe au point 82 de sa proposition (C) 2508 le prix des points B et C de la courbe de demande à 56,5 €/kWd. Le prix maximum (point A de la courbe) a pour sa part été établi via l'application du facteur X (1,5) au coût net d'un nouvel entrant et est fixé à 84,8 €/kWd.

La DG Energie valide la méthodologie poursuivie par la CREG et donc les valeurs de prix reprises au point 82 de la proposition.

La DG Energie attire toutefois l'attention de la Ministre quant au contenu du point B.1.c de la résolution 1220/007 qui prévoit que le prix maximum ne pourra pas dépasser 75 €/kW/an sans consultation du Parlement.

B.1.c : « [...] Cette limite de prix ne pourra pas dépasser 75 euros par kW (indexation selon inflation), sauf s'il peut être démontré, après consultation de la Chambre des représentants, qu'une limite de prix plus élevée est inévitable dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement.

Cette valeur de 75 €/kW/an ayant déjà été reprise pour le prix du point A de la courbe de demande des enchères Y-4 des années de livraison 25/26 et 26/27 et ayant permis d'attirer de la nouvelle capacité à participer²⁸ aux enchères, dans une optique d'un CRM au moindre coût, la DG Energie se positionne en faveur de ce plafond.

6. Avis de la DG Energie du SPF Economie

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 2027-2028.

	Point A (MW)	Points B et C (MW)
La charge moyenne d'électricité dans les situations de pénurie simultanées	13981	14071
Le volume correspondant au besoin de contrôle de l'équilibre	(+) 1250	
EENS	(-) 518	(-) 453
Volume de capacité non éligible	(-) 4386	
Capacité transférée à l'enchère Y-1	(-) 1285	

²⁸ soumission donc d'une offre

Capacité déjà contractée	(-) 1658	
Capacité étrangère	(-) 934	
Résultat	6450	6605

En termes de paramètres de prix :

La DG Energie avise la Ministre, de considérer le prix de 56,5 €/kWd/an pour le point B de la courbe de demande et le prix de 75 €/kWd/an pour le point A de la courbe.

Le Directeur général a.i.