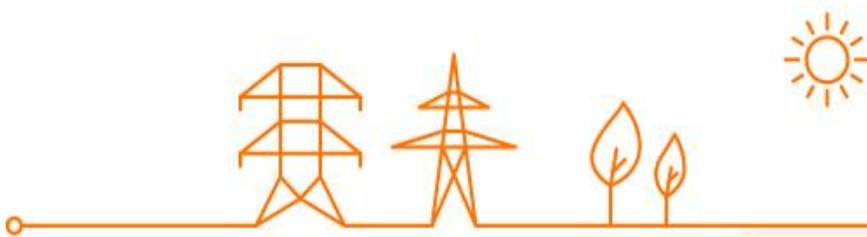


Préparation de l'enchère CRM Y-4 pour la période de livraison 2026-27 :

Rapport du gestionnaire du réseau contenant des informations pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres spécifiques.



Contenu

Executive summary – English Version	5
Executive summary – Version française	11
Executive summary – Nederlandstalige versie	17
Introduction	23
Contexte légal & réglementaire	25
Partie I : Scénario de référence	27
1.1 Détermination du scénario de référence	27
1.1.1. Étapes dans la sélection du scénario de référence	27
1.1.2. Scénario de référence sélectionné par la Ministre	31
1.2 Détermination des valeurs intermédiaires	32
1.2.1. Étapes dans la sélection des valeurs intermédiaires	32
1.2.2. Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre	34
1.3 Calibration du scénario de référence	36
1.3.	37
1.3.1. Détermination des paramètres de coût associés aux types de capacité présélectionnés	37
1.3.2. Calcul des revenus et boucle d'optimisation économique	39
1.3.3. Mix de capacités additionnelles ajouté au scénario de référence	40
Partie II : Informations et données pour l'élaboration de la demande	41
2.1 Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (5°)	42
2.2 Volume correspondant aux besoins d'équilibrage (6°)	44
2.3 Prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées (7°)	44
2.4 Informations relatives à la capacité non-éligible (2°)	47
2.4.1. Application aux unités renouvelables	48
2.4.2. Applications aux unités thermiques	49
2.5 Courbe de durée de la demande (1°)	50
2.6 Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes (3°)	52

2.7	net-CONE - rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie (4°)	54
2.8	net-CONE - revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage (4°)	58
Partie III : Propositions pour les autres paramètres de l'enchère		64
3.1	Facteurs de réduction (8°)	65
3.2	Prix maximum intermédiaire (9°)	69
3.2.1.	Liste réduite de technologies existantes (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 18, §1)	73
3.2.2.	Estimation des éléments de couts (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 18, §§2 et 3)	74
3.2.3.	Estimation des éléments de revenus (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 19)	80
3.2.4.	Estimation de « missing-money » (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 20)	85
3.2.5.	Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix maximum intermédiaire (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 16)	90
3.3	Prix de référence & Prix d'exercice (10 et 11°)	92
3.3.1.	Prix de référence	97
3.3.2.	Prix d'exercice	99
3.3.3.	Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix d'exercice	115
Annexe 1 : Valeurs maximales de capacité non-prouvée		116
Annexe 2 : Détails de la courbe de la demande		118
Annexe 3 : Détails des rentes inframarginales		120
Annexe 4 : Occurrences de prix sur le marché Day-ahead pour la période 2006-2021		121
Annexe 5 : Rapport d'E-CUBE relatif à la courbe de calibration du prix d'exercice pour le CRM Belge		125

Executive summary – English Version

Context

This is the second time that the grid operator, Elia Transmission Belgium, has drawn up a report containing the information needed to determine the volume to be contracted and the proposed parameters for the CRM auction. For this second auction, scheduled for October 2022 for the delivery period 2026-27, Elia follows the framework and instructions received from the Belgian authorities. In particular, this report is drawn up in accordance with the Royal Decree on Methodology¹. It should be noted that, as was already the case in the past, Elia has based itself on the final discussions related to the establishment of the legal framework. More specifically, the issues of the setting of intermediate values, the derogation from these values and the setting of the CONE have been the subject of amendments which are in the process of being transcribed into the legal texts. Elia has therefore used this latest information to provide the most useful and up-to-date report possible for the subsequent exercise leading up to the organisation of the 2026-2027 auction. The reference scenario and intermediate values used in this report have been selected by the Minister of Energy and form the basis of this study².

This report consists of three main parts. First, the reference scenario, its calibration according to the applicable reliability standard and the intermediate values considered are presented. Secondly, Elia provides the necessary information and calculations to determine the volume to be contracted for the considered auction, based on the demand curve. Finally, the third part contains proposals from Elia on the other auction parameters, namely the reduction factors, the maximum intermediate price, the strike price and the reference price.

Reference scenario and intermediate values selected by the Minister

¹ Royal Decree of 28 April 2021 setting the parameters with which the volume of capacity to be provided for is determined, including their calculation methods, and the other parameters necessary for the organisation of the auctions, as well as the method for and conditions for granting an individual exemption from the application of the intermediate price cap(s) under the capacity remuneration mechanism

² Ministerial Decree of 14 September 2021 determining the reference scenario for the 2022 auction in application of Article 3, § 7, of the Royal Decree of 28 April 2021 laying down the parameters for determining the volume of capacity to be purchased, including their calculation method, and the other parameters necessary for the organisation of the auctions, as well as the method for and conditions for granting individual derogations from the application of the intermediate price limit(s) under the capacity remuneration mechanism

In order to carry out the tasks assigned to it, Elia relies on the reference scenario and the intermediate values that were selected by the Minister in the ministerial decree of 14 September 2021 as amended on 23 September 2021.

The reference scenario takes as a reference the latest European study published by ENTSO-E, namely the Mid-Term Adequacy Forecast 2020 and the latest European assumptions and methodologies as applied in the Adequacy and Flexibility 2022-2032 study. Furthermore, an additional sensitivity has been incorporated into the baseline scenario following the selection made by the Minister:

- "Elia has to rely on the MAF2020 dataset and the latest available information to which it will have to apply an additional unavailability of 2 units of the French nuclear fleet. [...]"³

The intermediate values selected by the Minister are based on a CREG proposal made on the basis of the Royal Decree on Methodology currently in force (i.e. which does not yet take into account the amendments currently in progress) and consist of a WACC of 5.53%, a reduced list of technologies needed to determine the net cost of a new entrant in the Belgian control area, together with the associated cost values and a correction factor X equal to 1.5, which is necessary for determining the maximum volume at the maximum price⁴.

As mentioned above, it can also be added that this 2nd calibration process is subject to an important difference in terms of methodology insofar as the calculation of the "missing-money" (used for the determinations of the intermediate maximum price limit and the net cost of a new entrant) is based on the consideration of the expected revenues according to the methodology approved and published by ACER at European level. In other words, this means that the energy market revenues considered in the missing-money calculation are the average revenues from the energy market and not the median revenues as was the case in the previous exercise. The calculation of the missing money and the economic profitability of a technology must take into account the risk aversion of investors, as Professor Boudt has explained in detail in his study⁵. For this purpose, a methodology in line with the ERAA methodology was developed by Elia, in consultation with the Concertation Committee, including the CREG, and in collaboration with the market. Elia has therefore taken account of this methodological novelty by applying this risk premium representing risk aversion in its missing-money calculations, even though the insertion of these principles in the legal framework is currently being finalized.

On the basis of these elements and in accordance with the Royal Decree on Methodology, Elia has calibrated the reference scenario in such a way as to ensure that the calculations and proposals make it possible to guarantee that the legal reliability standard is met. The calibrated

³ [28_1.pdf \(fgov.be\)](#)

⁴

https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment.pdf

⁵ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_200_report_professorboudt.pdf

reference scenario thus obtained is strictly applicable for the calculations and proposals made in the framework of this calibration report, applicable for the Y-4 auction of the 2026-27 delivery period.

Information and input for the establishment of the demand curve

According to the proposed Royal Decree, it is not up to Elia to make a proposal of demand curve, but based on this report, the necessary information should be provided as basis for the CREG to make such proposal. The provided list of information and input corresponds at minima with the points as referred to in article 6, §2, 1° to 7° of the Methodology Royal Decree's proposal:

- Figure 1 presents the load duration curve serving as input to determine the 200h reserved capacity for Y-1 auction;
- Table 1 presents the different inputs required from Elia serving as input towards the determination of the volume parameters of the demand curve;
- Figure 2 presents the revenues earned in the market by the different technologies from the reduced list of technologies as selected by the Minister serving as input for the net-CONE calculation;
- The following values are estimated for annual balancing service revenues for the technologies included in the reduced list of technologies: 11.9 €/kW/year for gas turbines and autonomous gas engines, 20.3 €/kW/year for market response and 7 €/kW/year for batteries. There is no additional revenue considered for the other technologies, based on the arguments in this report.

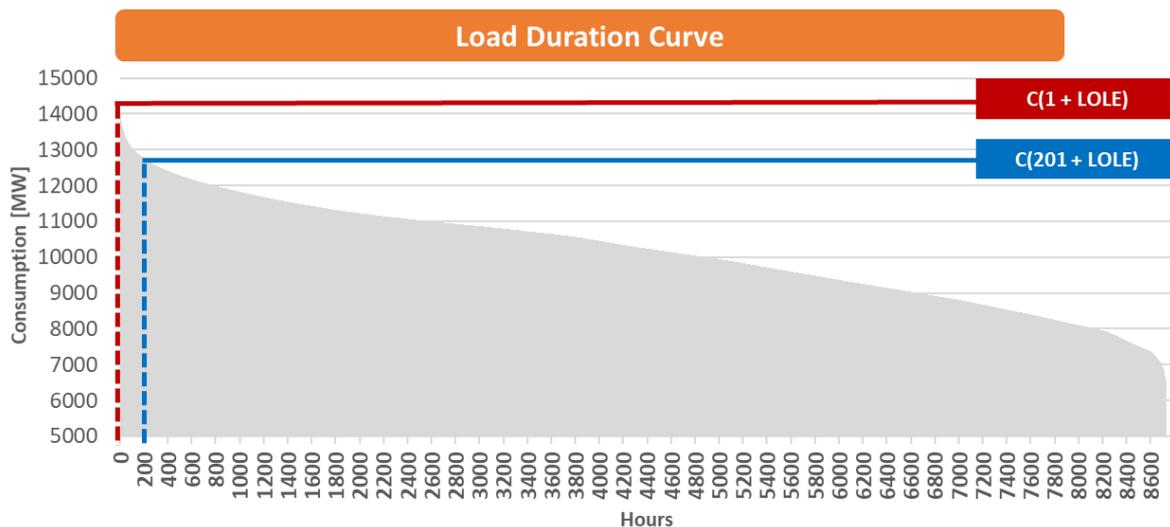


Figure 1: Load duration curve (Art. 11, §2, 5° and Art. 11, §5)

Information and input required for the establishment of the volume parameters of the demand curve		
Description	RD Reference	Capacity [MW]
Average load during simulated scarcity period (point A)	Art. 11, §2, 1°	13939
Average load during simulated scarcity period (points B and C)		14089
Balancing need	Art. 11, §2, 2°	985
Average energy not served during simulated scarcity period (point A)	Art. 11, §2, 3°	906
Average energy not served during simulated scarcity period (points B and C)		577
Non-eligible capacity Renewable capacity that receives operating aid	Art. 11, §2, 4°	828
Non-eligible capacity Individually modelled and profiled thermal capacity that receives operating aid	Art. 11, §3	1456 (1254+202)
Max Entry Capacity for Cross-border participation France	Art. 14	196
Max Entry Capacity for Cross-border participation Netherlands		646
Max Entry Capacity for Cross-border participation Germany		125
Max Entry Capacity for Cross-border participation Great-Britain		461

Table 1: Volume parameters

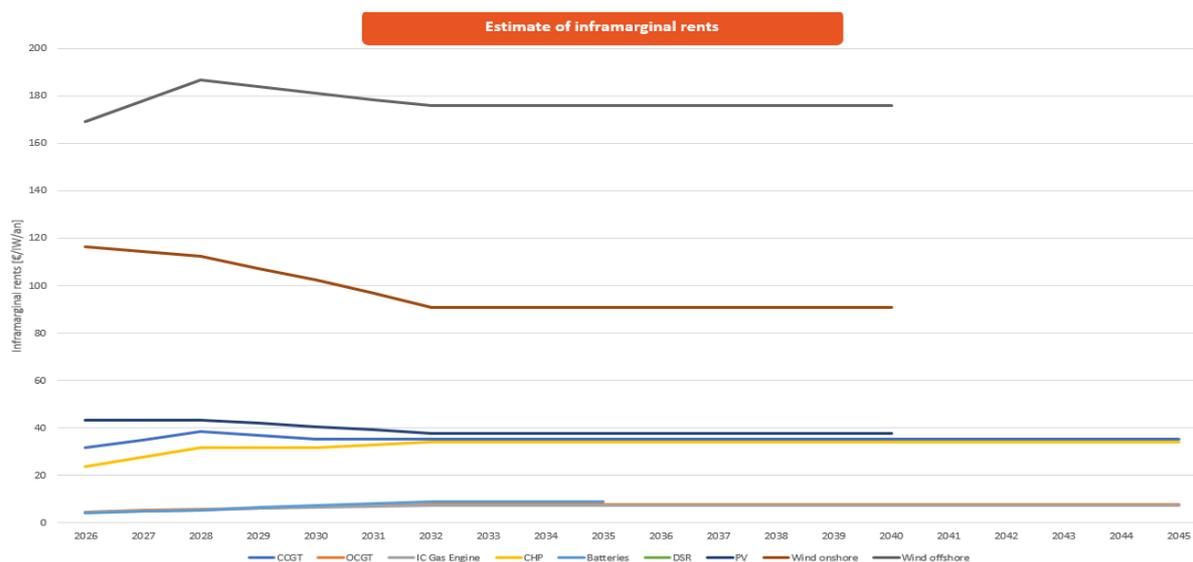


Figure 2 Estimates of the annual inframarginal rents received in the energy market by the technologies included in the reduced list of technologies for the net-CONE

Proposals for the other auction parameters

In addition to the inputs for the determination of the demand curve, it is up to Elia to provide concrete proposals for several other parameters for the auction, according to article 6, §2, 7° of the Methodology Royal Decree's proposal:

- Table 2 presents Elia's proposal for **derating factors** for the Y-4 auction for delivery period 2026-27, according to Chapter 5 of the Methodology Royal Decree's proposal;
- Elia proposes to consider an **intermediate price cap** equal to 21,2 €/kW/year for the Y-4 auction for delivery period 2026-27, according to Chapter 6 of project of modification of the Royal Decree on Methodology;
- Elia proposes to consider a value of 300 €/MWh for the **strike price** and to consider the Spot DA market price determined by the Nominated Electricity Market Operators (NEMOS: EPEX or Nord Pool Spot) active in the Belgian bidding zone for the **reference price** in the framework of the Y-4 auction for delivery period 2026-27, according to Chapter 8 of the Methodology Royal Decree's proposal.

Category I : SLA	
Sub-Category	Derating Factor [%]
SLA-1h	26
SLA-2h	45
SLA-3h	60
SLA-4h	68
SLA-5h	73
SLA-6h	77
SLA-7h	80
SLA-8h	83
SLA-9h	85
SLA-10h	87
SLA-11h	88
SLA-12h	89
SLA unlimited	100
Category II : Thermal technologies with daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
CCGT	92
OCGT	91
Turbojets	96
IC Gas Engines	95
IC Diesel Engines	93
CHP	93
Biomass	96
Waste	90
Category III : Energy-limited technologies with daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Storage 1h	31
Storage 2h	56
Storage 3h	65
Storage 4h	79
PSP	73
Category IV : Weather-dependent technologies	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Offshore Wind	13
Onshore Wind	9
Solar	1
Hydro Run-of-River	41
Category V : Thermal technologies without daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Aggregated thermal technologies	65

Table 2: Derating Factors

Executive summary – Version française

Contexte

C'est la deuxième fois que le gestionnaire du réseau, Elia Transmission Belgium, élabore un rapport contenant les informations utiles pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres dans le cadre des enchères du CRM. Pour cette deuxième enchère, prévue en octobre 2022 pour la période de livraison 2026-27, Elia suit le cadre et les instructions reçues des autorités belges. En particulier, ce rapport est réalisé conformément à l'Arrêté royal Méthodologie⁶. Il est à noter que, comme cela fut déjà le cas par le passé, Elia s'est basé sur les ultimes discussions liées à l'établissement du cadre légal. Plus précisément les questions de la fixation des valeurs intermédiaires, de la dérogation à ces valeurs et de la fixation du CONE ont fait l'objet d'amendements qui sont en voie d'être transcrits dans les textes légaux. Elia s'est donc basée sur ces dernières informations, afin de fournir le rapport le plus utile et le plus actuel possible pour la suite de l'exercice devant mener à l'organisation de l'enchère 2026-2027. Le scénario de référence et les valeurs intermédiaires utilisés dans ce rapport ont été sélectionnés par la Ministre de l'Energie et constituent la base de cette étude⁷.

Ce rapport est constitué de trois parties principales. D'abord, le scénario de référence, sa calibration selon la norme de fiabilité applicable et les valeurs intermédiaires considérées sont présentés. Ensuite, Elia fournit les informations et les calculs nécessaires permettant de déterminer le volume à contracter pour l'enchère considérée, sur base de la courbe de la demande. Enfin, la troisième partie contient des propositions de la part d'Elia sur les autres paramètres de l'enchère, à savoir les facteurs de réduction, le prix maximum intermédiaire, le prix d'exercice et le prix de référence.

6 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

7 Arrêté ministériel du 14 septembre 2021 déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2022 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

Scénario de référence et valeurs intermédiaires sélectionnés par la Ministre

Afin de réaliser les tâches qui lui sont assignées, Elia se base sur le scénario de référence et sur les valeurs intermédiaires qui ont été sélectionnés par la Ministre dans l'arrêté ministériel du 14 septembre 2021 tel qu'amendé en date du 23 septembre 2021.

Le scénario de référence prend comme référence la dernière étude européenne publiée par ENTSO-E, à savoir le Mid-Term Adequacy Forecast 2020 ainsi que les dernières hypothèses et méthodologies Européennes comme appliquées dans l'étude Adequacy and Flexibility 2022-2032. De plus, une sensibilité additionnelle a été intégrée au scénario de référence suivant la sélection effectuée par la Ministre :

- "Elia doit se baser sur le dataset du MAF2020 et sur les dernières informations disponibles à laquelle elle devra appliquer une indisponibilité supplémentaire de 2 d'unités du parc nucléaire français. [...]"⁸

Les valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre se basent sur une proposition de la CREG faite sur base de l'Arrêté royal Méthodologie actuellement en vigueur (i.e. qui ne prend pas encore en compte les amendements actuellement en cours) et sont constituées d'un WACC de 5,53%, d'une liste réduite de technologies nécessaires à la détermination du coût net d'un nouvel entrant dans la zone de réglage belge ainsi que les valeurs de coût qui y sont associées et un facteur de correction X égal à 1,5, nécessaire pour la détermination du volume maximum au prix maximum⁹.

Comme évoqué plus haut, on peut également ajouter que ce 2^{ème} processus de calibration fait l'objet d'une différence importante en termes de méthodologie dans la mesure où le calcul du « missing-money » (utilisé pour les déterminations de la limite de prix maximum intermédiaire et du coût net d'un nouvel entrant) se base sur la considération des revenus attendus conformément à la méthodologie approuvée et publiée par ACER au niveau Européen. En d'autres termes, cela signifie que les revenus du marché de l'énergie considérés dans le calcul du « missing-money » sont les revenus moyens provenant de celui-ci et non plus les revenus médians comme cela était le cas lors de l'exercice précédent. Le calcul de ce « missing-money » et de la rentabilité économique d'une technologie doit tenir compte de l'aversion au risque des investisseurs comme l'a expliqué en détails le Professeur Boudt dans son étude¹⁰. Pour ce faire, une méthodologie conforme à la méthodologie ERAA, a été développé par Elia, en concertation avec le Comité de Concertation, y inclus la CREG et en collaboration avec le marché. Elia a dès lors tenu compte de cette nouveauté méthodologique en appliquant cette

⁸ [28_1.pdf \(fgov.be\)](#)

⁹

https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment.pdf

¹⁰ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_200_report_professorboudt.pdf

prime de risque représentant l'aversion au risque dans ses calculs de « missing-money », même si l'insertion de ces principes dans le cadre légal est actuellement en voie de finalisation.

Sur base de ces éléments et conformément à l'Arrêté royal Méthodologie, Elia a calibré le scénario de référence de façon à s'assurer que les calculs et les propositions permettent de garantir l'atteinte de la norme de fiabilité légale. Le scénario de référence calibré ainsi obtenu est strictement applicable pour les calculs et propositions effectuées dans le cadre de ce rapport de calibration, applicable pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2026-27.

Informations et données pour l'élaboration de la courbe de la demande

Conformément à l'Arrêté royal Méthodologie, Elia n'est pas responsable de fournir une proposition pour la courbe de la demande. Cette prérogative est du ressort de la CREG, sur base des informations nécessaires fournies dans le cadre de ce rapport. L'ensemble des informations et données correspond a minima aux points mentionnés à l'article 6, §2, 1° à 7° de l'Arrêté royal Méthodologie :

- La Figure 1 : *Courbe de durée de la demande* (Art. 11, §2, 5° and Art. 11, §5) Figure 1 présente la courbe de durée de la demande, qui sert de base pour la détermination du volume à réserver pour l'enchère Y-1 ;
- Le Tableau 1 fournit les différentes données requises concernant les paramètres du volume nécessaires à l'élaboration de la courbe de la demande ;
- la Figure 3 présente de manière graphique les rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies, nécessaires à la détermination du cout net d'un nouvel entrant ; et
- les valeurs suivantes sont estimées pour revenus nets annuels du marché des services d'équilibrage pour les technologies reprises dans la liste réduite de technologies : 11,9 €/kW/an pour les turbines à gaz et les moteurs au gaz autonomes, 20,3 €/kW/an pour la réponse du marché et 7 €/kW/an pour les batteries. Il n'y a pas de revenus supplémentaires considérés pour les autres technologies, sur base des arguments repris dans le présent rapport.

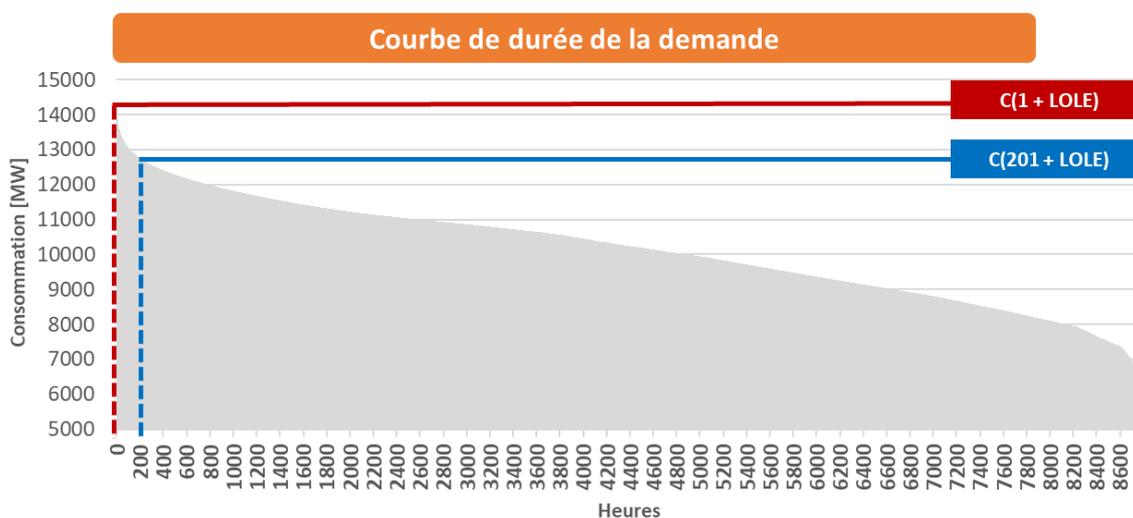


Figure 1 : Courbe de durée de la demande (Art. 11, §2, 5° and Art. 11, §5)

Informations et input nécessaires pour l'établissement des paramètres de prix de la courbe de la demande

Description	Référence de l'A.R.	Capacité [MW]
Charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	Art. 11, §2, 1°	13939
Charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)		14089
Besoin en réserves d'équilibrage	Art. 11, §2, 2°	1179
Prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	Art. 11, §2, 3°	906
Prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)		577
Capacité non éligible Capacités renouvelables qui bénéficient d'aide au fonctionnement	Art. 11, §2, 4°	828
Capacité non éligible Capacité thermique profilée et modélisée individuellement qui bénéficient d'aide au fonctionnement	Art. 11, §3	1456 (1254 +202)
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes France	Art. 14	196
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Pays-Bas		646
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Allemagne		125
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Grande-Bretagne		461

Tableau 1: Paramètres de volume

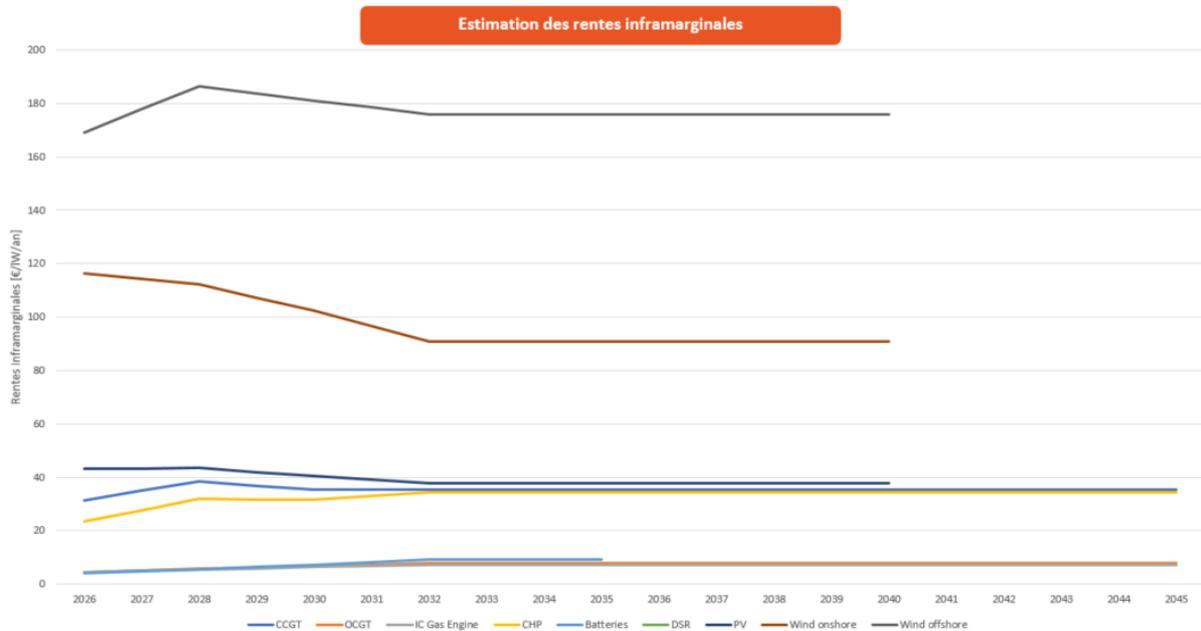


Figure 2 : Estimations des rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies pour le net-CONE

Propositions pour les autres paramètres de l'enchère

Elia est également responsable de fournir des propositions concrètes quant à une série d'autres paramètres de l'enchère, conformément à l'article 6, §2, 7° de l'Arrêté royal Méthodologie:

- la proposition d'Elia concernant les **facteurs de réduction** pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2026-27 est présentée au Tableau 2, conformément au Chapitre 5 de l'Arrêté royal Méthodologie ;
- Elia propose de prendre en compte un **prix maximum intermédiaire** égal à 21,2 €/kW/an pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2026-27, conformément au Chapitre 6 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie ;
- Elia propose de prendre en compte un **prix d'exercice** égal à 300 €/MWh et de prendre en compte comme **prix de référence** le prix du marché journalier spot déterminé par les Opérateurs de Marché de l'Electricité Nominés (NEMO : EPEX ou Nord Pool Spot) opérant en Belgique pour la zone de réglage belge pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2026-27, conformément au Chapitre 8 de l'Arrêté royal Méthodologie.

Catégorie I : Catégories d'accords de niveau de service (SLA)	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
SLA-1h	26
SLA-2h	45
SLA-3h	60
SLA-4h	68
SLA-5h	73
SLA-6h	77
SLA-7h	80
SLA-8h	83
SLA-9h	85
SLA-10h	87
SLA-11h	88
SLA-12h	89
SLA illimité	100
Catégorie II : Technologies thermiques avec programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Turbines gaz-vapeur	92
Turbines à gaz	91
Turbojets	96
Moteurs au gaz autonomes	95
Moteurs diesel autonomes	93
Centrales de cogénération / Centrales à biomasse / Installations d'incinération des déchets	93
Centrales nucléaires	96
Centrales à charbon	90
Catégorie III : Technologies à énergie limitée avec programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Stockage 1h	31
Stockage 2h	56
Stockage 3h	65
Stockage 4h	79
Installations de pompage-turbinage	73
Catégorie IV : Technologies dépendantes des conditions climatiques	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Eoliennes en mer	13
Eoliennes terrestre	9
Installations à l'énergie solaire	1
Centrales hydrauliques au fil de l'eau	41
Catégorie V : Technologies thermiques sans programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]

Executive summary – Nederlandstalige versie

Context

Dit is de tweede keer dat de netbeheerder, Elia Transmission Belgium, een rapport opstelt met de informatie die nodig is om het te contracteren volume en de voorgestelde parameters voor de CRM-veiling te bepalen. Voor deze tweede veiling, die gepland is voor oktober 2022 voor de leveringsperiode 2026-27, volgt Elia het kader en de instructies die het van de Belgische autoriteiten heeft ontvangen. Dit verslag is met name opgesteld overeenkomstig het Koninklijk besluit Methodologie. Het is belangrijk te benadrukken dat Elia zich, zoals in het verleden, heeft gebaseerd op de laatste besprekingen in verband met de opstelling van het wettelijk kader. Meer bepaald met betrekking tot de vaststelling van intermediaire waarden, de afwijking van deze waarden en de vaststelling van de CONE zijn amendementen ingediend die thans in de wetsteksten worden verwerkt. Elia heeft deze meest recente informatie dan ook gebruikt om een zo bruikbaar en actueel mogelijk verslag op te stellen volgend op de oefening met het oog op de organisatie van de veiling van 2026-2027. Het referentiescenario en de intermediaire waarden die in dit verslag worden gebruikt, zijn geselecteerd door de minister van Energie en vormen de basis van deze studie.

Dit verslag bestaat uit drie hoofddelen. Eerst worden het referentiescenario, de kalibratie daarvan volgens de toepasselijke betrouwbaarheidsnorm en de in aanmerking genomen intermediaire waarden gepresenteerd. Ten tweede verschaft Elia de nodige informatie en berekeningen om het volume te bepalen waarvoor op basis van de vraagcurve contracten moeten worden gesloten voor de veiling in kwestie. Ten slotte bevat het derde deel voorstellen van Elia over de andere veilingparameters, namelijk de reductiefactoren, de intermediaire maximumprijs, de uitoefenprijs en de referentieprijs.

Bepaling van het referentiescenario en de intermediaire waarden door de Minister

Voor de uitvoering van de opdrachten die hem werden toevertrouwd, baseert Elia zich op het referentiescenario en de intermediaire waarden die door de Minister werden geselecteerd in het Ministerieel Besluit van 14 september 2021, zoals gewijzigd op 23 september 2021.

Het referentiescenario is gebaseerd op de meest recente Europese studie die door ENTSO-E is gepubliceerd, namelijk de Mid-Term Adequacy Forecast 2020 en de meest recente Europese aannames en methodologieën zoals toegepast in de Adequacy and Flexibility 2022-2032 studie. Voorts is in het basisscenario een extra sensitiviteit opgenomen naar aanleiding van de door de minister gemaakte keuze:

- Elia moet zich baseren op de MAF2020-dataset en op de recentste beschikbare informatie, waarop het een extra onbeschikbaarheid van 2 eenheden van de Franse kernvloot moet toepassen. [...]" ¹¹

De door de Minister gekozen intermediaire waarden zijn gebaseerd op een voorstel van de CREG op basis van het thans van kracht Koninklijk besluit Methodologie (waarin dus nog geen rekening is gehouden met de wijzigingen die thans worden aangebracht) en bestaan uit een WACC van 5,53%, een beperkte lijst van technologieën die nodig zijn om de nettokost van een nieuwkomer in de Belgische regelzone te bepalen, samen met de bijbehorende kostenwaarden, en een correctiefactor X gelijk aan 1,5, die nodig is om het maximale volume tegen de maximale prijs¹² te bepalen.

Zoals hierboven vermeld, kan hieraan worden toegevoegd dat dit tweede calibratieproces onderworpen is aan een belangrijk verschil in methodologie in zoverre de berekening van het "missing-money" (dat gebruikt wordt voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs en de nettokost van een nieuwkomer) gebaseerd is op het inrekenen van de verwachte inkomsten volgens de methodologie die door ACER op Europees niveau is goedgekeurd en gepubliceerd. Met andere woorden, dit betekent dat de inkomsten uit de energiemarkt die in aanmerking worden genomen bij de berekening van het "missing-money", de gemiddelde inkomsten zijn en niet de mediaaninkomsten zoals het geval was in de vorige rapport. Bij de berekening van het "missing-money" en de economische rentabiliteit van een technologie moet rekening worden gehouden met de risicoaversie van investeerders, zoals professor Boudt in zijn studie ¹³ uitvoerig heeft uiteengezet. Daartoe werd door Elia, in samenspraak met het Overlegcomité, met inbegrip van de CREG, en in samenwerking met de markt, een methodologie ontwikkeld die conform is met de ERAA-methodologie. Elia heeft dus rekening gehouden met deze methodologische nieuwigheid door deze risicopremie, die de risicoaversie weergeeft, toe te passen in zijn berekeningen van het "missing-money", ook al wordt momenteel de laatste hand gelegd aan de invoering van deze principes in het wettelijke kader.

Op basis van deze elementen en overeenkomstig het Koninklijk besluit Methodologie heeft Elia het referentiescenario zodanig gekalibreerd dat de berekeningen en voorstellen het mogelijk maken te garanderen dat de wettelijke betrouwbaarheidsnorm wordt nageleefd. Het aldus verkregen gekalibreerde referentiescenario is strikt toepasselijk voor de berekeningen en voorstellen in het kader van dit kalibratierapport, dat van toepassing is op de Y-4 veiling van de leveringsperiode 2026-27.

¹¹ [28_1.pdf \(fgov.be\)](#)

¹²

https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment.pdf

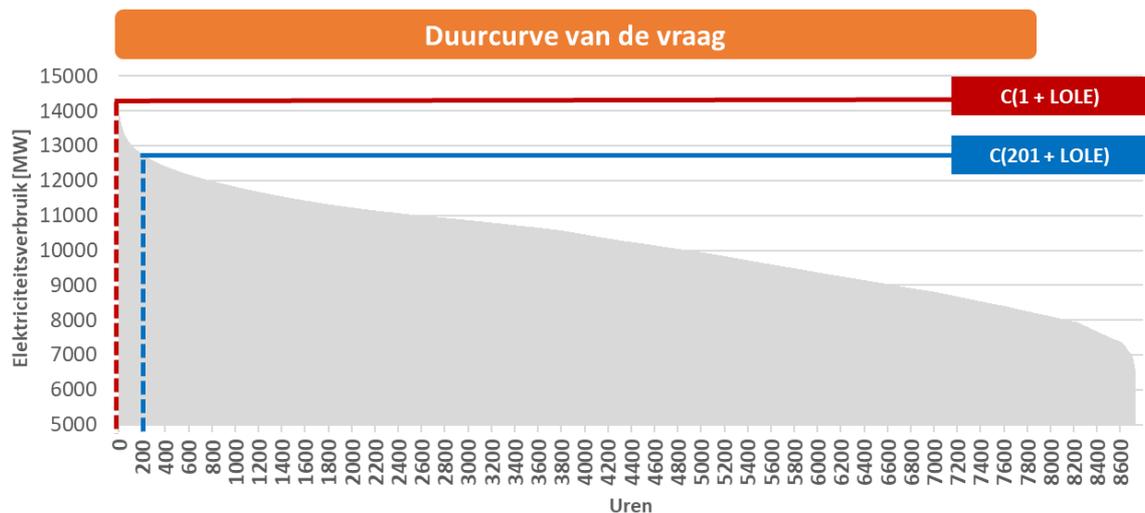
¹³

https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_200_report_professorboudt.pdf

Informatie en input voor het opstellen van de vraagcurve

In overeenstemming met het Koninklijk besluit Methodologie is het niet de taak van Elia om een voorstel voor de vraagcurve te doen. Dit is de verantwoordelijkheid van de CREG, op basis van de nodige informatie die in dit verslag wordt verstrekt. Het geheel van informatie en gegevens stemt minstens overeen met de punten vermeld in artikel 6, §2, 1° tot 7° van het Koninklijk besluit methodologie:

- Figuur 1 toont de vraagduurcurve, die als basis dient voor de bepaling van het volume dat voor de Y-1-veiling moet worden gereserveerd;
- Tabel 1 bevat de verschillende gegevens die nodig zijn voor de volumeparameters die nodig zijn om de vraagcurve op te stellen;
- Figuur 2 geeft een grafische voorstelling van de jaarlijkse inframarginale rentes die op de energiemarkt worden ontvangen door de technologieën die zijn opgenomen in de beperkte lijst van technologieën, welke nodig is om de nettokost van een nieuwkomer op de markt te bepalen; en
- De volgende waarden worden geraamd voor de jaarlijkse netto-inkomsten uit de markt voor balanceringsdiensten voor de technologieën die in de beperkte lijst van technologieën zijn opgenomen: 11,9 €/kW/jaar voor gasturbines en autonome gasmotoren, 20,3 €/kW/jaar voor marktrespons en 7 €/kW/jaar voor batterijen. Op basis van de argumenten in dit verslag worden geen extra inkomsten overwogen voor de andere technologieën.

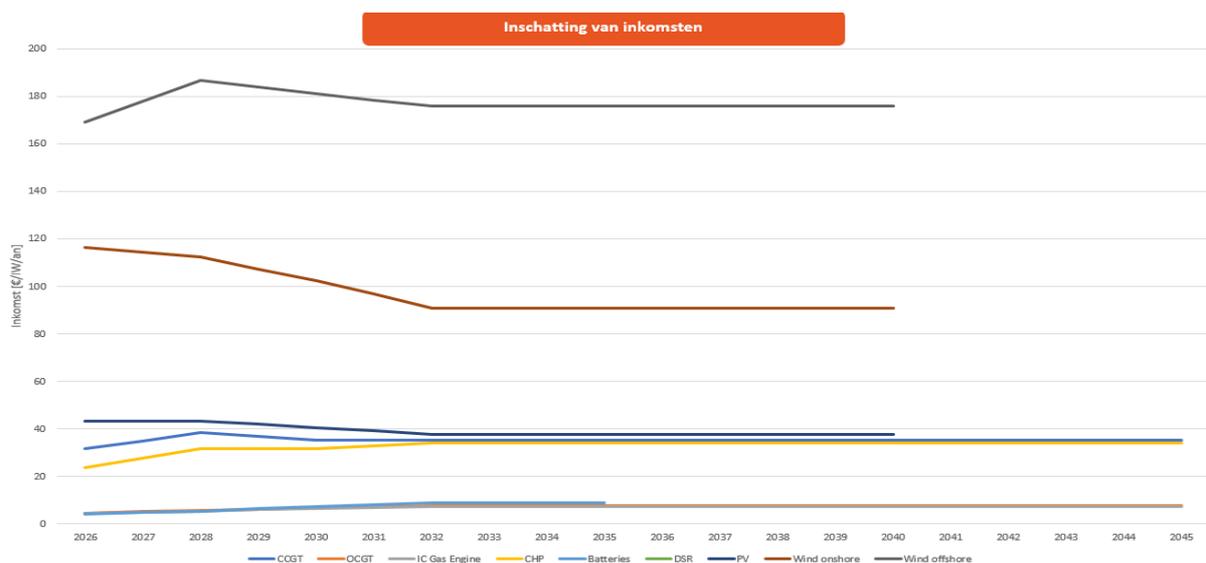


Figuur 1: Duurcurve van de vraag (Art. 11, §2, 5° en Art. 11, §5)

Informatie en input vereist voor de vaststelling van de volumeparameters van de vraagcurve		
Beschrijving	KB Referentie	Capaciteit [MW]
Gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties (punt A)	Art. 11, §2, 1°	13939
Gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties (punten B en C)		14089
Vereiste reserves voor het bewaren van het evenwicht in het netwerk	Art. 11, §2, 2°	1179
Gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties (punt A)	Art. 11, §2, 3°	906

Gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties (punten B en C)		577
Niet in aanmerking komende capaciteit Hernieuwbare capaciteit die al exploitatiesteun ontvangt	Art. 11, §2, 4° Art. 11, §3	828
Niet in aanmerking komende capaciteit Individueel geprofileerd en gemodelleerd thermisch vermogen dat exploitatiesteun ontvangt		1456 (1254 +202)
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Frankrijk		196
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Nederland	Art. 14	646
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Duitsland		125
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Groot-Brittannië		461

Tabel 1: Volumeparameters



Figuur 2: Prijsparameters – Inkomsten voor elke technologie om de net-CONE te bepalen (Art. 10, §§2 and 6)

Voorstellen voor de andere veilingparameters

Elia is ook belast met het maken van concrete voorstellen voor een andere reeks veilingparameters, overeenkomstig artikel 6, §2, 7° van het Koninklijk besluit Methodologie:

- Het voorstel van Elia voor de reductiefactoren voor de Y-4 veiling voor de leveringsperiode 2026-27 is opgenomen in tabel 2, overeenkomstig hoofdstuk 5 van de methodologie van het Koninklijk besluit;

- Elia stelt voor om voor de Y-4 veiling van de leveringsperiode 2026-27 rekening te houden met een intermediaire maximumprijs van 21,2 €/kW/jaar, in overeenstemming met hoofdstuk 6 van het project van aanpassing van Koninklijk besluit Methodologie;
- Elia stelt voor om rekening te houden met een uitoefenprijs die gelijk is aan 300 €/MWh en om als referentieprijs de dagelijkse spotmarktprijs in aanmerking te nemen die door de NEMOs (Nominated Electricity Market Operators: EPEX of Nord Pool Spot) actief voor de Belgische regelzone wordt bepaald voor de Y-4 veiling van de leveringsperiode 2026-27, in overeenstemming met hoofdstuk 8 van het Koninklijk besluit Methodologie.

Category I : SLA	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
SLA-1h	26
SLA-2h	45
SLA-3h	60
SLA-4h	68
SLA-5h	73
SLA-6h	77
SLA-7h	80
SLA-8h	83
SLA-9h	85
SLA-10h	87
SLA-11h	88
SLA-12h	89
SLA onbeperkt	100
Categorie II : Thermische technologieën met dagelijks programma	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Stoom- en gasturbines	92
Gasturbines	91
Turbojets	96
Autonome gasmotoren	95
Autonome dieselmotoren	93
Centrales met warmtekrachtkoppeling	93
Biomassacentrales	96
Afvalverbrandingsinstallaties	90
Categorie III : Technologieën met beperkte energie met dagelijks programma	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Opslag 1u	31
Opslag 2u	56
Opslag 3u	65
Opslag 4u	79
Pomp-opslaginstallaties	73
Categorie IV : Van weersomstandigheden afhankelijke technologieën	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Windturbines op zee	13
Windturbines op het land	9
Zonne-energie installaties	1
Waterkrachtcentrales op waterlopen	41
Categorie V : Thermische technologieën zonder dagelijks programma	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Geaggregeerde thermische technologieën	65

Tabel 2: Reductiefactoren

Introduction

C'est la deuxième fois que le gestionnaire du réseau, Elia Transmission Belgium (ci-après « Elia »), élabore un rapport contenant les informations utiles pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres pour l'enchère CRM. Cette tâche lui est attribuée au travers de la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « Loi Electricité »), modifiée par la Loi du 22 avril 2019 portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité (ci-après : « Loi CRM ») et les Arrêtés d'exécution. En particulier, le rapport est construit sur base de l'Arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité. L'Arrêté royal décrit les étapes et la méthodologie à suivre pour l'élaboration de ce rapport.

Le contexte légal et réglementaire est développé plus en détails dans la section qui suit cette introduction. Dans la foulée, une partie spécifique est consacrée au processus d'adoption et au contenu du scénario de référence qu'Elia doit utiliser pour ce rapport, conformément à l'instruction reçue en ce sens, y inclus les valeurs intermédiaires.

Ensuite, le rapport est divisé en deux grandes parties : la première partie est dédiée aux informations relatives aux données nécessaires pour le calcul du volume à contracter et la seconde partie contient des propositions concrètes pour d'autres paramètres d'enchère à adopter. La distinction claire entre ces deux parties permet de rassembler toute l'information qu'Elia doit fournir dans un seul rapport (au lieu de deux). Ceci facilite la lecture et la compréhension de la documentation.

La première partie est donc dédiée aux informations et calculs nécessaires permettant de déterminer le volume à contracter pour la première enchère, au travers de la courbe de demande. La proposition à faire pour ces aspects est attribuée à la CREG, sur base (entre autres) de ce rapport. Ce chapitre contient donc l'input nécessaire pour des calculs et propositions à faire ultérieurement.

La deuxième partie, par contre, contient des propositions de la part d'Elia sur les autres paramètres à adopter par la ministre de l'énergie pour le 31/03/2022 au plus tard. Ceci concerne les facteurs de réduction, le prix maximum intermédiaire, le prix d'exercice et le prix de référence.

Sur base des dernières discussions tenues au sein du « Comité de suivi¹⁴ », d'autres éléments sont également inclus dans ce rapport, sans qu'ils ne découlent d'une base légale ou réglementaire spécifique. En particulier, l'annexe 1 relative à la proposition de valeur maximale de capacité non-prouvée est déjà reprise dans ce rapport pour la bonne continuation et partage d'information en perspective de la deuxième enchère.

¹⁴ SPF Economie, CREG, Elia et le cabinet de la ministre de l'Energie

Ce rapport a comme but de fournir certaines informations nécessaires à la calibration annuelle requise dans le cadre de la préparation d'une enchère pour le CRM. Il s'agit donc d'un rapport d'exécution qu'Elia doit faire sur base du cadre légal et réglementaire actuel et qui est nécessaire pour permettre qu'une première enchère CRM soit réalisable dans les délais prévus par l'Etat belge.

Elia accomplit ainsi les tâches qui lui ont été dévolues par les autorités publiques, dans les temps impartis. Elia reste bien entendu à disposition pour tout support ou suivi qui serait jugé utile.

La publication de cette version amendée du rapport de calibration s'explique par la correction d'une erreur de calcul relative à la calibration de la Limite de Prix Intermédiaire (IPC) ayant une influence sur la fourchette calculée par Elia pour celle-ci ainsi sur la valeur finale proposée par Elia. Un erratum se trouvant en annexe 6 de ce document liste l'ensemble des modifications apportées à ce document pour la détermination de l'IPC.

Contexte légal & réglementaire

Comme mentionné dans l'introduction, les justifications légales et réglementaires encadrant ce rapport sont principalement à trouver dans la Loi Electricité¹⁵, telle que modifiée par la Loi CRM¹⁶ et dans l'Arrêté royal méthodologie¹⁷. Le cadre légal a été approuvé par la Commission européenne dans une décision du 27 août 2021¹⁸.

Ces textes ont été adoptés à différents moments dans le temps, dans un contexte qui a évolué sur certains aspects. Par exemple, l'adoption du *Clean Energy Package* est intervenue postérieurement à l'adoption de la Loi CRM ; ceci induisant notamment un impact sur les rôles et les responsabilités des différents acteurs impliqués. De même, les réflexions continues sur le design et l'élaboration du CRM avec les autorités publiques et les acteurs de marché ont également permis d'améliorer certaines idées originelles. Pour rappel, la plateforme d'interaction avec les acteurs de marché est appelé le "WG Adequacy"¹⁹ tandis que la plateforme avec les autorités publiques est appelée "le Comité de suivi" et est composée des représentants du SPF Economie, du cabinet de la Ministre d'Énergie, de la CREG et d'Elia.

De plus, dans la récente instruction relative aux valeurs intermédiaire²⁰ (cf. infra), la Ministre de l'Énergie a également fait référence à l'Arrêté royal Méthodologie comme cadre à respecter pour la préparation de la deuxième enchère. Il est à noter que, comme cela fut déjà le cas par le passé, Elia s'est basé sur les ultimes discussions liées à l'établissement du cadre légal. Plus précisément les questions de la fixation des valeurs intermédiaires, de la dérogation à ces valeurs et de la fixation du CONE ont fait l'objet d'amendements qui sont en voie d'être transcrits dans les textes légaux. Elia s'est donc basée sur ces dernières informations, afin de fournir le rapport le plus utile et le plus actuel possible pour la suite de l'exercice devant mener à l'organisation de l'enchère 2026-2027

Ce rapport est donc établi sur la base de la méthodologie détaillée dans l'Arrêté royal qui décline plus précisément les dispositions légales de la Loi Electricité et de la Loi CRM. Compte tenu de ce cadre, nous reprenons ci-dessous les dispositions spécifiques de cette proposition d'Arrêté royal Méthodologie entrant en ligne de compte pour l'élaboration de ce rapport. Les informations requises par l'article 6 ter §2 points 1° - 7° sont reprises dans la seconde section ; les propositions requises aux points 7°1 - 5 sont reprises dans la section trois de ce rapport.

¹⁵ http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=1999042942&table_name=loi

¹⁶ <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/loi/2019/04/22/2019012267/moniteur>

¹⁷ <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/28/2021041351/justel#LNK0008>

¹⁸ [Aides d'État: la Commission autorise le mécanisme de capacité belge \(europa.eu\)](https://www.elia.be/fr/users-group/adequacy-working-group)

¹⁹ <https://www.elia.be/fr/users-group/adequacy-working-group>

²⁰ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-brief-20102020-minister-energie-Elia-intermediaire-waarden.pdf>

Extrait de l'Arrêté royal Méthodologie – Chapitre 3 : Rapport du gestionnaire du réseau :

« Art. 6. [...] »

§ 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, § 1er, 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. »

Partie I : Scénario de référence

Un scénario de référence, reposant sur des hypothèses de consommation d'électricité, de production provenant de différentes technologies, de stockage, de participation active/effacements de la demande, de capacité d'imports ou encore de paramètres économiques et techniques, constitue la base nécessaire à la réalisation des calculs et à l'élaboration des propositions de paramètres qui entrent en ligne de compte pour la deuxième enchère CRM. Afin de préparer leurs offres en vue de l'enchère, les acteurs de marché ont besoin de paramètres clairs et spécifiques. Leur détermination ne peut dès lors provenir que d'un scénario de référence unique, permettant de garantir l'unicité de chaque proposition de paramètre à établir.

Vu l'importance du choix du scénario et son lien direct avec la sécurité d'approvisionnement du pays, l'Arrêté royal méthodologie prévoit que ce scénario de référence soit sélectionné par la Ministre de l'Energie, sur base d'une proposition de la CREG, des recommandations du gestionnaire du réseau et de l'avis de la Direction générale de l'Energie. L'objectif de ce chapitre est, d'abord, de présenter les éléments principaux du scénario de référence sélectionné par la Ministre, de présenter, ensuite, les valeurs intermédiaires retenues et, enfin, de présenter la calibration de ce scénario de référence, nécessaire pour s'assurer que celui-ci réponde aux critères de sécurité d'approvisionnement définis dans la Loi Electricité.

1.1 Détermination du scénario de référence

1.1.1. Étapes dans la sélection du scénario de référence

La méthodologie applicable pour déterminer le scénario de référence est formulée à l'article 3 de l'Arrêté royal Méthodologie.

Dans un premier temps, Elia a, en collaboration avec le SPF Economie et en concertation avec la CREG, effectué la sélection d'un ou plusieurs scénarios et sensibilités, conformément aux §1^{er} à 4 de l'article 3 de l'Arrêté royal Méthodologie.

« § 1er. 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 selon les étapes décrites à l'article 4, §§ 2 à 4 inclus.

§ 2. A partir de l'évaluation européenne, visée à l'article 23 du Règlement (UE) 2019/943, et / ou de l'évaluation nationale visée à l'article 24 du Règlement (UE) 2019/943, les plus récemment disponibles au moment de la sélection, un ou plusieurs scénarios et sensibilités sont sélectionnés. Cette sélection comprend au moins le scénario de référence central européen visé à l'article 23, 1er alinéa, 5, b) du Règlement (UE) 2019/943. Tant que lesdites évaluations ne sont pas encore disponibles, une sélection est effectuée à partir d'autres études disponibles.

§ 3. Les données et hypothèses à partir desquelles lesdits scénarios et sensibilités ont été établis, sont mises à jour sur la base des informations pertinentes les plus récentes.

§ 4. En outre, d'autres sensibilités qui peuvent avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, peuvent être définies, y inclus des événements en dehors de la zone de réglage belge.»

Le scénario choisi à l'issue de ce processus a pris comme référence la dernière étude européenne publiée par ENTSO-E, à savoir le Mid-Term Adequacy Forecast 2020²¹ ainsi que les dernières hypothèses et méthodologies européennes comme appliquées dans l'étude Adequacy and Flexibility 2022-32²². Un certain nombre de sensibilités pouvant avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, notamment des événements indépendants de son contrôle, ont été proposées (celles-ci sont reprises pour information en Figure 3).

French nuclear availability 1	Decreased French nuclear availability in continuity of last year's reference scenario Lower availability by 2 units on average during winter
French nuclear availability 2	Decreased French nuclear availability based on historical figures Lower availability by 4 units on average during winter
FB CEP rules	Non achievements of the CEP rules for 2026 to reflect the uncertainty on capacity calculation. 50 % RAM instead of 70% <u>minRAM</u>
BE unit at risk	Closure of turbojets due to aging and economics + Vilvoorde GT (officially closed in the meantime) -158 MW
BE load stable	In order to reflect a slower growth on the demand side, CREG proposes to integrate a sensitivity where the total demand is equal to the one considered in the 2025-26 calibration report 88.9 TWh instead of 90.2 TWh

Figure 3 : Sensibilités proposées dans le cadre de la consultation publique sur le scénario de référence

Ensuite, l'ensemble du scénario, les sensibilités et les données pour le calcul a été soumis à consultation publique, conformément à l'article 3, §5 de l'Arrêté royal Méthodologie²³, pour une période allant du 20 Mai 2021 au 20 juin 2021. Le détail du contenu de la consultation publique est décrit à l'article 5, §2 de l'Arrêté royal Méthodologie. La consultation publique se composait d'un document Excel, reprenant toutes les données et hypothèses requises par l'Arrêté royal Méthodologie, d'une note explicative en format PDF (en anglais). Le contenu de la consultation publique a également été présentée lors de la TaskForce CRM #26²⁴ du 6 Mai 2021.

²¹ [ENTSO-E Mid-term Adequacy Forecast 2020 \(MAF 2020\) \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)

²² https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_fr_v2.pdf

²³ [CRM : consultation publique sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-2027 \(elia.be\)](#)

²⁴ [20210506 TF CRM 26 \(elia.be\)](#)

« Art. 3, § 5. Les scénarios et sensibilités sélectionnés, en ce compris les données et hypothèses à partir desquelles ils ont été établis, sont soumis à une consultation publique telle que visée à l'article 5.»

« Art. 5, § 2. Au moins les sujets suivants sont soumis à une consultation publique :

1° la mise à jour des données et des hypothèses du scénario ou des scénarios, ainsi que des sensibilités, telles que visées à l'article 3, § 3;

2° la pertinence des sensibilités visées à l'article 3, § 4, en ce compris les données et hypothèses à partir desquelles elles ont été établies;

3° le type de capacité supplémentaire visé à l'article 6, § 1er;

4° les sources publiques des scénarios pour les années postérieures à l'année de livraison à partir desquelles les données d'entrée sont utilisées pour le calcul des rentes inframarginales annuelles visées à l'article 10, § 6;

5° la liste réduite des technologies existantes qui seront raisonnablement disponibles et qui sont éligibles pour la détermination du prix maximal intermédiaire visé à l'article 18, § 1er. »

Suite à la consultation publique, Elia a transmis au Ministre, au SPF Economie et à la CREG un rapport de consultation publique. Ce rapport a été rédigé, conformément à l'article 5, §3 de l'Arrêté royal Méthodologie, en deux temps : une première partie avait trait à la sélection du scénario et des sensibilités et une seconde partie aux paramètres pour la détermination du prix maximum intermédiaire. Pour rappel, l'étude Fichtner et revue par AFRY publiée le 05/05/2020 reste toujours la référence pour certains paramètres de coûts applicables à l'IPC (voir section 3.2).

« Art. 5, § 3. Le gestionnaire du réseau transmet au Ministre, à la Direction générale de l'Energie et à la commission un rapport de consultation, en ce compris des recommandations et tous les documents qu'il reçoit dans le cadre de la (des) consultation(s) publique(s).»

Dans ce cadre, Elia a également fourni ses recommandations par rapport à la sélection du scénario de référence, en prenant compte du feedback reçu des différentes parties prenantes au cours de la consultation publique et lors de la TaskForce CRM #26.

La recommandation d'Elia était de partir de la dernière étude européenne disponible, à savoir le MAF 2020, ajusté avec les dernières mises à jour et données disponibles à l'instar de ce qui a été réalisé dans l'étude Adequacy and Flexibility 2022-32.

De plus, Elia recommandait d'intégrer dans le scénario de référence au moins une sensibilité affectant la disponibilité des importations en provenance des pays voisins, à savoir (i & ii) une plus grande indisponibilité de 2 ou 4 unités nucléaires françaises ou (iii) une Remaining Available Margin (RAM) plus faible. En effet, étant donné la forte dépendance de la Belgique vis-à-vis des importations, tout événement survenant à l'étranger peut avoir un impact significatif sur les exigences d'adéquation du pays. Une sensibilité additionnelle, (iv) concernait

des risques de fermetures pour le parc thermique belge. Finalement la dernière sensibilité (v), proposée à la demande de la CREG, était d'inclure une demande totale identique à celle utilisée pour le rapport de la calibration 2025-26.

Etant donné le grand nombre d'incertitudes plausibles à l'étranger, leur impact significatif sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, et leur nature incontrôlable d'un point de vue belge, Elia estimait pertinent dans cet exercice d'intégrer la sensibilité tenant compte de la disponibilité nucléaire plus faible de 4 unités en France. Cela permet de couvrir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique contre l'occurrence d'un de ces risques identifiés.

Le 26 août 2021, la CREG a reçu le rapport de consultation d'Elia sur les scénarios, sensibilités et données concernant l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-27 ainsi que l'ensemble des documents et réactions à la consultation publique reçu par Elia. Conformément à l'article 3, §6 de l'Arrêté royal Méthodologie, la CREG a élaboré un projet de proposition de scénario de référence, repris dans la note « Proposition (C)2274 »²⁵.

« § 6. Sur la base du rapport de consultation, et en particulier des informations ayant trait à l'article 5, § 2, 1° et 2°, la commission rédige une proposition pour le Ministre de l'ensemble des données et hypothèses à retenir, qui constituent ensemble une proposition de scénario de référence.

La Direction générale de l'Energie formule un avis sur cette proposition.»

La DG Energie du SPF Economie a alors publié un avis, constitué de deux documents :

- « l'avis de la DG Energie du SPF Economie sur le projet de proposition (C)2105 sur un scénario de référence soumis par la commission (CREG) le 03 Septembre 2021 »²⁶.

Finalement, par arrêté-royal du 14 septembre 2021 tel qu'amendé en date du 23 septembre 2021, la Ministre de l'Energie a, conformément à l'article 3, §7 de l'Arrêté royal Méthodologie, invité Elia à retenir comme scénario celui recommandé par la Direction générale de l'Energie.

«3§ 7. Compte tenu de la proposition de la commission, des recommandations du gestionnaire du réseau et de l'avis de la Direction générale de l'Energie, le Ministre décide, par arrêté délibéré en Conseil des ministres depuis la décision prise en 2021, au plus tard le 15 septembre de l'année précédant les enchères, de l'ensemble des données et des hypothèses qui doit être sélectionné comme scénario de référence. Le Ministre peut déroger à la proposition de la commission moyennant motivation adéquate»

²⁵ [Proposition de scénario de référence pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2026-2027 | CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz](#)

²⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/avis-dg-energie-projet-proposition-2105-signed.pdf>

1.1.2. Scénario de référence sélectionné par la Ministre

L'avis de la DG Energie du SPF Economie, qui détermine donc le scénario de référence, peut être synthétisé par les informations présentées ci-dessous. Ces éléments ont été pris en compte par Elia dans l'établissement de ce rapport.

Données pour la Belgique

Les évolutions proposées par Elia sont reprises dans le rapport de consultation publique, qui inclut également les recommandations d'Elia, sur les scénarios, les sensibilités et les données pour l'enchère Y-4 pour l'année de livraison 2026-27.

Données pour les pays étrangers

Suivant la proposition d'Elia, le MAF 2020 sert de point de départ et y sont appliquées les méthodologies Européennes, conforme à la méthode établie par l'ACER et visée à l'article 23 du règlement (UE) n°2019/943. Cette approche a aussi été réalisée dans l'étude Adequacy and Flexibility 2022-32.

Paramètre économique

Un coût de CO₂ de 46€/tCO₂ a été pris en compte, en ligne avec le scénario central de l'étude Adequacy and Flexibility 2022-32.

Consommation électrique

L'addendum de la DG Energie du SPF Economie « *avise de suivre la recommandation d'Elia d'utiliser comme hypothèse une consommation totale d'électricité en 2026 de 91,5 TWh.* »

Cette recommandation est basée sur le modèle développé par Climact qui intègre les perspectives économiques du Bureau Fédéral du Plan datant de Juin 2021²⁷.

Sensitivités

Dans l'arrêté ministériel, la sensibilité sélectionnée est définie comme telle: "Elia doit se baser sur le dataset du MAF2020 et sur les dernières informations disponibles à laquelle elle devra appliquer une indisponibilité supplémentaire de 2 d'unités du parc nucléaire français. . [...]"

²⁷ [Bureau fédéral du Plan - Publication - Perspectives économiques 2021-2026 – Version de juin 2021](#)

1.2 Détermination des valeurs intermédiaires

La méthodologie applicable pour déterminer les valeurs intermédiaires est détaillée à l'article 4 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie. Les valeurs intermédiaires sont constituées, d'une part, du coût brut d'un nouvel entrant déterminé pour une liste réduite de technologies, et, d'autre part, du facteur de correction X, permettant de déterminer le prix maximum, correspondant à l'ordonnée du point A de la courbe de la demande de l'enchère organisée dans le cadre du CRM, et de déterminer le volume maximum au prix maximum, correspondant à l'abscisse du point A de la courbe de la demande dans le cadre des enchères quatre années avant la période de livraison.

La détermination de ces paramètres est nécessaire dans le cadre de ce rapport de calibration pour les raisons suivantes :

- Le facteur de correction X permet de calculer le prix maximum de l'enchère au point A de la courbe de demande. Ce prix maximum global pouvant être soumis par des acteurs de marché dans l'enchère est obtenu en multipliant le net-CONE calculé pour une technologie de référence par ce facteur de correction X. En abscisse, ce point A correspond au volume nécessaire pour garantir la norme de fiabilité qui sera utilisée pour calibrer le scénario de référence. La norme de fiabilité au point A est obtenue en multipliant la norme de fiabilité légale, déterminée par l'art. 7bis de la loi Electricité et l'article 7undecies, §3 de la Loi CRM, par le facteur de correction X ;
- La liste des technologies éligibles en tant que technologies de référence pour calculer le coût brut d'un nouvel entrant. De ce coût brut sont soustraites les rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie (voir section 2.7) et les revenus nets du marché des services d'équilibrage (voir section 2.8) avant d'être divisé par le facteur de réduction de la technologie associée pour obtenir le coût net d'un nouvel entrant.

On peut par ailleurs à nouveau souligner le fait que la publication des rentes inframarginales calculées par Elia en annexe de ce rapport suit les dernières modifications prévues par le projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, en passe d'être publié, dont Elia a eu vent comme mentionné respectivement dans les sections Executive summary et le contexte légal et réglementaire.

1.2.1. Étapes dans la sélection des valeurs intermédiaires

Dans un premier temps, la CREG a, en collaboration avec Elia, établi une proposition des valeurs intermédiaires, conformément à l'article 4, §1^{er} du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, présentée dans la note (PRD)2267²⁸.

On peut par ailleurs souligner le fait que cette proposition de la CREG contenait également,

²⁸ [Document de consultation publique relative au coût brut d'un nouvel entrant et au facteur de correction X pour l'enchère T-4 avec période de livraison 2026-27.](#)

en plus de propositions relative au coût brut d'un nouvel entrant et de facteur de correction X, une proposition de WACC. Comme l'indique l'alinéa 3° de l'article 4 §1er du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, ce WACC se compose d'un rendement minimal et d'une prime de risque à considérer pour le calcul du coût brut d'un nouvel entrant.

Extrait du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie en passe d'être publié sur lequel Elia s'est basé – chapitre 4 : paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter

«§ 1er. La commission établit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition des valeurs intermédiaires suivantes :

1° le coût brut d'un nouvel entrant des technologies reprises dans la liste réduite de technologies visées à l'article 10, § 4;

2° le facteur de correction X, permettant de déterminer le prix maximum, visé à l'article 10, § 8 et 9, et permettant de calibrer le volume maximum au prix maximum, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 11, § 2, 1°.

3° le coût moyen pondéré du capital, ci-après « WACC », correspondant à la somme du rendement minimal et d'une prime de risque, à prendre en compte pour calculer le coût brut d'un nouvel entrant, conformément au 1°, et le coût net d'un nouvel entrant, conformément à l'article 10, § 6. Cette prime de risque peut être différenciée par technologie de référence et en fonction de la durée de vie économique de l'investissement. Pour la mise aux enchères qui se déroulera en 2022, les valeurs suivantes sont utilisées :

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

b) prime de risque : comme déterminé en annexe 2 au présent arrêté pour les technologies reprises dans la liste des technologies de référence visées à l'article 10, § 4.»

Cette proposition est résumée aux alinéas 52 à 54 du projet de proposition de la CREG PRD(2267). La proposition inclut :

- L'utilisation d'un cout moyen pondéré du capital (WACC) de 7,5% ;
- Une liste de technologies sélectionnées et un cout brut d'un nouvel entrant par technologie, tels que repris à la Figure 4 ;
- Un facteur de correction X égal à 1,1.

Technologie	Coût brut [€/kW/an]	Facteurs de réduction	Coût brut dératé [€/kW/an]
OCGT	60.7	90%	67
CCGT	88.4	91%	97
Moteurs à combustion gaz	49	62%	79
CHP	141,4	93%	152
PV	88,2	4%	2206
Eolien onshore	163,3	6%	2721
Eolien offshore	360,6	15%	2404

Batteries	24,6	11%	223
Market Response	20	44%	45

Figure 4 : CREG - (PRD)2267 – Cout brut et « derated » cout brut pour une liste de technologie

Ensuite, la CREG a organisé une consultation publique portant sur son projet de proposition relative au cout brut d'un nouvel entrant et au facteur de correction X du 31 juillet au 31 août 2021, conformément à l'article 4, §2 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie. Plusieurs acteurs ont réagi à cette proposition de la CREG (Febeliec, FEBEG et Elia).

« § 2. La proposition est soumise à une consultation publique durant une période de minimum un mois et adaptée en fonction des résultats de celle-ci. »

La CREG a ensuite publié le 10 septembre un projet de proposition adapté²⁹ relatif au coût brut d'un nouvel entrant et un facteur de correction X tout en y ajoutant un rapport de consultation pour traiter les réponses reçues dans le cadre de la consultation publique qu'elle avait organisée.

Finalement, la Ministre a fixé les valeurs intermédiaires d'application pour calibrer la courbe de demande de l'enchère Y-4 relative à la période de livraison 2026-27 dans sa décision du 15 septembre 2021³⁰, sur base de la proposition (C)2267 de la CREG et du rapport de consultation associé.

Les valeurs intermédiaires finales sélectionnées par la Ministre sont reprises au §1.1.2 du présent document.

« § 3. Les valeurs intermédiaires sont fixées au plus tard le 30 juin de chaque année par le Ministre sur la base de la proposition de la commission et de son rapport de consultation. Le Ministre peut déroger à la proposition de la Commission moyennant motivation adéquate. »

1.2.2. Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre

Dans son courrier du 15 septembre 2021, la Ministre mentionne que le projet de proposition de la CREG (C)2267 peut être suivi, à l'exception des points suivants :

- Concernant la liste réduite de technologies, une valeur alternative supérieure à celle proposée par la CREG est considérée pour le « Market Response » en raison de son caractère très hétérogène en matière de coûts et en raison de la différence potentielle

²⁹ [Proposition de coût brut d'un nouvel entrant et de facteur de correction X pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2026-2027 | CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz](#)

³⁰ [Arrêté ministériel déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2022 conformément à l'article 4, § 3, de l'Arrêté royal Méthodologie](#)

chez celle-ci en fonction du volume à couvrir et de la fonction remplie par le « Market Response » ;

- Concernant le facteur de correction X, il est demandé d'utiliser une valeur de 1,5 afin de mieux prendre en compte les différentes incertitudes relatives à la détermination du net-CONE et afin d'être davantage cohérent avec les CRM mis en place dans les autres pays européens.

Dès lors, les valeurs intermédiaires finales sélectionnées par la Ministre sont constituées de :

- Un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 5,53% ;
- Une liste de technologies sélectionnées et un coût brut par technologie, tels que repris à la Figure 4;
- un facteur de correction X égal à 1,5.

Technologie	Coût brut [€/kW/an]	Facteurs de réduction	Coût brut dératé [€/kW/an]
OCGT	54.4	90%	60
CCGT	78.2	91%	86
Moteurs à combustion gaz	44.9	62%	72
CHP	129	93%	139
PV	81.8	4%	2045
Eolien onshore	149.8	6%	2497
Eolien offshore	322.5	15%	2150
Batteries	23.3	11%	212
Market Response	50	44%	114

Figure 5: Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre – Coût brut et « derated » coût brut pour une liste de technologie

Il est utile de souligner que les facteurs de réduction du tableau ci-dessus sont les facteurs de réduction ayant été appliqués dans le cadre de la note relative à la détermination du CONE pour la norme de fiabilité. Les facteurs de réduction appliqués dans le cadre du net-CONE pour la calibration de la courbe de demande du CRM font l'objet d'une proposition de la part d'Elia en section 3.1 de ce rapport.

1.3 Calibration du scénario de référence

La détermination du scénario de référence est une étape nécessaire, mais pas suffisante, avant de pouvoir commencer les calculs pour déterminer les informations attendues et les propositions concrètes requises. En effet, la détermination du scénario de référence postule un certain nombre d'hypothèses quant aux volumes de capacité installées sur la zone de réglage belge. Cependant, il est possible que le scénario de référence sélectionné mène à une situation dans laquelle le pays ne satisfait pas aux critères légaux pour garantir sa sécurité d'approvisionnement. Il est alors nécessaire d'ajouter artificiellement de la capacité supplémentaire au scénario de référence pour arriver à une situation reflétant le niveau légal de sécurité d'approvisionnement du pays poursuivi. Si cette étape n'était pas réalisée, les informations et propositions formulées dans le présent rapport ne correspondraient pas au futur visé et seraient calibrés pour répondre à un objectif différent des critères légaux. Par exemple, si le scénario de référence, sans cette étape de calibration, ne satisfait pas aux critères légaux, alors l'ensemble des paramètres de l'enchère seraient calculés pour atteindre un niveau de fiabilité inférieur à celui poursuivi par la loi. Le volume contracté à l'issue des enchères serait alors insuffisant pour garantir que les critères de sécurité d'approvisionnement légaux soient respectés et l'objectif global ne serait pas atteint.

Ce processus, appelé « calibration du scénario de référence », est décrit à l'article 6, §1^{er} de l'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 6. §1er. Le gestionnaire du réseau s'assure que le scénario de référence tel que déterminé selon l'article 4, §7, répond aux critères pour la sécurité d'approvisionnement requis par l'article 7undecies, §3, de la loi du 29 avril 1999 en ajoutant, si nécessaire, une 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 6 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 l'incrément comme utilisé dans l'évaluation 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. »

Cette capacité provient de types de capacité présélectionnés qui ont aussi été consultés publiquement, en parallèle des scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-27.

Suite à la consultation publique, 4 catégories de technologies ont été sélectionnées afin d'ajouter de la capacité (si nécessaire) pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement en vigueur, à savoir 3h de LOLE, tel que défini par l'art. 7bis de la loi Electricité et l'article l'art. 7undecies, §7 alinéa 2 de la Loi CRM. Ces catégories sont présentées au Tableau 3, telles que présentées dans le cadre de la consultation publique.

Type	Catégories	Technologies associées	Volume associé	Prix marginal associé
1	Semi-baseload	CCGT, CHP	Ajout de nouvelle CCGT	Prix marginal d'une CCGT
2	Peakers 1	OCGT	Ajout de nouvelle OCGT	Prix marginal d'une OCGT
3	Peakers 2	IC engines	Ajout de nouveau IC engine	Prix marginal d'un IC engine
4	Market Response	Market Response	Ajout sur base d'une moyenne pondérée des catégories existantes	Ajout sur base du prix marginal des catégories existantes

Tableau 3: Types de capacité présélectionnés, suite à la consultation publique d'Elia

Pour cet exercice, la capacité ayant remporté des contrats multi annuels durant la première enchère (portant sur la période de livraison 2025-26) été prise en compte. Ensuite, la même méthode que pour la première enchère est appliquée: afin de réaliser cette boucle d'optimisation économique, la norme de fiabilité est calculée à chaque itération. Si le critère est atteint, la boucle d'optimisation économique prend fin et le scénario de référence est considéré adéquat. Si le critère n'est pas atteint, 100 MW de capacité est ajouté à la technologie dont le « missing money » est le plus faible. Ce « missing money » est déterminé en soustrayant des coûts annualisés de chacune des catégories leur revenu déterminé sur base du scénario de référence.

1.3. [RM1] Détermination des paramètres de coût associés aux types de capacité présélectionnés

Afin de sélectionner les types de capacité présélectionnés sur base du « missing money », il est donc nécessaire de déterminer les coûts annualisés de chaque technologie. Ces coûts annualisés prennent en compte les valeurs de WACC, de primes de risque, de coûts d'investissement et de coûts fixes d'opération et de maintenance. Les hypothèses associées à ces paramètres sont présentées ci-dessous.

La détermination des données et hypothèses relatives aux paramètres de coût des types de capacité présélectionnés se base sur les paramètres des valeurs intermédiaires sélectionnés par la Ministre, comme présenté au §1.2.2, sur les réactions à la consultation publique de la CREG sur cette note, sur l'étude « *Cost of Capacity for Calibration of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism* »³¹ réalisée par Fichtner ainsi que les réactions à la consultation publique sur cette dernière et que sur la figure 3-71 de l'étude Adequacy and Flexibility study 2022-32.

³¹ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf

Sur base de ces différentes sources, les hypothèses suivantes ont été établies.

WACC

En ligne avec les hypothèses considérées dans la note (C)2267 un WACC de 5,53% est considéré.

PRIME DE RISQUE

Ainsi qu'introduit par le professeur Boudt dans son étude³², l'aversion au risque doit être prise en compte lors du calcul de la rentabilité d'une technologie et à fortiori dans le cadre de nouvelle capacité. Les valeurs proposées pour les technologies présélectionnées sont reprises dans l'annexe 2 de l'arrêté royal méthodologie.

CAPEX

Pour les coûts d'investissement, les valeurs pour les trois premières catégories sont tirées de la note (C)2267. Ces coûts sont en lignés avec les valeurs utilisées lors de l'exercice précédent.

Ces informations sont résumées au Tableau 4.

FOM

Pour les coûts fixes d'opération et de maintenance, les valeurs pour les CCGT, OCGT et IC gas engine sont tirées des valeurs de la figure 3-71 de l'étude Adequacy and Flexibility study 2022-32. Cette hypothèse est alignée avec la note (C)2267.

Type	Catégories	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW]	Durée de vie économique [y]	Coûts annualisés [€/kW]
1	Semi-baseload	600	20	20	98
2	Peakers 1	400	20	20	72
3	Peakers 2	300	15	15	58

Tableau 4: Types de capacité présélectionnés – CAPEX & FOM utilisés pour la boucle économique

MARKET RESPONSE : CAS PARTICULIER

En ligne avec l'exercice précédent, la méthodologie pour définir les coûts annualisés du market response nécessaires à la réalisation de la boucle d'optimisation économique a été adaptée afin de mieux prendre en compte l'hétérogénéité et les limitations en terme de volume disponible de la technologie.

C'est la raison pour laquelle une approche incrémentale est adoptée pour cette technologie. La capacité supplémentaire est ajoutée par palier de 500MW, si nécessaire et selon la même

32

https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_200_report_professorboudt.pdf

méthodologie que pour les autres technologies. Chaque palier est associé à un coût annualisé propre dont la valeur augmente de 20€/kW/an par palier. Cette approche est illustrée graphiquement à la Figure 6.

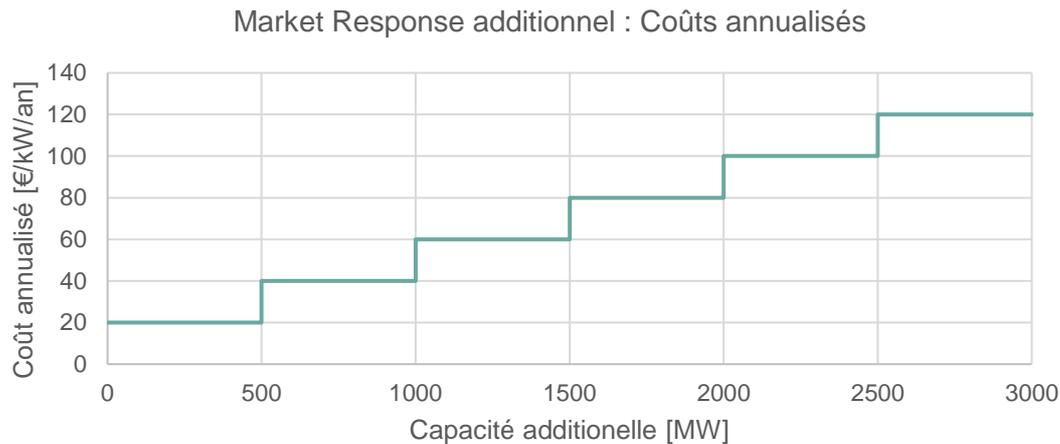


Figure 6 : Modélisation des coûts annualisés du market response additionnel dans le cadre de la calibration du scénario de référence

Ce choix de modélisation s’inspire librement de la Figure 11 de l’étude réalisée par Fichtner, relative au calcul du LCOE³³ pour différentes catégories de « demand response » en Californie ainsi que de diverses études réalisées en France^{34,35}.

1.3.2. Calcul des revenus et boucle d’optimisation économique

Après ajout de la capacité ayant remporté des contrats multi annuels durant la première enchère (portant sur la période de livraison 2025-26), lors de chaque itération de la boucle d’optimisation économique, les revenus de chaque technologie dans la liste des technologies présélectionnées sont calculés en prenant en compte, dans le modèle, la capacité additionnelle des itérations précédentes.

Les revenus pour l’année de livraison 2026-27 sont soustraits des coûts annualisés de chaque technologie afin d’obtenir un « missing money » propre à chaque technologie. La technologie, issue de la liste des technologies présélectionnées, dont le « missing money » est le plus faible est considérée comme le meilleur entrant dans le modèle et 100MW de cette technologie sont ajoutés.

Cette étape est répétée jusqu’au moment où la norme de fiabilité est atteinte.

³³ “Levelized cost of energy” ou cout actualisé de l’énergie.

³⁴ https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/effacement-consommation-electrique-france_2017-synthese.pdf

³⁵ <https://www.cre.fr/content/download/21610/275050>

1.3.3. Mix de capacités additionnelles ajouté au scénario de référence

En appliquant la méthodologie décrite précédemment, un mix de capacité additionnelle est obtenu, permettant de s'assurer que le scénario de référence garantisse la norme de fiabilité déterminée par l'art. 7^{undecies}, §7 alinéa 2 de la loi Electricité tel que complété par l'arrêté royal du 31 août 2021 relatif à la détermination de la norme de fiabilité et à l'approbation des valeurs du coût de l'énergie non distribuée et du coût d'un nouvel entrant. Cette capacité additionnelle s'ajoute aux moyens de production existants et nouveaux déjà pris en compte dans le scénario de référence.

La capacité ajoutée au scénario de référence correspond à un mix permettant de déterminer de manière réaliste l'ensemble des paramètres du CRM. Il est strictement dépendant des hypothèses prises en compte dans le choix du scénario de référence et des hypothèses relatives au coût brut d'un nouvel entrant de chaque technologie présélectionnée.

Partie II : Informations et données pour l'élaboration de la courbe de la demande

Comme mentionné dans la partie « Contexte légal et réglementaire », le Clean Energy Package (CEP) contient des dispositions définissant les rôles et les responsabilités dans la mise en œuvre d'un CRM de manière différente à ceux repris dans la Loi Electricité. Ainsi, même si la Loi Electricité actuelle prévoit à l'article 7undecies, §2 qu'il revient à Elia de faire un calcul du volume nécessaire, l'Arrêté royal Méthodologie a déjà intégré les modifications apportées par le CEP, en allouant au régulateur la tâche de faire cette proposition de volume. Dans la même logique, il revient à Elia de fournir via ce rapport les calculs et informations nécessaires pour que la CREG puisse formuler une telle proposition.

Ainsi, Elia reprend dans cette partie II les éléments 1° à 7° de l'article 6, §2 du chapitre 3 « Rapport du gestionnaire de réseau » de l'Arrêté royal Méthodologie.

«§ 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, § 1er, 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° ;»

Les informations et données reprises dans les sections 2.1 à 2.8 sont ordonnées de façon à présenter, d'une part, les paramètres liés au volume des points A, B et C de la courbe de la demande et, d'autre part, les paramètres liés à la détermination du prix des points A, B et C de la courbe de la demande. Concernant les informations et données relatives aux paramètres de volume, ceux-ci sont présentés dans la logique établie à l'article 11 de l'Arrêté royal

Méthodologie.

2.1 Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (5°)

Cette section est dédiée à l'estimation de la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, conformément à l'article 11 de l'Arrêté royal Méthodologie. Ce paramètre est nécessaire pour la détermination du volume associé aux points A (« *volume maximum au prix maximum* »), B et C (« *volume requis dans une mise aux enchères* ») de la courbe de demande.

« Art. 11. § 1er. 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 4, § 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 4, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, §3 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 5, §12° »

Le calcul de la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées est basée sur les profils de consommation qui sont pris en compte dans la simulation « Monte-Carlo », réalisée selon le scénario de référence défini à la Partie I. Pour chaque heure de pénurie simulée, la moyenne de la consommation est prise en compte. Cette consommation correspond à la valeur de consommation avant activation de tout moyen de production (centralisé ou décentralisé), de stockage, de participation active de la demande ou d'imports. Elle ne tient pas compte de la capacité du système à pouvoir fournir ce volume ou non.

Les valeurs associées aux points A, B et C diffèrent de par le fait que le scénario de référence est calibré dans les deux cas avec une norme de fiabilité distincte :

- Pour le volume requis dans une mise aux enchères (points B et C), le scénario de référence est calibré, conformément à la Partie I, afin de respecter un critère de LOLE égal à 3h;
- Pour le volume maximum au prix maximum (point A), le scénario de référence est calibré selon la même méthodologie mais avec un critère de LOLE égal à 4,5h. Ce critère est obtenu en multipliant le critère au point B par le facteur de correction X défini dans les valeurs intermédiaires, comme mentionné dans la Partie I, soit : $X = 1,5$.

En appliquant cette méthodologie, une consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées de 14089 MW est obtenue pour le volume requis dans une mise aux enchères (points B et C) et de 13939 MW pour le volume maximum au prix maximum

(point A).

Résultats obtenus par Elia	
Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (point A)	13939 MW
Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)	14089 MW

2.2 Volume correspondant aux besoins d'équilibrage (6°)

Cette section est dédiée à l'estimation du volume correspondant aux besoins d'équilibrage, conformément à l'article 11 de l'Arrêté royal Méthodologie. Ce paramètre est nécessaire pour la détermination du volume associé aux points A, B et C de la courbe de demande.

« Art. 11. § 1er. 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 :

(...)

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

Il s'agit de la capacité de réserves opérationnelles à la hausse prévue qui doit être fournie sur les unités de production thermique, de flexibilité de la demande et de stockage belges pour faire face aux variations imprévues de la consommation et de la production. Le volume appliqué pour la vente aux enchères Y-4 de la période de livraison 2026-27 a été présenté dans le cadre de la consultation publique.

Le volume correspondant aux besoins d'équilibrage impacte directement le volume à contracter dans chaque enchère car il est ajouté à la charge moyenne pendant les heures de pénurie simulées, conformément à l'article 11, §2, 2°.

Ce volume tient compte du volume supposé être contracté par les unités de production et de stockage belges et par la demande belge, étant donné que ce volume doit être contracté dans le cadre de l'enchère CRM, mais ne tient pas compte de la capacité de réserve transfrontalière, considérée comme non disponible en situation de pénurie.

Le volume total correspondant aux besoins d'équilibrage nécessaire est défini comme la somme des besoins d'équilibrage FCR et des besoins d'équilibrage FRR pour la période de livraison 2026-27. Comme mentionné dans le cadre de la consultation publique, les volumes associés ont été estimés à respectivement 75 et 1104 MW, soit un total de 1179 MW.

Résultat obtenu par Elia

Volume correspondant aux besoins d'équilibrage	1179 MW
--	---------

2.3 Prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées (7°)

Cette section est dédiée à l'estimation de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées, conformément à l'article 11 de l'Arrêté royal Méthodologie. Ce paramètre est nécessaire pour la détermination du volume associé aux points A (« volume maximum au prix maximum »), B et C (« volume requis dans une mise aux enchères ») de la courbe de demande.

« Art. 11. § 1er. 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 :

(...)

3° la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées est retranchée du volume visé au 1°. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, la prévision d'énergie non desservie moyenne 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 4, § 7. Le volume obtenu est appelé volume cible. Pour le volume maximum au prix maximum, la prévision d'énergie non desservie moyenne 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 4, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, §3 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 5, §1 2° »

Comme la consommation moyenne est déterminée durant les situations de pénurie simulées, cela signifie qu'une certaine énergie n'est pas servie dans le système durant ces situations. Cette quantité moyenne d'énergie non desservie doit être soustraite du volume car il s'agit d'un volume moyen accepté et associé à la norme de fiabilité défini dans la Loi Electricité. Si cette norme de fiabilité était définie de manière à éviter toute heure de pénurie et toute énergie non desservie, ce volume à soustraire serait nul. Dans tout autre cas, la norme de fiabilité conduit à une quantité d'énergie considérée comme un risque acceptable pour la société en ce qui concerne d'éventuelles situations de pénurie.

La prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est basée sur les résultats de la simulation « Monte-Carlo », réalisée selon le scénario de référence défini à la Partie I. Elle est égale à la moyenne de l'énergie non desservie observée sur chaque situation de pénurie simulée.

De manière équivalente à la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, les valeurs associées aux points A, B et C diffèrent du fait que le scénario de référence est calibré dans les différents cas avec une norme de fiabilité distincte. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, le scénario de référence est calibré conformément à la Partie I avec un critère de LOLE égal à 3h (points B et C). Pour le volume maximum au prix maximum (point A), le scénario de référence est calibré selon la même méthodologie mais avec un critère de LOLE égal à 4,5h, obtenu en multipliant la norme de fiabilité définie dans la loi électricité par le facteur de correction X défini dans les valeurs intermédiaires.

En appliquant cette méthodologie, une prévision d'énergie moyenne non desservie pendant les situations de pénurie simulées de 577 MW est obtenue pour le volume requis dans une mise aux enchères (point B et C) et de 906 MW pour le volume maximum au prix maximum (point A).

Résultats obtenus par Elia	
Volume correspondant à la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	906 MW
Volume correspondant à la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point B et C)	577 MW

Sur base des trois premières étapes décrites dans le présent document, il est possible de déterminer le « volume cible » pour les points A, B et C, tel qu'introduit à l'article 11, §2, 3° de l'Arrêté royal Méthodologie. Le « volume cible » est défini comme la somme de la consommation moyenne pendant les situations de pénurie simulées et du volume correspondant aux besoins d'équilibrage, desquels est retranchée la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées. Il est à noter que ce volume cible ne correspond pas au volume devant être contracté dans le cadre de la mise aux enchères Y-4. En effet, d'autres volumes doivent être également soustraits, comme mentionné à l'article 11 de l'Arrêté royal Méthodologie.

2.4 Informations relatives à la capacité non-éligible (2°)

Cette section est dédiée aux informations dont dispose le gestionnaire du réseau en ce qui concerne la quantité de capacité qui pourrait être considérée comme « non-éligible », conformément à l'article 11 de l'Arrêté royal Méthodologie. Ce volume sera alors retranché du volume cible associé aux points A (« *volume maximum au prix maximum* »), B et C (« volume requis dans une mise aux enchères ») de la courbe de demande, comme mentionné à l'article 11, §2, 4° de l'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 11. § 1er. 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 :

(...)

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

(...)

§ 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. »

Les critères d'éligibilité sont introduits à l'article 4 de la Loi CRM. Ces critères sont développés dans l'Arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de préqualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides³⁶.

Les informations liées à la capacité non-éligible développées par Elia dans le cadre de ce document sont basées sur 2 critères. Sont considérés comme non-éligibles, les détenteurs de capacité :

- Qui bénéficient d'aide au fonctionnement au cours de la période de fourniture de capacité considérée, conformément à l'article 3, §2 de l'Arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de pré-qualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides. La définition d'aide au fonctionnement et son application est explicité à l'article 1, §2 de l'Arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de pré-qualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides ;
- Dont la capacité installée multipliée par le facteur de réduction approprié défini au point

³⁶ <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/05/21/2021041635/justel>

1 de la Partie III du présent rapport est inférieure au seuil d'éligibilité d'1 MW, conformément à l'article 2, §1er de l'Arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de pré-qualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides ;

Le critère relatif aux détenteurs de capacité qui ne respectent pas les limites d'émission fixées dans le règlement (UE) 2019/943 Art. 22 (4) du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité la régulation européenne ne sera pas développé dans ce document.

Il est à noter que les CMU dont la capacité installée multipliée par le facteur de réduction approprié est inférieure au seuil d'éligibilité d'1 MW ont néanmoins la possibilité de participer au CRM de manière agrégée. Dès lors, l'information fournie ici par Elia est une estimation à titre purement informatif pour la détermination de la capacité non-éligible.

2.4.1. Application aux unités renouvelables

Les informations fournies par Elia relatives au premier critère, à savoir l'absence d'aide au fonctionnement au cours de la période de fourniture de capacité considérée, se basent sur le scénario de référence tel que déterminé à la Partie I du présent document. Elia prend en compte l'hypothèse globale que l'ensemble des CMU de type éoliennes terrestres, éoliennes en mer et installations à l'énergie solaire entrent dans cette catégorie et ne sont dès lors pas éligibles. En appliquant le facteur de réduction approprié (voir Partie III) aux capacités installées présentée à la Partie I, un volume non-éligible de 828 MW est obtenu (Tableau 5).

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Capacité non-éligible [MW]
Eoliennes en mer	2953	13	384
Eoliennes terrestre	3978	9	358
Installations à l'énergie solaire	8600	1	86
TOTAL			828

Tableau 5 : Capacité non-éligible – Application aux unités renouvelables

2.4.2. Applications aux unités thermiques

Les unités de cogénération définies dans le scénario de référence seront traitées dans ce second volet. Il est considéré que ces unités ne renonceront pas au bénéfice des aides au fonctionnement. Dès lors, et tel que décrit à l'article 3, §3 de l'Arrêté royal relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de pré-qualification, ces unités seront considérées comme faisant part du volume non éligible.

Il n'y aura plus de distinction relative au second critère, à savoir une capacité installée multipliée par le facteur de réduction approprié inférieure au seuil d'éligibilité d'1 MW. En effet, les unités de cogénération modélisées de manière agrégée seront toutes considérées comme non éligibles, car sans indication particulière elles bénéficieront ou d'aide de fonctionnement et ou de l'application de ce second critère.

Pour réaliser son estimation, Elia prend donc en compte, d'une part, les capacités modélisées de manière agrégée dans le scénario de référence, correspondant aux technologies thermiques sans programme journalier, biomasse, incinération de déchets ou gaz. Ces données sont reprises dans le document de consultation publique d'Elia concernant les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-2027. Ces catégories conduisent à une capacité installée totale de 1929 MW à laquelle un facteur de réduction correspondant à l'agrégation de l'ensemble des technologies thermiques, soit 65%, est appliqué.

D'autre part pour les unités modélisées de manière individuelle dans le scénario de référence, Elia se base sur les informations reçues des régions afin d'établir quelle partie de ces unités bénéficiera d'aide au fonctionnement. Cette estimation correspond aux aides de fonctionnement confirmées à ce jour.

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Capacité non-éligible [MW]
Agrégation de l'ensemble des technologies thermiques sans programme journalier	1929	65	1254
Unités modélisées de manière individuelle	217	93	202

Tableau 6 : Capacité non-éligible – Application aux unités thermiques

2.5 Courbe de durée de la demande (1°)

Cette section est dédiée à la courbe de durée de la demande qui sera utilisée comme référence pour le calcul du volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de la capacité, conformément à l'article 11 de l'Arrêté royal Méthodologie. Ce volume sera alors retranché du volume cible associé aux points A (« *volume maximum au prix maximum* »), B et C (« *volume requis dans une mise aux enchères* ») de la courbe de demande pour l'enchère Y-4 pour la période de fourniture démarrant 1 novembre 2026.

« Art. 11. § 1er. 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 :

(...)

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.

(...)

*§ 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. »*

La courbe de durée de la demande se base sur les données de consommation de la simulation « Monte-Carlo », en ligne avec la consommation totale d'électricité définie dans le scénario de référence. Cette courbe est présentée à la Figure 7 et le détail chiffré de cette courbe pour le domaine d'application visé est présenté à l'Annexe 2.

Cette courbe de durée de la demande est à mettre en œuvre de la manière suivante. Soit $C(h)$, la courbe de durée de la demande, où h représente la $h^{\text{ème}}$ consommation d'électricité la plus élevée. Le volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité (V) peut alors être déterminé sur base de la relation ci-dessous. Cette relation prend en compte la norme de fiabilité applicable, tel que définie à l'article 7undecies, §7 alinéa 2 de la Loi Electricité.

$$V = C(1 + \text{critère LOLE}) - C(201 + \text{critère LOLE}) = C(4) - C(204) \quad [1]$$

À titre purement illustratif, l'application de la relation [1] est présentée sur la Figure 7.

Résultat obtenu par Elia	
Courbe de durée de la demande	Cf. Figure 7 & Annexe 2

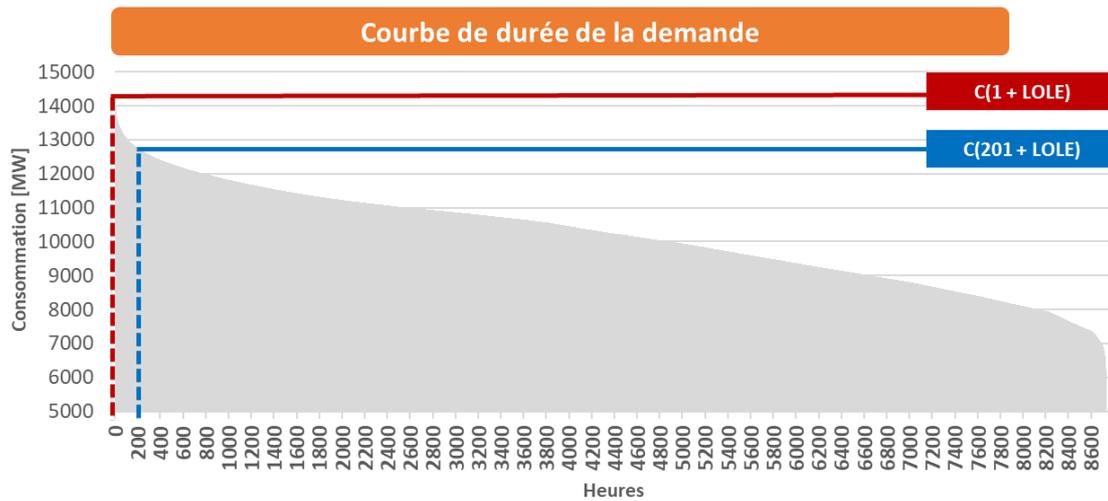


Figure 7 : Courbe de durée de la demande

2.6 Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes (3°)

Cette section est dédiée à la détermination de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes pour chaque État membre européen limitrophe. La contribution de la Grande-Bretagne à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique est également reprise dans cette partie. Ce volume est déterminé conformément à l'article 11 de l'Arrêté royal Méthodologie.

« Art. 11. § 1er. 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 :

(...)

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. »

La méthodologie pour le calcul de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes est décrite à l'article 14 de l'Arrêté royal Méthodologie.

En décembre 2020, ACER a publié une décision sur les spécifications techniques pour la participation de capacités étrangères aux mécanismes de capacité³⁷. Celle-ci décrit la méthodologie à suivre par les centres de coordination régionaux pour calculer la capacité d'entrée maximale. Jusqu'au présent, une telle recommandation n'a pas encore été réalisée. La détermination de la capacité d'entrée maximale doit donc suivre la suite de l'article 14 de l'Arrêté Royal Méthodologie. La contribution de chaque zone de réglage directement reliée électriquement à la Belgique est dès lors déterminée par la contribution de ces zones pendant les situations de pénurie simulées sur base de la simulation « Monte-Carlo » visée à l'article 12 de l'Arrêté royal méthodologie.

Étant donné que chaque État membre européen limitrophe est modélisé dans la simulation « Monte-Carlo » dans une approche fondée sur les flux (c'est-à-dire que l'ensemble de ces pays est inclus dans le domaine flow-based), leur contribution est déterminée conformément

³⁷ Decision No 36/2020 of the European Union Agency for the cooperation of energy regulators

à l'article 14, §5 de l'Arrêté royal Méthodologie.

« § 5. La contribution d'une zone de réglage dans une approche fondée sur les flux incluant la zone de réglage belge et pour une heure spécifique :

1° pour les zones de réglage en situation d'exportation, est déterminée par la position nette de la zone de réglage belge multipliée par le rapport entre la position nette de la zone de réglage en situation d'exportation et la somme des positions nettes de l'ensemble des zones de réglage en situation d'exportation; et

2° pour les zones de réglage en situation d'importation, est nulle.»

Les positions nettes de chaque zone de réglage ainsi que de la zone de réglage belge dans les situations de pénurie simulée, nécessaires à l'application de la méthodologie ci-dessous, sont basées sur les résultats de la simulation « Monte-Carlo » visée à l'article 12, §4 de l'Arrêté royal Méthodologie.

Les résultats de cette approche permettent d'établir les valeurs de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes pour la France (196 MW), les Pays-Bas (646 MW), l'Allemagne (150 MW) et la Grande-Bretagne (461 MW).

Résultats obtenus par Elia	
France	196 MW
Pays-Bas	646 MW
Allemagne	150 MW
Grande-Bretagne	461 MW
Total	1428 MW

2.7 net-CONE - rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie (4°)

Cette section est dédiée à la détermination des rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies. La liste réduite de technologies a été déterminée par instruction de la Ministre dans le cadre de la définition des valeurs intermédiaires, comme mentionné dans la Partie I.

Ces rentes inframarginales sont déterminées conformément à l'article 10, §3 et §6 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie.

Extrait du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie en passe d'être publié sur lequel Elia s'est basé – chapitre 4 : paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter

« Art. 10. § 1er. 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

(...)

§ 6. 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 moyenne 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.

Les recettes attendues sont évaluées conformément à l'article 6(9) de la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 dès que la méthode conformément à l'article 6(9)(a) iii pour l'étude conformément à l'article 7bis, § 1er, de la loi du 29 avril 1999 est disponible et mise en oeuvre, après d'éventuelles adaptations nécessaires afin d'appliquer la méthode dans le contexte spécifique du prix maximum intermédiaire.

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. »

Premièrement, la liste réduite des technologies a été établie par instruction de la Ministre concernant les valeurs intermédiaires, sur base de la note (C)2267 de la CREG. Cette liste ainsi que les paramètres associés, à savoir les coûts fixes d'opération et de maintenance (FOM, exprimés en €/kW/an), les coûts d'investissement (CAPEX, exprimés en €/kW) et la durée de vie économique sont présentés au tableau 7 de la proposition de la CREG.

Technologie	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW/an]	Durée de vie économique [ans]
IC Gas Engine	300	15	15
CCGT	600	25	20
OCGT	400	20	20
CHP	800	60	20
PV	600	25	15
Wind onshore	1000	50	15
Wind offshore	2300	80	15
Battery storage	100	10	10
Demand Response	0	50	1

Tableau 7 : Paramètres pour le calcul du gross-CONE (CREG (C)2267 et instructions de la Ministre)

Ensuite, afin de déterminer les revenus de la liste réduite des technologies, il est nécessaire de prendre un certain nombre d'hypothèses dans le calcul du coût marginal de chaque technologie qui sera introduit dans la simulation « Monte-Carlo ». Le coût marginal prend en compte le rendement, les prix du carburant et du CO₂ tels que définis dans le cadre de la consultation publique, les coûts variables d'opération et de maintenance (VOM) et le facteur d'émission du CO₂. Les hypothèses relatives au rendement de chaque technologie et au VOM sont tirées de la base de données du MAF 2020, disponibles sur le site de ENTSO-E³⁸, pour les CCGT et OCGT, et de l'étude Fichtner³⁹ pour les IC Gas Engine et les CHP. Ces hypothèses sont reprises au Tableau 8. Les batteries considérées dans cet exercice ont un

³⁸[MAF 2020 data set](#)

³⁹https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf

rendement de 90% ainsi qu'une capacité énergétique d'une heure.

Catégories	Cout Marginal [€/MWh]	Rendement [%]	Prix carburant [€/GJ]	Prix CO ₂ [€/tCO ₂]	VOM [€/MWh]	CO ₂ emission factor [kg/net.GJ]
CCGT	52	60	5.8	46	1.6	57
OCGT	83	44	5.8	46	1.6	57
IC Gas Engine	86	49	5.8	46	4.1	57
CHP	54	33	5.8	46	6.9	57

Tableau 8 : net-CONE : Hypothèses pour le cout marginal des différentes technologies

En ce qui concerne les unités de cogénération, la méthodologie « Credit for CHP » développée au §3.3.4.3. de l'étude Fichtner a été appliquée pour déterminer le cout marginal associé à cette technologie. Pour le calcul des revenus, la référence pour laquelle le cout marginal est le plus faible a été prise en considération. Les hypothèses liées à la méthodologie « Credit for CHP » sont présentées au Tableau 9.

Credit for CHP [EUR/MWh]	Rendement de la chaudière [%]	Cout du carburant [€/MWh]	Cout des émissions [€/MWh]	Facteur d'utilisation [%]	Chaleur générée [MWh _{th} /MWh _e]
-43	99%	21.1	6	85%	1.600

Tableau 9 : Hypothèses relatives à la méthodologie "Credit for CHP" développée par Fichtner

Enfin, afin de déterminer les revenus de chaque technologie sur l'ensemble de sa durée de vie, d'autres horizons de temps ont été simulés sur base de scénarios issus d'études existantes. Les sources/études à utiliser ont été proposées dans le cadre de la consultation publique. Le choix de ces études est rappelé à la Figure 8⁴⁰. Ces scénarios sont utilisés dans le seul but de fournir une estimation des rentes inframarginales sur l'ensemble de la durée de vie de chaque technologie.



Figure 8 : Choix des scénarios issus d'autres études pour les périodes postérieures à la période de livraison

Le choix des scénarios propres à chacune des études, nécessaire pour le calcul des revenus pour les années postérieures à l'année de livraison 2026-27, a été réalisé sur base des choix effectués dans le cadre de la sélection du scénario de référence par la Ministre. Ces constats

⁴⁰ Il est à noter que ces scénarios ne sont donc pas exactement les mêmes que le scénario de référence sélectionné par la Ministre, conformément à la Partie I.

ont mené à l'utilisation des études et scénarios suivants :

- pour les horizons 2028, 2030 et 2032 : les scénarios issus de l'étude Adequacy and Flexibility study 2022-32 ont été utilisés, une moyenne a été effectuée entre les revenus issus des 4 scénarios suivants afin de correspondre au mieux avec les choix effectués dans le cadre du scénario de référence :
 - o Scénario CENTRAL/EU-BASE, Full CCGT;
 - o Scénario CENTRAL/EU-HiLo, Full CCGT;
 - o Scénario CENTRAL/EU-BASE, Peakers;
 - o Scénario CENTRAL/EU-HiLo, Peakers;

Pour les années postérieures à 2032, les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie pour chaque technologie sont considérées comme étant constantes sur base du modèle 2032.

Concernant les années de livraison non-couvertes par une des études et scénarios décrits précédemment, une interpolation linéaire des revenus est réalisée entre chaque année « pivot », conformément à l'article 10, §6 de l'Arrêté royal Méthodologie.

Sur base de l'ensemble de ces hypothèses, les estimations de rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie pour chaque technologie reprise dans la liste de technologies ont été déterminées. Les résultats sont repris graphiquement à la Figure 9 et de manière détaillée à l'Annexe 3.

Résultats obtenus par Elia	
Rentes inframarginales annuelles	Cf. Figure 9 & Annexe 3

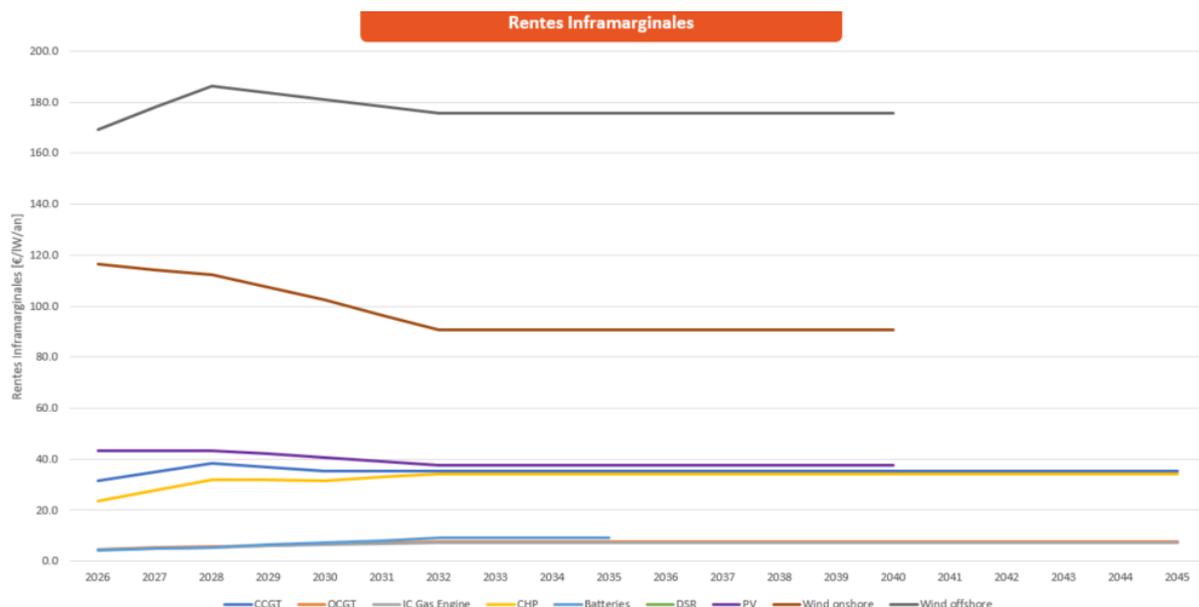


Figure 9 : Rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies pour le net-CONE

2.8 net-CONE - revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage (4°)

Cette section est dédiée à la détermination des revenus nets annuels du marché des services d'équilibrage pour les technologies reprises dans la liste de technologies susceptibles d'être considérées comme technologies de référence pour la détermination du net-CONE. Bien que cette information ne soit pas strictement requise par le chapitre 3 « Rapport du gestionnaire de réseau » de l'Arrêté royal Méthodologie, Elia fournit l'information à toutes fins utiles.

Extrait du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie en passe d'être publié sur lequel Elia s'est basé – chapitre 4 : paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter

« Art. 10. § 1er. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de prix :

1° le cout net d'un nouvel entrant ;

2° le prix maximum.

§ 2. Le cout 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 §4. La technologie connexe est la technologie de référence.

§3. Le « missing-money » des technologies reprises dans la liste réduite de technologies au §4 est déterminé en réduisant le cout brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie par la référence pour chaque technologie telle que visée au § 6, ainsi que par les revenus gagnés sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage, visés au § 7.

(...)

§ 7. L'estimation des revenus nets du marché des services auxiliaires 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 couts 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 couts, y inclus les couts d'opportunités, liés à la participation à ces services auxiliaires, afin d'éviter des doubles comptages entre les revenus inframarginaux sur le marché de l'énergie et les revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage.

»

L'estimation des revenus relatifs à la provision des différents services auxiliaires d'équilibrage sont présentés ci-dessous, ainsi que leur impact sur le calcul de net-CONE :

- **FCR:**

Les revenus FCR sont uniquement considérés comme pertinents pour les batteries⁴¹ pour obtenir d'éventuels revenus nets suite à la provision de services d'équilibrage. Ceux-ci ont dès lors été calculés conformément aux recommandations du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie en se basant sur les coûts historiques de réservation des 36 derniers mois (en tenant compte des coûts d'opportunité) de FCR⁴².

L'hypothèse de départ étant que la FCR est uniquement couverte par des batteries, il existe une forte concurrence entre celles-ci pour délivrer le besoin en capacité nécessaire en FCR qui se traduit dans les revenus nets perçus en contribuant aux services d'équilibrage. Etant donné cette concurrence et étant donné qu'on peut s'attendre à ce que celle-ci continue à s'accroître, il est normal de considérer un facteur à appliquer à ces revenus calculés vu qu'il est très peu probable qu'une batterie gagne cette capacité d'enchère en FCR systématiquement⁴³.

Comme expliqué ci-dessus, les revenus annuels maximums sont calculés selon la formule [1], en tenant compte du prix de réservation FCR horaire moyen pondéré corrigé au cours des 36 derniers mois, conformément à l'article 10, §7, 2° du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie :

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximaux FCR [€/kW/an]} \\
 & = \text{prix de réservation FCR horaire moyen pondéré corrigé [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 & = 0,014 \text{ [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 & = 117 \text{ [€/kW/an]}
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

⁴¹ A l'instar de l'hypothèse prise par Fichtner dans son rapport et comme expliqué dans la partie relative à la limite de prix maximum intermédiaire.

⁴² A l'instar de ce qui est fait pour les revenus nets provenant de la fourniture mFRR, les données accessibles au public pour le FCR via la plateforme Regelleinstung [Datacenter FCR/aFRR/mFRR \(regelleistung.net\)](https://www.regelleistung.net) peuvent être consultées. Celles-ci sont corrigées pour les périodes non représentatives pendant lesquelles les prix de réservation de FCR ont atteint des niveaux beaucoup plus élevés que d'habitude (principalement durant l'année 2021), en supprimant les prix de réservation FCR supérieurs à 25 €/MW/h. Les données utilisées s'étendent d'octobre 2018 à septembre 2021 inclus.

⁴³ En effet, les besoins en FCR pour la zone belge s'élèvent à 88 MW en 2022 et restent inchangés jusqu'à 2027 compris or la capacité des batteries 'in the market' (V2G inclus) s'élève à 430 MW comme avancé au préalable dans la note de consultation publique sur les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-2027. Cela revient donc à dire qu'il existe 5 fois plus de capacité de batteries que de besoin en FCR, ce facteur 5 sera appliqué au calcul des revenus des batteries. Il est implicitement supposé que le besoin FCR belge sera rempli par des batteries belge, ce qui veut dire que dans le marché interconnecté pour le FCR, ces batteries sont suffisamment compétitives pour remplir le besoin belge total et pas seulement le minimum à remplir par des installations localisées dans la zone belge.

Comme soulevé ci-dessus, étant donné la capacité installée de batteries à grande échelle bien plus importante que le besoin de capacité en FCR, les revenus sont divisés par un facteur 5 représentant la proportion de capacité installée vis-à-vis des besoins de capacité en FCR. Par rapport à la concurrence, on peut dès lors considérer que vu que celle-ci va être amenée à augmenter, le marché sera amené à devenir plus liquide et concurrentiel à l'avenir, comme le démontre le prix observé sur le marché FCR allemand qui indique qu'on peut s'attendre à une baisse future sur le marché FCR en Belgique en convergeant vers le prix allemand étant l'œuvre d'un marché FCR plus liquide⁴⁴. Les calculs pour les revenus nets de FCR ont bien été basés sur des prix historiques belges comme le prévoit l'Arrête royal, bien que le fait d'observer les prix allemands donne une indication potentielle de prix futurs en cas de marché liquide menant à un effet à la baisse prononcé.

En outre, il est important de souligner que le revenu calculé ci-dessus est un revenu brut duquel il faut soustraire les coûts encourus par ces batteries tels que les coûts d'activations et les coûts d'entretien liées à celles-ci. Ces coûts ont un impact important sur les revenus nets perçus par les batteries : cela mène à l'application d'un facteur de 50% sur les revenus divisés sur base du facteur exposé ci-dessus, divisés par 2. N'oublions pas que le FCR ne prévoit pas de rémunération d'activation, mais uniquement de réservation.

Ensuite, comme aussi mentionné dans l'Arrête royal, il est nécessaire de considérer, à l'instar des autres produits d'équilibrage, un coût d'opportunité en participant au FCR au lieu de gagner des revenus au marché d'énergie (cf. le calcul de rentes marginales en section 2.7) Afin de comptabiliser cet arbitrage pour la fourniture de services sur les marchés de l'énergie vis-à-vis des marchés d'équilibrage prenant en considération le coût d'opportunité que cette dernière représente pour les batteries, un **pourcentage de 60%** est dès lors appliqué sur les revenus nets.

En conclusion, pour le calcul du net-CONE, dans l'hypothèse d'une nouvelle capacité construite pour une batterie, sur base de l'argumentation détaillée ci-dessus, il est proposé de considérer un revenu de 7 €/kW/an de revenus nets.

- **aFRR:**

Les revenus aFRR ne sont pas considérés car il est supposé que les technologies qui fournissent généralement le besoin en aFRR, font l'objet d'un arbitrage entre la fourniture d'aFRR et la vente d'énergie. Par conséquent, les prix de réservation

⁴⁴ Pour la même période allant de Janvier 2020 à Juillet 2021, le prix moyen pondéré observé en Belgique et en Allemagne est respectivement de 181,5 €/kW/an et de 61 €/kW/an. Cela démontre bien qu'un marché plus liquide peut mener à des prix plus bas et qu'une convergence vers le prix allemand est attendue à terme. Cela supporte également la logique de – en vue d'estimer des revenus pour 2026-27 - caper les prix de réservation FCR comme annoncé ci-dessus étant donné que les prix belges sont relativement plus élevés que ceux observés sur un marché plus mature et plus liquide.

d'aFRR sont supposés ne pas représenter un revenu net supplémentaire aux rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie. Dans un tel arbitrage, l'obtention d'une rémunération pour la réservation d'aFRR se fait au détriment d'un revenu équivalent sur le marché de l'énergie.

- **mFRR:**

Les revenus mFRR sont considérés comme pertinents pour les technologies OCGT et IC Gas Engine et sont estimés via le produit **mFRR Standard** mais ces revenus peuvent être également être pertinents pour la réponse du marché et sont dès lors calculés via le produit **mFRR Flex**.

Pour l'estimation des revenus annuels nets provenant de la fourniture de mFRR aussi bien pour le mFRR Standard que pour le mFRR Flex, on considère un pourcentage des revenus annuels maximums provenant de la fourniture de ces produits pour les différentes technologies considérées ci-dessus. Ce pourcentage appliqué sera toutefois différent en fonction du type de technologies considéré étant donné les hypothèses sur lesquels celui-ci se base.

Ces revenus annuels maximums sont calculés selon la formule [2], en tenant compte du prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré corrigé au cours des 36 derniers mois pour les technologies OCGT et IC Engine d'une part et selon la formule [3] en tenant compte du prix de réservation mFRR Flex horaire moyen pondéré corrigé au cours des 36 derniers mois pour la réponse du marché, conformément à l'article 10, §7, 2° du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie⁴⁵ :

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximums mFRR Standard } [\text{€/kW/an}] \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré corrigé } [\text{€/kW/h}] * 8760 \\
 & \quad [\text{h/an}] \\
 & = 0,0054 [\text{€/kW/h}] * 8760 [\text{h/an}] \\
 & = 47,6 [\text{€/kW/an}] \tag{2}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximums mFRR Flex } [\text{€/kW/an}] \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Flex horaire moyen pondéré corrigé } [\text{€/kW/h}] * 8760 [\text{h/an}] \\
 & = 0,0039 [\text{€/kW/h}] * 8760 [\text{h/an}] \\
 & = 33,8 [\text{€/kW/an}] \tag{3}
 \end{aligned}$$

⁴⁵ Dérivé des données accessibles au public qui peuvent être consultées sur <https://www.Elia.be/en/grid-data/balancing/capacity-auction-results> et corrigées pour les périodes non représentatives pendant lesquelles les prix de réservation de mFRR ont atteint des niveaux beaucoup plus élevés que d'habitude (fin 2018, début 2019), en supprimant les prix de réservation mFRR supérieurs à 10 €/MW/h. Les données utilisées s'étendent d'octobre 2018 à septembre 2021 inclus.

Pour le calcul du net-CONE, dans l'hypothèse d'une nouvelle capacité construite pour les technologies OCGT & IC Engine, comme annoncé ci-dessus, il est proposé de considérer un pourcentage de **25% des revenus annuels maximaux pour ces technologies tirant (une partie) de leurs revenus des services d'équilibrage. Cela équivaut donc à 11,9 €/kW/an (25% de 47,6 €/kW/an arrondi) de revenus nets pour les technologies OCGT et IC engine.**

Ce pourcentage se justifie principalement parce qu'il est prévu que des coûts d'opportunité considérables soient associés à la fourniture de services d'équilibrage. En effet, pour une nouvelle unité de type OCGT ou IC Gas Engine, la probabilité d'être « in-the-money » sur le marché de l'énergie est non-négligeable, ce qui nécessite un compromis entre la vente d'énergie et la fourniture de mFRR.

Pour le cas de la réponse de marché toujours dans le cadre des calculs du net-CONE, le raisonnement affiché ci-dessus pour appliquer un pourcentage est quelque peu différent étant donné que la réponse de marché, y compris des nouvelles unités, a une probabilité bien plus faible de s'activer sur le marché de l'énergie. Un pourcentage plus important de revenus nets obtenus de la provision de services d'équilibrage doit donc être considéré. **Il est dès lors proposé de considérer un % similaire au pourcentage Mid appliqué pour l'obtention de revenus nets de services d'équilibrage dans le cadre de la limite de prix maximum intermédiaire. Cela équivaut donc à 20,3 €/kW/an (60% de 33,8 €/kW/an) de revenus nets pour la technologie de réponse de marché.**

Parmi les autres raisons de ne représenter qu'un pourcentage des revenus annuels maximaux pour ces différentes technologies, on peut notamment citer le fait que :

- Les installations peuvent ne pas être disponibles toute l'année, par exemple en raison de périodes de maintenance planifiée ou fortuite ;
- Les installations peuvent ne pas être sélectionnées dans toutes les enchères en raison de la concurrence - cet effet pourrait être davantage prononcé à l'avenir, avec l'ajout de nouvelles capacités ;
- Des coûts peuvent être associés à la présentation d'une offre.

Pour ce qui est des autres technologies présentes parmi la liste de la décision de la Ministre, Elia souhaite insister sur le fait que les sources d'énergie renouvelables ne sont pas considérées ici étant donné qu'elles ne sont pas capables de fournir des services d'équilibrage à la hausse comme visés dans ce cadre-ci. Enfin, pour ce qui est de la cogénération, Elia part du principe que celle-ci agira comme la technologie CCGT c'est-à-dire qu'elle sera active sur les marchés de l'énergie mais que le coût d'opportunité pour participer aux services d'équilibrage sera trop important. Dès lors, Elia considère que les revenus nets provenant de la fourniture de services d'équilibrage sont nuls pour la cogénération.

Il est important de rappeler que ces revenus sont à considérer dans le cadre de la détermination du net-CONE, qui répond à une question 'marginale', c'est-à-dire combien de revenus une unité de cette technologie, voire même un seul MW de cette technologie, est susceptible de percevoir. Ce raisonnement ne peut évidemment pas être extrapolé de façon trop simple vers un (trop) grand volume car cela influencerait le prix obtenu sur le marché des services auxiliaires où il y a plusieurs acteurs et technologies actifs et où le volume est limité au besoin de services auxiliaires d'équilibrage à couvrir.

Enfin, Elia souhaite rappeler que, dans le passé, la question de la capacité pour des technologies telles que la réponse de marché et les batteries à combler le besoin attendu en nouvelles capacités s'est posée. Dès lors, Elia souhaite rappeler que cette question peut toujours se poser dans le cadre de l'enchère à venir pour les technologies précitées mais également pour les autres technologies faisant partie de la liste de technologies potentiellement éligibles pour le net-CONE. Elia rappelle donc qu'il est important de rester prudent si d'avantage les batteries ou la réponse du marché (ou une autre technologie) étaient amenées à devenir la technologie de référence calibrant la courbe de demande en tant que technologie net-CONE.

Résultats obtenus par Elia	
Revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage	11,9 €/kW/an pour OCGT et IC Gas Engine 20,3 €/kW/an pour la réponse du marché 7 €/kW/an pour les batteries 0 €/kW/an pour toutes les autres technologies

Partie III : Propositions pour les autres paramètres de l'enchère

Cette partie concerne les propositions des paramètres nécessaires à l'organisation de la mise aux enchères, comme défini dans l'article 7undecies, §2, 2° de la Loi Electricité.

L'Arrêté royal Méthodologie spécifie à l'article 6, §2 les quatre propositions à fournir par Elia (points 8° à 11°) :

« §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, § 1er, 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.

La rapport contient au moins les informations et calculs suivantes :

(...)

8° une proposition pour les facteurs de réduction conformément au Chapitre 5 ;

9° une proposition pour le prix maximum intermédiaire conformément au Chapitre 6 ;

10° une proposition pour le prix de référence conformément au Chapitre 8 ;

11° une proposition pour le prix d'exercice conformément au Chapitre 8. »

Les propositions pour les autres paramètres de l'enchère sont présentées dans les sections 3.1 à 3.3. Cette partie concerne les facteurs de réduction pour l'ensemble des catégories et technologies reprises au Chapitre 5 de l'Arrêté royal Méthodologie, le prix maximum intermédiaire, conformément au Chapitre 6 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie et les prix de référence et d'exercice, conformément au Chapitre 8 de l'Arrêté royal Méthodologie.

3.1 Facteurs de réduction (8°)

Les facteurs de réduction sont définis dans la Loi Electricité (art.2, 83°) comme le facteur de pondération d'une capacité considérée, déterminant sa contribution à la sécurité d'approvisionnement afin de fixer le volume éligible à participer à la mise aux enchères. La proposition pour ces facteurs de réduction est établie conformément à l'article 13 de l'Arrêté royal Méthodologie.

« Art.13. § 1er. Pour la détermination des facteurs de réduction, les technologies (connectées à la zone de réglage belge et sur l'ensemble des zones directement reliées électriquement à la zone de réglage belge) susceptibles de participer au mécanisme de rémunération de capacité sont classées dans l'une des catégories suivantes:

1° les catégories d'accords de niveau de service: cette catégorie inclut la réponse du marché y compris la participation active de la demande, les technologies de stockage à petite échelle et les groupes de secours permettant l'ilotage, de manière individuelle ou agrégée; elle est également accessible par choix à toutes les technologies sans programme journalier;

2° les technologies thermiques avec programme journalier : cette catégorie inclut a minima les turbines gaz-vapeur, les turbines à gaz, les turbojets, les moteurs au gaz autonomes, les moteurs diesel autonomes, les centrales de cogénération, les centrales à biomasse et les installations d'incinération des déchets ainsi que les centrales nucléaires et les centrales à charbon;

3° les technologies à énergie limitée avec programme journalier : cette catégorie inclut a minima les technologies de stockage à grande échelle ainsi que les installations de pompage-turbinage;

4° les technologies dépendantes des conditions climatiques : cette catégorie inclut a minima les éoliennes terrestre, les éoliennes en mer, les installations à l'énergie solaire et les centrales hydraulique au fil de l'eau, avec programme journalier, ainsi que celles sans programme journalier qui ont fait le choix de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 13, § 1, 1° ;

5° les technologies thermiques sans programme journalier: cette catégorie inclut a minima les centrales de cogénération utilisant de la biomasse, les centrales à biomasse, les installations d'incinération des déchets et les centrales de cogénération au gaz, pour autant que le choix ait été fait de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 13, § 1, 1°.

§ 2. Pour les catégories d'accords de niveau de service, les données d'entrée de la simulation sont d'abord divisées en sous-catégories, représentées par différents accords de niveau de service, sur la base de la contrainte de durée d'activation ou de toute autre contrainte technique définie dans le rapport visé à l'article 6, § 2. Les facteurs de réduction de chaque accord de niveau de service sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de chaque accord de niveau de service pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée associée à chaque accord de niveau de service. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article

12.

§ 3. Les facteurs de réduction des technologies thermiques avec programme journalier sont déterminés, pour chaque technologie, en soustrayant le taux d'arrêt fortuit, basé sur des données historiques et exprimé en pourcentage, de cent pourcent.

§ 4. Les facteurs de réduction des technologies à énergie limitée avec programme journalier sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

§ 5. Les facteurs de réduction des technologies dépendantes des conditions climatiques sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

§ 6. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier sont déterminés sur la base des données de mesure disponibles. Si ces données de mesure nécessaires sont jugées insuffisantes par le gestionnaire du réseau, les facteurs de réduction sont déterminés en divisant la contribution maximale des technologies thermiques sans programme journalier pendant les situations de pénurie simulées sur la base des données disponibles par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution maximale est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12. »

La méthodologie rappelée ci-dessus et synthétisée au Tableau 10 est appliquée à la simulation du scénario de référence afin de déterminer les facteurs de réduction applicable pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2026-27.

Catégories	Méthode de calcul	Technologies associées
Technologies thermiques avec programme journalier	100 – Taux d'arrêt fortuit [%] ⁴⁶	Turbines gaz-vapeur Turbines à gaz Turbojets Moteurs au gaz autonomes Moteurs diesel autonomes Centrales de cogénération Centrales à biomasse Installations d'incinération des déchets Centrales nucléaires Centrales à charbon
Technologies à énergie limitée avec programme journalier	Contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées / Puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable [%]	Installations de pompage-turbinage Stockage à grande échelle
Technologies dépendantes des conditions climatiques		Eoliennes terrestre Eoliennes en mer Installations à l'énergie solaire Centrales hydrauliques au fil de l'eau
Catégories d'accords de niveau de service (SLA)		1h à 12h Sans limite
Technologies thermiques sans programme journalier		Agrégation de l'ensemble des technologies thermiques

Tableau 10 : Méthodologie pour le calcul des facteurs de réduction

⁴⁶ Les taux d'arrêt fortuit ont été calculés à partir des données de disponibilité des dix dernières années (de 2011 à 2020 inclus). Ces données proviennent de la plateforme (ETP – ENTSOE Transparency Platform) et de la base de données interne d'Elia. Les chiffres utilisés dans ce rapport ont été soumis à consultation publique.

Les valeurs obtenues sont reprises au Tableau 11.

Proposition d'Elia	
Facteurs de réduction	Cf. Tableau 11

Catégorie I : Catégories d'accords de niveau de service (SLA)	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
SLA-1h	26
SLA-2h	45
SLA-3h	60
SLA-4h	68
SLA-5h	73
SLA-6h	77
SLA-7h	80
SLA-8h	83
SLA-9h	85
SLA-10h	87
SLA-11h	88
SLA-12h	89
SLA illimité	100
Catégorie II : Technologies thermiques avec programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Turbines gaz-vapeur	92
Turbines à gaz	91
Turbojets	96
Moteurs au gaz autonomes	95
Moteurs diesel autonomes	93
Centrales de cogénération / Centrales à biomasse / Installations d'incinération des déchets	93
Centrales nucléaires	96
Centrales à charbon	90
Catégorie III : Technologies à énergie limitée avec programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Stockage 1h	31
Stockage 2h	56
Stockage 3h	65
Stockage 4h	79
Installations de pompage-turbinage	73
Catégorie IV : Technologies dépendantes des conditions climatiques	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Eoliennes en mer	13

Eoliennes terrestre	9
Installations à l'énergie solaire	1
Centrales hydrauliques au fil de l'eau	41
Catégorie V : Technologies thermiques sans programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Agrégation de l'ensemble des technologies thermiques	65

Tableau 11 : Proposition de facteurs de réduction pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2026-27

3.2 Prix maximum intermédiaire (9°)

Cette section est dédiée à la proposition de prix maximum intermédiaire. Cette proposition est déterminée conformément au chapitre 6 (articles 15 à 20 compris) de l'extrait du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie en passe d'être publié sur lequel Elia s'est basé.

« Art. 15. Le prix maximum intermédiaire est le prix maximum qui s'applique aux offres pour une unité du marché de capacité relevant de la catégorie de capacité associée à un contrat de capacité couvrant une seule période de fourniture de capacité.

« Art. 16. § 1er. Le prix maximum intermédiaire (en €/MW/an) est égal au " missing-money " de la technologie ayant le " missing-money " le plus élevé parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies existantes visées à l'article 18, § 1.

§ 2. Le " missing-money " est calculé pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 18, § 1, selon la formule visé à l'article 20, en tenant compte de l'estimation des coûts visée à l'article 18 ainsi que de l'estimation des recettes et de l'estimation du rendement minimum auquel s'ajoute la prime de risque visés aux articles 19 et 19 bis.

Art. 17. § 1er. En concertation avec la commission, le gestionnaire du réseau fait réaliser par un expert indépendant une étude qui a comme objectif la détermination des coûts des technologies qu'il juge pertinentes pour la détermination du prix maximal intermédiaire. Une technologie est jugée pertinente pour la détermination du prix maximum intermédiaire si elle peut raisonnablement être disponible pour la période de fourniture de capacité visée afin de contribuer réellement à la sécurité d'approvisionnement, elle est susceptible d'être l'une des technologies les moins rentables et si elle est conforme 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. L'étude de l'expert indépendant est mise à jour en cas d'évolutions significatives du marché ou des conditions technologiques et au moins tous les trois ans.

§ 2. Pour chaque technologie existante comprise dans l'étude, les éléments nécessaires pour déterminer les coûts suivants sont fournis :

1° les dépenses d'investissements récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (en €/MW/an), y compris les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, le cas échéant, et la durée de vie économique associée à ces dépenses d'investissements ;

- 2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an);
- 3° les coûts variables opérationnels et de maintenance (en €/MWh).

Art. 18. § 1er. Le gestionnaire du réseau détermine, sur la base de l'étude visée à l'article 17, après la consultation publique visée à l'article 5, une liste réduite de technologies existantes qui seront raisonnablement disponibles et qui seront considérées pour la détermination du prix maximal intermédiaire.

§2. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes qui seront raisonnablement disponibles visée à l'article 18, § 1er, le gestionnaire du réseau évalue, sur base de l'étude visée à l'article 17, les éléments de coûts suivants pour la période de fourniture de capacité à laquelle se réfère le prix maximum intermédiaire:

- 1° les dépenses d'investissements récurrentes annualisées, ainsi que la durée de vie économique de ces investissements, non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (en €/MW/an), y compris les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, le cas échéant;
- 2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an);
- 3° les coûts variables opérationnels et de maintenance, autre que des coûts de carburants et des coûts de CO2 visés aux points 4° et 5° du présent paragraphe (en €/MWh);
- 4° les coûts de carburants (en €/MWh);
- 5° les coûts de CO2 (en €/tCO2);
- 6° les coûts d'activation liés aux tests de disponibilité (en €/MWh) prévus dans les règles de fonctionnement visées par l'article 7undecies, § 12 de la loi du 29 avril 1999.

§ 3. L'estimation des éléments de coûts est mise à jour annuellement.

Art. 19. § 1er. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire du réseau évalue les composants de revenus suivants pour la période de fourniture de capacité à laquelle se réfère le prix maximum intermédiaire:

- 1° les rentes inframarginales annuelles (en €/MW/an);
- 2° les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage (en €/MW/an).

§2. L'estimation des rentes inframarginales annuelles:

- 1° est déterminée sur base d'une simulation du marché de l'électricité visée à l'article 12;
- 2° prend en compte le scénario de référence visé à l'article 3, § 7;
- 3° correspond aux rentes inframarginales annuelles moyennes, tenant compte du niveau du prix d'exercice applicable visé à l'article 26 et des coûts variables tels que déterminés dans l'estimation des composants de coûts visés à l'article 18, § 2, 3° à 5°. Les recettes attendues sont évaluées conformément à l'article 6(9) de la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 dès que la méthode conformément à l'article 6(9)(a) iii pour l'étude conformément à l'article 7bis, § 1er, de la loi du 29 avril 1999 est disponible et mise en oeuvre, après d'éventuelles adaptations nécessaires afin d'appliquer la méthode dans le contexte spécifique du prix maximum intermédiaire.

§ 3. 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.

§ 4. L'estimation des composants de revenus est mise à jour annuellement.

art. 19bis. §1. Pour chaque technologie figurant sur la liste restreinte des technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire de réseau applique une prime de risque en tenant compte de l'article 6, alinéa 9, de la méthodologie visée à l'article 23, alinéa 5, du règlement (UE) 2019/943. La valeur de la prime de risque à appliquer par le gestionnaire de réseau tient compte, en plus du rendement minimum, des risques associés aux dépenses d'investissements tels que déterminés au §2, 1° et 2° compte tenu de la durée de vie économique qui leur est associée conformément aux primes de risque se trouvant à l'annexe 1, étant entendu que cette prime de risque est appréciée, dans les limites de l'annexe 1, par le gestionnaire de réseau en fonction de l'ampleur des investissements engagés et de la durée de vie économique associée à ceux-ci.

§2. Pour chaque technologie envisagée, il convient d'appliquer au moins les principes suivants pour déterminer la prime de risque:

1° la prime de risque augmente avec le risque que le scénario de référence utilisé pour la simulation des rentes inframarginales s'écarte de la réalité à laquelle la technologie est exposée. Ce risque est pris en compte dès la définition des éléments de coût dont la durée de vie économique est égale ou supérieure à trois ans, tels que visés à l'article 18, § 2, 1°.

2° la prime de risque augmente avec la non-normalité de la distribution simulée des revenus et le risque à la baisse auquel la technologie est soumise, compte tenu notamment du coût marginal de la technologie et du cadre du marché considéré.

§3. Pour chaque technologie figurant sur la liste restreinte des technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire de réseau détermine le coût moyen pondéré du capital conformément aux étapes suivantes :

1° le rendement minimum déterminé par le ministre dans le cadre des valeurs intermédiaires visées à l'article 4, § 3 ;

2° Plus la prime de risque spécifique à la technologie, visé au paragraphe 1er .

§4. Les estimations de la prime de risque et du coût moyen pondéré du capital, visées respectivement au paragraphe 1er et au paragraphe 2 sont mises à jour, à tout le moins, tous les cinq ans.

Art. 20. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire du réseau calcule le " missing-money " selon les étapes suivantes :

1° Les coûts calculés comme la somme des coûts d'investissement récurrents visés à l'article 18, § 2, 1°, des coûts fixes d'exploitation et de maintenance visés à l'article 18, § 2, 2° et, pour

*les technologies à coût variable élevé, du coût d'activation visé à l'article 18, § 2, 6°. Ce résultat est multiplié par le facteur 1 plus le coût moyen pondéré du capital visé à l'article 19bis § 3 ;
2° Diminué par les rentes visées à l'article 19, § 1, 1° ;
3° Diminué par les revenus visés à l'article 19, § 1, 2° ;
4° Le résultat total est divisé par le facteur de réduction visé à l'article 13;*

Pour rappel, la calibration de la limite de prix maximum intermédiaire s'appuie entre autres, conformément à l'article 17 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, sur la réalisation d'une étude réalisée par un expert indépendant afin de déterminer les coûts des technologies jugées comme pertinentes pour la détermination du prix maximum intermédiaire. Cette étude a été commandée par Elia, en concertation avec la CREG, et a été réalisée en 2020 par Fichtner⁴⁷.

Il est par ailleurs bon de rappeler que la liste des coûts est déterminée pour une liste de technologies éligibles pour la détermination de l'IPC étant par définition des technologies existantes, contrairement à la liste des technologies associées à la détermination du net-CONE qui fait référence aux technologies pertinentes pour l'introduction de nouvelle capacité sur le marché. La différence principale entre les capacités éligibles pour la détermination de l'IPC et pour la détermination du net-CONE réside donc principalement dans le fait de pouvoir respectivement obtenir un contrat d'un an uniquement par opposition à un contrat pluriannuel.

Suite à la publication de cette étude réalisée par Fichtner dans le cadre de la consultation publique relative aux scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26⁴⁸, plusieurs acteurs de marché ont demandé que celle-ci fasse l'objet d'une revue par un autre expert indépendant. Cette revue a dès lors été réalisée par Afry afin d'assurer la robustesse des résultats obtenus dans l'étude Fichtner et/ou d'affiner les chiffres relatifs à certains coûts calculés par Fichtner. Celle-ci a été présentée en TF CRM par Afry le 30 octobre 2020, l'étude a également été publiée sur le site web d'Elia⁴⁹.

Dans la note publiée par Elia dans le cadre de consultation publique liée à l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-27 prévue conformément à l'article 5 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie relative notamment à la détermination limite de prix maximum intermédiaire, Elia a consulté sur plusieurs éléments :

- 1) Elia a défini la liste des technologies dites 'de référence' constituant la liste des

⁴⁷ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf

⁴⁸ <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200710public-consultation-report-ipc--fichtneren.pdf>

⁴⁹ https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/ug/crm/2020/20201027_afry_peer-review-of-annual-fixed-costs-for-belgian-crm_en.pdf?la=en

technologies considérées pour la calibration de la limite de prix maximum intermédiaire : il est d'ailleurs bon de rappeler que cette liste était identique à la liste des technologies de référence définie suite à la consultation publique relative à l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-2026 ;

- 2) Elia a présenté les éléments de coûts ('Fixed Operations and Maintenance costs including provisions for major overhauls') tels que définis dans l'étude de Fichtner précitée et revue par Afry par la suite. Dans cette note, Elia a expliqué à nouveau les raisons qui la poussaient à ne pas dévier des coûts définis dans ces études pour la calibration de la limite de prix maximum intermédiaire pour l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-27 étant donné que les hypothèses et considérations appliquées dans ces études restaient d'actualité selon Elia.
- 3) Elia a présenté, bien que cela ne soit pas requis par l'Arrêté royal Méthodologie, la méthodologie visant à calculer les revenus nets provenant des services d'équilibrage (sans valeurs chiffrées) utilisés dans le cadre de la détermination de l'IPC.

Il est néanmoins important de souligner qu'une modification de l'Arrêté royal Méthodologie est en passe d'être publiée a fait l'objet de modifications afin de terminer l'intégration des principes de la méthodologie découlant de l'étude publiée par le Professeur Boudt¹ pour les appliquer notamment à la méthodologie décrivant la calibration de la limite de prix intermédiaire. Cette intégration a en outre fait l'objet d'une consultation publique afin de récolter les avis des acteurs de marché relatifs à l'application de la méthodologie visant à appliquer une prime de risque de risque additionnelle en plus du coût moyen pondéré du capital pour prendre suffisamment en compte l'aversion au risque des investisseurs dans le cadre de leurs décisions. Il est également important de souligner que les contributions reçues dans cette optique ont mené à une modification du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie.

Dans ce qui suit, la section 3.2.1 détaille brièvement la liste réduite finale des technologies existantes prise en compte pour la calibration du prix maximum intermédiaire. Les sections 3.2.2 et 3.2.3 fournissent ensuite respectivement les estimations des éléments de coûts et de revenus par technologie considérée dans la liste réduite, utilisées pour calculer le « missing-money » pour chaque technologie. Le calcul du « missing-money » est détaillé dans la section 3.2.4. Enfin, la section 3.2.5 se termine par la proposition d'Elia concernant la limite de prix maximum intermédiaire.

3.2.1. Liste réduite de technologies existantes (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 18, §1)

Conformément à l'article 18, §1 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, Elia établit une liste réduite de technologies existantes en vue de la calibration du prix maximum intermédiaire, sur la base de l'étude d'un expert indépendant (Fichtner) revue ensuite par un autre expert indépendant (Afry) suite à la demande de plusieurs acteurs de marché, après consultation publique. A nouveau, Il est important de rappeler que cette liste réduite de technologies est différente de celle pour la détermination du net-CONE, dans le sens où cette liste réduite se concentre sur les technologies existantes obtenant un contrat de capacité d'un an, par opposition à la liste réduite de technologies pertinentes pour l'introduction de nouvelle capacité sur le marché (pouvant obtenir des contrats de capacité pluriannuels), nécessaire à la détermination du net-CONE.

La liste des technologies existantes considérées comme éligibles dans le cadre de cet exercice de calibration pour la limite de prix intermédiaire est la même que celle finalement utilisée dans le cadre de l'exercice de la calibration lié à l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26, les hypothèses considérées s'appliquant de manière identique étant donné que celles-ci ont été confirmées.

La liste réduite finale des technologies existantes prise en compte dans la calibration du prix maximum intermédiaire se compose de:

- Turbines gaz-vapeur (CCGT) ;
- Turbines à gaz (OCGT) ;
- Turbojets ;
- Installations de pompage-turbinage (PSP) ;
- Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h

3.2.2. Estimation des éléments de coûts (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 18, §§2 et 3)

Conformément à l'article 18, §2 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, Elia a évalué, sur base de l'étude Fichtner ensuite revue par Afry, les divers éléments de coûts pertinents entrant en compte pour la calibration du prix maximum intermédiaire pour chaque technologie reprise dans la liste réduite des technologies éligibles.

Comme annoncé au préalable dans la note de consultation publique, Elia a, comme l'année passée, soumis à la consultation publique les coûts annuels fixes d'opération et de maintenance (FOM, y inclus les provisions pour entretiens majeurs), ainsi que les coûts d'activation pour les tests de disponibilité quand bien même ceux-ci ne devaient pas être obligatoirement inclus à cette consultation publique. Etant donné les éléments présentés dans le cadre de la consultation et étant donné les réactions reçues suite à celle-ci, Elia a jugé qu'il n'y avait pas de raison(s) justifiant le fait de considérer d'autres éléments de coûts pour cette calibration que ceux utilisés dans le cadre de la calibration ayant eu lieu pour l'enchère Y-4 lié à la période de livraison 2025-26, confirmant au passage l'utilisation des mêmes hypothèses pour ce rapport de calibration.

Cela signifie que les hypothèses en termes de coûts provenant à la fois de Fichtner et d'Afry sont toujours pertinentes pour cette calibration, notamment en matières de :

- Provisions pour les entretiens majeurs incluses dans les coûts fixes d'opération et de maintenance non-annuels (à l'exclusion des coûts liés à une augmentation de la capacité ou à une prolongation de la durée de vie) et ;
- Nombre d'heures considérées pour les technologies considérées et de leur lien avec les coûts susmentionnés conformément aux conclusions provenant d'Afry faisant suite à l'étude de Fichtner.

Pour rappel, les estimations des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance (y compris les coûts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures) pour les technologies incluses dans la liste réduite, sont déterminées par Afry et sont appliquées, comme suit :

- Pour les CCGT, l'estimation des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance se base sur les valeurs 'AFRY (4000h, no elec)' fournies dans l'analyse d'Afry. Afry

considère que l'estimation de Fichtner en matières de FOM se basant sur un nombre d'heures de fonctionnement d'un ordre de grandeur d'environ 8000 heures par an n'est pas représentatif des conditions actuelles (et prévues) du marché en Belgique et en Europe en général. Les valeurs de FOM fournies dans l'analyse d'Afry présentent des heures de fonctionnement plus réalistes de l'ordre de 4000 heures par an. En outre, les estimations de coûts fournies dans l'analyse d'Afry excluent les tarifs relatifs au transport d'électricité, qui - comme l'indique Afry - peuvent être considérées comme des coûts variables (plutôt que des coûts fixes annuels) ;

- Pour les OCGT, l'estimation des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance est basée sur les valeurs 'AFRY (excl. grid charge)' fournies dans l'analyse d'Afry, qui sont tout à fait conformes aux estimations fournies dans l'étude Fichtner. Toutefois, Afry souligne que ces estimations sont basées sur une référence industrielle typique supposant 800 heures de fonctionnement par an. Ce chiffre est considéré comme se situant à l'extrémité supérieure du spectre, notamment au regard des conditions actuelles (et futures) du marché. Des heures de fonctionnement plus faibles et moins de démarrages peuvent se traduire par un coût d'exploitation et d'entretien (O&M) plus faible ;
- Pour les turbojets, l'estimation de coûts FOM annuels est basée sur les valeurs 'AFRY (excl. grid charge)' fournies dans l'analyse réalisée par Afry, qui s'avèrent inférieures aux estimations fournies dans l'étude Fichtner. Cela s'explique par l'élément de coût d'exploitation fixe qui est évalué par Afry comme étant élevé dans l'étude Fichtner. En outre, les estimations sont également basées sur la même norme industrielle que pour l'OCGT, qui se situe à l'extrémité supérieure du spectre, également pour le Turbojet ;
- Pour les unités de pompage-turbinage (PSP), l'estimation des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance est basée sur les valeurs fournies dans l'analyse d'Afry, c'est-à-dire une fourchette comprise entre 10 - 19 - 30 €/kW/an majorée de 10 €/kW/an pour tenir compte du coût associé aux révisions majeures.
- Pour la réponse du marché avec une durée d'activation de 4h, l'estimation des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance est basée sur l'étude 'Adequacy and Flexibility 2022-2032' d'Elia de 2021⁵⁰. Ces chiffres ont également été consultés publiquement dans le cadre de la réalisation de cette étude⁵¹.

Le Tableau 12 ci-dessous donne un aperçu des estimations des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance pour la liste réduite des technologies considérées pour la calibration de la limite de prix maximum intermédiaire. Il convient de noter que:

- Pour les technologies de type CCGT, OCGT et Turbojet :

⁵⁰ https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf

⁵¹ <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030input-data--adequacy--flexibility-study-2021vfen.xlsx>

- Les valeurs Low/High correspondent à l'estimation la plus basse/la plus haute des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance parmi les unités considérées pour chaque technologie;
- Les valeurs Mid correspondent à la médiane de l'estimation des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance parmi les unités considérées pour chaque technologie. La médiane est choisie en raison de la grande asymétrie de la distribution des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance. L'utilisation d'une valeur moyenne impliquerait l'application d'une prime pour la plupart des unités considérées dans les calculs ultérieurs, alors que la médiane permet de mieux refléter la masse des unités.
- Pour les technologies de type PSP et réponse du marché, les valeurs Low/Mid/High correspondent aux fourchettes indiquées respectivement dans l'analyse réalisée par Afré et dans l'étude Adequacy and Flexibility 2022 -2032 d'Elia publiée en 2021.

Technologies	Coûts FOM [€/kW/an] (y compris les coûts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures)		
	Low	Mid	High
<i>CCGT</i>	29	30	41
<i>OCGT</i>	19	19	40
<i>Turbojet</i>	23	29	29
<i>PSP</i>	20	29	40
<i>Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h</i>	5	10	15

Tableau 12 : Estimations de coûts FOM pour les technologies existantes inclus dans la liste réduite

Ensuite, pour l'estimation des revenus discutée dans la section 3.2.3, plusieurs éléments de coûts variables sont nécessaires. Le Tableau 13 donne un aperçu des coûts des carburants et des coûts variables d'exploitation et d'entretien (VOM) pour les technologies pertinentes comprises dans la liste réduite, conformément aux données requises mentionnées à l'article 18, §2, 3° et 4° de l'Arrêté royal Méthodologie. Ces chiffres sont indiqués pour chaque catégorie, correspondant respectivement aux valeurs utilisées pour l'estimation des revenus Low/Mid/High. Les technologies de type PSP et réponse du marché avec une durée d'activation de 4h ne sont pas incluses car ces technologies ne consomment pas de combustible pour produire de l'électricité, mais agissent plutôt en fonction des possibilités d'arbitrage (pour la PSP) ou en fonction des coûts d'opportunité de la consommation d'électricité (pour la réponse du marché).

Le prix du CO₂, visé à l'article 18, §2, 5° du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, a été estimé à un niveau général de 46 €/tCO₂, en ligne avec la valeur retenue par la Ministre dans sa décision modifiée relative aux paramètres d'application pour l'enchère

Y-4 pour la période de livraison 2026-27⁵² utilisés dans la simulation de marché.

Technologies	Coûts de carburants [€/MWh] ⁵³			Coûts VOM [€/MWh] ⁵⁴		
	Pour revenus Low	Pour revenus Mid	Pour revenus High	Pour revenus Low	Pour revenus Mid	Pour revenus High
CCGT	41,8	38,7	36	4	2	1,6
OCGT	59,7	52,2	47,5	6,3	3,3	1,6
Turbojet	243,4	182,6	146,1	3,3	3,3	3,3

Tableau 13 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de coûts variables pour les technologies existantes inclus dans la liste réduite

De plus, Elia fournit également une estimation des coûts d'activation pour les tests de disponibilité, visés à l'article 18, §2, 6° du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie. Cet élément de coût est basé sur les informations fournies dans le cadre des volumes et des prix contractuels pour les réserves stratégiques de demande, comme cela a également été proposé dans la consultation publique.

Compte tenu du prix moyen d'activation pour la période d'hiver 2015-2016 du SDR pour une activation de 4 heures, et en supposant un test de disponibilité de 15 minutes par an, les coûts d'activation pour les tests de disponibilité, exprimés en €/kW/an, sont calculés comme suit :

$$0,74 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 0,25 \frac{\text{h}}{\text{an}} = 0,185 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{an}} \quad [4]$$

Enfin, dans le cadre du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie prévue pour tenir compte de l'aversion au risque des investisseurs vu la considération des revenus moyens provenant du marché de l'énergie remplaçant les revenus médians, il est prévu d'appliquer une prime de risque additionnelle, venant multiplier les coûts fixes d'opération et de maintenance (y inclus les provisions pour les entretiens majeurs incluses dans les coûts fixes d'opération et de maintenance non-annuels (à l'exclusion des coûts liés à une augmentation de la capacité ou à une prolongation de la durée de vie)) supportés par les technologies existantes dites 'de référence' tels que listées à la section 3.2.1. Les primes de risque appliquées sont définies sur base de celles d'ores et déjà publiées en annexe de l'Arrêté royal

⁵² [Moniteur Belge - Belgisch Staatsblad \(fgov.be\)](http://moniteur.belge.be)

⁵³ En supposant les taux d'efficacité suivants, basés sur la base de données ENTSO-E (MAF 2020) et l'étude Fichtner: 50-54-58% pour CCGT, 35-40-44% pour OCGT et 21-28-35% pour Turbojet

⁵⁴ Basé sur la base de données ENTSO-E (MAF 2020) et l'étude Fichtner.

Méthodologie⁵⁵ dans le cadre du processus de dérogation à la limite de prix maximum intermédiaire.

Le raisonnement pour multiplier ces coûts par la prime de risque totale considérée se base sur le principe selon lequel les coûts fixes d'opération et de maintenance (y inclus les provisions pour les entretiens majeurs incluses dans les coûts fixes d'opération et de maintenance non-annuels) doivent être supportés par les acteurs de marché pour pouvoir être présents dans le CRM. Ces coûts sont dès lors considérés comme des dépenses d'investissement engagés par les acteurs de marché dotés d'un contrat de capacité d'un an⁵⁶. Il est donc logique, étant donné le principe d'aversion au risque des investisseurs, que cette prime de risque supplémentaire s'applique aux investissements supportés par ces acteurs de marché.

Total des coûts

Conformément à l'article 20 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, les coûts finaux supportés par les différentes technologies de la liste réduite des technologies éligibles pour la limite de prix maximum intermédiaire sont égaux aux coûts fixes d'exploitation et de maintenance fournis par Fichtner, revus ensuite par Afry tels que présentés au Tableau 14 ci-dessus multipliés par 1 plus la prime de risque totale à appliquer. Pour rappel, ces primes de risque se trouvent en annexe 1 de l'Arrêté royal Méthodologie.

⁵⁵ [Arrêté royal Méthodologie entré en vigueur le 30 avril 2021](#)

Technologies	Coûts FOM [€/kW/an] <small>(y compris les coûts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures)</small>			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Prime de risque totale à appliquer (en %) conformément à la méthodologie découlant de l'étude du Professeur Boudt (WACC + prime de risque additionnelle)		Coûts totaux (€/kW/an) : Coûts FOM multipliés par (1 + prime de risque totale)					
	Low	Mid	High		Sans investissements associés à une durée de vie économique > 3ans	Avec investissements associés à une durée de vie économique > 3ans	Sans investissements associés à une durée de vie économique > 3ans			Avec investissements associés à une durée de vie économique > 3ans		
							Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	29	30	41	0	6,5%	9%	30,9	32	43,7	31,6	32,7	44,7
OCGT	19	19	40	0	7%	10,5%	20,3	20,3	42,8	21	21	44,2
Turbojet	23	29	29	0	7%	10,5%	24,6	31	31	25,4	32	32
PSP	20	29	40	0	8,5%	13%	21,7	31,5	43,4	22,6	32,8	45,2
Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h	5	10	15	0,18	8,5%	13%	5,6	11	16,5	5,9	11,5	17,2

Tableau 14 : récapitulatif des coûts applicables pour la détermination du « missing-money » dans le cadre de la Limite de Prix Maximum Intermédiaire

3.2.3. Estimation des éléments de revenus (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 19)

Conformément à l'article 19, §1 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, Elia fournit une estimation des revenus annuels pour chaque technologie incluse dans la liste réduite déterminée sur base de l'article 18 du même Arrêté. Les composantes des revenus annuels sont les suivantes :

- Les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie (en €/MW/an);
- Les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage, qui représentent des revenus additionnels (éventuels) aux rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie (également exprimés en €/MW/an).

Les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie (€/MW/an)

Les rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie sont basées sur une simulation probabiliste du marché de l'énergie conformément à l'article 12 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, prenant en compte le scénario de référence décrit dans la Partie I de ce rapport pour la période de livraison 2026-27, conformément aux dispositions de l'article 19, §2, 1° et 2° du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie.

En outre, conformément à l'article 19, §2, 3° du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, les rentes inframarginales annuelles sont calculées à partir des revenus moyens, en tenant compte d'un niveau de prix d'exercice de 300 €/MWh⁵⁷ qui plafonne les revenus du marché de l'énergie et les coûts variables. Ce prix d'exercice de 300 €/MWh suit la proposition faite en section 3.3.2 de ce rapport.

Pour rappel, la moyenne des revenus provenant des marchés de l'énergie est considérée dans le cadre de cette calibration par opposition au rapport précédent pour lequel la médiane des revenus était d'application pour le calcul du « missing-money ». Afin de considérer l'aversion au risque des investisseurs, une prime de risque additionnelle est considérée en plus de la moyenne des revenus du marché de l'énergie pour ce calcul du « missing-money ».

Les rentes inframarginales annuelles moyennes gagnées sur le marché de l'énergie sont présentées dans le Tableau 15 à la fin de cette section.

Les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage

Conformément à l'article 19, §3 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage sont évalués pour chaque technologie considérée dans la liste réduite de technologies éligibles. Conformément à cette disposition du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, l'estimation de ces

⁵⁷ En ligne avec la valeur actée pour celui-ci par la Ministre dans sa décision applicable à l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26 : [LOI - WET \(fgov.be\)](https://www.fgov.be/loi-wet)

revenus est basée sur la moyenne des coûts de réservation historiques des 36 derniers mois et tient compte des coûts pertinents - y compris les coûts d'opportunité - afin d'éviter un double comptage des revenus gagnés sur le marché de l'énergie et des revenus provenant de la fourniture de services d'équilibrage.

Les hypothèses ci-dessous sont fournies en considérant les différents services d'équilibrage et en considérant qu'ils fournissent des revenus nets à prendre en compte dans la calibration du prix maximum intermédiaire pour les technologies considérées dans la liste réduite. Le raisonnement relatif aux revenus provenant de la provision de chaque produit est similaire, conformément à l'Arrêté royal Méthodologie, à celui appliqué pour le rapport de calibration de l'année passée et à celui à nouveau présenté par Elia dans sa note relative aux paramètres d'application pour l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-27 consultée publiquement.

Il est en outre important de souligner que les réactions reçues à ce propos durant la consultation publique⁵⁸ n'ont pas mené, de l'avis d'Elia, à des changements devant être appliqués au niveau de la méthodologie pour estimer ces revenus. Le raisonnement d'application est donc le suivant :

- **FCR:**
Conformément au raisonnement avancé lors de la consultation publique, les revenus FCR ne sont pas considérés comme pertinents pour les technologies inclus dans la liste réduite. Selon Fichtner⁵⁹, les batteries sont susceptibles de devenir la technologie dominante pour la fourniture de FCR, qui - puisqu'il est considéré qu'elles tirent un profit économique positif de la fourniture de FCR - n'est pas une technologie prise en compte pour la calibration du prix maximum intermédiaire⁶⁰;
- **aFRR:**
Conformément au raisonnement avancé lors de la consultation publique, les revenus provenant des besoins aFRR ne sont pas non plus pris en compte, car les technologies qui fournissent généralement les besoins aFRR, effectuent un arbitrage entre la fourniture d'aFRR et la vente d'énergie. Une unité participant au marché d'équilibrage via la provision d'aFRR ne pourra pas en même temps participer avec la même capacité au marché de l'énergie, dès lors les rentes que celui-ci est supposé gagner via les marchés d'équilibrage ne peuvent venir s'ajouter aux revenus dont il pourrait disposer sur le marché de l'énergie. Par conséquent, les prix de réservation d'aFRR sont supposés ne pas représenter un revenu net additionnel aux rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie;

⁵⁸ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20210705_public-consultation-report-26-27_en.pdf

⁵⁹ "Batteries are usually built for very specific system services, such as Frequency Containment Reserves (FCR), which cover their investment. They are therefore unlikely to have the highest amount of missing money as their remuneration depends on a structural need by a specific party (e.g. the TSO for FCR) rather than the instantaneous electricity price on the market", Fichtner, 2020.

⁶⁰ Noter qu'il s'agit d'une estimation et non d'une cible à atteindre car c'est le marché lui-même qui déterminera qui fournit la FCR.

- **mFRR:**

Conformément au raisonnement avancé lors de la consultation publique, les revenus mFRR sont considérés comme particulièrement pertinents pour les technologies de type Turbojet ou encore OCGT (supposés fournir le produit standard mFRR) et réponse du marché (supposés fournir le produit flex mFRR) ;

Conformément aux conclusions présentées dans l'analyse d'Afry, dans les conditions actuelles du marché, avec des quantités de plus en plus importantes d'énergies renouvelables entraînant un nombre d'heures de fonctionnement pour les centrales électriques au gaz moins important, il n'est pas déraisonnable de supposer que les revenus mFRR pourraient devenir une source de revenus importante dans le futur pour les OCGT existantes en Belgique.

Ainsi, les revenus nets suivants provenant de la fourniture de services d'équilibrage sont considérés pour chacune des technologies susmentionnées - les résultats récapitulatifs sont présentés au Tableau 15. Il est à noter que, bien que le produit mFRR Flex soit progressivement en train de disparaître et de laisser place à un volume plus important en mFRR Standard, il est toujours fait référence à ces 2 produits mFRR (Standard et Flex) à l'heure actuelle puisque des données et chiffres historiques sont disponibles et pris en compte pour ces 2 produits dans cette estimation.

Les revenus annuels maximums provenant de la fourniture de mFRR Standard/Flex sont considérés comme le point de départ. Ils sont calculés respectivement selon les formules [5] et [6], en tenant compte du prix de réservation mFRR Standard/Flex horaire moyen pondéré, corrigé au cours des 36 derniers mois, conformément à l'article 19, §3, 1^o à 3^o du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie⁶¹ :

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximums mFRR Standard } [\text{€/kW/an}] \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré corrigé } [\text{€/kW/h}] * 8760 \\
 & \quad [\text{h/an}] \\
 & = 0,0054 [\text{€/kW/h}] * 8760 [\text{h/an}] \\
 & = 47,6 [\text{€/kW/an}] \qquad \qquad \qquad [5]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximums mFRR Flex } [\text{€/kW/an}] \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Flex horaire moyen pondéré corrigé } [\text{€/kW/h}] * 8760 [\text{h/an}]
 \end{aligned}$$

⁶¹ Dérivé des données accessibles au public qui peuvent être consultées sur <https://www.Elia.be/en/grid-data/balancing/capacity-auction-results> et corrigées pour les périodes non représentatives pendant lesquelles les prix de réservation de mFRR ont atteint des niveaux beaucoup plus élevés que d'habitude (fin 2018, début 2019), en supprimant les prix de réservation mFRR supérieurs à 10 €/MW/h. Il est important de souligner que de tels prix n'ont pas été observés pour la période ajoutée à celle déjà utilisée pour l'estimation de ces revenus pour l'exercice de calibration précédent (excepté pour le mois d'octobre 2020). Les données utilisées pour l'estimation des revenus nets d'équilibrage obtenus dans le cadre de cette calibration s'étendent d'octobre 2018 à septembre 2021 inclus.

$$\begin{aligned}
 &= 0,0038 \text{ [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 &= 33,7 \text{ [€/kW/an]}
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

Par la suite, un pourcentage des revenus annuels maximums est considéré pour déterminer les revenus annuels nets obtenus par technologie en fonction des capacités réservées observées sur la même période pour ces différentes technologies. Parmi les raisons pour ne considérer qu'un pourcentage des revenus annuels maximums, les raisons suivantes sont invoquées:

- Les installations peuvent ne pas être disponibles toute l'année, par exemple en raison des arrêts planifiés ou fortuits ;
- Les installations peuvent ne pas être sélectionnées dans toutes les enchères des services d'équilibrage en raison de la concurrence – cet effet est susceptible d'être davantage prononcé à l'avenir, avec l'ajout de nouvelles capacités ;
- Des coûts sont associés à la présentation d'une offre ;
- Des coûts d'opportunité sont associés à la fourniture de services d'équilibrage et ceux-ci peuvent représenter un arbitrage défavorable vis-à-vis de la participation au marché de l'énergie; etc.

L'application aux différentes technologies des principes exposés ci-dessus est détaillée ci-dessous :

- **Turbojet**

La technologie turbojet est supposée tirer des revenus nets de la fourniture du produit **mFRR Standard**. Pour l'estimation des revenus annuels nets provenant de la fourniture du mFRR pour les turbojets, les pourcentages supposés s'élèvent à 60 % (Low) - 70 % (Mid) - 80 % (High) pour la technologie turbojet, ce qui donne **28,6 (Low) – 33,3 (Mid) – 38,1 (High) €/kW/an**. Ces revenus sont supérieurs à ceux estimés pour l'exercice de calibration de l'IPC précédent en raison de pourcentages de capacité observées supérieurs pour la période observée vis-à-vis de la calibration effectuée pour l'année précédente.

- **OCGT**

Comme la technologie Turbojet, la technologie OCGT est supposée tirer des revenus nets de la fourniture du produit **mFRR Standard**. Toutefois, comme les coûts d'opportunité sont supposés être plus élevés pour la fourniture de mFRR pour les OCGT plutôt que pour les turbojets, un pourcentage plus faible de revenus annuels maximums est supposé provenant de celle-ci : 35 % (Low) - 40 % (Mid) - 45 % (High). Cela donne **16,7 (Low) – 19 (Mid) – 21,4 (High) €/kW/an**. Pour la période étudiée, étant donné que le coût marginal de la fourniture d'énergie d'une OCGT est plus faible que celui d'un turbojet, la probabilité d'être « in-the-money » sur le marché de l'énergie est plus élevée, ce qui fait qu'un arbitrage avec la fourniture de mFRR est davantage nécessaire. On peut quoiqu'il en soit constater également des pourcentages de capacités observées supérieurs pour la période observée pour la technologie OCGT (principalement pour l'année 2020) menant dès lors à des revenus nets d'équilibrage supérieures à ceux estimés l'année passée pour la calibration.

- **Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h**

La réponse du marché est supposée tirer des revenus de la fourniture du produit **mFRR Flex**. Les pourcentages suivants sont utilisés pour l'estimation des revenus nets à partir des revenus annuels maximums : 50 % (Low) - 60 % (Mid) - 70 % (High). Cela donne **16,9 (Low) – 20,3 (Mid) – 23,6 (High) €/kW/an**. Le pourcentage appliqué dans le cadre de la réponse de marché reste lui identique à celui observé pour l'année passée.

- **PSP**

Tout comme l'année passée, aucun revenu net provenant de la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage n'est considéré pour la technologie PSP dans ce rapport de calibration. Cette hypothèse est prise afin de ne pas révéler d'informations potentiellement sensibles, étant donné qu'il n'y a que deux unités de pompage-turbinage en Belgique. Cette section est donc discutée dans une autre annexe confidentielle.

Total des revenus

Le Tableau 15 présente un résumé des revenus estimés/simulés pour les technologies de la liste réduite définie sur base de l'article 18 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, comprenant à la fois les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie (capées pour rappel à hauteur d'un prix d'exercice de 300 €/MWh) et les revenus nets du marché des services d'équilibrage par technologie retenue dans la liste réduite.

Pour estimer le total des revenus annuels pour chaque technologie retenue dans la liste réduite, les deux composantes de revenus sont additionnées. Dans cet exercice de calibration, les revenus liés à la fourniture de services d'équilibrage - y compris les coûts d'opportunité – sont bien des revenus nets s'ajoutant aux rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'énergie et pour lesquels les acteurs de marché effectuent un arbitrage. De cette manière, une estimation plus réaliste des revenus annuels totaux est présentée.

Technologies	Rentes inframarginales annuelles moyennes gagnées sur le marché de l'énergie [€/kW/an]			Revenus nets du marché des services d'équilibrage [€/kW/an]			Total des revenus [€/kW/an]		
	Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	10,2	12,7	23,3	/	/	/	10,2	12,7	23,3
OCGT	4	4,4	5,2	16,7	19	21,4	20,7	23,4	26,6
Turbojet	0,9	2	2,8	28,6	33,3	38,1	29,5	35,3	40,9
PSP	6	6	6	/	/	/	6	6	6
Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h	0	0	0	16,9	20,3	23,6	16,9	20,3	23,6

Tableau 15 : Prix maximum intermédiaire - Table récapitulative des revenus

3.2.4. Estimation de « missing-money » (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 20)

Dans cette section, les estimations de coûts et de revenus qui sont déterminées respectivement dans les sections 3.2.2 et 3.2.3 sont rassemblées afin de fournir une estimation du « missing-money » de chacune des technologies incluses dans la liste réduite. L'estimation du « missing-money » est effectuée au moyen de la formule [7], décrite à l'article 20, §1 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie:

$$\text{Missing money} = (\text{Coût FOM} + \text{Coûts d'activation pour les tests de disponibilité}) * (1 + \text{hurdle rate}) - \text{Total des revenus} \quad [7]$$

Pour refléter la variation des chiffres de coûts et de revenus, différents niveaux de « missing-money » sont estimés. Les six niveaux de « missing-money » suivants sont déterminés pour chaque technologie incluse dans la liste réduite :

- **Niveau 1:** Considère les chiffres de coûts *Low* et les chiffres de revenus *High*
- **Niveau 2:** Considère les chiffres de coûts *Low* et les chiffres de revenus *Mid*
- **Niveau 3:** Considère les chiffres de coûts *Low* et les chiffres de revenus *Low*
- **Niveau 4:** Considère les chiffres de coûts *Mid* et les chiffres de revenus *High*
- **Niveau 5:** Considère les chiffres de coûts *Mid* et les chiffres de revenus *Mid*
- **Niveau 6:** Considère les chiffres de coûts *Mid* et les chiffres de revenus *Low*

A l'instar de ce qui a été réalisé pour la calibration de la limite de prix maximum intermédiaire pour le précédent rapport de calibration, les chiffres de coûts *Max* ne sont pas pris en compte pour l'estimation du « missing-money ». Elia confirme donc les hypothèses retenues à savoir :

les coûts *Max* ne sont pas considérés comme représentatifs car, en général, les estimations de coûts sont considérées comme étant déjà élevées par Afry pour les raisons exposées ci-

dessous :

Premièrement, les coûts EPC (Engineering, Procurement and Construction) qui sont utilisés comme base pour diverses estimations de coûts sont basés sur des sources publiques (par exemple, GTW 2019). Toutefois, comme décrit dans l'analyse d'Afry, il est probable qu'un processus d'appel d'offres concurrentiel – existant dans la pratique - induise des prix plus bas que ceux considérés initialement. Comme ces réductions sont difficiles à calculer et ne sont pas rendues publiques, elles ne sont pas reflétées dans les valeurs de la fourchette de coûts.

Deuxièmement, la provision pour les révisions majeures qui est incluse dans les estimations des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance est considérée comme élevée pour les unités plus anciennes, qui se situent dans la fourchette supérieure des estimations des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance. En effet, la provision pour les révisions majeures est dérivée, dans l'analyse d'Afry, d'un contrat de service à long terme (LTSA) présumé avec le fabricant de l'équipement d'origine. Toutefois, comme l'indique l'analyse d'Afry, on peut toujours supposer que les unités plus anciennes achètent des services de maintenance avec une concurrence beaucoup plus large entre les fournisseurs de services de maintenance.

En conclusion par rapport aux fourchettes de coûts considérées, L'impact exact des deux réductions de coûts potentielles mentionnées ci-dessus est difficile à estimer, mais l'analyse d'Afry, qu'Elia juge encore pertinente et valable, fournit plusieurs indications justifiant le fait de considérer davantage la partie inférieure de la fourchette d'estimation des coûts comme base de calcul de « missing-money ».

Les coûts d'activation des tests de disponibilité ne sont pris en compte que pour la réponse du marché. Ceci est conforme à l'article 20, §1, 3° du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, qui précise que cet élément de coût ne doit être pris en compte que pour les technologies ayant des coûts variables élevés. Cela est toujours considéré comme pertinent par Elia étant donné que selon les règles de Fonctionnement des tests d'activation en matière de disponibilité se révéleront à priori nécessaires pour des unités présentant des coûts d'activation très importants et ne s'activant dès lors que peu souvent sur le marché de l'énergie (au vu du coût d'opportunité important lié à l'activation de celles-ci).

Il est primordial de rappeler que **les niveaux estimés de « missing-money » sont divisés par le facteur de réduction associé à chaque technologie dans le cadre de la détermination de l'IPC** et ce afin de considérer une limite de prix maximal intermédiaire suffisamment représentative par rapport au comportement attendu des différents acteurs de marché en matière de soumission d'offres lors de la mise aux enchères. En effet, le « missing-money » estimé doit être récupéré par le biais de la mise aux enchères du CRM or étant donné que la rémunération de la capacité que le fournisseur de capacité recevra s'il est sélectionné dans la mise aux enchères ne s'applique qu'au volume éligible, c'est-à-dire à la puissance nominale multipliée par le facteur de réduction, le facteur de réduction doit être pris en compte dans la stratégie d'offre des acteurs de marché participant à la mise aux enchères.

Les facteurs de réduction utilisés dans le calcul sont tirés de la section 3.1 du rapport.

Le Tableau 16 ci-dessous présente les niveaux estimés de « missing-money » pour chacune des technologies incluses dans la liste réduite. Notez que le « missing-money » est mis à zéro lorsque le calcul aboutit à une valeur négative.

A l'instar de ce qui a été fait dans le rapport de calibration relatif à l'enchère Y-4 pour la période

de livraison 2025-26, la technologie de pompage-turbinage n'est, au final, pas retenue dans cet aperçu final. En effet, les estimations de « missing-money » pour la technologie PSP ne sont pas considérées comme suffisamment représentatives étant donné que les conditions de marché relatives à ces technologies n'ont pas sensiblement varié par rapport à l'exercice réalisé l'année passée. Dès lors, les facteurs avancés dans le cadre du rapport de calibration de l'année passée restent d'actualité et expliquent cette mise à l'écart de la technologie de pompage-turbinage:

- Seulement deux unités avec des niveaux de puissance maximale divergents constituent la technologie de pompage-turbinage en Belgique. En termes d'estimation des coûts, comme indiqué dans l'étude réalisée par Afry, la taille de ces unités conserve un impact significatif par rapport à leurs coûts annuels fixes d'opération et de maintenance. Elia considère donc à nouveau qu'une simple approche basée sur le coût moyen de cette technologie ne tiendrait pas suffisamment compte de cet aspect.
- Du point de vue des revenus, la différence de taille des unités est supposée avoir un impact significatif sur la rentabilité des services fournis. Par conséquent, il semble difficile et peu recommandé de dériver des estimations de coûts et de revenus uniques qui soient représentatives de la technologie de pompage-turbinage en Belgique à partir de ces 2 unités différentes.
- Comme indiqué dans la section 3.2.3, afin de ne pas révéler d'informations potentiellement sensibles, aucun revenu net provenant de la fourniture des services d'équilibrage pour la technologie PSP n'est fourni ni considéré dans les estimations de revenus présentées. En outre, ces types de revenus peuvent également résulter de « self-balancing » et/ou « reactive balancing ». Cela semble être particulièrement vrai pour les PSP très flexibles. Toutefois, étant donné que la valeur de « self-balancing » et/ou « reactive balancing » dépend fortement du portefeuille de l'acteur du marché, cette évaluation ne se retrouve pas dans les estimations de revenus présentées.

Pour toutes les raisons soulevées ci-dessus, Elia propose de ne plus considérer la technologie PSP comme une technologie de référence candidate pour l'établissement du prix maximum intermédiaire. Une annexe confidentielle jointe au présent rapport de calibration détaille davantage les éléments pertinents pour l'estimation du « missing-money » pour la technologie PSP en Belgique et les difficultés rencontrées pour fournir une estimation précise de celui-ci.

Technologies	Facteur de réduction [%]	Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle)	Coûts FOM [€/kW/an]			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Total des revenus [€/kW/an]			« Missing-money » avec prime de risque totale pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de plus de 3 ans (divisé par le facteur de réduction) [€/kW-réduit/an]					
		Avec investissements associés à une durée de vie économie > 3 ans	Low	Mid	High		Low	Mid	High	Niveau 1 Low Cost – High Rev	Niveau 2 Low Cost – Mid Rev	Niveau 3 Low Cost – Low Rev	Niveau 4 Mid Cost – High Rev	Niveau 5 Mid Cost – Mid Rev	Niveau 6 Mid Cost – Low Rev
CCGT	92%	9%	29	30	41	0	10,2	12,7	23,3	9	20,6	23,3	10,2	21,7	24,5
OCGT	91%	10,5%	19	19	40	0	20,7	23,4	26,6	0	0	0,4	0	0	0,4
Turbojet	96%	10,5%	23	29	29	0	29,5	35,3	40,9	0	0	0	0	0	2,7
Market response (activation d'énergie de 4h)	68%	13%	5	10	15	0,18	16,9	20,3	23,6	0	0	0	0	0	0

Tableau 16 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de « missing-money » pour les technologies existantes incluses dans la liste réduite avec application de la prime de risque pour des investissements associés à une durée de vie économique de plus de 3 ans

Technologies	Facteur de réduction [%]	Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle) Avec investissements associés à une durée de vie économie < 3 ans	Coûts FOM [€/kW/an]			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Total des revenus [€/kW/an]			« Missing-money » avec prime de risque totale pour des investissements associés à une durée de vie économique de moins de 3 ans (divisé par le facteur de réduction) [€/kW-réduit/an]					
			Low	Mid	High		Low	Mid	High	Niveau 1 Low Cost – High Rev	Niveau 2 Low Cost – Mid Rev	Niveau 3 Low Cost – Low Rev	Niveau 4 Mid Cost – High Rev	Niveau 5 Mid Cost – Mid Rev	Niveau 6 Mid Cost – Low Rev
CCGT	92%	6,5%	29	30	41	0	10,2	12,7	23,3	8,3	19,8	22,5	9,4	20,9	23,7
OCGT	91%	7%	19	19	40	0	20,7	23,4	26,6	0	0	0	0	0	0
Turbojet	96%	7%	23	29	29	0	29,5	35,3	40,9	0	0	0	0	0	1,7
Market response (activation d'énergie de 4h)	68%	8,5%	5	10	15	0,18	16,9	20,3	23,6	0	0	0	0	0	0

Tableau 17 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de « missing-money » pour les technologies existantes incluses dans la liste réduite avec application de la prime de risque pour des investissements associés à une durée de vie économie de moins de 3 ans

3.2.5. Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix maximum intermédiaire (projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, article 16)

En s'appuyant sur les estimations de « missing-money » présentées dans la section 3.2.4, cette section présente la proposition d'Elia pour le prix maximum intermédiaire. Conformément à l'article 16, § 1 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie, le prix maximum intermédiaire est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus élevé parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies existantes éligibles. Il convient de noter que, pour tenir compte du fait que le « missing-money » estimé doit être récupéré par le biais de la mise aux enchères du CRM, le « missing-money » est divisé par le facteur de réduction approprié, défini à la section 3.1 comme expliqué plus en détails à la section 3.2.4.

Sur base des Tableau 16 et Tableau 17, **Elia propose de considérer la technologie CCGT comme la technologie ayant le plus grand « missing-money » parmi les technologies incluses dans la liste réduite.** En combinant les différents niveaux estimés de « missing-money », le « missing-money » à considérer se situe dans la fourchette 9,6 – 21,2 – 23,9 €/kW/an.

En effet, étant donné que les coûts fixes d'opération et de maintenance **incluent notamment des provisions pour les entretiens majeurs ne prenant pas nécessairement place de manière annuelle et étant donné que ceux-ci représentent un coût non-négligeable⁶², de surcroît pour des CCGTs**, Elia est d'opinion que des primes de risque additionnelles liées aux dépenses d'investissement associées à une durée de vie économique de plus de 3 ans doivent être appliquées pour la détermination du niveau de « missing-money » fixant la limite de prix maximum intermédiaire. Dès lors, les valeurs les plus importantes de missing-money sont ici considérées afin d'être en ligne avec l'article 16 §1 du projet de modification de l'Arrêté royal Méthodologie précité ci-dessus selon lequel le « missing-money de la technologie » ayant le « missing-money » le plus élevé doit être considéré pour la proposition de limite de prix intermédiaire.

On peut par ailleurs constater que le fait de considérer le niveau de « missing-money » lié à l'application de primes de risque inférieures (liées à des dépenses d'investissement associées à une durée de vie économique de moins de 3 ans) ne mène pas à une différence fondamentale dans la détermination du niveau de « missing-money » fixant le niveau de la limite de prix intermédiaire puisque la fourchette de « missing-money » suivante y est associée : 8,8 – 20,4 – 23,1 €/kW/an.

Sur base de l'argumentation présentée ci-dessus :

- **Elia propose 21,2 €/kW/an comme niveau de prix maximum intermédiaire c'est-à-dire la valeur médiane de la fourchette de « missing-money » calculée ci-dessus** associée à l'application d'une prime de risque liée à des investissements

⁶² Comme indiqué à plusieurs reprises dans l'étude d'Afry notamment à la section 3.3.2.4.

associés à une durée de vie économique de plus de 3 ans Cette valeur est légèrement inférieure à la limite de prix intermédiaire fixée par la Ministre pour l'enchère Y-4 lié à la période de fourniture 2025-26 et se base donc sur des perspectives de revenus moyens impliquant donc une modification de la méthodologie permettant de calculer le niveau de « missing-money ».

Selon Elia, une telle valeur paraît raisonnable et s'explique également, selon Elia, pour les 2 raisons suivantes:

1. Elle est relativement stable par rapport à la valeur retenue par la Ministre l'année passée.
2. Une valeur légèrement inférieure pour la limite de prix maximum intermédiaire ne génère, à priori, pas un risque supplémentaire d'exclusion pour la participation au CRM d'unités obtenant un contrat de capacité de 1 an, sans atteindre le seuil d'investissement requis pour obtenir un contrat pluriannuel, étant donné qu'un processus de dérogation à la limite de prix intermédiaire est désormais disponible et se déroule **ex-ante par rapport au processus d'enchère liée à la période de livraison 2026-27**.

Proposition d'Elia

Pour conclure, Elia propose, en tenant compte de tous les arguments ci-dessus, un prix maximum intermédiaire égal à 21,2 €/kW/an pour l'enchère Y-4 organisée en 2022 pour la période de livraison 2026-27.

3.3 Prix de référence & Prix d'exercice (10 et 11°)

Les concepts de prix d'exercice et de prix de référence sont définis dans la Loi Electricité (art. 2, 80° & 81°).

« 'prix d'exercice: le prix prédéfini indiquant le seuil au-delà duquel le fournisseur de capacité doit rembourser la différence avec le prix de référence ' ;

'prix de référence: le prix reflétant le prix censé être obtenu par le fournisseur de capacité sur les marchés de l'électricité ' »

Le CRM belge prévoit, dans le cadre des options de fiabilité, une obligation de remboursement lorsque le prix de référence observé sur le marché excède la valeur du prix d'exercice calibré au préalable. Un but clair de l'obligation de remboursement est de limiter les revenus des fournisseurs de capacité du CRM afin que ceux-ci ne bénéficient pas de revenus dépassant leurs rentes inframarginales.

Par ailleurs, un des autres objectifs du CRM est également de limiter les coûts qui en découlent. Le but est donc de calibrer ce prix d'exercice de façon à ce qu'il soit technologiquement neutre en permettant un degré de participation maximal des différents types de technologies au CRM et un plus grand degré de compétition menant, toutes autres choses égales par ailleurs, à une réduction du coût total du CRM.

Vu le lien fort entre ces deux paramètres, l'élaboration et la proposition de ces éléments sont reprises ensemble dans cette partie, et ce, en exécution du chapitre 8 du projet de modification de l'Arrêté royal 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:

« Art. 23. § 1er. Pour une unité du marché de capacité, le prix de référence et le prix d'exercice d'une capacité contractée s'appliquent dans l'obligation de remboursement visée à l'article 7undecies, § 11 de la loi du 29 avril 1999 pour tout moment de la période de fourniture de capacité.

§ 2. L'obligation de remboursement s'entend en euro par heure (€/h).

§ 3. Les modalités de l'obligation de remboursement sont établies dans les règles de fonctionnement et sont décrites plus en détail dans le contrat de capacité.

§ 4. L'obligation de remboursement est déterminée par transaction d'une unité dans le marché de capacité.

§ 5. Les unités du marché de capacité (partiellement ou entièrement) indisponibles sont exemptées à raison de l'indisponibilité justifiée d'obligation de remboursement à hauteur de leur indisponibilité comme déterminée selon les règles de fonctionnement.

1° L'indisponibilité concernée doit être communiquée au gestionnaire du réseau avant la détection des moments pendant lesquels le monitoring de la disponibilité des unités du

marché de capacité a lieu suivant les règles de fonctionnement.

2° Un ratio de disponibilité est défini par la proportion de la capacité disponible au sens de l'obligation de disponibilité visée à l'article 7undecies, § 11 de la loi du 29 avril 1999 par rapport à la capacité contractée totale (comme définie dans les règles de fonctionnement), calculée par unité par quart d'heure.

§ 6. L'obligation de remboursement résulte de la multiplication de:

- la différence positive entre le prix de référence visé aux articles 24 et 25 et le prix d'exercice visé à l'article 26 de l'heure considérée ;

- par la capacité contractée pour cette même heure ;

- par le ratio de disponibilité d'une unité du marché de capacité à une heure considérée correspondant à la prise en compte des indisponibilités programmées ou non de l'unité du marché de capacité dans l'obligation de remboursement.

§ 7. Pour les unités du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s), l'obligation de remboursement sur la transaction ou les transactions de l'unité du marché de capacité s'applique pour toute heure considérée dans la période de fourniture de capacité pour laquelle un calcul de capacité disponible prouvée est considéré selon les règles de fonctionnement.

§ 8. Pour les unités du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s), la capacité contractée divisée par le facteur de réduction de la transaction se substitue à la capacité contractée dans l'obligation de remboursement du § 6°.

§ 9. Les obligations de remboursement liées à des transactions du marché primaire ou du marché secondaire pour lesquelles les périodes de transaction concernent une ou plusieurs périodes de fourniture complètes (comme défini dans les règles de fonctionnement) pendant une période de fourniture de capacité font l'objet d'un mécanisme de limitation des pertes ('Stop-Loss'). Cela signifie que l'obligation de remboursement d'une telle transaction ne peut être supérieure à la somme des rémunérations de capacité de la transaction concernée (comme défini dans les règles de fonctionnement) pour cette unité du marché de capacité sur cette même période de fourniture de capacité.

§ 10. Après la première mise aux enchères au printemps 2022, et après tous les deux ans, la Direction générale de l'Energie effectue une analyse technico-économique qui examine les offres et le résultat des enchères. L'effet de l'obligation de remboursement y sera spécifiquement examiné. La Direction générale de l'Energie soumet l'analyse à une consultation publique. L'analyse et le rapport de consultation sont soumis par la DG Energie pour avis à la commission et au gestionnaire de réseau, qui transmettent leur avis au ministre de l'Energie dans les trente jours suivant réception de l'analyse et du rapport de consultation.

Art. 24. Le prix de référence d'une unité du marché de capacité est observé pour chaque heure de l'obligation de remboursement dans le couplage unique journalier tel que décrit à l'article 25 et s'entend en euros par MWh pour une période considérée.

Art. 25. § 1er. Le prix de référence appliqué dans le calcul de l'obligation de remboursement d'une unité du marché de capacité est observé dans le prix du couplage unique journalier

du NEMO choisi opérant en Belgique dans le marché de l'électricité sur l'horizon des produits définis dans le couplage unique journalier.

§ 2. Les modalités du prix de référence relatives entre autres aux choix, modification, remplacement en cas de données manquantes ou de cessation de l'activité du NEMO choisi sont établies dans les règles de fonctionnement.

§3. Le prix de référence qui est appliqué pour les capacités étrangères indirectes est déterminé selon les règles fixés dans l'Arrêté Royal relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8, alinéa 1er, 3°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne des conditions et modalités auxquelles les détenteurs de capacité étrangère indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité et suit les principes de § 1 et § 2 appliquées sur l'Etat membre européen limitrophe en question.

Art. 26. § 1er. Un prix d'exercice s'applique pour le calcul de l'obligation de remboursement à toutes les transactions contractées la même année.

§ 2. Pour les capacités contractées couvrant plus d'une période de fourniture de capacité, le prix d'exercice est mis à jour dès la deuxième période de fourniture de capacité sur base d'un index de l'évolution du prix de l'énergie électrique belge dont les modalités de calcul sont définies dans les Règles de fonctionnement et/ou dans le contrat de capacité.

§ 3. Le prix d'exercice d'une unité de marché de capacité sans programme journalier pour la période considérée est la valeur maximale entre le prix d'exercice de la capacité contractée et le prix de marché déclaré. Le prix de marché déclaré sur cette période considérée est égal au prix sur le couplage unique journalier au-dessus duquel le fournisseur de capacité a déclaré que l'unité du marché de capacité livrerait de l'énergie dans le marché d'énergie, conformément aux règles de fonctionnement. Les règles de fonctionnement prévoient, via les règles en matière de monitoring de la disponibilité des capacités, les stimulants nécessaires pour obtenir une reproduction correcte du prix du marché indiqué.

Art. 27. § 1er. La méthodologie de calibration du prix d'exercice consiste à définir une mise à jour du niveau du prix d'exercice dans une plage prédéfinie, garantissant qu'un volume de capacité raisonnable est offert dans le couplage unique journalier et sélectionné dans le couplage unique journalier ceci avant d'avoir atteint le prix d'exercice. Pour évaluer ce niveau de prix d'exercice, une fenêtre roulante sur les prix historiques du couplage journalier unique est utilisée et complétée par des considérations supplémentaires du marché de l'énergie.

La méthodologie consiste en:

En première étape, collecter les courbes historiques horaires d'offres élastiques (MW ; €/MWh) et de demandes élastiques (MW ; €/MWh) qui reprennent l'ensemble des ordres soumis dans le marché de couplage unique journalier de tous les NEMOs des trois périodes hivernales précédentes, exceptés les ordres en deçà ou égaux au prix de zéro et ceux au prix maximal autorisé. Tous les types ordres soumis sont considérés dans la mesure des possibilités techniques de traitement de ceux-ci.

Avant d'utiliser de telles données, en deuxième étape, un pré-filtrage pertinent est effectué

pour être cohérent avec les moments les plus pertinents de l'adéquation et pour s'y focaliser. Seules les heures de pointe hebdomadaires des trois périodes hivernales précédentes sont utilisées.

En troisième étape, une compilation de ces données est effectuée pour construire une courbe agrégée cumulant les courbes d'offres et de demandes triées par niveau de prix pour chacune des heures de pointe sur les trois périodes hivernales, indiquant la participation de capacités au couplage journalier unique (exprimée en volume) en fonction du niveau de prix.

En quatrième étape, une courbe moyenne des courbes agrégées est construite par période hivernale.

En cinquième étape, la courbe moyenne sur la période hivernale est normalisée sur la base du volume total moyen horaire de la période hivernale.

Le volume total moyen horaire sur la période hivernale considérée est le point ayant la puissance la plus élevée observée sur la courbe moyenne sur la période hivernale.

En sixième étape, la courbe de calibration du prix d'exercice est construite sur la base d'une moyenne pondérée des courbes moyennes des périodes hivernales précédentes. La moyenne pondérée se fait sur la base du volume total moyen horaire de chacune des courbes moyennes.

§ 2. Le prix d'exercice calibré est sélectionné sur la courbe de calibration, à un point situé entre un minimum de 75 pourcent et maximum de 85 pourcent.

Le prix d'exercice choisi prend en ordre de considérations:

1° les coûts variables des unités avec programme journalier dans le marché de telle sorte que ceux-ci se trouvent en deçà du prix d'exercice choisi et sont déterminés sur base de la simulation du marché de l'électricité visée à l'article 12 ;

2° la forme de la courbe de calibration ;

3° les évolutions du marché de l'énergie ;

4° la stabilité du prix d'exercice au cours du temps ;

5° une chance raisonnable que le prix d'exercice soit atteint par le prix de référence. »

Conformément à l'Arrêté royal Méthodologie et à l'instar de la méthode appliquée pour la calibration du prix d'exercice pour la première enchère Y-4 liée à la période de livraison 2025-26, la calibration pour la proposition de prix d'exercice de cette année s'effectue de manière identique et s'appuie sur l'analyse des données d'EPEX et de NordPool Spot, les deux

NEMOs⁶³ actuellement actifs en Belgique. Celle-ci est à nouveau réalisée par le consultant E-CUBE en collaboration avec Elia.

Cette analyse d'ECUBE concerne la première étape de la calibration du prix d'exercice détaillée à l'article 27 §1 de l'Arrêté royal Méthodologie : celle-ci repose en effet sur l'analyse du volume élastique de réaction du marché journalier défini sur base des données provenant à la fois des courbes agrégées (égales aux courbes de demande et d'offre 'associées') et des ordres complexes⁶⁴ observés sur ces NEMOs pour les moments pertinents en terme d'adéquation⁶⁵. E-CUBE a donc au préalable défini la courbe de calibration sur base de ces données. Cette analyse de données importante nécessite un travail minutieux et représente la base de la suite du processus de calibration détaillé dans ce rapport.

Comme expliqué plus en détails dans le rapport fourni par E-CUBE⁶⁶, la calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères Y-4 relative à la période de livraison 2026-27 se base sur les données des hivers 2018-19, 2019-20 et 2020-21⁶⁷. Le rapport d'E-CUBE est disponible en annexe 5 de ce rapport.

Cette partie du rapport est composée des sections suivantes :

- La section 3.3 ci-dessus décrit le contexte dans lequel le prix de référence et la calibration du prix d'exercice s'inscrivent en rappelant brièvement les concepts d'options de fiabilité et d'obligations de remboursement ;
- La section 3.3.1 fournit plus d'informations sur le prix de référence tout en se référant à l'Arrêté royal Méthodologie et présente également, en conclusion, la proposition de prix de référence d'Elia pour la mise aux enchères Y-4 ayant lieu en 2022 pour la période de fourniture de capacité 2026-27 ;
- La section 3.3.2 présente la proposition de calibration du prix d'exercice calculée par Elia sur base de l'analyse de données réalisée par E-CUBE pour les années 2018-19 à 2020-21 complétée ensuite par une revue des critères inscrits dans l'Arrêté royal Méthodologie ;
- La section 3.3.3 présente les conclusions relatives à la proposition d'Elia pour le processus de calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères Y-4 de 2022 pour la période de fourniture de capacité 2026-27.

⁶³ NEMO : Nominated Electricity Market Operators

⁶⁴ Une énumération des différents blocs considérés (ainsi que la manière dont ceux-ci sont traités dans le cadre de cette analyse) est disponible dans le rapport d'E-CUBE publié en annexe de ce rapport.

⁶⁵ C'est-à-dire les heures de pic (8h - 20h) durant les jours de semaine pendant l'hiver durant les 3 hivers précédents l'année de calibration comme expliqué en détails ci-dessus à l'article 27 de l'Arrêté royal Méthodologie et dans l'analyse d'E-CUBE.

⁶⁶ ECUBE, Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2026-27, June 2021. Ce rapport se situe en annexe.

⁶⁷ Pour rappel, les données pertinentes dans le cadre de la calibration du prix d'exercice sont les heures de pointe durant les jours de semaine des mois d'hivers (allant du 1er Novembre au 31 Mars).

3.3.1. Prix de référence

Le prix de référence est d'application à l'instar du prix d'exercice dans le cadre de l'obligation de remboursement prévue dans le cadre du CRM belge pour tout moment de la période de fourniture de capacité.

Les paramètres relatifs au prix de référence sont définis clairement dans la Loi sur l'Electricité et dans l'Arrêté royal Méthodologie, le prix de référence ne fait donc pas l'objet d'une calibration quantitative comme le prix d'exercice. Le prix de référence reste néanmoins l'un des paramètres devant être fourni, de manière obligatoire, par chacun des candidats CRM dans son dossier de Préqualification s'il souhaite se préqualifier pour pouvoir (potentiellement) être sélectionné via la mise aux enchères et devenir titulaire d'un Contrat de Capacité. Le prix de référence est défini sur base d'un segment de marché de l'énergie identifié au préalable.

Les articles 24 et 25 de l'Arrêté royal Méthodologie stipulent un certain nombre de prérequis pour ce prix de référence :

- Il doit être observé pour chaque heure de l'obligation de remboursement dans le couplage unique journalier du NEMO opérant en Belgique ;
- Il s'entend en euros par MWh pour une période considérée ;
- Les modalités de celui-ci en termes de choix, modification, remplacement (...) sont établies dans les règles de fonctionnement⁶⁸ ;
- En cas de participation d'une capacité étrangère indirecte au CRM, les modalités relatives au prix de référence sont explicitées à l'article 2 §2 de l'avant-projet d'Arrêté royal relatif à l'établissement des conditions de participation des détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes au CRM⁶⁹.

En conclusion, Elia effectue la même proposition que celle ayant eu lieu pour le 1^{er} rapport de calibration liée à l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-2026. Elia propose donc logiquement que le NEMO sur lequel le prix de référence est observé fasse l'objet d'un choix pour des capacités opérant sur le marché d'énergie belge à l'heure actuelle selon les modalités décrites dans les Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de la Capacité⁷⁰ conformément à l'Arrêté royal Méthodologie. Celles-ci stipulent en effet que le candidat CRM aura par définition le choix entre les NEMOs actifs sur le marché journalier pour la zone de

⁶⁸ Voir section 12.3.1.1 des Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de la Capacité approuvée par la CREG et publiée sur le site web d'Elia : https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20210514_crm-functioning-rules_fr.pdf.

⁶⁹ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Ontwerp-KB-vaststellingen-voorwaarden-buitenlandse-capaciteit-deelname-prekwalificatieprocedure-capaciteitsvergoedingsmechanisme.pdf>

⁷⁰ Ces règles définissent en effet le mode de fonctionnement applicable aux paramètres de l'obligation de remboursement (c'est-à-dire notamment le prix de référence et le prix d'exercice) et à son fonctionnement. Les informations relatives à l'application d'un prix de référence sont disponibles de manière plus détaillée à la section 12.3.1.

réglage belge (EPEX ou Nord Pool Spot). Il est également important d'ajouter que si un nouveau NEMO devenait actif sur le marché belge dans le segment de marché journalier avant la période de livraison 2026-27 (commençant le 1^{er} Novembre 2026), celui-ci pourrait également être sélectionné par un candidat CRM en tant que NEMO pour son prix de référence malgré le fait que la Ministre de l'Energie ait déjà défini au préalable un prix de référence pour la mise aux enchères 2022 relative à la période de livraison 2026-27.

Proposition d'Elia	
Prix de référence	Segment de marché journalier d'un NEMO opérant en Belgique pour la zone de réglage belge : EPEX ou Nord Pool Spot ⁷¹

⁷¹ Ou éventuellement un autre NEMO opérant sur le segment de marché journalier belge pour la zone de réglage belge si celui-ci devient actif après la décision de la ministre en termes de prix de référence relative à la période de livraison commençant le 1^{er} Novembre 2026-27 et avant le début de celle-ci.

3.3.2. Prix d'exercice

Détermination de la fenêtre de calibration 75-85 %

Comme décrit dans le rapport d'E-CUBE⁷² et conformément à l'Arrêté royal Méthodologie, le processus de calibration du prix d'exercice se base sur l'analyse du volume élastique observé sur les marchés journaliers EPEX et NordPool Spot et le prix auquel ce volume élastique est associé⁷³ et ce sur base des 3 derniers hivers pertinents⁷⁴ (uniquement pour les jours de semaine durant les heures de pointe).

En effet, selon l'Arrêté royal⁷⁵ Méthodologie, la fenêtre de calibration du prix d'exercice est définie sur base d'un pourcentage de volume élastique oscillant entre 75 et 85% sur la courbe volume-prix pondérée sur les 3 derniers hivers pertinents (également appelée courbe de calibration).

Ces courbes prennent en compte les offres simples et complexes des NEMOs EPEX et Nord Pool Spot pour autant que ces NEMOs aient été actifs sur le marché belge pendant la période considérée et que ces différents types d'offres aient également été effectivement appliqués par les acteurs de marché. Les détails supplémentaires relatifs aux données utilisées sont décrits dans le rapport d'E-CUBE : pour rappel, ce rapport définit la fenêtre de calibration du prix d'exercice à laquelle les 5 principes définis à l'article 27§2 de l'Arrêté royal Méthodologie sont ensuite appliqués dans ce rapport.

Le rapport d'E-CUBE décrit en détails les différentes étapes de calculs de la fenêtre de calibration conformément à l'Arrêté royal Méthodologie.

Suivant l'analyse quantitative d'E-CUBE effectuée en collaboration avec Elia et de manière identique à celle effectuée dans le cadre du processus de calibration du prix d'exercice effectuée pour le 1^{er} rapport de calibration lié à l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26, la fenêtre de calibration de (75-85) % de volume élastique de réaction observée sur les marchés journaliers des NEMOs actifs en Belgique sur la courbe moyenne pondérée des hivers 2018-19, 2019-20 et 2020-21 est égale à (94-300) €/MWh⁷⁶.

⁷² ECUBE, Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2026-27, June 2021. Ce rapport se situe en annexe.

⁷³ Le concept de volume élastique fait ici référence au fait que les volumes observés sur ces NEMOs sont offerts à un prix strictement supérieur à 0€/MWh et à un prix strictement inférieur au prix plafond du marché.

⁷⁴ Dans le cadre de ce rapport, il est question des hivers 2018-19, 2019-20 et 2020-21.

⁷⁵ Article 27 §1 de l'Arrêté royal Méthodologie : [LOI - WET \(fgov.be\)](#).

⁷⁶ Une analyse plus détaillée de la fenêtre de calibration correspondante au volume élastique de (75-85) % observé sur les marchés journaliers en Belgique sur les 3 dernières années durant les heures de pointe des jours de la semaine est disponible dans le rapport d'E-CUBE : Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2026-27, June 2021.

Cette fenêtre de calibration est visible de manière détaillée sur la Figure 10 provenant du rapport d'E-CUBE relatif à la courbe de calibration du prix d'exercice⁷⁷.

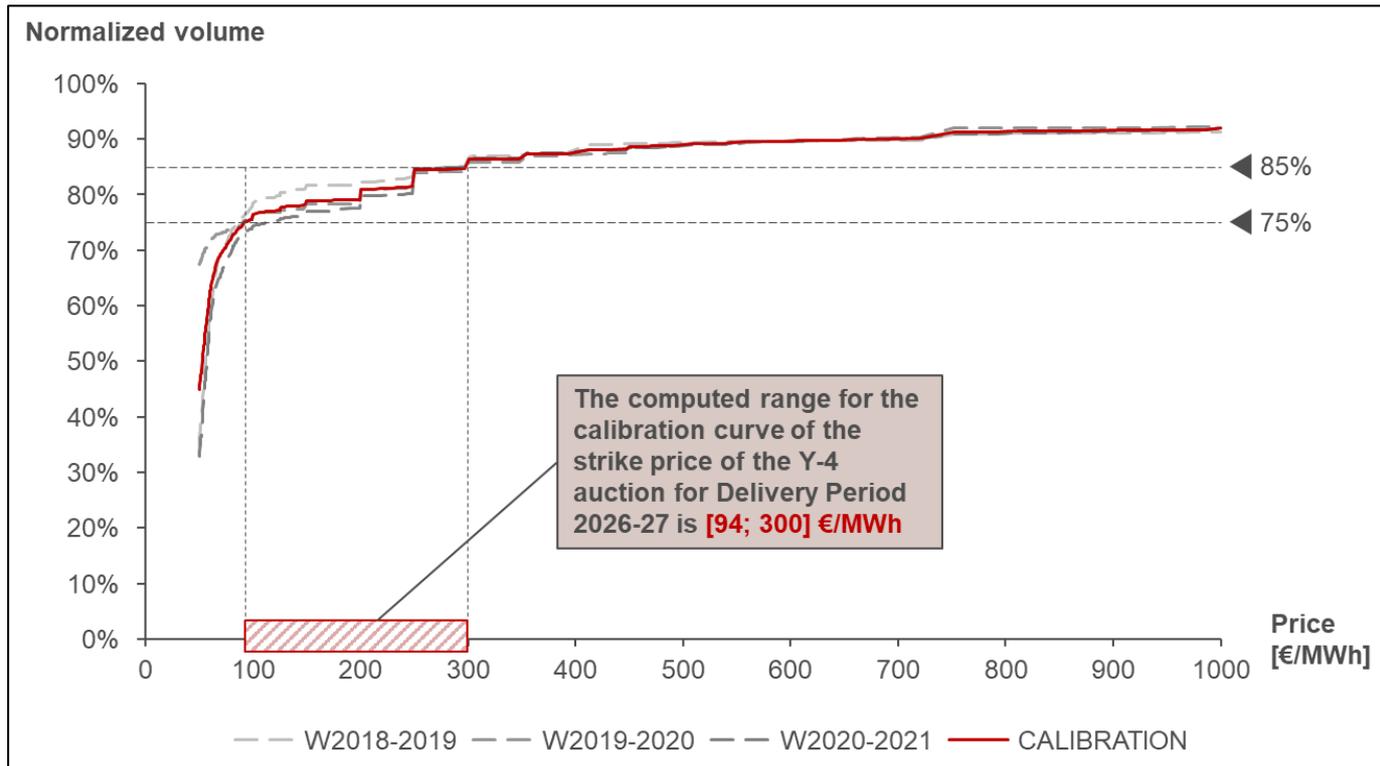


Figure 10 : Courbe de calibration du prix d'exercice basée sur les hivers des années 2018-19 – 2019-20 – 2020-21 [source: E-CUBE]

Une fois la fenêtre de prix correspondant à un volume élastique de (75-85) % définie à hauteur de (94-300) €/MWh, l'exercice de calibration pour arriver à un prix d'exercice adéquat nécessite également l'application des 5 critères définis à l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie. L'application de ces critères menant une réduction de la fenêtre de prix (94 - 300) €/MWh associée à un volume élastique (75-85) % sur le marché journalier Belge est décrite plus en détails dans la section suivante.

⁷⁷ Ce graphe est disponible, en tant que figure 10, à la page 14 du rapport d'E-CUBE: 'Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2026-27', June 2021

Application des principes détaillés à l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie

L'article 27 § 2 de l'Arrêté royal Méthodologie stipule 5 critères.

« Le prix d'exercice choisi doit considérer :

1° les coûts variables des unités avec programme journalier dans le marché de telle sorte que ceux-ci se trouvent en deçà du prix d'exercice choisi et sont déterminés sur base de la simulation du marché de l'électricité visée à l'article 12 ;

2° la forme de la courbe de calibration ;

3° les évolutions du marché de l'énergie ;

4° la stabilité du prix d'exercice au cours du temps ;

5° une chance raisonnable que le prix d'exercice soit atteint par le prix de référence »

Le processus de calibration du prix d'exercice passe donc par une analyse indépendante de chacun de ces 5 critères avant de les considérer ensuite tous ensemble pour déterminer un prix d'exercice pour la mise aux enchères Y-4 de 2022 relative à la période de livraison 2026-27. Elia suit ce processus pour établir sa proposition concrète comme décrit ci-dessous.

- Critère n°1 : les coûts variables des unités avec programme journalier doivent être couverts par le prix d'exercice ;
- Critère n°2 : la calibration du prix d'exercice doit épouser la forme de la courbe de calibration considérée ;
- Critère n°3 : la calibration du prix d'exercice doit prendre l'évolution du marché de l'énergie en compte ;
- Critère n°4 : la stabilité du prix d'exercice dans le temps doit être assurée ;
- Critère n°5 : le prix d'exercice défini doit pouvoir garantir une chance raisonnable d'atteindre l'obligation de remboursement.

Avant d'analyser chacun de ces critères, il est important de garder en tête le fait que les unités de marché de capacité sans programme journalier doivent, dans le cadre de leur processus de préqualification, fournir un prix de marché déclaré⁷⁸. Ce prix de marché déclaré peut être mis à jour pendant la période de livraison afin de garantir les bonnes incitations économiques aux fournisseurs de capacité et afin d'éviter une interférence négative vis-à-vis du bon fonctionnement du marché de l'énergie. En effet, ce prix de marché déclaré remplacera le prix d'exercice lié à leur contrat de capacité si ce prix de marché déclaré est supérieur au prix d'exercice inscrit dans leur contrat de capacité. Le calcul de l'obligation de remboursement de ces unités de marché de capacité sans programme journalier en sera donc impacté. Pour cette raison, l'analyse des critères de l'Arrêté royal Méthodologie se concentrera principalement sur

⁷⁸ Le concept de 'Prix de Marché Déclaré' ainsi que son application sont définis plus en détails aux sections 9.4.2 et 12.3.1.2.4 des Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de Capacité relatives respectivement au prix de marché déclaré pour les unités de marché de capacité sans programme journalier et au prix d'exercice d'une transaction d'une unité de marché de capacité sans programme journalier.

les unités de marché de capacité avec programme journalier. Ceci explique également le fait que le 1^{er} critère de l'Arrêté royal Méthodologie repris ci-dessous se concentre sur les coûts variables des unités avec programme journalier.

On peut par ailleurs constater, avant même la suite de la calibration via les 5 critères mentionnés à l'article 27 de l'Arrêté royal, que ceux-ci sont appliqués de manière équivalente à ce qui a été fait dans le cadre du 1^{er} rapport de calibration l'année passée pour l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2025-26.

Critère n°1 : les coûts variables des unités avec programme journalier doivent être couverts par le prix d'exercice

Ce premier critère doit être analysé à la lumière des coûts variables des unités de marché de capacité avec programme journalier. Comme annoncé ci-dessus, l'application de ce critère s'inscrit dans la même logique que celle appliquée dans le rapport de calibration lié à l'enchère Y-4 de la période de livraison 2025-26, ces coûts sont estimés via un certain nombre de paramètres économiques provenant de sources diverses⁷⁹. Plusieurs de ces paramètres déjà considérés dans l'étude 'Adequacy and Flexibility for 2022-2032' ont ensuite fait l'objet d'une consultation publique relative à la note explicative sur les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-27 relatives au CRM⁸⁰ publiée par Elia en Mai 2021. Les valeurs utilisées pour ces paramètres proviennent du World Energy Outlook 2020 et sont utilisés, dans le cadre de cet exercice, pour estimer les coûts variables des unités avec programme journalier pour les années de livraison 2026-27 et 2029-30. Cette consultation publique a ensuite mené à un rapport de consultation⁸¹ suivi d'une proposition du régulateur⁸² et d'un avis de la DG Energie⁸³ pour ensuite mener à une décision de la Ministre relative au scénario de référence. L'estimation de ces coûts d'application pour la calibration du prix d'exercice repose sur plusieurs hypothèses :

- La première hypothèse est qu'il est nécessaire de prendre en compte une marge pour l'estimation des coûts des combustibles (gaz, diesel, ...) utilisés comme donnée d'entrée dans le calcul des coûts variables des unités sans programme journalier étant

⁷⁹ Principalement :

- L'étude 'Adequacy and Flexibility' publiée par Elia pour la période 2022-2032 : https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf.

- La décision de la Ministre relative aux paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-27 ([Décision de la Ministre relative au scénario de référence pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2026-2027](#)).

⁸⁰ <https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20210520-public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm-parameter>

⁸¹ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20210705_public-consultation-report-26-27_en.pdf

⁸² <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/C2274FR.pdf>

⁸³ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Avis-scenario2627-FODv3signed.pdf>

donné qu'il existe des incertitudes relatives au prix de ces combustibles et donc par conséquent aux coûts variables de ces technologies. Cette marge est à nouveau calculée sur base de la différence de prix existante pour le prix du carburant « light oil »⁸⁴ pour l'année 2022⁸⁵ entre 2 scénarios présentés par le World Energy Outlook 2020 : 'Stated Policies' et 'Sustainable Development'. En effet, le prix du carburant « light oil » estimé pour le scénario 'Stated Policies' pour l'année 2022 est supérieur de 12% à celui du scénario 'Sustainable Development'. Comme ces 2 scénarios présentent des valeurs différentes et qu'il est impossible d'estimer quelle trajectoire précise suivra le prix du carburant « light oil » à l'horizon 2022 lors de la mise aux enchères Y-4 et en 2026-27 lors de la période de livraison, Elia applique cette marge de 12% traduisant la différence existante entre les prix des 2 scénarios mentionnés ci-dessus. Le choix en termes de fuel se porte ici sur le carburant « light oil » car les générateurs diesels restent, en dépit des prix récents observés sur les marchés du gaz, la technologie avec programme journalier aux coûts variables les plus élevés qu'il faut donc éviter d'exclure pour une participation au CRM en considérant des coûts variables trop bas pour la calibration du prix d'exercice.

Le fait de considérer cette marge de 12% relative au prix du carburant « light oil » comme hypothèse pour l'estimation des coûts variables des unités avec programme journalier s'explique par la part majeure de celui-ci dans les coûts variables de ces unités⁸⁶ comme indiqué dans le Tableau 18 d'où l'importance de considérer cette hypothèse pour le prix du carburant « light oil » en tant que carburant et non pas pour le prix d'un autre combustible.

Le prix du carburant « light oil » utilisé pour déterminer les coûts variables des technologies avec programme journalier provient donc du World Energy Outlook

⁸⁴ Ce coût 'light oil' inclut le coût du raffinage du pétrole.

⁸⁵ Année de la mise aux enchères Y-4 pour la période de livraison 2026-27.

⁸⁶ Les coûts sont détaillés de manière plus approfondies à la note de bas de page de la page 104 de ce rapport.

2020⁸⁷. Celui-ci est le prix pour l'année 2027⁸⁸ émanant du scénario 'Stated Policies' et est égal à 14,2 €/GJ. Etant donné qu'il est impossible, comme mentionné ci-dessus, d'estimer la trajectoire exacte que suivra le prix du carburant « light oil » en 2026, Elia applique la marge de 12%⁸⁹ à ce prix de 2027 : celui-ci oscille donc entre (12,5 – 15,9) €/GJ. Selon la même source, on peut également considérer un prix pour le carburant « light oil » pour l'année 2029-30 en considérant le prix sur base du scénario 'Stated Policies': 14,8 €/GJ. A nouveau, ce prix oscille entre (13 – 16,6) €/GJ sur base de la même marge de 12% appliquée pour l'année 2029-30.

- La deuxième hypothèse qu'Elia considère, dans le cadre du calcul de ces mêmes coûts variables pour les technologies avec un programme journalier, est le prix du CO₂ estimé selon une fenêtre de prix oscillant entre 31 et 46 €/tonne en 2022. Ce chiffre se base initialement sur les données du World Energy Outlook 2020 mais a fait l'objet de discussions dans le cadre de la consultation publique relative à l'étude d'adéquation et de flexibilité 2022-2032 d'Elia suite aux prix supérieures à 50€/tonne observés durablement sur le marché en 2021. Ce paramètre a dès lors été pris en considération par la ministre dans sa décision relative aux paramètres (notamment économiques) à considérer pour l'enchère. A nouveau, ce prix du CO₂ est susceptible d'évoluer au fur et à mesure des années dans le WEO 2021 et augmente pour atteindre une valeur de 57 €/tonne en 2029-30.
- La troisième hypothèse est une estimation de la performance sur base du rendement des différentes technologies ayant un programme journalier, basée sur le set de

⁸⁷ Etant donné la gouvernance prévue par l'Arrêté royal Méthodologie (article 6, §2), la proposition de calibration du prix d'exercice doit se baser sur les données établies dans le cadre du scénario de référence en se basant notamment le prix du gaz fixé dans le cadre de celui-ci. Vu que le scénario de référence a été déterminé avant l'envolée des derniers mois des prix du gaz (impactant dès lors les prix sur les marchés de l'électricité), Elia s'est également penché, afin d'en déterminer l'impact, sur les prix de certains combustibles publiés dans le cadre du World Energy Outlook 2021 pour voir si ceux-ci généraient une différence significative en termes de coûts marginaux pour ce 1^{er} critère de calibration exposé à l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie. La conclusion de cet examen approfondi n'a pas généré de résultats remettant en question la place des turbojets en tant que technologie avec programme journalier disposant des coûts marginaux les plus importants. Dès lors il n'y a pas lieu, selon Elia, de modifier la marge considérée pour les prix du combustible utilisés pour simuler les coûts marginaux des technologies pertinentes ni aucun autre paramètre.

⁸⁸ Le prix retenu est celui pour l'année 2027 étant donné que la période de livraison 2026-27 commence le 1^{er} Novembre 2026 et se poursuit jusqu'au 31 Octobre 2027. Cette période de livraison est donc majoritairement liée à l'année civile 2027 (10 mois) comparé à 2026 (2 mois), cela justifie le fait d'utiliser le prix du pétrole ('light oil') de 2027.

⁸⁹ Pour rappel, cette marge est égale à la différence de prix observée pour les estimations des scénarios du WEO 2020 'Stated Policies' et 'Sustainable Development' pour l'année 2022, année de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2026-27. Cette marge est ensuite appliquée au prix du pétrole ('light oil') 2027 car il s'agit de l'année de la période de livraison.

données du MAF 2020⁹⁰.

Dans le cadre de la calibration du prix d'exercice, il est **uniquement nécessaire de considérer les coûts variables les plus élevés parmi les unités avec programme journalier** afin de n'exclure aucune technologie à cause d'un prix d'exercice trop bas : en effet, en considérant un coût plus élevé, les technologies avec programme journalier disposant de coûts plus faibles seront par définition incluses. Selon les estimations d'Elia et sur base des hypothèses ci-dessus relatives aux prix du carburant « light oil » et du CO₂ basés sur le WEO 2020 et la décision de la Ministre qui en découle ainsi que rendement des technologies avec programme journalier estimé grâce au set de données du MAF 2020, les coûts variables des unités avec programme journalier les plus élevés sont ceux des générateurs diesel⁹¹.

Ceux-ci sont par conséquent considérés comme les plus pertinents dans le cadre de cet exercice de calibration. Sur base de ce raisonnement et sur base de l'ensemble des paramètres et hypothèses présentés ci-dessus, le niveau attendu des coûts variables pour les générateurs diesels est le suivant :

- Pour 2026-27 : 237 €/MWh pour les générateurs diesels⁹²
- Pour 2029-30 : 256 €/MWh pour les générateurs diesels⁹³

⁹⁰ <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF%202020%20-%20Dataset.xlsx>

⁹¹ En effet, sur base des hypothèses et estimations faites ci-dessus, les calculs des coûts marginaux considérés des turbojets pour 2026-27 oscillent entre (137,5 – 237,2) €/MWh alors que les coûts marginaux les plus élevés suivants sont ceux des centrales OCGT qui oscillent entre (57,8 – 95,4) €/MWh pour la même période. On peut décomposer les coûts variables pour 2026-27: 3,3 €/MWh (VO&M) + les coûts du combustible pour les valeurs inférieures du prix du combustible et d'efficacité : $12,5 \text{ €/GJ (prix du combustible)} * 3,6/40\% \text{ (efficacité)} * 100 = 112,5 \text{ €/MWh}$ + (21,8 – 43,1) €/MWh (sur base de l'hypothèse du prix du CO₂ ci-dessus : à nouveau si l'on considère les valeurs inférieures en termes de prix de CO₂ et de degré d'efficacité : 78 kg /net GJ (facteur émission CO₂) * 3,6/40% /10*31 €/t CO₂ (prix CO₂) = 21,8 €/MWh). Le résultat en fonction des hypothèses précitées oscille donc bien entre 3,3 €/MWh + 112,5 €/MWh + 21,8 €/MWh = 137,5 €/MWh ET 3,3 €/MWh + 190,9 €/MWh + 43,1 €/MWh = 237,2 €/MWh

⁹² Les coûts calculés dans la note de bas de page précédente à hauteur de 237,2 €/MWh pour 2026-27 ont dès lors été arrondis à 237 €/MWh.

⁹³ Le calcul effectué pour l'ensemble des technologies avec programme journalier pour 2026-27 livre une conclusion similaire pour 2029-30 : les générateurs diesels sont la technologie disposant des coûts variables les plus élevés et oscillant entre (158,4 – 255,8) €/MWh alors que les coûts marginaux les plus élevés suivants sont ceux des centrales OCGT qui oscillent entre (85,1 – 117,5) €/MWh pour la même période. A nouveau, on peut décomposer les coûts variables pour 2029-30 en appliquant la même formule que pour 2026-27: 3,3 €/MWh + (117,2 – 198,9) €/MWh (pour les coûts du combustible pour les valeurs inférieures du prix du combustible et d'efficacité : $14,8 \text{ €/GJ (prix du combustible)} * 3,6/40\% \text{ (efficacité)} * 100 = 117,2 \text{ €/MWh}$) + (37,9 – 53,5) €/MWh (sur base de l'hypothèse du prix du CO₂ : à nouveau si l'on considère des valeurs inférieures en termes de prix de CO₂ et de degré d'efficacité : 78 kg /net GJ (facteur émission CO₂) * 3,6/40% (efficacité)/10*54 €/t CO₂ (prix CO₂) = 37,9 €/MWh). Le résultat en fonction des hypothèses précitées oscille donc bien entre 3,3 €/MWh + 117,2 €/MWh + 37,9 €/MWh = 158,4 €/MWh ET 3,3 €/MWh + 198,9 €/MWh + 53,5 €/MWh = 255,8 €/MWh arrondi à 256 €/MWh.

Technologies	Coûts variables [€/MWh]			
	Coûts variables d'Opération et de Maintenance [€/MWh]	Coût du combustible [€/MWh]	Coût du CO ₂ [€/MWh]	Total [€/MWh]
CCGT	1,6 - 4	30,6 – 58,5	10,6 – 23,6	42,8 – 86,6
OCGT	1,6 – 6,3	41,8 – 66,8	14,5 – 27	57,9 – 100,1
Turbojets	3,3	112,5 – 190,9	21,8 – 43,1	137,6 – 237,3

Tableau 18 - Estimation des coûts variables de technologies avec programme journalier pour l'année 2026-27

Les valeurs fournies ci-dessus sont une valeur unique tandis que l'estimation de ces coûts par technologie fournit, dans le tableau, une fenêtre de prix : le choix de conserver uniquement la valeur supérieure de cette fenêtre de calibration est lié à l'objectif d'acceptation de l'ensemble des technologies avec programme journalier dans le cadre de la calibration du prix d'exercice. En effet, le fait de considérer une valeur inférieure dans cette fenêtre de prix à la valeur maximale pour les générateurs diesel empêcherait certains acteurs détenteurs de cette technologie de couvrir leurs coûts variables et les empêcherait par la même occasion de participer au CRM.

Ces chiffres sont également fournis et calculés pour l'année 2029-30 afin d'extrapoler, plus tard dans cette analyse, le raisonnement lié aux coûts variables pour 2026-27 à une période future. En effet, le 4^{ème} critère de l'Arrêté royal Méthodologie a trait à la stabilité dans le temps du prix d'exercice. Pour cette raison, il est intéressant de regarder comment évolue l'estimation des coûts variables des technologies avec programme journalier dans les années à venir pour voir leur impact potentiel sur la calibration du prix d'exercice et la stabilité de celui-ci dans le temps. Enfin, le choix de cette année 2029-30 se justifie par le fait que 2 enchères auront par définition lieu en 2025 : d'une part une enchère Y-1 pour la période de livraison 2026-27 et d'autre part une enchère Y-4 pour la période de livraison 2029-30 : dans cette optique, il est intéressant de pouvoir considérer les 2 années en même temps dans cette analyse afin d'éviter toute forme d'arbitrage dans les mises aux enchères respectives en fonction du prix d'exercice calibré pour celles-ci.

Selon Elia, la conclusion émanant de l'analyse du 1^{er} critère de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie relatif aux coûts variables des unités avec programme journalier qui doivent être considérés pour la calibration du prix d'exercice suggère dès lors de considérer 237€/MWh comme valeur minimale pour le prix d'exercice.

La fenêtre de calibration du prix d'exercice peut dès lors être réduite de (94-300) €/MWh à (237-300) €/MWh sur base de ce premier critère. On peut également observer sur la Figure 11 que cette fenêtre de prix (237-300) €/MWh représente un volume élastique sur la courbe de calibration oscillant entre 81% et 85%.

L'évolution de ces coûts dans le temps avec comme objectif la stabilité du prix d'exercice fera l'objet de l'analyse du 4^{ème} critère de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie.

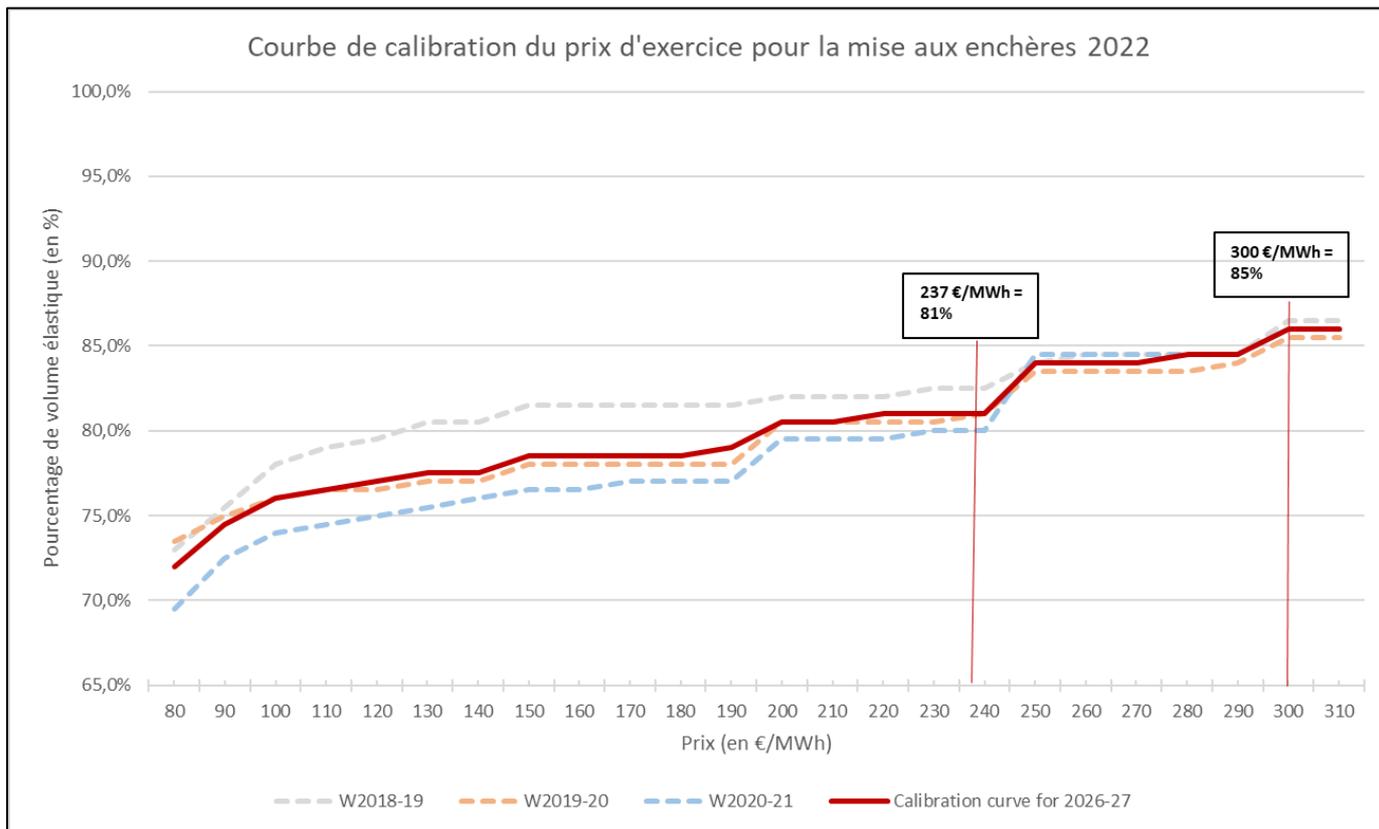


Figure 11 : Courbe de calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères 2022

Critère n°2 : la calibration du prix d'exercice doit prendre la forme de la courbe de calibration en considération

Ce 2^{ème} critère de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie fait appel à l'observation de la forme de la courbe de calibration fournie par E-CUBE dans son rapport⁹⁴ et basée sur les données pertinentes pour cette analyse (les heures de pointes des jours de semaines des hivers 2018-19, 2019-20, 2020-21).

En regardant la forme générale de cette courbe sur le graphique ci-dessus de plus près (voir Figure 12), on peut clairement observer que, à l'instar de la courbe de calibration de l'année passée, la courbe continue à épouser une forme en coude bien au-delà de la valeur maximale définie par la fenêtre de calibration de 300 €/MWh. En effet, l'aplanissement de la courbe se produit surtout à partir d'une valeur se situant entre 400 et 500 €/MWh. Dès lors, en se basant uniquement sur l'observation de la forme de la courbe, ce 2^{ème} critère devrait, selon Elia,

⁹⁴ Ce graphe est disponible, en tant que figure 13, à la page 16 du rapport d'E-CUBE: 'Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2026-27', June 2021

permettre de considérer un prix d'exercice le plus élevé possible dans la fenêtre de la courbe de calibration et donc se rapprocher d'un prix d'exercice à hauteur de 300 €/MWh. Si l'on observe la courbe de plus près (aussi bien à la Figure 11 qu'à la Figure 12), on peut voir que la dernière hausse importante sur la courbe de calibration se produit à un prix de 250 €/MWh avant d'augmenter doucement pour atteindre 300 €/MWh équivalent aux prix et volume maximaux de la fenêtre de calibration construite par E-CUBE. Dans le même ordre d'idées, le fait d'opter pour un prix d'exercice situé à hauteur de 300€/MWh permet de capturer le volume élastique maximum potentiel au sein de la fenêtre de calibration. En effet, ce volume élastique atteint un plateau à hauteur de 300 €/MWh équivalent à un volume élastique de 85% avant de continuer à évoluer sur la courbe de calibration vers un prix supérieur en dehors de la fourchette calculée par E-CUBE (350 €/MWh). On peut partir du principe que le fait de considérer un volume élastique supérieur augmentera, ceteris paribus, la participation potentielle de capacité au CRM permettant dès lors une concurrence accrue menant à une réduction des coûts liés au CRM.

La conclusion de ce 2^{ème} critère émanant de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie d'ordre plutôt qualitatif indique clairement que le prix d'exercice doit être calibré à une valeur minimale de 250 €/MWh et à une valeur maximale de 300 €/MWh afin de prendre en considération la forme de la courbe de la manière la plus juste qui soit. En effet, le fait de viser un prix d'exercice atteignant une valeur minimale de 250 €/MWh sur la courbe de calibration se base sur la forme épousée par la courbe car celle-ci présente la forme d'un escalier à hauteur des valeurs précitées représentant une hausse du volume élastique équivalent à ces prix⁹⁵. Considérer 250 €/MWh comme valeur plancher pour la calibration du prix d'exercice permet d'augmenter facilement le volume élastique capturé par le prix d'exercice de plus de 6% par rapport au volume élastique minimum de 75% (égal à la valeur minimale correspondante de 94 €/MWh) pour atteindre 84%.

⁹⁵ L'analyse réalisée par ECUBE a en effet montré que de nombreuses offres de volumes élastiques étaient réalisées à des valeurs 'rondes' comme respectivement 200 €/MWh, 250 €/MWh ou encore 300 €/MWh comme illustré à la Figure 12 ci-dessus.

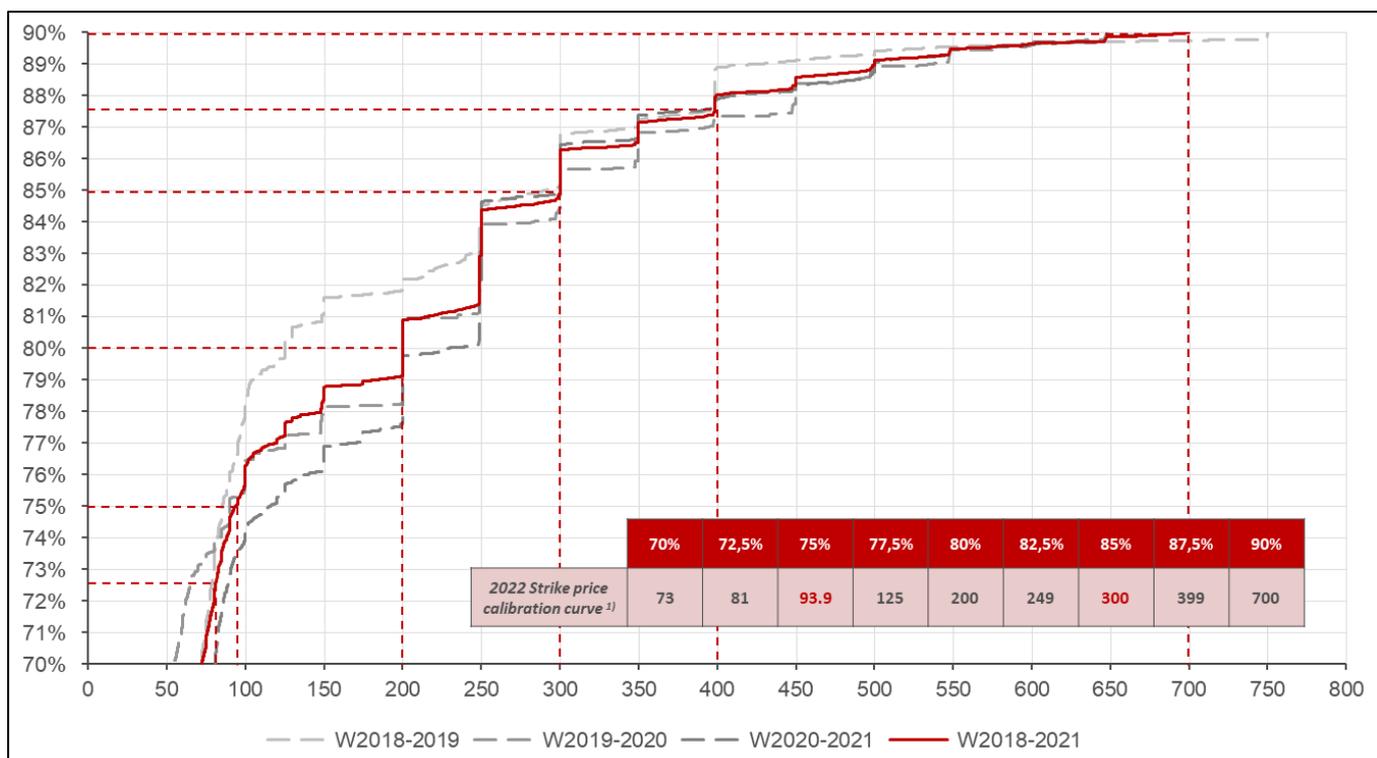


Figure 12 : Courbe de calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères 2022, focus sur l'évolution de la courbe et du volume en fonction du prix de marché observé.

Selon Elia, la fenêtre de calibration du prix d'exercice devrait donc être réduite à une valeur minimale de 250 €/MWh et s'étendre au maximum jusqu'à 300 €/MWh : en effet, sur base de l'observation de la forme de la courbe, le plus grand saut sur celle-ci s'effectue de 200 à 250 €/MWh. Les tailles des sauts sur la courbe diminuent ensuite petit à petit à partir de 250 €/MWh mais la courbe ne prend au final une forme d'aplatissement que bien au-delà de 300€/MWh.

Critère n°3 : la calibration du prix d'exercice doit prendre l'évolution du marché de l'énergie en compte

Le 3ème critère de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie souligne la nécessité pour un prix d'exercice d'être calibré en tenant compte des tendances observées sur les marchés de l'énergie. Autrement dit, la calibration du prix d'exercice doit se baser sur des valeurs observées sur le marché de l'énergie suivant une tendance qu'on pourrait qualifier de normale et intégrant les évènements impactant potentiellement le marché de l'énergie durablement.

Cela signifie que la fenêtre de volume élastique de réaction du marché (75-85) % définie par l'application de l'Arrêté royal Méthodologie et le prix d'exercice calibré correspondant ne devraient pas négliger les tendances attendues pouvant avoir un impact durable et/ou soutenu sur les courbes observées et utilisées dans le cadre de cet exercice.

Il est tout d'abord intéressant de constater que les courbes analysées par E-CUBE dans le cadre de la construction de la courbe de calibration (pour les hivers allant de 2018 à 2021) affichent des formes quelque peu différentes mais ne semblent toutefois pas être marquées par un élément de nature exceptionnelle ou anormale, comme on peut le voir sur la Figure 12 ci-dessus.

Par ailleurs, E-CUBE s'est penché dans son rapport sur l'impact potentiel du COVID pour les hivers 2019-20 et 2020-21 de la période étudiée. Il ressort clairement de cette analyse que le COVID n'a pas impacté de manière significative les courbes de prix utilisées par ECUBE dans le cadre de son analyse. De ce fait, le COVID ne semble pas avoir impacté les seuils de 75% et 85% de volume élastique de réaction du marché ni les prix étant associés à ceux-ci. Cette analyse est disponible à la figure 11 du rapport d'ECUBE⁹⁶.

Enfin, par rapport au fait d'intégrer la tendance actuelle haussière de certains composants des prix de l'électricité pour cette calibration du prix d'exercice, les prix des combustibles émanant du WEO 2021 ont été observés afin de voir si cette tendance se maintenait de manière plus durable pour les années à venir. Les résultats observés poussent Elia à considérer qu'il n'est pas nécessaire de considérer une tendance particulière (à la hausse ou à la baisse) pour les années à venir étant donné que les prix de celui-ci n'affichaient pas de tendance exceptionnelle.

Selon Elia, ce 3^{ème} critère n'amène, à priori, pas de nuance(s) particulière(s) à prendre en compte pour la calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères d'octobre 2022.

Critère n°4 : la stabilité du prix d'exercice dans le temps doit être assurée

Le 4^{ème} critère de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie fait référence à la nécessité d'avoir un prix d'exercice stable dans le temps.

Le fait de regarder vers le futur pour la calibration du prix d'exercice est à la fois pertinent pour les acteurs du CRM Belge mais également pour l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie : étant donné que le prix d'exercice est calibré sur base d'une analyse du marché journalier de l'énergie, une plus grande stabilité de celui-ci permet aux acteurs de marché de mieux évaluer le comportement du marché dans le temps (par exemple vis-à-vis des marchés forward) et d'obtenir de manière transparente et synthétique un ensemble d'information relatif à la formation complexe du prix du marché belge.

Elia recommande de considérer principalement 2 paramètres pour calibrer le prix d'exercice de manière à ce que sa stabilité soit assurée dans le temps :

Premièrement, on peut observer de plus près les courbes considérées par ECUBE dans son analyse pour la construction de la courbe de calibration du prix d'exercice pour 2022. En effet, on peut clairement voir sur la Figure 12 ci-dessus que la courbe de l'hiver 2018-19 (la courbe de l'hiver le plus ancien est amenée à disparaître dans le cadre de la prochaine calibration pour l'enchère Y-4 liée à la période de livraison 2027-28) or elle exerce, ceteris paribus, une pression à la baisse sur la courbe de calibration agrégée sur base des courbes des 3 hivers considérés par ECUBE dans la construction de la courbe de calibration. On peut donc

⁹⁶ Voir page 15 du rapport d'E-CUBE : 'Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2026-27', June 2021

s'attendre à ce que la prochaine courbe de calibration du prix d'exercice soit orientée à la hausse, ceteris paribus, à cause du remplacement de la courbe liée à l'année 2018-19 par celle de l'hiver 2020-2021. Dans cette optique, étant donné que le prix d'exercice est plus susceptible, à nouveau ceteris paribus, de faire l'objet d'une pression à la hausse, il est préférable de calibrer celui-ci dans la partie supérieure de la fenêtre de volume élastique se rapprochant des 300 €/MWh afin de garantir sa stabilité dans le temps.

Deuxièmement, pour considérer un prix d'exercice stable conformément à l'Arrêté royal Méthodologie, il est nécessaire de se pencher sur la valeur du prix d'exercice qui a été calibré dans le cadre de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2025-26 selon la décision de la Ministre⁹⁷ : 300 €/MWh. Là aussi dans une optique de stabilité, il est souhaitable, selon Elia, de considérer une valeur proche de la valeur du prix d'exercice calibré dans le cadre de l'enchère précédente et de calibrer le prix d'exercice dans la partie supérieure de la fenêtre de calibration définie par ECUBE.

Pour finir, pour garantir un effet de stabilité dans le temps, il est intéressant de se pencher, comme annoncé plus tôt dans cette argumentation, sur la valeur potentielle future du prix d'exercice d'application pour une enchère future. On se penche dès lors sur les coûts marginaux estimés pour l'année 2029-2030 comme présentés dans le Tableau 19 ci-dessous

Technologies	Coûts variables [€/MWh]			
	Coûts variables d'Opération et de Maintenance [€/MWh]	Coût du combustible [€/MWh]	Coût du CO ₂ [€/MWh]	Total [€/MWh]
CCGT	1,6 – 4	33,4 – 63,8	18,6 – 29,3	53,6 – 97,1
OCGT	1,6 – 4	47,8 - 72,9	26,5 – 33,5	75,9 – 110,4
Générateurs diesels	3,3	117,2 – 198,9	38,1 – 53,5	158,6 – 255,7

Tableau 19 – Estimation des coûts variables de technologies avec programme journalier pour l'année 2029-2030

Comme annoncé ci-dessus, le fait de se pencher sur l'année 2029-30 se justifie de manière par le fait qu'une enchère Y-4 aura lieu en 2025 pour l'année 2029-30 mais une autre enchère Y-1 aura également en 2025 et ce pour l'année 2026-27. En considérant une année marquée par 2 enchères c'est-à-dire également marquée par un prix d'exercices différent pour chacune de celles-ci et en considérant un prix d'exercice suffisamment stable d'une année à l'autre (et donc d'une enchère à l'autre), on évite des effets de gaming éventuels provenant des acteurs

⁹⁷ [Décision de la Ministre relative aux paramètres pour l'enchère Y-4 applicable à la période de livraison 2025-26.](#)

de marché dans leur stratégie d'offres sur base du prix d'exercice appliqué.

Le fait d'opter pour un prix d'exercice actuel situé dans la partie supérieure de la fenêtre de calibration (94 – 300) €/MWh dont on anticipe une hausse (notamment justifiée par la hausse future du prix du CO₂) se justifie par la nécessité de conserver un prix d'exercice qui soit suffisamment stable dans le temps. Tous ces éléments supportent donc le fait de considérer un prix d'exercice suffisamment élevé au-delà de 256 €/MWh et proche de 300 €/MWh pour l'enchère Y-4 en 2022 afin que celui-ci reste stable dans le temps pour les années à venir étant donné que cette valeur de 300 €/MWh sera potentiellement dépassée à l'avenir.

La conclusion liée au 4^{ème} critère de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie est que 255 €/MWh devrait être la valeur minimale à considérer pour la calibration du prix d'exercice pour 2022. **La fenêtre de prix à considérer pour le prix d'exercice devrait dès lors, sur base du 4^{ème} critère, être la suivante : (256 – 300) €/MWh.**

Critère n°5 : le prix d'exercice défini doit pouvoir garantir une chance raisonnable d'atteindre l'obligation de remboursement

Le 5^{ème} critère de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie analyse la probabilité d'avoir une obligation de remboursement avec un prix de référence observé sur le marché journalier supérieur au prix d'exercice. Le but de ce critère est donc de s'assurer que l'obligation de remboursement soit actée avec une chance raisonnable sur base du prix auquel elle est liée.

Ce dernier critère vient englober l'ensemble des autres critères de l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie en observant les occurrences en termes de prix sur le marché journalier belge pour la période 2006-2021 (jusqu'à septembre inclus) pour des prix oscillant entre 94 et 300 €/MWh, conformément à la fenêtre de calibration définie par E-CUBE dans son rapport (correspondant à un volume élastique de réaction du marché de (75-85) %). Les occurrences de prix atteignant 400 €/MWh sont également scrutées dans le cadre de ce critère afin de voir dans quelles mesures une hausse des prix observée mène à une réduction importante (ou pas) d'occurrences d'obligations de remboursement.

En regardant les tableaux Tableau 22, Tableau 23, Tableau 24 Tableau 25 en annexe 4 de ce rapport, on peut voir que, pour la période 2006-2021, la tendance observée dans le cadre du rapport de calibration de l'année passée reste similaire pour cette année. Le fait de compléter l'échantillon de prix observés avec le reste des prix de l'année 2020 et de rajouter l'ensemble des données disponibles relatives à l'année 2021 (jusqu'au mois de septembre inclus) renforce, selon Elia, l'opinion selon laquelle il existe une probabilité raisonnable d'occurrence d'obligation(s) de remboursement(s) au vu des prix observés durant la période étudiée sur le marché journalier sur base de la fenêtre de (94 – 300) €/MWh définie par l'analyse d'E-CUBE⁹⁸. En effet, on peut observer 6 années pour lesquelles le nombre d'occurrences de prix de 300 €/MWh est supérieure ou égale à 5/an et 3 années supplémentaires présentant au

⁹⁸ 'Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2026-27', June 2021

moins 1 occurrence de prix de 300 €/MWh/an.

Il est par ailleurs intéressant de constater que l'année 2021 (s'arrêtant à l'heure actuelle au mois de Septembre) ajoutée à l'échantillon présente un nombre d'occurrence de prix important à une valeur d'au moins 300 €/MWh mais qu'elle présente en outre plus d'une centaine d'occurrences de prix à au moins 200 €/MWh.

Etant donné le nombre d'occurrences de prix observées pour l'échantillon considéré (période 2006-2021, jusque septembre inclus), Elia est d'avis que ce 5^{ème} critère n'amène de nuance supplémentaire quant à la fenêtre de calibration fournie par E-CUBE dans son rapport. On peut simplement constater que les occurrences de prix diminuent proportionnellement lorsque celui-ci augmente mais que le nombre d'occurrences observées reste relativement fréquent y compris lorsque la valeur maximale de la fenêtre de calibration déterminée par E-CUBE est atteinte.

Conclusion relative aux critères de la proposition d'Arrêté royal Méthodologie

Sur base de l'analyse des données (EPEX et Nord Pool Spot) des heures de pointe des jours de semaine des hivers 2017-18, 2018-19 et 2019-20 présentée en Annexe 5, une fenêtre de calibration en ligne avec l'Arrêté royal Méthodologie a été définie : un prix d'exercice pouvant varier de 94 à 300 €/MWh avec un pourcentage de volume élastique équivalent oscillant entre 75 et 85%.

La section 3.3.2 a ensuite permis d'effectuer la 2^{ème} étape de la calibration du prix d'exercice en appliquant à la fenêtre de prix mentionnée ci-dessus les 5 critères définis à l'article 27 §2 de l'Arrêté royal Méthodologie afin de réduire celle-ci et de déterminer un prix d'exercice adéquat pour l'enchère Y-4 lié à la période de fourniture 2026-27. De cette 2^{ème} étape du processus de calibration réalisée par Elia, il ressort que :

- 1) Selon le **1^{er} critère**, la valeur inférieure minimale à considérer parmi la 1^{ère} fenêtre de calibration (94-300) €/MWh devrait être de 237 €/MWh minimum afin de garantir un prix d'exercice calibré qui couvre les coûts variables de toutes les technologies avec un programme journalier. La fenêtre de calibration devrait alors être réduite à (237 – 300) €/MWh sur base du 1^{er} critère.
- 2) Selon le **2^{ème} critère**, l'observation de la courbe de calibration permet d'observer l'équilibre prix – volume le long de la courbe. On voit clairement que la forme épousée par la courbe de calibration est celle d'un coude continuant à évoluer en escalier bien au-delà du maximum de la fourchette définie par E-CUBE avant de s'aplanir doucement entre 400 et 500 €/MWh. Sur base ce 2^{ème} critère, le prix d'exercice devrait être calibré à une valeur la plus proche possible de la fenêtre supérieure de calibration (300 €/MWh). En observant la courbe de plus près, on voit que le dernier saut le plus important dans l'escalier de la courbe se produit à une valeur de 250 €/MWh. Cette valeur de 250 €/MWh est donc retenue comme strict minimum pour le 2^{ème} critère avec comme recommandation de calibrer le prix d'exercice le plus proche possible de la partie supérieure de la fenêtre de calibration. La fenêtre de calibration devrait alors être réduite à (250 – 300) €/MWh sur base du 2^{ème} critère.
- 3) Selon le **3^{ème} critère**, les courbes observées pour les heures de pointes des jours de semaine des hivers du set de données ne présentent pas de tendance(s)

exceptionnelle(s) actuelles et/ou futures et peuvent donc être considérées comme normales. En outre, Elia n'identifie pas de grande évolutions à venir concernant l'établissement future de ces courbes. Ce paramètre n'a dès lors pas de véritable influence sur la fenêtre de calibration à considérer pour le prix d'exercice.

- 4) Selon le **4^{ème} critère**, le besoin de stabilité dans le temps du prix d'exercice doit également être considéré pour la calibration de celui-ci. Dès lors, on peut facilement conclure que le prix d'exercice devrait être calibré à hauteur d'une valeur proche de celle retenue par la Ministre l'année passée (300 €/MWh). Par ailleurs, une autre conclusion de ce critère indique qu'il est approprié de considérer 256 €/MWh comme valeur minimale pour le prix d'exercice et 300 €/MWh comme valeur maximale pour celui-ci étant donné la pression à la hausse attendue, toutes autres choses égales par ailleurs, sur la future fenêtre de calibration du prix d'exercice pour l'enchère Y-4 de la période de livraison 2027-28. La hausse attendue de certains composants des prix de l'électricité tel que le prix du CO2 pousse également en faveur de considérer une valeur proche de 300 €/MWh dans la fenêtre de calibration.
- 5) L'évaluation du **5^{ème} critère** relatif à la garantie d'atteindre l'obligation de remboursement avec une chance raisonnable n'amène pas de réelle nuance supplémentaire à considérer pour déterminer le prix d'exercice dans la fenêtre (94-300) €/MWh étant donné la probabilité raisonnable – basée sur le passé (période 2006-2021) – d'observer des prix dans la fenêtre définie par E-CUBE : (94-300) €/MWh.

Après avoir analysé chacun de ces 5 critères de manière indépendante, ceux-ci sont considérés ensemble afin de calibrer un prix d'exercice adéquat. En cumulant l'ensemble des critères et des fenêtres de prix associés à ceux-ci, on obtient une **fenêtre de calibration du prix d'exercice qui se réduit de (94-300) € à (255 – 300) €/MWh**.

Si l'on considère tous ces critères une fois la fenêtre de calibration réduite, **la proposition d'Elia est de considérer un prix d'exercice de 300 €/MWh** :

- Le fait d'opter pour un prix de 300 €/MWh permet comme expliqué dans ce rapport l'acceptation de toutes les technologies avec programme journalier.
- L'observation de la courbe de calibration et la forme de celle-ci montrent clairement que la courbe continue à adopter une tendance 'en coude' au-delà de 300 €/MWh et que le fait d'opter pour un tel prix d'exercice permet de capturer le volume élastique maximal possible au sein de la fenêtre de calibration définie par E-CUBE avant de dépasser les limites définies pour la fenêtre de calibration.
- En termes de stabilité du prix d'exercice, le fait d'opter pour un prix d'exercice de 300 €/MWh se justifie premièrement par la valeur retenue par la Ministre lors de la précédente calibration (300 €/MWh). Ce choix se justifie en outre par la hausse attendue de certains composants de prix de l'électricité tels que le CO2 ou encore par la hausse attendue de la calibration future du prix d'exercice du à la pression à la hausse exercée par le remplacement de l'hiver 18-19 par l'hiver 20-21 dans le set de données, ceteris paribus.
- Enfin, comme présenté en annexe 4 dans les tableaux d'occurrences, un prix d'exercice de 300 €/MWh a été observé un nombre raisonnable de fois dans le passé et permettrait d'atteindre l'obligation de remboursement.

3.3.3. Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix d'exercice

Pour conclure, la calibration du prix d'exercice s'est basée sur l'analyse d'E-CUBE pour les années 2018-19, 2019-20 et 2020-21 définissant une fenêtre de calibration de (94-300) €/MWh équivalente à une fenêtre de volume élastique de (75-85)%.

Les 5 critères recensés à l'article 27 §2 de l'Arrêté royal ont ensuite été appliqués à cette fenêtre de prix initialement calculée afin de déterminer un prix d'exercice adéquat.

La conclusion de l'application de ces critères mène à une proposition d'Elia d'un prix d'exercice calibré de 300 €/MWh. Ce prix de 300 €/MWh est conforme à l'article 27 de la proposition d'Arrêté Royal.

Proposition d'Elia	
Prix d'exercice	300 €/MWh

Annexe 1 : Valeurs maximales de capacité non-prouvée

Sur base des discussions avec les acteurs de marché et les interactions qui ont eu lieu dans l'établissement du design final du CRM, le concept de « capacité non-prouvée » a été introduit. Ceci a été définie dans la proposition des règles de fonctionnement CRM comme suit :

« La Capacité qui, au moment de la soumission du Dossier de Préqualification, ne peut être associée à un Point de Livraison spécifique. »

Ce type de capacité n'est pas associée à une technologie spécifique, mais représente de la capacité avec une maturité limitée qui pourrait se développer au cours de la période de pré-fourniture. C'est pour cette raison que les contrôles pendant la période de pré-fourniture, comme mentionné dans la proposition des règles de fonctionnement, donnent des incitants forts pour assurer la présence de cette capacité pendant la période de fourniture.

Néanmoins, il est justifiable de limiter le volume contracté venant de ce type de capacité, afin de ne pas exposer une partie illimitée du volume envisagé par le CRM aux risques associés de contracter de la capacité avec une telle maturité limitée.

De plus, ce volume devrait avoir une taille suffisant pour qu'il puisse exercer une pression compétitive considérable sur les prix de capacité. Ceci contribuerait à l'objectif imposé par l'article 7undecies §1 de la loi d'électricité, que le mécanisme de rémunération de capacité est conçu de façon à rendre le mécanisme le moins couteux possible.

Vue les tâches à accomplir par Elia dans le cadre de ce rapport et suivant les discussions dans le comité de suivi, il s'est avéré qu'il est le plus approprié qu'Elia fasse une proposition pour la valeur de capacité totale maximale non-prouvée qui peut être contractée dans l'enchère de capacité. Elia propose de le fixer à une valeur de 400 MW pour l'enchère objet de ce document pour les raisons suivantes :

- ce volume correspond à la taille typique des grandes unités de capacité présentes dans le réseau Belge actuel et pourrait donc mettre une pression compétitive considérable ; et
- ce volume ne pose pas un risque inacceptable au sein de l'adéquation pour l'année de livraison, étant donné que l'enchère Y-1 pourrait encore assurer que le volume nécessaire soit au final contracté ; et
- ce volume a toujours été présenté dans le cadre de la Taskforce CRM et a, en général, été trouvé raisonnable par ses membres.

Concernant une deuxième limite sous considération qui s'appliquerait par fournisseur de capacité, une valeur plus stricte que le total de 400 MW pourrait amener à ne pas contracter la solution la moins couteuse possible. Tenant compte de l'objectif imposé par l'article 7undecies §1 de la loi d'électricité, Elia propose de mettre la limite de capacité non-prouvée pour un seul fournisseur de capacité également à 400 MW.

Le tableau ci-dessous présente les deux valeurs proposées par Elia dans cette annexe.

Proposition d'Elia	
Valeur totale maximale de capacité non-prouvé de l'enchère	400 MW
Valeur maximale de capacité non-prouvée par fournisseur de capacité	400 MW

Annexe 2 : Détails de la courbe de la demande

h	C(h)
1	14687
2	14585
3	14510
4	14460
5	14408
6	14370
7	14334
8	14307
9	14281
10	14258
11	14236
12	14218
13	14199
14	14184
15	14168
16	14150
17	14134
18	14119
19	14106
20	14094
21	14081
22	14068
23	14054
24	14043
25	14031
26	14020
27	14010
28	13998
29	13987
30	13977
31	13967
32	13958
33	13949
34	13940
35	13931
36	13921
37	13912
38	13904
39	13896
40	13888
41	13880

42	13872
43	13865
44	13856
45	13847
46	13840
47	13833
48	13826
49	13818
50	13812
51	13804
52	13797
53	13790
54	13784
55	13778
56	13771
57	13764
58	13758
59	13752
60	13746
61	13740
62	13734
63	13728
64	13723
65	13716
66	13710
67	13704
68	13698
69	13693
70	13687
71	13682
72	13676
73	13671
74	13665
75	13660
76	13655
77	13650
78	13645
79	13640
80	13636
81	13631
82	13626
83	13621

84	13616
85	13611
86	13606
87	13601
88	13596
89	13591
90	13586
91	13582
92	13577
93	13573
94	13568
95	13564
96	13560
97	13556
98	13552
99	13548
100	13544
101	13540
102	13536
103	13532
104	13528
105	13524
106	13520
107	13516
108	13511
109	13507
110	13503
111	13498
112	13494
113	13490
114	13485
115	13482
116	13478
117	13474
118	13471
119	13467
120	13463
121	13460
122	13456
123	13453
124	13449
125	13445

126	13441
127	13438
128	13435
129	13431
130	13428
131	13424
132	13421
133	13417
134	13414
135	13411
136	13407
137	13404
138	13400
139	13397
140	13393
141	13390
142	13387
143	13383
144	13380
145	13377
146	13374
147	13371
148	13368
149	13365
150	13362
151	13358
152	13356
153	13353
154	13350
155	13346
156	13343
157	13340

158	13337
159	13334
160	13331
161	13328
162	13325
163	13322
164	13319
165	13317
166	13314
167	13310
168	13307
169	13304
170	13302
171	13299
172	13296
173	13293
174	13291
175	13288
176	13285
177	13282
178	13279
179	13277
180	13274
181	13271
182	13269
183	13266
184	13264
185	13261
186	13259
187	13256
188	13253
189	13250

190	13248
191	13246
192	13243
193	13240
194	13238
195	13235
196	13232
197	13230
198	13227
199	13224
200	13222
201	13219
202	13217
203	13214
204	13211
205	13209
206	13206
207	13204
208	13201
209	13199
210	13196
211	13194
212	13191
213	13189
214	13186
215	13184
216	13182
217	13179
218	13177
219	13175
220	13172

Tableau 20 : Détails de la courbe de la demande

Annexe 3 : Détails des rentes inframarginales

La présente annexe fournit le détail des rentes inframarginales perçues sur le marché de l'énergie pour la référence de chaque technologie mentionnée dans la liste de technologies applicables pour le calcul du net-CONE.

Les rentes inframarginales sont déterminées :

- pour l'année 2026, sur base du scénario de référence défini à la Partie I ;
- pour les années 2028 et 2030, 2035 et 2040, sur base des scénarios appropriés sélectionnés à partir de l'étude 'Adequacy and flexibility study for Belgium 2022-2032' publiée en Juin 2021 ;
- pour les autres années objets du tableau, une interpolation linéaire est réalisée entre les années pour lesquelles des valeurs de rentes inframarginales sont disponibles.

Le Tableau 21 présente ces différentes rentes inframarginales, exprimées en €/kW.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CCGT	32	35	38	37	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
OCGT	5	5	6	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
IC Gas Engine	5	5	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
CHP	24	28	32	32	32	33	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Battery	4	5	6	6	7	8	9	9	9	9										
PV	43	43	43	42	41	39	38	38	38	38	38	38	38	38	38					
Wind onshore	116	114	112	17	13	97	91	91	91	91	91	91	91	91	91					
Wind offshore	169	178	187	184	181	178	176	176	176	176	176	176	176	176	176					

Tableau 21 : net-CONE – Détail des rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'électricité sur l'ensemble de la durée de vie économique

Annexe 4 : Occurrences de prix sur le marché Day-ahead pour la période 2006-2021

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
Année	100 €/MWh	110 €/MWh	120 €/MWh	130 €/MWh	140 €/MWh	150 €/MWh	160 €/MWh
2006	20	14	11	9	9	8	7
2007	363	260	200	156	139	119	101
2008	1182	829	533	321	210	146	90
2009	43	13	9	6	4	0	0
2010	54	23	22	16	12	7	5
2011	20	11	7	1	1	1	1
2012	76	43	36	15	9	6	4
2013	44	21	12	6	5	2	2
2014	7	6	6	2	2	2	1
2015	65	57	55	49	45	45	43
2016	117	88	69	53	45	35	30
2017	236	176	115	74	48	24	12
2018	244	151	109	74	57	39	34
2019	7	3	1	0	0	0	0
2020	28	10	7	5	3	2	2
2021	1207	881	692	573	474	385	318
Total	3713	2586	1884	1360	1063	831	662

Tableau 22 : Occurrences de prix entre 100 et 160 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2021

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
Année	170 €/MWh	180 €/MWh	190 €/MWh	200 €/MWh	210 €/MWh	220 €/MWh	230 €/MWh
2006	6	6	5	5	4	4	4
2007	88	73	66	58	54	51	47
2008	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	5	4	4	2	2	1	1
2011	1	1	1	1	1	1	1
2012	3	3	3	3	3	2	2
2013	1	1	0	0	0	0	0
2014	1	1	1	1	0	0	0
2015	18	18	17	17	16	14	14
2016	43	43	38	36	18	18	18
2017	27	24	21	19	14	11	10
2018	12	11	8	7	3	3	3
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	2	2	1	1	0	0	0
2021	254	197	147	105	75	48	60
Total	526	433	343	278	201	175	157

Tableau 23 : Occurrences de prix entre 170 et 230 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2021

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
Année	240 €/MWh	250 €/MWh	260 €/MWh	270 €/MWh	280 €/MWh	290 €/MWh	300 €/MWh
2006	3	3	2	2	2	2	2
2007	45	41	36	35	34	34	33
2008	7	7	5	5	5	5	5
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	1	1	0	0	0	0	0
2011	1	1	1	1	1	1	1
2012	1	1	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0
2015	18	18	17	17	16	14	14
2016	8	7	7	6	6	6	5
2017	3	3	3	3	3	2	2
2018	13	13	11	10	9	9	9
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	41	32	27	20	19	16	10
Total	141	127	109	99	95	89	81

Tableau 24 : Occurrences de prix entre 170 et 230 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2021

Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:

Année	310 €/MW h	320 €/MW h	330 €/MW h	340 €/MW h	350 €/MW h	360 €/MW h	370 €/MW h	380 €/MW h	390 €/MW h	400 €/MW h
2006	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2007	29	29	29	29	28	26	25	24	24	24
2008	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	12	9	9	8	7	7	7	7	7	5
2016	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3
2017	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
2018	9	8	6	5	5	3	3	3	2	2
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	8	5	5	5	5	2	2	2	2	1
Total	71	64	58	62	56	49	47	46	45	42

Tableau 25 : Occurrences de prix entre 310 et 400 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2021

Annexe 5 : Rapport d'E-CUBE relatif à la courbe de calibration du prix d'exercice pour le CRM Belge

Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2026-27

June 2021

TABLE OF CONTENT

<u>ABSTRACT</u>	128
<u>1. INTRODUCTION</u>	129
<u>1.1 Context of the Capacity Remuneration Mechanism</u>	129
<u>1.2 Context of the methodology related to the calibration curve and to the calibration of the strike price</u> 129	
<u>1.3 Overview of the Royal Decree methodology for the strike price determination</u>	129
<u>1.3.1 Definition of the strike price in the CRM</u>	129
<u>1.3.2 Brief reminder of the methodology used for the construction of the strike price calibration curve</u> 130	
<u>2. DESCRIPTION OF THE METHODOLOGY</u>	131
<u>2.1 General methodology used for strike price determination</u>	131
<u>2.2 Step-by-step description of the applied methodology</u>	131
<u>2.2.1 The different steps used to calibrate the strike price interval</u>	131
<u>2.2.2 Data sources used</u>	135
<u>2.3 Integration rules of block orders</u>	137
<u>3. UPDATE, ANALYSIS AND INTERPRETATION OF THE CALIBRATION CURVE</u>	139
<u>3.1 Overview of results</u>	139
<u>3.2 Analysis of the calibration curve</u>	139
<u>3.2.1 Year-on-year calibration curve stability</u>	139
<u>3.3 Curve interpretation</u>	140
<u>3.3.1 Reading of the calibration curve</u>	140
<u>3.3.2 General shape of the strike price calibration curve</u>	141
<u>4. APPENDIX</u>	143
<u>4.1 Price table for the 70 – 90% percentile range with a 2.5% normalized hourly elastic volume curve interval</u>	143
<u>4.2 Volume jumps in the strike price calibration curve</u>	143
<u>4.3 IT Tools</u>	144

Abstract

This document presents the context and the results of the application of the methodology described in Article 27 §1 from the Royal Decree Methodology. This methodology is applied in order to obtain a Strike Price calibration curve. This document is prepared for Elia in view of the development of its proposal for a Strike Price for the Y-4 Auction of the Delivery Period 2026-27.

The Strike Price of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism (CRM) is determined in two steps:

1. The determination of the calibration curve that is used to determine the Strike Price interval according to the methodology presented in Article 27 §1 from the Royal Decree Methodology.
2. The calibration of the strike price based on the calibration curve and on criteria detailed in Article 27 §2 from the Royal Decree Methodology.

This report focuses on the first step of the calibration process of the strike price. The required data have been collected for the last three winter periods (2018-2019, 2019-2020 and 2020-2021) from both EPEX and Nord Pool Spot to build the strike price calibration curve according to the methodology. E-CUBE Strategy Consultants has been working in close collaboration with both EPEX and Nord Pool Spot thereby ensuring a good and correct understanding of the received data.

Firstly, the report introduces the overall context around the strike price calibration curve. Secondly, a detailed description of the different steps leading to the final result of the strike price calibration curve is provided. Finally, the results from the update of the strike price calibration curve for the Y-4 auction for the Delivery Period 2026-27 are shared as well as an interpretation of the results.

The analysis of the calibration curve zooms on the range which will be targeted for the calibration of the strike price: the [75%, 85%] interval as put forward by the Royal Decree Methodology. For the Y-4 auction for the Delivery Period 2026-27, the price interval equivalent to these volume thresholds equals [94; 300] €/MWh. This result is coherent with the results obtained for the previous report. Further analysis help highlight the low impact of the sanitary conditions on the strike price calibration curve.

1. Introduction

1.1 Context of the Capacity Remuneration Mechanism

In the context of Belgian future adequacy, the Belgian Electricity Law foresees a Capacity Remuneration Mechanism (CRM). This mechanism offers, through auctions, a complementary revenue to market revenues for Capacity Providers. However, episodes of scarcity in the energy market can result in events of very high prices, which might result in windfall profits for some Capacity Providers already benefitting from CRM complementary revenues. The Strike Price is therefore set, in the context of the Reliability Option, as the upper price limit until which Capacity Providers from the CRM can earn energy market revenues.

1.2 Context of the methodology related to the calibration curve and to the calibration of the strike price

On April 28th 2021, the Royal Decree defining, among others, the steps to be fulfilled for the computation of the strike price calibration curve was published (hereinafter referred to as “Royal Decree Methodology”)⁹⁹. The methodology therein described is identical to the methodology proposed in draft Royal Decree Methodology and applied for the computation of the calibration curve of the strike price for the Y-4 auction related to the Delivery Period 2025-2026 conducted last year.

The analysis applied in this report for the update of the strike price calibration range for the Y-4 auction related to the Delivery Period 2026-2027 (hereinafter referred to as “Y-4 auction”) is similar to the analysis conducted for the first calibration report and fully complies with the methodology as put forward in the above-mentioned Royal Decree.

1.3 Overview of the Royal Decree methodology for the strike price determination

1.3.1 Definition of the strike price in the CRM

The strike price is defined as “*the predefined price that determines the threshold above which the Capacity Provider has to pay back the difference with the Reference Price*”¹⁰⁰.

The strike price is set to define a cap price on energy market revenues for capacity providers benefitting from CRM complementary revenues. If the reference price (based on the price observed in the day-ahead market for a NEMO active in the Belgian Bidding Zone) exceeds the strike price, then all additional revenues made on energy market from the capacity provider above the strike price are to be paid back by the capacity provider.

⁹⁹ Accessible through [ejustice.just.fgov.be](http://www.ejustice.just.fgov.be):
<http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/28/2021041351/justel#LNK0008>

¹⁰⁰ Law on the Organisation of the Electricity Market, Article 2 §1 80°, April 1999

1.3.2 Brief reminder of the methodology used for the construction of the strike price calibration curve

The Royal Decree Methodology provides detailed specifications for the strike price determination. It must be determined through:

- **The construction of a strike price calibration curve providing price and volume couples computed through the processing of historical day-ahead market data (Article 27 §1)**

The relevant thresholds of the range of the strike price calibration curve are defined as the price levels for which 75% and 85% of the bidden volumes¹⁰¹ have been offered (supply side) or withdrawn (demand side) from the market. For each year, the bidden volumes and their corresponding price level are extracted from historical market data. The calibration curve used for the determination of the strike price interval is based on the prices observed for the last three winters.

- **The calibration of the strike price taking place within the calibration range defined in the first step above by taking into account the criteria listed at the article 27 §2 of the Royal Decree Methodology. The calibrated strike price has to comply with:**
 - 1) The variable costs of the units with a daily schedule (determined based on a simulation of the electricity market) must be covered by the calibrated strike price ;
 - 2) The shape of the calibration curve ;
 - 3) The evolutions of the electricity markets ;
 - 4) The stability of the strike price in time ;
 - 5) A reasonable chance for the strike price to be reached by the reference price.

However, it is important to insist on the fact that this report only focuses on the construction of the calibration curve of the strike price. The further calibration of the strike price based on the range provided in this report is done apart by applying the 5 criteria from the Royal Decree.

*

* *

¹⁰¹ Specific criteria are detailed later.

2. Description of the methodology

2.1 General methodology used for strike price determination

The methodology used to determine the calibration curve of the strike price is described in article 27 of the Royal Decree Methodology.

The strike price calibration range is the price range for which 75% up to 85% (included) of the “elastic volumes” are offered on the Belgian day-ahead market. According to the Royal Decree Methodology, a volume is considered as “elastic” when it is offered at a price strictly above 0 €/MWh and strictly below the maximum authorized price on the market.

These volumes are sensitive to price variations in scarcity periods and may provide the electric system part of its flexibility. For instance, when the price rises, the reaction of elastic volumes can either be an increase in the supplied volumes or a decrease in the demanded volumes. The new volumes proposed in the supply side and the volumes that are no longer demanded in the demand side are equivalent from a system adequacy perspective.

The methodology first aims at building the calibration curve based on elastic volumes according to the price they are offered at in the Belgian day-ahead market. This calibration curve is built considering the different order types (aggregated curves, simple and complex block orders...) from the different Nominated Electricity Market Operators (EPEX and Nord Pool) present in the Belgian Bidding Zone.

The strike price calibration range is then directly determined from this curve.

2.2 Step-by-step description of the applied methodology

2.2.1 The different steps used to calibrate the strike price interval

The steps of the methodology are described in the article 27 of the Royal Decree Methodology. The applied methodology is presented in Figure 1 and matches the 6 steps detailed in the Royal Decree Methodology.

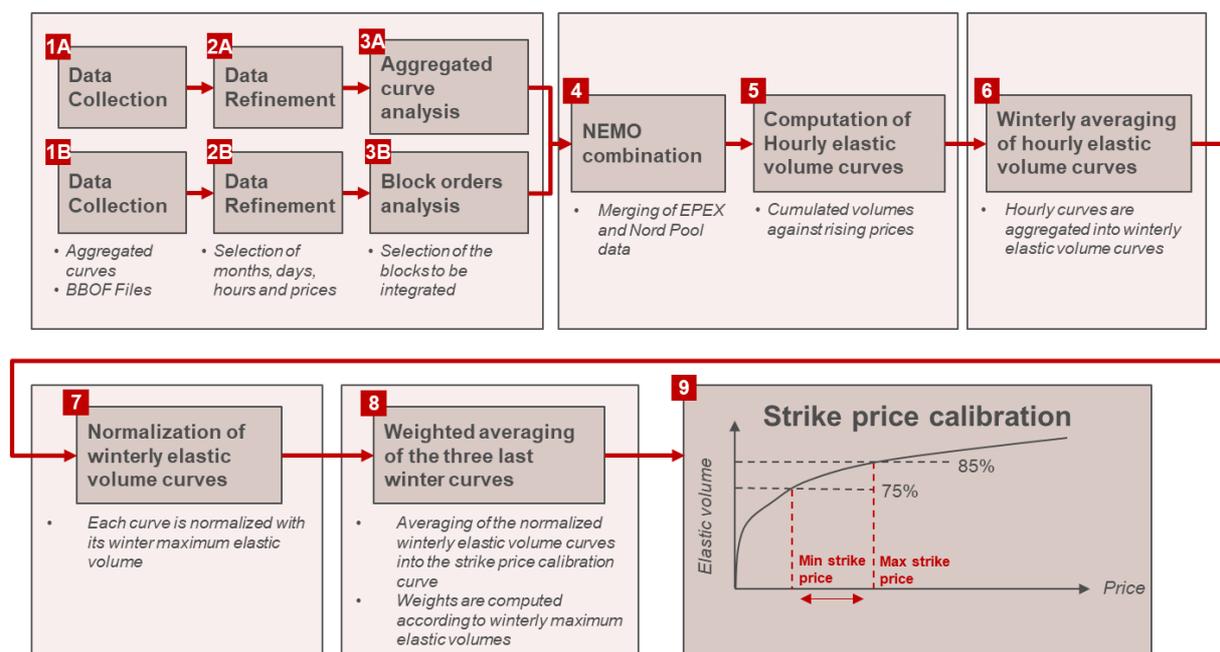


Figure 1 - Steps applied in the methodology and in accordance with the Royal Decree Methodology

▪ **STEPS 1 - 3: Data collection – Data refinement – Elastic Volume Determination**

These first steps have three main objectives: collect and load the data from the different NEMOs considered, refine them to meet different criteria established in the Royal Decree Methodology (see *Figure 2*) and finally determine the volumes considered as elastic in accordance with the rules specified in section 2.3.

According to the Royal Decree Methodology, the analysis focuses on data from weekly peak hours (8AM-8PM) during winter months (November to March). Moreover, the volumes offered at prices equal or inferior to zero are not considered, just like those offered at a price equal to the maximum authorized price.



Figure 2 - Refinement rules applied to all data sources

The objective of these steps is to process the different data sources to **get all hourly elastic orders**¹⁰² offered in the day-ahead market during the last three winter periods.

▪ **STEPS 4-5: Compilation of data from different NEMOs into hourly elastic volume curves**

For the construction of the strike price calibration curve for the Y-4 auction, data are collected under the form of aggregated curves from EPEX and Nord Pool Spot and block orders from EPEX¹⁰³. At the end of STEPS 1-3, all elastic hourly orders from the different sources have been determined.

These volumes are cumulated, on an hourly basis, with increasing prices to build the **hourly elastic volume curve** corresponding to a certain hour. For every price level between 0 and the maximum authorized price on the market (both excluded), the hourly elastic volume curve represents the sum of elastic volumes coming from the supply and demand sides and offered at this given hour from both EPEX and Nord Pool Spot.

¹⁰² An hourly order is a certain volume (MWh) proposed at a certain price which might come from the demand and/or the supply side. According to the Royal Decree Methodology, it is considered as elastic if its price is not strictly above 0 €/MWh and strictly below the maximum price authorized on the market.

¹⁰³ According to Nord Pool Spot, no block orders were submitted in Belgium during the 2020-2021 winter.

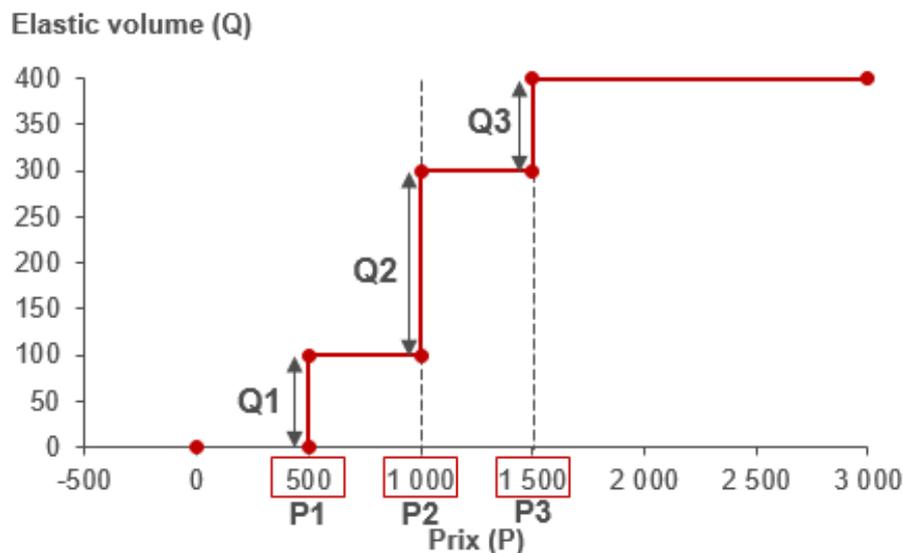


Figure 3 - Construction of the hourly elastic volume curve from hourly orders (STEPS 4-5)

The Figure 3 illustrates this construction in a theoretical case. In this case:

- The volume Q1 is offered at price P1 (500)
 - o If Q1 is from the supply side, Q1 is a production volume proposed on the market for prices above P1
 - o If Q1 is from the demand side, Q1 is a consumption volume that is no longer demanded for prices above P1
- The volume Q2 is offered at price P2 (1000)
- The volume Q3 is offered at price P3 (1500)

All elastic volumes are considered on an equal basis. (Q1; P1), (Q2; P2) and (Q3; P3) can be from any of the data sources (Nord Pool Spot or EPEX Spot) and from the supply or the demand sides.

In the construction of the hourly elastic volume curve in Figure 3:

- at a price P1, the cumulated elastic volume is Q1
- at a price P2, the cumulated elastic volume is Q1+Q2
- at a price P3, the cumulated elastic volume is Q1+Q2+Q3

At the end of STEPS 4-5, the data from the different NEMOs have been combined and an hourly elastic volume curve is computed for every hour in the dataset.

▪ **STEP 6: Winterly averaging of the hourly elastic volume curves**

All relevant hourly elastic volume curves belonging to a single winter period are grouped and averaged. It means that for each price level, the cumulated elastic volumes of all relevant hourly elastic curves from one winter are summed and divided by the number of relevant hours from that winter.

▪ **STEP 7: Normalization by winterly maximum**

At the end of STEP 6, three curves are computed, one by winter period. These curves are now normalized: meaning that, for each winter, all averaged cumulated volumes are divided by the maximum volume of the winter curve. Consequently, the three winter curves have a normalized elastic volume starting at 0% and ending at 100% and that is expressed in function of that winter maximum elastic volume.

STEPS 6 & 7 are illustrated in *Figure 4*.

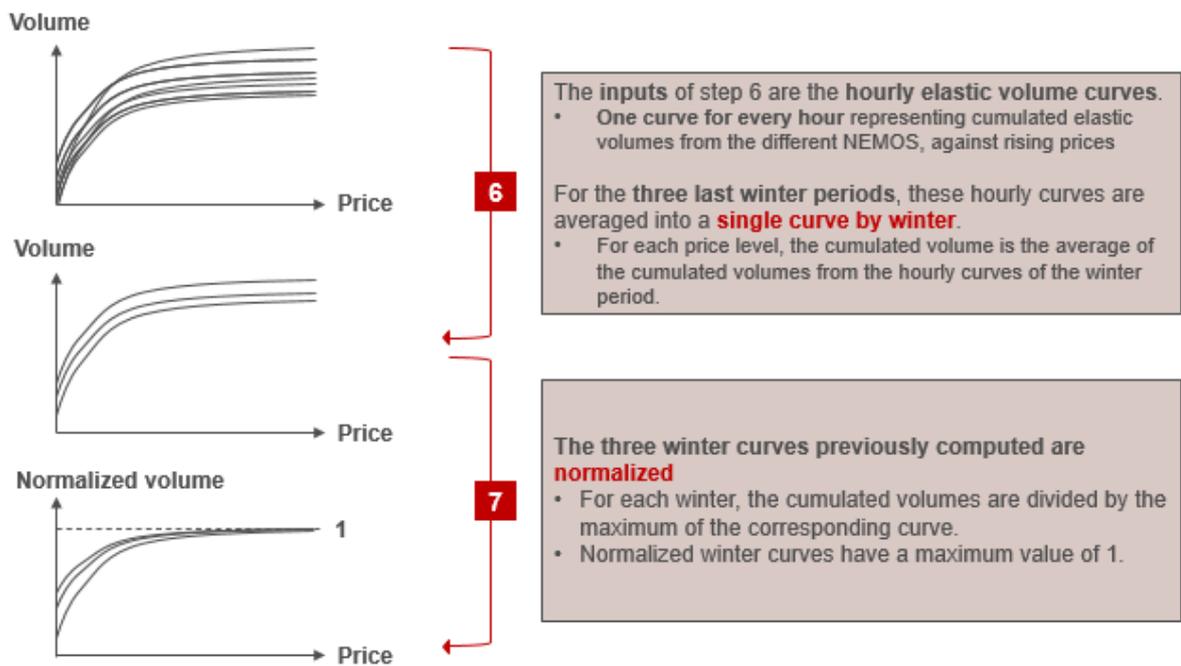


Figure 4 - Illustration of the averaging of hourly elastic volume curves by winter and the following normalization (STEP 6 & 7 from the Royal Decree Methodology)

▪ **STEPS 8 & 9: Construction of the strike price calibration curve**

The strike price calibration curve (represented in red in Figure 5) is computed through a weighted averaging of the normalized winter curves from STEP 7. According to the Royal Decree Methodology, the weights used for the ponderation are the maximum volumes of each winter curve before their normalization.

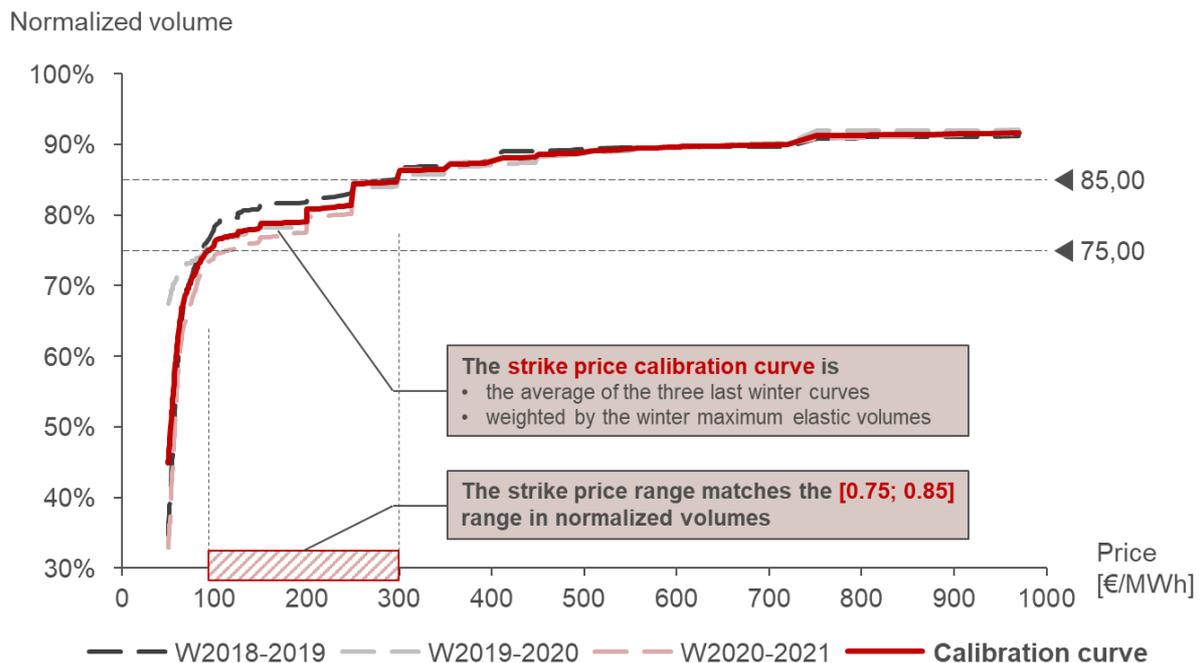


Figure 5 – Computation of the strike price calibration curve and the reading of the strike price interval (STEP 8 from the Royal Decree Methodology)

Since the calibration curve is the weighted average of three normalized curves, it is a normalized curve as well. The strike price calibration range is the price range corresponding to a [0.75, 0.85] normalized volume interval. This interval is clearly indicated on the calibration curve in Figure 5 above.

2.2.2. Data sources used

The data used were made available by EPEX and Nord Pool Spot, as hourly aggregated curves and individual block orders. These data were collected for weekdays, peak hours for the entire winter period November 1st – March 31st.

2.2.2.1 Hourly aggregated curves

The data from aggregated curves are hourly data files, containing pairs of prices and associated aggregated volumes for a given hour. A file typically contains, on an hourly basis:

- cumulated volumes associated to descending prices on the buy side
- cumulated volumes associated to ascending prices on the sell side

The corresponding curves are represented on Figure 6 below. The hatched areas are the volumes that are not considered in the aggregated curve analysis either because they are:

- offered at null/negative prices
- offered at the maximum authorized price

These volumes are thus not considered as elastic neither taken into account for the construction of the calibration curve of the strike price. Only volumes associated with executed block orders are integrated in the aggregated curves files and are stored at the maximum price (demand side) or at the minimum price (supply side). However, these volumes are excluded from the aggregated curve analysis as they appear at any price. They are thus collected via BBOF files and treated distinctly. These volumes are hatched on Figure 6 below. Still the construction of the strike price calibration curve relies as well on the block orders that were submitted but not executed and which cannot be found back at the minimum/maximum price of the aggregated curves: this explains once again why block orders are treated separately via BBOF files.

Furthermore, it is important to remind that no block orders were observed on Nord Pool Spot and all came from EPEX Spot for the winters considered for the construction of this calibration curve.

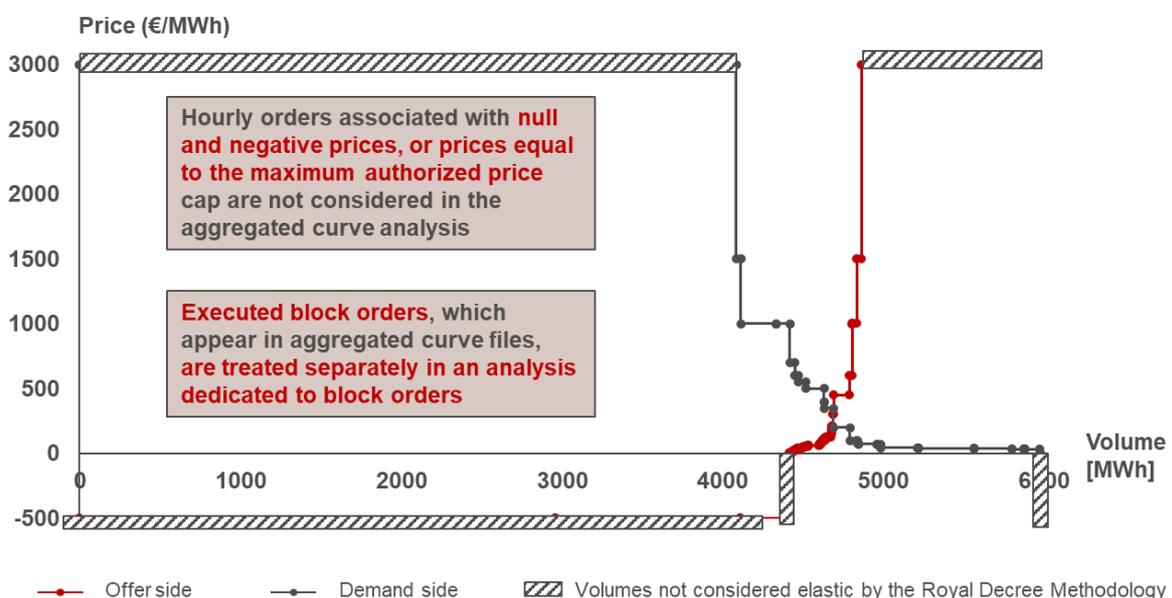


Figure 6 - Example of a Belgian Day-Ahead-Market hourly aggregated curve

Volumes offered in the aggregated curves and meeting the already mentioned price¹⁰⁴ and time¹⁰⁵ criteria are integrated as elastic volumes in the construction of the strike price calibration curve. A theoretical example is provided in the left part of Figure 7 for the integration of volumes from a theoretical aggregated supply curve. In this example, volume Q1 is offered at price P1 (500), volume Q2 at price P2 (1000) and volume Q3 at price P3 (1500). By contrast, volume Q4, offered at a negative price, and volume Q5, offered at the maximum authorized price are not considered as elastic volumes and are not kept in the following steps.

The right part of Figure 7 illustrates that the volumes from the demand side are integrated in a symmetrical way. In the demand side, the elastic volumes are equal to a reduction of the consumption when the price increases.

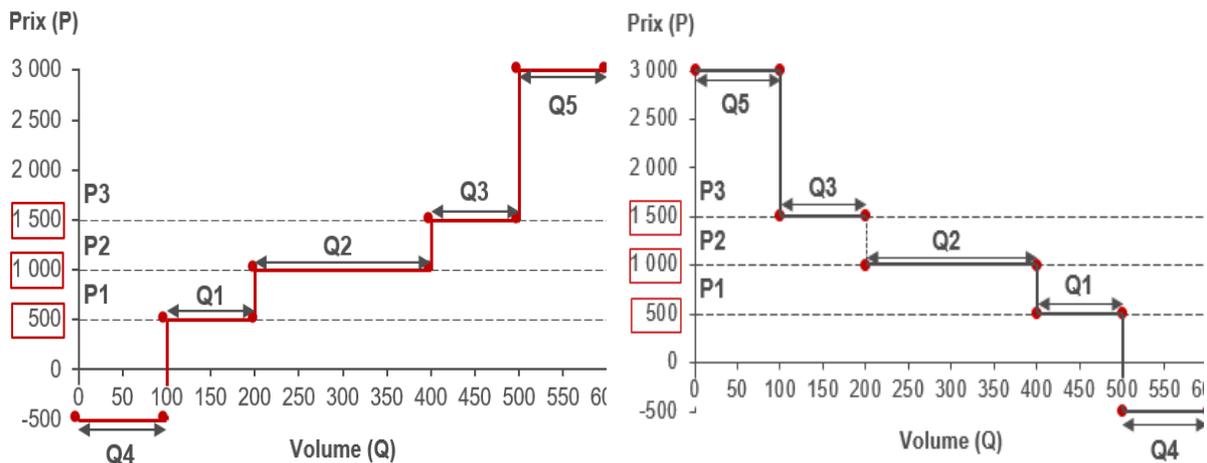


Figure 7 - Integration of volumes from the aggregated curves from supply side (left) and demand side (right)

2.2.2.2 Block orders

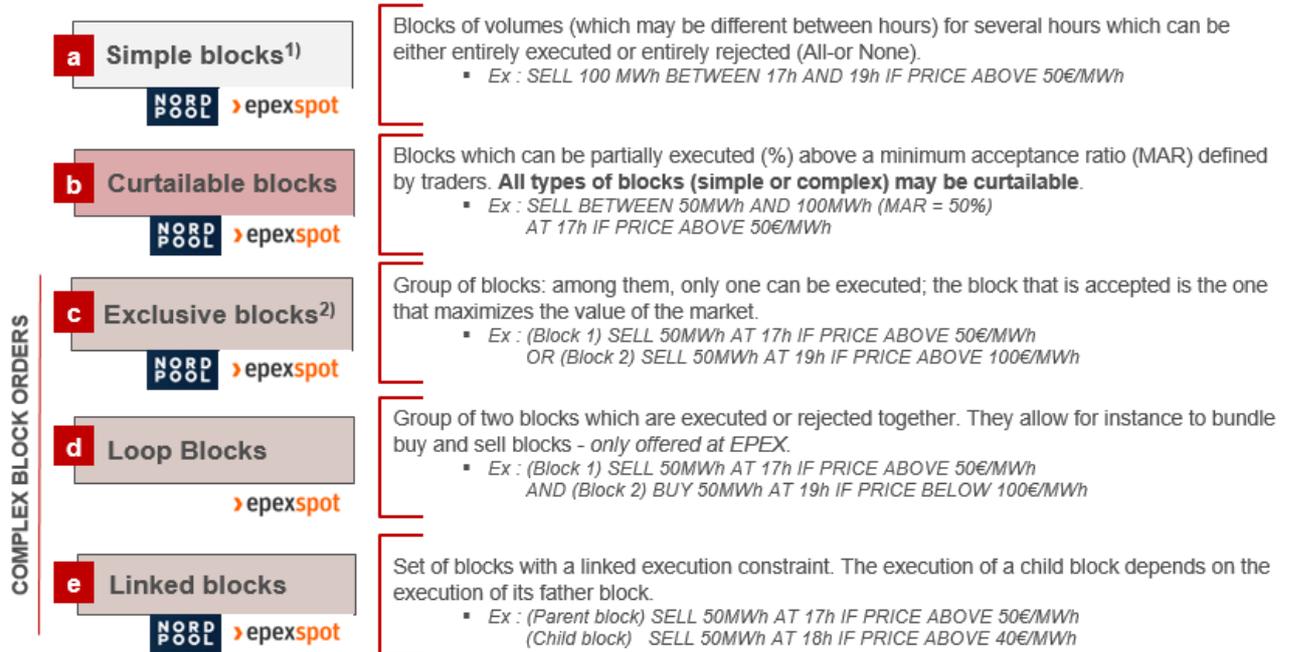
This data consists of daily data files named BBOF, containing block orders for a given day. A block order is defined thanks to a type, a price, and volumes for each hour of the day. All the volumes of a daily block order are offered at the same price. Negative volumes are associated with orders from the supply side (or sell side) while positive volumes are associated with orders from the demand side (or buy side). Block orders were only observed on EPEX Spot and not on Nord Pool Spot.

Each type of the block order is associated with specific rules of acceptance described on Figure 8 below.

¹⁰⁴ Only prices strictly superior to 0 and strictly inferior to the maximum authorized price on the market

¹⁰⁵ Winter peak hours from weekdays, excluding bank holidays

THE DIFFERENT TYPES OF BLOCK ORDERS IN BELGIUM NEMOS



1) Which covers profiled and regular blocks at Nordpool, 2) Called Exclusive group at Nordpool

Figure 8 - Different types of block orders and their specific rules of acceptance

Hourly orders are not directly accessible from the BBOF files as the block orders are offered daily and not hourly: various volumes may be offered during various hours in a day.

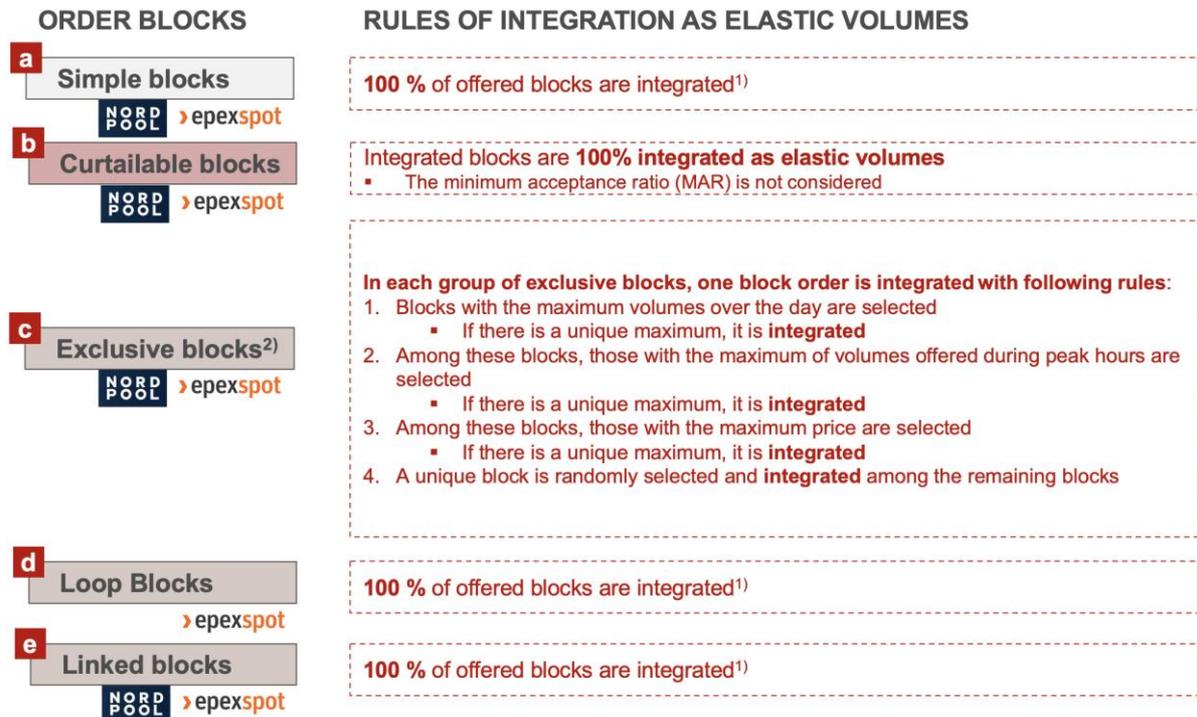
2.3 Integration rules of block orders

The integration rules for block orders depends on the type of block orders considered. No changes were made to the block orders' integration rules compared to last year, exactly the same approach was followed.

On the one hand, simple, curtailable, linked or loop blocks (see Figure 9) can be fully integrated because all the volumes offered in these orders can be executed if needed and be considered as elastic volumes.

On the other hand, exclusive block orders need a specific rule of integration because, at most, only one block order per group can be executed on the market. It means that all the volumes offered should not be considered as elastic but only the volumes from one block order per group. The specific rule aims at selecting one block order per group of exclusive block orders to maximize the volumes offered. If all block orders offer the same volumes for the same price, then one block order is randomly selected to be integrated as elastic volume.

The rule on the integration of each type of block is described in Figure 9.



1) Only those with prices in the]0, maximum authorized price[€/MWh range; 2) Called Exclusive group at [Nordpool](#)

Figure 9 - Rules of integration of block orders as elastic volumes depending on the block order type

*

* *

3. Update, analysis and interpretation of the calibration curve

3.1 Overview of results

The application of the Royal Decree Methodology for the Y-4 auction for the Delivery Period 2026-27 leads to the calibration curve represented in red on Figure 10 below. The [P75, P85] interval corresponding to the threshold values of the calibration range of the strike price were computed at [94; 300] €/MWh.

The strike price calibration curve (red) is based on a weighted average of the curves computed for the three last winter periods (winters 2018-2019, 2019-2020 and 2020-2021). Its construction is explained in a more detailed way step by step in section 2.2 and follows the steps foreseen in the Royal Decree.

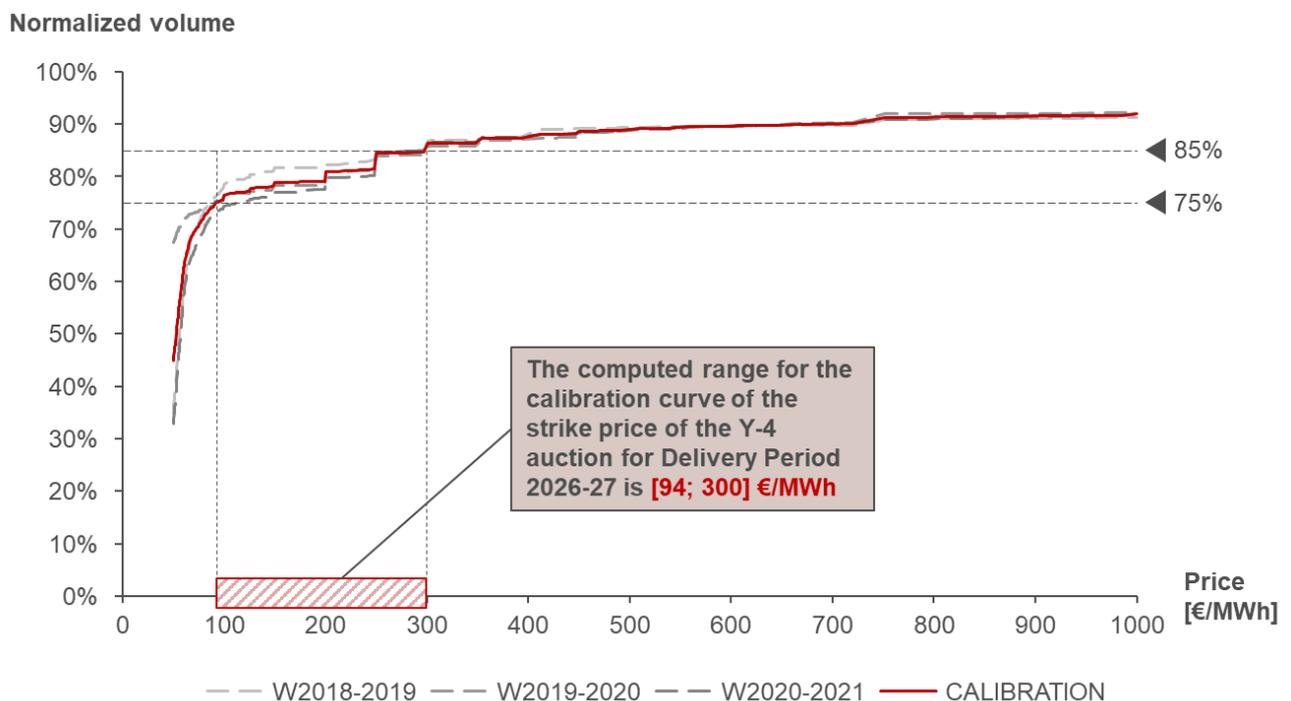


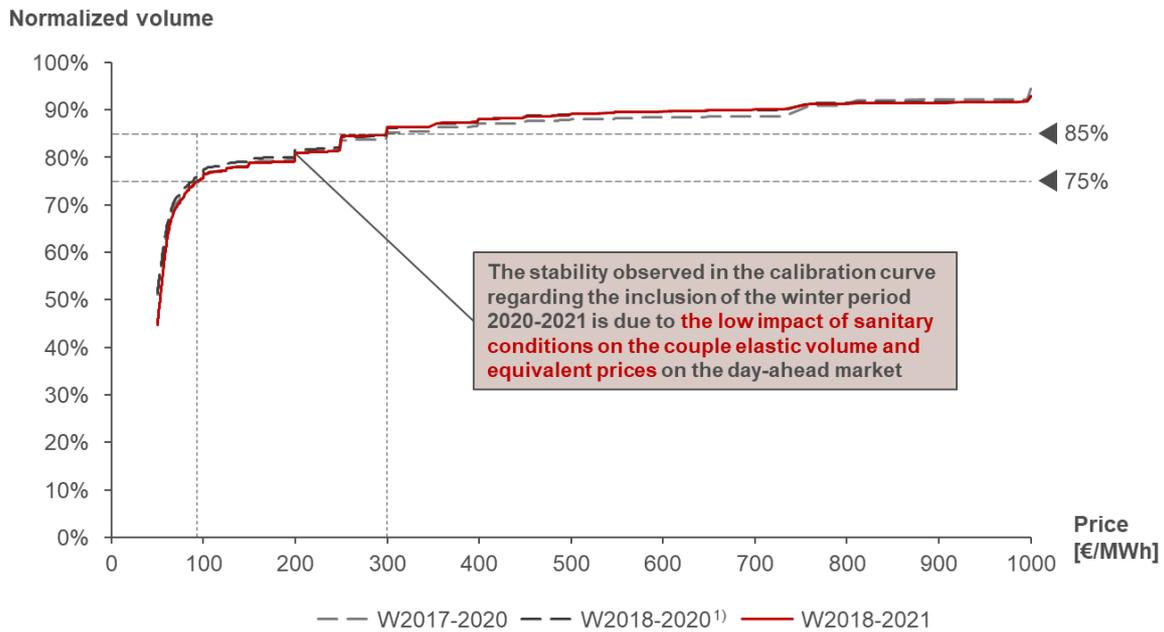
Figure 10 - Strike price calibration curve and computation of the strike price interval for 2022

3.2 Analysis of the calibration curve

3.2.1 Year-on-year calibration curve stability

Starting in mid-March 2020, Belgium witnessed a lock-down following the spread of covid-19 disease. This unique situation occurred again during the winter period of 2020-2021. As shown in Figure 11, the sanitary conditions led to few changes in the couple elastic volumes and equivalent prices on the day-ahead market and therefore

did not modify the calibration curve compared to last year. In this regard, the inclusion or exclusion of the 2020-2021 winter period has little impact on the overall shape of the calibration curve.¹⁰⁶



1) Computed without including the 2020-2021 winter period

Figure 11 - Sensibility analysis of the calibration curve shapes

3.3 Curve interpretation

3.3.1 Reading of the calibration curve

The normalized volume associated to a price level is the percentage of elastic volumes offered at a price equal or inferior to this price level. For instance, in the Y-4 auction calibration curve reproduced in Figure 12, 85% of elastic volumes were offered below 300 €/MWh. These volumes were either proposed on the offer side (production) or on the demand side (no longer demanded for consumption).

¹⁰⁶ The computation of the W2018-2020 curve is not in line with the methodology described in the Royal Decree Methodology and only serves as a comparison tool to assess the impact of COVID on the construction of the calibration range.

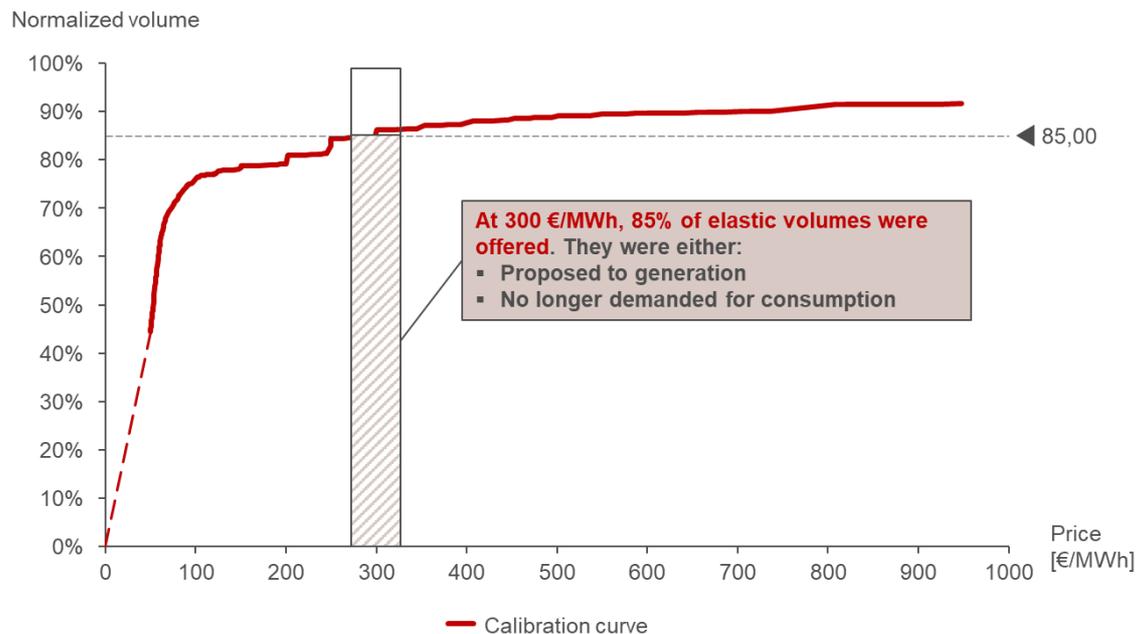


Figure 12 - Interpretation of the Y-4 strike price calibration curve

3.3.2 General shape of the strike price calibration curve

The strike price calibration curve is characterized by three main features illustrated on Figure 13:

- At low prices, a steep slope: most volumes are offered at relatively low prices compared to the maximum authorized price.
- At high prices, a flattened curve converging to the maximum of the curve (100%): volumes are rarely offered at very high prices.
- At intermediary prices, an elbow with a decreasing slope: for the same increase in price, less volumes are offered.

Before the elbow, a small increase in price leads to an important increase in normalized elastic volume. Bidders are willing to offer more volumes (supply side) or to give up some consumption (demand side). After the elbow, an increase in price leads to a lower additional level of normalized elastic volume. As observed in Figure 13, the elbow continues still beyond the 300 €/MWh threshold with true flattening occurring only at higher price levels.

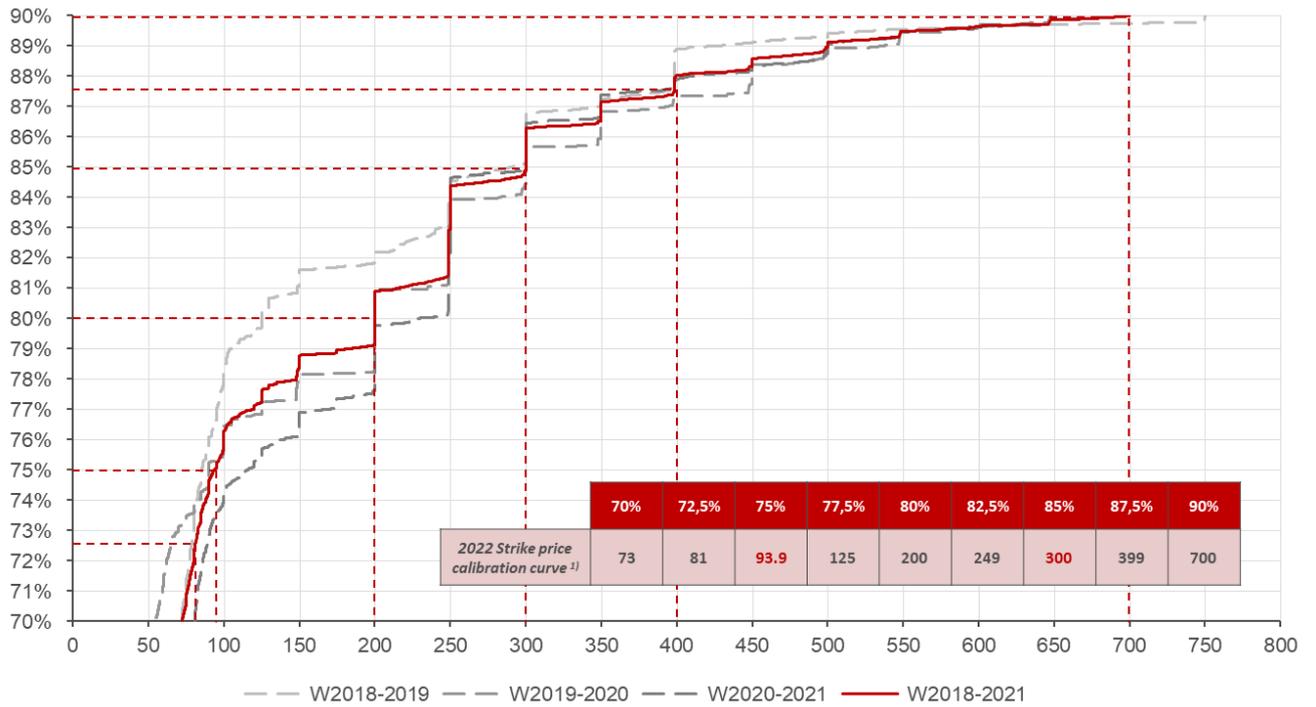


Figure 13 – Zoom on 70% to 90% elastic volume normalized for the last three winters and the calibration curve

*

* *

4. Appendix

4.1 Price table for the 70 – 90% percentile range with a 2.5% normalized hourly elastic volume curve interval

When considering the full range of winter periods and the resulting Y-4 auction calibration curves, no historical trend can be highlighted. A detailed analysis of the [P70, P90] interval is shown in *Table 1*.

	70%	72,5%	75%	77,5%	80%	82,5%	85%	87,5%	90%
<i>Delivery period 2026-2027</i> ¹⁾	73	81	93.9	125	200	249	300	399	700
<i>Delivery period 2025-2026</i> ²⁾	70	80.3	95.2	125	200	248.9	300	450	750
<i>Winter 2020-2021</i>	80	89	116	198	230	250	299	385	699
<i>Winter 2019-2020</i> ³⁾	55	64	90	148	200	249	300	399	648
<i>Winter 2018-2019</i>	72	78	85	97	125	215	280	379	750
<i>Winter 2017-2018</i>	80	96	115	158	200	300	450	750	799
<i>Winter 2016-2017</i>	54	61	72	90	180	250	300	300	600

1) Computed from winters 2018-2019, 2019-2020 and 2020-2021

2) Computed from winters 2017-2018, 2018-2019 and 2019-2020

3) First integration of Nord Pool Spot's aggregated curves

Table 1 - Prices associated to different percentages of elastic volumes of the Y-4 auction calibration curves and for the five winter periods [€/MWh, 2016-2021]

4.2 Volume jumps in the strike price calibration curve

The strike price calibration curve is characterized by small jumps (see Figure 14) of normalized volumes for certain price levels. This strike price calibration curve is not smooth because volumes are more frequently offered at “rounded” prices like multiples of 50 €/MWh (200 €/MWh, 250 €/MWh, 300 €/MWh ...).

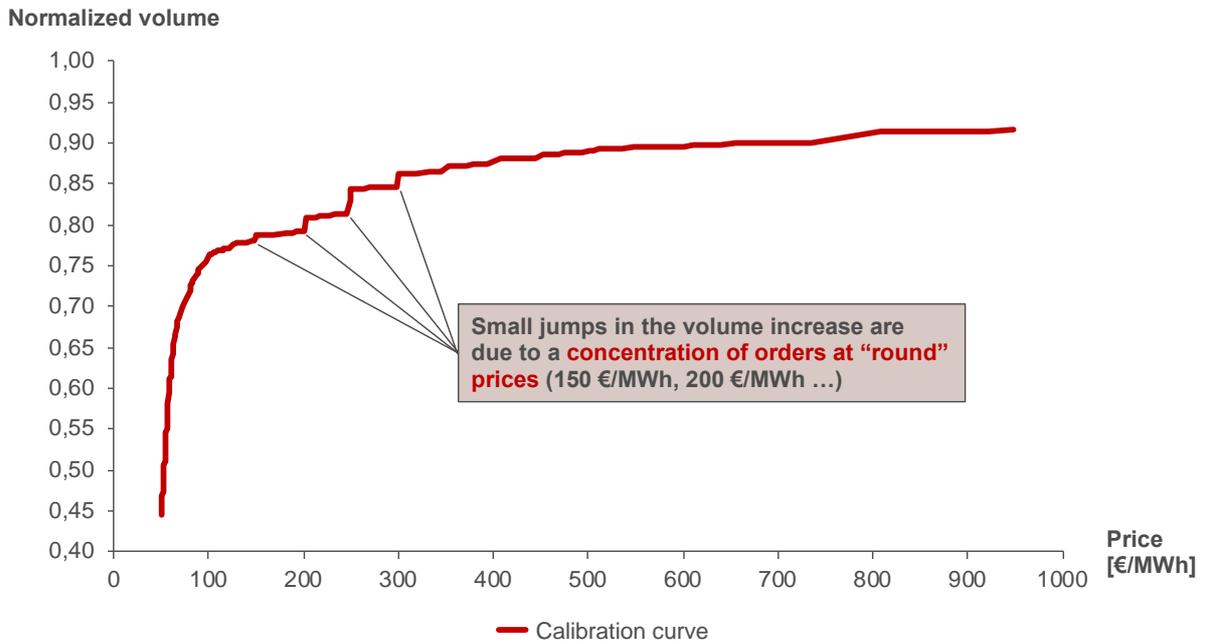


Figure 14 - Illustration of breaks in the strike price calibration curve

4.3 IT Tools

The data was processed by a script written in the programming language R. It is a free software environment, commonly used for statistical computing.

The use of a dedicated software instead of more widely used spreadsheets was made necessary by the amount of data files to be processed. The aggregated curves are for instance stored in individual hourly files and tens of thousands of these files must be loaded.

The R script processes raw data made available by EPEX and Nord Pool and are applied for each step of the methodology consecutively. Intermediary results and graphics are provided through the use of a Jupyter notebook to monitor the run of the script.

Annexe 6 : Erratum pour le rapport de calibration relatif à la mise aux enchères Y-4 pour la période de livraison 2026-27

But du document

Dans son rapport relatif aux paramètres liés à la mise aux enchères Y-4 pour la période de livraison 2026-27, une erreur de calcul est survenue dans le chapitre relatif à la calibration de la limite de prix intermédiaire (IPC).

Par l'intermédiaire de ce document, Elia fournit une version corrigée des valeurs considérées pour la calibration de l'IPC. Cette correction impacte légèrement la série de valeurs de coûts totaux (Low-Mid-High) proposée pour calibrer l'IPC ainsi que les valeurs de la fourchette et la proposition finale d'Elia pour l'IPC sans néanmoins en modifier l'essence.

Liste des modifications

- Dans les 3 executive summary (Proposition pour les autres paramètres de l'enchère, 2^{ème} bullet), la valeur proposée par Elia pour la Limite de Prix Intermédiaire (IPC) est toujours égale à la valeur médiane de la fourchette calculée par Elia mais évolue de 19,4 €/kW/an à **21,2 €/kW/an** étant donné les modifications de calcul apportées.
- Au 2^{ème} § de la page 77 du rapport de calibration, la phrase '*Le raisonnement pour multiplier ces coûts par la prime de risque additionnelle considérée*' devient '*Le raisonnement pour multiplier ces coûts par la prime de risque totale considérée*'.
- Au 3^{ème} § de la page 77 du rapport de calibration, la phrase '*multipliés par 1 plus la prime de risque à appliquer*' devient '*multipliés par 1 plus la prime de risque totale à appliquer*'.
- Le titre de la colonne du Tableau 14 page 78 du rapport de calibration '*Primes de risque à appliquer (en %) conformément à la méthodologie découlant de l'étude du professeur Boudt*' devient '*Prime de risque totale à appliquer conformément à la méthodologie découlant de l'étude du Professeur Boudt (WACC + prime de risque additionnelle)*'.
- Le titre de la dernière colonne du même tableau (14 page 78) du rapport de calibration '*Coûts totaux (€/kW/an) : Coûts FOM multipliés par (1 + prime de risque)*' devient '*Coûts totaux (€/kW/an) : Coûts FOM multipliés par (1 + prime de risque totale)*'.
- Les valeurs présentées pour les colonnes mentionnées ci-dessus pour le tableau 14 du rapport de calibration sont amendées comme le démontre le tableau 14 amendé en page 4 de ce document.

- Le titre de la colonne du Tableau 16 page 88 du rapport de calibration '*Primes de risque*' devient '*Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle)*'.
- Le titre de la dernière colonne du Tableau 16 page 88 du rapport de calibration '*«Missing-money» avec prime de risque pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de plus de 3 ans (divisé par le facteur de réduction)*' devient '*«Missing-money» avec prime de risque totale pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de plus de 3 ans (divisé par le facteur de réduction)*'.
- Les valeurs présentées pour les colonnes '*Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle)*' et '*Missing-money avec prime de risque totale pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de plus de 3 ans (divisé par le facteur de réduction)*' du tableau 16 du rapport de calibration sont amendées comme le démontre le tableau 16 modifié en page 5 de ce document.
- Le titre de la colonne du Tableau 17 page 89 du rapport de calibration '*Primes de risque*' devient '*Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle)*'.
- Le titre de la dernière colonne du Tableau 17 page 89 du rapport de calibration '*«Missing-money» avec prime de risque pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de moins de 3 ans (divisé par le facteur de réduction)*' devient '*«Missing-money» avec prime de risque totale pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de moins de 3 ans (divisé par le facteur de réduction)*'.
- Les valeurs présentées pour les colonnes '*Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle)*' et '*Missing-money avec prime de risque totale pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de moins de 3 ans (divisé par le facteur de réduction)*' du tableau 17 du rapport de calibration sont amendées comme le démontre le tableau 17 modifié en page 6 de ce document
- Dans la conclusion à la section 3.2.5 du rapport de calibration, la fourchette de valeurs proposée par Elia pour déterminer l'IPC associée à l'application d'une prime de risque liée à des investissements associés à une durée de vie économique de plus de 3 ans évolue de 7,9 – 19,4 – 22,1 €/kW/an vers **9,6 – 21,2 – 23,9 €/kW/an**. Elia propose dès lors à nouveau de considérer la valeur médiane de la fourchette calculée pour déterminer l'IPC c'est-à-dire une valeur de **21,2 €/kW/an**.

- La fourchette de valeurs pour déterminer l'IPC en cas d'application d'une prime de risque liée à des investissements associés à une durée de vie économique de moins de 3 ans évolue de 7,1 – 18,6 – 21,3 €/kW/an vers **8,8 – 20,4 – 23,1 €/kW/an**.