

# Proposition

(C)2274

26 août 2021

## Proposition de scénario de référence pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2026-2027

Etablie en application de l'article 3, § 6 de 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

Non confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. Cadre légal.....	4
1.1. Législation nationale .....	4
1.1.1. Loi électricité .....	4
1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021.....	6
1.2. Règlement électricité .....	7
2. Antécédents .....	10
3. Rapport de consultation et recommandation d'Elia .....	11
3.1. Rapport de consultation d'Elia .....	11
3.2. Recommandation d'Elia.....	11
4. Proposition de scénario de référence .....	13
4.1. Remarques préliminaires .....	13
4.2. Remarques concernant la recommandation d'Elia .....	13
4.3. Sensibilités.....	14
4.3.1. Disponibilité du parc de production nucléaire français .....	15
4.3.2. Autres risques influençant la capacité d'importation de la Belgique pendant des situations de pénurie.....	16
5. Conclusion .....	18
ANNEXE .....	19

# INTRODUCTION

1. Dans le cadre de la préparation de la première enchère Y-4 qui aura lieu en 2021 avec fourniture de capacité commençant le 1<sup>er</sup> novembre 2025, la CREG a formulé le 10 juillet 2020 un projet de proposition de scénario de référence. En raison de l'absence de base légale (seul un projet d'arrêté royal était disponible), la CREG n'a pas pu émettre de proposition formelle et ce document est resté à l'état de projet de proposition. Cette base légale a été créée par 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 (ci-après : « l'arrêté royal du 28 avril 2021 »).

2. La présente proposition est faite en application de l'article 3, § 6 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 et comprend la proposition d'ensemble de données et d'hypothèses à prendre en compte qui, ensemble, constituent le scénario de référence pour l'enchère Y-4 en 2022 couvrant la période de fourniture 2026-2027.

3. Le présent avis se compose de cinq chapitres.

Le premier chapitre traite du cadre légal.

Le deuxième chapitre énonce les antécédents.

Le troisième chapitre contient une brève discussion du rapport de consultation et de la recommandation d'Elia.

Le quatrième chapitre contient la proposition de scénario de référence proprement dite.

Le cinquième chapitre comporte la conclusion de la présente proposition.

4. La présente proposition a été approuvée par le comité de direction de la CREG du 26 août 2021.

# 1. CADRE LÉGAL

## 1.1. LÉGISLATION NATIONALE

### 1.1.1. Loi électricité

5. Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité ») a été adoptée afin de mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité. Cette loi crée un cadre général en vue de l'introduction d'un mécanisme de capacités à l'échelle du marché et définit le processus et la répartition des tâches pour l'élaboration des différents aspects du mécanisme de rémunération de capacité au moyen de divers arrêtés royaux et règles du marché. Cette loi a été modifiée par la loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité.

6. L'article 7undecies, § 1<sup>er</sup> de la loi électricité établit le principe de base des ventes aux enchères périodiques et souligne, entre autres, l'importance de la maîtrise des coûts du mécanisme de rémunération de capacité instauré :

*« 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. »*

7. L'article 7undecies, § 2 de la loi électricité prévoit :

*« 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. »*

8. L'article 7undecies, § 3 de la loi électricité prévoit :

*« 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 1<sup>er</sup> et 2 sont transmis au ministre, à la commission et à la Direction générale de l'Energie. »*

9. L'article 7undecies, § 4 de la loi électricité prévoit :

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

10. L'article 7undecies, § 5 de la loi électricité prévoit :

*« Au plus tard le 1<sup>er</sup> mars de chaque année, la Direction générale de l'Energie et le gestionnaire du réseau donnent un avis au ministre relatif à la proposition de la commission visée au paragraphe 4. »*

11. L'article 7undecies, § 6 de la loi électricité prévoit :

*« 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. »*

12. L'article 7undecies, § 6, alinéa premier de la loi électricité renvoie également à l'article 7undecies, § 7 de la loi électricité en ce qui concerne la détermination du niveau requis de sécurité d'approvisionnement (« la norme de fiabilité »). En ce qui concerne la norme de fiabilité, l'article 7undecies, § 7 de la loi électricité prévoit ce qui suit :

*« Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre par le mécanisme de rémunération de capacité, correspond à la norme de fiabilité. Les courbes de demande sont calibrées afin que cette norme de fiabilité soit atteinte.*

*Sur proposition de la commission, basée sur la méthode visée à l'article 23(6) du Règlement (UE) n° 2019/943, le Roi détermine, après avis de la Direction générale de l'Energie et du gestionnaire du réseau, la norme de fiabilité. Les dispositions de l'article 7bis, § 2, s'appliquent comme critère de fiabilité, jusqu'au moment où le Roi a déterminé le critère de fiabilité en vertu de cet alinéa.*

*La Direction générale de l'Energie, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et la commission, est désignée comme l'autorité compétente pour établir l'estimation unique du coût de l'énergie non distribuée, visée à l'article 11 du Règlement (UE) 2019/943, et, pour la première fois, dans les six mois suivant la publication de la proposition approuvée, visée à l'article 23, alinéa 6, de celui-ci. Chaque estimation unique, établie par la Direction générale de l'Energie, est approuvée par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.*

*La Direction générale de l'Energie est désignée pour déterminer le coût qu'un nouvel entrant, visé à l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. Le coût qu'un nouvel entrant est approuvé par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.*

*Pour l'établissement du rapport, des avis, des propositions et de la décision visés aux paragraphes 2 à 6, il est tenu compte de la norme de fiabilité en vigueur au 15 septembre de l'année précédant celle de la mise aux enchères. »*

### **1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021**

13. En exécution de l'article 7undecies, §§ 2, 3 et 6 de la loi électricité, 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.

14. L'article 2 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit ce qui suit :

*« § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire du réseau établit son rapport et sa proposition visés à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 et tels que décrits à l'article 7, § 2, sur la base d'un scénario de référence, visé à l'article 3, § 7, et les valeurs intermédiaires, visées à l'article 4.*

*§ 2. La commission formule sa proposition visée sur la base de l'article 7undecies, § 4, sur la base de ce même scénario de référence et les mêmes valeurs intermédiaires. »*

15. En ce qui concerne la détermination du scénario de référence, l'article 3 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit :

*« § 1<sup>er</sup>. 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, 1<sup>er</sup> 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.*

*§ 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<sup>o</sup> et 2<sup>o</sup>, 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.

## 1.2. RÈGLEMENT ÉLECTRICITÉ

16. Pour la sélection des scénarios et des sensibilités, l'arrêté royal du 28 avril 2021 renvoie aux articles 23 et 24 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 relatif au marché intérieur de l'électricité (ci-après : le « règlement électricité »).

L'article 23 du règlement électricité porte sur l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources d'électricité et prévoit ce qui suit :

*« 1. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne identifie les difficultés d'adéquation des ressources en évaluant l'adéquation globale du système électrique pour répondre à la demande en électricité, actuelle et prévue, au niveau de l'Union, au niveau des États membres et au niveau de chaque zone de dépôt des offres, si nécessaire. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne a lieu chaque année pendant une période de dix ans à compter de la date de ladite évaluation.*

*2. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne est réalisée par le REGRT pour l'électricité.*

*3. Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet au groupe de coordination pour l'électricité créé au titre de l'article 1<sup>er</sup> de la décision de la Commission du 15 novembre 2012 (21) et à l'ACER un projet de méthode pour l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne basé sur les principes visés au paragraphe 5 du présent article.*

*4. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent au REGRT pour l'électricité les données dont il a besoin pour réaliser l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne. Le REGRT pour l'électricité réalise l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne chaque année. Les producteurs et les autres acteurs du marché fournissent aux gestionnaires de réseau de transport des données concernant les prévisions d'utilisation des moyens de production, compte tenu de la disponibilité des ressources primaires et des scénarios appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande.*

*5. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne est basée sur une méthode transparente qui garantit que l'évaluation :*

*a) est réalisée au niveau de chacune des zones de dépôt des offres et couvre au moins tous les États membres ;*

*b) est basée sur des scénarios centraux de référence appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande et comprenant une évaluation économique de la probabilité de la mise hors service définitive, de la mise sous cocon, des nouvelles constructions d'actifs de production, ainsi que des mesures pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et d'interconnexion électrique et des sensibilités appropriées relatives aux phénomènes météorologiques extrêmes, des conditions hydrologiques et des variations des prix de gros et du prix du carbone ;*

c) contient des scénarios distincts reflétant le degré différent de probabilité de la survenance de difficultés d'adéquation des ressources auxquelles les différents types de mécanismes de capacité sont destinés à répondre ;

d) tient dûment compte de la contribution de toutes les ressources, y compris les possibilités existantes et futures pour la production, le stockage d'énergie, l'intégration sectorielle, la participation active de la demande, l'importation et l'exportation et leur contribution à une gestion souple du système ;

e) anticipe l'incidence probable des mesures visées à l'article 20, paragraphe 3 ;

f) inclut des variantes sans les mécanismes de capacité existants ou prévus et, le cas échéant, avec de tels mécanismes ;

g) est basée sur un modèle de marché utilisant, le cas échéant, l'approche fondée sur les flux ;

h) applique des calculs probabilistes ; i) applique un outil de modélisation unique ;

j) inclut au minimum les indicateurs suivants visés à l'article 25 : — la prévision d'énergie non desservie («expected energy not served»), et — la prévision de perte de charge («loss of load expectation»);

k) recense les sources d'éventuelles difficultés d'adéquation des ressources, et détermine notamment s'il s'agit d'une contrainte du réseau, d'une contrainte des ressources, ou les deux ;

l) prend en considération le développement réel du réseau ;

m) garantit que les caractéristiques nationales de la production, de la flexibilité de la demande et du stockage d'énergie, la disponibilité des matières premières et le niveau d'interconnexion sont correctement pris en considération.

6. Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER un projet de méthode pour calculer :

a) le coût de l'énergie non distribuée ;

b) le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir («cost of new entry») pour la production ou la participation active de la demande; et

c) la norme de fiabilité visée à l'article 25. La méthode se fonde sur des critères transparents, objectifs et vérifiables.

7. Les propositions visées aux paragraphes 3 et 6 pour le projet de méthode, les scénarios, les sensibilités et les hypothèses sur lesquels elles sont fondées, et les conclusions de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne en vertu du paragraphe 4 font l'objet d'une consultation préalable avec les États membres, le groupe de coordination pour l'électricité et les parties prenantes concernées et sont soumises à l'approbation de l'ACER selon la procédure définie à l'article 27. »



L'article 24 du règlement électricité porte sur les évaluations nationales de l'adéquation des ressources d'électricité et prévoit ce qui suit :

*« 1. Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ont une portée régionale et sont fondées sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 3, en particulier sur l'article 23, paragraphe 5, points b) à m).*

*Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale incluent les scénarios centraux de référence visés à l'article 23, paragraphe 5, point b).*

*Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent prendre en compte des sensibilités additionnelles à celles visées à l'article 23, paragraphe 5, point b). En pareil cas, les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent :*

*a) se fonder sur des hypothèses, en tenant compte des caractéristiques spécifiques de l'offre et de la demande nationales d'électricité ;*

*b) utiliser des outils et des données récentes cohérentes qui sont complémentaires à ceux utilisés par le REGRT pour l'électricité aux fins de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne.*

*En outre, les évaluations des adéquations des ressources à l'échelle nationale, en évaluant la contribution des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre à la sécurité d'approvisionnement des zones de dépôt des offres qu'ils couvrent, utilisent la méthode prévue à l'article 26, paragraphe 11, point a).*

*2. Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale et, le cas échéant, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne et l'avis de l'ACER visés au paragraphe 3 sont rendus publics.*

*3. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale identifie une difficulté d'adéquation concernant une zone de dépôt des offres que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne n'a pas identifiée, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale contient les motifs de la divergence entre les deux évaluations de l'adéquation des ressources, notamment le détail des sensibilités utilisées et les hypothèses sous-jacentes. Les États membres publient cette évaluation et la transmettent à l'ACER.*

*Au plus tard dans un délai de deux mois à compter de la date de la réception du rapport, l'ACER rend un avis indiquant si les divergences entre l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale et l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne sont justifiées.*

*L'organe chargé de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale tient dûment compte de l'avis de l'ACER et, le cas échéant, modifie son évaluation. Lorsqu'il décide de ne pas tenir pleinement compte de l'avis de l'ACER, il publie un rapport assorti d'une motivation détaillée.*

L'article 25(4) du règlement électricité prévoit également :

*« Lors de l'application des mécanismes de capacité, les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sont approuvés par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. »*

## 2. ANTÉCÉDENTS

17. Le 10 juillet 2020, la CREG a formulé un projet de proposition de scénario de référence pour l'enchère Y-4 en 2021 couvrant la période de fourniture 2025-2026 (ci-après : « le projet de proposition 2105 »)<sup>1</sup>.

18. La Direction générale de l'Energie a rendu, le 23 juillet 2020, un avis sur le projet de proposition 2105 de la CREG et a formulé, le 19 août 2020, un addendum à cet avis.

19. Le 27 juillet 2020, la ministre en charge de l'Energie a demandé à Elia d'utiliser le scénario, conformément à la recommandation de la Direction générale de l'Energie.

20. Lors de la CRM Task Force du 6 mai 2021, Elia a présenté le calendrier et les grandes lignes du contenu de la consultation qu'Elia organiserait dans le cadre de la détermination du scénario de référence.

21. Le 20 mai 2021, Elia a lancé sa consultation publique sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2026-2027. Cette consultation s'est déroulée jusqu'au dimanche 20 juin 2021.

22. Le 29 juin 2021, Elia a présenté lors d'une TF-CRM les résultats de la consultation, ainsi que son éventuelle réaction aux réponses.

23. En juillet 2021, le rapport de consultation d'Elia a été publié sur son site Internet<sup>2</sup>.

24. Le 20 juillet 2021, la CREG a reçu de la part d'Elia la recommandation relative au scénario de référence pour l'enchère Y-4 en 2021 couvrant la période de fourniture 2026-2027 (voir annexe 1).

---

<sup>1</sup> Projet de proposition (C)2105 du 10 juillet 2020, voir <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2105>

<sup>2</sup> Zie [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20210705\\_public-consultation-report-26-27\\_en.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20210705_public-consultation-report-26-27_en.pdf)

### **3. RAPPORT DE CONSULTATION ET RECOMMANDATION D'ELIA**

#### **3.1. RAPPORT DE CONSULTATION D'ELIA**

25. La consultation d'Elia sur les scénarios, sensibilités et données concernant le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2025-2026 n'a pas abouti, selon la CREG, à un dialogue constructif. D'une part, on déplore un faible taux de réaction de la part des acteurs du marché (1 réaction confidentielle, 1 réaction anonyme, en plus d'une réaction de Febeliec et de la Febeg). D'autre part, la réponse semble être principalement motivée par les intérêts des parties représentées : d'une part, les participants potentiels au CRM qui peuvent en tirer un avantage financier et défendent les hypothèses qui conduisent à une augmentation du volume nécessaire, et d'autre part, les parties qui risquent d'être affectées par le coût du CRM. Le rapport de consultation d'Elia n'indique pas clairement si la consultation d'Elia a donné lieu à une adaptation ou à une correction de certaines données.

26. Dans sa consultation, Elia a proposé plusieurs sensibilités possibles qui pourraient être intégrées dans le scénario de référence. Aucune des sensibilités sur lesquelles portait la consultation n'a suscité de réaction unanimement positive ou négative.

#### **3.2. RECOMMANDATION D'ELIA**

27. Elia recommande d'utiliser comme base l'ensemble de données Mid-Term Adequacy Forecast (MAF 2020) d'ENTSO-E. En ce qui concerne les données belges, Elia propose de les mettre à jour avec les dernières données disponibles, sur lesquelles Elia a déjà organisé une consultation.

28. En ce qui concerne les données d'autres pays, Elia propose d'utiliser l'ensemble de données MAF2020 actualisé.

Pour les pays avec un CRM à l'échelle du marché, de la capacité sera ajoutée ou retirée afin que ces pays atteignent leur norme de fiabilité. Pour les pays sans CRM, un test de viabilité économique sera réalisé afin de voir si des capacités supplémentaires sont viables ou non et peuvent, le cas échéant, être ajoutées aux hypothèses pour le pays concerné.

29. Par ailleurs, Elia propose d'intégrer dans le scénario de référence au moins une sensibilité portant sur la disponibilité des importations en provenance des pays limitrophes. Des cinq sensibilités proposées (1. Indisponibilité plus importante des unités nucléaires françaises ; 2. minRAM inférieure ; 3. Retards dans des investissement transfrontaliers ; 4. Pas de contribution du Royaume-Uni à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique ; 5. Accélération de la fermeture d'unités au charbon en Europe), Elia estime que la disponibilité plus faible des 4 unités nucléaires en France est la plus pertinente pour être intégrée au scénario de référence.

Tout cela est résumé dans la figure 1 de la recommandation d'Elia (voir ci-dessous).

### Elia's recommendation for the reference scenario

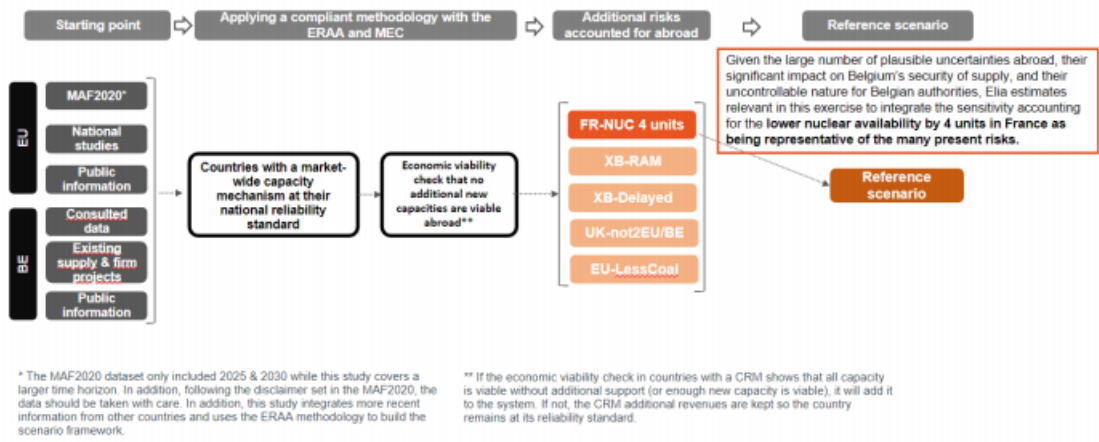


Figure 1

## 4. PROPOSITION DE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

### 4.1. REMARQUES PRÉLIMINAIRES

30. L'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit à l'article 3, § 6 que la Commission rédige une proposition pour l'ensemble des données et hypothèses à retenir, qui constituent ensemble la proposition de scénario de référence. Un seul ensemble de données et hypothèses, et donc un seul scénario, doit donc être proposé. En d'autres termes, il n'est pas possible de proposer des scénarios alternatifs ou des analyses de sensibilité pour un scénario particulier. Cette approche est inhabituelle dans les simulations de sécurité d'approvisionnement.

Le fait de ne prévoir qu'un seul scénario sans sensibilités à la mi-2021 fait en sorte que la simulation n'est réalisée que pour un seul scénario. L'accord de gouvernement de septembre 2020 prévoit que le calendrier légal de la sortie du nucléaire peut être revu fin 2021, en fonction des résultats de la première enchère CRM. Si une telle révision du calendrier de la sortie nucléaire devait être décidée, cela aurait un impact sur le scénario de référence à considérer.

31. La CREG estime qu'il serait justifié et utile de simuler plusieurs scénarios, bien que dans un nombre limité, le choix du scénario à retenir étant fait au plus près du début des enchères, ce qui permet de tenir compte des évolutions les plus récentes du marché de l'énergie.

32. Dans la présente proposition, conformément à la disposition de l'article 3, §6 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, la CREG proposera un seul scénario sans sensibilités.

### 4.2. REMARQUES CONCERNANT LA RECOMMANDATION D'ELIA

33. La CREG estime que la recommandation d'Elia n'indique pas clairement quelles données et hypothèses Elia souhaite utiliser. Il est certes fait référence à l'ensemble de données MAF 2020 et aux informations soumises à consultation mais cela n'indique pas clairement quels chiffres seront effectivement utilisés dans les simulations. Pour un paramètre important, à savoir la projection de la demande d'électricité, Elia renvoie à la page 37 du rapport de consultation aux dernières projections macro-économiques du Bureau Fédéral du Plan. En outre, Elia mentionne ce qui suit :

*« ...The later just published new macro-economic projections on the 24th June. These new projections will be analysed before the end of the September in order to assess the impact of taking into account the latest information known (among others, the increased understanding of the impact of covid-19 and Belgium's re-launch plan). »*

La CREG comprend de ce qui précède que la demande d'électricité qu'Elia prévoit dans le scénario de référence peut encore différer des valeurs ayant fait l'objet de la consultation. Dans un tel contexte, il est quasi impossible de réagir de manière motivée, vu que la demande d'électricité pourrait encore évoluer fin septembre, soit après que le ministre a déterminé le scénario de référence.

La CREG rappelle à Elia la demande, qui avait déjà été formulée dans le cadre de la proposition de courbe de demande pour la première enchère Y-4, de présenter l'ensemble de données de manière chiffrée et détaillée dans le rapport du gestionnaire de réseau (à la fois pour la première enchère en 2021 et la deuxième enchère en 2022), en indiquant quelles données ont été adaptées pour les autres pays.

34. Dans la recommandation, Elia indique que les autres pays avec un CRM à l'échelle du marché seront calibrés selon leur norme de fiabilité, de la capacité de production étant ajoutée ou retirée jusqu'à ce que cette norme soit atteinte. La CREG est d'avis que l'ajout de capacité jusqu'à ce que la

norme de fiabilité soit atteinte dans les pays concernés est conforme à l'intention d'un mécanisme de rémunération de la capacité. Le retrait de capacités parce que le pays concerné a apparemment une surcapacité pour une année donnée est moins évident pour la CREG. En effet, les acteurs du marché ne retirent pas des capacités sur la base des heures de fonctionnement pour une année donnée, mais plutôt sur la base des perspectives à long terme pour la capacité concernée. La CREG estime que la réduction annuelle de la capacité de production dans des pays disposant d'un CRM, et donc utilisant une capacité de production inférieure à celle figurant dans l'ensemble de données MAF 2020, ne correspond pas à la réalité des producteurs. La CREG propose donc que de telles réductions ne soient effectuées que si la norme de fiabilité pour le pays en question indique pendant plusieurs années consécutives une surcapacité pour le pays en question (ce qui rend naturellement discutable la nécessité d'un CRM dans le pays en question).

35. La CREG estime que le scénario de référence doit donner la meilleure estimation possible de la situation future dans la période de fourniture envisagée (2026-2027). Vu que sept années séparent la collecte des données (données de 2019 utilisées dans le MAF 2020) et la période de fourniture (2026-2027), il règne intrinsèquement de nombreuses incertitudes concernant les hypothèses et données utilisées. En outre, l'ensemble de données pour le prochain MAF (MAF 2021) est en cours de préparation. La CREG estime qu'il serait utile d'examiner la possibilité d'utiliser l'ensemble de données du prochain MAF dans les simulations, plutôt que d'adapter les données du MAF précédent d'une manière qui n'est pas toujours si transparente. La simulation de plus d'un scénario pourrait également être considérée dans ce cadre.

36. Vu que le volume de capacité à acheter est réparti sur deux enchères, à savoir l'enchère Y-4 (en 2022) et l'enchère T-1 (en 2025), et que le volume de l'enchère T-1 peut encore être adapté sur la base de données plus proches de la période de fourniture qui comportent donc moins d'incertitudes, la CREG est d'avis que le scénario à retenir pour l'enchère Y-4 doit être basé sur les données connues à ce jour et ne doit pas anticiper des risques qui ne sont pas encore connus pour la période de fourniture envisagée. Si un trop grand nombre de risques (qui ont un effet d'augmentation du volume, et par conséquent un impact sur le coût du CRM) sont inclus dans le scénario de référence pour l'enchère Y-4, et que ces risques se révèlent par la suite moins réalistes, le volume requis pour l'enchère T-1 est en outre influencé à la baisse, ce qui réduit considérablement les chances de recourir à certaines technologies (potentiellement innovantes) qui reposent sur l'enchère T-1. Par conséquent, la CREG est d'avis que le scénario de référence ne doit pas tenir compte, entre autres, des risques liés à d'éventuels changements de politique dans d'autres pays ou à des mécanismes de rémunération de capacité ne répondant pas à la norme de fiabilité.

Selon la CREG, ces risques doivent être capturés dans les simulations en vue de l'enchère T-1 pour la période de fourniture concernée.

### **4.3. SENSIBILITÉS**

37. S'agissant des sensibilités proposées par Elia dans sa recommandation, la CREG constate que certaines de ces sensibilités n'ont pas fait l'objet de la consultation publique organisée par Elia, et ne semblent pas non plus avoir été inspirées par la réaction de certains acteurs du marché.

38. Les sensibilités proposées dans la recommandation d'Elia sont traitées ci-après :

#### 4.3.1. Disponibilité du parc de production nucléaire français

39. Elia propose dans sa recommandation de prendre en compte une disponibilité nucléaire réduite de 4 unités en France.

40. La CREG ne comprend pas comment la prise en compte de l'indisponibilité de certaines unités nucléaires françaises peut être conciliée avec la méthodologie proposée par Elia, qui consiste à ajouter de la capacité dans les pays qui ont un CRM à l'échelle du marché jusqu'à ce que la norme de fiabilité soit atteinte pour ces pays.

41. La CREG estime qu'en ce qui concerne nos pays voisins, Elia doit s'appuyer sur les meilleures données validées disponibles de ces pays. La CREG estime que les modifications apportées aux hypothèses (telles que les changements de politique, les caractéristiques du parc de production, etc.) doivent toujours être étayées par des signaux clairs et fiables qui, d'une part, proviennent d'organismes ou d'autorités officielles du pays concerné et, d'autre part, portent sur la période de fourniture 2026-2027 envisagée. De plus, lors de la réunion de collaboration/concertation du 13 juillet 2021, où Elia avait annoncé son intention de recommandation, il lui avait été expressément demandé d'étayer les risques par des documents officiels.

S'agissant de l'indisponibilité accrue des unités nucléaires françaises, Elia se réfère d'une part à ses propres analyses basées sur des données historiques et d'autre part au rapport de RTE (bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – édition 2021).

Les résultats du rapport de RTE auxquels Elia fait référence portent sur la période 2021-2024, ce qu'Elia elle-même mentionne expressément dans son rapport. RTE indique dans son rapport (voir figure 21 à la page 45) qu'à l'issue de la période 2021-2024, il y a une amélioration du scénario de référence à partir de la période 2024-2026 (situation transitoire), qui se poursuit après 2026 avec des marges positives élevées durant la période 2030-2031.

La France ne donne aucune indication que la situation prévue pour 2021-2024 se produira également pour la période de fourniture 2026-2027.

En outre, la France dispose d'un mécanisme de rémunération de capacité opérationnel, ayant pour but de garantir la sécurité d'approvisionnement en France, ce qui signifie que l'indisponibilité accrue des centrales nucléaires françaises, récemment observée, sera en principe soit remédiée, soit compensée par d'autres capacités. Cet effet est également perceptible dans le CRM français : en raison de la plus faible disponibilité nucléaire prévue en France, les prix des capacités françaises ont fortement augmenté afin d'attirer des capacités supplémentaires suffisantes. L'hypothèse d'Elia selon laquelle il y aurait un problème structurel d'approvisionnement en France de 2021 à 2027, sans que d'autres capacités ne remplacent via le CRM les éventuelles capacités nucléaires indisponibles en France, n'est pas réaliste selon la CREG.

La sensibilité recommandée par Elia par rapport aux hypothèses de disponibilité du nucléaire français (- 4 unités en France) entraînera en outre une augmentation du volume nécessaire dans l'enchère CRM belge et aura donc un effet d'augmentation des coûts, ce qui doit être évité conformément à l'article 7*undecies*, § 1<sup>er</sup> de la loi électricité (voir numéro § 6), qui prévoit que le mécanisme de rémunération de capacité doit être conçu de façon à rendre le mécanisme le moins coûteux possible.

42. Par conséquent, la CREG ne peut accepter la recommandation d'Elia d'ajouter l'indisponibilité de quatre unités nucléaires françaises au scénario de référence, qui ferait que la France ne répondrait plus à sa norme de fiabilité avec un CRM. Sur la base des éléments ci-dessus, il ne semble pas approprié pour la CREG de modifier unilatéralement les hypothèses d'autres pays.

43. La CREG propose donc que la sensibilité d'une disponibilité nucléaire réduite en France ne soit pas prise en compte dans le scénario de référence.

#### **4.3.2. Autres risques influençant la capacité d'importation de la Belgique pendant des situations de pénurie**

##### **4.3.2.1. RAM inférieure dans des circonstances exceptionnelles et retard dans des investissements transfrontaliers**

44. Dans sa recommandation, Elia explique que les 70 % de minRAM ne peuvent pas être garantis pour chaque heure. Elia ne mentionne pas dans sa recommandation quelle minRAM elle propose toutefois comme sensibilité.

Les exceptions à l'exigence minRAM de 70 % sont destinées à couvrir les situations prévisibles liées à la sécurité d'exploitation et l'impossibilité d'atteindre les marges légalement requises pour des raisons indépendantes de la volonté du GRT. Étant donné que les *loop flows* (flux de bouclage) devraient diminuer sensiblement suite à la mise en œuvre des plans d'action des Pays-Bas et de l'Allemagne, la CREG ne voit aucune raison de s'écarter de l'objectif de 70% après 2025.

La CREG constate que la sensibilité proposée implique que les règles fixées au niveau européen ne seront pas respectées. La CREG est d'avis que les 70 % de minRAM ne doivent pas être remis en cause (en tout cas pas revus à la baisse).

La référence d'Elia à l'article 16(3) du règlement électricité est hors sujet : cette possibilité concerne une solution pour limiter, en dernier recours, la capacité transfrontalière lorsqu'il n'y a pas suffisamment de mesures correctives disponibles. La proposition d'Elia de tenir compte de cette sensibilité ne correspond pas au caractère exceptionnel de l'éventuelle limitation de la capacité transfrontalière en application de l'article 16(3). En outre, la CREG est d'avis qu'une telle indisponibilité dans la période proposée n'est ni attendue ni démontrable à l'heure actuelle.

Si une exception à l'exigence minRAM devait être envisagée, la CREG estime qu'il serait utile d'en tenir compte à partir de l'enchère T-1 en 2025. Il n'y a aucune raison de supposer à l'heure actuelle, en 2021, que l'exigence minRAM ne pourra pas être atteinte au cours de la période 2026-2027.

45. La CREG estime que cette sensibilité ne doit pas être appliquée dans le scénario de référence.

##### **4.3.2.2. Sortie accélérée du charbon**

46. Cette sensibilité, qui inclut une sortie accélérée du charbon, n'a pas été quantifiée par Elia. Cette sensibilité n'a pas non plus été soumise à consultation. En outre, elle n'affecte pas les hypothèses concernant le parc de production belge, étant donné que les dernières centrales au charbon en Belgique ont déjà été fermées en 2016. Il ne s'agit donc que d'hypothèses relatives aux parcs de production des pays voisins, qui, selon la CREG, ne peuvent être modifiées unilatéralement.



4.3.2.3. Pas de contribution du Royaume-Uni à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique

47. Cette sensibilité, qui inclut une sortie accélérée du charbon, n'a pas été quantifiée par Elia. Cette sensibilité n'a pas non plus été soumise à consultation. Elia renvoie à un *recent announcement*, mais sans en préciser la source. Enfin, Elia renvoie à l'annonce de la fermeture d'une unité nucléaire à Dungeness (source : BBC). Étant donné qu'un CRM est également opérationnel au Royaume-Uni, la fermeture annoncée n'est pas une raison pour modifier les hypothèses, puisque le CRM devrait fournir la capacité de remplacement éventuellement nécessaire.

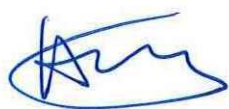
48. La CREG estime que cette sensibilité ne doit donc pas être incluse dans le scénario de référence.

## 5. CONCLUSION

49. La CREG a établi la présente proposition sur la base de l'arrêté royal du 28 mars 2021.
50. La CREG propose d'utiliser comme scénario de référence pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2026-2027 l'ensemble de données du dernier *Mid-Term Adequacy Forecast* (MAF 2020), 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 proposition d'Elia de supprimer les capacités qui ne sont pas nécessaires pour répondre à la norme de fiabilité (voir numéro 34).
51. La CREG propose de ne pas inclure de sensibilités supplémentaires dans le scénario de référence.
52. Enfin, la CREG propose qu'Elia donne une indication chiffrée de toutes les hypothèses et de tous les résultats utilisés pour les deux périodes de fourniture dans l'annexe au rapport du gestionnaire de réseau.

\*\*\*

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Andreas TIREZ  
Directeur



Laurent JACQUET  
Directeur



Koen LOCQUET  
Wvd. Président du comité de direction

## **ANNEXE**

**Elia's recommendation for the reference scenario for the CRM parameter calculation for the Y-4 Auction with Delivery Period 2026-27 – July 2021**