

Avis de la Direction générale de l’Energie du SPF  
Economie sur les propositions (C) 2630 et (C)2631 du  
31 août 2023 du régulateur relatives respectivement  
aux scénarios de référence à utiliser pour l’enchère Y-  
1 pour la période de livraison 2025-2026 et pour  
l’enchère Y-4 pour la période de livraison 2028-2029

5 septembre 2023

# TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION .....	3
1. Base légale.....	3
1.1. Loi Electricité.....	3
1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021 .....	4
2. Recommandation du gestionnaire du réseau (Elia) .....	6
3. Propositions (C)2630 et (C)2631 de la commission (CREG).....	9
4. Avis de la DG Energie du SPF Economie.....	12
4.1. Le set de données de référence .....	12
4.1.1. La demande en électricité.....	12
4.1.2. La gestion de la demande .....	15
4.1.3. Le parc de production belge.....	15
4.1.4. Le parc de production étranger .....	16
4.1.5. Le prix des carburants et du CO <sub>2</sub> .....	17
4.2. Les sensibilités.....	17
4.2.1. L'indisponibilité du nucléaire français pour la période 2025-2026 .....	17
4.2.2. Concernant l'indisponibilité du nucléaire pour la période de livraison 2028-2029 .....	19
4.2.3. Sensitivité sur la fermeture de certaines OCGTs et turbojets due aux seuils de limite d'émission du CO <sub>2</sub> du CRM pour la période de livraison 2028-2029 ..	21
4.2.4. Autres sensibilités .....	21
5. Conclusions et recommandations.....	23
Annexe 1.....	24

# INTRODUCTION

Par le présent document, la DG Energie du SPF Economie formule, conformément à l'article 3 de l'arrêté royal du 28 avril 2021<sup>1</sup>, un avis sur les propositions (C)2630 et (C)2631 du régulateur relatives respectivement aux scénarios de référence à utiliser pour l'enchère Y-1 pour la période de livraison 2025-2026 et pour l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2028-2029.

Les propositions du régulateur ont été communiquées à la DG Energie du SPF Economie le 31 août 2023. Une proposition avancée informelle sommaire visant à faciliter tant que possible l'analyse requise par la DG Energie a été réceptionnée le 27 juillet 2023. Cette proposition avancée ne tenait pas compte des valeurs de consommation et de gestion de la demande.

Pour formuler son avis, la DG Energie du SPF Economie a pris connaissance des recommandations du gestionnaire du réseau de transport (Elia)<sup>2</sup>, de la proposition de la commission (CREG), de l'ensemble des réactions que les différents stakeholders ont pu exprimer lors de la consultation publique et des WG Adequacy du 16 juin 2023 et du 25 août 2023. Tout comme la CREG<sup>3</sup>, la DG Energie regrette l'absence de PV officiel des WG Adequacy qui auraient facilité la rédaction du présent avis.

Le présent avis est rédigé par la DG Energie du SPF Economie en sa qualité d'autorité responsable de la sécurité d'approvisionnement en électricité sur le territoire belge. La DG Energie du SPF Economie souligne que le présent avis sur les propositions (C)2630 et (C)2631 du 31 août 2023 est formulé sur base des informations connues à ce jour et dans un laps de temps ne lui permettant pas une analyse aussi extensive que voulue<sup>4</sup>.

Le chapitre 1 présente la base légale dans laquelle s'inscrit cet avis, le chapitre 2 résume la recommandation d'Elia, le chapitre 3 résume la proposition de la CREG, le chapitre 4 présente l'avis de la DG Energie du SPF Economie et le chapitre 5 conclut.

## 1. Base légale

### 1.1. Loi Electricité

Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant sur la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité a été adoptée<sup>5</sup>. La loi fixe entre autres le fonctionnement général du mécanisme, le processus à suivre annuellement et la distribution des rôles et responsabilités. Elle stipule également que les méthodologies et modalités du mécanisme doivent être élaborées dans une série d'arrêtés royaux, dans les règles de marché et dans les contrats. La loi a depuis été adaptée depuis à plusieurs reprises afin d'améliorer le design du mécanisme et de répondre à des demandes des stakeholders et de la DG Concurrence.

L'article 7undecies, §1<sup>er</sup> prévoit qu' : « *un mécanisme de rémunération de capacité est instauré. Le mécanisme de rémunération de capacité fonctionne par le biais de mises aux enchères récurrentes en vue de l'octroi de la rémunération de capacité. Le mécanisme de rémunération de capacité est conçu de façon à rendre le mécanisme le moins coûteux possible* ».

---

<sup>1</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/28/2021041351/justel>

<sup>2</sup> [Consultation publique sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-1 pour la période de livraison 2025-2026 et l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2028-2029 \(elia.be\)](http://www.elia.be/fr/consultation-publique-sur-les-scenarios-les-sensibilites-et-les-donnees-pour-le-calcul-des-parametres-de-l-enchere-y-1-pour-la-periode-de-livraison-2025-2026-et-l-enchere-y-4-pour-la-periode-de-livraison-2028-2029)

<sup>3</sup> Point repris dans la proposition avancée de juillet 2023.

<sup>4</sup> L'AR méthodologie du 28 avril 2021 prévoit en son article 3 §7 que la décision 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.

<sup>5</sup> [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2019042221&table\\_name=loi](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2019042221&table_name=loi)

L'article 7undecies, §2 prévoit que « le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition de la commission, après consultation des acteurs du marché, et avis de la Direction générale de l'Energie. Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les paramètres, autres que ceux visés à l'alinéa 1er, nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, c'est-à-dire les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) applicables à certaines capacités répondant à des critères spécifiques et le prix d'exercice, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché, et après avis de la commission. Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s), après consultation des acteurs du marché. Une dérogation individuelle est octroyée par la commission.»

L'article 7undecies, §3 prévoit que « sur base des paramètres et de leurs méthodes de calcul déterminés par le Roi conformément au paragraphe 2, alinéa 1er, le gestionnaire du réseau établit un rapport contenant les calculs nécessaires pour établir la proposition visée au paragraphe 4. Sur la base de la méthode fixée par le Roi en application du paragraphe 2, alinéa 2, le gestionnaire du réseau établit également une proposition pour les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) et le prix d'exercice pour les mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité, ainsi que pour le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée. Au plus tard le 15 novembre de chaque année, le rapport et la proposition du gestionnaire du réseau visés aux alinéas 1er et 2 sont transmis au ministre, à la commission et à la Direction générale de l'Energie. »

La décision finale de donner une instruction pour le lancement des enchères est fixée par l'article 7undecies §6 et appartient au Ministre : « Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des propositions et avis visés aux paragraphes 3, 4 et 5, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 7, après concertation en Conseil des ministres, le ministre donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation, fixe le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée, et détermine le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an. »

## 1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021

En application de l'article 7undecies de la loi Electricité, l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, a été adopté.<sup>6</sup>

En ce qui concerne le scénario de référence, l'article 3 de l'arrêté royal prévoit que:

§ 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

---

<sup>6</sup> Des modifications à cet arrêté ont pris place les 4 juillet 2021 et 27 janvier 2022.

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.

§ 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.

§ 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.

§ 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.

## 2. Recommandation du gestionnaire du réseau (Elia)

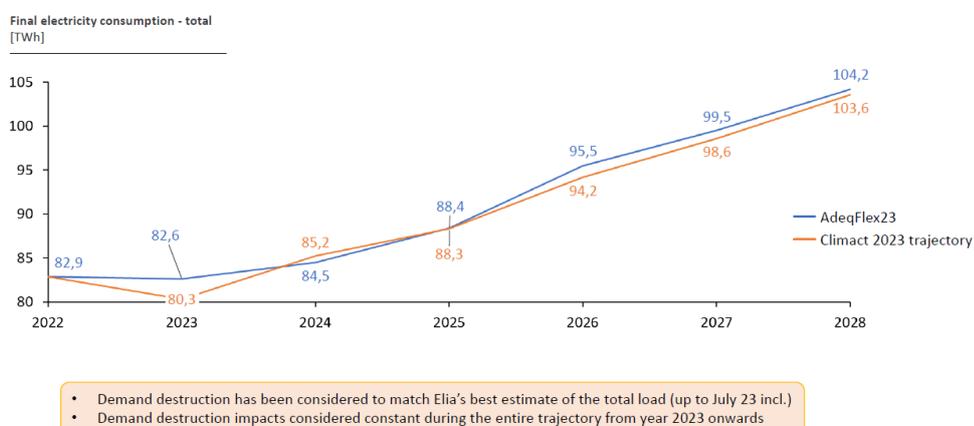
Conformément à l'arrêté royal du 28 avril 2021, Elia a lancé une consultation publique<sup>7</sup>, du 18 avril au 19 mai 2023, portant sur les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-1 pour la période de livraison 2025-2026 et pour l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2028-2029. La consultation publique portait sur la présentation des données et hypothèses requises par l'Arrêté Royal<sup>8</sup>.

Le 16 juin 2023, Elia a présenté les résultats de la consultation publique en WG Adequacy. Au total, une réponse confidentielle et deux réponses non confidentielles ont été soumises par les différents stakeholders.

La recommandation d'Elia consiste à :

- prendre en compte en ce qui concerne la demande en Belgique, les dernières prévisions économiques du Bureau fédéral du Plan. La demande d'électricité organique qui en résulte est déterminée à l'aide de l'outil de prévision de la demande totale 'BECalc' développé en collaboration avec Climact pour le SPF Environnement<sup>9</sup>. Elia rajoute ensuite à cette demande organique, une demande liée à l'électrification de l'industrie qui est dérivée de leur étude « *Powering industry towards net zero* ». Une demande liée à l'augmentation future du nombre de pompes à chaleur ainsi que du nombre de voitures électriques est notamment calculée. Lors du Working Group Adequacy du 25 août 2023, Elia a présenté les résultats obtenus pour cette demande<sup>10</sup>. La demande totale estimée s'élève donc selon Elia à 88,3 TWh pour 2025 et 103,6 TWh pour 2028.

### Comparison of Adequacy & Flexibility 2023 and Climact 2023 exercices



- Ces estimations sont proches de celles de l'étude *Adequacy and Flexibility 2023*<sup>11</sup> bien qu'elles incluent comme différences notables, une destruction de la demande évaluée à 2,1 TWh<sup>12</sup> aussi bien pour 2025 que pour 2028 et une baisse des prix de l'électricité qui augmente pour sa part, les estimations du niveau de demande en électricité.

<sup>7</sup> La consultation était à l'agenda du WG Adequacy du 14 avril 2023.

<sup>8</sup> [https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230418\\_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm](https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230418_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm)

<sup>9</sup> [2050 Pathways Explorer \(climact.com\)](https://www.climact.com/2050-Pathways-Explorer)

<sup>10</sup> <https://www.elia.be/fr/users-group/adequacy-working-group/20230825-meeting>

<sup>11</sup> 88,4 TWh pour 2025 et 104 TWh pour 2028 selon Ad&Flex 23.

<sup>12</sup> La valeur de 2,1 TWh correspond à la différence non expliquée entre les résultats de l'étude Climact pour 2023 et la meilleure estimation de la demande de 2023 selon Elia sur base des 7 premiers mois de 2023.

- prendre en compte en ce qui concerne la gestion de la demande dans l'industrie, les valeurs présentées par e-CUBE lors du WG Adequacy du 25 août 2023. Pour calculer ces valeurs, E-CUBE a utilisé des seuils dynamiques et a calculé un volume de 1843 MW de gestion de la demande durant l'hiver 2022-2023 après avoir exclu les turbojets<sup>13</sup> de ce volume. Cela correspond à une augmentation de 45 MW par rapport au volume de 1798 MW repris dans la consultation publique. Elia recommande de considérer ce volume de 1843 MW constant sur l'ensemble de la période 2023-2028.
- prendre en compte les données de chaque scénario présenté en annexe de son rapport de consultation. Cet ensemble de données est issu de l'étude European Resource Adequacy Assessment d'ENTSO-E (ERAA 2022) et a été mis à jour pour prendre en compte les dernières informations disponibles pour la Belgique et l'Europe et les commentaires des parties prenantes à sa consultation publique. Le gestionnaire de réseau a indiqué une liste des sources qu'il a utilisées pour mettre à jour les données des pays européens pertinents. Néanmoins, la manière exacte dont ces données ont été mises à jour n'a pas été fournie, même après demande de la commission<sup>14</sup> ;
- prendre en compte les règles du Clean Energy Package relatives au *flow-based* avec une considération du 70% MinRAM ;
- prendre en considération tout événement relevant pour la sécurité d'approvisionnement se déroulant en Belgique ou dans les pays voisins et annoncé avant l'instruction de la Ministre ;
- prendre en compte en ce qui concerne les prix, les évolutions significatives éventuelles des prix forward survenant avant l'instruction de la Ministre. Suite à une demande de la DG Energie d'update des paramètres économiques le 18 août, Elia a fourni ses sources<sup>15</sup> et sa méthodologie lors d'une réunion le 22 août 2023. Pour déterminer le prix du CO<sub>2</sub>, les contrats futures de décembre 2026 et décembre 2029 ont été utilisés. En effet, ces contrats sont annuels et ce sont les mois de décembre qui ont la plus grande liquidité sur le marché. Elia a ensuite fourni par mail le 29 août 2023 à la DG Energie, les prix suivants pour prise en considération dans la décision de la Ministre :

Category	Price [€ 2022/MWh]	
	2025-2026	2028-2029
Gas	37.3	27.0
Coal	16.4	10.9
Oil	39.5	34.8
	Price [€ 2022/tCO <sub>2</sub> ]	
	2025-2026	2028-2029
CO <sub>2</sub>	98.5	109.1

- intégrer dans ce jeu de données constituant les scénarios de référence, les sensibilités suivantes :
  - pour l'enchère Y-1 de 2025/2026 :
    - en ce qui concerne la disponibilité du nucléaire en France, une sensibilité établie conformément à la note explicative<sup>16</sup> accompagnant la consultation publique et reposant sur les dernières données REMIT calibrées sur une production annuelle. En cas d'update trop tardif des données de forecast d'EDF, une prise en considération d'une production annuelle de 330 TWh est néanmoins recommandée.

<sup>13</sup> Les turbojets ont des coûts marginaux plus élevés, ce qui implique une activation moins fréquente.

<sup>14</sup> Mail de demande de la CREG du 25 juillet 2023.

<sup>15</sup> Oil : [Crude Oil Futures Settlements - CME Group](#), Coal : [Coal \(API2\) CIF ARA \(ARGUS-McCloskey\) Futures Settlements - CME Group](#), Gas : [Futures \(eex.com\)](#), CO<sub>2</sub> : [Futures \(eex.com\)](#)

<sup>16</sup> [Public consultation on the scenarios, sensitivities and data for the CRM parameter calculation for the Y-1 Auction for Delivery Period 2025-2026 and the Y-4 Auction for Delivery Period 2028-2029 \(elia.be\)](#)

- en ce qui concerne la disponibilité des unités nucléaires au Royaume-Uni, prendre en considération celles des extensions annoncées récemment de Heysham 1 et de Hartepool<sup>17</sup>,

Elia's recommendation – Y-1 auction with delivery period 2025-26

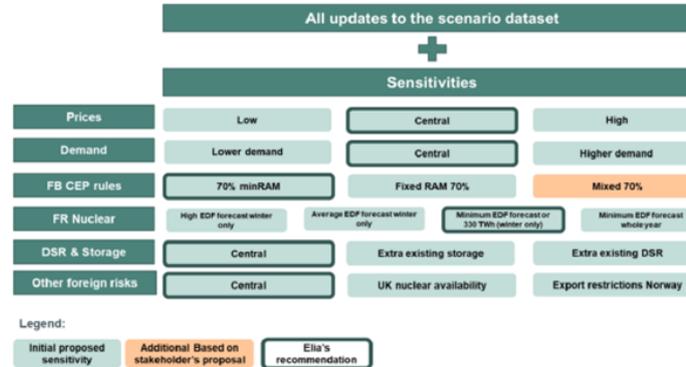


Figure 1: Elia's recommendation for the Y-1 auction with Delivery Period 2025-26

- o Pour l'enchère Y-4 de 2028/2029 :
  - en ce qui concerne la fermeture d'unités thermiques en raison des seuils CO<sub>2</sub> appliqués dans le cadre de la participation au CRM, Elia recommande de considérer la fermeture de tous les turbojets et des OCGT's non conformes aux seuils définis, soit un total de 190 MW ; cette sensibilité fait suite à la réaction de la FEBEG à la consultation publique.
  - en ce qui concerne la disponibilité du nucléaire français, Elia recommande de considérer au moins une sensibilité de 4 unités indisponibles de 900 MW en plus de l'indisponibilité prévue par l'ERAA 2022.

Elia's recommendation – Y-4 auction with delivery period 2028-29

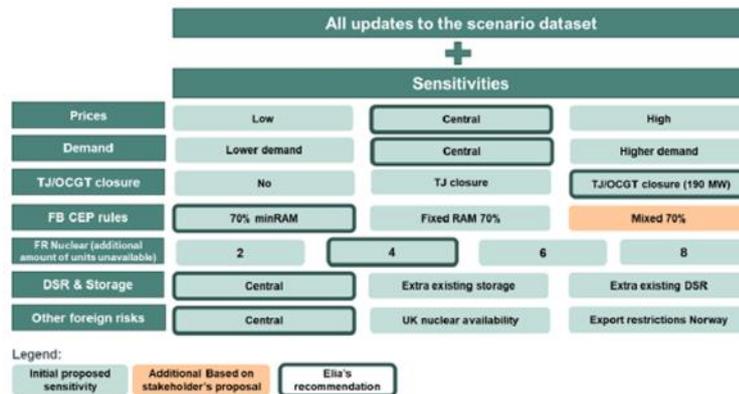


Figure 2: Elia's recommendation for the Y-4 auction with Delivery Period 2028-269

<sup>17</sup> <https://www.reuters.com/business/energy/edf-energy-extend-lifetime-two-uk-nuclear-plants-2023-03-09/>

### 3. Propositions (C)2630 et (C)2631 de la commission (CREG)

Le 31 août 2023, le comité de direction de la CREG a approuvé les propositions des scénarios à transmettre à la Ministre. Une version avancée informelle et confidentielle de la proposition, ne comprenant pas les points sur la demande et la gestion de la demande, a été réceptionnée le 27 juillet 2023 par la DG Energie<sup>18</sup>.

En préambule des propositions (C)2630<sup>19</sup> et (C)2631<sup>20</sup>, la CREG indique au vu des incertitudes actuelles, qu'elle estime qu'il serait justifié et utile de simuler plusieurs scénarios afin de prendre en compte les évolutions les plus récentes du marché de l'énergie ; le choix du scénario à retenir se faisant alors le plus près possible du début des enchères.

Ensuite, la CREG regrette<sup>21</sup> la transmission tardive par Elia (fin août 2023) des informations relatives à la demande en électricité et à la réponse de la gestion de la demande car cela limite le pouvoir de proposition du régulateur et le pouvoir consultatif de la DG Energie ; leur temps d'analyse et de discussion étant ainsi fortement restreint.

La CREG rappelle l'impact important que l'évolution de la demande électrique a par ailleurs sur l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement, sur la calibration de la courbe de demande en particulier et en conséquence sur le coût du mécanisme. La CREG demande dans ce cadre de réviser le processus d'établissement du scénario de référence et recommande également d'améliorer le processus de consultation publique relatif.

Les propositions de la CREG consistent à :

- Au point 62 de ses propositions (C) 2630 et (C)2631, la CREG identifie les 4 paramètres qui ont évolué entre la détermination de la demande par Climact en août *et la demande de l'étude Ad&Flex 23* de juin (à savoir : les perspectives macroéconomiques du Bureau fédéral du Plan, les prévisions de prix, des ajustements mineurs d'étalonnage du modèle et le report d'un an de l'élasticité-prix pour la catégorie « Buildings »<sup>22</sup>). En 2022, l'augmentation des paiements anticipés et la hausse des prix de l'électricité ont suscité beaucoup d'attention de la part des médias. Il est, dès lors difficile pour le régulateur de supposer que tous les clients résidentiels ont attendu leur facture finale avant d'adapter leur comportement (point 63 des propositions (C)2630 et (C)2631). Plutôt que 82,4 TWh simulé pour 2023 (sans destruction de demande), sans décalage de l'élasticité-prix du secteur « Buildings », la demande s'élèverait selon une estimation de la CREG à 85 TWh (voir graphique infra) (soit une destruction de la demande de 4,7 TWh à la place des 2,1 TWh repris par Elia).

La CREG doute par ailleurs de la nécessité de l'application d'une valeur constante d'ici 2028 de destruction de la demande et s'interroge si la valeur ne peut pas être plutôt un pourcentage de la demande totale d'électricité.

Bien qu'une analyse approfondie aurait été plus que nécessaire sur la décélération de l'élasticité-prix du secteur « Buildings », la CREG propose à ce stade de considérer ses estimations sur la demande reprises dans le graphique ci-dessous et reprenant les 4,7 TWh de destruction de demande. Cette proposition considère une valeur de destruction de la demande constante sur la période 2023-2028.

---

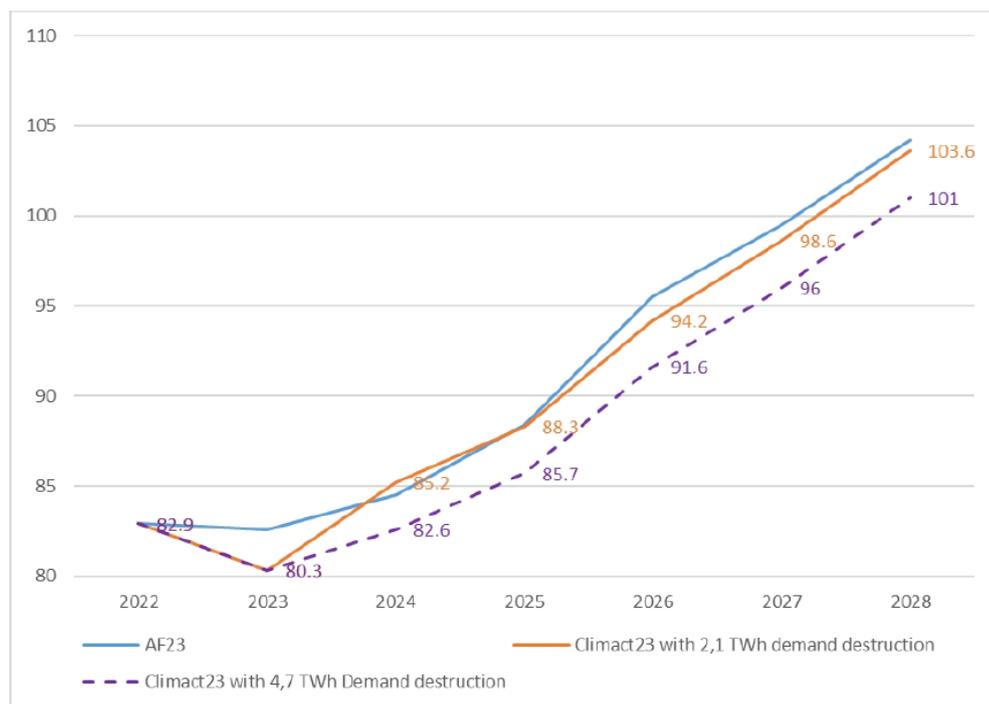
<sup>18</sup> Il a été convenu au sein du Comité de suivi CRM que la CREG émettra sa proposition après la publication des analyses manquantes.

<sup>19</sup> Points 41 et 68. .

<sup>20</sup> Points 41

<sup>21</sup> Points 43 et 59 des propositions (C)2630 et (C)2631

<sup>22</sup> Cette catégorie comprend la consommation non industrielle (applications, cuisine, chauffage, refroidissement, eau chaude, éclairage, etc, ...)



- utiliser comme volume de gestion de la demande un volume de 1843 MW pour l'hiver 2022-2023 qui évolue au cours du temps en fonction de l'évolution de la demande<sup>23</sup>.
- utiliser comme scénario de référence relatif aux deux enchères visées par cet avis, l'ensemble des données de la dernière étude European Resource Adequacy Assessment d'ENTSO-E (ERAA 2023) si le dataset de cette dernière est bien validé avant le 16 septembre 2023. La CREG constate en effet que sur le site web de l'ENTSO-E, des données d'entrée sont déjà disponibles pour l'ERAA 2023<sup>24</sup> <sup>25</sup>. La CREG précise encore que l'étude ERAA 2023 étant attendue pour novembre 2023, le rapport de calibration d'Elia attendu également en novembre 2023 devrait pouvoir intégrer ce dataset. Sans validation à temps de ce dataset, si des modifications au dataset de l'ERAA 2022 doivent être apportées (et notamment pour les pays voisins), la CREG demande<sup>26</sup> à Elia à fournir au plus tard, un tableau explicatif dans le rapport de calibration identifiant avec une transparence maximale, les modifications opérées<sup>27</sup> et demande de considérer une demande de 316 TWh pour le Royaume-Uni plutôt que 31 TWh<sup>28</sup>. Des divergences<sup>29</sup> ont en effet été constatées par le régulateur entre les données fournies par Elia dans son document de juin et les données de l'ERAA 2022 et il lui est difficile de faire correspondre ces changements avec les sources que le gestionnaire de réseau a fournies.
- considérer comme disponibles pour l'année de livraison 2025-2026, les unités Doel 4 et Tihange 3 suite à l'accord conclu lors de l'été 2023 entre le gouvernement belge et Engie<sup>30</sup> <sup>31</sup>,

<sup>23</sup> Point 72 des propositions (C)2630 et (C)2631

<sup>24</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>

<sup>25</sup> Elia a déclaré que les données de l'ERAA 2023 n'ont pas encore été validées et qu'elles ne peuvent donc pas être utilisées (point 52 des propositions (C)2630 et (C)2631.

<sup>26</sup> Point 50 des propositions (C)2630 et (C)2631

<sup>27</sup> Les informations minimales suivantes devraient être incluses : date, source, pays, paramètres potentiellement concernés, description, impact possible sur les données, prise en compte ou non avec une justification suffisante.

<sup>28</sup> Point 51 des propositions (C)2630 et (C)2631.

<sup>29</sup> Dans un courrier à la CREG du 28 juillet 2023, Elia indique ne pas pouvoir justifier les différences identifiées en raison du statut confidentiel des informations.

<sup>30</sup> Considération sur base d'informations reçues par mail par le régulateur du cabinet de l'Énergie en date du 26 juillet 2023.

<sup>31</sup> Point 46 de la proposition (C)2630

- considérer comme disponibles toutes unités ayant déjà obtenu un contrat CRM relatif aux périodes de livraison visées<sup>32</sup>,
- considérer uniquement pour l'enchère Y-4 de 2028-2029, les fermetures des unités thermiques ayant notifié cette dernière dans le cadre de l'article 4 bis de la loi Electricité<sup>33</sup>. La CREG ne souhaite donc pas suivre Elia dans sa non prise en compte des unités turbojets et des unités OCGT existantes ne respectant pas les seuils CO<sub>2</sub> pour participer au CRM.
- considérer pour l'enchère Y-1 de 2025-2026, une indisponibilité supplémentaire des unités nucléaires françaises de 4,6 GW. La CREG s'est basée sur la méthodologie développée par la DG Energie pour l'exercice de définition du scénario LCT pour chiffrer cette indisponibilité additionnelle au point 58 de sa proposition (C) 2630.
- considérer par prudence 2 unités indisponibles additionnelles de 900 MW pour le nucléaire français en 2028-2029, bien que rien ne permette à ce stade selon le régulateur d'affirmer qu'aucun progrès en terme d'amélioration de disponibilité ne puisse être réalisé à long terme<sup>34</sup>.

Un nombre limité d'écarts étant recommandé par Elia par rapport au scénario de référence pour les sensibilités relatives au prix du carburant et du CO<sub>2</sub> ; au 70%min RAM, aux fermetures d'unités thermiques, au stockage de l'électricité à petite échelle, la CREG les trouve sans objet<sup>35</sup>.

---

<sup>32</sup> Un échange avec Elia le 28 juillet a permis au régulateur de s'en assurer (voir point 47 de la proposition (C) 2630 et de la proposition (C)2631)

<sup>33</sup> Point 46 de la proposition (C)2631

<sup>34</sup> Point 58 de la proposition (C)2631

<sup>35</sup> Point 55 de la proposition (C)2630

## 4. Avis de la DG Energie du SPF Economie

### 4.1. Le set de données de référence

#### 4.1.1. La demande en électricité

Concernant la demande en électricité belge, la DG Energie rejoint la remarque de la CREG sur le **timing peu favorable de la mise à disposition par Elia des données sur la demande en électricité**. En effet, ce paramètre extrêmement important pour définir les scénarios n'a été présenté à la DG Energie que le 25 août 2023 via le WG Adequacy<sup>36</sup>. La DG Energie regrette cette mise à disposition tardive car cela ne laisse ni assez de temps pour que la CREG puisse réaliser une proposition motivée ni assez de temps pour que la DG Energie réalise un avis détaillé sur la proposition du régulateur (l'arrête ministériel sur les scénarios devant être pris pour rappel, pour le 15 septembre, après délibération en Conseil des Ministres). Il est également regrettable que les stakeholders n'aient pas reçu d'autre possibilité de réactions utiles aux valeurs présentées que celle relative à l'émission de commentaires « à chaud » en séance du 25 août 2023<sup>37</sup>.

Ce problème de calendrier inapproprié a déjà été identifié lors de la préparation du scénario de l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2027-2028. **La DG Energie rejoint ainsi la CREG dans sa volonté en comité de suivi CRM de poursuivre, ensemble, la réflexion quant aux améliorations possibles dans la procédure à suivre.** Demander à Climact de fournir à Elia les résultats plus tôt (2 mois depuis la publication des perspectives énergétiques étant un timing conséquent) est une piste à explorer tout comme notamment, vérifier avec le Bureau fédéral du Plan la transmission avancée possible des données utiles vers Climact. **Vu les difficultés rencontrées par la CREG et la DG Energie pour comprendre/avaliser les valeurs de demande considérées par Climact, l'organisation d'une réunion d'ici juin 2024 avec Climact relative à l'explication en profondeur du modèle utilisé, serait par ailleurs plus que nécessaire.**

En ce qui concerne les valeurs de la demande électrique pour les années de livraison 2025-2026 et 2028-2029, la DG Energie rejoint l'observation de la CREG<sup>38</sup> qui indique que **l'augmentation de la demande en électricité en Belgique est la plus élevée face à ses pays voisins**, à l'exception du Danemark, et **s'interroge également sur les raisons** qui pourraient l'expliquer. A ce propos, la DG Energie est évidemment d'accord avec l'hypothèse prise d'électrification accrue sur le moyen-long terme, que ce soit aux niveaux industriel, tertiaire et résidentiel. Cette électrification est en effet nécessaire pour arriver à décarboner la société et atteindre les objectifs européens tel que Fit-For-55 ou la neutralité carbone en 2050. Néanmoins, **l'évolution sur le court terme de la demande en électricité telle que calculée par Climact semble pour sa part, assez ambitieuse**. Certains stakeholders ont à ce propos déjà signifié leurs doutes sur cette rapidité de l'électrification.

Le même constat peut être observé entre 2023 et 2025. La demande en électricité serait en effet selon Elia de 88,3 TWh en 2025, ce qui représente une augmentation de 6,5 % par rapport à 2022 et même de 10 % par rapport à 2023 en considérant la dernière estimation d'Elia de 80,3 TWh pour 2023. Or, selon le *Electricity market report 2023* de l'Agence Internationale de l'Électricité, la demande en électricité devrait augmenter en moyenne de 1,4 % par an entre 2023 et 2025 dans l'Union Européenne soit 4,3 % sur 3 ans. Malgré la situation très hétérogène des pays de l'UE, **l'augmentation prévue par Climact pour la Belgique à l'horizon 2025 et 2028 semble élevée**

---

<sup>36</sup> Au chapitre 2.1.2 de la recommandation de scénarios de Elia, il est indiqué de façon erronée que « *An update based on the latest Climact calculation is foreseen in June 2023* ».

<sup>37</sup> La CREG appuie ce point à la notule 59 de ses propositions (C)2630 et (C)2631

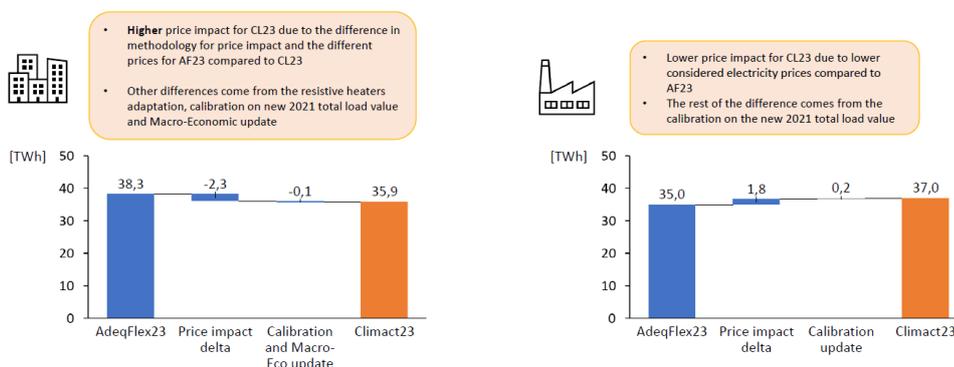
<sup>38</sup> Point 43 des propositions (C)2630 et (C)2631

d'autant plus que la consommation pour l'année 2023 est en baisse selon Elia<sup>39</sup>. Cette baisse de la demande en 2023 est aussi confirmée par les chiffres fournis par la DG Energie à Eurostat puisque sur les 5 premiers mois de l'année, la consommation finale telle que rapportée a baissé de 6,6 % par rapport aux 5 premiers mois de 2022<sup>40</sup>. Selon les données provisoires<sup>41</sup>, cette baisse s'est poursuivie en juin et juillet 2023. Cette baisse de plus de 6% est bien supérieure au 2,7 % de baisse estimée par Elia pour 2023.-Les données de la DG Energie n'ont pas été normalisées et une explication de cette différence avec l'estimation d'Elia pourrait être liée aux conditions météorologiques. Néanmoins, la baisse s'est également observée pendant les mois de printemps et d'été et pousse la DG Energie à s'interroger si l'estimation de 80,3 TWh d'Elia n'est pas trop optimiste, ce qui sous-estimerait la destruction de la demande. De plus, la DG Energie tient à souligner que l'étude de Climact considère une élasticité-prix constante pour la demande en électricité. Cette hypothèse n'a pas été justifiée dans la présentation de Climact en WG Adequacy et peut potentiellement surestimer l'impact d'une baisse des prix sur la consommation.

Dans ses propositions (C) 2630 et (C)2631, la CREG propose pour rappel pour sa part, de considérer une destruction de demande de 4,7 TWh et des niveaux de demande de respectivement 85,7 TWh et de 101 TWh en 2025 et en 2028. Afin d'évaluer la valeur de destruction de demande de 4,7 TWh et le niveau associé de 85 TWh estimé par la CREG pour 2023, la DG Energie a reçu les informations complémentaires suivantes de la CREG le 1<sup>er</sup> septembre 2023 :

- A) Elia estime sur base des 7 premiers mois à 80,3 TWh la consommation en 2023 et la CREG ne remet pas cette valeur en question.
- B) Climact évalue à 82,4 TWh la consommation en 2023 en intégrant un effet retard de l'élasticité-prix pour le secteur Buildings.
- C) L'effet retard de l'élasticité-prix pour le secteur « Buildings » est chiffré à 2,3 TWh par Climact (voir slide ci-dessous présenté en WG Adequacy le 25/8/2023).

#### Year 2023 : What has changed between CL23 and AF23 – Buildings & Industry



Disclaimer:  
These figures do not include demand destruction, which is added to the total load

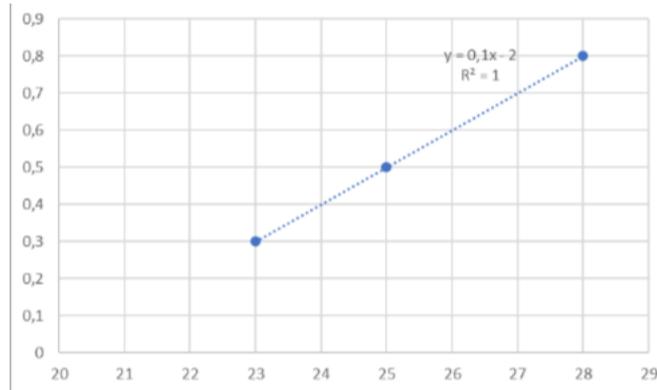
CLIMACT

- D) Sachant qu'en WG Adequacy du 25 août 2023, Elia a identifié à 0,5 TWh en 2025 et à 0,8 TWh la différence des prix utilisés dans l'étude de Climact et l'étude Ad&Flex2023, de façon linéaire, la CREG a envisagé une différence de 0,3 TWh en 2023.

<sup>39</sup> [https://www.elia.be/fr/actualites/communiqués-de-presse/2023/07/20230725\\_pressreleaseq2](https://www.elia.be/fr/actualites/communiqués-de-presse/2023/07/20230725_pressreleaseq2)

<sup>40</sup> <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/lenergie-en-chiffres/production-mensuelle>

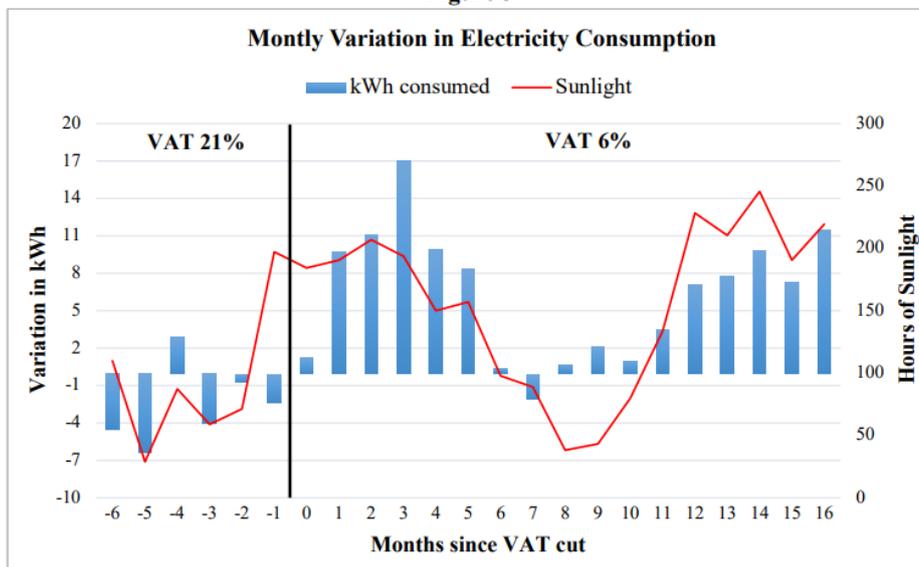
<sup>41</sup> <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/suivi-des-objectifs-europeens/suivi-des-objectifs-europeens>



- La demande non corrigée en 2023 s'établit donc selon la CREG :  $B+C+0,3TWh=85TWh$

La DG Energie est d'avis de suivre le raisonnement de la CREG et considère qu'il n'est pas justifié d'intégrer un effet retard pour le secteur « Buildings » qui comprend notamment les consommations résidentielle et tertiaire. En effet, lors de la hausse des prix, ces deux secteurs ont réagi rapidement à la montée des prix en baissant leur consommation. De plus, il est étrange pour la DG Energie que Climact considère l'étude<sup>42</sup> « *The incidence of VAT reforms in electricity markets: Evidence from Belgium* » (2022) pour estimer l'élasticité prix de la demande en électricité mais que d'autres résultats de cette même étude ne soient pas pris en compte. En effet, les tableaux 6 et 8 de cette étude montrent que les consommateurs réagissent de manière égale à une baisse des prix et à une hausse des prix et qu'il existe donc une symétrie de l'élasticité de la demande dans le cas d'une baisse et hausse des prix. De plus, les auteurs montrent que suite à la diminution de la TVA, la consommation a réagi de manière quasiment instantanée, avec une augmentation de la consommation à peine 1 mois après la baisse de la TVA comme on peut l'observer sur le graphique 5 de l'étude. La baisse de la TVA a été largement médiatisée tout comme la baisse des prix de l'électricité qui a régulièrement été relayée pas les médias. Nous considérons dès lors que les deux situations sont donc comparables.

Figure 5



Notes: the histogram shows the estimates of each monthly  $\beta_t$ , which are the leads and lags of regression (5). The red curve displays the hours of sunlight during each month.

Variation de la demande en électricité suite à la diminution de la TVA

<sup>42</sup> Hindriks, J., & Serse, V. (2022). The incidence of VAT reforms in electricity markets: Evidence from Belgium. *International Journal of Industrial Organization*, 80, 102809.

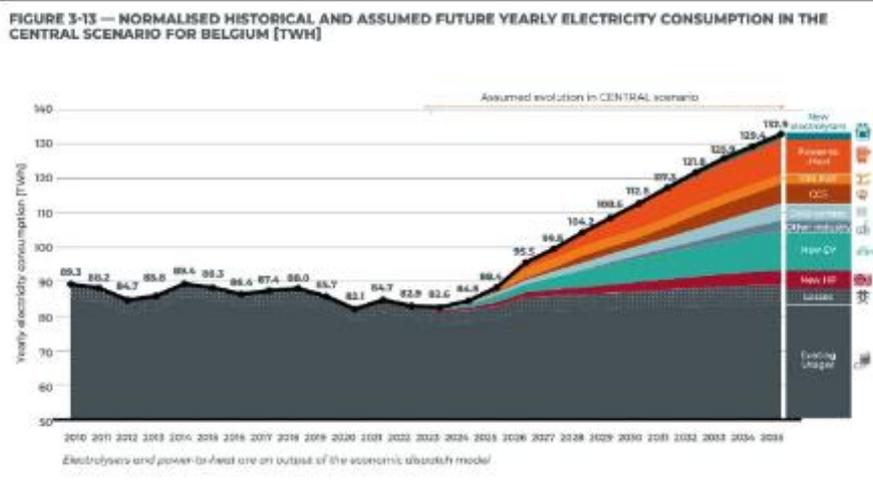
Etant d'avis de ne pas prendre en compte d'effet retard pour la consommation du secteur « Buildings », la DG Energie valide l'estimation de la CREG du volume de destruction de demande à savoir : 4,7 TWh. **La DG Energie avise ainsi comme la CREG, de considérer une demande en électricité de 85,7 TWh en 2025 et de 101 TWh en 2028.**

#### 4.1.2. La gestion de la demande

Le commentaire sur le problème de timing fait au point 4.1.1 est également valable pour la gestion de la demande. Les résultats ont été présentés par Elia le 25 août 2023 à l'ensemble des acteurs. Cela ne laisse pas assez de temps pour que la DG Energie puisse réaliser une analyse suffisante sur ce point extrêmement technique et reconnu comme étant un exercice de détermination de volume difficile par le régulateur.

Le régulateur ne remet pas en question le volume de 1843 MW identifié pour l'hiver 2022/2023 mais demande à ce qu'il évolue, en fonction de l'évolution de la demande, au fil du temps.

**La DG Energie avise donc de considérer un volume de 1843 MW et contrairement à la CREG, avise de maintenir ce volume constant de 2023 à 2028.** En effet, ce volume de « Market response » estimé par E-Cube provient de la consommation existante et ne représente donc qu'une partie seulement de la flexibilité de la demande. La figure 3-13 de l'étude Ad&Flex 23 indique que l'augmentation de la consommation électrique n'est que peu dépendante de la consommation existante. Dès lors, appliquer une méthodologie telle que proposée par la CREG n'aurait que peu d'impact sur le volume de gestion de la demande. Au besoin, une boucle d'optimisation dans le rapport de calibration peut être utilisée tel que prévu à l'article 6 §1 2° de l'AR du 28.04.2021 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.



#### 4.1.3. Le parc de production belge

**La DG Energie rejoint la position de la CREG et est d'avis que les OCGTs et turbojets qui n'ont pas annoncé leur fermeture via une notification conformément à l'article 4bis de la loi Électricité doivent être considérées comme disponibles et cela aussi pour la période de livraison 2028-2029.** Nous renvoyons à la section 4.2.3 pour une explication plus détaillée.

Concernant le nucléaire, **la DG Energie est d'avis de suivre la proposition de la CREG et de considérer Doel 4 et Tihange 3 comme étant déjà disponibles lors de l'hiver 2025-2026.** En effet, les informations, qui ont été partagées par le cabinet de la Ministre de l'Énergie avec la DG Energie, ont confirmé l'effectivité du scénario du *Flexible Long-term Operation*.

#### 4.1.4. Le parc de production étranger

En ce qui concerne le parc de production étranger, la DG Energie rejoint à nouveau les remarques de la CREG et aurait également apprécié qu'Elia communique avec plus de transparence sur les modifications opérées sur les valeurs de l'ERAA 2022. Les sources à l'origine des mises à jour de données ne sont en effet pas toutes indiquées ; ce qui complique la tâche de proposition de la CREG et la tâche d'analyse de la DG Energie.

La DG Energie remarque tout comme la CREG que des données pour l'ERAA 2023 sont déjà disponibles<sup>43</sup>. Comme il est néanmoins peu probable que le dataset de l'ERAA 2023 soit validé avant le 16 septembre 2023, que certaines données de l'ERAA 2023 sont actuellement manquantes (ex. : données du Pays-Bas) et que d'autres sont incorrectes ( par exemple : celle pour le nucléaire au UK-), utiliser l'ERAA 2023 comme données de référence semble non opportun à ce stade.

**Si les données de l'ERAA 2023 devaient être validées d'ici au 16 septembre 2023, la DG Energie avise d'utiliser son set de données. Si tel ne devait pas être le cas, la DG Energie se positionne en faveur de la fourniture de l'update des données de l'ERAA 2022, selon les dernières données disponibles, accompagné d'un tableau explicatif comme requis par la CREG. Ce tableau devra être fourni au plus tard dans le rapport de calibration des enchères Y-1 de 2025-2026 et Y-4 de 2028-2029 attendu en novembre 2023.**

Lors d'une réunion bilatérale avec le gestionnaire de réseau le 23 août 2023, une mise à jour des données de la France, de la Grande-Bretagne, de l'Espagne et de l'Italie a été discutée sur base notamment des informations récentes présentes dans les PNEC, le « Bilan prévisionnel 2023 : point d'étape » pour la France, le « *Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2023* » pour l'Italie et le « Future Energy Scenario 2023 » pour la Grande Bretagne . Les données actualisées à considérer (données dans les tableaux ci-dessous) ont été réceptionnées par mail le 4 septembre 2023.

Updates proposed :

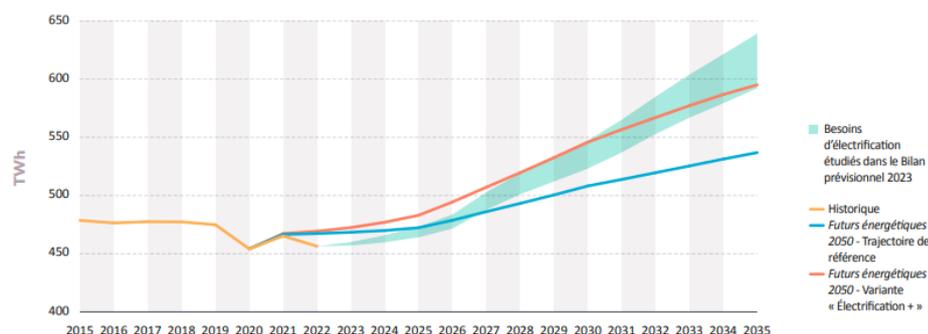
2025-2026	France	Germany	Netherlands	United Kingdom	Spain	Italy	Poland	Denmark
Demand [TWh]	471	574	124	289	259	329	167	41
Onshore Wind [GW]	25	77	10	19	37	14	11	6
Offshore Wind [GW]	2	11	6	23	0	4	0.6	3
Solar [GW]	24	108	34	21	34	45	20	8
Coal [GW]	1.1	25.1	2.7	0.0	0.0	0.5	21	0.4
Nuclear [GW]	62.9	0.0	0.5	5.9	7.1	0.0	0.0	0.0

2028-2029	France	Germany	Netherlands	United Kingdom	Spain	Italy	Poland	Denmark
Demand [TWh]	504	619	141	309	261	346	178	50
Onshore Wind [GW]	27	99	11	25	45	17	11	7
Offshore Wind [GW]	3	15	12	36	0	7	6	5
Solar [GW]	40	172	43	28	50	68	25	15
Coal [GW]	0.0	7	2.7	0.0	0.0	0.0	20	0.4
Nuclear [GW]	62.9	0.0	0.5	4.4	5.1	0.0	0.0	0.0

Un mail du 29 août reçu d'Elia précise l'information sur la consommation à considérer pour la France et stipule : « *Nous proposons d'utiliser la trajectoire haute dans le cadre du CRM, sur base de l'analyse des Figures 5 et 6, car c'est celle qui semble le plus en ligne avec les ambitions « Fit for 55* Ceci correspondrait à une consommation de 471 TWh en 2025 et de 504 TWh en 2028 ».

<sup>43</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>

**Figure 5** Comparaison des trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité dans le Bilan prévisionnel 2023 par rapport aux trajectoires «Électrification +» et «référence» des *Futurs énergétiques 2050*



#### 4.1.5. Le prix des carburants et du CO<sub>2</sub>

La DG Energie rejoint Elia sur la nécessité de prendre en compte les dernières données disponibles concernant le prix du fuel et du CO<sub>2</sub>. A cet égard, la DG Energie est d'avis de prendre les données issues du World Energy Outlook de 2022 pour les prix du pétrole, charbon, gaz et CO<sub>2</sub> pour la période de livraison 2028-2029. Concernant les prix pour la période de livraison 2025-2026, étant donné la grande volatilité des prix, il est important de prendre les dernières données disponibles. Dès lors, **la DG Energie est d'avis de prendre les données transmises le 29 août par mail par Elia (voir chapitre 2).**

### 4.2. Les sensibilités

#### 4.2.1. L'indisponibilité du nucléaire français pour la période 2025-2026

Au regard de la méthodologie développée par la DG Energie pour la détermination du scénario de référence de l'enchère LCT (Low Carbon Tender)<sup>44</sup>, la CREG propose pour rappel de ne prendre en compte que la période hivernale 2025-2026 (c'est-à-dire à partir du 1er novembre 2025) dans cette mise à jour de l'indisponibilité nucléaire française, ce qui mène à considérer une indisponibilité additionnelle de 4,6 GW, suite aux calculs préliminaires envoyés par la DG Energie.

La méthodologie appliquée par la Direction générale de l'énergie est la suivante :

Pour le scénario *Low Carbon Tender*, Elia avait recommandé de comparer la disponibilité annuelle du nucléaire français selon REMIT avec la prévision de production selon EDF et d'ajouter en conséquence la différence à l'indisponibilité selon REMIT.

La DG Energie n'était pas d'accord avec l'approche d'Elia de faire la comparaison sur base annuelle et trouvait tout comme la CREG, cette approche trop conservatrice. Tout d'abord, le nombre de maintenances et travaux sur les réacteurs nucléaires est plus important en été qu'en hiver. Dès lors, la surestimation de disponibilité de REMIT sera plus importante en été qu'en hiver et comparer sur base annuelle reviendrait à prendre la moyenne des deux périodes et donc d'arriver

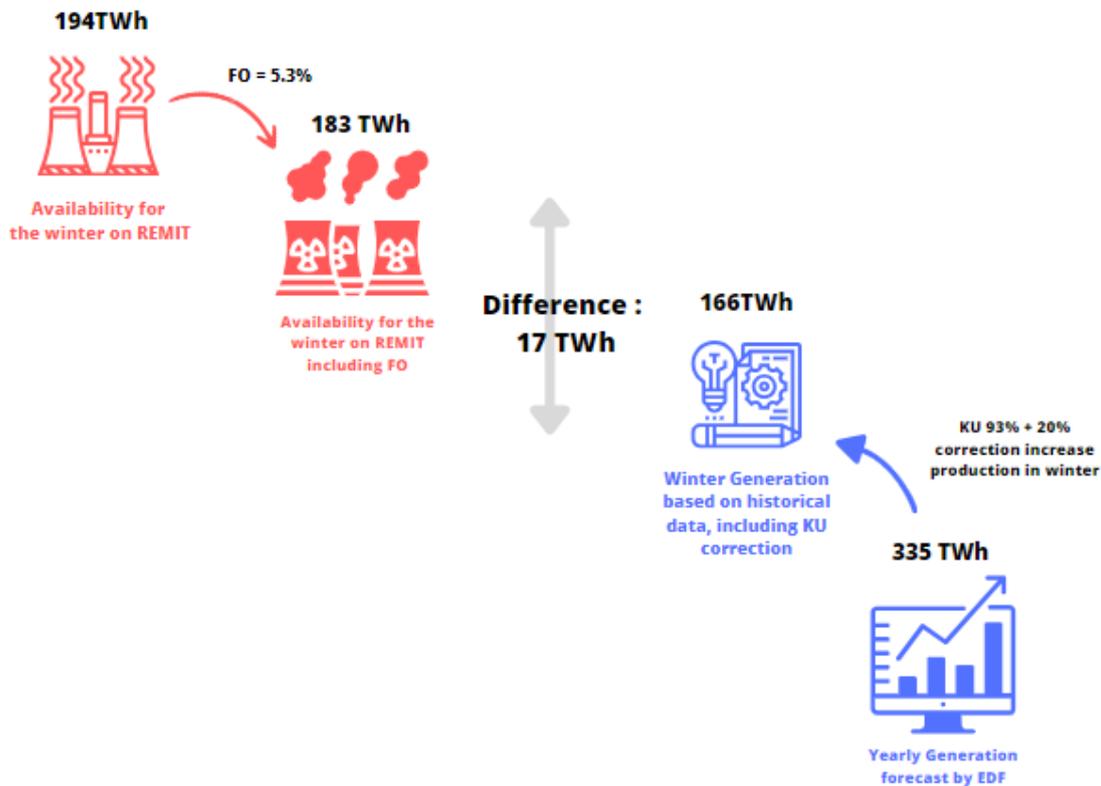
<sup>44</sup> Cette enchère spécifique prévue à l'article 7 duodécies de la loi Electricité n'a finalement pas été organisée au vu des résultats de l'étude Adequacy § Flexibility de Juin 2023 pour la période précédant la première année de livraison du CRM de novembre 2025 à novembre 2026

à une indisponibilité trop élevée. La DG Energie avait donc suggéré dans son projet d'avis sur le scénario LCT de seulement comparer les données REMIT de l'hiver de la période de fourniture, période la plus critique en terme de sécurité d'approvisionnement, avec les projections d'EDF seulement sur l'hiver de la période de livraison.

Cette adaptation de la méthodologie d'Elia possède donc l'avantage d'estimer l'indisponibilité du nucléaire français de manière plus précise mais aussi de manière plus pertinente.

Une première version provisoire des calculs a été envoyée respectivement à la CREG et à Elia le 31 juillet et le 1<sup>er</sup> août 2023. Elia a lors d'une réunion bilatérale confirmé les calculs de la DG Energie avec seulement deux petits changements qui ont été appliqués. Une discussion sur la disponibilité de Flamanville 3 a également eu lieu.

D'après la mise à jour des dernières données REMIT disponibles qui ont été extraites le 23 août 2023 via le site d'EDF<sup>45</sup> et la communication d'EDF d'une prévision de production nucléaire comprise entre 335 et 365 TWh<sup>46</sup>, une indisponibilité supplémentaire de 4,83 GW est in fine calculée<sup>47</sup> par la DG Energie et est donc à prendre en compte en plus des données disponibles sur REMIT pour correctement refléter la projection de production nucléaire d'EDF. Le graphique ci-dessous résume la méthodologie ainsi que les résultats obtenus. En annexe 1, la liste des unités indisponibles selon REMIT qui a été prise en compte pour réaliser ce calcul peut aussi être trouvée.



Détail du calcul de l'indisponibilité supplémentaire du nucléaire français

Pour calculer la disponibilité du nucléaire français durant l'hiver 2025-2026, une soustraction entre la production théorique maximale du parc nucléaire français et l'indisponibilité selon REMIT est réalisée. Il est important de noter que pour la production théorique maximale, la centrale de

<sup>45</sup><https://www.edf.fr/en/the-edf-group/who-we-are/activities/optimisation-and-trading/list-of-outages-and-messages/list-of-outages>

<sup>46</sup> <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-cp-resultats-semestriels.pdf>

<sup>47</sup> Un ajustement méthodologique du calcul provisoire vs définitif prévoit de considérer 151 jours plutôt que 150 jours et un FO rate de 5.4 plutôt que 5.3.

Flamanville 3 n'a pas été prise en compte étant donné que l'estimation de production d'EDF concerne seulement son parc de production actuellement en service. La DG Energie est aussi d'avis de ne pas rajouter à l'estimation d'EDF, la potentielle production de Flamanville 3 pendant l'hiver 2025-2026.

En effet, après avoir contacté nos homologues français et malgré les dernières informations communiquées par EDF<sup>48</sup>, la disponibilité de Flamanville 3 durant l'hiver 2025-2026 est extrêmement incertaine. En effet, suite à la décision de l'ASN du 16 mai 2023<sup>49</sup>, EDF a été autorisée à prolonger l'utilisation du couvercle de la cuve de son réacteur et a donc indiqué le remplacer durant le 2<sup>ème</sup> semestre 2025. Aucune information officielle n'a pour l'instant été partagée concernant la durée de ces travaux mais certains articles de presse parlent de 4 à 9 mois de travaux.

Dès lors, la **DG Energie préconise de choisir l'approche la plus prudente et de considérer Flamanville 3 comme indisponible tout l'hiver et de considérer une indisponibilité additionnelle du parc nucléaire français de 4,8 GW par rapport aux données REMIT, ce qui équivaut à considérer 4 unités de 900 MW et une unité de 1300MW indisponibles.**

#### 4.2.2. Concernant l'indisponibilité du nucléaire pour la période de livraison 2028-2029

Le gestionnaire de réseau a recommandé d'utiliser une sensibilité tenant compte d'une indisponibilité supplémentaire de 4 unités par rapport aux données REMIT. La commission a quant à elle proposé une indisponibilité de 2 unités supplémentaires. Le régulateur indique en effet que rien ne permet à l'heure actuelle avec certitude, d'envisager que la France continue de souffrir d'une indisponibilité à long terme de ses centrales nucléaires.

**La DG Energie est d'avis, de suivre la recommandation d'Elia et de considérer une indisponibilité de 4 unités de 900 MW en plus de l'indisponibilité prévue dans les données de l'ERAA 2022.** Plusieurs raisons justifient selon la DG Energie de faire preuve de prudence et de considérer cette sensibilité dont notamment :

- Les incertitudes liées au calendrier de « grand carénage » qui s'étend jusqu'en 2030 avec dès 2029 le début de la 5<sup>ème</sup> inspection décennale. Ce calendrier de maintenance a été fortement perturbé par les restrictions sanitaires liées au COVID ainsi que les mouvements sociaux qui renforcent encore plus ce calendrier déjà fortement chargé.

---

<sup>48</sup> [https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs/performances-financieres-et-extra-financieres/resultats-financiers#paragraphe\\_29015](https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs/performances-financieres-et-extra-financieres/resultats-financiers#paragraphe_29015)

<sup>49</sup> <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/l-asn-autorise-l-utilisation-du-couvercle-de-la-cuve-du-reacteur-epr>

## 10-YEAR INSPECTIONS OF THE NUCLEAR FLEET



- Le phénomène de corrosion sous contrainte qui a fortement impacté la disponibilité du parc nucléaire français en 2022 et qui selon RTE continuera de l'affecter pour **au moins** les 3 prochaines années tel qu'indiqué dans leur point d'étape du Bilan Prévisionnel de 2023<sup>50</sup>.
- Le gestionnaire de réseau français indique dans le point d'étape du Bilan Prévisionnel<sup>50</sup> qu'à moyen terme de nombreuses incertitudes existent sur le parc de réacteurs français de seconde génération à cause notamment de leur vieillissement et des risques de prolongation des arrêts dus à la 5<sup>ème</sup> visite décennale.
- De plus, RTE indique que la production annuelle de 350 TWh à partir de 2026, sans Flamanville 3, représente une moyenne et que des variantes plus prudentes avec des niveaux de production de 330 TWh, avec Flamanville 3, sont également étudiées.
- Également, il est important de considérer l'homogénéité du parc nucléaire français et donc sa forte vulnérabilité à des problèmes génériques qui pourraient dès lors affecter plusieurs réacteurs étant donné leur conception technologique similaire.
- Enfin, les derniers profils d'indisponibilité du nucléaire français proviennent de l'ERAA 2022 et il a été confirmé par Elia que ce profil correspondait à une production annuelle de 417 TWh avant application d'un *forced outage rate* (FO). En tenant compte d'un FO de 5,4% et d'un coefficient de disponibilité de 93%, la production annuelle selon ce profil s'élève à 367,25 TW, soit plus que la dernière estimation de RTE de 350 TWh de production annuelle à partir de 2025. Cela montre bien que les profils ERAA 2022 surestiment la production nucléaire française et qu'une correction à la baisse de sa disponibilité est nécessaire. Cela est d'ailleurs confirmé par RTE lui-même dans la partie « commentaires des pays »<sup>51</sup> de l'ERAA 2022, où le gestionnaire de réseaux français indique que « la disponibilité de son parc nucléaire est probablement surestimé, surtout pour 2025 » à cause de la découverte durant l'hiver 2021-2022 de problèmes de corrosion sous contrainte.

<sup>50</sup> <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-06/2023-06-07-bilan-previsionnel-point-etape.pdf>

<sup>51</sup> [https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2022/data-for-publication/ERAA2022\\_Annex\\_4\\_Country%20Comments.pdf](https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2022/data-for-publication/ERAA2022_Annex_4_Country%20Comments.pdf)

### 4.2.3. Sensitivité sur la fermeture de certaines OCGTs et turbojets due aux seuils de limite d'émission de CO<sub>2</sub> du CRM pour la période de livraison 2028-2029

La DG Energie rejoint la proposition de la CREG et n'est pas d'avis d'inclure une sensibilité sur la fermeture de certaines OCGTs et turbojets. En effet, la DG Energie considère qu'une notification de fermeture conformément à l'article 4bis de la loi Électricité est le seul élément objectif à prendre en compte pour déterminer si ces unités thermiques vont fermer ou non. Les règles en vigueur, rappelées ci-dessous, laissent l'opportunité aux détenteurs de capacité ne respectant pas les seuils, d'introduire un plan d'action visant à réduire les émissions spécifiques de CO<sub>2</sub> et donc de participer au CRM. De plus, il n'est pas démontré que toutes ces unités ne seraient pas économiquement viables sans participation au CRM. Enfin, cette sensibilité concerne l'enchère Y-4 et le volume de l'enchère Y-1 de l'année de livraison 2028-2029 pourra donc être adapté sur base des données qui seront plus proches de la période de fourniture relatives. Pour rappel, les règles concernant les seuils CO<sub>2</sub> dans le cadre du CRM sont les suivantes :

- A compter de l'enchère Y-4 d'octobre 2023 portant sur la période de livraison 2027-2028, le premier plateau de la trajectoire d'émissions de CO<sub>2</sub> a été instauré par décision du Cabinet ministériel de l'Energie pour une période de cinq ans. Ces nouveaux seuils sont les suivants :
  1. Un seuil d'émissions spécifiques fixé à 550 g CO<sub>2</sub>/kWh
    - i. Seul seuil d'émissions accessible aux unités mises en service le 4 juillet 2019 ou après
  2. Un seuil d'émissions annuelles fixé à 306 kg CO<sub>2</sub>/kWe/an soumis à deux conditions :
    - i. Seuil-plafond d'émissions spécifiques de 600 g CO<sub>2</sub>/kWh
    - ii. Seuil d'émissions accessible aux unités mises en service avant le 4 juillet 2019 si elles ne respectent pas le seuil d'émissions spécifiques susmentionné

Les unités thermiques visées par la réduction des seuils d'émissions ont toujours l'opportunité de soumettre un plan d'action visant à réduire leurs émissions spécifiques afin de respecter le seuil d'émissions spécifiques de 550 g CO<sub>2</sub>/kWh au regard des Règles de fonctionnement. Ainsi, cela permettrait la transition d'unités dont les émissions spécifiques excèdent actuellement les 600 g CO<sub>2</sub>/kWh ou dont les émissions annuelles excèdent le seuil d'émissions annuelles de 306 kg CO<sub>2</sub>/kWe/an vers des unités conformes au seuil d'émissions spécifiques de 550 g CO<sub>2</sub>/kWh.

En effet, jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2025 un détenteur de capacité peut décider d'introduire un plan d'action visant à réduire les émissions spécifiques de CO<sub>2</sub> de son unité non conforme aux seuils imposés. Le détenteur de capacité est libre de choisir les stratégies qu'il a jugées nécessaires et suffisantes à la décarbonation d'une part ou de la totalité de sa production. Le résultat de cette décarbonation devra figurer dans les documents justificatifs du détenteur de capacité (rapport ETS ou autre document officiel).

La DG Energie après étude des possibilités offertes aux acteurs de marché afin de décarboner les unités excédant les seuils susmentionnés, s'aligne donc avec la vision de la CREG suivant laquelle une sensibilité excluant les unités visées par les restrictions imposées par les seuils n'est pas justifiée. La DG Energie pointe notamment les possibilités de décarbonation offertes aux acteurs de marché par achat de garanties d'origine en biométhane.

### 4.2.4. Autres sensibilités

Concernant les autres sensibilités, la DG Energie est d'avis de considérer le scénario central pour les prix et la demande ainsi que pour les capacité d'effacement de la demande et de batteries. Pour les risques étrangers,

Elia recommande de ne pas tenir compte de sensibilité sur la disponibilité du nucléaire britannique ainsi que sur de potentielles restrictions de la Norvège. La CREG ne se prononce pas sur ces points en particulier<sup>52</sup>. **La DG Energie est d'avis de suivre la recommandation d'Elia à ce stade mais considère toutefois qu'une attention particulière doit être portée au nucléaire britannique et notamment sur la construction et la mise en service de Hinkley Point C.** EDF a en effet communiqué que la date de mise en service serait dans le courant de juin 2027 pour l'unité 1 et juin 2028 pour l'unité 2. Néanmoins, lors de la publication de ses résultats semestriels<sup>53</sup>, EDF a annoncé que le risque d'un retard, estimé à 15 mois, avait augmenté. Dès lors, en cas de réalisation de ce retard, seule l'unité 1 serait disponible pour la période de livraison 2028-2029. **La situation est donc à suivre de près** mais la meilleure estimation disponible actuellement est que les deux unités seront en service.

---

<sup>52</sup> Point 36 des propositions (C)2630 et (C)2631

<sup>53</sup> <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-half-year-results-book-presentation.pdf>

## 5. Conclusions et recommandations

Conformément à l'arrêté royal du 28 avril 2021, la DG Energie avise la Ministre de considérer un scénario unique pour l'enchère Y-1 de l'année de livraison 2025-2026 et un scénario unique pour l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2028-2029 tenant compte :

- d'une demande de 85,7 TWh en 2025 et de 101 TWh en 2028,
- d'un volume constant de 1843 MW de gestion de demande sur la période 2023-2028,
- de la base de données de l'ERAA 2023 si son set de données devait être validé avant le 16 septembre 2023. Dans le cas contraire, il faudrait tenir compte de la base de données de l'ERAA 2022, mise à jour pour prendre en compte les dernières informations disponibles pour la Belgique et l'Europe et les commentaires des parties prenantes à sa consultation publique. L'update des données de l'ERAA 2022, selon les dernières données disponibles, devra alors être accompagné d'un tableau explicatif devant être fourni au plus tard dans le rapport de calibration des enchères Y-1 de 2025-2026 et Y-4 de 2028-2029 attendu en novembre 2023,
- de la prise en compte de la disponibilité des OCGT's et des turbojets en 2028-2029 (contrairement à la recommandation de Elia) et d'une disponibilité de Doel 4 et Tihange 3 pour 2025-2026 ;
- des dernières données concernant les prix du CO<sub>2</sub> et des carburants reprises au tableau ci-dessous :

Category	Price [€ 2022/MWh]	
	2025-2026	2028-2029
Gas	37.3	27.0
Coal	16.4	10.9
Oil	39.5	34.8
	Price [€ 2022/tCO <sub>2</sub> ]	
	2025-2026	2028-2029
CO <sub>2</sub>	98.5	109.1

- d'un MINRAM de 70% ;
- d'une indisponibilité additionnelle de 4 unités de 900 MW et d'une unité de 1300 MW du parc nucléaire français par rapport aux dernières données REMIT pour la période de livraison 2025-2026 en considérant Flamanville 3 comme indisponible pour l'hiver 2025-2026 ;
- d'une indisponibilité additionnelle de 4 unités de 900 MW du parc nucléaire français par rapport au profil de l'ERAA 2022 pour la période de livraison 2028-2029.

Un suivi de la situation du nucléaire en Grande-Bretagne reste requis dans le cas où de nouvelles informations seraient disponibles avant le 15 septembre 2023 sur la construction et la mise en service de *Hinkley Point C*.

La DG Energie avise également la Ministre de faire poursuivre en comité de suivi CRM la réflexion quant aux améliorations possibles dans le timing et la procédure à suivre permettant d'élaborer le scénario de référence. Une transparence accrue sur le modèle de Climact sera par ailleurs attendue.

Le Directeur général a.i.

## Annexe 1 : Liste des unités indisponibles selon REMIT au 23 août 2023

Generation unit/Production unit	Type	Power (MW)	Maximum power (MW)	Start date	End date	Publication date	Status
<a href="#">BLAYAIS 2</a>	Planned	0	910	13/09/2025 02:00:00	07/12/2025 02:00:00	21/07/2023 15:52:58	Actif
<a href="#">CHINON 4</a>	Planned	0	905	14/02/2026 02:00:00	13/05/2026 02:00:00	21/07/2023 15:51:54	Actif
<a href="#">CHOOZ 1</a>	Planned	0	1500	16/08/2025 02:00:00	03/12/2025 02:00:00	21/07/2023 15:51:42	Actif
<a href="#">CRUAS 1</a>	Planned	0	915	07/06/2025 02:00:00	26/11/2025 02:00:00	21/07/2023 15:51:14	Actif
<a href="#">DAMPIERRE 2</a>	Planned	0	890	07/03/2026 02:00:00	20/06/2026 02:00:00	21/07/2023 15:50:31	Actif
<a href="#">GOLFECH 1</a>	Planned	0	1310	21/02/2026 02:00:00	30/05/2026 02:00:00	21/07/2023 15:49:36	Actif
<a href="#">GRAVELINES 6</a>	Planned	0	910	28/03/2026 02:00:00	08/05/2026 02:00:00	21/07/2023 15:48:52	Actif
<a href="#">NOGENT 2</a>	Planned	0	1310	14/03/2026 02:00:00	27/04/2026 02:00:00	21/07/2023 15:48:32	Actif
<a href="#">PALUEL 1</a>	Planned	0	1330	03/01/2026 02:00:00	16/09/2026 02:00:00	21/07/2023 15:48:17	Actif
<a href="#">ST ALBAN 1</a>	Planned	0	1335	21/02/2026 02:00:00	29/05/2026 02:00:00	21/07/2023 15:47:32	Actif
<a href="#">CHOOZ 2</a>	Planned	0	1500	31/01/2026 02:00:00	07/05/2026 02:00:00	15/06/2023 18:33:21	Actif
<a href="#">PENLY 1</a>	Planned	0	1330	14/02/2026 02:00:00	29/03/2026 03:00:00	02/06/2023 16:06:34	Actif
<a href="#">BUGEY 5</a>	Planned	0	880	31/01/2026 02:00:00	16/04/2026 02:00:00	31/03/2023 17:39:27	Actif
<a href="#">BELLEVILLE 2</a>	Planned	0	1310	17/01/2026 02:00:00	25/04/2026 02:00:00	31/03/2023 17:39:23	Actif
<a href="#">CATTENOM 4</a>	Planned	0	1300	24/01/2026 02:00:00	01/05/2026 02:00:00	31/03/2023 17:38:54	Actif
<a href="#">CHINON 1</a>	Planned	0	905	13/09/2025 02:00:00	07/12/2025 02:00:00	31/03/2023 17:38:50	Actif
<a href="#">CRUAS 3</a>	Planned	0	915	31/01/2026 02:00:00	28/04/2026 02:00:00	31/03/2023 17:37:43	Actif
<a href="#">FLAMANVILLE 2</a>	Planned	0	1330	21/06/2025 02:00:00	07/01/2026 02:00:00	31/03/2023 17:37:13	Actif
<a href="#">PALUEL 3</a>	Planned	0	1330	07/03/2026 02:00:00	19/04/2026 02:00:00	07/03/2023 02:06:39	Actif
<a href="#">CRUAS 2</a>	Planned	0	915	28/02/2026	11/04/2026	28/02/2023	Actif

<a href="#">TRICASTIN 1</a>	Planned	0	915	02:00:00	02:00:00	02:02:06	
				21/02/2026	02/04/2026	21/02/2023	Actif
				02:00:00	02:00:00	02:02:12	
<a href="#">GRAVELINES 2</a>	Planned	0	910	31/01/2026	12/03/2026	31/01/2023	Actif
				02:00:00	02:00:00	02:22:29	
<a href="#">DAMPIERRE 4</a>	Planned	0	890	04/10/2025	13/11/2025	27/01/2023	Actif
				02:00:00	02:00:00	16:32:55	
<a href="#">GRAVELINES 3</a>	Planned	0	910	04/10/2025	13/11/2025	27/01/2023	Actif
				02:00:00	02:00:00	16:32:47	
<a href="#">TRICASTIN 3</a>	Planned	0	915	27/09/2025	06/11/2025	27/01/2023	Actif
				02:00:00	02:00:00	16:32:07	
<a href="#">BLAYAIS 3</a>	Planned	0	910	17/01/2026	12/04/2026	17/01/2023	Actif
				02:00:00	02:00:00	02:01:58	