

Préparation de l'enchère CRM Y-4 pour la période de fourniture 2027-28 :

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



# Contenu

<b>Executive summary – English Version</b>	<b>4</b>
<b>Executive summary – Version française</b>	<b>10</b>
<b>Executive summary – Nederlandstalige versie</b>	<b>17</b>
<b>Introduction</b>	<b>24</b>
<b>Contexte légal &amp; réglementaire</b>	<b>26</b>
<b>Partie I : Scénario de référence</b>	<b>28</b>
1.1 Détermination du scénario de référence	28
1.1.1 Étapes dans la sélection du scénario de référence	28
1.1.2 Scénario de référence sélectionné par la Ministre	34
1.2 Détermination des valeurs intermédiaires	35
1.2.1 Étapes dans la sélection des valeurs intermédiaires	36
1.2.2 Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre	38
1.3 Calibration du scénario de référence	39
1.3.1 Détermination des paramètres de coût associés aux types de capacité présélectionnés	40
1.3.2 Calcul des revenus et boucle d'optimisation économique	42
1.3.3 Norme de fiabilité	42
1.3.4 Mix de capacités additionnelles ajouté au scénario de référence	43
<b>Partie II : Informations et données pour l'élaboration de la demande</b>	<b>44</b>
2.1 Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (5°)	45
2.2 Volume correspondant aux besoins d'équilibrage (6°)	46
2.3 Prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées (7°)	47
2.4 Informations relatives à la capacité non-éligible (2°)	49
2.4.1 Application aux unités renouvelables	50
2.4.2 Applications aux unités thermiques	51
2.5 Courbe de durée de la demande (1°)	52
2.6 Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes (3°)	54

2.7	Net-CONE - rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie (4°)	56
2.8	Net-CONE - revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage (4°)	60
<b>Partie III : Propositions pour les autres paramètres de l'enchère</b>		<b>66</b>
3.1	Facteurs de réduction (8°)	67
3.2	Prix maximum intermédiaire (9°)	72
3.2.1	Liste réduite de technologies existantes (Arrêté Royal Méthodologie, article 18, §1)	76
3.2.2	Estimation des éléments de coûts (Arrêté Royal Méthodologie, article 18, §§2 et 3)	77
3.2.3	Estimation des éléments de revenus (Arrêté Royal Méthodologie, article 19)	83
3.2.4	Estimation de « missing-money » (Arrêté Royal Méthodologie, article 20)	88
3.2.5	Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix maximum intermédiaire (Arrêté Royal Méthodologie, article 16)	93
3.3	Prix de référence & Prix d'exercice (10 et 11°)	94
3.3.1	Prix de référence	99
3.3.2	Prix d'exercice	101
3.3.3	Conclusion: Proposition d'Elia pour le prix d'exercice	110
<b>Annexe 1 : Valeurs maximales de capacité non-prouvée</b>		<b>111</b>
<b>Annexe 2 : Détails de la courbe de la demande</b>		<b>113</b>
<b>Annexe 3 : Détails des rentes inframarginales</b>		<b>115</b>
<b>Annexe 4 : Occurrences de prix sur le marché Day-ahead pour la période 2006-2021</b>		<b>116</b>

## Executive summary – English Version

### Context

This is the third 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 third auction, scheduled for October 2023 for the Delivery Period 2027-28, Elia follows the framework and instructions received from the Belgian authorities. In particular, this report is drawn up in accordance with the Royal Decree Methodology<sup>1</sup>. The reference scenario<sup>2</sup> and intermediate values<sup>3</sup> used in this report have been selected by the Minister of Energy and form the basis of this study.

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 derating factors, the intermediate price cap, the strike price and the reference price.

### Reference scenario and intermediate values selected by the Minister

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 decrees of 9 September 2022.

The reference scenario takes as a reference the latest European study published by ENTSO-E, namely the European Resource Adequacy Assessment 2021<sup>4</sup>, updated according to the most recent data available for Belgium and neighboring countries, as described in the Excel “Assumptions Workbook” provided with this report. Furthermore, three additional sensitivities have been incorporated into the baseline scenario following the decision made by the Minister:

- French nuclear availability - 4 units: a lower French nuclear availability by 4 units on average during winter compared to ERAA21;
- High prices: higher fuel costs in Europe in the mid-term;

---

<sup>1</sup> 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 organization 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

<sup>2</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/28/2021041351/justel>

<sup>3</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022042067/moniteur>

<sup>4</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>  
[European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\) 2021 | ENTSO-E \(entsoe.eu\)](http://www.entsoe.eu)

- Lower demand: a lower yearly consumption in Belgium due to high prices.

The intermediate values selected by the Minister, following a proposal made by the CREG, consist in 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 price.

Unless explicitly stated otherwise, all prices are expressed in € 2020.

Note that, in the framework of this third calibration process, the calculation of the "missing-money" (used for the determination of the intermediate maximum price cap and the net cost of a new entrant) is based on the average expected revenues from the energy market in combination with the application of a risk premium to account for the investor's risk aversion. This approach is based on the methodology developed together with Professor Boudt<sup>5</sup> in line with the ERAA methodology. These principles are also reflected in the most recent version of the Royal Decree Methodology.

On the basis of these elements and in accordance with the Royal Decree Methodology, Elia has calibrated the reference scenario in such a way as to ensure that the legal reliability standard is met (3h of loss of load expectation (LOLE)). The calibrated 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 2027-28 Delivery Period.

### **Information and input for the establishment of the demand curve**

According to the Royal Decree Methodology, Elia is not responsible for providing a proposition for the demand curve. This prerogative is the responsibility of the CREG, based on the necessary information which is provided in this report. 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 Royal Decree Methodology:

- 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 for 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: 14 €/kW/year for gas turbines and autonomous gas engines, 19 €/kW/year for market response and 12 €/kW/year for

---

<sup>5</sup> <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028reportboudtanalysisofhurdleratesforbelgianelectricitycapacityadequacyandflexibilityanalysis.pdf>

batteries. There is no additional revenue considered for the other technologies, based on the arguments in this report.

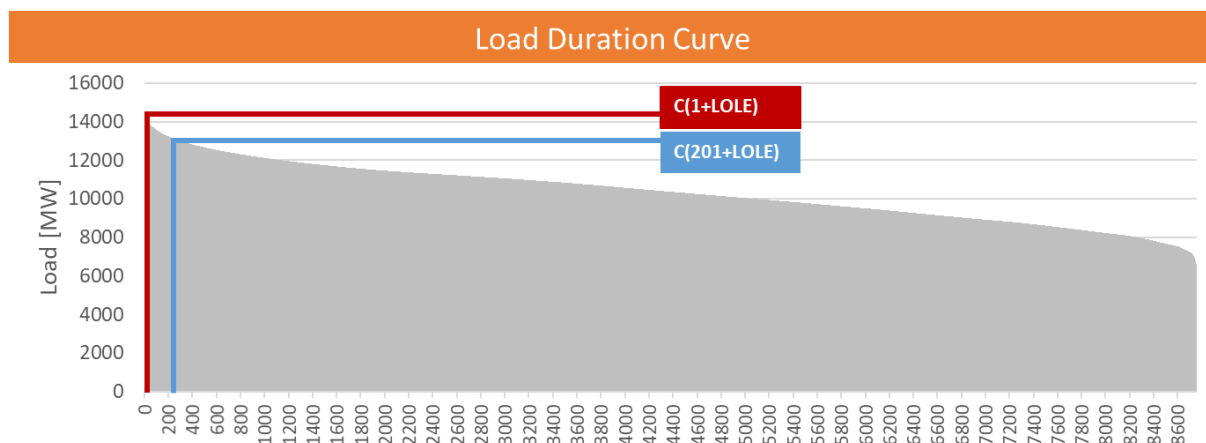


Figure 1: Load duration curve (Art. 11, §2, 5° and Art. 11, §5)

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°	13981
Average load during simulated scarcity period (points B and C)		14071
Balancing need	Art. 11, §2, 2°	1250
Average energy not served during simulated scarcity period (point A)	Art. 11, §2, 3°	518
Average energy not served during simulated scarcity period (points B and C)		453
Non-eligible capacity Renewable capacity that receives operating aid	Art. 11, §2, 4° Art. 11, §3	853
Non-eligible capacity Individually modelled and profiled thermal capacity that receives operating aid		1871
Max Entry Capacity for Cross-border participation France	Art. 14	119
Max Entry Capacity for Cross-border participation Netherlands		260
Max Entry Capacity for Cross-border participation Germany		2
Max Entry Capacity for Cross-border participation Great-Britain		553

Table 1: Volume parameters

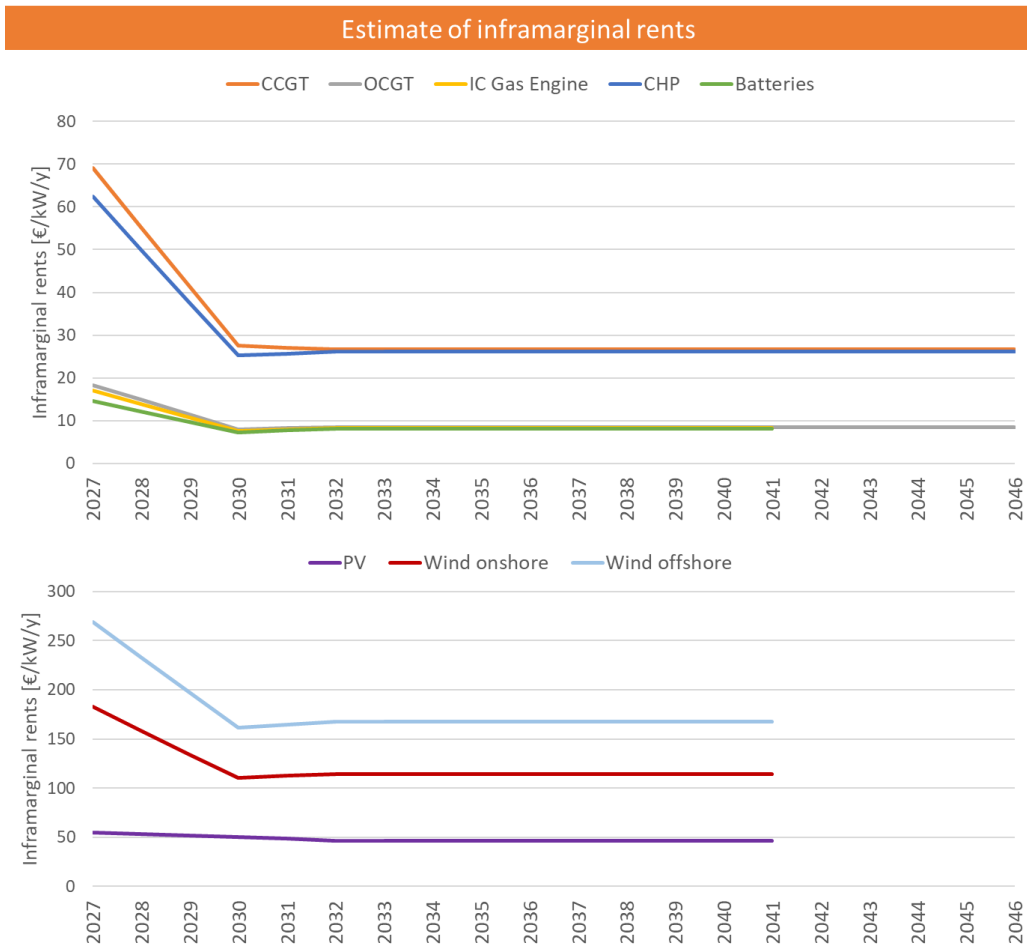


Figure 2 Estimates of the annual inframarginal rents received in the energy market by the technologies included in the reduced list of technologies for the net-CONE

## 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:

- Table 2 presents Elia's proposal for **derating factors** for the Y-4 auction for Delivery Period 2027-28, according to Chapter 5 of the Royal Decree Methodology;
- Elia proposes to consider an **intermediate price cap** equal to 26 €/kW/year for the Y-4 auction for Delivery Period 2027-28, according to Chapter 6 of the Royal Decree Methodology;
- Elia proposes to consider a value of 417 €/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 2027-28, according to Chapter 8 of the Royal Decree Methodology.

Category I : SLA	
Sub-Category	Derating Factor [%]
SLA-1h	20
SLA-2h	35
SLA-3h	47
SLA-4h	57
SLA-5h	65
SLA-6h	72
SLA-7h	78
SLA-8h	83
SLA-9h	87
SLA-10h	90
SLA-11h	93
SLA-12h	95
SLA unlimited	100
Category II : Thermal technologies with daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
CCGT	93
OCGT	93
Turbojets	96
IC Gas Engines	95
IC Diesel Engines	95
CHP/Biomass/Waste	93
Nuclear	80
Coal	90



<b>Category III : Energy-limited technologies with daily schedule</b>	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Storage 1h	23
Storage 2h	39
Storage 3h	51
Storage 4h	60
Storage 5h	66
Storage 6h	71
PSP	48
<b>Category IV : Weather-dependent technologies</b>	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Offshore Wind	11
Onshore Wind	10
Solar	1
Hydro Run-of-River	46
<b>Category V : Thermal technologies without daily schedule</b>	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Aggregated thermal technologies	63

Table 2: Derating Factors

## Executive summary – Version française

### Contexte

C'est la troisième 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 troisième enchère, prévue en octobre 2023 pour la période de fourniture 2027-28, Elia suit le cadre et les instructions reçues des autorités belges. En particulier, ce rapport est réalisé conformément à l'Arrêté Royal Méthodologie<sup>6</sup>. Le scénario de référence<sup>7</sup> et les valeurs intermédiaires<sup>8</sup> utilisés dans ce rapport ont été sélectionnés par la Ministre de l'énergie et constituent la base de cette étude.

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.

---

<sup>6</sup> 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.  
<http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/28/2021041351/justel>

<sup>7</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022042067/moniteur>

<sup>8</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>

## 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 les arrêtés ministériels du 9 septembre 2022.

Le scénario de référence prend comme référence la dernière étude européenne publiée par ENTSO-E, à savoir le « European Resource Adequacy Assessment 2021 »<sup>9</sup>, mises à jour suivant les informations les plus à jour pour la Belgique et les pays voisins, comme présenté dans l'Excel « Assumptions Workbook » fourni avec ce rapport. De plus, trois sensibilités additionnelles ont été intégrées au scénario de référence suivant la sélection effectuée par la Ministre :

- Disponibilité nucléaire en France – 4 unités: une disponibilité du nucléaire en France plus faible de 4 unités en moyenne pour la période hivernale par rapport au niveau repris dans l'ERAA21 ;
- Prix élevés : des prix de fuel plus élevés en Europe ;
- Basse consommation : une réduction de la consommation annuelle en Belgique suite aux prix élevés observés.

Les valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre font suite à une proposition de la CREG 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 maximum.

Sauf mention contraire, tous les prix et coûts repris dans ce rapport de calibration sont exprimés en € 2020.

Dans le cadre de ce troisième processus de calibration, le calcul du « missing-money » (utilisé pour les déterminations du prix maximum intermédiaire et du coût net d'un nouvel entrant) est basé sur la moyenne des revenus du marché d'énergie estimées en combinaison avec l'application d'une prime de risque pour tenir en compte l'aversion de risque d'investisseurs. Cette approche est basée sur la méthodologie développée en collaboration avec le professeur Boudt<sup>10</sup> qui est en ligne avec la méthodologie ERAA. Ces principes sont aussi inclus dans la version la plus récente de l'Arrêté Royal Méthodologie.

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, correspondant à un critère de LOLE de 3h. Le scénario de référence calibré ainsi obtenu est strictement applicable pour les calculs et

---

<sup>9</sup> [European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\) 2021 | ENTSO-E \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/ERAA2021)

<sup>10</sup> <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028reportboudtanalysisofhurdleratesforbelgianelectricitycapacityadequacyandflexibilityanalysis.pdf>

propositions effectuées dans le cadre de ce rapport de calibration, applicable pour l'enchère Y-4 de la période de fourniture 2027-28.

### 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 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 2 présente de manière graphique les rentes inframarginales annuelles perçues dans le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies, nécessaires à la détermination du coût net d'un nouvel entrant ; et
- les valeurs suivantes sont estimées pour les revenus nets annuels du marché des services d'équilibrage pour les technologies reprises dans la liste réduite de technologies : 14 €/kW/an pour les turbines à gaz et les moteurs au gaz autonomes, 19 €/kW/an pour la réponse du marché et 12 €/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.

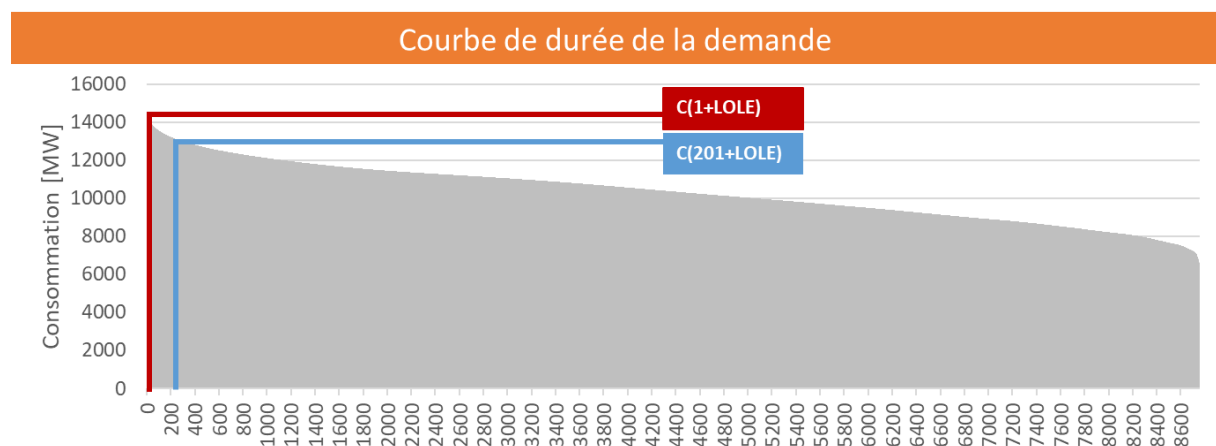


Figure 1 : Courbe de durée de la demande (Art. 11, §2, 5° and Art. 11, §5)

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°	13981
Charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)		14071
Besoin en réserves d'équilibrage	Art. 11, §2, 2°	1250
Prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	Art. 11, §2, 3°	518
Prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)		453
Capacité non éligible Capacités renouvelables qui bénéficient d'aide au fonctionnement	Art. 11, §2, 4° Art. 11, §3	853
Capacité non éligible Capacité thermique profilée et modélisée individuellement qui bénéficient d'aide au fonctionnement		1871
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes France	Art. 14	119
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Pays-Bas		260
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Allemagne		2
Capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes Grande-Bretagne		553

Tableau 1: Paramètres de volume

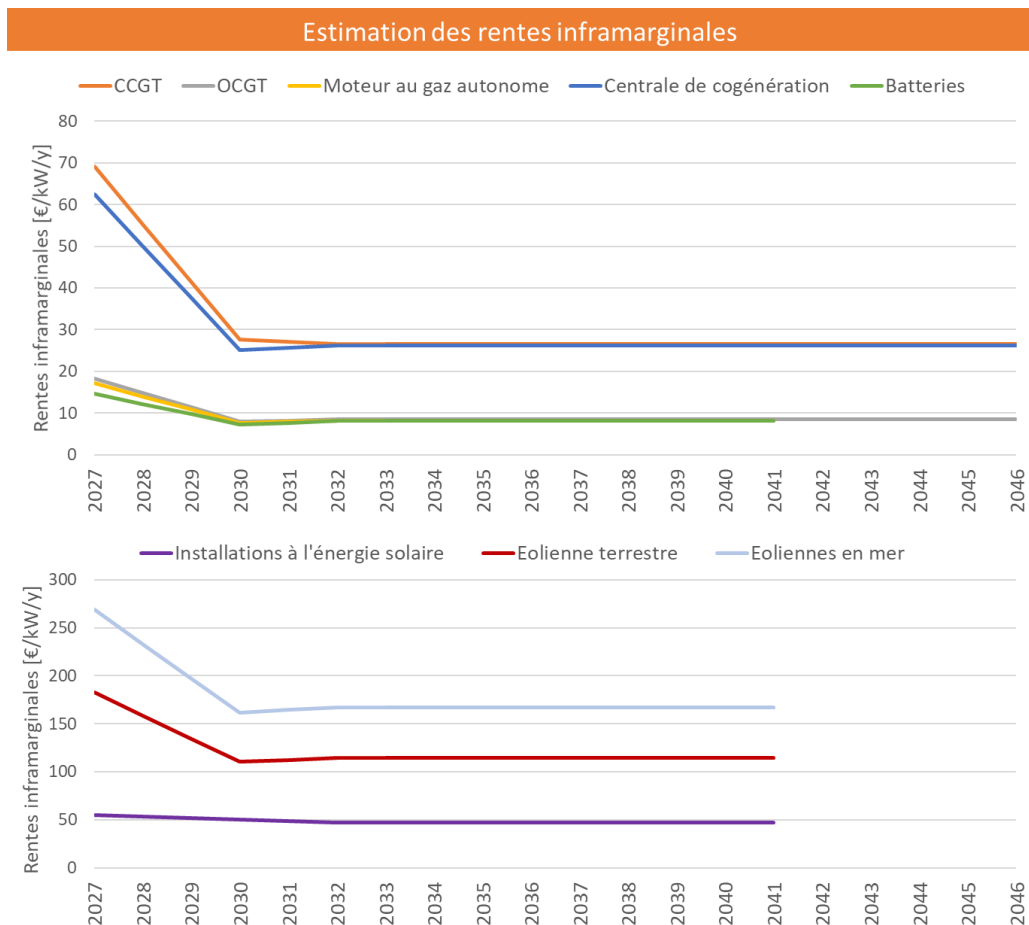


Figure 2 : Estimations des rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies pour le net-CONE

### 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 fourniture 2027-28 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 26 €/kW/an pour l'enchère Y-4 de la période de fourniture 2027-28, conformément au Chapitre 6 de l'Arrêté Royal Méthodologie ;
- Elia propose de prendre en compte un **prix d'exercice** égal à 417 €/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 fourniture 2027-28, conformément au Chapitre 8 de l'Arrêté Royal Méthodologie.

<b>Catégorie I : Catégories d'accords de niveau de service (SLA)</b>	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
SLA-1h	20
SLA-2h	35
SLA-3h	47
SLA-4h	57
SLA-5h	65
SLA-6h	72
SLA-7h	78
SLA-8h	83
SLA-9h	87
SLA-10h	90
SLA-11h	93
SLA-12h	95
SLA illimité	100
<b>Catégorie II : Technologies thermiques avec programme journalier</b>	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Turbines gaz-vapeur	93
Turbines à gaz	93
Turbojets	96
Moteurs au gaz autonomes	95
Moteurs diesel autonomes	95
Centrales de cogénération / Centrales à biomasse / Installations d'incinération des déchets	93
Centrales nucléaires	80
Centrales à charbon	90
<b>Catégorie III : Technologies à énergie limitée avec programme journalier</b>	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Stockage 1h	23
Stockage 2h	39
Stockage 3h	51
Stockage 4h	60
Stockage 5h	66
Stockage 6h	71
Installations de pompage-turbinage	48

<b>Catégorie IV : Technologies dépendantes des conditions climatiques</b>	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Eoliennes en mer	11
Eoliennes terrestre	10
Installations à l'énergie solaire	1
Centrales hydrauliques au fil de l'eau	46
<b>Catégorie V : Technologies thermiques sans programme journalier</b>	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Agrégation de l'ensemble des technologies thermiques	63

*Tableau 2 : facteurs de réduction pour l'enchère Y-4 de la période de fourniture 2027-28*



## Executive summary – Nederlandstalige versie

### Context

Dit is de derde keer dat de netbeheerder, Elia Transmission Belgium, een rapport opstelt met de nodige informatie om het te contracteren volume en de voorgestelde parameters voor de CRM-veiling te bepalen. Voor deze derde veiling, die gepland is voor oktober 2023 voor de leveringsperiode 2027-28, 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<sup>11</sup>. Het referentie scenario<sup>12</sup> en de intermediaire waarden<sup>13</sup> 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 op basis van de vraagcurve het te contracteren volume te bepalen voor de veiling in kwestie. Tenslotte 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 het werden toevertrouwd, baseert Elia zich op het referentiescenario en de intermediaire waarden die door de Minister werden geselecteerd in de Ministeriële Besluiten van 9 september 2022.

Het referentiescenario is gebaseerd op de meest recente Europese studie gepubliceerd door ENTSO-E, namelijk de “European Resource Adequacy Assessment 2021”<sup>14</sup> geüpdatet in lijn met de meest recent beschikbare gegevens voor België en andere omliggende landen zoals beschreven in de Excel “Assumptions Workbook” die ter beschikking wordt gesteld met dit rapport. Bovendien werden er 3 additionele sensitiviteiten geïncorporeerd in het basisscenario in lijn met de beslissing genomen door de Minister:

- Franse nucleaire onbeschikbaarheid - 4 eenheden: een lagere beschikbaarheid van 4 nucleaire eenheden tijdens de winter.
- Hoge prijzen: hogere brandstofprijzen gelinkt aan aanhoudend hoge prijzen op de middellange termijn in Europa.

---

<sup>11</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/bsluit/2021/04/28/2021041351/justel>

<sup>12</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/bsluit/2022/09/09/2022042067/staatsblad>

<sup>13</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/bsluit/2022/09/09/2022033238/staatsblad>

<sup>14</sup> [European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\) 2021 | ENTSO-E \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/en/assessments/european-resource-adequacy-assessment-2021)

- Lagere vraag: een lagere jaarlijkse vraag naar elektriciteit als gevolg van de hogere prijzen.

De door de Minister gekozen intermediaire waarden zijn gebaseerd op een voorstel van de CREG en bestaan uit een WACC van 5,53%, een beperkte lijst van technologieën nodig om de netto kost van een nieuwkomer in de Belgische regelzone te bepalen, samen met de bijbehorende kosten en een correctiefactor X gelijk aan 1.5, die nodig is om het maximale volume tegen de maximum prijs te bepalen.

Tenzij expliciet anders vermeld zijn alle prijzen weergegeven in € 2020.

In het kader van dit derde kalibratieproces, is de berekening van de “missing-money” (gebruikt voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs en de netto kost van een nieuwkomer) gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte inkomsten uit de energiemarkt in combinatie met de toepassing van een risicopremie om de risico-aversie van investeerders in rekening te brengen. Deze aanpak is gebaseerd op de methodologie ontwikkeld in samenwerking met professor Boudt<sup>15</sup>, in lijn met de ERAA methodologie. Deze principes staan ook vermeld in het Koninklijk Besluit Methodologie.

Op basis van deze elementen en overeenkomstig met het Koninklijk Besluit Methodologie heeft Elia het referentiescenario zodanig gekalibreerd dat de berekeningen en voorstellen het mogelijk maken te garanderen dat de wettelijke betrouwbaarheidsnorm (3σ LOLE) 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 2027-28.

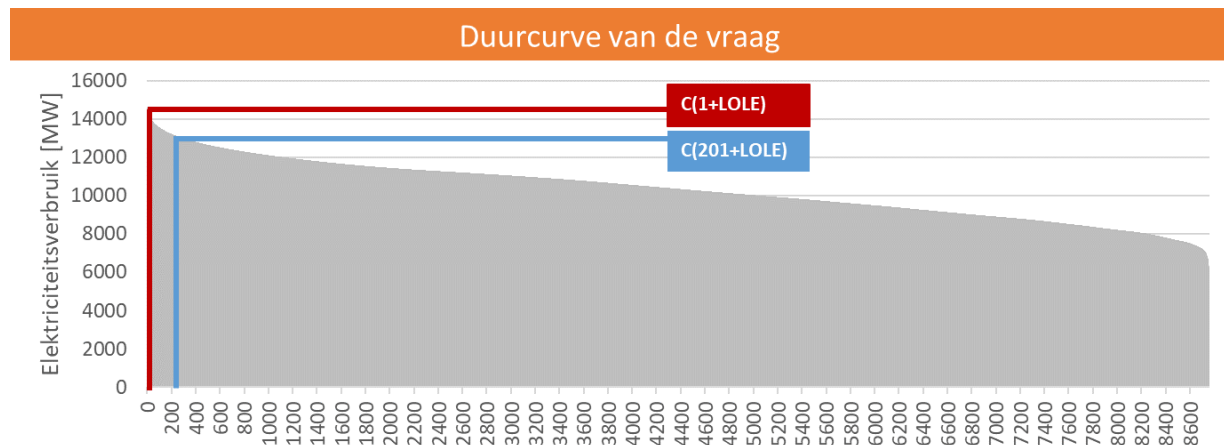
---

<sup>15</sup> <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028reportboudtanalysisofhurdleratesforbelgianelectricitycapacityadequacyandflexibilityanalysis.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 te maken voor de vraagcurve. Het is de verantwoordelijkheid van de CREG om op basis van de informatie die in dit verslag verstrekt wordt, een voorstel te maken. Het geheel van informatie en gegevens in dit rapport stemt minstens overeen met de punten vermeld in artikel 6, §2, 1° tot 7° van het Koninklijk Besluit Methodologie:

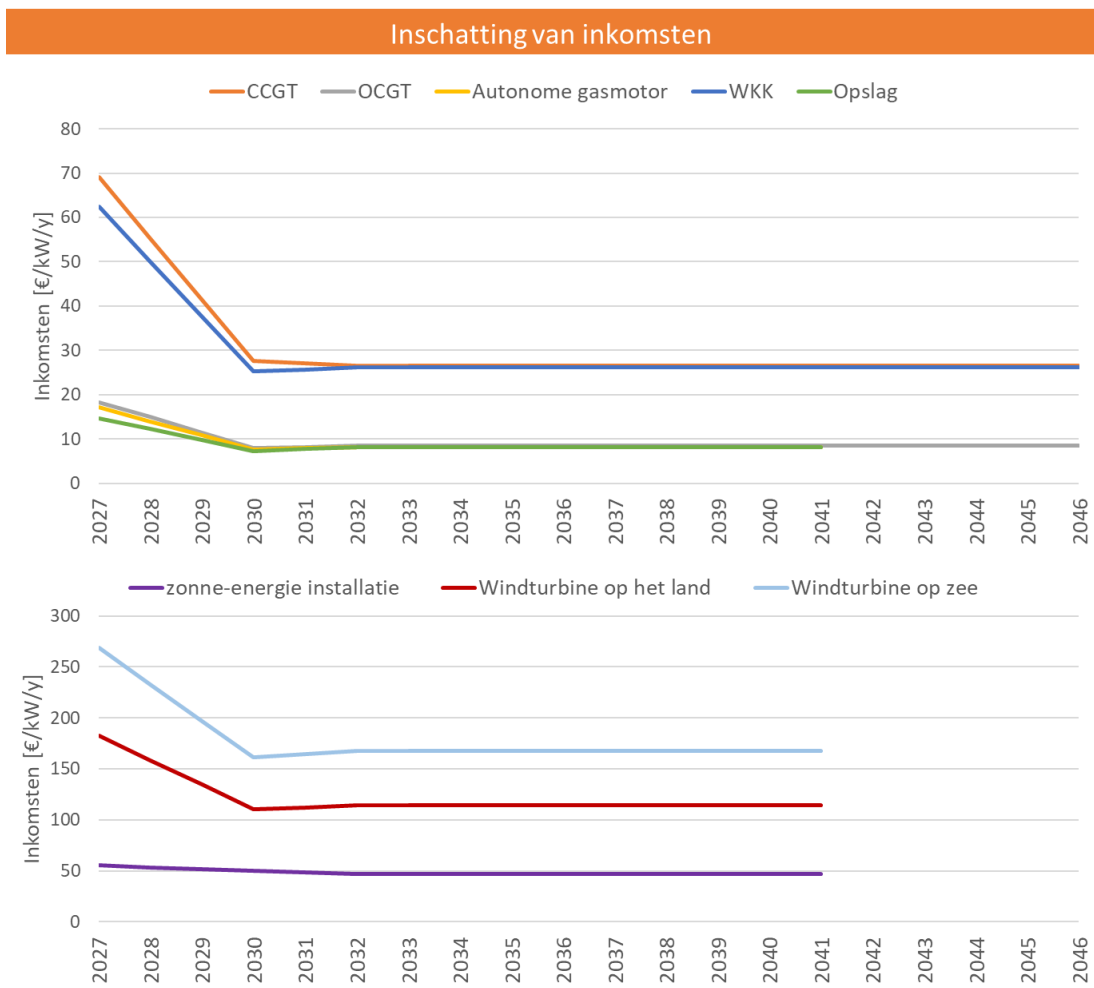
- Figuur 1 toont de duurcurve van de vraag, die als basis dient voor de bepaling van het volume dat voor de Y-1-veiling moet worden gereserveerd;
- Tabel 1 bevat de verschillende gegevens die nodig zijn voor de volumeparameters die nodig zijn om de vraagcurve op te stellen;
- Figuur 2 geeft een grafische 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
- Voor de jaarlijkse netto-inkomsten uit de markt voor balanceringsdiensten voor de technologieën die in de beperkte lijst van technologieën zijn opgenomen worden de volgende waarden geraamd: 14 €/kW/jaar voor gasturbines en autonome gasmotoren, 19 €/kW/jaar voor marktrespons en 12 €/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°	13981
Gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties (punten B en C)		14071
Vereiste reserves voor het bewaren van het evenwicht in het netwerk	Art. 11, §2, 2°	1250
Gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties (punt A)	Art. 11, §2, 3°	518
Gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties (punten B en C)		453
Niet in aanmerking komende capaciteit Hernieuwbare capaciteit die al exploitatiesteun ontvangt	Art. 11, §2, 4° Art. 11, §3	853
Niet in aanmerking komende capaciteit Individueel geprofileerd en gemodelleerd thermisch vermogen dat exploitatiesteun ontvangt		1871
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Frankrijk	Art. 14	119
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Nederland		260
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Duitsland		2
Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten Groot-Brittannië		553

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 2027-28 is opgenomen in tabel 2, overeenkomstig hoofdstuk 5 van het Koninklijk Besluit Methodologie;
- Elia stelt voor om voor de Y-4 veiling van de leveringsperiode 2027-28 rekening te houden met een **intermediaire maximumprijs** van 26 €/kW/jaar, in overeenstemming met hoofdstuk 6 van het Koninklijk Besluit Methodologie;
- Elia stelt voor om rekening te houden met een **uitoefenprijs** die gelijk is aan 417 €/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 2027-28, in overeenstemming met hoofdstuk 8 van het Koninklijk Besluit Methodologie.

Category I : SLA	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
SLA-1h	20
SLA-2h	35
SLA-3h	47
SLA-4h	57
SLA-5h	65
SLA-6h	72
SLA-7h	78
SLA-8h	83
SLA-9h	87
SLA-10h	90
SLA-11h	93
SLA-12h	95
SLA onbeperkt	100
Categorie II : Thermische technologieën met dagelijks programma	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Stoom- en gasturbines	93
Gasturbines	93
Turbojets	96
Autonome gasmotoren	95
Autonome dieselmotoren	95
Centrales met warmtekrachtkoppeling / Biomassacentrales / Afvalverbrandingsinstallaties	93
Kerncentrales	80
Steenkoolcentrales	90

<b>Categorie III : Technologieën met beperkte energie met dagelijks programma</b>	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Opslag 1u	23
Opslag 2u	39
Opslag 3u	51
Opslag 4u	60
Opslag 5u	66
Opslag 6u	71
Pomp-opslaginstallaties	48
<b>Categorie IV : Van weersomstandigheden afhankelijke technologieën</b>	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Windturbines op zee	11
Windturbines op het land	10
Zonne-energie installaties	1
Waterkrachtcentrales op waterlopen	46
<b>Categorie V : Thermische technologieën zonder dagelijks programma</b>	
Subcategorieën	Reductiefactor [%]
Geaggregeerde thermische technologieën	63

Tabel 2: Reductiefactoren

## Introduction

C'est la troisième 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 »), et les arrêtés-royaux y afférents. 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 (ci-après "Arrêté Royal Méthodologie")<sup>16</sup>. L'Arrêté Royal Méthodologie 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<sup>17</sup> qu'Elia doit utiliser pour ce rapport, conformément à l'instruction reçue en ce sens, y inclus les valeurs intermédiaires<sup>18</sup> (Partie I : Scénario de référence).

Ensuite, le rapport est divisé en deux grandes parties : une partie est dédiée aux informations relatives aux données nécessaires pour le calcul du volume à contracter (Partie II : Informations et données pour l'élaboration de la courbe de la demande) et une autre partie contient des propositions concrètes pour d'autres paramètres d'enchère à adopter (Partie III : Propositions pour les autres paramètres de l'enchère). 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 « Partie II : Informations et données pour l'élaboration de la courbe de la demande » 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 « Partie III : Propositions pour les autres paramètres de l'enchère », par contre, contient des propositions de la part d'Elia sur les autres paramètres à adopter par la ministre de l'énergie pour le 31/03/2023 au plus tard. Ceci concerne les facteurs de réduction, le prix maximum intermédiaire, le prix d'exercice et le prix de référence.

Dans le cadre de ce rapport de calibration, une annexe supplémentaire a été ajoutée et fait

---

<sup>16</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/28/2021041351/justel>

<sup>17</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022042067/moniteur>

<sup>18</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>



l'objet d'un document séparé. Celle-ci a pour objectif de fournir davantage d'explications quant aux résultats obtenus et de fournir des éléments de comparaison avec la rapport de calibration précédent. Il s'agit d'une volonté de transparence dans le chef d'Elia, qui va au-delà de ce qui est requis par l'Arrêté Royal Méthodologie.

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 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.

## Contexte légal & réglementaire

Comme mentionné dans l'introduction, les justifications légales et réglementaires encadrant ce rapport sont principalement à trouver dans la Loi Electricité et dans l'Arrêté Royal Méthodologie<sup>19</sup>. Le cadre légal a été approuvé par la Commission européenne dans une décision du 27 août 2021<sup>20</sup>.

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* a eu 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"<sup>21</sup> tandis que la plateforme avec les autorités publiques est appelée "le Comité de concertation et de collaboration" 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 intermédiaire<sup>22</sup> (cf. infra), la Ministre de l'Energie a également fait référence à l'Arrêté Royal Méthodologie comme cadre à respecter pour la préparation de la troisième 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 2027-28

Ce rapport est donc établi sur la base de la méthodologie détaillée dans l'Arrêté Royal Méthodologie qui décline plus précisément les dispositions légales de la Loi Electricité. 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.

---

<sup>19</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/28/2021041351/justel#LNK0008>

<sup>20</sup> [Aides d'État: la Commission autorise le mécanisme de capacité belge \(europa.eu\)](https://www.europa.eu/press-room/media/30612/fr)

<sup>21</sup> <https://www.elia.be/fr/users-group/adequacy-working-group>

<sup>22</sup> <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 troisième 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 de référence 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'énergie, sur base d'une proposition de la CREG, des recommandations du gestionnaire du réseau, après prise en compte des commentaires reçus lors de la consultation publique, 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 au critère 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 scénario et sensibilités, conformément aux §1<sup>er</sup> 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 « European Resource Adequacy Assessment 2021 »<sup>23</sup>, en prenant en compte les informations les plus à jour pour la Belgique et les pays voisins. 10 sensibilités pouvant avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, dont des événements indépendants de son contrôle, ont été proposées (celles-ci sont reprises pour information en Figure 3).

<b>French nuclear availability 1</b>	<b>Decreased French nuclear availability in continuity of last year's reference scenario</b> Lower availability by 2 units on average during winter
<b>French nuclear availability 2</b>	<b>Decreased French nuclear availability based on historical figures</b> Lower availability by 4 units on average during winter
<b>French nuclear availability 3</b>	<b>Decreased French nuclear availability based on historical figures</b> Lower availability by 6 units on average during winter
<b>French nuclear availability 4</b>	<b>Decreased French nuclear availability based on historical figures</b> Lower availability by 8 units on average during winter
<b>FB CEP rules</b>	<b>Non achievements of the CEP rules for 2027 to reflect the uncertainty on capacity calculation.</b> Fixed RAM 70% instead of 70% minRAM
<b>TJ closure</b>	<b>Closure of turbojets due to possible CO2 threshold</b> -158 MW
<b>OCGT closure</b>	<b>Closure of both turbojets and old OCGT due to possible CO2 threshold</b> -511 MW
<b>High prices</b>	<b>Maintain high prices in Europe</b> Higher fuel costs (35,4 €2020/MWh for gas and 17,1 €2020/MWh for coal)
<b>Low prices</b>	<b>Back to low prices in Europe</b> Lower fuel costs (19,8 € 2020/MWh for gas and 8,6 €2020/MWh for coal)
<b>Lower demand</b>	<b>Lower demand in Belgium due to high prices</b> Lower yearly consumption due to high electricity prices

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

<sup>23</sup> [European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\) 2021 | ENTSO-E \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/publications/European-Resource-Adequacy-Assessment-2021)

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 Méthodologie, pour une période allant du 06 Mai 2022 au 06 juin 2022<sup>24</sup>. 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 ainsi que d'une note explicative en format PDF (en anglais). En outre, le contenu de la consultation publique a également été présentée lors du Working Group Adequacy #7<sup>25</sup> du 6 Mai 2022.

*« 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 à la Ministre de l'énergie, 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.

---

<sup>24</sup> [Public consultation on the scenarios, sensitivities and data for the CRM parameter calculation for the Y-4 Auction for Delivery Period 2027-2028 \(elia.be\)](#)

<sup>25</sup> <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20220506-meeting>

« 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 du Working Group Adequacy #8<sup>26</sup> du 17 juin 2022.

La recommandation d'Elia était de partir de la dernière étude européenne disponible, à savoir le « European Resource Adequacy Assessment 2021 »<sup>27</sup> (ERAA21), dont les données avaient été mises à jour suivant les informations les plus récentes pour la Belgique et les pays voisins et en prenant également en compte les remarques des parties prenantes (voir Figure 4).

#### Updates made to the initially proposed dataset

Thermal	Capacity updated from 386 MW to 378 MW for St Ghislain.
Biomass	Capacity updated from 624 MW to 504 MW.
V2G	Capacity updated from 242 MW to 129 MW.
Prices	Extra price sensitivity in line with European commission: gas 44.4€/MWh, coal 10.7€/MWh, oil 66.9 €/MWh
Other countries	Additional updates for coal/lignite, solar, wind onshore, wind offshore and demand for Poland, Italy and Spain.

Figure 4: Mises à jour intégrées à la recommandation d'Elia, suite au feedback des parties prenantes

De plus, Elia recommandait d'intégrer dans le scénario de référence un certain nombre de sensibilités (voir Figure 5) :

- Prix élevés : des prix de fuel plus élevés en Europe ;
- Basse consommation : une réduction de la consommation annuelle en Belgique suite aux prix élevés observés ;
- La fermeture de 50% des unités « turbojets » et des centrales à gaz en Belgique, suite à la mise en place future d'un seuil de CO<sub>2</sub> pour la participation au CRM ;
- Disponibilité nucléaire en France – 4 unités: une disponibilité du nucléaire en France plus faible de 4 unités en moyenne pour la période hivernale par rapport au niveau repris dans l'ERAA21.

<sup>26</sup> <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20220617-meeting>

<sup>27</sup> [European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\) 2021 | ENTSO-E \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/ERAA21)

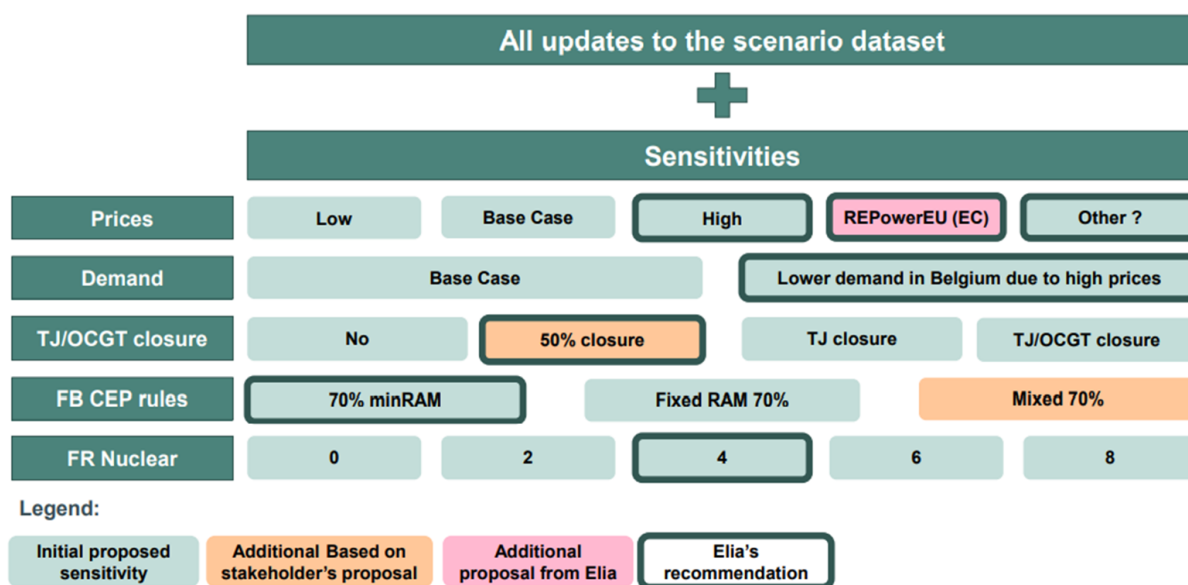


Figure 5: Représentation visuelle de la recommandation d'Elia

Etant donné le grand nombre d'incertitudes plausibles à l'étranger, suite au contexte géopolitique global et aux problèmes de corrosion sur les unités nucléaires françaises, 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, malgré le fait que les hypothèses pour les pays voisins avaient déjà été revues pour prendre en compte les dernières annonces et études dans le scénario de référence.

Conformément à l'article 3, §6 de l'Arrêté Royal Méthodologie, la CREG a ensuite élaboré un projet de proposition de scénario de référence, repris dans la note « Proposition (C)2429 »<sup>28</sup>, publiée le 19 juillet 2022. La proposition de la CREG mentionnait :

- « d'utiliser comme scénario de référence pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028 l'ensemble des données de la dernière étude European Resource Adequacy Assessment d'ENTSO-E (ERAA 2021), dont les données pour la Belgique et les autres pays sont mises à jour comme indiqué dans la recommandation d'Elia (à l'exception de la recommandation d'Elia sur la demande d'électricité pour laquelle la CREG estime ne pas être en mesure de formuler une proposition de données sur base du rapport de consultation de Elia et à l'exception du volume d'énergie de la centrale de Coo après l'extension prévue, comme décrite au §38) » ;
- « d'inclure deux sensibilités dans le scénario de référence. Premièrement, la CREG propose d'inclure une sensibilité pour les paramètres économiques et propose également que celle-ci soit basée sur des trajectoires de prix intégrant le paquet REPowerEU de la Commission européenne. Deuxièmement, la CREG propose

<sup>28</sup> <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2429>



d'inclure une sensibilité pour la demande d'électricité en Belgique mais estime ne pas être en mesure de se prononcer sur l'utilisation de l'outil 'BECalc' pour estimer l'impact des prix élevés sur la demande d'électricité. » ; et

- « de ne pas inclure dans le scénario de référence de sensibilité pour la capacité de production thermique en Belgique ni pour la disponibilité du parc de production nucléaire français. ».

*« § 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: « Avis de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie sur la proposition (C)2429 du régulateur relative au scénario de référence à utiliser pour l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2027-2028 »<sup>29</sup> le 30 août 2022.

L'avis de la DG Energie à la Ministre mentionnait de « considérer un scénario unique pour l'année de livraison 2027-2028 tenant compte :

- de la base de données de l'ERAA 2021, dont les données pour la Belgique et les autres pays sont mises à jour tel que mentionné dans l'annexe du rapport de consultation d'Elia de juin 2022 ;
- des sensibilités à intégrer sur les high fuel prices et sur l'impact de ces prix sur la demande en électricité, de telle sorte que la demande est fixée à 90,9 TWh (...);
- d'une indisponibilité additionnelle de 4 unités du parc nucléaire français. »

---

<sup>29</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Avis-proposition-C-2429-regulateur-scenario-de-reference-enchere-Y-4-livraison-27-28.pdf>

### 1.1.2 Scénario de référence sélectionné par la Ministre

Finalement, la Ministre a sélectionné, par l'arrêté ministériel du 9 septembre 2022<sup>30</sup>, le scénario de référence à considérer pour l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28, conformément à l'article 3, §7 de l'Arrêté Royal Méthodologie.

*«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»*

Dans cet arrêté ministériel, il est mentionné que les données reprises « doivent être considérées par Elia dans la suite des travaux relatifs à l'enchère T-4 pour l'année de fourniture 2027-28 et proviennent de la base de données de l'ERAA 2021, dont les données pour la Belgique et les autres pays sont mises à jour tel que mentionné dans l'annexe du rapport de consultation d'Elia du 21 juin 2022, à l'exception des données sur la demande, sur l'unité de production de type « turbojet » Volta (18 MW) , sur l'énergie disponible pour le pompage turbinage et sur la disponibilité du nucléaire français. »

L'ensemble des données relatives à ce scénario est synthétisé dans l'arrêté ministériel et est également présenté dans l'Excel « Assumptions Workbook » joint à ce rapport de calibration.

---

<sup>30</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022042067/moniteur>

## 1.2 Détermination des valeurs intermédiaires

La méthodologie applicable pour déterminer les valeurs intermédiaires est détaillée à l'article 4 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 fourniture.

*« § 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.»*

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 §2.7) et les revenus nets du marché des services d'équilibrage (voir §2.8) avant d'être divisé par le facteur de réduction de la technologie associée pour obtenir le coût net d'un nouvel entrant.

## 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<sup>er</sup> de l'Arrêté Royal Méthodologie, présentée dans la note (PRD)2428<sup>31</sup>.

Cette note présentait une proposition pour la liste des technologies éligibles, pour le coût moyen pondéré du capital (WACC), pour le coût brut d'un nouvel entrant pour différentes technologies et pour le facteur de correction X.

Ce projet de proposition de la CREG PRD(2428) présentait le détail de l'analyse aux alinéas 37 à 53 et était résumée aux alinéas 54 à 56. La proposition incluait :

- L'utilisation d'un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 5,53%, associé à une prime de risque par technologie ;
- Une liste de technologies sélectionnées et un coût brut d'un nouvel entrant par technologie, tels que repris à la Figure 6 ;
- Un facteur de correction X égal à 1,1.

Technologie	Coût brut [€/kW/an]	Facteurs de réduction	Coût brut dératé [€/kW/an]
<b>OCGT</b>	75.0	91%	82.4
<b>CCGT</b>	106.0	92%	115.2
<b>Moteurs à combustion gaz</b>	72.3	95%	76.1
<b>CHP</b>	162.5	93%	174.7
<b>PV</b>	93.4	1%	9 340
<b>Eolien onshore</b>	174.3	9%	1 936.7
<b>Eolien offshore</b>	392.4	13%	3 018.5
<b>Batteries</b>	131.2	79%	166.1
<b>Market Response</b>	20.0	66%	30.3

Figure 6 : CREG - (PRD)2267 – Coût brut et « derated » coût brut pour une liste de technologie

Ensuite, la CREG a organisé une consultation publique portant sur son projet de proposition relative au coût brut d'un nouvel entrant et au facteur de correction X du 19 juillet au 18 août 2022, conformément à l'article 4, §2 de l'Arrêté Royal Méthodologie. Plusieurs acteurs ont réagi à cette proposition de la CREG (Febeliec, FEBEG et Elia).

<sup>31</sup> [Consultation publique relative au projet de proposition 2428 de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028 | CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz](#)

*« § 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 1<sup>er</sup> septembre un projet de proposition (C)2428 adapté<sup>32</sup> 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 par arrêté ministériel le 09 septembre 2022<sup>33</sup> les valeurs intermédiaires d'application pour calibrer la courbe de demande de l'enchère Y-4 relative à la période de fourniture 2027-28, sur base de la proposition (C)2428 de la CREG et du rapport de consultation associé.

Les valeurs intermédiaires finales sélectionnées par la Ministre sont reprises au §1.2.2 du présent document.

*« § 3. Les valeurs intermédiaires sont fixées au plus tard le 15 septembre 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. »*

---

<sup>32</sup> <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2428>

<sup>33</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>

## 1.2.2 Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre

L'arrêté ministériel du 09 septembre 2022 déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères 2023 mentionne les éléments suivants :

- Un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 5,53% ;
- La liste réduite de technologies, ainsi que le coût brut par technologie et la prime de risque telle que reprise à la Figure 7 ;
- Un facteur de correction X égal à 1,5.

Technologie	EAC [€/kW/an]	Facteur de réduction [%]	CONExfixed,RT [€/kW/an]	Prime de risque [%]
OCGT	75.0	91%	82.4	6.0%
CCGT	106.0	92%	115.2	5.0%
Moteur à combustion interne	72.3	95%	76.1	6.0%
Cogénération (CHP)	162.5	93%	174.7	5.0%
Photovoltaïque	93.4	1%	9340.0	3.5%
Éolien onshore	174.3	9%	1936.7	3.5%
Éolien offshore	392.4	13%	3018.5	3.5%
Stockage par batterie (4h)	131.2	79%	166.1	7.5%
Gestion de la demande	50.0	66%	75.8	7.5%

Figure 7: Valeurs intermédiaires sélectionnées par la Ministre – Coût brut et « derated » coût brut pour une liste de technologie ainsi que la prime de risque par technologie

Il est utile de souligner que les facteurs de réduction appliqués dans le cadre du net-CONEX 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 installés 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 au critère légal 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. Si cette étape n'était pas réalisée, les informations et propositions formulées dans le présent rapport ne correspondraient pas au futur visé et seraient calibrées pour répondre à un objectif différent du critère légal. Par exemple, si le scénario de référence, sans cette étape de calibration, ne satisfait pas au critère légal, alors l'ensemble des paramètres de l'enchère seraient calculés pour atteindre un niveau de fiabilité inférieur à celui visé par la loi. Le volume contracté à l'issue des enchères serait alors insuffisant pour garantir que le critère de sécurité d'approvisionnement légal soit respecté et l'objectif global ne serait pas atteint.

Ce processus, appelé « calibration du scénario de référence », est décrit à l'article 6, §1<sup>er</sup> 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 fourniture 2027-28.

Suite à la consultation publique, 5 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 et sont également reprises dans l'Excel « Assumptions Workbook » joint à ce rapport.

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 Gas Engines	Ajout de nouveau IC Gas Engine	Prix marginal d'un IC Gas Engine
4	Batteries	Large-scale batteries	Ajout d'une batterie avec un contenu énergétique de 4h	NA
5	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 fourniture 2025-26) et la seconde enchère (portant sur la période de fourniture 2026-27) a été prise en compte. Ensuite, afin de réaliser la boucle d'optimisation économique, la norme de fiabilité est calculée à chaque itération de la calibration du modèle. 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 de leur revenu déterminé sur base du scénario de référence.

### 1.3.1 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 coûts des types de capacité présélectionnés se base sur les paramètres des valeurs intermédiaires sélectionnés par la Ministre, comme présenté au §1.2.2.

Dès lors, un coût moyen pondéré du capital (WACC) de 5,53% est considéré ainsi que les données reprises pour les primes de risque, de coûts d'investissement et de coûts fixes d'opération et de maintenance reprises au Tableau 4 et dans l'Excel « Assumptions Workbook » joint à ce rapport.



Type	Catégories	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW]	Durée de vie économique [y]	Prime de risque [%]
1	Semi-baseload	600	25	20	5,00
2	Peakers 1	400	20	20	6,00
3	Peakers 2	300	15	15	6,00
4	Batteries	750	15	15	7,50

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

En ligne avec les exercices précédents, 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 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 8.

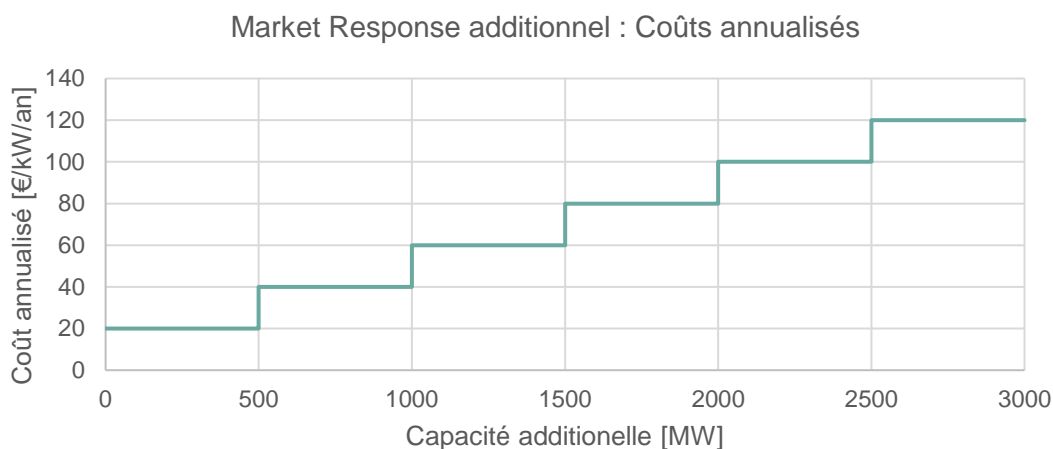


Figure 8 : Modélisation des coûts annualisés du market response additionnel dans le cadre de la calibration du scénario de référence

Ce choix de modélisation s’inspire de la Figure 11 de l’étude réalisée par Fichtner, relative au calcul du LCOE<sup>34</sup> pour différentes catégories de « demand response » en Californie ainsi que de diverses études réalisées en France<sup>35,36</sup>.

<sup>34</sup> “Levelized cost of energy” ou coût actualisé de l’énergie.

<sup>35</sup> [https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/effacement-consommation-electrique-france\\_2017-synthese.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/effacement-consommation-electrique-france_2017-synthese.pdf)

<sup>36</sup> <https://www.cre.fr/content/download/21610/275050>

### 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 fourniture 2025-26) et la seconde enchère (portant sur la période de fourniture 2026-27), 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 fourniture 2027-28 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.

### 1.3.3 Norme de fiabilité

L'arrêté royal du 4 septembre 2022<sup>37</sup> modifiant l'arrêté royal du 31 août 2021<sup>38</sup> 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 fixe la norme de fiabilité à 3 heures.

En effet, conformément à l'engagement pris dans le cadre de la décision (UE) 2022/639 de la Commission Européenne du 27 août 2021 concernant le régime d'aides SA.54915 – 2020/C relatif à l'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité en Belgique (marge numéro 28), les autorités compétentes belges ont mis à jour l'estimation unique du coût de l'énergie non distribuée (VoLL) sur la base d'une nouvelle enquête concernant la volonté à payer, conformément à la méthode publiée par ACER. De nouvelles valeurs ont ainsi été établies pour VOLL/CONE/RS selon le processus légal.

---

<sup>37</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/04/2022041878/moniteur>

<sup>38</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/08/31/2021021813/justel>

### 1.3.4 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. 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.

Le mix de capacités additionnelles considéré dans ce cadre est composé de 1200 MW de la catégorie « peakers 1 ».

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

L'Arrêté Royal Méthodologie alloue au régulateur la tâche de faire une proposition de courbe de demande, au plus tard le 1<sup>er</sup> février de l'année des enchères, sur base des paramètres déterminant le volume de la capacité à prévoir repris dans le rapport du gestionnaire de réseau. 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 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 après prise en compte de la contribution de la capacité de stockage « out-of-market », constituée des batteries résidentielles et d'une partie de la capacité V2G, et avant activation de tout moyen de production (centralisé ou décentralisé), de stockage « in-the-market », 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 (voir §1.3.3);
- 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 14071 MW est obtenue pour le volume requis dans une mise aux enchères (points B et C) et de 13981 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)	13981 MW
Consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)	14071 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 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°.

Le volume appliqué pour la vente aux enchères Y-4 de la période de fourniture 2027-28 fait l'objet du scénario de référence. Il tient compte du volume supposé être contracté par les unités de production et de stockage belges et par la demande belge, car 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 fourniture 2027-28. Comme mentionné dans le cadre de la consultation publique, les volumes associés ont été estimés à respectivement 75 et 1175 MW, soit un total de 1250 MW.

Résultat obtenu par Elia	
Volume correspondant aux besoins d'équilibrage	1250 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° »*

De manière analogue à la consommation moyenne, 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 453 MW est obtenue pour le volume requis dans une mise aux enchères (point B et C) et de 518 MW pour le volume maximum au prix maximum (point A).

<b>Résultats obtenus par Elia</b>	
Volume correspondant à la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	518 MW
Volume correspondant à la prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point B et C)	453 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'aides<sup>39</sup>.

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

<sup>39</sup> <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 853 MW est obtenu (Tableau 5).

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Capacité non-éligible [MW]
Eoliennes en mer	2261	11	249
Eoliennes terrestre	4368	10	437
Installations à l'énergie solaire	10155	1	102
Centrales hydrauliques au fil de l'eau	143	46	66
<b>TOTAL</b>			<b>853</b>

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.

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 fourniture 2027-28. Ces catégories conduisent à une capacité installée totale de 2003 MW à laquelle un facteur de réduction correspondant à l'agrégation de l'ensemble des technologies thermiques, soit 63%, 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	2003	63	1262
Unités modélisées de manière individuelle	723	63 ou 93	609

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 le 1<sup>er</sup> novembre 2027.

*« 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, en prenant en compte la contribution de la capacité « out-of-market », constituée des batteries résidentielles et d'une partie de la capacité V2G. Cette courbe est présentée à la Figure 9 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 9.

Résultat obtenu par Elia	
Courbe de durée de la demande	Cf. Figure 9 & Annexe 2

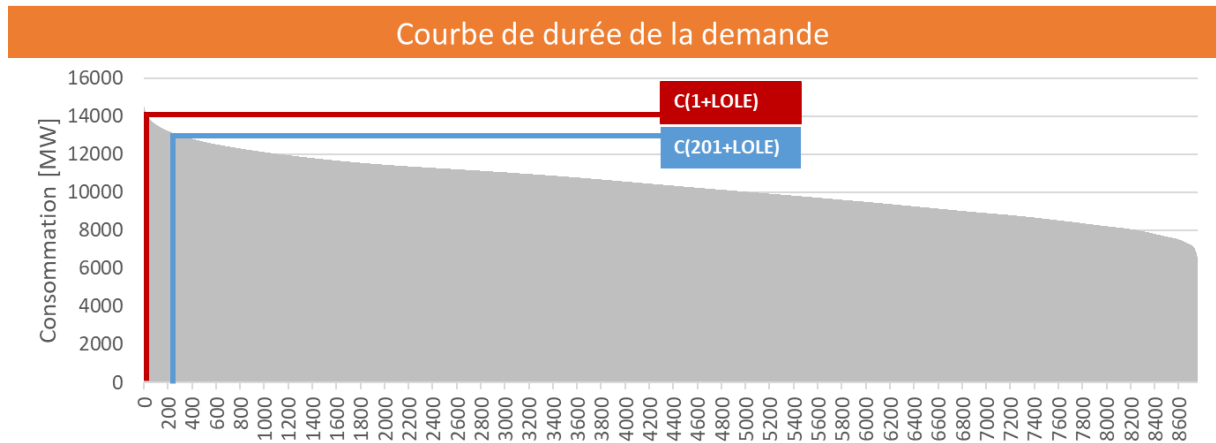


Figure 9 : Courbe de durée de la demande

## 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 capacité<sup>40</sup>. Celle-ci décrit la méthodologie à suivre par les centres de coordination régionaux pour calculer la capacité d'entrée maximale<sup>41</sup>. Jusqu'à 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

---

<sup>40</sup> [Decision No 36/2020 of the European Union Agency for the cooperation of energy regulators](#)

<sup>41</sup> [Technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms](#)

pays est inclus dans le domaine flow-based), leur contribution est déterminée conformément 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 (119 MW), les Pays-Bas (260 MW), l'Allemagne (2 MW) et la Grande-Bretagne (553 MW).

<b>Résultats obtenus par Elia</b>	
France	119 MW
Pays-Bas	260 MW
Allemagne	2 MW
Grande-Bretagne	553 MW
<b>Total</b>	<b>934 MW</b>

## 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 de l'Arrêté Royal Méthodologie.

### **Extrait de l'Arrêté Royal Méthodologie – 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 l'arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023<sup>42</sup>, sur base de la note (C)2428 de la CREG (voir §1.2). 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.

Technologie	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW/an]	Durée de vie économique [ans]
<b>IC Gas Engine</b>	400	15	15
<b>CCGT</b>	600	25	20
<b>OCGT</b>	400	20	20
<b>CHP</b>	800	60	20
<b>PV</b>	600	25	15
<b>Wind onshore</b>	1000	50	15
<b>Wind offshore</b>	2300	80	15
<b>Battery storage</b>	750	15	15
<b>Demand Response</b>	0	50	1

Tableau 7 : Paramètres pour le calcul du gross-CONE (CREG (C)2428 et arrêté ministériel)

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 CO<sub>2</sub> tels que définis dans le cadre de l'arrêté ministériel sur le scénario de référence, les coûts variables d'opération et de maintenance (VOM) et le facteur d'émission du CO<sub>2</sub>. Les hypothèses relatives au rendement de chaque technologie et au VOM sont tirées des « common data » de la base de données de ERAA 2021, disponibles sur le site de ENTSO-E<sup>43</sup>, pour les CCGT et OCGT, et de l'étude Fichtner<sup>44</sup> pour les IC Gas Engine et les CHP. Ces hypothèses sont reprises au Tableau 8. Les batteries considérées dans cet exercice ont un rendement de 90% ainsi qu'une capacité énergétique

<sup>42</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/09/2022033238/moniteur>

<sup>43</sup> <https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/PEMMDB%20National%20Estimates.xlsx>

<sup>44</sup> [https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200505\\_fichtner-report-cost-of-capacity-crm\\_en.pdf](https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf)

de 4h. Il est également à noter que les rendements et les prix du carburant exprimés au Tableau 8 sont exprimées en unités énergétiques PCI (en opposition aux paramètres économiques de l'Excel joint « Assumptions Workbook », qui sont exprimés en PCS).

Catégories	Coût Marginal [€/MWh]	Rendement [%]	Prix carburant [€/GJ]	Prix CO <sub>2</sub> [€/tCO <sub>2</sub> ]	VOM [€/MWh]	CO <sub>2</sub> emission factor [kg/net.GJ]
<b>CCGT</b>	117	60	13.69	97.3	2	57
<b>OCGT</b>	176	42	13.69	97.3	11	57
<b>IC Gas Engine</b>	184	40	13.69	97.3	11	57
<b>CHP</b>	119	33	13.69	97.3	6.9	57

Tableau 8: Net-CONE : Hypothèses pour le coût 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 coût marginal associé à cette technologie. Pour le calcul des revenus, la référence « 5 MW CHP plants (Kawasaki, 2019) » 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 [%]	Coût du carburant [€/MWh]	Coût des émissions [€/MWh]	Facteur d'utilisation [%]	Chaleur générée [MWh <sub>th</sub> /MWh <sub>e</sub> ]
-100	99%	50	13	84,6%	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 10. 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 10 : Choix des scénarios issus d'autres études pour les périodes postérieures à la période de fourniture

Le choix des scénarios propres à chacune des études, nécessaire pour le calcul des revenus pour les années postérieures à l'année de fourniture 2027-28, a été réalisé sur base des choix effectués dans le cadre de la sélection du scénario de référence par la Ministre. Ces constats ont mené à l'utilisation des scénarios « CENTRAL/EU-SAFE » (en ligne avec la décision de la Ministre de considérer 4 unités nucléaires additionnelles indisponibles en France), « Efficient gas » (en ligne avec les résultats de la première enchère du CRM pour la période de fourniture 2025-26) et « High price » (sur base des prix actuellement observés sur le marché) pour les horizons de temps 2030, 2032 et post-2032.

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 fourniture 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 11 et de manière détaillée à l'Annexe 3.

Résultats obtenus par Elia	
Rentes inframarginales annuelles	Cf. Figure 11 & Annexe 3

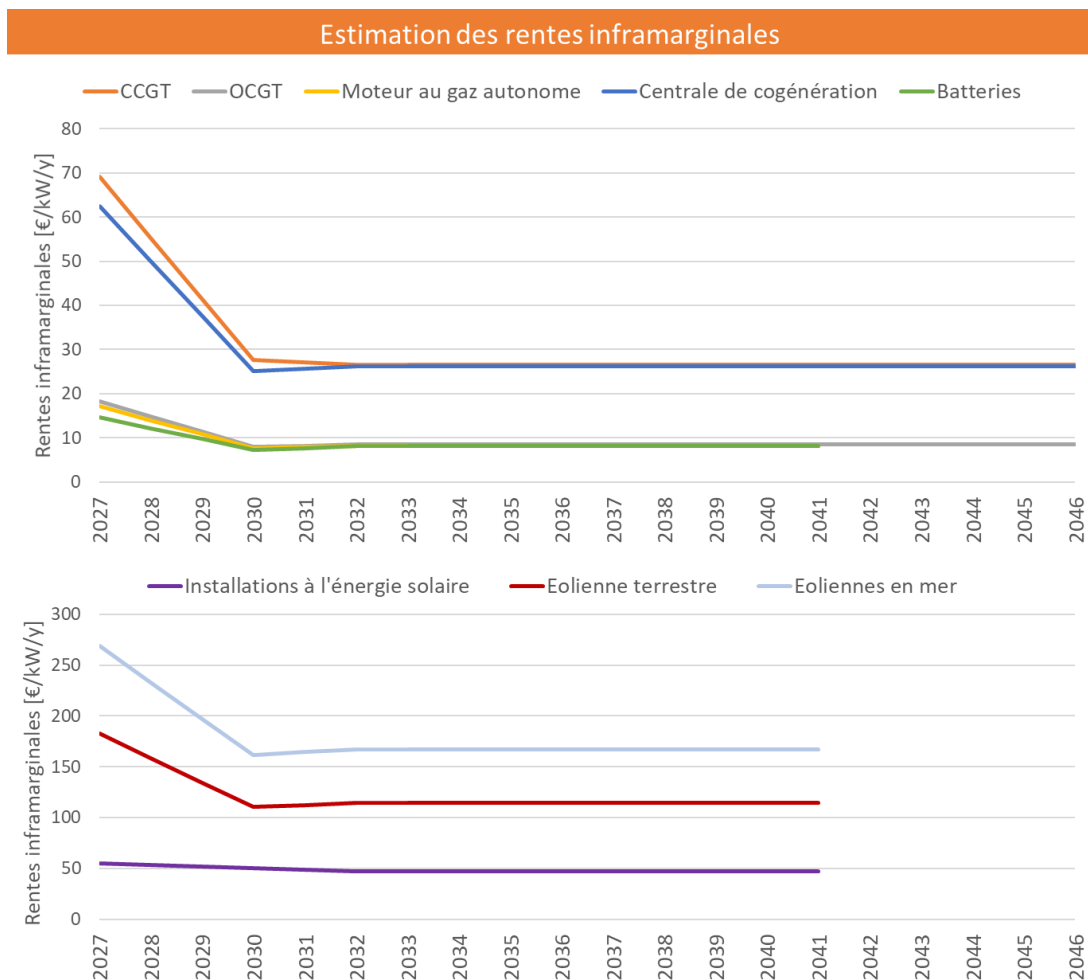


Figure 11 : Rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie par les technologies reprises dans la liste réduite de technologies pour le net-CONE

## 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 de l'Arrêté Royal Méthodologie – 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 §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 coût 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 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 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 est présentée ci-dessous, ainsi que son impact sur le calcul du net-CONE :

- **FCR:**

Les revenus FCR sont uniquement considérés comme pertinents pour les batteries<sup>45</sup> pour obtenir d'éventuels revenus nets suite à la provision de services d'équilibrage. Ceux-ci ont dès lors été calculés conformément aux recommandations 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 FCR<sup>46</sup>.

Vu l'hypothèse de départ consistant à considérer que la FCR est uniquement couverte par des batteries ainsi que le volume de batteries considéré dans le scénario de référence, une forte concurrence est assumée entre les batteries pour fournir le besoin en capacité nécessaire en FCR. Cette concurrence va se traduire dans les revenus nets perçus en contribuant aux services d'équilibrage. Etant donné cette concurrence actuelle 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 systématiquement cette capacité d'enchère en FCR<sup>47</sup>.

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° de l'Arrêté Royal Méthodologie :

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximums FCR [€/kW/an]} \\
 & = \text{prix de réservation FCR horaire moyen pondéré corrigé [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 & = 0,0252 \text{ [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 & = 220,75 \text{ [€/kW/an]} \qquad \qquad \qquad [1]
 \end{aligned}$$

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

<sup>45</sup> 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.

<sup>46</sup> 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 Regelleistung [Datacenter FCR/aFRR/mFRR \(regelleistung.net\)](https://www.regelleistung.net) peuvent être consultées. Les données utilisées s'étendent d'octobre 2019 à septembre 2022 inclus.

<sup>47</sup> 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 476 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 2027-28. Cela revient donc à dire qu'il existe un besoin en FCR qui ne s'élève qu'à 18% de la capacité existante de batteries sur le réseau, ce facteur 0.18 sera donc appliqué au calcul des revenus nets des batteries provenant des services d'équilibrage.

multipliés avec **un facteur 0.18** représentant la proportion des besoins de capacité en FCR vis-à-vis de la capacité installée, comme repris dans l'arrêté ministériel relatif au scénario de référence (§1.1) et dans l'Excel « Assumptions Workbook » joint à ce rapport.

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 et ce grâce à un marché FCR plus liquide<sup>48</sup>. Les calculs pour les revenus nets de FCR ont bien été basés sur des prix historiques belges comme le prévoit l'Arrêté Royal Méthodologie, 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. Par conséquent, **un pourcentage de 60%** est appliqué.

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 81%** sur les revenus, ce qui représente la « two-way efficiency » typique pour des batteries<sup>49</sup>. 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 Méthodologie, 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 provenant du marché de l'énergie (cf. le calcul de rentes inframarginales en section 2.7). Afin de comptabiliser correctement 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. Il est important d'insister sur le fait qu'une baisse des prix de réservation en FCR, comme expliqué plus en détails ci-dessus, pourrait générer une baisse du coût d'opportunité lié au FCR pour les batteries menant dès lors à un arbitrage plus important entre les différents services pouvant être fournis par celles-ci, toutes autres choses égales par ailleurs.

---

<sup>48</sup> Pour la même période allant de Janvier 2020 à Octobre 2022, le prix en Allemagne ne s'élève qu'à 60% des prix en Belgique. 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. Il est à noter que la majorité des moments avec des divergences entre les prix belges et allemands se déroulaient au début de la période observée. Cela supporte la logique que une compétition augmentée, comme observée les derniers mois, résulte en une convergence des prix.

<sup>49</sup> Une batterie typique a une « loading/unloading efficiency » qui s'élève à 90%. La « two-way efficiency » est donc calculée comme étant égale à 90% au carré, qui équivaut à 81%.

En conclusion, pour le calcul du net-CONE, sur base de l'argumentation détaillée ci-dessus, **il est proposé de considérer un revenu de 12 €/kW/an de revenus nets pour une nouvelle batterie.**

- **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 d'aFRR sont supposés ne pas représenter un revenu net supplémentaire par rapport 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, IC Gas Engine ainsi que pour la réponse du marché. Ceux-ci sont estimés via le produit **mFRR Standard**.

Pour l'estimation des revenus annuels nets provenant de la fourniture de mFRR Standard, un pourcentage des revenus annuels maximums provenant de la fourniture de ces produits est considéré 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, IC et réponse du marché, conformément à l'article 10, §7, 2° de l'Arrêté Royal Méthodologie<sup>50</sup> :

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximaux mFRR Standard [€/kW/an]} \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré corrigé [€/kW/h]} * 8760 \\
 & \quad \text{[h/an]} \\
 & = 0,006198 \text{ [€/kW/h]} * 8760 \text{ [h/an]} \\
 & = 54,3 \text{ [€/kW/an]} \qquad \qquad \qquad [2]
 \end{aligned}$$

Contrairement au rapport de calibration de l'année dernière, le produit mFRR Flex n'est plus pris en compte. Le produit est en train de disparaître et à l'heure actuelle, les

---

<sup>50</sup> 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 (début 2019), en supprimant les prix de réservation mFRR supérieurs à 10 €/MW/h. Les données utilisées s'étendent d'octobre 2019 à septembre 2022 inclus.

volumes contractés sont minimes. Pendant la période de fourniture envisagée, le produit ne sera plus disponible.

Pour le calcul du net-CONE, dans l'hypothèse d'une nouvelle capacité construite pour les technologies OCGT & IC Gas 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 de la fourniture de services d'équilibrage. Cela équivaut donc à 14€/kW/an (25% de 54,3 €/kW/an arrondi) de revenus nets provenant des services d'équilibrage pour les technologies OCGT et IC Gas 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. Bien que les revenus 'brut' aient augmenté, les coûts des unités de réponse de marché ont également augmenté. Il est dès lors proposé de considérer un pourcentage similaire au pourcentage Low appliqué pour l'obtention de revenus nets de services d'équilibrage dans le cadre du prix maximum intermédiaire (voir §3.2.3). Cela équivaut donc à **50%** pour la technologie de réponse de marché.

De plus, on peut constater que la capacité de réponse de marché s'accroît considérablement en comparaison avec la capacité considérée dans le scénario de référence pour la période de fourniture de 2026-2027. Dès lors, Elia applique **un facteur additionnel de 70%** pour refléter la concurrence augmentée entre ces unités. En conséquence, **cela équivaut à un revenu net de 19 €/kW/an pour la technologie réponse de marché provenant de la provision de services d'équilibrage.**

Parmi les autres raisons de ne considérer 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 de l'énergie, 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 quel revenu 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 simpliste vers un (trop) grand volume car cela influencerait le prix obtenu sur le marché des services auxiliaires où plusieurs acteurs et technologies sont actifs et où le volume est limité au besoin de services auxiliaires d’équilibrages à couvrir.

Finalement, 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 de 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	14 €/kW/an pour OCGT et IC Gas Engine 19 €/kW/an pour la réponse du marché 12 €/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.*

*Le 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 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 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'îlotage, 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 2027-28.

Catégories	Méthode de calcul	Technologies associées
<b>Technologies thermiques avec programme journalier</b>	100 – Taux d’arrêt fortuit <sup>51</sup>	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 <sup>52</sup> Centrales à charbon
<b>Technologies à énergie limitée avec programme journalier</b>	Contribution moyenne attendue de chaque catégorie de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées sur base d’une unité fictive de 1MW <sup>53</sup>	Installations de pompage-turbinage Stockage à grande échelle
<b>Catégories d’accords de niveau de service (SLA)</b>		1h à 12h Sans limite
<b>Technologies dépendantes des conditions climatiques</b>	Contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées / Puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable	Eoliennes terrestre Eoliennes en mer Installations à l’énergie solaire Centrales hydrauliques au fil de l’eau
<b>Technologies thermiques sans programme journalier</b>	Contribution maximale attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées / Puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable	Agrégation de l’ensemble des technologies thermiques

Tableau 10 : Méthodologie pour le calcul des facteurs de réduction

<sup>51</sup> Les taux d’arrêt fortuit ont été calculés à partir des données de disponibilité des dix dernières années (de 2012 à 2021 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 et font l’objet de l’arrêté ministériel relatif au scénario de référence.

<sup>52</sup> Afin de garantir que le facteur de réduction des unités nucléaires soit cohérent avec le taux d’arrêt fortuit sélectionné par la Ministre, ces unités sont modélisées avec une disponibilité fixe dans la simulation.

<sup>53</sup> Afin de garantir le calcul d’un facteur de réduction de manière identique pour chaque catégorie, qu’elle soit existante dans le marché sur base du scénario de référence ou non.

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	20
SLA-2h	35
SLA-3h	47
SLA-4h	57
SLA-5h	65
SLA-6h	72
SLA-7h	78
SLA-8h	83
SLA-9h	87
SLA-10h	90
SLA-11h	93
SLA-12h	95
SLA illimité	100
Catégorie II : Technologies thermiques avec programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Turbines gaz-vapeur	93
Turbines à gaz	93
Turbojets	96
Moteurs au gaz autonomes	95
Moteurs diesel autonomes	95
Centrales de cogénération / Centrales à biomasse / Installations d'incinération des déchets	93
Centrales nucléaires	80
Centrales à charbon	90
Catégorie III : Technologies à énergie limitée avec programme journalier	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Stockage 1h	23
Stockage 2h	39
Stockage 3h	51
Stockage 4h	60
Stockage 5h	66
Stockage 6h	71
Installations de pompage-turbinage	48

<b>Catégorie IV : Technologies dépendantes des conditions climatiques</b>	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Eoliennes en mer	11
Eoliennes terrestre	10
Installations à l'énergie solaire	1
Centrales hydrauliques au fil de l'eau	46
<b>Catégorie V : Technologies thermiques sans programme journalier</b>	
Sous-catégories	Facteur de réduction [%]
Agrégation de l'ensemble des technologies thermiques	63

Tableau 11 : Proposition de facteurs de réduction pour l'enchère Y-4 de la période de fourniture 2027-28

### 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 de l'Arrêté Royal Méthodologie.

« 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 à § 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 du prix maximum intermédiaire s'appuie entre autres, conformément à l'article 17 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 Fichtner<sup>54</sup>. L'étude faite par Fichtner a fait l'objet d'une revue par Afry en 2020 dont les résultats ont été utilisés pour la calibration des enchères pour les périodes de fourniture 2025-26 et 2026-27.

Dans le cadre des évolutions récentes sur le marché d'énergie, plusieurs acteurs de marché ont demandé une mise à jour de l'étude Afry 2020<sup>55</sup>. En collaboration avec Afry, Elia a fourni une mise à jour dont les résultats ont été présentés en WG Adequacy par Afry le 13 octobre 2022. L'étude Afry 2022 a également été publiée sur le site web d'Elia dans le cadre de la consultation publique sur la méthodologie, les données de base et scénarios pour l'étude « Adequacy and Flexibility 2024-2034 »<sup>56</sup>.

Il est par ailleurs pertinent de rappeler que ces coûts sont déterminés pour une liste de technologies éligibles pour la détermination de l'IPC. Par définition, cette liste est composée uniquement de 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.

Dans la note publiée par Elia dans le cadre de la consultation publique liée à l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28 prévue conformément à l'article 5 de l'Arrêté Royal Méthodologie relative notamment à la détermination du prix maximum intermédiaire, Elia a consulté sur plusieurs éléments:

- 1) Elia a défini la liste des technologies dites 'de référence' constituant la liste des technologies considérées pour la calibration du prix maximum intermédiaire : il est d'ailleurs bien de rappeler que cette liste est identique à la liste des technologies de référence définie suite à la consultation publique relative à l'enchère Y-4 de la période de fourniture 2026-27 ;
- 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 récemment par Afry. La mise à jour de l'étude d'Afry a également été incluse dans la consultation publique sur le scénario et la méthodologie de l'étude

---

<sup>54</sup> [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200505\\_fichtner-report-cost-of-capacity-crm\\_en.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf)

<sup>55</sup> [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20220620\\_public-consultation-report-27-28.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20220620_public-consultation-report-27-28.pdf)

<sup>56</sup> [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028\\_afry\\_update-of-the-peer-review-of-cost-of-capacity-for-calibration-of-belgian-crm.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028_afry_update-of-the-peer-review-of-cost-of-capacity-for-calibration-of-belgian-crm.pdf)

« Adequacy and Flexibility 2024-2034 » qui sera publiée en juin 2023 par Elia. Etant donné que les chiffres provenant de cet update d'Afry représentent l'estimation la plus récente en matière de coûts fixes d'opération et de maintenance, Elia considère que ces chiffres sont les plus représentatifs et doivent être utilisés dans le cadre de la calibration du prix maximum intermédiaire.

- 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.

Dans ce qui suit, la section 3 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 pour chaque 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 0. Enfin, la section 3.2.5 se termine par la proposition d'Elia concernant le prix maximum intermédiaire.

### **3.2.1 Liste réduite de technologies existantes (Arrêté Royal Méthodologie, article 18, §1)**

Conformément à l'article 18, §1 de l'Arrêté Royal Méthodologie, Elia établit une liste réduite de technologies existantes en vue de la calibration du prix maximum intermédiaire sur base de l'étude d'un expert indépendant (Fichtner). L'étude de Fichtner a été revue récemment par un autre expert indépendant (Afry) suite à la demande de plusieurs acteurs de marché, après consultation publique en 2020 et a, à nouveau, fait l'objet d'un update (toujours de la part d'Afry), en 2022 afin de s'assurer que les valeurs de coûts utilisées restent pertinentes en vue des dernières tendances de marché. A nouveau, Il est important de rappeler que cette liste réduite de technologies est différente de celle utilisée 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 du prix maximum 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 fourniture 2026-27, les hypothèses considérées s'appliquent 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 (Arrêté Royal Méthodologie, article 18, §§2 et 3)

Conformément à l'article 18, §2 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. Suite au feedback reçu de différents acteurs de marché<sup>57</sup>, Elia a, à nouveau, collaboré avec Afry afin de prendre en considération les derniers développements de marché en matière d'estimation des FOM. De plus, Afry a ajouté des clarifications vis-à-vis des catégories de coûts qui, selon eux, devraient être prises en compte<sup>58</sup>.

Cela signifie que les hypothèses en termes de méthodologie provenant à la fois de Fichtner et Afry sont toujours pertinentes pour cette calibration. Seul le chiffrage des coûts utilisés dans le cadre de cette calibration a été mis à jour en comparaison avec les calibrations précédentes. Les éléments suivants sont notamment considérés comme étant encore pertinents :

- 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 leur lien avec les coûts susmentionnés conformément aux conclusions provenant d'Afry faisant suite à l'étude de Fichtner.

Il est par ailleurs important de constater que l'update de l'étude d'Afry datant de 2022 est écrit en €2022. Etant donné que toutes les autres parties du rapport de calibration sont exprimées en €2020, afin d'exprimer les résultats d'Afry en € 2020 dans ce rapport, l'effet de l'inflation a été pris en compte.

Pour rappel, l'estimation 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, ainsi:

---

<sup>57</sup> [Rapport de consultation pour la 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 2027-2028](#)

<sup>58</sup> Cfr. Section 3.1 de l'étude Afry 2022

- Pour les CCGT, l'estimation des coûts annuels fixes d'opération et de maintenance se base sur les valeurs 'AFRY 2022 (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 représentative 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 2022 (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 annuels fixes d'opération et de maintenance 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 basées sur la même norme industrielle que les OCGT et se situe aussi à l'extrémité supérieure du spectre pour les 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 datant de 2022, qui proviennent également de l'update des chiffres de l'étude Afry 2020, c'est-à-dire une fourchette comprise entre 9 – 21 – 29 €/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 » publiée par Elia en 2021<sup>59</sup> les chiffres ont également été consultés publiquement dans le cadre de la réalisation de cette étude<sup>60</sup>.

---

<sup>59</sup> [https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701\\_adequacy-flexibility-study-2021\\_en\\_v2.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf)

<sup>60</sup> <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030input-data--adequacy--flexibility-study-2021vfen.xlsx>

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 du prix maximum intermédiaire. Il convient de noter que:

- Pour les technologies de type CCGT, OCGT et Turbojet :
  - 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 Afry et dans l'étude « Adequacy and Flexibility 2022-2032 » publiée par Elia 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>	36	37	51
<i>OCGT</i>	24	24	48
<i>Turbojet</i>	28	35	35
<i>PSP</i>	19	31	39
<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 efficacités 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. Cette liste est également reprise dans l'Excel « Assumptions Workbook » joint à ce rapport. 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 CO<sub>2</sub>, visé à l'article 18, §2, 5° de l'Arrêté Royal Méthodologie, a été estimé à un niveau général de 97,3 €/tCO<sub>2</sub>, en ligne avec l'arrêté ministériel relatif aux paramètres du scénario de référence pour l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28<sup>61</sup> utilisés dans la simulation de marché.

Technologies	Efficacité [%]			Coûts VOM <sup>62</sup> [€/MWh]
	Pour revenus Low	Pour revenus Mid	Pour revenus High	
<b>CCGT</b>	50	54	58	2
<b>OCGT</b>	35	40	44	11
<b>Turbojet</b>	21	28	35	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° 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<sup>63</sup>.

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 :

$$0,8 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 0,25 \frac{\text{h}}{\text{an}} = 0,2 \frac{\text{€}}{\text{kW.an}} \quad [4]$$

Elia maintient le raisonnement pour multiplier ces coûts par la prime de risque totale considérée, qui 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 an. Il est donc logique, étant donné le principe d'aversion au risque des investisseurs,

<sup>61</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/09/23/2021021948/moniteur>

<sup>62</sup> Basé sur l'étude Adequacy & Flexibility, publiée par Elia en juin 2021.

<sup>63</sup> Originellement cette analyse fournissait une valeur de 0,74 €/kWh, exprimé en €2015. Ce rapport est écrit en €2020, et le résultat est indexé sur cette base.



que cette prime de risque supplémentaire s'applique aux investissements supportés par ces acteurs de marché.

### **Total des coûts**

Conformément à l'article 20 de l'Arrêté Royal Méthodologie, les coûts finaux supportés par les différentes technologies de la liste réduite des technologies éligibles pour le prix maximum intermédiaire sont égaux aux coûts fixes d'exploitation et de maintenance fournis par Fichtner, revus ensuite par Afry en 2020 avant d'être updatés en 2022 pour tenir compte des dernières tendances de marché. Ceux-ci sont 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.

Technologies	Coûts FOM [€/kW/an]  (y compris les coûts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures)			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Prime de risque totale [%] à appliquer 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)					
					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	Low	Mid	High	Low	Mid
<i>CCGT</i>	36	37	51	0	6,5%	9%	38	39	54	39	40	56
<i>OCGT</i>	24	24	48	0	7%	10,5%	26	26	51	27	27	53
<i>Turbojet</i>	28	35	35	0	7%	10,5%	30	37	37	31	39	39
<i>PSP</i>	19	31	39	0	8,5%	13%	21	34	42	21	35	44
<i>Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h</i>	5	10	15	0,2	8,5%	13%	6	11	16	6	12	17

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

### 3.2.3 Estimation des éléments de revenus (Arrêté Royal Méthodologie, article 19)

Conformément à l'article 19, §1 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) sur base de la simulation du scénario de référence sélectionné par la Ministre de l'énergie (§1.1) ;
- 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 de l'Arrêté Royal Méthodologie, prenant en compte le scénario de référence décrit dans la Partie I de ce rapport pour la période de fourniture 2027-28, conformément aux dispositions de l'article 19, §2, 1° et 2° de l'Arrêté Royal Méthodologie.

En outre, conformément à l'article 19, §2, 3° 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 417 €/MWh qui plafonne les revenus du marché de l'énergie. Ce prix d'exercice de 417 €/MWh suit la proposition faite en section 3.3.2 de ce rapport.

Il est important de rappeler que c'est précisément en raison de ce cap sur les rentes inframarginales définies par le prix d'exercice calibré que les rentes inframarginales sont considérées comme étant égales à 0 pour les turbojets. Comme indiqué en section 5.3.2, les coûts variables des turbojets excèdent la proposition de valeur du prix d'exercice. Cela ne signifie pas que les turbojets ne capturent pas de rentes inframarginales, cela signifie plutôt que le prix d'exercice pour les unités avec programme journalier est défini à un niveau, dans le cadre de la situation spécifique de calibration du CRM, qui ne permet pas aux turbojets de recouvrir leurs coûts marginaux.

Pour rappel, la moyenne des revenus provenant des marchés de l'énergie est considérée dans le cadre de cette calibration. 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 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 de l'Arrêté Royal Méthodologie, l'estimation de ces 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 au scénario de référence pour l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2027-28 consultée publiquement.

Il est en outre important de souligner que les réactions reçues à ce propos durant la consultation publique<sup>64</sup> 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 Fichtner<sup>65</sup>, 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 intermédiaire<sup>66</sup>
- **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 ;

---

<sup>64</sup> [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20220620\\_public-consultation-report-27-28.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20220620_public-consultation-report-27-28.pdf)

<sup>65</sup> "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.

<sup>66</sup> 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 du type Turbojet ou encore OCGT et réponse de marché, qui sont supposées fournir le produit mFRR Standard.

Par opposition au rapport de calibration de l'année passée, le produit mFRR Flex n'est plus considéré dans la détermination des revenus nets provenant de la fourniture de services d'équilibrage. Quand bien même ce produit existe encore aujourd'hui, il est en train de disparaître et ne sera plus utilisé durant l'hiver 2027-28.

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.

Les revenus annuels maximums provenant de la fourniture de mFRR Standard sont considérés comme le point de départ. Ils sont calculés sur base de la formule [5], en tenant compte du prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré, corrigé au cours des 36 derniers mois, conformément à l'article 19, §3, 1° à 3° de l'Arrêté Royal Méthodologie<sup>67</sup> :

$$\begin{aligned}
 & \text{Revenus annuels maximaux mFRR Standard } [\text{€/kW/an}] \\
 & = \text{prix de réservation mFRR Standard horaire moyen pondéré corrigé } [\text{€/kW/h}] * 8760 \\
 & \quad [\text{h/an}] \\
 & = 0,006198 [\text{€/kW/h}] * 8760 [\text{h/an}] \\
 & = 54,3 [\text{€/kW/an}]
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

Par la suite, un pourcentage des revenus annuels maximums est considéré pour déterminer les revenus annuels nets obtenus par chaque 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:

---

<sup>67</sup> 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 (début 2019), en supprimant les prix de réservation mFRR supérieurs à 10 €/MW/h. Les données utilisées pour l'estimation des revenus nets d'équilibrage obtenus dans le cadre de cette calibration s'étendent d'octobre 2019 à septembre 2022 inclus.

- 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**

Etant donné que le coût marginal des Turbojets est supérieur au prix d'exercice, tous les revenus des Turbojets sont considérés comme égaux à 0 dans le cadre de cette exercice calibration du CRM.

- **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 maximaux est supposé provenir de celle-ci : 36 % (Low) - 41 % (Mid) - 46 % (High). Cela donne **20 (Low) – 22 (Mid) – 25 (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.

- **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 Standard**. Les pourcentages suivants sont utilisés pour l'estimation des revenus nets à partir des revenus annuels maximums : 50 % (Low) - 60 % (Mid) - 70 % (High).

Par ailleurs, un facteur de 70% est appliqué afin de refléter la concurrence croissante entre les unités de réponse de marché. Cela donne un revenu égal à **19 (Low) – 23 (Mid) – 27 (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 de l'Arrêté Royal Méthodologie, comprenant à la fois les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie (plafonnées pour rappel à hauteur d'un prix d'exercice de 417 €/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.

Comme indiqué au préalable, les revenus pour les turbojets ont été mis à 0 €.

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
<b>CCGT</b>	32	42	57	/	/	/	<b>32</b>	<b>42</b>	<b>57</b>
<b>OCGT</b>	14	17	20	20	22	25	<b>34</b>	<b>39</b>	<b>45</b>
<b>Turbojet</b>	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>PSP</b>	27	27	27	/	/	/	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>
<b>Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h</b>	0	0	0	19	23	27	<b>19</b>	<b>23</b>	<b>27</b>

Tableau 15 : Prix maximum intermédiaire - Table récapitulative des revenus

### 3.2.4 Estimation de « missing-money » (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 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 Mid et les chiffres de revenus *High*
- **Niveau 2:** Considère les chiffres de coûts Mid et les chiffres de revenus *Mid*
- **Niveau 3:** Considère les chiffres de coûts Mid et les chiffres de revenus *Low*
- **Niveau 4:** Considère les chiffres de coûts High et les chiffres de revenus *High*
- **Niveau 5:** Considère les chiffres de coûts High et les chiffres de revenus *Mid*
- **Niveau 6:** Considère les chiffres de coûts High et les chiffres de revenus *Low*

A l'instar de ce qui a été réalisé pour la calibration du 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 *Low* ne sont pas considérés comme représentatifs car, en général, bien que les résultats de l'étude de 2022 soient déjà plus élevés comparés aux chiffres de 2020, les estimations de coûts peuvent sous-estimer l'impact des développements géopolitiques. Notamment, 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 et GTW 2022). Toutefois, comme décrit dans l'analyse d'Afry, même le GTW 2022 considère une augmentation plutôt modeste; les sources publiques prennent longtemps pour être publiées, ce qui se traduit par des résultats qui ne reflètent pas toujours les augmentations de prix récentes.

**En conclusion par rapport aux fourchettes de coûts considérées, L'impact exact de l'augmentation de coûts potentielle mentionnée ci-dessus est difficile à estimer, mais l'update de l'analyse d'Afry, qu'Elia juge pertinente et valable, fournit plusieurs indications justifiant le fait de considérer davantage la partie supérieure 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, 1° 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 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 les rapports de calibration relatifs aux l'enchère Y-4 pour les périodes de fourniture 2025-26 et 2026-2027, 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'update de 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)  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 liés à une durée de vie économique de plus de 3 ans (divisé par le facteur de réduction) [€/kW-réduit/an]					
			Low	Mid	High		Low	Mid	High	Niv. 1 Mid Cost – Hig Rev	Niv. 2 Mid Cost – Mid Rev	Niv. 3 Mid Cost – Low Rev	Niv. 4 High Cost – Hig Rev	Niv. 5 High Cost – Mid Rev	Niv. 6 High Cost – Low Rev
<b>CCGT</b>	92%	9%	36	37	51	0	32	42	57	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>26</b>
<b>OCGT</b>	91%	10,5%	24	24	48	0	34	39	45	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>15</b>	<b>21</b>
<b>Turbojet</b>	96%	10,5%	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Market response (activation d'énergie de 4h)</b>	68%	13%	5	10	15	0.2	19	23	27	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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 économie 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	Niv. 1 Mid Cost – Hig Rev	Niv. 2 Mid Cost – Mid Rev	Niv. 3 Mid Cost – Low Rev	Niv. 4 High Cost – Hig Rev	Niv. 5 High Cost – Mid Rev	Niv. 6 High Cost – Low Rev
<b>CCGT</b>	92%	6,5%	36	37	51	0	32	42	57	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>13</b>	<b>24</b>
<b>OCGT</b>	91%	7%	24	24	48	0	34	39	45	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>14</b>	<b>19</b>
<b>Turbojet</b>	96%	7%	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Market response (activation d'énergie de 4h)</b>	68%	8,5%	5	10	15	0,2	19	23	27	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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 (Arrêté Royal Méthodologie, article 16)

En s'appuyant sur les estimations de « missing-money » présentées dans la section 0, cette section présente la proposition d'Elia pour le prix maximum intermédiaire. Conformément à l'article 16, § 1 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 comme expliqué plus en détails à la section 0.

Sur base des Tableau 16 et Tableau 17, **Elia propose de considérer la technologie CCGT comme la technologie ayant le « missing-money » le plus élevé parmi les technologies incluses dans la liste réduite.** En observant les différents niveaux estimés de « missing-money », le « missing-money » à considérer s'élève à 26 €/kW/an.

Sur base des chiffres de Tableau 16 et Tableau 17 à ceux de l'année passée, des estimations de "missing-money" beaucoup plus volatiles sont observées par rapport au rapport de calibration précédent. La raison principale de cette évolution est le plus haut niveau d'incertitude sur les marchés de l'énergie, ce qui mène à des écarts significatifs. Afin de garantir une possibilité de participation maximale au CRM, Elia considère qu'il est nécessaire de sélectionner la valeur la plus élevée.

Par ailleurs, il est à noter 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 du prix maximum intermédiaire. En effet, un « missing-money » de 24 €/kW/an est alors obtenu.

Sur base de l'argumentation présentée ci-dessus :

- **Elia propose 26 €/kW/an comme niveau de prix maximum intermédiaire c'est-à-dire la valeur la plus élevée de la fourchette de « missing-money » calculée ci-dessus** 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. Cette valeur est supérieure à la limite de prix intermédiaire fixée par la Ministre pour l'enchère Y-4 relative à la période de fourniture 2026-27, ce qui reflète les incertitudes fortes sur les marchés de l'énergie.

#### Proposition d'Elia

Pour conclure, Elia propose, en tenant compte de tous les arguments ci-dessus, un prix maximum intermédiaire égal à 26 €/kW/an pour l'enchère Y-4 organisée en 2023 pour la période de fourniture 2027-28.

### 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 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 deuxième enchère Y-4 liée à la période de fourniture 2026-27, 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 NEMOs<sup>68</sup> 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 complexes<sup>69</sup> observés sur ces NEMOs pour les moments pertinents en termes d'adéquation<sup>70</sup>. 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-CUBE<sup>71</sup>, la calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères Y-4 relative à la période de fourniture 2027-28 se base sur les données des hivers 2019-20, 2020-21 et 2021-22<sup>72</sup>.

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 4.3.15.2 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 2023 pour la période de fourniture de capacité 2027-28 ;
- 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 2019-20 à 2021-22 complétée ensuite par une revue des critères inscrits dans l'Arrêté Royal Méthodologie ;
- La section 0 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 2023 pour la période de fourniture de capacité 2027-28.

---

<sup>68</sup> NEMO : Nominated Electricity Market Operators

<sup>69</sup> 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 même temps que ce rapport.

<sup>70</sup> C'est-à-dire les heures de pointe (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.

<sup>71</sup> ECUBE, Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2027-28, June 2022. Ce rapport est publié en même temps que le rapport de calibration.

<sup>72</sup> 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 fonctionnement<sup>73</sup> ;
- 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 CRM<sup>74</sup>.

En conclusion, Elia effectue la même proposition que celle ayant eu lieu pour le 2<sup>ème</sup> rapport de calibration liée à l'enchère Y-4 de la période de fourniture 2026-2027. 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 Capacité<sup>75</sup> conformément à l'Arrêté Royal Méthodologie. Celles-ci stipulent en effet que le candidat CRM

---

<sup>73</sup> 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](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20210514_crm-functioning-rules_fr.pdf).

<sup>74</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Ontwerp-KB-vaststellingen-voorwaarden-buitenlandse-capaciteit-deelname-prekwalificatieprocedure-capaciteitsvergoedingsmechanisme.pdf>

<sup>75</sup> 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.

aura par définition le choix entre les NEMOs actifs sur le marché journalier pour la zone de 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 fourniture 2027-28 (commençant le 1<sup>er</sup> Novembre 2027), 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'énergie ait déjà défini au préalable un prix de référence pour la mise aux enchères 2023 relative à la période de fourniture 2027-28.

<b>Proposition d'Elia</b>	
Prix de référence	Segment de marché journalier d'un NEMO opérant en Belgique pour la zone de réglage belge : EPEX ou Nord Pool Spot <sup>76</sup>

---

<sup>76</sup> 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<sup>er</sup> Novembre 2027-28 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-CUBE<sup>77</sup> 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 associé<sup>78</sup> et ce sur base des 3 derniers hivers pertinents<sup>79</sup> (uniquement pour les jours de semaine durant les heures de pointe).

En effet, selon l'Arrêté Royal<sup>80</sup> 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 calcul 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 les 1<sup>er</sup> et 2<sup>me</sup> rapports de calibration liés aux enchères Y-4 pour les périodes de fourniture 2025-26 et 2026-27, 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 2019-20, 2020-21 et 2021-22 est égale à (270-417) €/MWh<sup>81</sup>.**

---

<sup>77</sup> ECUBE, Construction of the calibration curve for the calibration of the strike price for the Y-4 auction linked to the Delivery Period 2027-28, June 2022.

<sup>78</sup> 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.

<sup>79</sup> Dans le cadre de ce rapport, il est question des hivers 2019-20, 2020-21 et 2021-22.

<sup>80</sup> Article 27 §1 de l'Arrêté Royal Méthodologie : [LOI - WET \(fgov.be\)](https://www.fgov.be/loi/wet-20190101).

<sup>81</sup> 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.

Cette fenêtre de calibration est visible de manière détaillée sur la Figure 12 provenant du rapport d'E-CUBE relatif à la courbe de calibration du prix d'exercice<sup>82</sup>.

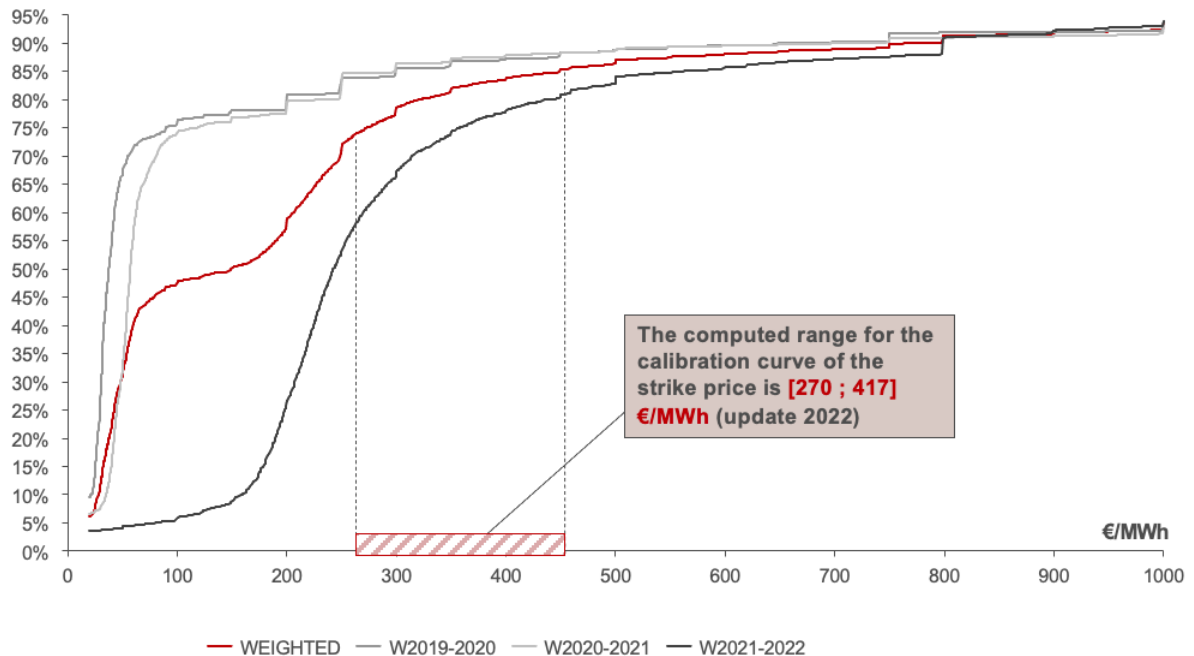


Figure 12 : Courbe de calibration du prix d'exercice basée sur les hivers des années 2018-19 – 2019-20 – 2020-21 [source: E-CUBE]

Une fois la fenêtre de prix correspondant à un volume élastique de (75-85) % définie à hauteur de (270-417) €/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 à une réduction de la fenêtre de prix (270-417) €/MWh associée à un volume élastique (75-85) % sur le marché journalier Belge est décrite plus en détails dans la section suivante.

<sup>82</sup> 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 2027-28', June 2022

## 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 fourniture 2027-28. 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.

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

Le premier critère mène à une analyse des coûts variables des unités avec programme journalier sur le marché belge, c'est-à-dire des unités avec une capacité supérieure à 25 MW. Quatre technologies sont considérées dans la catégorie avec un programme journalier, sur base des hypothèses reprises dans l'Excel « Assumptions Workbook », joint à ce rapport de calibration:

- CCGT
- OCGT
- Turbojets (TJ)
- CHP

Le coût variable est dès lors le résultat de plusieurs paramètres, qui sont inclus pour chaque technologie dans le Tableau 18.

Technologies	Rendement [%]	VOM [€/MWh]	Prix CO2 [€/ton]	Prix Fuel [€/MWh]	CHP crédit [€/MWh]	Prix marginal [€/MWh]
CCGT	60%	2	97.3	44.4	NA	117
OCGT	42%	11	97.3	44.4	NA	176
TJ	26%	3.3	97.3	66.9	NA	438
CHP	33%	6.9	97.3	44.4	100	119

Tableau 18: Paramètres pour le calcul du coût marginal des unités

Le résultat de cet exercice résulte en une contradiction entre les différents éléments de l'article 27 de l'Arrêté Royal Méthodologie. En effet, l'article 27 §2 requiert que le prix d'exercice soit calibré entre les valeurs de 75% et 85% de la courbe de calibration menant à une valeur de (270 – 417) €/MWh d'une part (cfr. supra) tandis que, d'autre part, ce même article requiert que le prix d'exercice calibré soit supérieur aux coûts variables d'unités avec un programme journalier menant à un coût minimum de 438 €/MWh. Le coût variable de 438 €/MWh est fixé ici par la technologie turbojet. Dès lors, toute proposition d'Elia ne satisferait ni le premier aspect ni le dernier. Cependant, selon Elia, l'article 27 de l'Arrêté Royal Méthodologie stipule que le prix d'exercice calibré doit suivre les prérequis du §2 du même article. Dans cette optique, les considérations mentionnées au §2, 1° - 5° sont des éléments devant être reconnus mais n'ayant, en soi, pas d'obligations légales.

Quoiqu'il en soit, le fait que les coûts variables d'unités avec programme journalier sur le marché de l'électricité dépasse la fenêtre de calibration fournie par E-CUBE est une indication forte que les niveaux de coûts de ces unités ont augmenté de manière significative et ce de manière récente. Cela indique également qu'in fine le prix d'exercice doit être calibré de telle manière à ce que ces coûts en augmentation soient considérés.

**Selon Elia, la conclusion émanant de l'analyse du 1<sup>er</sup> 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 417 €/MWh comme valeur minimale pour le prix d'exercice.**

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

Ce 2<sup>ème</sup> 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 rapport<sup>83</sup> basée sur les

<sup>83</sup> 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 2027-28', June 2021



données pertinentes pour cette analyse (les heures de pointes des jours de semaines des hivers 2019-20, 2020-21, 2021-22).

En regardant la forme générale de cette courbe sur le graphique ci-dessous de plus près (voir Figure 13), on peut clairement observer que, contrairement aux courbes de calibration des précédentes calibrations, la courbe de calibration de cet exercice montre une forme de coude avant d'approcher la même valeur à la fin de la courbe. En effet, on peut clairement voir que la courbe continue à s'aplatir 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<sup>ème</sup> critère devrait, selon Elia, 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 417 €/MWh.

Si l'on observe la courbe de plus près (Figure 13), on peut voir que contrairement à la courbe de calibration de l'année passée qui affichait un caractère plus asymptotique à l'approche de la limite supérieure de 300 €/MWh, la courbe de calibration de cette année augmente régulièrement jusqu'à 417 €/MWh où la courbe continue de s'aplatir. Ce niveau de prix est 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 417€/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 417 €/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 (750 €/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<sup>ème</sup> 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 un niveau de prix aussi élevé que possible sur la courbe de calibration, ce qui suggère une valeur se situant sur la partie supérieure de la fenêtre de calibration de (270 – 417 €/MWh). En effet, le fait de viser un prix d'exercice atteignant une valeur minimale de 417 €/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 prix<sup>84</sup>.

---

<sup>84</sup> 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 13 ci-dessus.

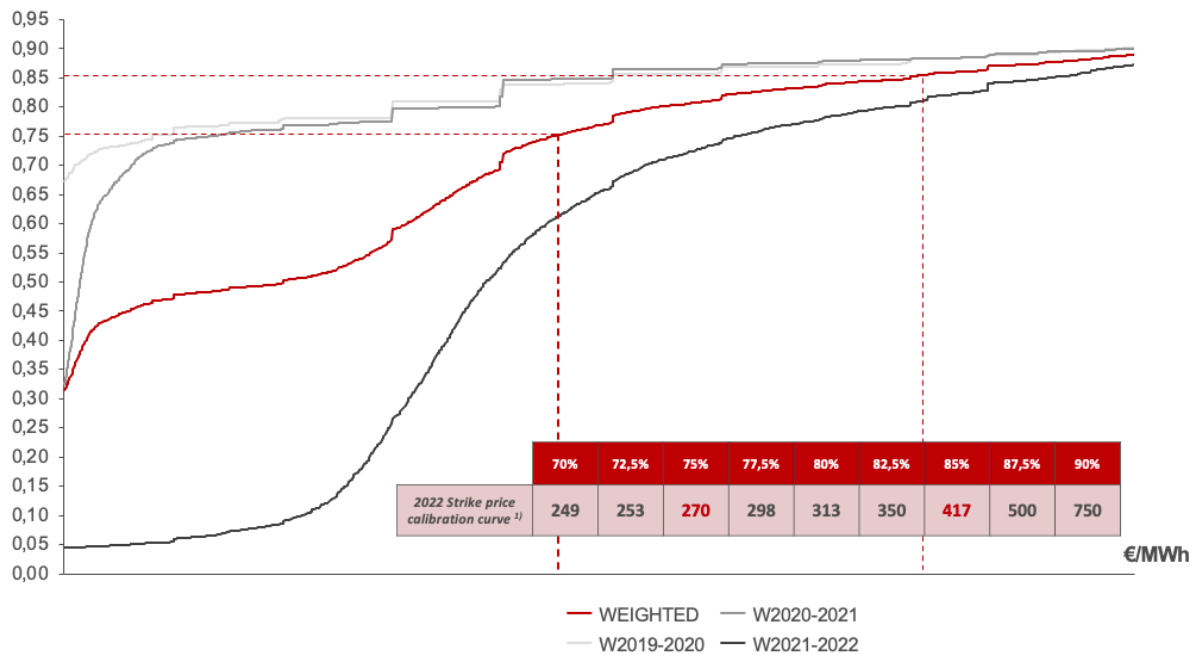


Figure 13 : Courbe de calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères 2022, focus sur l'évolution de la courbe et du volume en fonction du prix de marché observé.

Selon Elia, la fenêtre de calibration du prix d'exercice devrait donc être réduite à une valeur de 417 €/MWh. En effet, sur base de l'observation de la forme de la courbe qui a changé radicalement étant donné la hausse des niveaux de prix de l'année dernière et résultant dès lors en une valeur supérieure dans la fenêtre de calibration, ce n'est qu'à partir de cette valeur maximale de 417 €/MWh qu'il est possible de voir l'aplatissement de la courbe de calibration de cette année et donc de bénéficier le plus possible des volumes élastiques sur celle-ci.

### 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 événements 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.

Dans ce contexte, il est important de souligner que la courbe de calibration fournie par E-CUBE affiche une allure radicalement différente que celle des courbes de calibration des années précédentes pour les enchères liées aux périodes de fourniture 2025-26 et 2026-27, respectivement. Les marchés de l'énergie ont fait l'objet de nombreux événements géopolitiques durant l'année qui vient de s'écouler, incluant mais de manière non-exhaustive, l'inflation croissante. Cela s'illustre, de manière non surprenante, dans la courbe de calibration

de cette année.

Le conflit entre la Russie et l'Ukraine a mené des hausses de prix importantes, particulièrement durant le mois d'août. Même si ces hausses ne sont pas considérées pour le calcul de la courbe de calibration et que les prix ont baissé de manière importante sur les derniers mois, les niveaux de prix excèdent toujours de manière significative les niveaux passés et semblent persister comme tels.

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 de REPowerEU ont été observés, sur base des prix repris dans le scénario de référence sélectionné par la Ministre, afin de voir si cette tendance se maintenait de manière plus durable pour les années à venir. Etant donné que la courbe de calibration inclut les chiffres des hivers 2019-20 et 2020-21 qui ne sont pas comparables aux niveaux de prix actuels dont on s'attend à ce qu'ils restent à un niveau élevé, résultant dès lors en une courbe de calibration qui pourrait sous-estimer les niveaux de prix des volumes élastiques, Elia suggère de considérer la partie supérieure de la fenêtre de calibration fournie par E-CUBE.

**Selon Elia, ce 3<sup>ème</sup> critère suggère de se concentrer sur la partie supérieure de la fenêtre de calibration pour la calibration du prix d'exercice pour la mise aux enchères d'octobre 2023.**

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

Le 4<sup>ème</sup> 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.

Même si Elia valorise grandement une évolution graduelle des paramètres de calibration afin de fournir un climat d'investissement stable pour les acteurs de marché, les évolutions de prix significatives sur les marchés de l'énergie sur la dernière année signifient que le prix d'exercice calibré pour l'enchère liée à la période de fourniture 2027-28 doit être adapté conformément au développement de la situation actuelle. Dans cette optique, il est également pertinent de regarder comment évoluent les courbes de calibration de différents hivers l'une par rapport à l'autre.

Comme mentionné au préalable, la courbe de l'hiver 2021-22 est radicalement différente des courbes pour les hivers 2019-20 et 2020-21. Il est dès lors utile d'insister sur le fait que la calibration finale de la courbe est calculée sur la base d'une moyenne pondérée des 3 courbes hivernales : en effet, les courbes de 2019-20 et 2020-21 ont un impact relativement négatif, toutes autres choses égales par ailleurs, sur les valeurs finales de la courbe de calibration pondérée. Dans cette optique, étant donné que l'on peut s'attendre à des niveaux de prix restant à un niveau relativement soutenu dans le temps, on peut observer que le remplacement de la courbe hivernale 2019-20 par celle de 2022-23 pour la prochaine calibration du prix d'exercice aura, toutes autres choses égales par ailleurs, un effet positif sur la courbe de calibration qui en résultera. De ce point de vue, cela fait sens de considérer la partie supérieure de la courbe de calibration pour déterminer le prix d'exercice lié à l'enchère 2027-28 étant donné que l'on s'attend à une augmentation de la fenêtre de calibration l'année prochaine. Le fait de sélectionner d'ores et déjà une valeur supérieure pour cet exercice de calibration permettra de conserver une approche de transition graduelle à un potentiel prix d'exercice supérieur l'année prochaine.

Le fait d'opter pour un prix d'exercice actuel situé dans la partie supérieure de la fenêtre de calibration (270 – 417) €/MWh, dont on anticipe une hausse, se justifie par la nécessité de conserver un prix d'exercice qui évolue suffisamment stablement dans le temps. Ces éléments supportent donc le fait de considérer un prix d'exercice proche de 417 €/MWh pour l'enchère Y-4 en 2023 afin que celui-ci reste stable dans le temps pour les années à venir étant donné que cette valeur de 417 €/MWh sera potentiellement dépassée à l'avenir.

La conclusion liée au 4<sup>ème</sup> critère de l'article 27 §2 de l'Arrêté Royal Méthodologie est que la partie supérieure de la courbe de calibration doit être considérée 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<sup>ème</sup> critère, dans la partie supérieure de la courbe de calibration.**

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

Le 5<sup>ème</sup> 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 2006-2022 (jusqu'à septembre inclus) pour des prix oscillants entre 94 et 417 €/MWh, c'est-à-dire les valeurs minimales et maximales qui ont été identifiées par E-CUBE dans ses rapports des dernières années (correspondant à un volume élastique de réaction du marché de (75-85) %). Les occurrences de prix atteignant 500 €/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 21, Tableau 22, Tableau 23, Tableau 24 et Tableau 26 en Annexe 4 de ce rapport, on peut voir que, pour la période 2006-2022, la tendance observée dans le cadre du rapport de calibration de l'année passée reste similaire jusqu'à 2020. Au contraire, à partir de 2021, la forte augmentation des prix à cause des évolutions géopolitiques se traduit par un surpassement régulier des prix jusqu'à 500 €/MWh. Le fait que la fenêtre de calibration soit calculée sur base des prix historiques se reflète dans la constatation que les prix actuels sont souvent plus élevés que la valeur maximale de 417 €/MWh. Cela renforce, selon Elia, l'opinion selon laquelle les exigences légales, y inclus les pourcentages de (75-85) % pour la fenêtre de calibration, pourraient résulter en un prix d'exercice qui ne reflète pas la situation actuelle du marché d'énergie. Par conséquent, ce surpassement plus fréquent de la valeur maximale de la fenêtre de calibration renforce la conclusion des critères ci-dessus, c'est-à-dire **que la partie supérieure de la courbe de calibration doit être considérée.**

### **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 2019-20, 2020-21 et 2021-22, une fenêtre de calibration en ligne avec l'Arrêté Royal Méthodologie a été définie : un prix d'exercice pouvant varier de 270 à 417 €/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<sup>ème</sup> 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 2027-28. De cette 2<sup>ème</sup> étape du processus de calibration réalisée par Elia, il ressort que :

- 1) Selon le **1<sup>er</sup> critère**, la valeur inférieure minimale à considérer parmi la 1<sup>ère</sup> fenêtre de calibration (270-417) €/MWh devrait être de 417 €/MWh. Même un prix d'une telle valeur ne couvre pas les coûts variables de toutes les technologies avec un programme journalier, mais selon Elia c'est la seule façon afin de satisfaire les exigences légales de l'Arrêté Royal Méthodologie.
- 2) Selon le **2<sup>ème</sup> 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 ne commence à s'aplanir qu'au niveau de prix maximum de 417 €/MWh. Par conséquent, le prix d'exercice devrait être calibré à une valeur la plus proche possible de la fenêtre supérieure de calibration (417 €/MWh).
- 3) Selon le **3<sup>ème</sup> critère**, les courbes observées pour les heures de pointes des jours de semaine des hivers du set de données présentent une tendance d'augmentation future, en particulier vue que les données de l'hiver de 2019-2020 et 2020-2021 ne seront plus utilisées dans des itérations futures. En anticipant une augmentation future de la fenêtre de calibration, Elia propose de se concentrer sur la partie supérieure de la courbe de calibration.
- 4) Selon le **4<sup>ème</sup> critère**, le besoin de stabilité dans le temps du prix d'exercice doit également être considéré pour la calibration de celui-ci. A l'instar du 3<sup>ème</sup> critère, on s'attend à une fenêtre de calibration plus élevée que cette année, vu que l'hiver de 2019-2020, avec des prix plus bas, ne sera plus pris en compte. Par conséquent, afin de garantir une transition stable vers cette fenêtre plus élevée, un prix d'exercice de la partie supérieure de la courbe de calibration doit être considéré.
- 5) L'évaluation du **5<sup>ème</sup> critère** relatif à la garantie d'atteindre l'obligation de remboursement avec une chance raisonnable montre que la courbe de calibration sur base des données historique sous-estime les prix actuels. Afin de faire en sorte que la fréquence de surpassement du prix d'exercice ne soit pas excessive, la valeur maximale de la fenêtre de calibration devrait être considérée.

Après avoir analysé chacun de ces 5 critères de manière indépendante, ceux-ci sont considérés dans leur ensemble afin de calibrer un prix d'exercice adéquat. En cumulant l'ensemble des critères, **la proposition d'Elia est de considérer un prix d'exercice de 417 €/MWh.**

### 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 2019-20, 2020-21 et 2021-22 définissant une fenêtre de calibration de (270-417) €/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 417 €/MWh. Ce prix de 417 €/MWh est conforme à l'article 27 de l'Arrêté Royal Méthodologie.

Proposition d'Elia	
Prix d'exercice	417 €/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 coûteux 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 fourniture, 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 ; et
- les contrôles de pré-fourniture n'ont, jusqu'à maintenant, pas encore menés à des capacités qui doivent être prises en compte avec le volume qui avait été identifié dans les dernières itérations de calibration.

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 coûteuse 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.

<b>Proposition d'Elia</b>	
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	14632
2	14570
3	14535
4	14509
5	14464
6	14432
7	14411
8	14388
9	14364
10	14338
11	14317
12	14299
13	14280
14	14261
15	14245
16	14228
17	14211
18	14193
19	14178
20	14163
21	14151
22	14137
23	14125
24	14112
25	14101
26	14089
27	14078
28	14065
29	14054
30	14045
31	14033
32	14022
33	14011
34	14001
35	13991
36	13982
37	13971
38	13962

39	13953
40	13945
41	13937
42	13928
43	13919
44	13912
45	13903
46	13895
47	13888
48	13879
49	13871
50	13862
51	13855
52	13848
53	13840
54	13833
55	13826
56	13818
57	13811
58	13804
59	13798
60	13791
61	13785
62	13778
63	13772
64	13766
65	13760
66	13753
67	13747
68	13741
69	13735
70	13730
71	13724
72	13719
73	13713
74	13708
75	13702
76	13696
77	13691

78	13685
79	13681
80	13676
81	13671
82	13666
83	13660
84	13655
85	13651
86	13646
87	13642
88	13637
89	13632
90	13627
91	13622
92	13618
93	13613
94	13608
95	13603
96	13599
97	13593
98	13589
99	13584
100	13580
101	13575
102	13571
103	13567
104	13563
105	13559
106	13554
107	13550
108	13546
109	13541
110	13537
111	13532
112	13528
113	13524
114	13520
115	13516
116	13512

117	13509
118	13505
119	13500
120	13496
121	13493
122	13489
123	13485
124	13481
125	13477
126	13474
127	13469
128	13465
129	13461
130	13458
131	13454
132	13450
133	13447
134	13443
135	13440
136	13436
137	13432
138	13428
139	13425
140	13422
141	13418
142	13415
143	13412
144	13408
145	13405
146	13401
147	13398
148	13394
149	13390
150	13386
151	13383

152	13380
153	13376
154	13373
155	13370
156	13367
157	13364
158	13361
159	13358
160	13354
161	13351
162	13348
163	13345
164	13342
165	13338
166	13335
167	13332
168	13328
169	13325
170	13322
171	13319
172	13316
173	13313
174	13310
175	13307
176	13304
177	13301
178	13298
179	13295
180	13292
181	13289
182	13286
183	13283
184	13279
185	13277
186	13274

187	13271
188	13268
189	13266
190	13263
191	13260
192	13257
193	13254
194	13251
195	13249
196	13246
197	13244
198	13241
199	13238
200	13235
201	13232
202	13229
203	13227
204	13224
205	13221
206	13218
207	13215
208	13213
209	13210
210	13207
211	13205
212	13202
213	13200
214	13197
215	13195
216	13192
217	13190
218	13187
219	13185
220	13182

Tableau 19 : 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 2027, sur base du scénario de référence défini à la Partie I;
- pour les années 2030, 2032 et post-2032, sur base du scénario « CENTRAL/EU-SAFE, Efficient Gas, High price » sélectionné à partir de l'étude « Adequacy and Flexibility 2022-2032 » publiée par Elia en 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 20 présente ces différentes rentes inframarginales, exprimées en €/kW.

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CCGT	69	55	41	28	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
OCGT	18	15	11	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
IC Gas Engine	17	14	11	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8					
CHP	62	50	38	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Batteries	15	12	10	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8					
DSR	0																			
PV	55	54	52	50	49	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47					
Wind onshore	183	159	134	110	112	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115					
Wind offshore	269	233	197	161	164	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167					

Tableau 20 : 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	2975	2616	2400	2249	2103	1953	1806
2022	5829	5748	5673	5575	5456	5304	5129
Total	11310	10069	9265	8611	8148	7703	7279

Tableau 21 : Occurrences de prix entre 100 et 160 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2022

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
<b>Année</b>	<b>170 €/MWh</b>	<b>180 €/MWh</b>	<b>190 €/MWh</b>	<b>200 €/MWh</b>	<b>210 €/MWh</b>	<b>220 €/MWh</b>	<b>230 €/MWh</b>
<b>2006</b>	6	6	5	5	4	4	4
<b>2007</b>	88	73	66	58	54	51	47
<b>2008</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>2009</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>2010</b>	5	4	4	2	2	1	1
<b>2011</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>2012</b>	3	3	3	3	3	2	2
<b>2013</b>	1	1	0	0	0	0	0
<b>2014</b>	1	1	1	1	0	0	0
<b>2015</b>	18	18	17	17	16	14	14
<b>2016</b>	43	43	38	36	18	18	18
<b>2017</b>	27	24	21	19	14	11	10
<b>2018</b>	12	11	8	7	3	3	3
<b>2019</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>2020</b>	2	2	1	1	0	0	0
<b>2021</b>	1633	1462	1288	1140	961	843	724
<b>2022</b>	4892	4634	4348	4007	3677	3411	3160
<b>Total</b>	6797	6332	5832	5320	4764	4369	3993

Tableau 22 : Occurrences de prix entre 170 et 230 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2022

<i>Occurrences d'obligation de remboursement, si le prix d'exercice est de:</i>							
<b>Année</b>	<b>240 €/MWh</b>	<b>250 €/MWh</b>	<b>260 €/MWh</b>	<b>270 €/MWh</b>	<b>280 €/MWh</b>	<b>290 €/MWh</b>	<b>300 €/MWh</b>
<b>2006</b>	3	3	2	2	2	2	2
<b>2007</b>	45	41	36	35	34	34	33
<b>2008</b>	7	7	5	5	5	5	5
<b>2009</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>2010</b>	1	1	0	0	0	0	0
<b>2011</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>2012</b>	1	1	0	0	0	0	0
<b>2013</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>2014</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>2015</b>	18	18	17	17	16	14	14
<b>2016</b>	8	7	7	6	6	6	5
<b>2017</b>	3	3	3	3	3	2	2
<b>2018</b>	13	13	11	10	9	9	9
<b>2019</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>2020</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>2021</b>	623	541	464	405	367	321	271
<b>2022</b>	2939	2734	2524	2340	2180	2048	1902
<b>Total</b>	<b>3662</b>	<b>3370</b>	<b>3070</b>	<b>2824</b>	<b>2623</b>	<b>2442</b>	<b>2244</b>

Tableau 23 : Occurrences de prix entre 240 et 300 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2022

*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	237	199	180	157	135	110	92	87	80	64
2022	1774	1668	1557	1448	1364	1264	1172	1078	994	908
<b>Total</b>	<b>2074</b>	<b>1926</b>	<b>1794</b>	<b>1658</b>	<b>1550</b>	<b>1421</b>	<b>1309</b>	<b>1209</b>	<b>1117</b>	<b>1013</b>

Tableau 24 : Occurrences de prix entre 310 et 400 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2022

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

Année	410 €/MW h	420 €/MW h	430 €/MW h	440 €/MW h	450 €/MW h	460 €/MW h	470 €/MW h	480 €/MW h	490 €/MW h	500 €/MW h
2006	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2007	22	22	21	21	21	20	19	19	18	18
2008	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
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	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0
2016	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	51	41	35	30	29	25	20	16	14	12
2022	827	751	685	625	578	520	476	442	406	378
<b>Total</b>	<b>916</b>	<b>829</b>	<b>756</b>	<b>691</b>	<b>638</b>	<b>575</b>	<b>525</b>	<b>487</b>	<b>448</b>	<b>417</b>

Tableau 25: Occurrences de prix entre 410 et 500 €/MWh sur le marché journalier pour la période 2006-2022