

AVIS

Avis de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie sur la proposition (C)2429 du régulateur relative au scénario de référence à utiliser pour l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2027-2028

30 août 2022

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)	5
3. Proposition de la commission (CREG).....	6
4. Avis de la DG Energie du SPF Economie	6
5. Conclusions et recommandations.....	109

INTRODUCTION

Par le présent document, la DG Energie du SPF Economie formule, conformément à l'article 3 de l'arrêté royal du 28 avril 2021¹, un avis sur la proposition (C)2429 du régulateur relative au scénario de référence à utiliser pour l'enchère CRM Y-4 pour la période de livraison 2027-2028.

La proposition du régulateur a été communiquée à la DG Energie du SPF Economie le 20 juillet 2022. Cette proposition reconnaît l'intérêt d'inclure deux sensibilités dans le scénario de référence à savoir une sensibilité pour les paramètres économiques et une sensibilité pour la demande plus faible d'électricité vu l'impact des prix élevés en électricité. La proposition (C) 2429 indique toutefois qu'il n'est pas envisageable pour le régulateur de préjuger des résultats de l'outil « BECalc » attendus fin août 2022.

Pour formuler son avis, la DG Energie du SPF Economie a pris connaissance des recommandations du gestionnaire du réseau de transport (Elia), 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/ou de la Task Force CRM du 17 juin 2022 dédiées à ce sujet et enfin des résultats obtenus par Climact et présentés par Elia le 25 août 2022 en WG Adequacy.

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 est formulé sur base des informations connues à ce jour.

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 adoptée². 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. 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. Un dernier amendement de la loi a encore été apporté le 28 février 2022 afin de permettre une adjudication complémentaire pour la mise aux enchères organisée en 2021³.

L'article 7undecies, §1^{er} 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* ».

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*

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

² http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2019042221&table_name=loi

³ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/loi/2022/02/28/2022040420/justel>

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.⁴

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 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.

⁴ Des modifications à cet arrêté ont pris place les 4 juillet 2021 et 27 janvier 2022.

§ 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, du 6 mai au 6 juin 2022, portant sur les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2027-2028. La consultation publique portait sur la présentation des données et hypothèses requises par l'Arrêté Royal et sur le questionnement du secteur sur 7 questions spécifiques⁵.

Le 17 juin 2022, Elia a présenté les résultats de la consultation publique en WG Adequacy⁶. Au total, une réponse partiellement confidentielle et trois réponses non confidentielles ont été soumises par les différents stakeholders. Le 21 juin 2022, Elia a publié son rapport de consultation sur son site⁷.

La recommandation d'Elia consiste à :

- prendre en compte les données du scénario présenté en annexe de son rapport de consultation. Cet ensemble de données est issu de la dernière étude European Resource Adequacy Assessment d'ENTSO-E (ERAA 2021) 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 ;
- prendre en compte les règles du Clean Energy Package relatives au *flow-based* avec une considération du 70% MinRAM ;
- intégrer dans ce jeu de données constituant le scénario de référence, les sensibilités suivantes :
 - en ce qui concerne les paramètres économiques, une sensibilité « high fuel price ». Cette sensibilité pourrait être basée soit sur la sensibilité de prix élevés d'Elia (basée sur une interpolation entre les prévisions de prix disponibles et l'objectif 2030 de WEO2021), soit sur des trajectoires de prix intégrant le paquet REPowerEU de la Commission européenne ou sur des études plus récentes, si elles sont disponibles avant la sélection par le Ministre ;
 - en ce qui concerne la demande en Belgique, une prise en compte des dernières prévisions économiques du Bureau fédéral du Plan. La demande d'électricité 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. En outre, Elia propose d'intégrer l'impact des prix élevés sur la demande. Au moment de rédiger sa recommandation, les prévisions du Bureau fédéral du Plan n'étaient pas encore disponibles. Lors du Working Group Adequacy du 25 août 2022, Climact a présenté les résultats de son étude. Suite à cette présentation, Elia a recommandé de prendre en considération une valeur de 90,9 TWh, soit la valeur calculée par Climact et qui prend en compte les prévisions du Bureau fédéral du Plan et l'impact de la hausse des prix sur la demande ;

⁵ <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20220506-meeting>

⁶ <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20220617-meeting>

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

- en ce qui concerne le parc de production thermique au vu de la réflexion en cours sur la réduction des limites d'émissions de CO₂, une fermeture partielle (276 MW) des turboréacteurs et des petites OCGT ;
- en ce qui concerne la disponibilité du nucléaire en France, une sensibilité de 4 unités indisponibles en plus de l'indisponibilité prévue dans l'ERAA21. Ce choix est justifié par la situation observée au cours des hivers passés, exacerbée par la situation actuelle observée en France.

3. Proposition de la commission (CREG)

Le 19 juillet 2022, le comité de direction de la CREG a approuvé la proposition de scénario à transmettre à la Ministre.

La proposition de la CREG consiste à :

- utiliser comme scénario de référence pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028 l'ensemble des données de la dernière étude European Resource Adequacy Assessment d'ENTSO-E (ERAA 2021), dont les données pour la Belgique et les autres pays sont mises à jour comme indiqué dans la recommandation d'Elia ;
- corriger la quantité d'énergie pour la centrale de pompage de Coe après l'extension prévue qui sera plus élevée que la valeur présentée par Elia (6150 MWh). Sur base des données qui lui ont été communiquées par le détenteur de cette capacité, le volume serait de 6442 MWh ;
- inclure deux sensibilités proposées par Elia dans le scénario de référence :
 - une sensibilité relative aux paramètres économiques basée sur des trajectoires de prix intégrant le paquet REPowerEU de la Commission européenne⁸,
 - une sensibilité pour la demande d'électricité en Belgique qui inclut l'impact de la hausse des prix. La CREG précise toutefois ne pas être en mesure de se prononcer sur l'utilisation de l'outil 'BECalc' puisque les résultats n'étaient pas encore connus au moment de rédiger sa proposition.
- ne pas inclure dans le scénario de référence de sensibilité pour la capacité de production thermique en Belgique. La CREG estime que le scénario de référence doit donner la meilleure estimation possible de la situation au cours de la période de fourniture envisagée. Etant donné que le volume de capacité à contracter est réparti sur deux enchères et que le volume de l'enchère Y-1 peut encore être adapté sur la base des données qui seront disponibles plus proches de la période de fourniture, la CREG est d'avis que le scénario de référence à retenir pour l'enchère Y-4 doit être basé sur les données connues à ce jour et ne doit pas anticiper des risques (tels la fermeture de 50% des turbojets et des petites OCGT et l'indisponibilité additionnelle d'unités du parc nucléaire français) qui ne sont pas encore connus pour la période de fourniture considérée ;
- ne pas inclure dans le scénario de référence de sensibilité portant sur la disponibilité du parc de production nucléaire français, pour la raison évoquée dans le point précédent. La CREG estime en outre que la France dispose d'un CRM 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 résolue, soit compensée par d'autres capacités. L'hypothèse d'Elia selon laquelle il y aurait un problème structurel d'approvisionnement en France à l'horizon 2027-2028, sans que d'autres capacités ne remplacent via le CRM les éventuelles capacités indisponibles, n'est – selon la CREG – pas réaliste.

4. Avis de la DG Energie du SPF Economie

La DG Energie du SPF Economie est d'avis de suivre la proposition de la CREG d'utiliser comme scénario de référence la base de données de l'ERAA 2021, dont les données pour la Belgique et

⁸ La CREG est d'avis que les prévisions de prix pour 2030 du WEO 2021 ne sont plus d'actualité car celles-ci ont été évaluées bien avant le début de la guerre en Ukraine (considérant 43).

les autres pays sont mises à jour tel que mentionné dans l'annexe du rapport de consultation d'Elia de juin 2022.

La DG Energie du SPF Economie est ensuite d'avis de suivre la proposition de la CREG qui consiste à inclure les sensibilités « high fuel prices » et « impact des prix élevés sur la demande ». Cet avis est motivé par le contexte actuel de prix élevés observés sur les marchés de l'énergie, par l'impact certain que ces prix élevés auront sur la demande et par le support unanime reçu des stakeholders pour la prise en compte de ces sensibilités lors de la consultation publique menée par Elia. Concernant la sensibilité « high fuel prices », la DG Energie du SPF Economie soutient l'argument de la CREG et d'Elia selon lequel les prévisions de prix pour 2030 du WEO 2021 ne sont plus d'actualité et avise par conséquent de considérer les prix suivants (RePowerEU):

Catégorie	Prix [€2020/MWh]
Pétrole	66,9
Gaz	44,4
Charbon	10,7
	[€ 2020/tCO2]
CO2	97,3

Concernant la sensibilité « impacts des prix élevés sur la demande », la DG Energie du SPF Economie a pris connaissance des travaux réalisés par le consultant Climact⁹. L'étude de Climact prend en compte les dernières prévisions économiques du Bureau fédéral du Plan publiées en juin 2022 et inclut une sensibilité sur la hausse des prix qui tient compte d'une trajectoire des prix intégrant le paquet REPowerEU de la Commission européenne. Selon Climact, la demande d'électricité en 2027 est estimée à 90,9 TWh.

La DG Energie du SPF Economie considère que plusieurs critiques peuvent être formulées à l'égard de l'approche proposée par le consultant Climact, notamment le fait que l'élasticité de la demande n'est pas calculée sur base des niveaux de prix qu'on connaît actuellement et que l'impact de la hausse des prix sur l'industrie n'est pas directement calculé. Cependant, la DG Energie du SPF Economie est d'avis que vu les incertitudes liées au contexte actuel, l'exercice d'estimation de l'impact des prix élevés sur la consommation d'électricité à horizon 2027 est un exercice complexe. A cet égard, la DG Energie du SPF Economie considère que l'étude présentée par Climact repose sur une méthodologie robuste et se base sur des données publiques et vérifiées. A sa connaissance, il n'y a par ailleurs pas d'autre étude disponible traitant de la problématique. La DG Energie du SPF Economie est donc d'avis de considérer une demande de 90,9 TWh¹⁰.

Pour ce qui est du refus par la CREG d'inclure dans le scénario de référence une sensibilité sur le parc thermique belge (à raison de 276 MW), la DG Energie rejoint la proposition de la CREG. En effet, la réflexion sur la trajectoire de réduction des limites d'émissions de CO₂ est toujours en cours et rien n'indique à ce stade que les unités ne pouvant plus se préqualifier pour le CRM, quitteront avec certitude le marché. Enfin, si ces risques venaient à se concrétiser et comme l'indique la CREG, l'enchère Y-1 permettra de les prendre en compte.

La DG Energie du SPF Economie est, à contrario de la CREG, d'avis d'intégrer au scénario de référence comme le suggère Elia, une sensibilité sur le nucléaire français. La DG Energie avise ainsi la Ministre de considérer une indisponibilité de 4 unités en plus de l'indisponibilité prévue dans l'ERAA21. Des arguments multiples motivent cet avis dont notamment :

- les incertitudes liées au calendrier du « grand carénage » qui s'étend jusqu'en 2030 et le calendrier de maintenance fortement affecté par les restrictions sanitaires liées au COVID, avec des conséquences pour les hivers à venir. RTE

⁹ Le 24 août 2022, Climact a présenté les résultats de son étude à la DG Energie du SPF Economie, à la CREG et au cabinet, en présence d'Elia. Les résultats ont par la suite été présentés en Working Group Adequacy le 25 août 2022. Des échanges bilatéraux entre la CREG et la DG Energie du SPF Economie ont également eu lieu le 26 août 2022.

¹⁰ La DG Energie rejoint la CREG dans sa remarque du considérant n°50. Particulièrement, il aurait été appréciable d'avoir inclus dans la recommandation d'Elia en juin 2022, les données précises sur la demande (consommation). La DG Energie se voit ici contrainte d'aviser la Ministre sur un set de données qui n'aura pas fait l'objet d'une proposition explicite du régulateur.

écrivait dans une publication¹¹ récente que «la production attendue du parc nucléaire au cours des prochaines années apparaît donc inférieure à celle qui était envisagée il y a peu de temps encore. En 2017, les prévisions de production nucléaire pour les premières années de la décennie 2020 étaient de l'ordre de 400 TWh annuels. En 2019, ces prévisions étaient réévaluées à la baisse, à hauteur de 380 TWh pour ces mêmes années. À l'issue de la crise sanitaire et en intégrant le décalage dans la mise en service de l'EPR de Flamanville, la prévision pour 2022 a été portée par EDF à 300-330 TWh, puis révisée à 295-330 TWh en février 2022 pour tenir compte des contrôles en cours sur certains réacteurs. »;

- les récentes découvertes du phénomène de corrosion sous contrainte, qui auraient un impact considérable sur la disponibilité d'un certain nombre de réacteurs nucléaires pour les années à venir¹². EDF a à cet effet défini un programme de contrôles pour l'ensemble du parc nucléaire qui s'étend jusqu'en 2025¹³ ;
- l'incertitude restante sur le timing/déroulement du programme de contrôle de EDF affirmée le 26 juillet 2022 par l'ASN, dans le cas où des contrôles ou analyses mettent toutefois en évidence des éléments nouveaux¹⁴ ;
- les discussions actuelles entre Etats membres envisageant déjà en Electricity Coordination Group, d'intégrer au scénario de référence des études européennes d'adéquation sur le court terme, une sensibilité sur l'indisponibilité accrue des unités du parc nucléaire français¹⁵ ;
- le rapport du GRT français qui prévoit que la norme de fiabilité ne sera pas respectée, sans mesure supplémentaire, au cours des trois prochains hivers sur la base de son scénario de référence (avant la dernière annonce sur les défauts de corrosion)¹⁶, et ce, malgré le CRM mis en place en France.

¹¹ https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-02/BP50_Principaux%20re%CC%81sultats_fev2022_Chap14_Analyse%20des%20dynamiques_0.pdf

¹² Selon une dernière publication d'EDF (https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-07/EDF_Mise%20a%20jour%20Note%20Info%20CSC_27juillet%202022.pdf), 12 réacteurs sont actuellement arrêtés pour des inspections supplémentaires, en plus des 18 autres arrêts planifiés pour maintenance, recharge de combustible, etc.

¹³ Le 26 juillet 2022, l'ASN a considéré que la stratégie d'EDF est appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

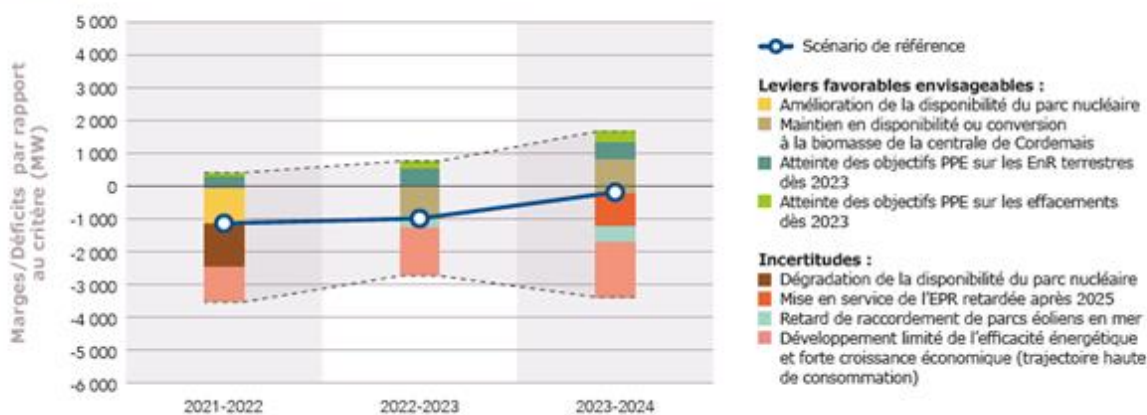
¹⁴ <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/corrosion-sous-contrainte-l-asn-considere-que-la-strategie-de-controle-d-edf-est-appropriee>

[..] L'ASN considère que les connaissances sur le phénomène de CSC sont encore évolutives et que le programme de contrôle devra être adapté si les contrôles ou analyses mettent en évidence des éléments nouveaux.

¹⁵ Cas effectif concernant le prochain Winter Outlook d'ENTSO-E de l'hiver 22/23.

¹⁶ [Figure 3 from https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021%20-%20principaux%20enseignements.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021%20-%20principaux%20enseignements.pdf)

Figure 3 Évolution des marges sur l'horizon 2021-2024



2. Le « niveau » ou « critère » de sécurité d'alimentation retenu en France est fixé par le code de l'énergie (D141-12-6) : il s'agit de la règle dite des « trois heures ». Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par les marchés de l'électricité, dans toutes les configurations étudiées par RTE, est inférieure ou égale à trois heures par an, respectivement deux heures par an pour le recours au délestage.

Source : Bilan prévisionnel de RTE (édition 2021)

La DG Energie du SPF Economie retient par ailleurs plusieurs éléments du dernier bilan prévisionnel 2021 de RTE qui confirment encore que la perspective à la baisse de la production nucléaire va se poursuivre sur les prochaines années:

- un enjeu considérable sera la maîtrise de la durée des arrêts de tranches pour maintenance, et notamment la maîtrise de la durée des quatrièmes visites décennales des 32 tranches du palier de 900 MW qui s'étaleront jusqu'à l'horizon 2030. Les premières tranches de 1300 MW passeront quant à elles, leur quatrième visite décennale à partir de 2026. L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. Dans sa décision, l'ASN prescrit notamment des améliorations majeures de la sûreté, déjà prévues par EDF ainsi que des dispositions supplémentaires qu'elle considère nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen. Les décisions qui en découleront pourraient vraisemblablement conduire EDF à amender une partie des plannings actuels d'arrêts des tranches.

A la suite de discussions avec ses homologues français, la DG Energie du SPF Economie constate que RTE n'a enfin pas fait de modélisation pour l'année 2027-2028 et n'a donc malheureusement pas de disponibilités précises à communiquer.

Face aux observations exposées *supra*, il apparaît clairement que la sensibilité sur le nucléaire français n'est pas liée à la couverture d'un risque incertain mais permet au contraire, de corriger une sous-estimation du nucléaire français dans l'ERAA 2021.

Enfin, la DG Energie rejette la proposition de la CREG, de considérer une quantité d'énergie de pompage-turbinage en Belgique de 6442 MWh. En effet, l'exploitant a confirmé à Elia que le volume de 6442 MWh correspondait au volume d'énergie stockée mais que ce volume ne comprenait pas les pertes de turbinages qui s'élèvent à 13% et que par conséquent le volume à considérer est l'énergie turbinée nette au réseau, soit 5600 MWh.

5. Conclusions et recommandations

Conformément à l'arrêté royal du 28 avril 2021, la DG Energie recommande à la Ministre de considérer un scénario unique pour l'année de livraison 2027-2028 tenant compte :

- de la base de données de l'ERAA 2021, dont les données pour la Belgique et les autres pays sont mises à jour tel que mentionné dans l'annexe du rapport de consultation d'Elia de juin 2022
- des sensibilités à intégrer sur les high fuel prices et sur l'impact de ces prix sur la demande en électricité, de telle sorte que la demande est fixée à 90,9 TWh et que les prix suivants soient considérés :

Catégorie	Prix [€2020/MWh]
Pétrole	66,9
Gaz	44,4
Charbon	10,7
	[€ 2020/tCO2]
CO2	97,3

- d'une indisponibilité additionnelle de 4 unités du parc nucléaire français ;

Nancy Mahieu

Le Directeur général a.i.