

ETUDE PROSPECTIVE ELECTRICITE

Rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement

Janvier 2024

Table des matières

| | |
|--|---------|
| Introduction et contexte législatif..... | 4 |
| 1.Aperçu du contexte énergétique en Belgique | 7 |
| 1.1. Cadre institutionnel | 7 |
| 1.2. Politique fédérale de la Belgique | 7 |
| 1.3. Politique des Régions | 9 |
| 1.4. Politique internationale..... | 10 |
| 1.4.1. L'accord de Paris sur le climat | 10 |
| 1.4.2. COP28 à Dubaï..... | 10 |
| 1.4.3. North Sea Summit..... | 11 |
| 1.4.4. Présidence européenne de la Belgique | 11 |
| 1.4.5. Union européenne..... | 12 |
| 2. Données sur le marché de l'électricité en Belgique | 14 |
| 2.1. Demande..... | 14 |
| 2.2. Offre | 17 |
| 2.2.1. Capacité électrique installée (dont batteries)..... | 17 |
| 2.2.2. Production brute d'électricité..... | 18 |
| 2.2.3. Market Response | 22 |
| 2.2.4. Capacités futures | 23 |
| 2.3. Importations et exportations..... | 26 |
| 3.Monitoring de l'adéquation du système électrique belge | 27 |
| 3.1. Etude ELIA - « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2024-2034 »..... | 27 |
| 3.2. Etude ENTSO-E - « European Resource Adequacy Assessment 2023 - ERAA23 » | 32 |
| 3.3. Analyse du GRT sur la période hivernale 24/25 (update de novembre 2023)..... | 34 |
| 4..... | Mesures |
| | 36 |
| 4.1. Développement du CRM..... | 36 |
| 4.1.1. Historique..... | 37 |
| 4.1.2. Objectifs du CRM | 38 |
| 4.1.3. Les principes du CRM | 38 |
| 4.1.4. Les enchères | 38 |
| 4.1.5. Améliorations au CRM effectuées..... | 41 |
| 4.1.6. Améliorations au CRM en cours de développement | 42 |
| 4.2. Surveillance du nucléaire français..... | 43 |
| 4.3. Débloquer la flexibilité..... | 44 |
| 4.4. Développement des lignes intérieures et interconnexions | 46 |
| 4.5. Risk preparedness plan | 47 |

| | |
|--------|------------|
| 5..... | Conclusion |
| | 50 |

Introduction et contexte législatif

Le présent rapport a été rédigé par la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie.

Il s'agit d'un rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement¹ faisant suite à l'étude prospective de 2015 et qui fait suite au rapport complémentaire de monitoring de décembre 2021².

Ainsi sera donné dans le présent rapport un aperçu du suivi de la sécurité d'approvisionnement en Belgique depuis l'étude prospective précédente en recourant notamment à l'étude sur l'adéquation en Belgique d'Elia publiée en juin 2023³ ainsi que celle d'ENTSO-E publiée en décembre 2023⁴(*European Resource Adequacy Assessment* ou ERAA). Les mesures qui ont été prises pour garantir la sécurité d'approvisionnement seront également analysées.

Après un bref rappel de l'organisation du système électrique en Belgique au chapitre 1, le chapitre 2 donnera un aperçu de l'état actuel de l'offre et de la demande, avant de passer au chapitre 3 qui résumera les résultats des dernières études pertinentes sur la sécurité d'approvisionnement en Belgique. Le chapitre 4 se penchera ensuite sur les mesures prises et envisagées en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement de notre pays, avant de terminer au chapitre 5 par les conclusions.

Le présent document est le rapport tel que prévu à l'article 3 de la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Selon le *Clean Energy Package*⁵, le suivi de la sécurité d'approvisionnement se déroule désormais par le biais des plans intégrés climat et énergie. En application du règlement européen sur la gouvernance (2018/1999) du 11 décembre 2018 relatif à la gouvernance de l'Union de l'énergie et à l'action pour le climat, la Belgique doit remettre une mise à jour finale de ce plan d'ici mi 2024. La DG Énergie du SPF Économie ainsi que la DG Environnement du SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne Alimentaire et Environnement assurent la coordination de la rédaction de ce plan.

La procédure d'élaboration de l'étude prospective, assortie de nombreuses collaborations, concertations et consultations, a pour conséquence que le délai entre la fixation des hypothèses des scénarios à considérer et la publication se révèle exagérément long. Le constat unanimement partagé depuis plusieurs années par la DG Énergie, le Bureau fédéral du Plan, la CREG, la Banque nationale de Belgique, le gestionnaire de réseau de transport (GRT) et certaines parties prenantes consultées est que les résultats de l'étude sont dépassés dès sa parution. Une révision de la loi Électricité s'est ainsi avérée nécessaire, afin de pouvoir surveiller au mieux – monitorer – la sécurité d'approvisionnement à court et moyen termes.

Une première modification de la loi Électricité (26 mars 2014 – art. 7bis) a permis d'instaurer le mécanisme de la réserve stratégique, mécanisme approuvé en 2018 par la DG Concurrence pour une application jusqu'à l'hiver 2021/2022, où une évaluation annuelle à court terme de la sécurité d'approvisionnement, via la réalisation d'une analyse probabiliste par le GRT et la rédaction d'un avis de la DG Énergie, est effectuée. La dernière analyse du gestionnaire de réseau est celle de l'hiver 2024-2025 où Elia a fait parvenir le 20 novembre 2023 à la Ministre de l'Énergie une lettre indiquant qu'au vu des résultats de la dernière étude *Adequacy and Flexibility* de 2023 pour la période hivernale 2024-2025, il n'y a pas à ce stade de risque pour la sécurité d'approvisionnement. L'avis du 12 décembre 2023 de la DG Énergie⁶ rejoint cette conclusion.

Une modification ultérieure de la loi Électricité (30 juillet 2018 – art. 7bis §4bis) a permis d'instaurer le cadre pour la réalisation, tous les 2 ans, par le GRT, d'une analyse nationale relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité sur un horizon de dix ans. Cette étude,

¹ Ce monitoring report fait foi d'étude prospective électricité (EPE5).

² <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Etude-prospective-electricite-2021.pdf>

³ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/adequation/etudes-adequation>

⁴ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>

⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Avis-DG-Energie-Besoin-reserve-strategique-periode-hivernale-2024-2025.pdf>

la NRAA ou étude Adequacy & Flexibility, est un préalable à la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité en Belgique (en l'absence d'ERAA validée par ACER). Elle doit respecter les règles fixées par le règlement 2019/943 qui permettent d'évaluer l'adéquation des ressources à moyen et long termes. Le cadre réglementaire pour la réalisation d'une telle étude est complété par un ensemble de méthodologies approuvées par le régulateur européen (ACER) tels l'établissement de la norme de fiabilité, y compris le calcul de la valeur de la charge perdue (VoLL) et du coût de l'électricité.

Le 31 août 2021, le Roi a fixé la norme de fiabilité de la Belgique à un LOLE (*Loss of Load Expectation*) de 3h. Conformément à l'engagement pris dans le cadre de la décision (UE) 2022/639 de la Commission Européenne du 27 août 2021 concernant le régime d'aides SA.54915 - 2020/C relatif à l'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité en Belgique (marge numéro 28), les autorités compétentes belges ont mis à jour l'estimation unique du coût de l'énergie non distribuée (VoLL) sur la base d'une nouvelle enquête concernant la volonté à payer⁷, conformément à la méthode publiée par ACER. De nouvelles valeurs ont ainsi été établies pour VoLL/CONE/RS selon le processus légal et se retrouvent dans l'AR du 4 septembre 2022⁸. La norme de fiabilité désormais en vigueur est : LOLE = 3h.

Les hypothèses et scénarios ainsi que la méthodologie utilisés pour cette analyse Adequacy & Flexibility sont déterminés par le GRT, en collaboration avec la DG Énergie et le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la CREG. Une première étude est parue en juin 2019.

La dernière étude en date du GRT établie dans le cadre de l'art. 7bis §4bis « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2024-2034 »⁹, publiée en juin 2023, répond à de nombreuses exigences de contenu de l'étude prospective, définies par l'art. 3 de la loi Electricité. En effet, cette récente étude reprend bien une estimation de l'évolution de la demande et de l'offre d'électricité à moyen et long termes et identifie les besoins en nouveaux moyens¹⁰ qui en résultent ; elle respecte¹¹ les orientations en matière de choix des sources primaires reprises dans le Plan national énergie-climat en promouvant les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre ; elle évalue la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité et a servi de base à la notification en juin 2023 du mécanisme belge de rémunération de la capacité amendé¹² et approuvé¹³ par la DG Concurrence le 29 septembre 2023.

Au vu des diverses études récentes sur la sécurité d'approvisionnement, l'intérêt d'établir une nouvelle étude prospective pour fin 2023 a paru extrêmement limité. Les exigences du Clean Energy Package et, en particulier, l'obligation d'élaborer un Plan national énergie-climat¹⁴ et de le monitorer, ont renforcé cette perception. C'est pourquoi, une nouvelle modification de la loi afin d'éliminer la réalisation de l'étude prospective telle que connue et permettant à la DG Energie de réaliser un monitoring continu de la sécurité d'approvisionnement est en cours. Les travaux n'étant pas terminés, la DG Energie doit toutefois publier, fin 2023 (début 2024), une étude prospective conformément au texte en vigueur. Néanmoins, par souci d'efficacité, elle propose d'intégrer celle-ci dans le présent rapport de monitoring. Une période s'étendant du 22 décembre 2023 au 19 janvier 2024 a été laissée au Bureau Fédéral du Plan pour émettre ces remarques ou commentaires¹⁶.

⁷ https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Note_Estimation-cout-d-energie-non-distribuee-territoire-belge-VoLL-10062022-signed.pdf

⁸ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/09/04/2022041878/moniteur>

⁹ Dans la suite du texte, le terme « Adequacy and Flexibility » sera utilisé pour faire référence à cette étude

¹⁰ Identification de la hauteur du besoin.

¹¹ La libéralisation du marché de l'électricité ne permet plus un contexte aussi normatif où une étude définit les orientations de choix de sources. Dans le respect des objectifs climatiques et environnementaux et des ambitions du gouvernement, les investisseurs sont bien libres de leurs investissements.

¹² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/ip_23_4689

¹³ https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202340/SA_104336_B04EFF8A-0000-CDF2-866E-13BF028481FA_65_1.pdf

¹⁴ Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) no 663/2009 et (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) no 525/2013 du Parlement européen et du Conseil, art. 3.

¹⁵ <https://www.plannationalenergieclimat.be/fr>

¹⁶ La relecture du Bureau fédéral du Plan est parvenue le 17 janvier 2024 à la Direction générale de l'Énergie.

Le projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité soumis au Conseil des Ministres en décembre 2023 proposait par ailleurs l'article suivant permettant le monitoring continu par la DG Energie du SPF Economie :

Art. 5. L'article 7ter, de la même loi, est remplacé par ce qui suit :

« art. 7ter. §1^{er}. La Direction générale de l'Énergie suit en permanence l'état de la sécurité de l'approvisionnement en électricité du pays, et en particulier en ce qui concerne la prochaine période hivernale.

Si la Direction générale de l'Énergie estime qu'il existe des préoccupations concernant l'état de la sécurité d'approvisionnement en électricité du pays, elle transmet un avis au ministre. L'avis de la Direction générale de l'Energie est publié sur le site Internet de la Direction générale de l'Energie, tenant compte des éléments confidentiels éventuels.

§2. Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre correspond à la norme de fiabilité déterminée conformément à l'article 7undecies, §7, alinéa 2.

[...]

1. Aperçu du contexte énergétique en Belgique

1.1. Cadre institutionnel

En Belgique, la politique énergétique est répartie entre le gouvernement fédéral et les trois régions. La surveillance de la sécurité d'approvisionnement du pays est une compétence fédérale.

En matière d'électricité, l'État fédéral est par ailleurs notamment compétent pour : le cycle du combustible nucléaire, la grande infrastructure au niveau de la production et du stockage et le transport de l'énergie (en ce compris le plan de développement du réseau de transmission) et l'énergie éolienne offshore.

Au niveau fédéral, la politique énergétique a été confiée à la Direction Générale de l'Énergie du SPF économie, PME, Classes moyennes et Énergie. Le régulateur fédéral est la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz.

Une concertation permanente se tient entre les différents niveaux de pouvoir en Belgique par le biais de CONCERE, un organe de concertation qui renforce la collaboration sur le plan de l'énergie entre les gouvernements fédéral et régionaux et qui rassemble des représentants des quatre administrations de l'énergie et des quatre cabinets en charge de l'énergie.

Le 31 décembre 2019, la Belgique a soumis à la Commission européenne son Plan national Énergie-Climat¹⁷ pour la période 2021-2030¹⁸. Le gouvernement fédéral et les exécutifs flamand, wallon et bruxellois ont approuvé le 18 décembre 2019 en comité de concertation le Plan national Énergie-Climat. Dans ce plan, notre pays doit indiquer comment il contribuera aux objectifs à long terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de l'Accord de Paris.

La Belgique a en outre toujours été un précurseur en matière de collaboration régionale et d'intégration du marché. Notre pays est ainsi l'un des membres-fondateurs notamment du Forum Pentalatéral de l'Énergie et du North Seas Energy Forum (anciennement le « North Seas Countries' Offshore Grid Initiative » [NSCOGI]). Grâce à une collaboration intense au niveau régional, ces forums cherchent à parvenir à une intégration du marché poussée, à une sécurité d'approvisionnement garantie, à un développement efficace en termes de coûts de l'infrastructure du réseau et au développement de sources d'énergie renouvelable.

1.2. Politique fédérale de la Belgique

En raison d'un contexte international imprévu et de la réponse européenne à la guerre menée par la Russie en Ukraine, le gouvernement fédéral belge a décidé le 18 mars 2022, de réévaluer partiellement le calendrier de sortie du nucléaire, en autorisant la prolongation, pour une période de dix ans, de la durée d'exploitation de deux des sept centrales nucléaires (Tihange 3 et Doel 4) et ce, dès novembre 2025.

Ces deux unités ont une puissance nominale combinée d'environ 2 GW. La fermeture des autres unités nucléaires (d'une puissance nominale totale d'environ 4 GW) se poursuit conformément au calendrier légal. Dans le cadre de la mise en œuvre de l'accord de prolongation de Doel 4 et Tihange 3 et en raison notamment de l'évolution des conditions d'exploitation et environnementales de l'efficacité des centrales nucléaires, la capacité de référence nette des centrales Doel 4 et Tihange 3 a été revue à la baisse par Engie le 13 octobre 2023 à savoir :

- pour Tihange 3, la nouvelle capacité nette estimée est de 1030 MWe.
- pour Doel 4, la nouvelle capacité nette estimée est de 1026 MWe.

Un deuxième élément de la politique énergétique belge concerne le développement de la flexibilité :

¹⁷ https://www.rtbf.be/info/belgique/detail_accord-national-sur-le-plan-energie-climat-pour-la-belgique?id=10391333

¹⁸ <https://www.cnc-nkc.be/fr/PNEC>

- La Belgique travaille ainsi depuis plusieurs années à promouvoir la participation active de la demande dans le marché. Cette technologie peut ainsi être rémunérée via le mécanisme de rémunération de la capacité. Plus de 287 MW *derated* de participation active de la demande ont ainsi été contractés lors de la première enchère.
- Un certain nombre de barrières réglementaires ont par ailleurs été levées ces dernières années pour permettre à tout type de technologie d'offrir sa flexibilité et de participer à la fourniture des services auxiliaires requis par le marché ou réseau de transport d'électricité. La réserve de stabilisation de la fréquence¹⁹ (FCR) est ouverte ainsi à tout type de technologie depuis 2017 tout comme la restauration de la fréquence par activation manuelle²⁰ (mFRR). En ce qui concerne la restauration automatique de la fréquence²¹(aFRR), elle est ouverte à toutes les technologies depuis 2020. De plus, il est également possible pour chaque technologie de combiner différents services tels que FCR et mFRR ou FCR et aFRR avec la volonté dans les prochaines années de permettre la combinaison des services de aFRR et mFRR. Pour la mi-2024, il est souhaité également de permettre aux capacités décentralisées (batteries, participation active de la demande, etc.) présentes sur le réseau basse tension d'offrir des services de aFRR et mFRR.
- La Belgique est également en train de développer le *Consumer Centric Market Design*²² pour permettre de valoriser la flexibilité des consommateurs finaux (voitures électriques, pompes à chaleur, batteries domestiques, ...). L'objectif du modèle est de simplifier au maximum l'accès à tous les marchés électriques pour tout type de flexibilité (aussi sur le réseau basse tension). Les consommateurs disposant de flexibilité pourront donc la valoriser de manière explicite via les contrats dynamiques qui seraient offerts par les fournisseurs mais aussi de manière implicite grâce à leur participation aux services auxiliaires via un agrégateur.

Un troisième élément de la politique énergétique belge qui aura une influence particulièrement déterminante sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique est la hausse des énergies renouvelables sous l'impulsion des objectifs climatiques et énergétiques européens et de l'ambition de la Ministre Van der Straeten de faciliter la réalisation de ces objectifs. Sous l'impulsion des ambitions internationales et européennes, les sources d'énergie renouvelable ont ainsi connu, tant au niveau du transport qu'au niveau de la distribution, une véritable percée et elles sont devenues un élément sans cesse plus important du mix énergétique belge. Cela ne devrait qu'augmenter à l'avenir puisque l'objectif du gouvernement actuel est de disposer d'un système énergétique neutre sur le plan climatique d'ici 2050. Cela passera par le développement des énergies renouvelables et en particulier par la transition vers un approvisionnement en énergie renouvelable dans le secteur des transports, la stratégie fédérale en matière d'hydrogène, le déploiement de l'éolien offshore, etc.

À cet égard, le gouvernement fédéral a fixé le 15 octobre 2021 un objectif : tripler la capacité de production basée sur l'éolien en mer d'ici 2030 et être ainsi en mesure de fournir de l'électricité produite en mer du Nord à chaque famille belge. Cette augmentation de capacité sera rendue possible grâce à l'île énergétique du Plan national de relance et de résilience ainsi que grâce aux interconnexions avec d'autres pays en tant que premier « meshed grid » de la mer du Nord. Ces interconnexions, par exemple avec le Danemark, nous donneront accès aux énergies renouvelables de l'étranger.

De plus, le gouvernement fédéral s'est attaqué au verdissement de la flotte de voitures de société. Grâce à l'adoption de la loi du 25 novembre 2021 organisant le verdissement fiscal et social de la mobilité²³, on peut s'attendre à une importante électrification de la flotte de voitures de société (voitures qui représentent plus de la moitié des voitures neuves en Belgique). Cette électrification de la mobilité fera augmenter la demande en électricité et donc le besoin en capacité. A partir de 2026, plus aucune déduction fiscale ne sera accordée aux sociétés pour l'acquisition d'un véhicule à moteur thermique et la cotisation de solidarité est progressivement augmentée depuis le 1^{er} juillet 2023 alors que la limite maximale de déductibilité pour les voitures thermiques sera progressivement réduite à partir de 2025.

¹⁹ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/services-auxiliaires/maintenir-equilibre/fcr>

²⁰ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/services-auxiliaires/maintenir-equilibre/mfrr>

²¹ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/services-auxiliaires/maintenir-equilibre/afrr>

²² <https://www.eligroup.eu/en/ccmd>

²³ https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-25-novembre-2021_n2021033910.html

La déduction fiscale pour les voitures particulières sans émission carbone sera également réduite progressivement à partir de 2026 (déduction de 67,5 %)²⁴.

L'intégration de sources d'énergie renouvelable représente toutefois aussi un défi pour le système énergétique existant :

- la production renouvelable à grande échelle se situe souvent loin des grands pôles de consommation, ce qui requiert une infrastructure complémentaire ;
- le caractère variable de certaines sources d'énergie renouvelables représente un défi pour l'exploitation du système.

Pour faciliter la transition énergétique, la Belgique a encore étudié récemment la possibilité de revoir à la baisse les limites d'émission imposées par le règlement (UE) 943/2019 dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité. À cet effet, une première consultation publique avait été lancée en juin 2022 en proposant 5 trajectoires de réduction d'émission spécifique pour atteindre la neutralité carbone en 2050²⁵. Une analyse coût-bénéfice de ces 5 trajectoires réalisée en décembre 2022 conclut d'une part que ces trajectoires entraîneraient une augmentation de la production thermique ailleurs en Europe pour se substituer aux centrales belges, ce qui conduirait à une très faible réduction globale de CO₂ et une augmentation considérable de la dépendance de la Belgique aux importations et d'autre part que la réduction des émissions de CO₂ réalisée à la suite des trajectoires a un coût très élevé pour la société et pour les clients belges qui verraient une augmentation non négligeable des prix de l'électricité et de la capacité. Dans le contexte d'un marché de l'énergie couplé, cette diminution des limites d'émission du CRM devrait être faite au niveau européen. La Belgique a toutefois déjà conditionné la limite d'émission annuelle à une émission spécifique plafond de 600 gCO₂/kWh pour écarter les unités les plus polluantes du CRM belge. Cette première limite d'émission spécifique conditionnant l'accès au seuil d'émission annuelle est à considérer comme le premier plateau d'une trajectoire en plateaux de 5 ans visant à atteindre la neutralité carbone pour 2050.

1.3. Politique des Régions

De plus, plusieurs mesures régionales auront un impact important sur la consommation électrique à la hausse et donc la sécurité d'approvisionnement en Belgique. On peut notamment citer de façon non-exhaustive :

- l'interdiction de vente de véhicules thermiques en Flandre à partir de 2029 ainsi que la mise en place de nombreuses zones à basses émissions de plus en plus strictes dans plusieurs grandes villes en Belgique,
- la délivrance en Flandre d'une prime de €5000 à l'achat d'une voiture électrique à partir de 2024,
- la prime pour l'installation de batteries domestiques qui était en vigueur en Flandre jusqu'en mars 2023. Seulement pour l'année 2021, cette prime a financé partiellement l'installation de plus de 16 000 batteries domestiques en Flandre,
- En Wallonie, le Plan Air Climat Energie (PACE) 2030²⁶ a été adopté le 21 mars 2023 et comprend plusieurs mesures en faveur de la transition énergétique dont notamment la fin des subsides aux énergies fossiles,
- A Bruxelles, l'installation de chaudière à mazout sera interdite dès le 1^{er} juin 2025 alors que les voitures diesel seront totalement interdites dès 2030.

²⁴ <https://vanpeteghem.belgium.be/fr/avec-le-verdissement-des-vehicules-dentreprise-le-ministre-van-peteghem-donne-le-coup-denvoi-%C3%A0-la>

²⁵ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Consultation-proposition-trajectoire-de-reduction-limites-CO2-des-2023.pdf>

²⁶ <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/pace-2030-adopte-gw-21-mars-2023.pdf?ID=73812>

D'autres mesures régionales peuvent aussi avoir un effet à la baisse au niveau des consommations électriques annuelle ou de pointe avec par exemple l'obligation de rénovation énergétique en Flandre si le bien acheté possède un PEB « E » ou « F » alors qu'à Bruxelles, la fin des passoires énergétiques avec un certificat PEB F et G est prévue pour 2033. La Wallonie possède un système similaire d'exigences en matière de PEB avec par exemple l'obligation d'atteindre un PEB D dans les 5 ans du changement de propriété de l'habitation à partir de 2026 tel que repris dans le PACE 2030. De plus, ce plan prévoit un déploiement massif des énergies renouvelables.

Il est très important du point de vue de la sécurité d'approvisionnement d'également suivre le plan d'implémentation des compteurs intelligents dans chaque Région car ils permettent de débloquer un énorme potentiel de flexibilité qui ne fera qu'augmenter au fil des années avec le développement des pompes à chaleur, des voitures électriques, des panneaux solaires et des batteries.

La Région flamande prévoit pour sa part que tous les compteurs traditionnels soient remplacés par des compteurs intelligents avant juillet 2029 alors qu'en Wallonie, 80% des clients dont la consommation annuelle standardisée est supérieure ou égale à 6000 kWh ou les clients dont la puissance électrique nette développable de production d'électricité est supérieure ou égale à 5 kWe ou les points de recharge ouverts au public doivent posséder des compteurs intelligents avant 2030.

Au-delà des mesures relatives à la consommation, il existe encore à Bruxelles des primes via l'octroi de certificats verts pour l'installation de panneaux photovoltaïques. La Flandre se munit de son côté d'un Plan Solaire 2025 pour booster la capacité photovoltaïque. Pour la Wallonie, le principe du « compteur qui tourne à l'envers » est d'application pour les nouvelles installations jusqu'au 31 décembre 2023. Ces primes régionales permettent de promouvoir le développement de nouvelle capacité ou de stockage et impactent positivement l'adéquation en électricité de la Belgique.

1.4. Politique internationale

D'importantes étapes ont été franchies ces dernières années au niveau international et européen. Ces étapes contribuent à l'élaboration de la politique énergétique belge et influencent notre système électrique.

1.4.1. L'accord de Paris sur le climat

Grâce à l'Accord international de Paris sur le climat conclu en décembre 2015, l'action mondiale contre les dangers du changement climatique est renforcée. Les pays signataires s'engagent à contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels et ils visent à la limiter à 1,5°C. Le premier bilan de cet accord s'est déroulé lors de la COP 28 à Dubaï²⁷ qui a eu lieu fin 2023.

1.4.2. COP28 à Dubaï

La conférence sur les changements climatiques de 2023 s'est déroulée à Dubaï du 30 novembre au 12 décembre. Lors de cette 28^{ème} Conférence des Parties, l'objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5°C a été réaffirmé. Cet objectif faisait déjà partie de précédents accords. En ce qui concerne les énergies fossiles, une transition mais pas une sortie des énergies fossiles figure dans l'accord :

« S'éloigner des énergies fossiles dans les systèmes énergétiques, d'une manière juste, ordonnée et équitable, en accélérant l'action dans cette décennie cruciale, afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050 conformément aux préconisations scientifiques ».

Enfin, la réduction progressive du charbon, qui était déjà présente dans l'accord de la COP26 à Glasgow, et une augmentation de la production d'énergie à faible émission de carbone tel que le renouvelable, le nucléaire ou l'utilisation du captage et stockage du carbone sont aussi présentes dans l'accord.

²⁷ <https://unfccc.int/fr/cop28>

1.4.3. North Sea Summit

Le premier sommet a eu lieu en 2022 au Danemark, à Esbjerg qui est une ville reconnue mondialement pour son industrie offshore. Lors de cette première édition, les 4 membres-fondateurs (Belgique, Danemark, Allemagne et Pays-Bas) ont conclu un accord pour former la « *North Sea Coalition* » avec comme objectif de diminuer leur dépendance vis-à-vis des énergies fossiles. Ce sommet a permis de parvenir à un accord de quadrupler la capacité de production éolienne offshore pour atteindre 150 GW soit la consommation annuelle de 150 millions d'Européens.

Le second sommet s'est déroulé le 24 avril 2023 à Ostende et plusieurs membres sont venus s'ajouter à la coalition. La France, le Royaume-Uni, la Norvège, le Luxembourg et l'Irlande ont rejoint les membres-fondateurs pour former la plus grande coalition énergétique autour de la mer du Nord. Un des défis les plus importants de cette coalition est de permettre la transmission de l'électricité produite de sorte que chaque citoyen de ces pays puisse profiter de cette énergie renouvelable.

Cette coalition s'est engagée lors de ce deuxième sommet à drastiquement augmenter la capacité de production offshore en 2050 pour qu'elle atteigne 300 GW avec l'objectif intermédiaire de 120 GW pour 2030. Ce développement de la capacité éolienne permettra aussi la production d'hydrogène renouvelable.

La Belgique est fière de faire partie de cette coalition et de s'engager à augmenter sa capacité éolienne. Cela permettra d'assurer sa sécurité d'approvisionnement future en dépendant moins des carburants fossiles et en réduisant ses émissions de CO₂ liées à sa production d'électricité.

1.4.4. Présidence européenne de la Belgique

A partir du 1^{er} janvier 2024 et jusqu'au 30 juin 2024, la Belgique assurera la présidence du Conseil et devra donc assurer la conduite de l'agenda européen et la promotion de la collaboration entre les états membres. Parmi les sujets abordés, un certain nombre concerne l'énergie et seront suivis de près par la DG Énergie du SPF Economie.

Tout d'abord, un des objectifs sera de finir l'agenda législatif en cours qui concerne notamment la réforme du marché de l'électricité²⁸, le package sur le gaz²⁹, l'extension des mesures d'urgence³⁰ et la mise en place d'une banque hydrogène³¹.

De plus, les priorités pour cette présidence seront d'assurer la sécurité d'approvisionnement des radioisotopes médicaux, stimuler l'innovation en Europe, développer l'énergie éolienne offshore ainsi que des infrastructures énergétiques durables et enfin, faciliter l'échange d'hydrogène à un niveau international.

La DG Énergie suivra évidemment chacun de ces sujets mais en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement en électricité, elle se focalisera principalement sur la réforme du marché de l'électricité, l'extension des mesures d'urgence ainsi que le développement de l'énergie offshore.

Ces sujets ont un impact important sur la sécurité d'approvisionnement. On peut notamment citer le développement de l'éolien offshore qui permet de diminuer le besoin en capacité fossile et permet une plus grande capacité de production. Quant à la réforme du marché de l'électricité, plusieurs mesures ont un impact direct sur l'adéquation en Belgique. Cette réforme vise notamment à permettre de promouvoir la réponse active à la demande et les batteries dans les mécanismes de rémunération de la capacité, le

²⁸<https://www.consilium.europa.eu/en/policies/electricity-market-reform/#:~:text=The%20reform%20of%20the%20electricity%20market%20was%20first%20presented%20by,in%20the%20wholesale%20energy%20market.>

²⁹https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package_en

³⁰https://energy.ec.europa.eu/news/commission-prolongs-energy-emergency-measures-12-months-2023-11-28_en

³¹ https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16_en

développement des *Contracts for difference* ainsi que les *Power Purchase Agreements* ce qui devrait faciliter l'investissement dans les technologies renouvelables.

La Commission européenne a d'ailleurs lancé une étude sur les barrières à la participation de la réponse active à la demande dans le marché de l'électricité et dans les mécanismes de rémunération de la capacité³² en collaboration avec Grimaldi Alliance. La Belgique a quant à elle pris les devants et a déjà envisagé la forme optimale que les *Power Purchase Agreements* devraient prendre suivant la future réforme du marché de l'électricité via une étude sur le sujet. Enfin, parmi les mesures d'urgence³³, il est prévu de faciliter l'octroi des permis pour les projets renouvelables ce qui devrait donc faciliter le développement de nouvelles capacités³⁴. Il est important de souligner qu'au niveau belge une modification de la loi électricité est en cours pour permettre également la facilitation de l'octroi de permis et démontre les efforts de la Belgique pour accélérer le développement de nouvelles capacités et répondre à la demande future d'électricité.

1.4.5. Union européenne

Au niveau européen, il a déjà été convenu en 2009 de réduire d'ici 2050 les émissions de gaz à effet de serre de 80-95% par rapport au niveau de 1990. Il s'agit d'un objectif que la Belgique soutient également.

Dans le cadre de sa vision à l'horizon 2030 sur l'énergie et le climat, la Commission européenne a publié en 2015 le cadre stratégique d'une Union de l'énergie dynamique, pourvue d'une politique tournée vers l'avenir en matière de changement climatique. Le but de cette stratégie est de veiller à ce que les consommateurs de l'Union européenne aient accès à une énergie sûre, durable, compétitive et abordable, ce qui requiert un changement radical dans le système énergétique européen. Le cadre stratégique de cette Union de l'énergie est basé sur 5 piliers :

- une sécurité d'approvisionnement basée sur la solidarité et la confiance ;
- un marché européen de l'énergie totalement intégré ;
- une efficacité énergétique qui contribue à la modération de la demande ;
- la décarbonisation du mix énergétique de l'UE ;
- la recherche et l'innovation.

L'Europe vise par conséquent à créer un marché intégré de l'énergie afin de stimuler la concurrence, d'accroître l'efficacité du marché et de proposer des prix abordables aux consommateurs, tout en diminuant la dépendance de l'Europe aux combustibles fossiles.

En décembre 2019, la Commission européenne présentait le *European Green Deal*³⁵ consistant en un ensemble de mesures qui devrait permettre aux citoyens et aux entreprises de l'UE de profiter d'une transition écologique durable. Ces mesures seront accompagnées d'une première feuille de route constituée d'une série de politiques clés, depuis la réduction ambitieuse des émissions aux investissements dans la recherche et l'innovation de pointe, afin de protéger l'environnement naturel de l'Europe³⁶.

Par ailleurs, l'Europe souhaite doter l'Union de l'énergie d'un processus de gouvernance et de contrôle intégré afin de veiller à ce que les actions liées à l'énergie contribuent aux objectifs de l'Union de l'énergie. Les objectifs à l'horizon 2030 doivent s'intégrer dans une vision stratégique d'ici 2050 où l'objectif pour l'UE est d'être climatiquement neutre.

Comme évoqué précédemment, chaque État Membre doit définir un plan national intégré Énergie-Climat 2030 pour la Commission européenne. Ce plan ayant été définitivement adopté fin 2019, il définit les objectifs visés, les lignes d'action et les mesures, ainsi qu'un scénario chiffré de l'impact de ces mesures à côté d'un scénario WEM. Ce plan devra être mis à jour pour juin 2024 conformément à la réglementation européenne.

³² <https://eu-demandresponsebarriers-project.eu/>

³³ https://energy.ec.europa.eu/news/commission-prolongs-energy-emergency-measures-12-months-2023-11-28_en

³⁴ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-11/COM_2023_763_1_EN_ACT_part1_v8.pdf

³⁵ https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf

³⁶ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_fr

Le 14 juillet 2021, la Commission a présenté 14 mesures reprises sous le paquet « Fit-for-55 » et qui visent à proposer des actions concrètes pour que l'UE atteignent ses objectifs de réduction de CO₂ de 55% par rapport à 1990 pour 2030. Plusieurs de ces mesures ont un impact important sur le marché électrique belge. On peut notamment citer des mesures sur l'efficacité énergétique qui visent à diminuer de 11,7% la consommation finale d'énergie en 2030 par rapport aux projections de 2020, le développement des énergies renouvelables avec une augmentation de la production d'énergie à partir de sources renouvelables et des changements concernant le système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne et celui du mécanisme d'ajustement du carbone aux frontières.

De plus, la volonté d'indépendance énergétique de l'UE a été renforcée suite à la guerre entre l'Ukraine et la Russie. En effet, cette guerre a mis en exergue la dépendance excessive de l'UE aux combustibles russes tels que le pétrole et le gaz et a poussé l'UE à introduire le plan RePowerEU dans le cadre du *European Green Deal*. Ce plan s'appuie sur les objectifs définis plus haut dans le cadre des propositions du paquet « Fit-for-55 » et y rajoute les actions suivantes :

- économiser l'énergie
- diversifier les approvisionnements
- remplacer rapidement les combustibles fossiles en accélérant la transition de l'Europe vers une énergie propre
- articuler judicieusement les investissements et les réformes

Les objectifs précités ont non seulement un impact sur le contexte belge, mais ils donnent bien entendu aussi forme à la politique énergétique de nos pays voisins.

Le Conseil a adopté une nouvelle directive le 9 octobre 2023³⁷ pour aller plus loin dans ses objectifs d'énergie propre et a fixé la part des énergies renouvelables dans la production en électricité à 42,5% avec un objectif indicatif supplémentaire de 2,5% pour chaque état membre.

De plus, plusieurs mesures ont été prises pour favoriser encore plus le développement des énergies renouvelables dans le cadre de REPowerEU avec notamment une procédure d'octroi plus rapide de permis pour les énergies renouvelables dans l'UE. Ces permis seront d'ailleurs simplifiés et relèveront de « *l'intérêt public supérieur* », ce qui limitera les motifs d'objections juridiques aux nouvelles installations.

L'Europe a également de très grosses ambitions en termes d'éolien offshore en mer du Nord comme il a pu l'être observé lors des *North Sea Summits* en 2022 à Esbjerg et à Ostende en 2023 tel que développé plus haut.

Plusieurs mesures sont continuellement développées au niveau européen. On peut notamment citer le nouveau *Wind Power package* proposé par la Commission le 24 octobre 2023³⁸. Deux initiatives ont été proposées pour accélérer le développement de l'industrie éolienne ainsi que son déploiement.

La première initiative concerne le plan d'action COM/2023/669³⁹ et repose sur les 6 piliers suivants :

- accélération du déploiement grâce à l'octroi de permis plus rapidement et une meilleure prédictibilité ;
- amélioration de la conception des enchères ;
- un accès au financement ;
- création d'un environnement international équitable et compétitif ;
- développement des compétences ;
- engagement de l'industrie et des pays de l'UE ;

La Commission a également publié une communication COM/2023/668⁴⁰ qui confirme le besoin d'investissement dans l'éolien offshore. La capacité totale cumulée installée est de 16,3 GW. Cela signifie que les nouvelles capacités offshores doivent augmenter de 12 GW par an en moyenne dans l'UE. Cela

³⁷<https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/>

³⁸ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-wind-energy_en

³⁹ https://energy.ec.europa.eu/publications/european-wind-power-action-plan_en

⁴⁰https://energy.ec.europa.eu/publications/communication-delivering-eu-offshore-renewable-energy-ambition_en

représente une augmentation 10 fois supérieure au 1,2 GW installée en 2022. La Commission identifie 6 domaines où des améliorations sont nécessaires pour accélérer le déploiement de l'éolien offshore :

- Renforcer l'infrastructure du réseau et la coopération régionale ;
- Accélérer l'octroi des permis ;
- Assurer une planification intégrée de l'espace maritime ;
- Renforcer la résilience des infrastructures ;
- Soutenir la recherche et l'innovation dans l'énergie offshore ;
- Développer les chaînes d'approvisionnement et les compétences dans l'offshore ;

De plus, la Commission a proposé le 28 novembre 2023 un *Grid Action Plan* pour développer les réseaux électriques en Europe et les rendre stables, plus efficaces et interconnectés pour permettre de soutenir la transition énergétique et d'assurer aux citoyens et entreprises une électricité meilleure marché.

Les actions que la Commission propose de mettre en place afin de satisfaire les objectifs de décarbonation pour l'horizon 2030 sont :

- accélérer la mise en œuvre des projets d'intérêt commun et élaborer de nouveaux projets ;
- améliorer la planification à long terme des réseaux ;
- introduire des incitations réglementaires sur le partage transfrontière des coûts des projets en mer ;
- encourager une meilleure utilisation des réseaux ;
- améliorer l'accès au financement pour les projets de réseaux ;
- encourager l'accélération des procédures d'octroi de permis pour le déploiement des réseaux ;
- améliorer et garantir les chaînes d'approvisionnement des réseaux ;

Enfin, on peut citer les mesures d'urgence arrêtées par le Conseil pour réduire les prix de l'énergie⁴¹ et la dépendance à la Russie lors de l'hiver 2022-2023. Il a été fixé un objectif volontaire de réduction de la consommation électrique de 10% et un objectif contraignant de réduction de la consommation électrique de pointe de 5% entre le 1^{er} décembre 2022 et le 30 mars 2023⁴². Une réduction contraignante de 15% de la consommation de gaz avait été décidée par le Conseil pour cette même période et cet objectif a été prolongé de manière volontaire pour un an⁴³ avec la possibilité de rendre cet objectif contraignant si une « *alerte de l'Union* » sur la sécurité d'approvisionnement devait être déclarée.

En conclusion, il est extrêmement important de suivre avec attention la politique européenne qui influence très fortement le marché électrique belge et peut impacter sa sécurité d'approvisionnement. C'est pourquoi la DG Énergie suit de près les discussions actuelles sur la réforme du marché de l'électricité dans l'UE dont plusieurs mesures pourront avoir un effet sur l'adéquation en électricité en Belgique comme mentionné plus haut. Le Conseil est parvenu à un accord sur ce sujet le 17 octobre 2023⁴⁴.

2. Données sur le marché de l'électricité en Belgique

2.1. Demande

La figure 1 illustre la demande historique ainsi que son évolution jusqu'en 2035. Ces données proviennent de l'*Adequacy and Flexibility study* d'Elia de juin 2023. Comme on peut l'observer, le gestionnaire de réseau s'attend à une importante électrification de la société avec notamment une

⁴¹<https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2022/09/30/council-agrees-on-emergency-measures-to-reduce-energy-prices/>

⁴² <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/suivi-des-objectifs-europeens/suivi-des-objectifs-europeens>

⁴³<https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/03/30/council-formally-adopts-15-gas-demand-reduction-target/>

⁴⁴ <https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/10/17/reform-of-electricity-market-design-council-reaches-agreement/>

augmentation de la consommation électrique dans l'industrie et le secteur du transport. Cette électrification est évidemment poussée par les objectifs climatiques européens tels que mentionnés dans le chapitre 2 du présent document.

1. ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE : CONSOMMATION ANNUELLE HISTORIQUE ET PROJECTION POUR LE FUTUR

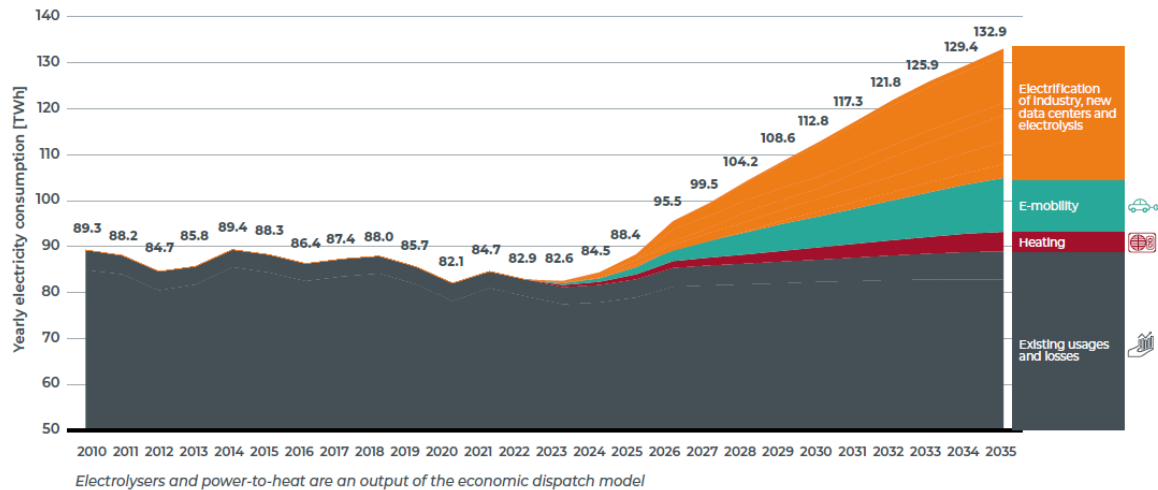


Figure 1 Consommation électrique annuelle historique et projection pour le futur issue de l'Adequacy and Flexibility study 2023

Elia a mis à jour la demande en électricité en Belgique en août 2023 en collaboration avec le consultant Climact pour pouvoir recommander un scénario dans le cadre de la calibration de la courbe de demande de l'enchère Y-1 de l'année de livraison 2025-2026 et de l'enchère Y-4 de l'année de livraison 2028-2029 du mécanisme de rémunération de la capacité en Belgique. La demande en 2023 serait plus basse qu'estimée dans l'étude d'Adequacy and Flexibility d'Elia. Climact conclut que cette baisse de la demande est due à une destruction de la demande de 2,1 TWh. Cette diminution de la demande résulte de la prolongation des initiatives de réduction de la demande prises suite à la crise énergétique et les prix extrêmement élevés de 2022. La nouvelle courbe de la demande reprendrait par la suite une trajectoire similaire avec pour cause une baisse des niveaux de prix par rapport aux hypothèses prises pour l'étude d'Adequacy and Flexibility. La CREG n'était néanmoins pas entièrement d'accord avec les hypothèses de Climact et trouvait la destruction de la demande sous-estimée car le calcul considérait un retard d'un an de l'effet élasticité-prix des secteurs résidentiel et tertiaire comme cela peut être observé à la figure 2. La CREG a donc proposé de prendre un scénario reprenant une destruction de la demande de 4,7 TWh.

Finalement, la Ministre a pris la décision de suivre la proposition de la CREG pour la période de livraison 2025-2026 et de prendre en compte, pour le scénario de l'enchère Y-1, la moyenne entre la proposition de la CREG et la recommandation d'Elia pour la période de livraison 2028-2029 par mesure de précaution en termes de sécurité d'approvisionnement.

Ces différences et changements très importants dans les projections sur un laps de temps très court démontrent la difficulté de prévoir à l'avance la consommation nationale d'électricité et donc la nécessité de suivre et contrôler continuellement la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

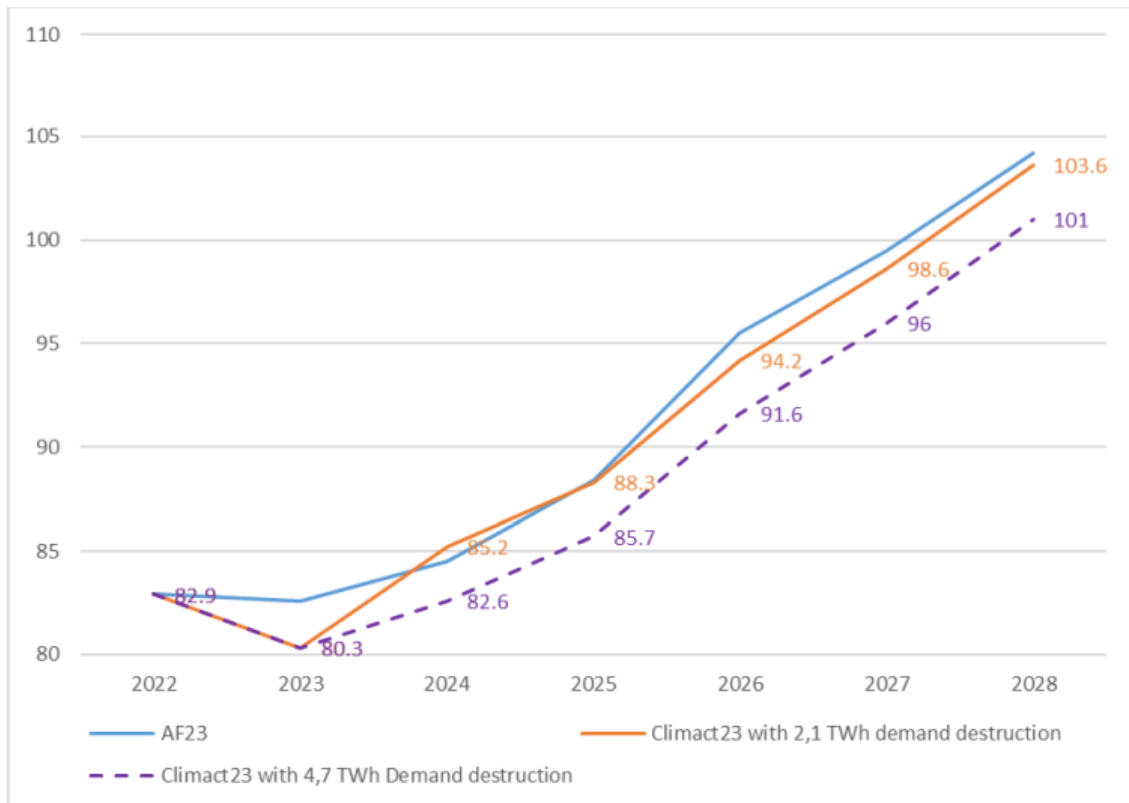


Figure 2 Consommation électrique future estimée par Climact avec une destruction de la demande de 4,7 TWh telle que proposée par la CREG (C)2630

La répartition de la consommation électrique est également une mesure extrêmement importante pour évaluer le besoin et permettre d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Plus les pics seront élevés, plus le besoin en capacité sera important. A cet effet, une plus grande flexibilité permet de réduire ces pics et donc d'assurer la sécurité d'approvisionnement sans pour autant avoir à augmenter la capacité de production. Ce phénomène peut être observé sur le graphique ci-dessous avec à gauche la capacité nécessaire pour chaque heure de la journée sans flexibilité. Avec de la flexibilité, la partie droite du graphique montre que la capacité de pointe nécessaire diminue drastiquement.

FIGURE 3-52 — HOURLY DEMAND DURING AN AVERAGE WINTER'S DAY FOR BELGIUM IN THE CENTRAL SCENARIO – EXCLUDING AND INCLUDING FLEXIBILITY

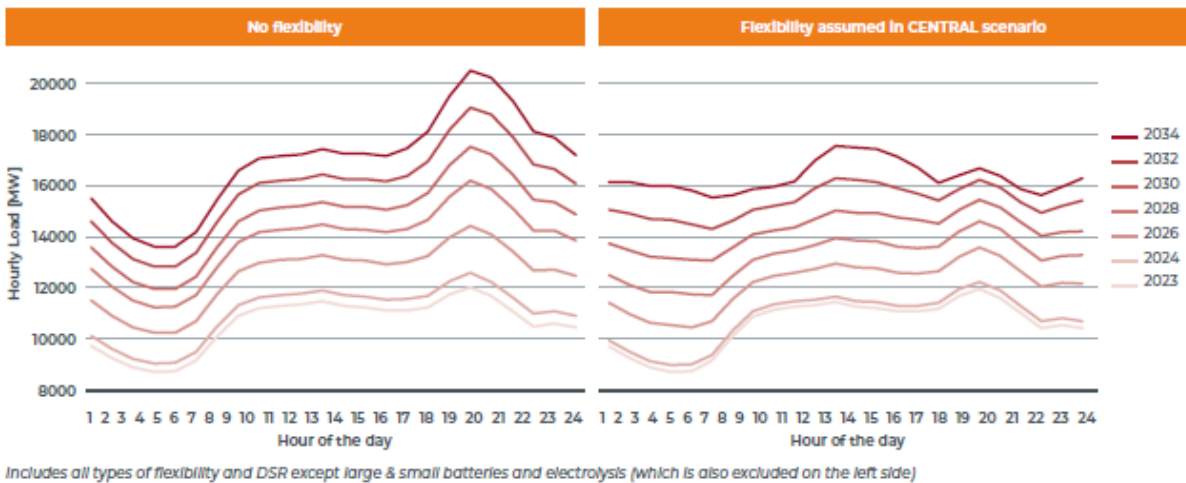


Figure 3 Profil de la demande durant l'hiver en Belgique issue de l'Adequacy and flexibility study 2023

2.2. Offre

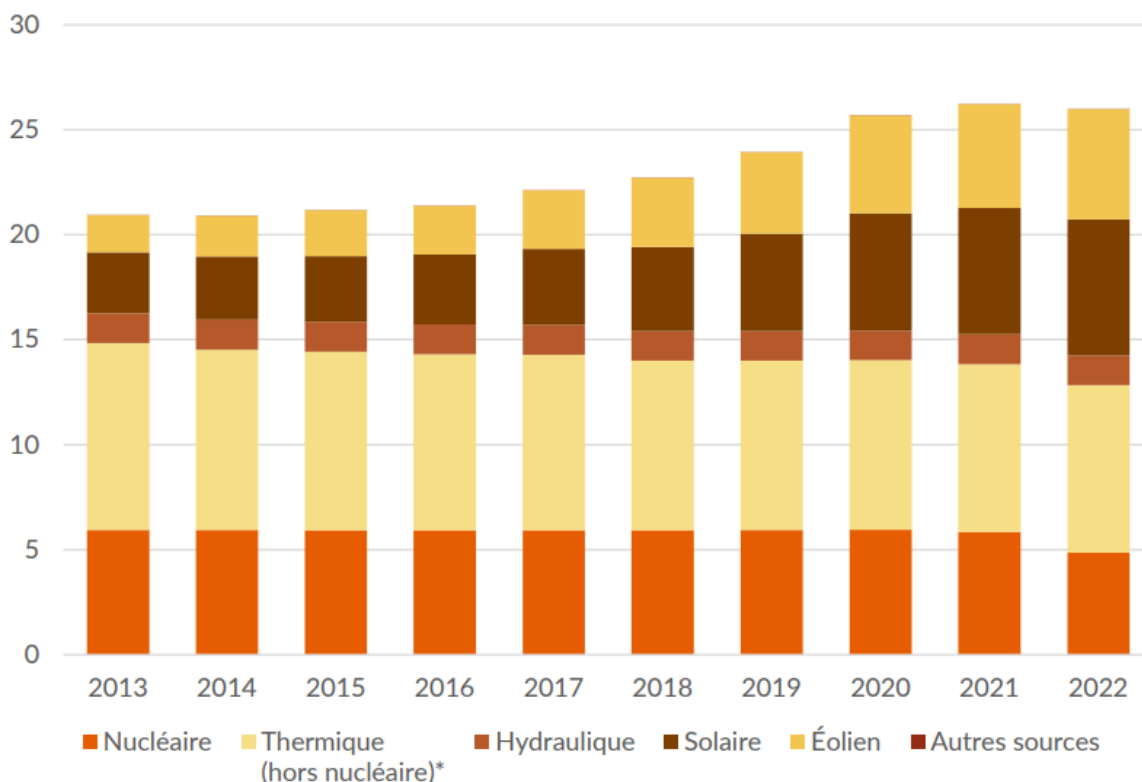
2.2.1. Capacité électrique installée (dont batteries)

La figure 4 ci-après montre l'évolution de 2013 à fin 2022 des capacités électriques installées en Belgique et provient des « Energy Data Overview » de l'hiver 2024 que la DG Energie du SPF Economie a compilés⁴⁵. On peut observer une augmentation de la capacité installée en Belgique qui est passée de 20,9 GW en 2013 à 26,6 GW en 2022. Les énergies renouvelables ont constitué le principal vecteur de cette augmentation et représentent 12,1 GW soit 45,3% de la capacité électrique installée en Belgique fin 2022. A l'inverse, les capacités thermiques conventionnelles (hors nucléaire) et nucléaires ont respectivement diminué de 0,7 GW et 1,1 GW.

Il est néanmoins important de préciser qu'une augmentation de la capacité totale installée ne conduit pas nécessairement à une augmentation de la production électrique étant donné le caractère intermittent des énergies renouvelables et le fonctionnement du marché de l'électricité.

⁴⁵<https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Publications/files/Belgian-Energy-Data-Overview-hiver-2024.pdf>

Évolution en GW



* « Thermique (hors nucléaire) » comprend les combustibles fossiles solides, les produits pétroliers, le gaz naturel, les combustibles renouvelables et déchets (biomasses solide et liquide, biogaz, déchets renouvelables et non renouvelables).

Figure 4 Evolution en GW de la capacité de production en Belgique

En ce qui concerne les capacités de stockage à petite échelle (batteries résidentielles), la capacité totale est estimée, selon le gestionnaire de réseau, à 350MW en fin 2023. Cette estimation se base principalement sur le nombre de primes de batteries domestiques demandées en Flandre. Pour le stockage à grande échelle via des batteries, Elia estime une capacité installée de 152 MW pour la fin de l'année 2023. En ce qui concerne le stockage via pompage-turbinage, ces capacités sont reprises dans la catégorie « Hydraulique » sur la figure 4.

2.2.2. Production brute d'électricité

Les figures 5 et 6 proviennent également des Energy Data Overview de la DG Energie et rendent compte de la production totale brute d'électricité en 2022 ainsi que de sa répartition par source de production et de son évolution de 2013 à 2022.

Électricité

| |
|--|
| Nucléaire |
| Gaz naturel |
| Combustibles fossiles solides et gaz sidérurgiques |
| Produits pétroliers |
| Énergies renouvelables |
| Autres sources* |

TWh

43,9

21,9

2,3

0,3

24,4

3,1

Total

95,9

* « Autres sources » comprend l'hydroélectricité pompée, la chaleur de récupération, les déchets non renouvelables et autres.

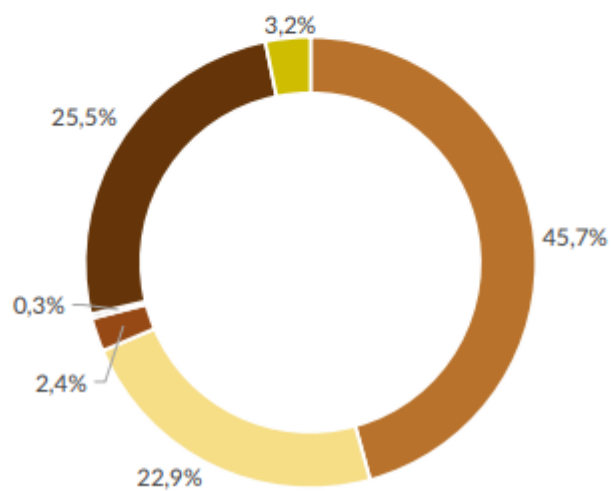


Figure 5 Production brute d'électricité par source de production en 2022 en Belgique

Évolution en TWh

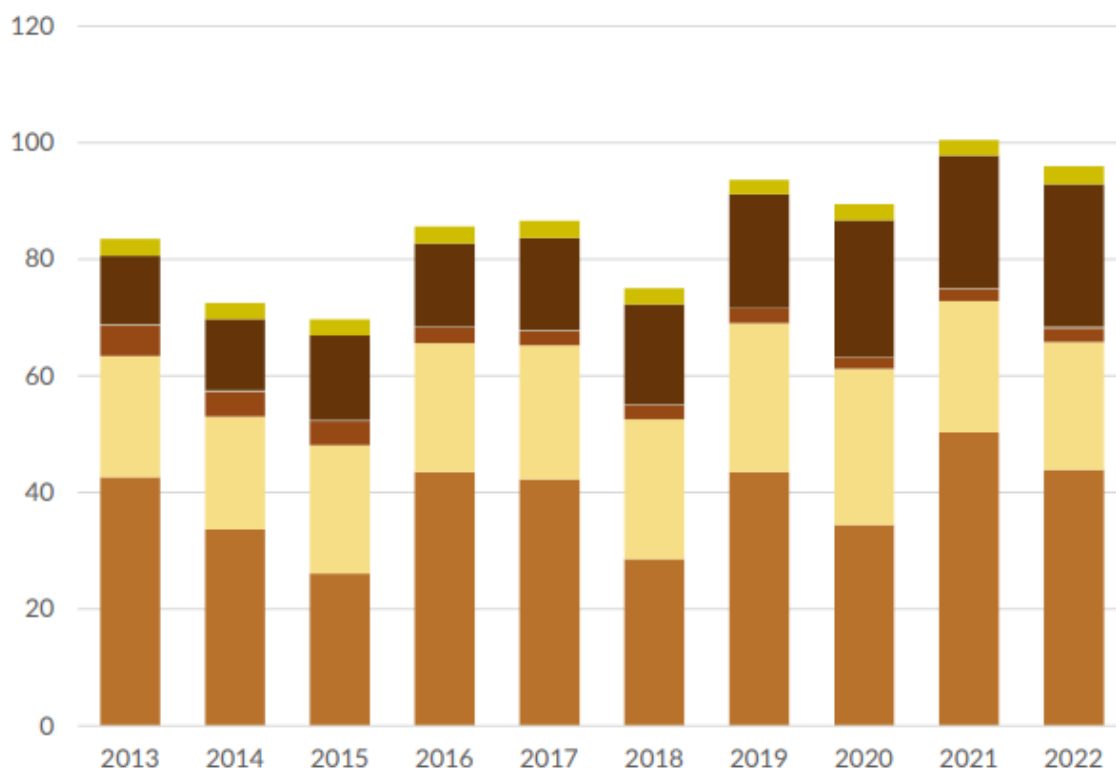









Figure 6 Evolution de la production brute d'électricité par source de production en Belgique

La production brute d'électricité en 2022 a baissé de 4,5% par rapport à 2021 avec comme cause principale la fermeture de Doel 3 en automne 2022 qui a fait baisser la production d'électricité à partir du nucléaire de 6,4 TWh. Néanmoins, 2022 représente la deuxième année avec la plus importante production d'électricité brute grâce notamment au développement des énergies renouvelables. Entre 2013 et 2022, la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable a plus que doublé (+108,3% soit +12,7 TWh). A l'inverse, la production d'électricité via des produits pétroliers ou des combustibles fossiles solides a fortement diminué de respectivement 8,5% et 55,1%. Ces chiffres mettent en lumière l'évolution positive de la Belgique en vue de la neutralité carbone même si d'importants efforts restent à réaliser.

Sur les figures 7 et 8 ci-dessous, nous pouvons d'ailleurs observer plus en détail la répartition des différentes sources d'énergie renouvelable ainsi que leur évolution en TWh depuis 2013. Ces données ont à nouveau été compilées par la DG Énergie dans le Energy Data Overview de l'été 2023.

| Électricité | | TWh |
|-------------------------------|---|-------------|
| Éolien |  | 12,4 |
| Solaire |  | 6,9 |
| Hydraulique hors pompage |  | 0,3 |
| Biomasse solide |  | 2,8 |
| Déchets urbains renouvelables |  | 1,0 |
| Biogaz |  | 1,0 |
| Biomasse liquide |  | 0,1 |
| Total | | 24,4 |

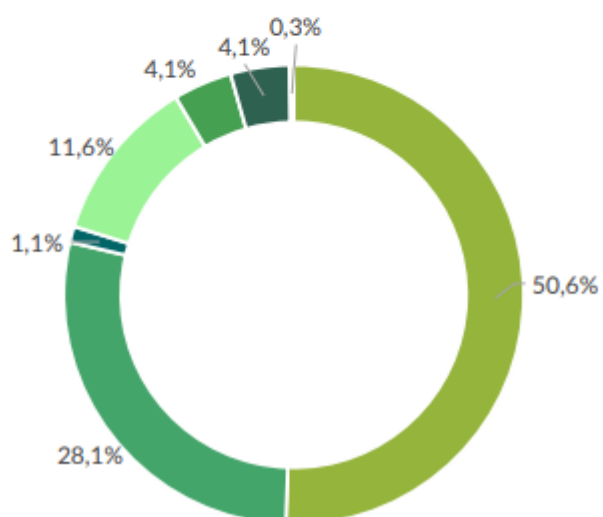


Figure 7 Production brute d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable en 2022

Évolution en TWh

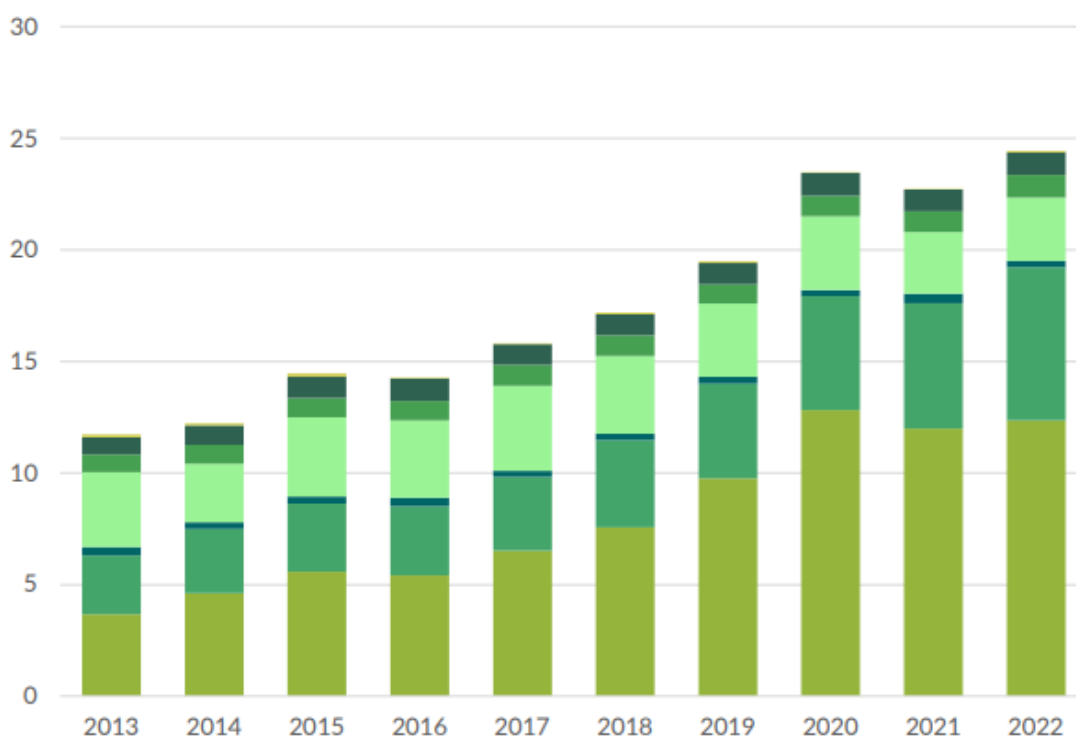


Figure 8 Evolution de la production brute d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable

La production d'électricité renouvelable a fortement augmenté au cours de la dernière décennie. La production d'électricité à base d'énergie solaire connaît, pour la cinquième année consécutive, une croissance marquée (+22,4 %). Cette forte hausse est entre autres due au nombre exceptionnellement élevé d'heures d'ensoleillement observé en 2022. Quant à la production éolienne, elle a augmenté de 3% de 2021 à 2022, grâce à des installations de parc éoliens supplémentaires et malgré des vitesses de vent exceptionnellement faibles en 2022.

L'énergie éolienne est la source d'électricité renouvelable la plus importante, en partie grâce aux parcs éoliens offshore. Ces derniers ont généré 6,7 TWh d'électricité en 2022, soit l'équivalent de la consommation d'environ 1.900.000 ménages (en considérant qu'un ménage moyen consomme 3.500 kWh d'électricité par an).

2.2.3. Market Response

En ce qui concerne la *market response*, ou participation active à la demande, Elia a estimé la capacité actuelle à 1798MW dans l'*Adequacy and Flexibility study 2023* comme on peut l'observer sur le graphique ci-dessous. Ce volume serait constant au fil des années mais avec la possibilité qu'une capacité additionnelle de participation active à la demande se rajoute si l'évaluation économique est viable. Lors du Working Group Adequacy du 25 août 2023, le consultant E-CUBE engagé par Elia a présenté une mise à jour de la capacité existante de participation active à la demande qui a été estimée à 1843 MW soit une augmentation de 8% par rapport à l'estimation utilisée dans l'*Adequacy and Flexibility study 2023*.

FIGURE 3-22 — EXISTING DSR/MARKET RESPONSE AND CAPACITY POTENTIAL CONSIDERED IN THE CENTRAL SCENARIO

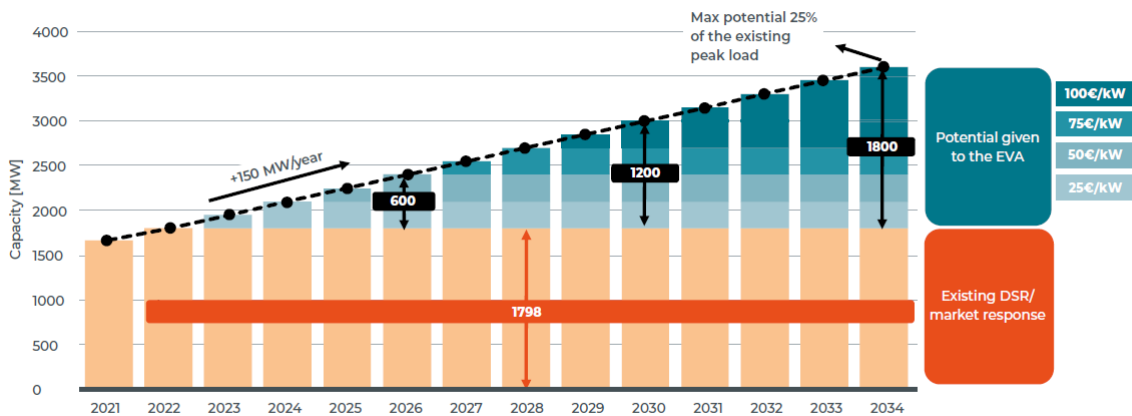


Figure 9 Capacité de réponse à la demande et son potentiel selon EVA

2.2.4. Capacités futures

Capacité future contractée dans le CRM

Le mécanisme de la rémunération de la capacité en Belgique a permis de contracter d'importantes nouvelles capacités et permettra d'assurer la sécurité d'approvisionnement pour les prochaines années.

L'enchère de 2021 a notamment permis de contracter 2 centrales CCGT (les Awirs et Seraing) pour un total de plus de 1600 MW après application du facteur de réduction. On peut également mentionner 40 MW de nouvelle capacité de batteries à petite et grande échelles qui ont été sélectionnées lors de cette enchère. Toutes ces nouvelles capacités seront attendues sur le marché à partir du 1^{er} novembre 2025.

Les centrales des Awirs et Seraing seront raccordées sur le réseau 380kV de Rimièr. Aujourd'hui, il n'y a qu'une sous-station 220 kV à Rimièr, qui est alimentée depuis Gramme par une ligne aérienne simple terre via deux transformateurs 380/220 kV. Les études de réseau ont montré la nécessité d'une nouvelle sous-station 380 kV, d'une part en raison de l'augmentation des flux sur le 220 kV et de l'augmentation de la production d'électricité dans la région, et d'autre part pour renforcer et garantir la sécurité d'approvisionnement de la région autour de Liège. Cette nouvelle sous-station GIS 380 kV de Rimièr doit être intégrée de manière adéquate dans le réseau haute tension 380 kV. A cette fin, un deuxième terre sera tiré entre les sous-stations de Gramme et de Rimièr (380 kV), en plus du terre existant. Grâce à ce deuxième terre, la sous-station sera toujours raccordée au réseau haute tension avec une fiabilité suffisante, même en cas d'incident sur l'un des deux terres ou pendant la maintenance. Ce projet de raccordement d'Elia utile à la nouvelle centrale des Awirs est soumis à ce stade pour approbation à l'autorité compétente, avec une mise en service prévue pour 2025, sous réserve de l'obtention à temps, des autorisations nécessaires⁴⁶. En février 2023, le fonctionnaire-délégué de la Région wallonne a octroyé le permis à Elia qui annonçait ainsi vouloir commencer le chantier vers le mois d'août. Après un recours introduit par la commune de Nandrin, le ministre wallon Willy Borsus a annulé le permis en juin 2023. Une décision contestée par Elia qui a introduit en conséquence et pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays, un recours en annulation devant le Conseil d'État⁴⁷.

Lors de l'enchère 2022, aucune capacité n'a été sélectionnée étant donné que la courbe de la demande était entièrement couverte et qu'il n'était pas nécessaire de contracter de la nouvelle capacité malgré les offres de plus de 1,2 GW.

⁴⁶ <https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/plans-investissements/plan-de-developpement-federal-2024-2034> Chapitre 4.4.3.

⁴⁷ [Renforcement de la ligne électrique aérienne Gramme-Rimièr: Elia conteste l'annulation du permis devant le Conseil d'État - L'Avenir \(lavenir.net\)](#)

L'enchère 2023 a quant à elle permis de contracter plus de 360 MW de nouvelles batteries et de prolonger la centrale de Vilvoorde en mode OCGT ce qui représente 245 MW de capacité. Ces capacités seront disponibles sur le marché à partir du 1^{er} novembre 2027.

Plus d'informations sur les résultats des enchères CRM sont disponibles au chapitre 5.

Capacité éolienne offshore

En ce qui concerne l'éolien offshore, 700 MW de capacité éolienne offshore seront disponibles dès 2029 avec la première turbine éolienne construite d'ici la fin 2028. Cette capacité est conditionnée à la réalisation du projet « Ventilus » pour pouvoir être connectée au réseau. Tant que la nouvelle ligne à haute tension Ventilus n'est pas en installée, il n'y a plus de place en Flandre occidentale selon Elia pour raccorder de nouvelles éoliennes, de nouveaux parcs solaires, ou d'autres centrales électriques (voir slide ci-dessous du WG Belgian Grid du 7/12/2023).

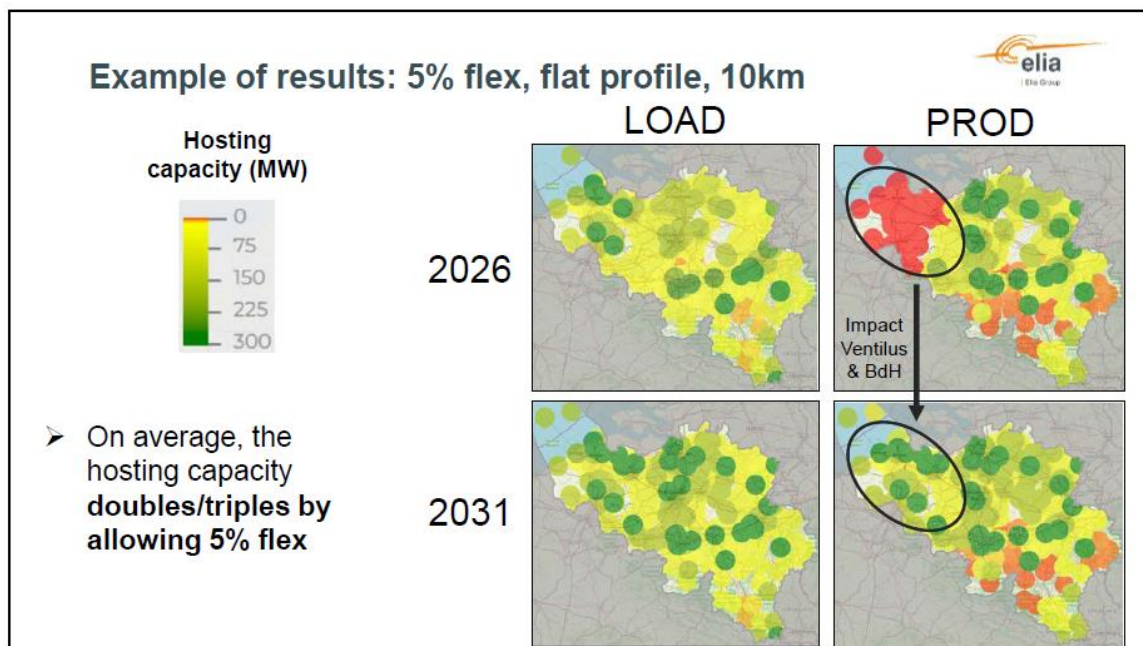


Figure 10 Impact de Ventilus et Boucle du Hainaut sur le réseau électrique belge

La deuxième vague de capacité éolienne supplémentaire devrait être disponible en 2030 mais est cette fois-ci soumise à la réalisation du projet « Boucle du Hainaut ». Cette deuxième vague correspond à une capacité additionnelle comprise entre 2,5 GW et 2,8 GW.

Tout comme le projet Ventilus, la réalisation du projet Boucle du Hainaut est un projet dont les procédures administratives sont extrêmement longues et où un nombre important d'acteurs (citoyens, associations, ...) effectuent des recours contre le projet. La DG Énergie reste donc attentive au déroulement du projet et à chacune de ses phases. La figure ci-dessous illustre le parcours administratif du projet Boucle du Hainaut.

Procédure Boucle du Hainaut

Scenario tendering windmolenparken

PHASE 2. PROCÉDURE DE RÉVISION DU PLAN DE SECTEUR - 2020 à 2023



Figure 11 Procédure administrative pour le projet Boucle du Hainaut présentée durant un séminaire entre Elia et la DG Énergie le 8 décembre 2023

C'est au total une capacité additionnelle éolienne offshore de 3,15 à 3,5 GW qui devrait ainsi être disponible entre 2029 et 2030 et qui participera grandement à assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

Capacités photovoltaïque et éolienne onshore

Les capacités photovoltaïque et éolienne onshore prises en compte comme hypothèses dans l'Adequacy and Flexibility study 2023 d'Elia correspondent à une bonne représentation de l'évolution de la capacité solaire et éolienne en Belgique attendues par les régions. En effet, Elia a réalisé ces estimations en collaboration avec la DG Énergie du SPF Economie et les différentes Régions.

FIGURE 3-54 — ASSUMED EVOLUTION OF THE INSTALLED PHOTOVOLTAICS CAPACITY IN THE CENTRAL SCENARIO AND SENSITIVITIES FOR BELGIUM

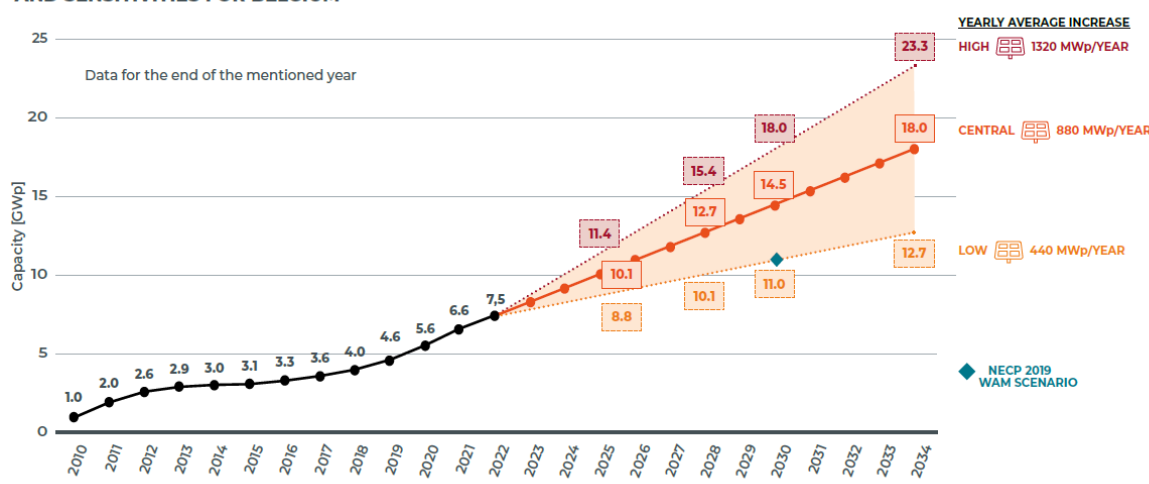


Figure 12 Evolution de la capacité de photovoltaïque en Belgique

FIGURE 3-56 — ASSUMED EVOLUTION OF THE INSTALLED ONSHORE WIND CAPACITY IN THE CENTRAL SCENARIO AND SENSITIVITIES FOR BELGIUM

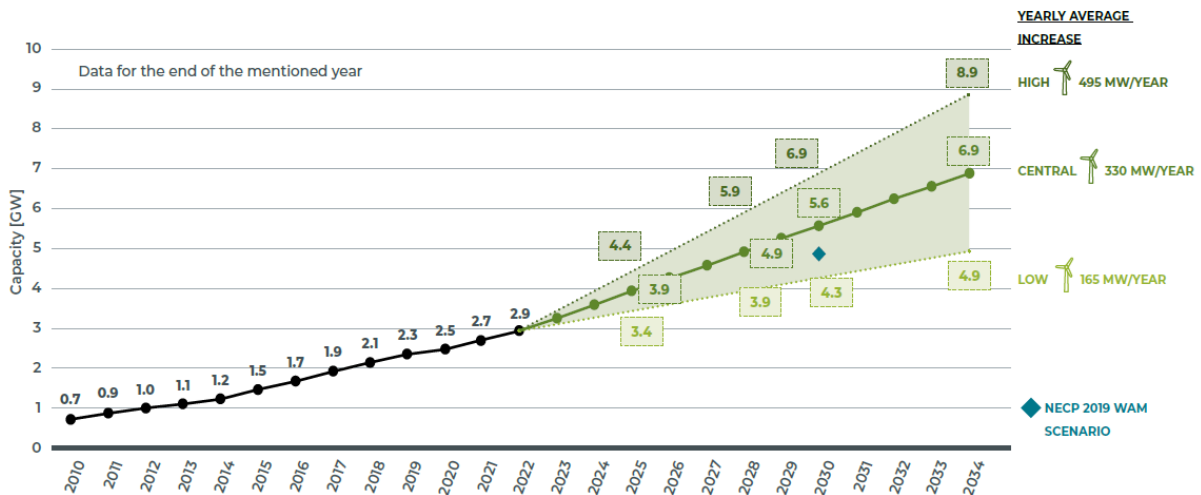


Figure 13 Evolution de la capacité d'éolien onshore en Belgique

2.3. Importations et exportations

Afin de répondre à la demande d'électricité, la Belgique doit compter sur les importations des pays voisins. Il existe une relation inversement proportionnelle entre ces données et les chiffres de production d'électricité. Les années où la production d'électricité est faible (2014, 2015 et 2018, par exemple) enregistrent des importations d'électricité très élevées.

Fin 2020, les travaux d'interconnexion ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne ont été achevés, permettant l'échange d'électricité entre les deux pays. Depuis novembre 2020, cette interconnexion est disponible pour les activités commerciales. Avec ALEGrO (1.000 MW), la capacité d'importation commerciale maximale s'élève, depuis 2020, à 6.500 MW.

L'interconnexion entre la France et la Belgique a quant à elle été renforcée et a doublé pour permettre de passer de 3000MW à 6000MW de capacité maximale d'importation depuis décembre 2022. Cette interconnexion permet d'augmenter la sécurité d'approvisionnement des 2 pays.

En 2022, les importations nettes d'électricité ont été négatives pour la quatrième année consécutive après de nombreuses années d'importations nettes positives. Cela indique un surplus de production d'électricité par rapport à la demande intérieure. Les importations nettes en Belgique ont été positives avec les Pays-Bas et l'Allemagne (respectivement 3,6 et 1,3 TWh) ; elles ont été négatives avec la France, le Luxembourg et le Royaume-Uni (respectivement -9,9, -1,8 et -0,8 TWh). Il en a résulté une exportation nette de 7,5 TWh en 2022. Les exportations vers le Royaume-Uni sont essentiellement dues aux prix plus élevés aux moments de pointe que sur le continent. La hausse des exportations vers la France est due, quant à elle, à une disponibilité faible des installations nucléaires françaises.

Évolution en TWh

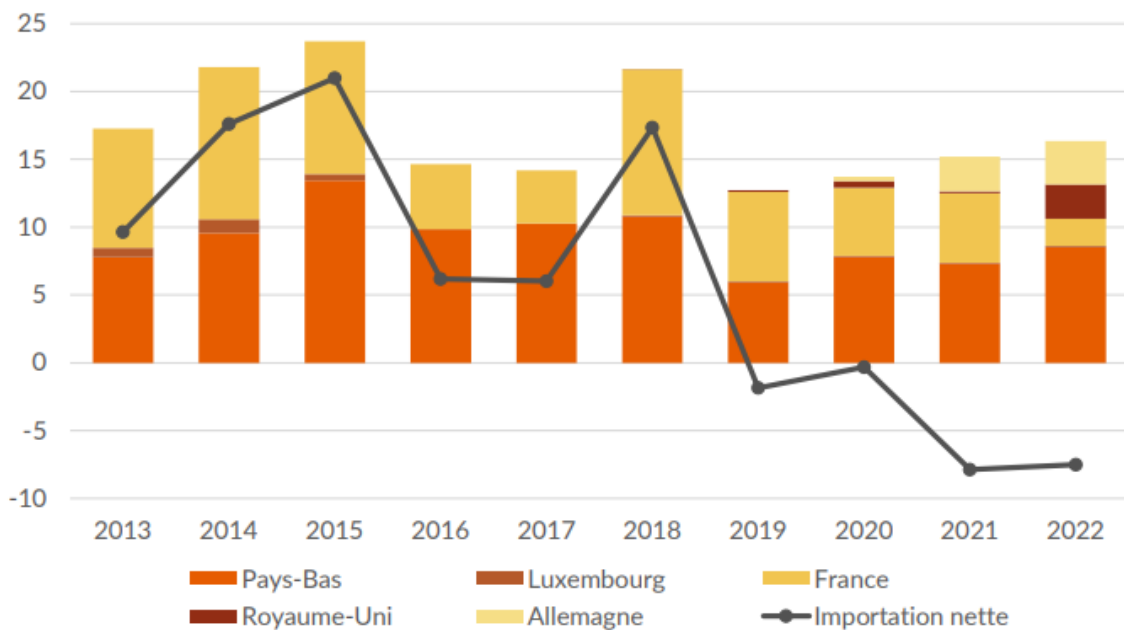


Figure 14 Evolution en TWh des importations nettes d'électricité en Belgique

3. Monitoring de l'adéquation du système électrique belge

3.1. Etude ELIA – « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2024-2034 »

En accord avec l'art. 7bis §4bis de la loi électricité, Elia doit réaliser, au plus tard le 30 juin de chaque période biennale, une analyse relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans.

En juin 2023, Elia a publié son étude d'adéquation et de flexibilité pour la période 2024-2034.

Les hypothèses et scénarios de base ainsi que la méthodologie utilisée pour cette analyse sont déterminés par Elia en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la CREG. Les évaluations concernant l'adéquation ont été réalisées sur la base des nouvelles méthodologies européennes et conformément à l'article 23 et 24 de la réglementation européenne 2019/943. Cette étude prend notamment en compte la nouvelle méthodologie publiée en janvier 2023 par ACER⁴⁸ sur le « *SDAC Harmonised Maximum and Minimum Clearing Price* ».

⁴⁸<https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%202002-2023%20on%20HMMCP%20SIDC.pdf>

De plus, cette étude prend en compte le coût de l'énergie non distribuée, la norme de fiabilité et le coût d'un nouvel entrant tels que mis à jour dans l'arrêté royal du 4 septembre 2022⁴⁹. La mise à jour de ces valeurs est conforme à la nouvelle méthodologie approuvée par ACER⁵⁰ et répond à l'engagement que la Belgique avait pris dans le cadre de la décision 2022/639 du 27 août 2021 de la Commission Européenne⁵¹ relative à l'aide d'état SA.54915 - 2020/C concernant le mécanisme de rémunération de la capacité belge. La nouvelle norme de fiabilité pour la Belgique a été fixée à un LOLE de 3 heures.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement au cours de la période 2024-2034, il faut prêter une attention particulière à l'impact de la fermeture des réacteurs nucléaires en Belgique, aux objectifs européens issus du Green Deal et aux paquets de mesures Fit-for-55 et REPowerEU. La figure 15 présente les différents horizons de temps qui ont été étudiés dans cette étude ainsi que les dates clés des éléments importants pour la sécurité d'approvisionnement. La prolongation des 2GW de nucléaire en Belgique a été considérée à partir de 2026 par Elia. En effet, au moment de l'établissement des hypothèses de cette étude sur l'adéquation, l'accord entre l'Etat belge et Engie n'était pas encore conclu.

FIGURE 2-2 — OVERVIEW OF THE TIME HORIZONS COVERED IN THE PRESENT STUDY

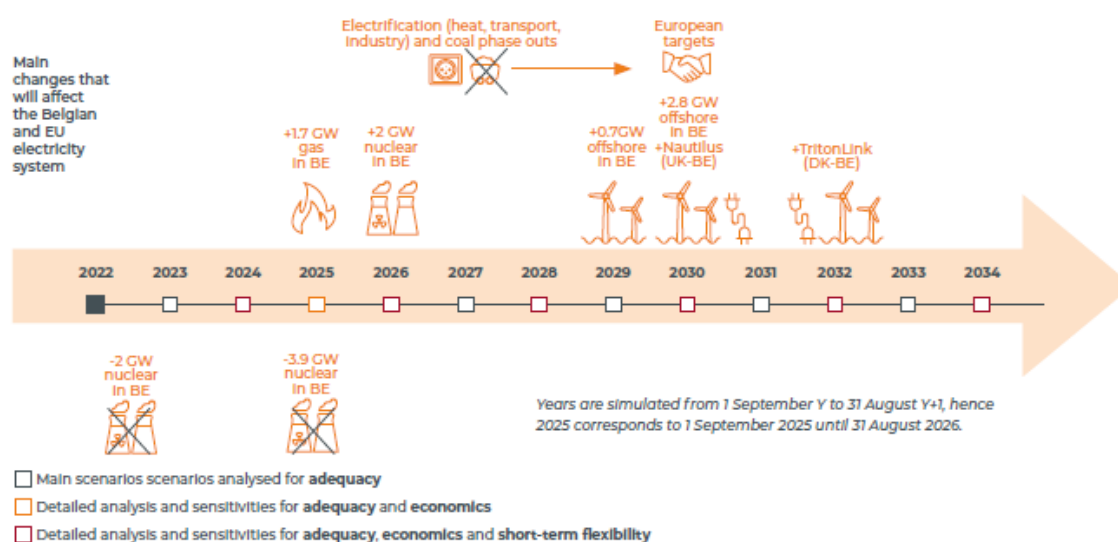


Figure 15 15 Période étudiées par l'étude Adequacy and Flexibility 2023 et événements majeurs

Au niveau des hypothèses sur la demande en électricité, le gestionnaire de réseau prévoit une très forte augmentation de la consommation électrique en raison notamment d'une forte électrification de l'industrie ainsi que d'une augmentation de la consommation électrique au niveau de la mobilité et dans une moindre mesure au niveau du chauffage. Comme on peut le voir sur la figure 1, la demande en électricité passerait de 88,4 TWh en 2025 à 132,9 TWh en 2035 soit une augmentation de 50,3 % de la consommation en 10 ans.

En ce qui concerne la partie adéquation de l'étude, le graphique ci-dessous illustre la marge disponible pour l'hiver 2023-2024 et pour 2024-2025 tant pour les scénarios EU-BASE que EU-SAFE. Le scénario EU-BASE est un scénario qui prend comme hypothèse que les mécanismes de capacité continuent d'exister dans les pays où ces derniers sont en place mais aussi qu'à partir de 2027, tous les pays respectent leur norme de fiabilité et dans le cas où elle n'existe pas, un LOLE de 3 heures est pris comme référence. Le scénario EU-SAFE prend en compte une sensibilité sur le nucléaire français et dégrade sa

⁴⁹ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/08/31/2021021813/justel>

⁵⁰ https://acer.europa.eu/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20l.pdf

⁵¹ <https://eur-lex.europa.eu/eli/dec/2022/639/oj>

disponibilité de 4 unités de 900 MW ou bien se base sur la fourchette basse des projections de production d'EDF quand ces données sont disponibles.



Figure 16.16 Résultat au niveau adéquation pour l'hiver 2023-2024 et 2024-2025 selon l'Adequacy and flexibility study 2023

En ce qui concerne l'hiver 2023-2024, aucun risque sur la sécurité d'approvisionnement n'a été observé par Elia ni dans le scénario EU-BASE ni dans le scénario EU-SAFE. Pour le scénario EU-BASE, la marge du système électrique belge serait de 2800 MW et de 800 MW pour le scénario EU-SAFE. Dans son récent Winter Outlook⁵² présenté aux Etats Membres lors de l'Electricity Coordination Group du 13 novembre 2023, ENTSO-E a indiqué que la France et la Belgique présenteraient toutefois un risque corrélé lors de la semaine 3 de 2024. Ce risque peut être néanmoins considéré inexistant au vu de l'utilisation par ENTSO-E d'un scénario n'incluant pas de mesures de réduction de la demande et au vu de l'utilisation de la méthodologie NTC plutôt que le flow based market coupling (FBMC).

⁵² [Winter Outlook 2023-2024 \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/winter-outlook-2023-2024)

Results confirm positive trend identified in input data

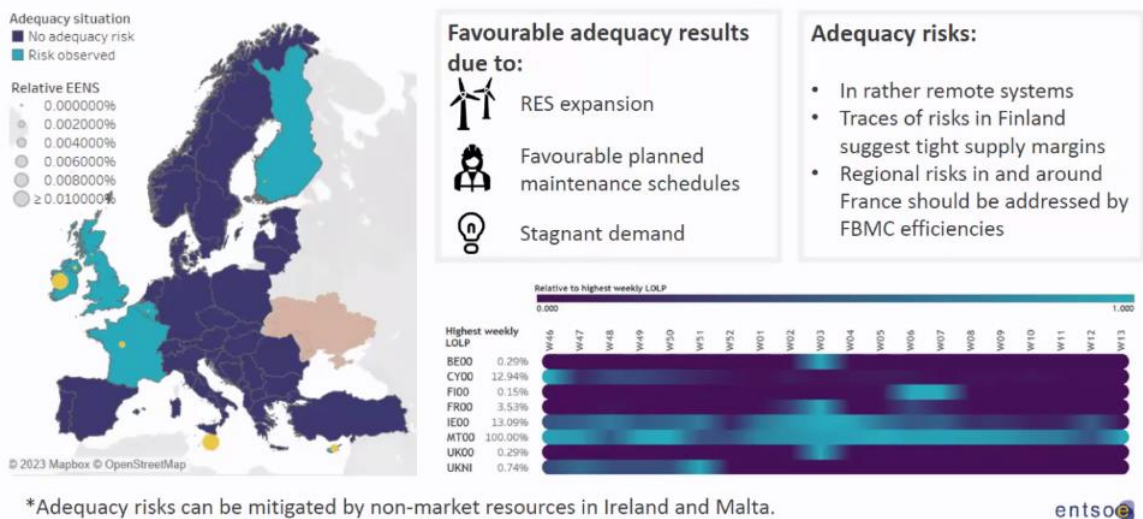


Figure 1717 Résultat de l'analyse d'adéquation selon le Winter Outlook d'ENTSO-E

Pour l'hiver 2024-2025, à nouveau, aucun risque sur la sécurité d'approvisionnement n'a été identifié et une marge de 2100 MW a été calculée par Elia pour le scénario EU-BASE et de 300 MW pour le scénario EU-SAFE. Cette marge permet de justifier que le *Low Carbon Tender* (art. 7 duodecies de la loi Electricité) n'était plus nécessaire. En effet, lors de l'étude de 2021, Elia avait calculé un besoin de 500 MW. Néanmoins, plusieurs éléments ont évolué depuis de manière positive dont notamment une consommation électrique plus basse que prévue et une plus grande capacité de stockage en Europe.

Le graphique ci-dessous illustre également le besoin en nouvelle capacité mais cette fois-ci avec un focus spécifique sur l'hiver 2025-2026. Les résultats d'Elia comme mentionnés plus haut ne sont plus d'actualité étant donné l'accord sur le Flex LTO permettant aux centrales de Doel 4 et Tihange 3 de produire dès novembre 2025, sous réserve des accords utiles tels que celui de la FANC. Le scénario le plus pessimiste (EU-SAFE) voit donc le besoin en nouvelle capacité se réduire de 2000 MW à 300 MW, qui pourra être trouvé lors de l'enchère de 2024 dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité. Le scénario EU-BASE quant à lui ne donnait pas de besoin pour cet hiver mais bien une marge de 200 MW qui se voit encore plus renforcée grâce au Flex LTO.

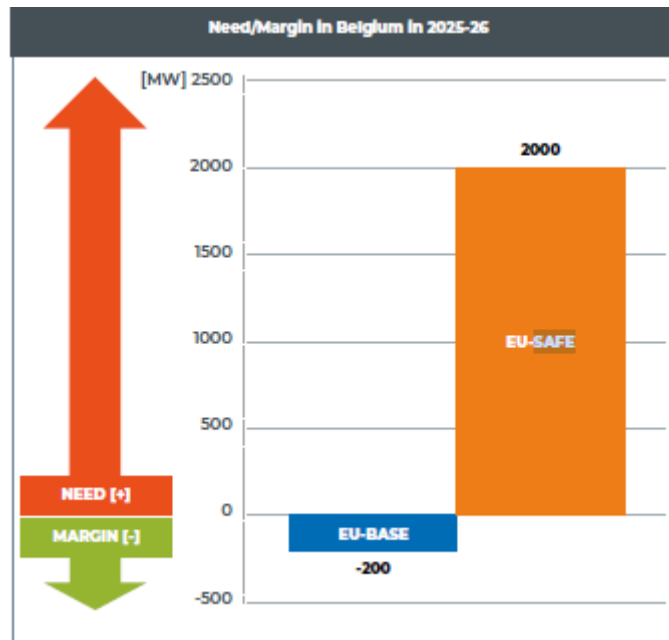


Figure 18 18 Résultat de l'étude Adequacy and Flexibility study d'Elia pour l'hiver 2025-2026

Pour les hivers suivants, l'électrification de la société telle qu'envisagée par Elia conduit à un besoin important de nouvelles capacités comme cela peut être observé sur le graphique ci-dessous. Cette électrification sera en effet nécessaire pour atteindre les objectifs de décarbonisation européens tels que décrit dans le paquet de mesures Fit-for-55. Elle sera principalement due à l'augmentation des voitures électriques, des pompes à chaleur et de l'électrification dans l'industrie. On peut néanmoins observer que ce besoin en nouvelles capacités sera en baisse pour les années 2030 et 2032 grâce à la mise en service d'interconnexions entre la Belgique et la Grande-Bretagne ainsi qu'avec le Danemark. Cela souligne l'importance du développement de telles infrastructures et permet de limiter le besoin en nouvelles capacités.

FIGURE 4-16 — EVOLUTION OF THE GAP VOLUME IN BELGIUM IN THE EU-BASE AND EU-SAFE SCENARIOS POST-2026

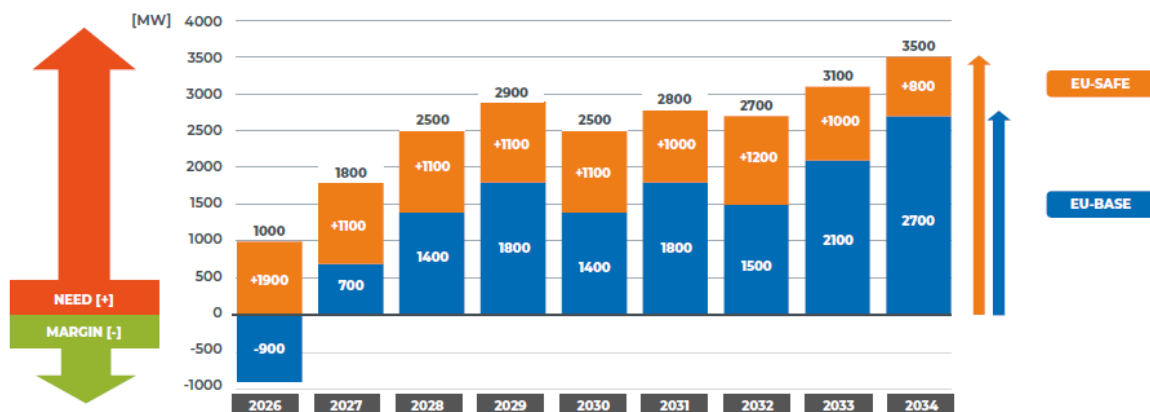


Figure 19 19 Résultats de l'Adequacy and Flexibility study d'Elia pour les scénarios EU-BASE et EU-SAFE

En conclusion, selon Elia, la Belgique fera face à d'importants défis pour assurer sa sécurité d'approvisionnement et le gestionnaire de réseau partage 4 messages clés pour répondre à ces importants changements dans notre société.

- L'électrification de la société se produit en avance et plus rapidement que prévu à cause notamment de la guerre en Ukraine et l'augmentation des prix du gaz qui a suivi. Cette électrification crée de nouveaux besoins auxquels le CRM peut répondre.
- La flexibilité sera extrêmement importante pour aplanir les pics de consommation et gérer la variabilité des énergies renouvelables. Il s'agit d'un pilier vital pour permettre de réduire le besoin en nouvelles capacités issu de l'électrification de la société.
- L'électrification permet de réduire la production de CO₂ tout en maintenant le confort du consommateur. Cette baisse du CO₂ s'intensifiera d'autant plus à mesure que la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables augmentera.
- Tout retard dans le développement de la flexibilité et de la construction des infrastructures réseaux augmentera le besoin de nouvelles capacités pour faire face à l'électrification de la société.

La DG Énergie identifie néanmoins quelques évolutions positives en termes de demande et de disponibilité du nucléaire français et notamment à court terme comme cela est repris dans le chapitre 4.3. Le défi de la transition énergétique reste néanmoins extrêmement considérable et souligne le besoin de suivre attentivement le marché électrique belge et ses besoins en adéquation.

3.2. Etude ENTSO-E – « European Resource Adequacy Assessment 2023 – ERAA23 »

Conformément à l'article 23 du Règlement 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, ENTSO-E a publié la 3^{ème} European Resource Adequacy Assessment (ERAA)⁵³ en décembre 2023 en appliquant les nouvelles méthodologies définies par ACER.

L'ERAA est une étude qui analyse l'adéquation des ressources du système électrique au niveau pan-européen, sur un horizon de 10 ans. L'ERAA est basée sur des méthodologies de pointe et des évaluations probabilistes, visant à modéliser et analyser les événements qui peuvent avoir un impact négatif sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Pour cette édition, les années-cibles étudiées sont 2025 et 2028 pour les court et moyen termes ainsi que 2030 et 2033 pour le long terme.

Deux scénarios ont été déterminés par ENTSO-E pour étudier l'adéquation au niveau européen. Le premier scénario A correspond au scénario central alors que le scénario B correspond à une sensibilité. Ces deux scénarios ne prennent pas en compte de mécanisme de soutien existant ou futur mais uniquement les contrats éventuellement déjà obtenus. La différence entre ces deux scénarios est la pondération entre les différentes années climatiques prise en compte, comme cela peut être observé sur la figure 20.

| Set of CY weights | Scenario A | Scenario B |
|-------------------|------------|------------|
| 1985 | 0.085 | 0.028 |
| 1988 | 0.058 | 0.057 |
| 2003 | 0.858 | 0.915 |

Figure 20 Pondération des différentes années climatiques pour le scénario A et B de l'ERAA 2023

Economic Viability Analysis :

L'*Economic Viability Analysis* (EVA) du scénario A rajoute une capacité importante de nouvelles centrales OCGT en 2030 et 2033 qui seraient économiquement viables sans mécanisme de soutien. De plus, une extension de la durée de fonctionnement de centrales CCGT est aussi prévue dès 2025 et cela jusqu'en

⁵³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>

2033 dans ce scénario. La figure ci-dessous résume les changements en termes de capacités suite à l'EVA.

| Study Zone | PEMMDB Technology | Decision Variable | 2025 | 2028 | 2030 | 2033 |
|------------|-------------------|-------------------|------|------|------|------|
| BE00 | Gas CCGT | Life Extension | 300 | 1480 | 1480 | 1480 |
| | Gas CCGT | Decommissioning | -380 | 0 | 0 | 0 |
| | Gas OCGT | New Entry | 0 | 0 | 470 | 3700 |
| | Gas OCGT | Life Extension | 50 | 50 | 50 | 50 |
| | Gas OCGT | Decommissioning | -110 | -480 | -480 | -480 |

Figure 21 Changement en termes de capacités suite à l'EVA pour le scénario A

Concernant le scénario B, les résultats de l'EVA sont sensiblement différents pour la Belgique. En effet, l'EVA ne donne plus lieu à de nouvelles capacités OCGT mais seulement à une prolongation de la durée de fonctionnement de centrales CCGT pour une capacité de 300 MW en 2025 et de 1480 MW pour les 3 autres années-cibles.

| Study Zone | PEMMDB Technology | Decision Variable | 2025 | 2028 | 2030 | 2033 |
|------------|-------------------|-------------------|------|------|------|------|
| BE00 | Gas CCGT | Life Extension | 300 | 1480 | 1480 | 1480 |
| | Gas CCGT | Decommissioning | -380 | 0 | 0 | 0 |

Figure 22 Changement en termes de capacité suite à l'EVA pour le scénario B

L'explication de la forte différence entre l'EVA de ces deux scénarios réside dans la pondération plus importante de l'année 1985 dans le scénario A par rapport au scénario B. En effet, l'année 1985 fut une année extrêmement froide en Europe avec des records de températures qui n'ont pour plusieurs villes pas été enregistrés depuis⁵⁴. Lors de températures aussi glaciales, la demande en électricité est beaucoup plus importante ce qui conduit à un plus grand nombre de démarrages et d'heures de fonctionnement de capacités de pointe telles que les centrales OCGT. Cette plus grande pondération de l'année 1985 dans le scénario A explique donc la capacité beaucoup plus importante d'OCGT rajoutées suite à l'EVA pour ce scénario.

Cette conclusion est aussi valable pour d'autres pays européens de sorte que l'EVA du scénario B retire 58 GW de capacité par rapport aux hypothèses alors que le scénario A retire quant à lui 46 GW de capacité. Pour l'année 2030, la différence est encore plus grande avec un retrait de 19 GW pour le scénario A contre un retrait de 32 GW pour le scénario B.

Cela a évidemment un important impact sur le LOLE, mesure couramment utilisée pour définir la norme de fiabilité d'un pays. Dans le cas de la Belgique, elle est fixée à 3 heures. Le scénario A donnera donc un LOLE plus bas que le scénario B étant donné que la capacité présente sur le marché est plus importante.

Résultats de ERAA 2023 pour la Belgique :

En prenant en compte les hypothèses de commissionnement et décommissionnement d'unités de production telles que calculées par l'EVA du scénario A, les LOLE de la Belgique pour les années 2025, 2028, 2030 et 2033 sont respectivement de 1.9, 3.9, 3.1 et 6.2 heures.

En ce qui concerne le scénario B, les hypothèses de commissionnement et de décommissionnement d'unités de production suite à l'EVA conduisent à moins de capacité sur le marché européen et donc à des LOLE plus élevés. Le LOLE de la Belgique pour les années 2025, 2028, 2030 et 2033 est de 6, 9.9, 7.1 et 19.6 heures respectivement.

Une première conclusion de l'ERAA 2023 est que le LOLE de la Belgique augmente au fil des années et atteint son maximum en 2033. Cela correspond aux résultats de l'étude Adequacy & Flexibility 2023 du gestionnaire de réseaux Elia qui peut être retrouvé au chapitre 3.1 de celle-ci et que le besoin en nouvelle

⁵⁴<https://www.meteo-paris.com/actualites/retour-sur-la-vague-de-froid-remarquable-de-janvier-1985-08-janvier-2020.html>

capacité augmente au fur et à mesure des années à cause notamment d'une électrification importante de la société.

En ce qui concerne l'adéquation de la Belgique on peut observer selon l'ERAA 2023, que dans la majorité des cas selon le scénario et l'année, la Belgique ne respecte pas sa norme de fiabilité. Les cas où la norme de fiabilité est respectée (ou proche d'être respectée) font partie du scénario A. Pour la DG Énergie, il est important de rester prudent vis-à-vis de ce scénario étant donné qu'une grande capacité de production est commissionnée avec notamment 3700MW de centrales OCGT pour la Belgique. De plus, seules les années 2025 et 2030 respectent la norme de fiabilité dans le scénario A.

Ces résultats justifient pour la Belgique le recours à un mécanisme de capacité pour assurer sa sécurité d'approvisionnement selon la DG Énergie.

3.3. Analyse du GRT sur la période hivernale 24/25 (update de novembre 2023)

Analyse d'Elia

Le 15 novembre 2023, Elia n'a pas soumis l'analyse attendue par l'art 7bis §1 de la loi Electricité. Elia a toutefois adressé un courrier le 20 novembre 2023 à la Ministre. En substance, ce courrier indique que Elia Transmission Belgium considère avoir bel et bien rempli son obligation au travers de l'analyse de l'hiver 2024-2025 réalisée dans le cadre de l'étude *Adequacy and Flexibility study* de juin 2023.

Elia confirme par ailleurs dans son courrier du 20 novembre 2023, les résultats de cette analyse mais rappelle toutefois que des changements extrêmement rapides et parfois imprévisibles peuvent survenir sur le marché de l'énergie et qu'il convient de rester vigilants.

Pour l'hiver 2024-2025, une marge (c'est-à-dire l'absence de besoin en nouvelles capacités) de 100 MW a été obtenue comme résultat pour l'année de livraison 2024-2025 pour le scénario LCT (voir figure 16 plus haut). Un LOLE de 2,6 heures a en effet été identifié, soit une valeur inférieure à la norme de fiabilité légale de 3h.

Avis de la DG Énergie

Dans son avis du 12 décembre 2023⁵⁵, la DG Énergie a toutefois effectué une mise à jour de certaines hypothèses considérées par l'étude *Adequacy and Flexibility study 2023* dont la consommation belge en électricité et la disponibilité du nucléaire français (deux paramètres extrêmement importants pour la sécurité d'approvisionnement en Belgique).

En ce qui concerne la demande belge en électricité, la DG Énergie indique qu'une mise à jour a été effectuée par Elia via le consultant Climact dont les résultats ont été présentés le 25 août 2023⁵⁶. Le régulateur tout comme la DG Énergie se sont montrés en désaccord avec la recommandation de Climact visant à tenir compte d'un retard d'un an de l'élasticité-prix pour les secteurs résidentiel et tertiaire. Il en résulte que la destruction de la demande évaluée par Climact de 2,1 TWh a été revue à la hausse par la CREG afin de s'établir à 4,7 TWh.

La Ministre a pris la décision en septembre 2023, de considérer pour le scénario devant être utilisé pour la calibration des enchères CRM, une demande en électricité de 85,7 TWh pour 2025 et 102,4 TWh en 2028. Ces niveaux de demande sont inférieurs au niveau de l'*Adequacy and Flexibility 2023* ce qui devrait augmenter encore plus la marge de capacité requise pour garantir la SoS et identifiée par Elia dans l'*étude Adequacy and Flexibility study 2023*.

Concernant la disponibilité du nucléaire français, les calculs utilisés par Elia étaient basés sur l'estimation de production d'EDF de 315 TWh à 345 TWh pour 2024. Cette estimation n'a pas été modifiée lors de

⁵⁵<https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/electricite/mecanismes-de-capacite/reserve-strategique-en>

⁵⁶ <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20230825-meeting>

la présentation de leur rapport semestriel 2023⁵⁷. Néanmoins, l'estimation de production pour 2025 a légèrement augmenté passant d'une fourchette de 330-360 TWh à 335-365TWh. De plus, des évolutions favorables peuvent être observées au niveau de la durée des arrêts et des problèmes liés à la corrosion sous contrainte de certains réacteurs ; ce qui permet à la France d'avoir une dispo

nibilité de leur parc nucléaire bien supérieure à celle de 2022. Enfin, la disponibilité de Flamanville 3 sera supérieure à ce qui avait été estimé par Elia étant donné que le remplacement de la cuve du réacteur ne se déroulera qu'au deuxième semestre 2025 et permettra à ce nouvel EPR de produire de l'électricité durant la quasi-totalité de l'hiver 2024-2025.

En ce qui concerne la demande et la capacité installée à l'étranger, la DG Énergie souligne que l'évolution est mineure entre les hypothèses de l'*Adequacy and Flexibility study* 2023 et les hypothèses les plus récentes prises dans le cadre de l'établissement du scénario pour la calibration des enchères CRM de 2024 (données sur 2025 qui constituent un bon proxy dans le cadre du suivi de l'évolution des hypothèses). En effet, comme on peut l'observer sur le tableau ci-dessous, les changements sont pour la plupart négligeables voire pour certains positifs. La demande pour la France a pour sa part baissé de presque 2% ; ce qui est très positif pour la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

| | France | Allemagne | Pays-Bas | Grande-Bretagne | Espagne | Italie | Pologne | Danemark |
|-----------------------------|----------|-----------|----------|-----------------|---------|----------|---------|----------|
| Demande (TWh) | 471 (-9) | 574 | 124 | 289 (-6) | 259 | 329 | 167 | 41 |
| Éolien onshore (GW) | 25 | 77 | 10 | 19 (-0,9) | 37 | 14 | 11 | 6 |
| Éolien offshore (GW) | 2 | 11 | 6 | 23 | 0 | 4 (+0,8) | 0,6 | 3 |
| Solaire (GW) | 24 | 108 | 34 | 21 | 34 | 45 (+2) | 20 | 8 |
| Charbon (GW) | 1,1 | 25,1 | 2,7 | 0 | 0 | 0,5 | 21 | 0,4 |
| Nucléaire (GW) | 62,9 | 0 | 0,5 | 5,9 | 7,1 | 0 | 0 | 0 |

Tableau 1 : Comparaison pour l'année 2025 entre les hypothèses de l' *Adequacy and Flexibility study* 2023 et celles fournies par Elia le 4 septembre 2023 avec en vert les améliorations positives et en rouge les améliorations négatives

Ces améliorations représentent des points extrêmement positifs pour la sécurité d'approvisionnement étant donné la très forte corrélation entre les situations de pénurie en France et en Belgique comme cela a été montré par le *Winter Outlook* 2023 d'ENTSO-E et par le graphique ci-dessous issu de l'étude sur l'adéquation d'Elia.

⁵⁷ https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-resultats-semestriels-presentation_0.pdf

FIGURE 4-32 — SIMULTANEOUS SCARCITY EVENTS: CORRELATION BETWEEN BELGIUM AND NEIGHBOURING COUNTRIES (EU-BASE SCENARIO)

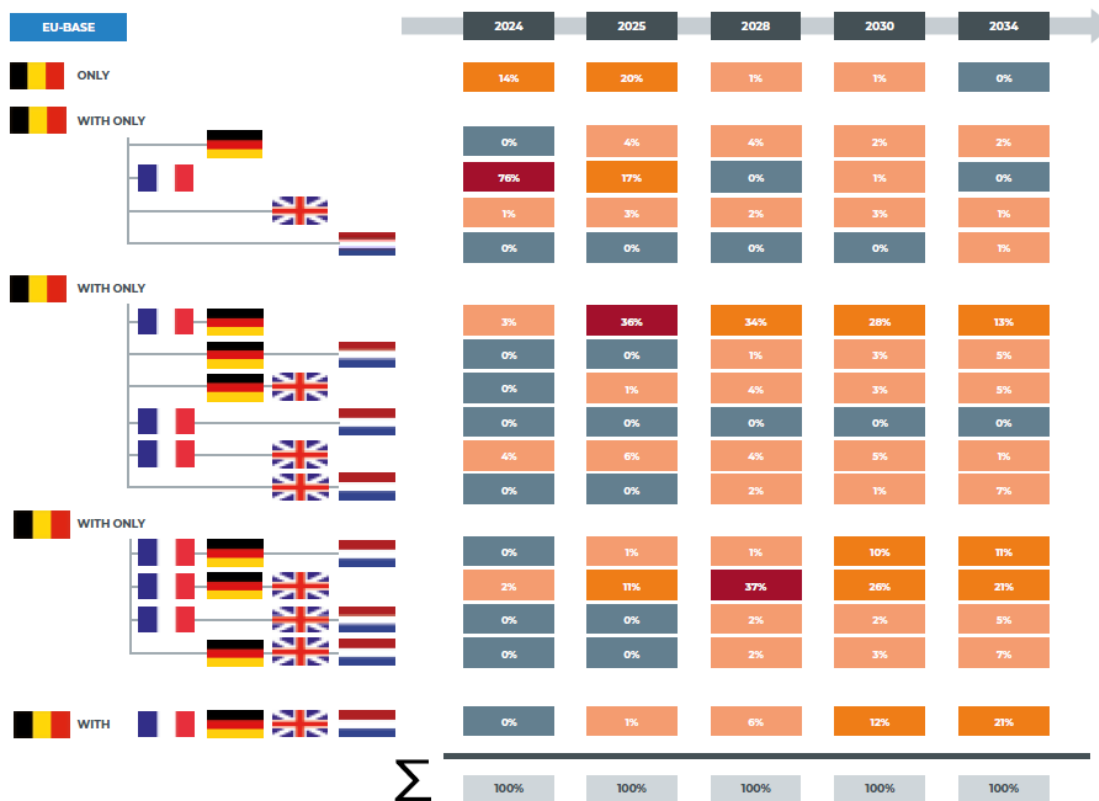


Figure 23 23 Corrélation entre les moments de pénurie entre la Belgique et ses pays voisins

En ce qui concerne les flux transfrontaliers, la CREG indique vouloir accorder dans son projet de décision⁵⁸ une dérogation au gestionnaire de réseau sur la marge minimale disponible aux échanges. La DG Énergie tient à souligner les améliorations de 2022 telles que démontrées par l'étude de la CREG⁵⁹ à ce sujet et l'engagement d'Elia pris pour déployer des transformateurs-déphaseurs (PST) pour réduire à un niveau acceptable les flux de bouclage.

En conclusion, la DG Énergie conclut que le besoin en réserve stratégique pour l'hiver 2024-2025 est nul et que des évolutions positives ont été observées pour la sécurité d'approvisionnement par rapport aux hypothèses prises pour l'étude *Adequacy and Flexibility study 2023*. Un monitoring continu de la sécurité d'approvisionnement reste toutefois nécessaire pour permettre d'identifier en temps opportun, des événements imprévisibles pouvant affecter le marché de l'électricité et pouvoir y apporter les mesures requises.

4. Mesures

4.1. Développement du CRM

Un CRM ou Capacity Remuneration Mechanism est un mécanisme qui vise à créer un marché des capacités complémentaire au marché de l'énergie et qui permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité. Concrètement, la Commission considère que « les mécanismes de

⁵⁸ <https://www.creg.be/fr/consultations-publiques/prd2687>

⁵⁹ <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f2513>

capacité génèrent des revenus supplémentaires pour les fournisseurs de capacité via les paiements afférents à la mise à disposition de la capacité électrique. »

4.1.1. Historique

En avril 2016, la publication de l'étude d'Elia « Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge » constituait la première étape de la mise en place d'un CRM au niveau belge. En effet, commandée en décembre 2015 par la Ministre de l'Energie Marie-Christine Marghem, cette étude avait pour but de déterminer le besoin en moyens flexibles permettant d'assurer les critères de sécurité d'approvisionnement entre 2017 et 2027. Après publication des résultats, la DG Energie du SPF Economie, sous l'instruction de la Ministre, a organisé une consultation auprès des acteurs de marché. Suite aux résultats de l'étude d'Elia et aux informations retirées de la consultation, la DG Energie du SPF Economie a formulé en juin 2016 ses recommandations à la Ministre. Ces recommandations consistaient à :

- continuer le travail engagé sur l'amélioration de l'Energy Only Market ;
- conserver la réserve stratégique à titre transitoire et l'améliorer ;
- démarrer le travail préparatoire pour la mise en œuvre éventuelle d'un CRM;
- approfondir l'étude d'Elia d'avril 2016, effectuer une analyse de bien-être et évaluer de façon régulière le besoin d'adéquation et de flexibilité.

Suite à ces recommandations, le Bureau fédéral du Plan a remis, à la demande de la DG Energie, en février 2017 une analyse coût-bénéfice de divers scénarios compatibles avec l'adéquation du système électrique belge d'ici 2027.

Dans le courant de 2018, la DG Energie a fait appel à PwC afin de déterminer quel mécanisme de rémunération de la capacité serait le plus adéquat et de préparer le cadre légal. En avril 2019, le Parlement fédéral a approuvé la loi introduisant un mécanisme de rémunération de capacité de type « options de fiabilité » en Belgique. Cette loi fédérale sur le CRM vise une première enchère Y-4 en octobre 2021 avec une première livraison de capacité à partir de novembre 2025. Cette loi prévoit le cadre de gouvernance des paramètres de conception du CRM, y compris une vaste procédure de consultation des acteurs du marché, du SPF Economie, du régulateur et du gestionnaire du réseau de transport.

Au second plan, plusieurs dispositions d'application pour ce mécanisme de capacité sont prévues par le biais de la législation secondaire, comme les arrêtés royaux, les arrêtés ministériels et les règles et contrats de marché approuvés par le régulateur. Toute cette législation secondaire a sa base légale dans la Loi fédérale mentionnée ci-dessus qui a été finalisée en 2020.

Le 18 décembre 2019, la DG Energie du SPF Economie, sous mandat de la Ministre Marghem, a introduit une notification à la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne relative au dossier sur le mécanisme de rémunération de la capacité. Le dossier a été complété au cours des semaines et des mois suivants. Finalement, lorsque le mode de financement du mécanisme a été transmis en juillet 2020, la Commission a décidé que le dossier était complet.

La Direction générale de la concurrence de la Commission européenne a informé l'État belge, le 21 septembre 2020, de sa décision d'ouvrir une enquête approfondie sur le mécanisme notifié. L'État belge a été invité à envoyer sa réponse dans un délai d'un mois, en date du 22 octobre 2020.

La Commission a rendu sa décision positive sur le mécanisme le 27 août 2021. Le CRM est jugé nécessaire, adéquat, proportionnel et en conformité avec la législation européenne, dont le Règlement électricité. Le régime d'aide est autorisé pour une période maximale de 10 ans à compter de la date de la première enchère.

Le 29 septembre 2023, la Commission a validé la proportionnalité du mécanisme qui permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement au coût le plus bas après la prolongation de Doel 4 et Tihange 3 de 10 ans. Dans sa décision, la Commission européenne a également approuvé diverses modifications apportées au CRM belge visant à le rendre plus robuste et plus respectueux des enjeux climatiques :

- Indexation du strike price pour le rendre plus dynamique
- Extension temporaire de la période d'éligibilité pour les coûts d'investissement de 1 à 2 ans pour les enchères Y-1 des périodes de livraison 2025-2026 et 2026-2027
- Seuils d'émissions en CO₂ plus stricts

4.1.2. Objectifs du CRM

Le principal objectif du CRM proposé est de servir l'intérêt commun, à savoir assurer l'adéquation des ressources de manière compétitive et durable. Le CRM, tel que prévu dans la législation de l'Etat belge, vise à traiter une question d'adéquation à long terme à partir de novembre 2025.

Malgré une série d'améliorations qui ont été mises en œuvre pour accroître l'efficacité du fonctionnement du marché de l'électricité, on constate, en effet, que les signaux d'investissement envoyés aux acteurs du marché seront insuffisants pour respecter le critère du LOLE de 3 heures⁶⁰ tel que l'impose la Loi Electricité à l'heure actuelle.

Comme d'autres pays qui ont adopté un CRM, l'État belge sera également confronté à un problème d'adéquation en 2025, résultant principalement de la diminution de la capacité nucléaire en 2022 et 2025 passant de 5931MW à 2056 MW, renforcée par le démantèlement de certaines capacités de production thermique en Belgique et dans les pays voisins. Ce résultat a été confirmé par l'étude sur l'adéquation du réseau électrique belge effectuée par Elia et décrite dans ce rapport plus haut.

4.1.3. Les principes du CRM

Une fois implémenté, le CRM devra répondre à un certain nombre de critères, eux aussi déterminés par le *Clean Energy Package*. Le CRM sera une solution temporaire, qui ne créera pas de distorsion du marché et ne limitera pas les échanges. Des discussions sont actuellement en cours au niveau européen pour permettre de pérenniser les mécanismes de capacité mais le CRM belge est en tout cas pour l'instant autorisé pour une période maximale de 10 ans. Le CRM est calibré en ce sens qu'il ne prévoit pas plus de capacité que nécessaire pour régler le problème d'adéquation. La sélection des fournisseurs est transparente, non discriminatoire, concurrentielle et neutre technologiquement. Le CRM crée des incitants pour que les capacités soient disponibles au moment où le système en aura le plus besoin (expected system stress) et mettra en place des pénalités lorsque les fournisseurs ne respecteront pas leurs engagements. On peut notamment citer le système de payback ou les pénalités en cas d'indisponibilité. Les fournisseurs sont préalablement avertis des conditions techniques que les capacités doivent respecter pour pouvoir participer au mécanisme et sont pleinement informés du processus de sélection mis en place. Le CRM est une solution technologiquement neutre permettant à toutes les technologies pertinentes d'y participer (DSM, stockage, ...). Toutes les informations relatives au développement du CRM peuvent être retrouvées sur le [site web](#) du SPF Economie.

4.1.4. Les enchères

La sélection des capacités qui peuvent bénéficier de l'aide, ainsi que la détermination du niveau de cette aide, s'effectuent au moyen d'une enchère. Chaque enchère est précédée d'une phase de préqualification. Depuis 2021, une vente aux enchères a lieu chaque année en octobre. La capacité doit être disponible quatre ans plus tard pour la sécurité d'approvisionnement, et reçoit un subside en contrepartie. À partir de 2024, une deuxième vente aux enchères sera organisée chaque année. Les unités qui remportent cette enchère doivent être disponibles un an plus tard (enchère Y-1) :

⁶⁰ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/08/31/2021021813/justel>

| 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Enchère Y-4 2025 | | | Enchère Y-1 2025 | | Livraison 2025 | | |
| | Y-4 Enchère 2026 | | | Y-1 Enchère 2026 | Livraison 2026 | | |
| | | Y-4 Enchère 2027 | | | Y-1 Enchère 2027 | Livraison 2027 | |
| | | | Y-4 Enchère 2028 | | | Y-1 Enchère 2028 | Livraison 2028 |

Figure 24 24 Calendrier des enchères CRM

Deux enchères sont donc organisées pour chaque année de livraison : une première enchère quatre ans à l'avance et une seconde un an à l'avance. Cela permet d'investir dans des technologies dont le temps de préparation est plus long (par exemple, les nouvelles centrales électriques au gaz) ou plus court (par exemple, la gestion de la demande).

En outre, cela permet d'ajuster le volume total sur la base des données les plus récentes, garantissant ainsi la sécurité de l'approvisionnement au coût le plus bas possible.

Néanmoins, les deux enchères sont ouvertes à toutes les technologies et aux unités existantes et nouvelles, pour autant qu'elles soient disponibles au cours de l'année de livraison. Le volume nécessaire à la sécurité d'approvisionnement quatre ans plus tard est estimé annuellement. Le ministre de l'Energie détermine ensuite le volume à mettre aux enchères lors de la vente aux enchères Y-4 (la vente aux enchères qui a lieu quatre ans à l'avance), et réserve une autre partie du volume nécessaire pour la vente aux enchères Y-1 (la vente aux enchères qui a lieu un an à l'avance). L'année précédant l'année de livraison, un nouveau calcul est effectué sur la base des données les plus récentes et le ministre fixe le volume définitif de l'enchère Y-1.

Des travaux sont actuellement en cours pour permettre l'organisation d'une troisième enchère par année de livraison en Y-2. Ces travaux sont réalisés dans un cadre de développement continu pour améliorer le mécanisme de rémunération de la capacité et ainsi assurer la sécurité d'approvisionnement. Cette adaptation sera discutée plus loin dans le rapport et permettra notamment à certaines technologies dont le délai pour la réalisation du projet est plus longue qu'une année mais pour qui un délai de 4 ans est trop long, de quand même pouvoir participer au CRM.

Les capacités sélectionnées lors de l'enchère doivent être disponibles pendant l'année de livraison et reçoivent pendant cette période une rémunération mensuelle pour leur disponibilité. Les capacités réalisant des investissements peuvent, sous certaines conditions, bénéficier de contrats plus longs suivant lesquels elles sont disponibles et bénéficient d'aide pendant une durée maximale de 3, 8 ou 15 ans. Une de ces conditions est de s'engager au respect des objectifs belge et européen en matière de réduction progressive des émissions de gaz à effet de serre en vue d'atteindre la neutralité carbone pour l'horizon 2050. De plus, le niveau de l'offre de ces unités n'est plus soumis au plafond de prix intermédiaire mais bien au plafond global étant donné qu'il est considéré que leur *missing money* est plus élevé que les capacités existantes par exemple.

Résultats de l'enchère 2021 pour la période de livraison 2025-2026:

La courbe de demande de l'enchère 2021 était composée de 3 points :

| | VOLUME (MW) | PLAFOND DE PRIX (EURO/KW/AN) |
|---------|-------------|------------------------------|
| Point A | 6367 | 75 |
| Point B | 7339 | 50 |
| Point C | 7339 | 0 |

Figure 2525 Courbe de demande pour l'enchère Y-4 de 2021

Cette courbe de demande tient compte d'un volume différé de capacités de 2531MW qui sera offert lors de la vente aux enchères Y-1 en 2024. Ce volume se compose de 1467MW de volume réservé à l'enchère Y-1, ce qui représente un volume de 200 heures de fonctionnement et de 1064 MW réservé pour la participation étrangère au CRM belge.

Au total pour cette enchère, un volume de 4447,7 MW de capacité *derated* (après application d'un facteur de réduction tel que défini par la Ministre⁶¹) pour un total de 40 projets a été sélectionné. Le prix moyen pondéré des offres sélectionnées était de 31 671,57€ par MW par an. Parmi les nouvelles capacités sélectionnées, 2 projets concernaient de nouvelles centrales au gaz dont un à Vilvoorde et l'autre aux Awirs pour un volume total combiné de plus de 1600MW. Une adjudication complémentaire a été nécessaire étant donné que Vilvoorde n'a pas pu obtenir de feu vert pour leur permis et une centrale à Seraing remplace donc celle de Vilvoorde.

Il est aussi pertinent de mentionner que les technologies sélectionnées ont néanmoins été assez diversifiées avec des batteries et de la gestion de la demande qui ont également participé à l'enchère. Nous pouvons considérer que cette enchère fut une réussite étant donné le nombre important de capacités sélectionnées. Néanmoins, un nombre important d'unités ont réalisé un OPT-OUT IN ce qui signifie que ce volume est reporté à l'enchère Y-1. Pour ces unités, il n'existe aucune indication qu'elles quitteront le marché avant la période de livraison même si ce risque existe. Les améliorations qui seront développées plus loin dans ce rapport viseront entre autres à limiter ce risque au maximum.

Résultats de l'enchère 2022 pour la période de livraison 2026-2027 :

La courbe de demande de l'enchère 2022 était composée de 3 points :

| | VOLUME (MW) | PLAFOND DE PRIX (EURO/KW/AN) |
|---------|-------------|------------------------------|
| Point A | 5938 | 75 |
| Point B | 6417 | 50 |
| Point C | 6417 | 0 |

Figure 26 26 Courbe de demande pour l'enchère Y-4 de 2022

Cette courbe de demande tient compte d'un volume différé de capacités de 2677 MW qui sera offert lors de la vente aux enchères Y-1 en 2025. Ce volume se compose de 1249 MW de volume réservé à l'enchère Y-1, ce qui représente un volume de 200 heures de fonctionnement et de 1428 MW réservé pour la participation étrangère au CRM belge. On peut observer que le volume de la courbe de demande est inférieur à celui de l'enchère 2021 malgré une augmentation de la demande en électricité entre 2025 et 2026. Cela s'explique par les mesures prises par le gouvernement pour prolonger Doel 4 et Tihange 3 ce qui réduit le besoin en capacité à contracter dans les enchères CRM. Cette prolongation n'était pas prise en compte lors de l'enchère 2021 et a depuis le 29 septembre 2023 comme mentionné plus haut été approuvée par la Commission européenne.

En ce qui concerne les résultats, aucune capacité n'a été sélectionnée lors de cette enchère. En effet, le volume d'OPT-OUT IN était suffisant pour couvrir entièrement la courbe de la demande. A nouveau, aucune information n'indique que ces capacités ne seront pas sur le marché en 2026-2027 même si un risque est présent. Plusieurs acteurs de marché et notamment la FEBEG ont évoqué que le cadre actuel

⁶¹ https://www.ejustice.just.fgov.be/mopdf/2021/04/30_2.pdf#Page20

du CRM n'était pas assez favorable et ont préféré ne pas faire d'offre pour cette enchère. Dès lors, un travail conséquent a été réalisé pour permettre d'améliorer le mécanisme de capacité belge et permettre d'attirer plus d'offres. Ces améliorations sont détaillées dans la prochaine partie de ce rapport.

Néanmoins, nous pouvons quand même citer certains points positifs et notamment le fait que l'entièreté du volume de la courbe de la demande a été couvert par les OPT-OUT IN. De plus, plusieurs offres pour des nouvelles capacités ont été faites ce qui montre que le CRM a été capable d'attirer de nouveaux investissements en capacité. Ces offres n'ont pas été sélectionnés car le volume d'OPT-OUT IN était suffisamment élevé. Il est à noter que le volume de nouvelles capacités s'élevait tout de même à plus de 1,2 GW comprenant notamment une centrale au gaz.

Résultats de l'enchère 2023 pour la période de livraison 2027-2028 :

La courbe de demande de l'enchère 2023 était composée de 3 points :

| | VOLUME (MW) | PLAFOND DE PRIX (EURO/KW/AN) |
|---------|-------------|------------------------------|
| Point A | 6450 | 84,8 |
| Point B | 6605 | 56,5 |
| Point C | 6605 | 0 |

Figure 27 27 Courbe de demande pour l'enchère Y-4 de 2023

Cette courbe de demande tient compte d'un volume différé de capacités de 2219 MW qui sera offert lors de la vente aux enchères Y-1 en 2026. Ce volume se compose de 1285 MW de volume réservé à l'enchère Y-1, ce qui représente un volume de 200 heures de fonctionnement et de 934 MW réservé pour la participation étrangère au CRM belge

Cette enchère CRM a donné lieu à la contractualisation de 1576 MW de capacité après application du facteur de réduction dont 357 MW de nouvelles batteries et la prolongation temporaire d'une centrale en mode OCGT de 245 MW. Cela contraste donc avec l'enchère précédente où aucune capacité existante ou nouvelle n'avait été contractée.

En ce qui concerne le prix, la moyenne pondérée des offres pour cette enchère s'élève à 36 300€ par MW ce qui est en ligne avec les résultats de l'enchère de 2021 où la moyenne s'élevait à 31 000€. Cela représente une hausse de 16% ce qui est conforme à l'inflation. La hausse s'élève à 20% pour les unités qui ne sont pas soumises à un plafond de prix intermédiaire.

Malgré la contractualisation de 1576 MW de capacité, le constat des enchères précédentes reste similaire et on observe un important volume d'OPT-OUT IN. Plusieurs études sont en cours et des changements sont actuellement en préparation pour permettre d'améliorer le CRM et limiter l'incertitude liée aux OPT-OUT IN. Pour cette enchère, la capacité sélectionnée et le volume d'OPT-OUT IN n'ont pas été suffisants pour couvrir l'entièreté de la demande de sorte que 142 MW de capacité ont été reporté à la prochaine enchère.

4.1.5. Améliorations au CRM effectuées

Suite aux résultats de l'enchère de 2022 ayant clairement mis en évidence la problématique de la non-participation des capacités existantes, des améliorations significatives ont été apportées et approuvées par la Commission européenne. Ces améliorations ont été le fruit d'une collaboration intense entre les autorités publiques, le régulateur et le gestionnaire de réseau et ont été mises à consultation publique auprès des acteurs du marché de l'électricité.

Parmi ces améliorations, on peut notamment citer la révision de la formule du strike price. En effet, l'année 2022 a été marquée par une extrême volatilité des prix suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Cette volatilité des prix a causé une extrême incertitude sur les marchés et créer un climat défavorable pour les investissements. Les acteurs de marché ont exprimé leurs craintes par rapport à la

formule du strike price et le risque qu'ils doivent faire face à un nombre extrêmement important d'obligation de remboursement de leurs subsides. Pour répondre à cette incertitude, une première mesure a été de modifier la formule de calcul du strike price en la rendant plus dynamique. Le strike price se compose alors désormais d'une composante fixe et d'une composante variable.

De plus, une autre incertitude qui renforçait le climat défavorable d'investissement était celle liée aux seuils limites d'émissions de CO₂. Les acteurs de marché ont partagé à maintes reprises le besoin d'avoir une vision à plus long terme sur les seuils CO₂ du CRM. Leurs investissements se font parfois sur de très longues périodes de temps et l'absence de certitude sur les futurs seuils CO₂ imposés sur le long terme a été pointé comme étant un facteur les dissuadant de participer au CRM⁶². A cet égard, les seuils CO₂ du mécanisme de rémunération de la capacité ont été modifiés et une trajectoire par plateaux de 5 ans a été établie. Le premier plateau a été défini pour les cinq prochaines années d'enchère 2023-2028. Ce qui signifie que les seuils CO₂ sont désormais fixés jusqu'à la période de livraison 2031-2032. Les plateaux suivants de la trajectoire seront définis prochainement.

En ce qui concerne la prise en compte de l'extension temporaire de la période d'éligibilité pour les coûts d'investissement de 1 à 2 ans des enchères Y-1 pour les périodes de livraison 2025-2026 et 2026-2027, cette mesure fait suite à la guerre en Ukraine et aux problèmes survenus en conséquence au niveau des chaînes d'approvisionnement. Plusieurs acteurs de marché n'ayant pas pu anticiper les délais plus longs dans la réalisation de leur projet, cet allongement de la période d'éligibilité des coûts d'investissements de 1 à 2 ans leur permet encore de réaliser leur projet et de participer au CRM. Cette mesure permet d'augmenter la liquidité de l'enchère Y-1 et renforce la sécurité d'approvisionnement que le CRM permet de fournir pour les deux premières périodes de livraison. Une solution à long terme, l'introduction d'une enchère Y-2, est en cours de développement pour répondre de manière structurelle à ce problème et est décrite plus en détails ci-dessous.

4.1.6. Améliorations au CRM en cours de développement

Au-delà des améliorations déjà développées et acceptées par la Commission européenne, plusieurs changements sont actuellement en cours de développement pour rendre le CRM plus robuste et lui permettre de remplir pleinement sa mission d'assurer la sécurité d'approvisionnement au coût le plus bas. Parmi les améliorations en cours de développement, on peut notamment citer l'introduction d'une enchère Y-2, une réforme du volume minimal à réserver de 200 heures pour les enchères Y-1, une révision de l'article 4bis de la Loi Electricité, la mise en place d'un monitoring de la sécurité d'approvisionnement, la possibilité de réviser la courbe de demande après l'instruction du Ministre en cas d'événements majeurs et soudains impactant la sécurité d'approvisionnement. Ces mesures font parties d'une loi de dispositions diverses qui est passée en Conseil des Ministres le 1er décembre 2023.

La mise en place d'une enchère Y-2 fait suite aux problèmes dans les chaînes d'approvisionnement que plusieurs acteurs du marché ont connus. Ces problèmes allongent les délais pour la mise en œuvre de certains projets de sorte qu'ils n'ont plus la possibilité de participer à l'enchère Y-1. En ce qui concerne l'enchère Y-4, tous les investisseurs n'ont pas toujours 4 ans à l'avance, une vision sur le projet et/ou une décision d'investissement. Dès lors, la mise en place d'une enchère en Y-2 permet à ces projets, qui concernent notamment les batteries ou les *repowering*, un cadre plus favorable. Cette enchère Y-2 est néanmoins ouverte à toutes les technologies et permet d'offrir plus de flexibilité à tous les détenteurs de capacité et une possibilité supplémentaire d'être sélectionné dans le CRM.

En ce qui concerne la révision de l'article 4 bis de la Loi Electricité, les modalités de mise à l'arrêt des unités de production actuellement en vigueur sont encore basées sur le calendrier de la réserve stratégique. Dans un nouveau marché de capacité, la révision visait donc à répondre aux problématiques de disponibilité nouvellement identifiées. En effet, suite aux nombreux OPT-OUT IN qui ont été réalisés lors des deux dernières enchères et le risque que potentiellement ces capacités, même si rien ne l'indique actuellement, quittent le marché et qu'il ne soit plus possible de les remplacer avec des nouvelles capacités en Y-1. En effet, ces capacités en ne remettant pas d'offre en Y-4, vont tout de même réduire le volume de la courbe de la demande et empêcher la potentielle contractualisation de nouvelles unités qui auraient pu les remplacer. Dès lors, la révision de l'article 4 bis de la loi Electricité permet de faire un

⁶² <https://www.elia.be/en/users-group/adequacy-working-group/20221216-meeting>

lien entre le comportement des acteurs durant les enchères CRM et le moment où ces capacités peuvent sortir du marché. Un détenteur de capacité ayant fait un OPT-OUT IN devra rester plus longtemps sur le marché alors qu'un détenteur ayant fait une offre mais n'ayant pas été sélectionné pourra sortir du marché plus rapidement étant donné que cette capacité n'est pas considérée comme nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. Cette révision permet de réduire les risques liés à un volume trop important de capacité ne remettant pas d'offre durant l'enchère.

Concernant le volume minimal à réserver de 200 heures pour l'enchère Y-1⁶³, un problème identifié est que plusieurs détenteurs de capacité de batteries ou de réponse active à la demande participent effectivement aux enchères Y-4 ; ce qui leur est permis toutefois vu la neutralité technologique du CRM belge. Cette participation en Y-4 non imaginée lors de la définition du design, restreint la capacité pouvant être contractée par de nouvelles unités requérant nécessairement les 4 ans de préparation à la livraison. Il est donc nécessaire de rendre ce volume plus dynamique et de l'adapter à la baisse lorsque ces technologies participent à l'enchère Y-4. Cela permet de ne pas réserver un trop grand volume à l'enchère Y-1 et de laisser la possibilité de contracter suffisamment de capacité en Y-4 pour assurer la sécurité d'approvisionnement tout en respectant la neutralité technologique. Enfin, la possibilité de modifier la courbe de demande après l'instruction du Ministre en cas d'événement soudain et ayant un impact majeur sur la sécurité d'approvisionnement permet d'offrir plus de flexibilité au CRM. En effet, il est important que ce mécanisme ait la possibilité de répondre aux incertitudes et à la volatilité du marché toujours plus grande.

4.2. Surveillance du nucléaire français

Les marchés belges et français sont fortement couplés comme le montre la figure 23. Les problèmes d'adéquation en France peuvent avoir des retombées sur la Belgique. C'est d'ailleurs ce qui a pu être observé dans le Winter Outlook 2023 où ENTSO-E a identifié un risque très minime sur la Belgique en janvier 2024 (semaine 3) suite à un potentiel problème d'adéquation en France. Comme mentionné plus haut, ce risque est surévalué à cause de la non prise en compte d'un *Flow based Model* mais démontre bien l'important impact de la situation en France sur la Belgique.

On peut observer sur la figure 23 plus haut, que pour l'année 2024, la corrélation entre des moments de pénurie en Belgique et en France est extrêmement élevé. A cet égard, un monitoring continu de la situation en France est nécessaire et est réalisé par la DG Énergie.

La disponibilité du nucléaire durant l'hiver 2023-2024 a été estimée bien supérieure à l'hiver 2022-2023 où plusieurs signaux d'alerte concernant la sécurité d'approvisionnement en France avaient été émis. Cette amélioration de la disponibilité est censée se poursuivre durant les hivers prochains où EDF a estimé que sa production nucléaire passerait de 300 à 330 TWh en 2023 et 335 à 365 TWh en 2025. Le graphique ci-dessous issu du Bilan Prévisionnel de RTE⁶⁴ illustre la bien meilleure production du nucléaire français à l'avenir par rapport à 2022. Il sera néanmoins compliqué d'arriver au niveau de 2005-2015. Un suivi bimensuel des arrêts planifiés des centrales ainsi que de leur éventuel retard est également effectué par la DG Énergie et permet de répondre immédiatement face à une dégradation trop importante de la disponibilité du parc nucléaire français.

⁶³ Article 7undecies §4 de la loi électricité : [...] 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.

⁶⁴ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-10/2023-10-16-chapitre3-production-stockage-electricite.pdf>

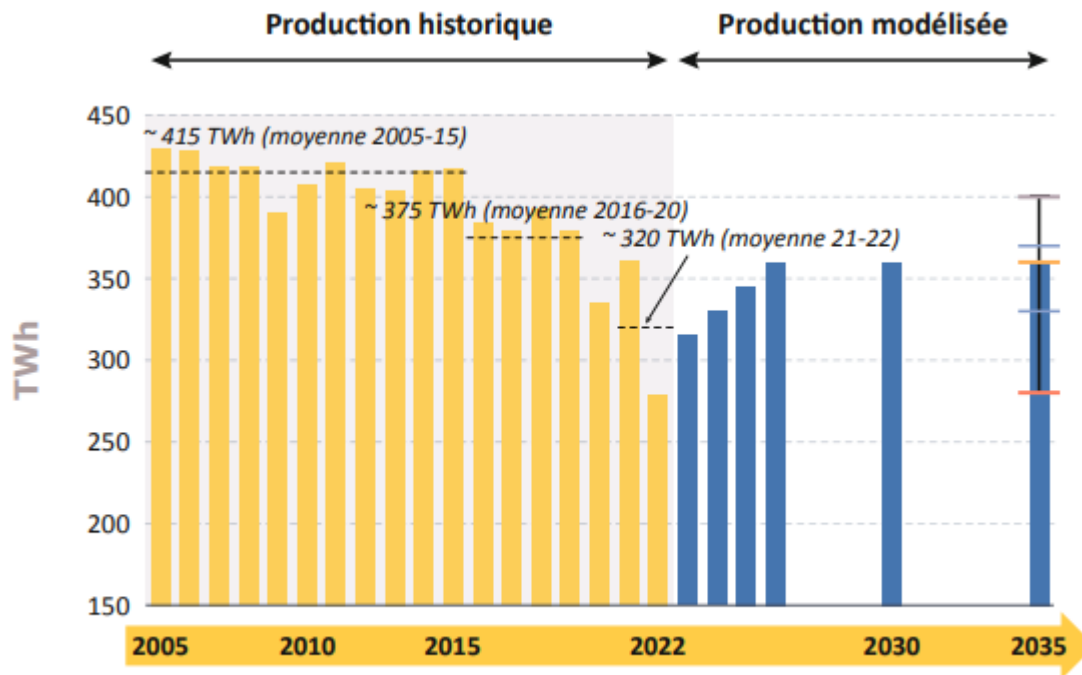


Figure 28 Production historique et future du nucléaire français selon RTE

Les informations recueillies auprès des autorités françaises et notamment auprès de RTE sont également rassurantes pour l'hiver 2024-2025. En effet, les problèmes de corrosion sous contraintes apparaissent être mieux gérés par EDF et ces problèmes devraient être entièrement résolu d'ici 2025. En ce qui concerne les arrêts pour maintenance ou pour inspection, ils apparaissent aussi être mieux gérés et plus courts ; ce qui permet une meilleure disponibilité du nucléaire.

4.3. Débloquer la flexibilité

Comme le démontre le gestionnaire de réseau dans son étude *Adequacy and Flexibility study 2023*, la flexibilité représente un élément majeur pour limiter le besoin en nouvelle capacité et assurer la sécurité d'approvisionnement. Sur le graphique ci-dessous, on peut en effet observer que dans un scénario avec une flexibilité basse, le besoin en capacité augmente de plus de 900 MW à l'horizon 2030.

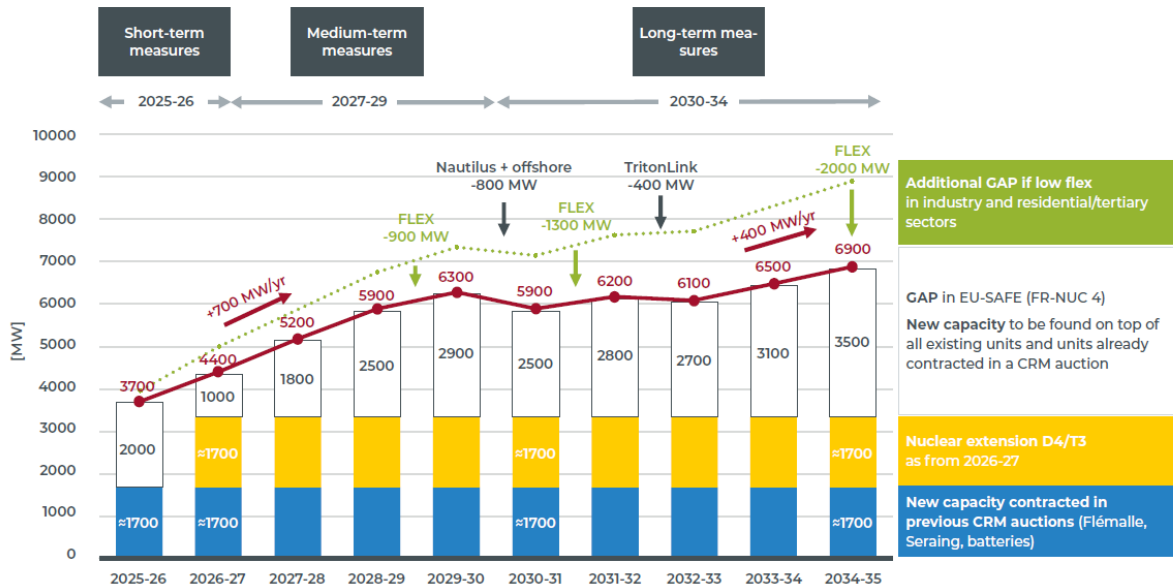


Figure 29 L'impact des mesures permettant de limiter le besoin en nouvelles capacités selon l'Adequacy and flexibility study 2023

Plusieurs initiatives ont été mises en place pour débloquer le maximum de flexibilité sur le réseau électrique belge. Une étude a récemment été publiée par Elia en novembre 2023 sur les barrières et les moyens de débloquer la flexibilité, *The Power of Flex*⁶⁵.

En effet, comme l'indique cette dernière étude, le potentiel en flexibilité n'a jamais été aussi important et continuera d'augmenter dans les années à venir. Du côté des secteurs résidentiel et tertiaire, l'augmentation des pompes à chaleur, des chauffe-eau intelligents, des batteries domestiques et de l'utilisation de voitures électriques va permettre d'augmenter significativement le potentiel de flexibilité alors que du côté du secteur industriel, les incitatifs à l'électrification⁶⁶ sont en continuelle hausse.

Les barrières principales pour débloquer la flexibilité chez les consommateurs sont tout d'abord l'absence d'une structure digitale permettant l'échange d'informations entre les compteurs électriques intelligents (qui ne sont pas encore présents en suffisance en Belgique) et les fournisseurs de service de flexibilité. Au-delà de cela, il est aussi nécessaire de digitaliser les infrastructures actuelles et offrir une plateforme sûre où les données des citoyens pourront être échangées sans risque de cybersécurité et où l'accès aux informations seront claires et transparentes.

Ensuite, la valorisation de la flexibilité est pour l'instant non-existante et il est nécessaire selon Elia de réformer le marché actuel pour permettre aux consommateurs de tirer un maximum de bénéfices de la flexibilité qu'ils ont à offrir. Il est donc important de fournir des *smart meters* aux consommateurs possédant des appareils flexibles. Les prix des fournisseurs d'électricité devraient être plus représentatifs des prix du marché et de leur évolution en temps réel.

Enfin, Elia soutient une labellisation « *flex-ready* » au niveau européen sur la flexibilité des appareils. Un tel label permettrait d'ouvrir un maximum l'écosystème de la flexibilité et faciliter son exploitation par les consommateurs.

Le *Consumer-Centric Market Design*⁶⁷ (CCMD) est une autre initiative pour promouvoir la flexibilité en Belgique en permettant aux consommateurs de tirer les bénéfices de la flexibilité de leur pompe à chaleur, batteries domestiques, voitures électriques et autres. Des réunions régulières sont organisées avec les acteurs de marché et les Régions pour permettre de développer un marché plus flexible à implémenter dans les années à venir.

⁶⁵ https://issuu.com/eliagroup/docs/20231121_thepowerofflex-study_en?fr=sNzFmYzY3OTU2NDE

⁶⁶ On peut notamment citer le système l'ETS et la montée des prix du CO₂ ou encore l'augmentation de l'auto-génération

⁶⁷ <https://www.elia.be/en/users-group/wg-consumer-centric-market-design>

4.4. Développement des lignes intérieures et interconnexions

Une mesure additionnelle permettant de renforcer la sécurité d’approvisionnement tout en augmentant l’efficacité du marché est le développement des interconnexions et le renforcement subséquent des lignes intérieures. Leur développement est d’autant plus important que la capacité en énergie renouvelable augmente. A cet effet, et en adéquation avec le Ten-Year Network Development Plan d’ENTSO-E⁶⁸, Elia remet tous les quatre ans un Plan de Développement fédéral qui couvre un horizon de temps de 10 ans.

Ce plan, soumis à la consultation publique, offre une estimation détaillée des besoins en capacité de transport et présente le programme d’investissement lié qui permettra au gestionnaire du réseau de transport de rencontrer ces besoins. Le dernier plan de développement du réseau a été approuvé, sous conditions, par la Ministre en mai 2023⁶⁹ et couvre la période 2024-2034. Sur la figure ci-dessous réalisée par Elia, on peut observer les différentes lignes en Belgique qui ont été renforcées ou qui le seront dans le futur.

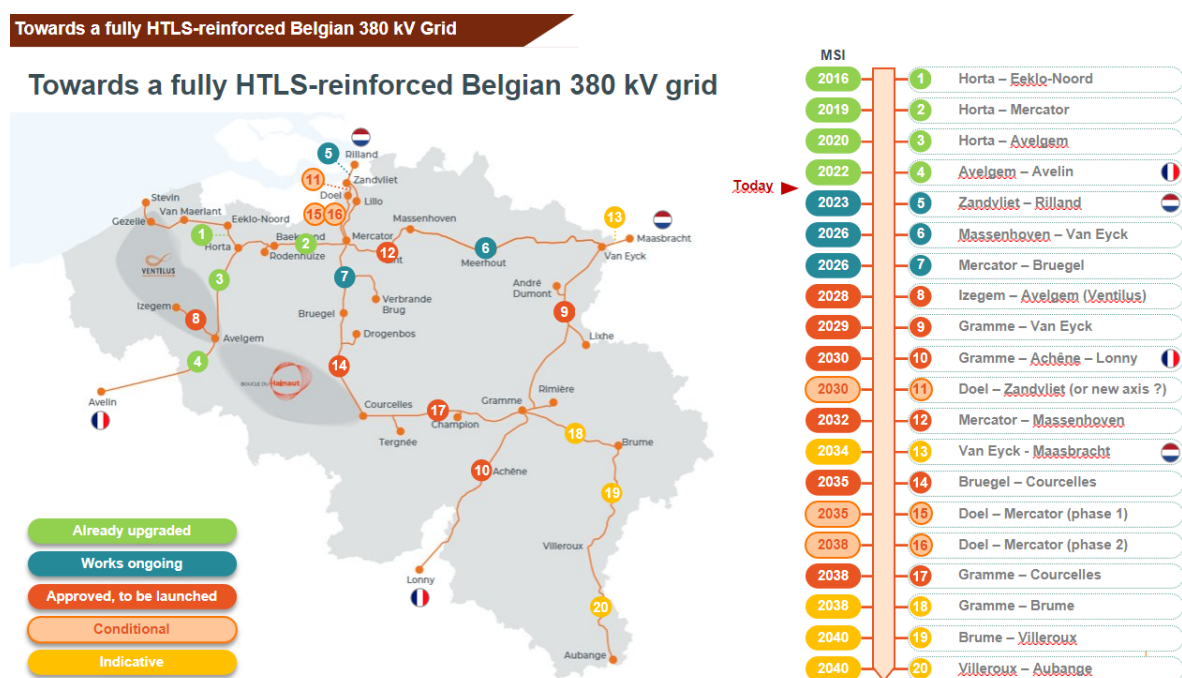


Figure 30 30 Calendrier du renforcement du réseau en Belgique. Source : Séminaire DG Énergie- Elia, 8 décembre 2023

Tout d’abord, une nouvelle interconnexion entre la Belgique et le Danemark, TritonLink, est envisagée pour 2032. L’interconnexion a été reprise dans le Plan de Développement fédéral ainsi que dans l’étude *Adequacy and Flexibility 2023* du gestionnaire de réseau mais il est important de souligner que la décision finale d’investissement n’a pas encore été prise et qu’un soutien financier suffisant sera nécessaire. Cette interconnexion pourra être mise en service pour 2032-2033 et devrait permettre de réduire le besoin en capacité de 400 MW selon Elia.

Tout comme avec le Danemark, une interconnexion est envisagée entre la Grande-Bretagne et la Belgique et pourrait être mise en service pour 2029-2030. La même précaution que pour TritonLink est nécessaire étant donné que la décision finale d’investissement n’est pas encore réalisée. Cette interconnexion avec la Grande-Bretagne permettrait de limiter le besoin en nouvelle capacité de 500 à 600 MW. On peut donc observer l’importance des interconnexions et leur potentiel à diminuer le besoin en capacité et assurer la sécurité d’approvisionnement.

⁶⁸ <https://tyndp.entsoe.eu/>

⁶⁹ <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/sources-denergie/electricite/transport-deelectricite>

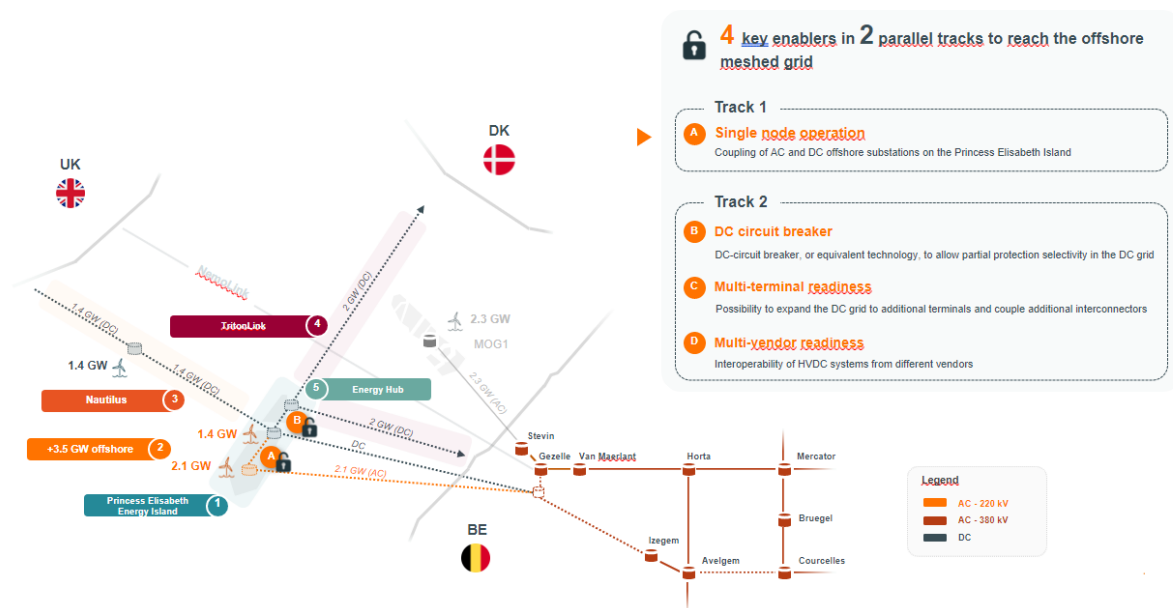


Figure 31 Plan des interconnexions entre la Belgique et la Grande-Bretagne et le Danemark. Source : Séminaire DG Énergie- Elia, 8 décembre 2023

Des développements additionnels du réseau extrêmement importants sont le projet Boucle du Hainaut et le projet Ventilus. En effet, les 700MW d'éolien offshore prévus pour 2029 et les 2800 MW d'éolien offshore supplémentaires prévus pour 2030 ne pourront être connectés au réseau que si ces projets de développement du réseau sont finalisés. Le retard de ces projets pourraient faire augmenter le besoin en nouvelle capacité de plus de 800 MW selon les calculs d'Elia.

Comme mentionné au chapitre 2.2.4 et comme l'illustre la figure 11, la procédure administrative pour la réalisation de tels projets est extrêmement lourde et fait objet de nombreux recours. L'évolution de ces projets de développement du réseau est donc à suivre avec attention étant donné l'impact important qu'un retard pourrait avoir sur la sécurité d'approvisionnement.

En conclusion, le développement des réseaux belge et européen représente une mesure cruciale pour assurer la sécurité d'approvisionnement et permettre de remplir les objectifs européens liés à la transition énergétique. Tout retard dans les différents projets mentionnés conduira à une augmentation du besoin en nouvelle capacité et impactera négativement la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

4.5. Risk preparedness plan

La Belgique a publié en janvier 2022 le premier plan de préparation aux risques pour le secteur de l'électricité⁷⁰ conformément aux exigences du règlement européen 2019/941⁷¹. Malgré toutes les mesures qui ont été mises en place et le monitoring continu qu'effectue la DG Énergie, il est possible qu'un incident sur le réseau ou qu'une crise se produise. Dès lors, ce plan donne une vue de l'ensemble des mesures qui peuvent être déployées pour mitiger les effets ou résoudre d'éventuels problèmes.

Sensibilisation aux mesures de réduction de la demande

⁷⁰ <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/electricite/politique-de-gestion-de-crise/plan-de-preparation-aux>

⁷¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0941>

Si une pénurie d'électricité est attendue, le ministre fédéral de l'énergie peut appeler la population à réduire sa consommation d'électricité et ainsi réduire voire supprimer le risque de *blackout*. A cette fin, le ministre peut utiliser les canaux de communications suivants :

- Par le biais d'une conférence de presse,
- Via la radio ou la télévision,
- Via les réseaux sociaux et une campagne de média,
- Par le biais des journaux et sites d'information,
- Via le site web du SPF Économie ou d'autres sites web thématiques dont notamment le site off-on dédié au monitoring du risque de blackout : <https://economie.fgov.be/off-on/>.

Les mesures de réduction de la demande peuvent comprendre notamment :

- Limiter autant que possible la consommation en électricité des appareils électroménagers,
- Eteindre les lumières autant que possible,
- Charger le moins possible les voitures électriques et hybrides,
- Baisser le chauffage à 18°C en cas de chauffage à l'électricité et consommer le moins possible l'eau chauffée à l'électricité,
- Recommander fortement le télétravail,
- Eteindre les éclairages publicitaires et dans les parkings.

Des plans de communication ont également déjà été élaborés au sein du SPF Économie. Ces mesures peuvent agir de manière préventives ou bien permettre de réduire l'ampleur du déficit et ainsi éviter le recours à des mesures obligatoires de réduction de la demande.

Mesures obligatoires de réduction de la demande

Si les mesures de sensibilisation énoncées ci-dessus ne sont pas suffisantes pour réduire le déficit, le Ministre Fédéral de l'énergie peut déclarer des mesures obligatoires de réduction de la demande après délibération lors des consultations de crise ou au sein de la cellule politique.

La liste des mesures obligatoires de réduction de la demande est mise à jour tous les 4 ans par la DG Énergie et est approuvée par le Ministre Fédéral de l'énergie. La liste actuelle est la suivante :

- Limiter l'utilisation des appareils électroménagers,
- Eteindre les lumières,
- Eteindre les appareils en mode veille,
- Ne pas charger les voitures électriques et hybrides,
- Baisser le chauffage à 18°C en cas de chauffage à l'électricité et ne pas consommer d'eau chauffée à l'électricité,
- Exiger le télétravail dans la mesure du possible,
- Eteindre les éclairages publicitaires et dans les parkings,
- Réduction de l'offre de trains,
- Fermeture obligatoire plus tôt des magasins non-essentiels.

Les mesures prises ainsi que leur durée sont publiées au Moniteur belge par arrêté ministériel et sont communiquées via les mêmes canaux que les mesures de sensibilisation de réduction de la demande.

Plan de déconnexion manuelle

Le plan de déconnexion manuelle fait partie du plan de protection du système d'Elia, qui est établi conformément aux exigences du code de réseau pour l'urgence et la restauration du système électrique (UE 2017/2196)⁷². Le plan d'arrêt n'est activé qu'en cas d'extrême nécessité et en dernier recours.

Le plan de déconnexion manuelle pour la Belgique se compose de huit tranches ; chacune correspondant à une capacité comprise entre 420MW et 650MW. Au total, les huit tranches représentent environ 35 à 40 % de la consommation de pointe totale, soit environ 5 000 MW. Ces huit tranches ne correspondent pas à des zones régionales ou géographiques. Des municipalités de différentes parties du pays peuvent

⁷² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/ALL/?uri=CELEX%3A32017R2196>

appartenir à la même tranche. Une carte interactive⁷³ permet aux citoyens de vérifier si leur rue fait partie d'une tranche et le cas échéant laquelle.

La veille de toute pénurie, il est décidé quelle tranche sera coupée afin d'éviter une panne générale. Compte tenu des statistiques de consommation, les coupures devraient durer environ trois heures, probablement entre 17 et 20 heures, période de pointe de la consommation pendant l'hiver. En fonction de la situation et de la consommation réelle, ces coupures peuvent tomber à d'autres moments, mais aussi durer plus longtemps.

Dans la mesure du possible, une seule tranche est coupée. Toutefois, si la pénurie devient trop importante, plusieurs tranches peuvent être concernées. En tout état de cause, même dans les zones sans électricité, certains utilisateurs prioritaires (principalement les hôpitaux, les centres de crise et les centres de gestion des appels d'urgence) ne sont pas déconnectés ou sont réalimentés en priorité. Ces listes d'utilisateurs prioritaires sont déterminées annuellement.

La procédure de déconnexion manuelle prévoit une rotation entre les tranches dans l'ordre décroissant, de la tranche 8 à la tranche 2, puis à nouveau de la tranche 8 à la tranche 2. La tranche 1 ne serait donc a priori pas coupée "manuellement" sauf pour un arrêt automatique en cas d'incident soudain qui mettrait en péril l'équilibre du système électrique belge ou européen.

Un système de rotation des tranches est prévu si la pénurie doit avoir lieu plusieurs jours de suite ou plusieurs fois sur de courtes périodes. Les tranches sont éteintes à tour de rôle, dans l'ordre décroissant. Par exemple, si la tranche 8 a été coupée le lundi et qu'une pénurie est imminente le mardi, la tranche 7 est automatiquement choisie pour être coupée. Cela peut également être le cas si la tranche 8 n'avait finalement pas besoin d'être coupée. S'il est nécessaire de couper à nouveau la tranche quelques semaines plus tard, la tranche 6 est éteinte, puis la tranche 5 et ainsi de suite. Le principe de rotation ne s'applique qu'à des jours différents. S'il ne l'était pas, il serait plus difficile pour les autorités locales d'assurer la santé publique et l'aide d'urgence à la population.

Elia a déterminé les postes de distribution interruptibles dans chaque tranche afin de respecter le principe légal de proportionnalité par rapport à la consommation des différentes zones électriques. Un certain nombre de zones ne sont pas reprises dans le plan de déconnexion manuelle :

- la Région de Bruxelles-Capitale
- les ports et aéroports
- les capitales provinciales et les villes de plus de 50.000 habitants
- les entreprises directement connectées au réseau de transmission.

Les mesures susmentionnées sont complétées par d'autres mesures de protection que le gestionnaire du réseau de transport peut mettre en œuvre. Celles-ci font partie du plan de défense du réseau d'Elia⁷⁴.

Comme indiqué brièvement ci-dessus, outre ces mesures, des listes de clients prioritaires sont établies chaque année. Les listes nationales d'utilisateurs prioritaires du réseau comprennent, d'une part, les utilisateurs prioritaires du réseau qui sont importants pour l'exploitation et la restauration du réseau, tels que définis par le gestionnaire de réseau de transport, et, d'autre part, les utilisateurs prioritaires du réseau important pour l'intérêt de l'ordre public et de la sécurité, tels que déterminés par l'autorité compétente dans le cadre de la mise en œuvre du règlement relatif à la préparation aux risques. Plus précisément, il s'agit des catégories suivantes d'utilisateurs du réseau : hôpitaux, centrales électriques d'urgence, centres de crise, appareils Ampacimon, systèmes d'assistance technique pour le gaz et l'électricité nécessaires à la stabilité ou à la restauration du réseau, et points d'injection des trains. Des raccordements supplémentaires sont également déterminés. En cas de pénurie d'électricité, il est possible de décider si ces derniers seront prioritaires ou non. Il s'agit par exemple des prisons, des stations de pompage ou des centres de contrôle de la circulation. Le Ministre Fédéral de l'Énergie peut prendre cette décision dans le cadre de la concertation de crise ou au sein de la cellule politique si la phase fédérale de gestion de crise a été déclarée.

Outre la possibilité de prendre les mesures susmentionnées, la cellule de crise est également activée au sein de la DG Énergie et des partenaires de crise concernés. Lorsqu'il s'agit d'une crise (imminente)

⁷³ <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/electricite/penurie-deelectricite/le-plan-de-delestage-et-vous/quelle-tranche-de-delestage>

⁷⁴ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/situations-durgence>

concernant l'électricité, la procédure de pénurie est utilisée à cette fin. Cette procédure commune a été développée par le Centre national de crise (CNCC) et la DG Énergie en étroite collaboration avec Elia et Synergrid. La procédure comprend des accords sur la communication et la prise de décision et vise à coordonner les actions des partenaires impliqués dans la résolution de la crise.

5. Conclusion

La question de la sécurité d'approvisionnement en électricité est aujourd'hui, plus que jamais, centrale dans la politique énergétique belge. L'électrification importante de la société et le développement croissant des énergies renouvelables nécessaire au respect des objectifs climatiques européens exercent une forte pression sur la Belgique à assurer son approvisionnement en Belgique. Le contexte du marché électrique belge et européen ainsi qu'un large descriptif de ces derniers a été présenté dans ce rapport. Ensuite, le défi d'assurer l'adéquation en électricité en Belgique dès 2025 a été démontré par plusieurs études nationales et européennes du gestionnaire de réseau et d'ENTSO-E. La Belgique n'est pas restée immobile face à ce défi et a déjà entamé une série d'actions pour permettre d'assurer sa sécurité d'approvisionnement tout en continuant ses efforts pour atteindre la neutralité climatique en 2050.

En 2014 déjà, la rentabilité des centrales électriques belges, particulièrement des centrales au gaz, est devenue incertaine au regard des évolutions de marché (notamment des prix de l'électricité et du gaz). Il s'est ainsi avéré nécessaire pour préserver la sécurité d'approvisionnement de prévoir un mécanisme pouvant être activé dans le cas où un risque non négligeable de pénurie en certaines circonstances est identifié à court terme et que, conjointement des unités de production soient mises à l'arrêt et/ou mises sous cocon en raison de conditions de marché jugées insuffisamment propices par les investisseurs. La loi du 26 mars 2014 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité a ainsi introduit la possibilité pour le Ministre de l'Énergie, de charger le gestionnaire du réseau de transport de constituer pour une période donnée une réserve dite "stratégique" pouvant être activée en cas de risque de pénurie. L'application de ce mécanisme de réserve stratégique autorisé par la Commission jusqu'à l'hiver 2021/2022 ne permet toutefois pas de pallier l'absence de signaux de prix de long terme sur le marché permettant des investissements⁷⁵.

Outre le mécanisme de la réserve stratégique, la DG Energie a présenté, à travers le présent rapport, les mesures principales qui avaient déjà été mises en place par le passé et celles à déployer à moyen terme pour améliorer le fonctionnement de l'Energy Only Market (EOM) et par conséquent, la sécurité d'approvisionnement en électricité sur le territoire belge. Malgré ces mesures, la DG Energie observe que le seul EOM ne pourra pas attirer les investissements dans les capacités nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

A cet effet, en 2021, la Belgique a introduit un mécanisme de rémunération de capacité ("CRM") afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité dès l'hiver 2025-2026. Depuis 2021, ce mécanisme apporte un soutien, au moyen d'enchères annuelles, aux unités qui peuvent fournir ou économiser de l'électricité à partir de 2025. Ces enchères ont permis d'attirer plus de 2 GW de nouvelles capacités en plus du soutien aux capacités existantes pour qu'elles restent sur le marché. Ce mécanisme est l'outil principal de la Belgique lui permettant dès 2025, d'assurer sa sécurité d'approvisionnement. Plusieurs mesures ont été mises en place et sont encore prévues pour l'améliorer et le rendre encore plus attractif pour les capacités existantes et nouvelles et ce, à moindre coût.

A côté de ce mécanisme, des efforts extrêmement importants sont réalisés pour promouvoir le développement de nouvelles capacités renouvelables. La Belgique est ainsi un membre-fondateur du North Sea Summit et prévoit d'augmenter de minimum 3,15 et jusqu'à 3,5 GW sa capacité éolienne offshore dans les prochaines années. Cela permettra d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de respecter les objectifs européens.

L'électrification et le développement des énergies renouvelables représentent un défi en termes de gestion de l'adéquation mais aussi une opportunité pour exploiter au maximum le potentiel de flexibilité. Des travaux ont ainsi été entamés pour libérer ce potentiel (CCMD, communautés de l'énergie, Power to flex, smart meters, etc.)

⁷⁵ 1 Etude de la CREG (F)150604-CDC-1422 du 4 juin 2015, p 8/213

Le développement des énergies renouvelables et notamment de l'éolien offshore ainsi que la forte électrification de la société exerceront une pression importante sur le réseau. Pour mener à bien sa transition, la Belgique a investi et continuera d'investir dans le développement du réseau que ce soit au niveau national ou international via le renforcement et la mise en place de nouvelles interconnexions.

Enfin, pour s'assurer de la sécurité d'approvisionnement en Belgique et prévenir tout risque, le gouvernement a mis en place un monitoring permanent de la capacité de production, en étroite concertation avec la Direction générale de l'Energie, la CREG et Elia. La situation de l'approvisionnement en électricité est monitorée tant directement (par exemple via les capacités de production disponibles et via le niveau de production et d'imports/exports) qu'indirectement (au travers des prix). Toutes les informations relatives à ce monitoring continu est disponible sur le site du SPF Economie⁷⁶.

⁷⁶ <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/monitoring-de>

Tableau des figures :

| | |
|---|----|
| Figure 1 Consommation électrique annuelle historique et projection pour le futur issue de l'Adequacy and Flexibility study 2023 | 15 |
| Figure 2 Consommation électrique future estimée par Climact avec une destruction de la demande de 4,7 TWh telle que proposée par la CREG (C)2630..... | 16 |
| Figure 3 Profil de la demande durant l'hiver en Belgique issue de l'Adequacy and flexibility study 2023 | 17 |
| Figure 4 Evolution en GW de la capacité de production en Belgique..... | 18 |
| Figure 5 Production brute d'électricité par source de production en 2022 en Belgique | 19 |
| Figure 6 Evolution de la production brute d'électricité par source de production en Belgique | 20 |
| Figure 7 Production brute d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables en 2022 | 21 |
| Figure 8 Evolution de la production brute d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables..... | 22 |
| Figure 9 Capacité de réponse à la demande et son potentiel selon EVA | 23 |
| Figure 10 Impact de Ventilus et Boucle du Hainaut sur le réseau électrique belge..... | 24 |
| Figure 11 Procédure administrative pour le projet Boucle du Hainaut présentée durant un séminaire entre Elia et la DG Énergie le 8 décembre 2023..... | 25 |
| Figure 12 Evolution de la capacité de photovoltaïque en Belgique..... | 25 |
| Figure 13 Evolution de la capacité d'éolien onshore en Belgique..... | 26 |
| Figure 14 Evolution en TWh des importations nettes d'électricité en Belgique..... | 27 |
| Figure 15 Période étudiées par l'étude Ad&Flex 2023 et événements majeurs..... | 28 |
| Figure 16 Résultat au niveau adéquation pour l'hiver 2023-2024 et 2024-2025 selon l'Adequacy and flexibility study 2023 | 29 |
| Figure 17 Résultat de l'analyse d'adéquation selon le Winter Outlook d'ENTSO-E | 30 |
| Figure 18 Résultat de l'étude d'adéquation d'Elia pour l'hiver 2025-2026 | 31 |
| Figure 19 Résultats de l'analyse d'adéquation d'Elia pour les scénarios EU-BASE et EU-SAFE..... | 31 |
| Figure 20 Pondération des différentes années climatiques pour le scénario A et B de l'ERAA 2023 | 32 |
| Figure 21 Changement en termes de capacités suite à l'EVA pour le scénario A..... | 33 |
| Figure 22 Changement en termes de capacité suite à l'EVA pour le scénario B..... | 33 |
| Figure 23 Corrélation entre les moments de pénurie entre la Belgique et ses pays voisins | 36 |
| Figure 24 Calendrier des enchères CRM..... | 39 |
| Figure 25 Courbe de demande pour l'enchère Y-4 de 2021..... | 40 |
| Figure 26 Courbe de demande pour l'enchère Y-4 de 2022..... | 40 |
| Figure 27 Courbe de demande pour l'enchère Y-4 de 2023..... | 41 |
| Figure 28 Production historique et future du nucléaire français selon RTE | 44 |
| Figure 29 L'impact des mesures permettant de limiter le besoin en nouvelles capacités selon l'Adequacy and flexibility study 2023 | 45 |
| Figure 30 Calendrier du renforcement du réseau en Belgique. Source : Séminaire DG Énergie- Elia, 8 décembre 2023..... | 46 |
| Figure 31 Plan des interconnexions entre la Belgique et la Grande-Bretagne et le Danemark. Source : Séminaire DG Énergie- Elia, 8 décembre 2023 | 47 |