

# ETUDE PROSPECTIVE ELECTRICITE

Rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement

*Décembre 2021*

**Sommaire :**

<b>Introduction</b> .....	<b>3</b>
<b>Aspect législatif</b> .....	<b>3</b>
<b>1. Aperçu du contexte énergétique en Belgique</b> .....	<b>4</b>
1.1. Cadre institutionnel .....	4
1.2. Politique belge .....	5
1.3. Politique internationale .....	5
1.3.1. L'accord de Paris sur le climat.....	6
1.3.2. Union européenne.....	6
<b>2. Données sur le marché de l'électricité en Belgique</b> .....	<b>7</b>
2.1. Demande.....	7
2.2. Offre.....	8
2.2.1. Capacité électrique installée .....	8
2.2.2. Production brute d'électricité .....	9
2.2.3. Market Response .....	11
2.2.4. Capacités futures .....	12
2.3. Importations et exportations .....	12
<b>3. Monitoring de l'adéquation du système belge</b> .....	<b>13</b>
3.1. Etude ELIA - « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2022-2032 » .....	13
3.2. Etude ENTSO-E - « European Resource Adequacy Assessment 2021 - ERAA21 » ..	15
<b>4. Mesures</b> .....	<b>17</b>
4.1. Mesures prises pour couvrir la demande de pointe et en cas de défaut de l'offre .....	17
4.2. Mesures et initiatives futures .....	19
4.2.1. Plan de développement fédéral du réseau de transport 2020-2030 .....	19
4.2.2. Développement d'un CRM .....	19
<b>5. Conclusions</b> .....	<b>23</b>

## Introduction

Le présent rapport a été rédigé par la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E, Classes moyennes et Energie.

Il s'agit d'un rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement<sup>1</sup> faisant suite à l'étude prospective de 2015 et au rapport complémentaire de monitoring de décembre 2019<sup>2</sup>.

Ainsi sera donné dans le présent rapport un aperçu du suivi de la sécurité d'approvisionnement en Belgique depuis l'étude prospective précédente et des mesures qui ont été prises à cet égard.

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 dernières études d'adéquation d'Elia et d'ENTSOE. 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.

## Aspect législatif

Le présent document est le rapport tel que prévu à l'article 4 de la Directive 2009/72/CE et à l'article 3 de la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Ces deux dispositions font ou ont fait l'objet d'une révision. Dans le *Clean Energy Package*<sup>3</sup>, la Commission européenne a proposé de supprimer l'article 4 de la Directive 2009/72/CE et de laisser désormais le suivi de la sécurité d'approvisionnement se dérouler par le biais des plans intégrés climat et énergie, tels que définis dans le nouveau Règlement sur la gouvernance<sup>4</sup>.

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 par la DG Energie, le Bureau fédéral du Plan, la CREG, la Banque nationale de Belgique, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) et certaines parties prenantes consultées est que les résultats de l'étude sont dépassés. Une révision de la loi Electricité s'est ainsi vite avérée nécessaire, afin de pouvoir surveiller au mieux la sécurité d'approvisionnement à court et moyen termes.

Une première modification de la loi Electricité (26 mars 2014 – art. 7bis) a permis d'instaurer le mécanisme de la réserve stratégique, 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 Energie, est effectuée. Une modification ultérieure de la loi Electricité (30 juillet 2018 – art. 7bis §4bis) a permis d'instaurer le cadre pour la réalisation, chaque période biennale, par le GRT, d'une analyse relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans. Les hypothèses et scénarios ainsi que la méthodologie utilisés pour cette analyse sont déterminés par le GRT, en collaboration avec la DG Energie et le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la CREG.

La dernière étude en date du GRT établie dans le cadre de l'art. 7bis §4bis « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2022-2032 », publiée en juin 2021, 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 procède bien à une estimation de l'évolution de la demande et de l'offre d'électricité

<sup>1</sup> Ce monitoring report fait foi d'étude prospective électricité (EPE4).

<sup>2</sup> <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/etude-prospective-electricite/letude-prospective-electricite>

<sup>3</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

<sup>4</sup> Proposition de RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL sur la gouvernance de l'union de l'énergie, modifiant la directive 94/22/CE, la directive 98/70/CE, la directive 2009/31/CE, le règlement (CE) n° 663/2009, le règlement (CE) n° 715/2009, la directive 2009/73/CE, la directive 2009/119/CE du Conseil, la directive 2010/31/UE, la directive 2012/27/UE, la directive 2013/30/UE et la directive (UE) 2015/652 du Conseil, et abrogeant le règlement (UE) n° 525/2013.

à moyen et long termes et identifie les besoins en nouveaux moyens qui en résultent ; elle respecte<sup>5</sup> les orientations en matière de choix des sources primaires reprises dans le Pacte énergétique et le Plan national énergie-climat belge 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 formule des recommandations à ce sujet.

Au vu des diverses études sur la sécurité d'approvisionnement, l'intérêt d'établir une nouvelle étude prospective pour fin 2021 a paru extrêmement limité. Les exigences du Clean Energy Package et, en particulier, l'obligation d'élaborer un plan national énergie-climat<sup>67</sup>, a renforcé cette perception. C'est pourquoi, une nouvelle modification de la loi afin d'en éliminer la réalisation de l'étude prospective telle que connue est actuellement en cours. Les travaux n'étant pas terminés, la DG Energie devrait publier, fin 2021, une étude prospective conformément au texte en vigueur. Néanmoins, par souci d'efficacité, elle propose d'intégrer celle-ci dans un rapport de monitoring.

## 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.

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

Au niveau fédéral, la politique énergétique a été confiée à la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E, Classes moyennes et Energie. Le régulateur fédéral est la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (« CREG »).

Les régions sont notamment compétentes pour la distribution et le transport régional d'électricité, en ce compris les tarifs de distribution, les réseaux de distribution de chaleur produite à distance, les sources d'énergie renouvelable (à l'exception de l'énergie éolienne offshore), l'efficacité énergétique, ainsi que la recherche et le développement (sauf dans le domaine nucléaire).

Une concertation permanente se tient entre les différents niveaux belges 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.

Pour soutenir la transition énergétique, un groupe de travail CONCERE spécifique a permis l'élaboration d'un pacte énergétique interfédéral dans lequel les différents niveaux de pouvoir ont défini une vision commune pour 2030 et 2050<sup>8</sup>. En parallèle, le 31 décembre 2019, la Belgique a soumis à la Commission européenne son Plan national Énergie-Climat (PNEC) pour la période 2021-2030<sup>9</sup>. Dans ce plan, notre pays a dû 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. Une mise à jour de ce PNEC est attendue pour 2023.

<sup>5</sup> La libéralisation du marché de l'électricité ne permet plus un contexte aussi normatif où une étude définit les orientations de choix des sources. Dans le respect des objectifs climatiques et environnementaux et des ambitions du gouvernement, les investisseurs sont libres de leurs investissements.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> <https://www.plannationalenergieclimat.be/fr>

<sup>8</sup> <https://pacte-energetique2050.be/>

<sup>9</sup> <https://www.cnc-nkc.be/fr/PNEC>

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 belge

Deux éléments de la politique énergétique belge qui ont eu et qui auront une influence particulièrement déterminante sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique sont la sortie prévue du nucléaire et la hausse des énergies renouvelables sous l'impulsion des objectifs climatiques et énergétiques européens et sous l'impulsion de la Ministre.

La sortie progressive de l'usage de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité est régie par la loi du 31 janvier 2003. Cette loi a été modifiée en 2013 et en 2015 afin de permettre la prolongation de la durée d'exploitation de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 de 10 ans. Le calendrier de la sortie du nucléaire est le suivant :

Unité	Date de sortie
Doel 3 (1006MW)	1 <sup>er</sup> octobre 2022
Tihange 2 (1008MW)	1 <sup>er</sup> février 2023
Doel 1 (433MW)	15 février 2025
Doel 4 (1039MW)	1 <sup>er</sup> juillet 2025
Tihange 3 (1038MW)	1 <sup>er</sup> septembre 2025
Tihange 1 (962MW)	1 <sup>er</sup> octobre 2025
Doel 2 (433MW)	1 <sup>er</sup> décembre 2025

La réalisation des objectifs climatiques et énergétiques, avec de plus en plus d'énergies renouvelables, est également un facteur très déterminant pour le système électrique belge. Sous l'impulsion des ambitions internationales et européennes, les sources d'énergie renouvelable ont 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.

L'intégration de sources d'énergie renouvelables 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.

## 1.3. 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.

### 1.3.1. 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.

### 1.3.2. 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.

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 matière de climat, la Commission européenne a fixé pour objectif de réduire d'ici 2030 les émissions de gaz à effet de serre dans l'Union européenne d'au moins 40% par rapport à 1990. En matière d'énergie, les objectifs européens sont les suivants :

- une augmentation de l'efficacité énergétique de 32.5 % par rapport à une projection pour 2030 effectuée en 2007 ;
- une part d'au moins 32 % d'énergie renouvelable dans la demande finale brute d'énergie.

En décembre 2019, la Commission Européenne présentait le *European Green Deal*<sup>10</sup> consistant en un ensemble de mesures qui devrait permettre aux citoyens et aux entreprises de l'UE de profiter d'une transition écologique durable. La Commission européenne a publié le 14 juillet 2021 son paquet climatique, intitulé "Fit for 55"<sup>11</sup>. Il s'agit d'un corpus réglementaire très large (12 propositions de directives) ayant pour objet de mettre en œuvre le green deal<sup>12</sup>. L'ensemble de propositions vise à réviser et à actualiser la législation de l'UE ainsi qu'à mettre en place de nouvelles initiatives pour veiller à ce que les politiques de l'UE soient conformes aux objectifs climatiques convenus par le Conseil et le Parlement européen.

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.

Comme évoqué précédemment, chaque État membre doit définir un plan national intégré Énergie-Climat 2030 pour la Commission européenne. Ce plan ayant été 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.

<sup>10</sup> [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf)

<sup>11</sup> <https://www.consilium.europa.eu/fr/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>

<sup>12</sup> En décembre 2021, la Commission européenne a présenté un paquet "énergie, climat et protection de la nature" supplémentaire, qui comprend les législations sur le gaz, la performance énergétique des bâtiments et le méthane.

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.

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

### 2.1. Demande

La figure 1 illustre l'évolution de la demande en électricité de 2015 à 2032. Les données proviennent de la dernière étude d'adéquation d'ELIA de juin 2021. Des valeurs de consommation annuelles sont fournies pour le scénario central et pour deux sensibilités<sup>13</sup>. La figure 2 illustre la distribution des pointes de consommation belges de 2022 à 2032 pour le scénario central.

Figure 1 : Evolution de la demande en électricité belge de 2015 à 2032, ELIA 2021

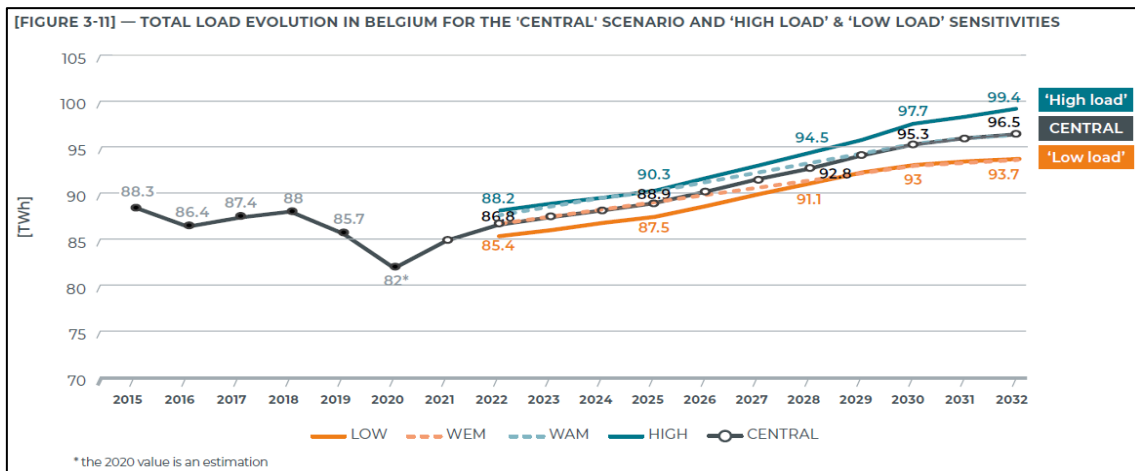
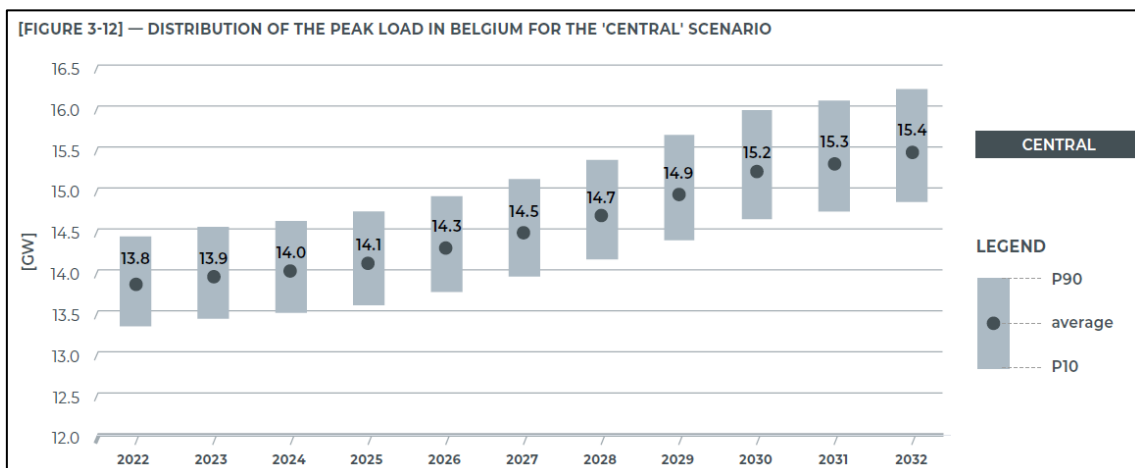


Figure 2 : Distribution des pointes d'électricité belges de 2022 à 2032, ELIA 2021



En 2020, le secteur de l'industrie connaît la plus grande consommation électrique, représentant 45,2% de la demande finale totale. Les services commerciaux et publics (y compris l'agriculture) représentaient 27,6% de la consommation totale. Le secteur résidentiel représente 23%. Depuis

<sup>13</sup> Deux sensibilités avec "High load" et "Low load" ont été étudiées afin d'évaluer l'impact de la demande d'électricité sur les besoins d'adéquation. L'augmentation/diminution par rapport au scénario "CENTRAL" sont plus marquées au fur et à mesure des années, allant de +1,5% en 2025 (ou -1,5%) à +3% en 2032 (ou -3%).

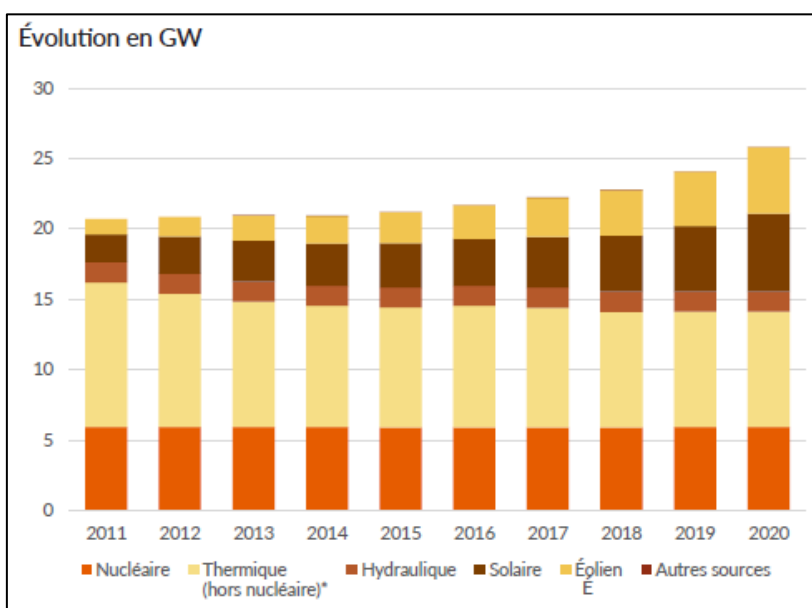
2008, la consommation de ces deux derniers secteurs a été relativement constante, avec toutefois une légère tendance à la baisse dans le résidentiel (2020 a cependant connu une légère augmentation dans ce secteur suite aux mesures sanitaires). La consommation électrique du secteur du transport s'élève à 2% par rapport à la demande totale.

## 2.2. Offre

### 2.2.1. Capacité électrique installée

La figure 3 ci-après montre l'évolution de 2011 à 2020 des capacités électriques installées en Belgique et provient des « Key Data » de juillet 2021 que la DG Energie du SPF Economie a compilé<sup>14</sup>.

Figure 3 : Capacités électriques installées de 2011 à 2020, Key Data 2021



La capacité électrique installée en Belgique est passée de 20,7 GW en 2011 à 25,8 GW en 2020, soit une augmentation de 5,1 GW. Les installations thermiques conventionnelles (thermique hors nucléaire<sup>15</sup>) ont diminué de 2,1 GW, tandis que les capacités de production d'électricité renouvelable, principalement celles de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne, ont considérablement augmenté. Les capacités installées de ces deux sources d'énergie renouvelables représentent ensemble 10,2 GW ou 39,7 % de la capacité électrique installée totale.

L'énergie éolienne offshore représente 54,2 % de la production éolienne totale, bien qu'elle ne représente que 48,1 % de la capacité éolienne installée. Les parcs éoliens offshore affichent donc un facteur de disponibilité supérieur. La deuxième zone destinée à l'énergie éolienne offshore dans la partie belge mer du Nord a été complétée dans les temps. Ces dernières installations amènent la capacité installée totale en mer à 2.261 MW.

Si nous examinons de plus près la capacité solaire, nous remarquons qu'environ 62 % de cette capacité provient de petits panneaux solaires photovoltaïques de moins de 20 kW. Ce type d'installation se retrouve principalement dans le secteur résidentiel, ce qui démontre son importance.

<sup>14</sup> <https://economie.fgov.be/fr/publications/energy-key-data-juillet-2021>

<sup>15</sup> « Thermique (hors nucléaire) » comprend les combustibles fossiles, les produits pétroliers, le gaz naturel, les combustibles renouvelables et déchets (biomasses solide et liquide, biogaz, déchets renouvelables et non renouvelables).



L'augmentation de la capacité électrique installée totale ne conduit pas nécessairement à une augmentation de la production d'électricité, principalement en raison de l'intermittence des sources d'énergie que sont le soleil et le vent.

## 2.2.2. Production brute d'électricité

Les figures 4 et 5 proviennent des Key Data 2021 et rendent compte de la production brute d'électricité en 2020<sup>16</sup> (en TWh et en pourcentage) et de l'évolution de la production brute d'électricité (TWh) de 2011 à 2020<sup>17</sup>.

Figure 4 : Production brute d'électricité en 2020, Key Data 2021

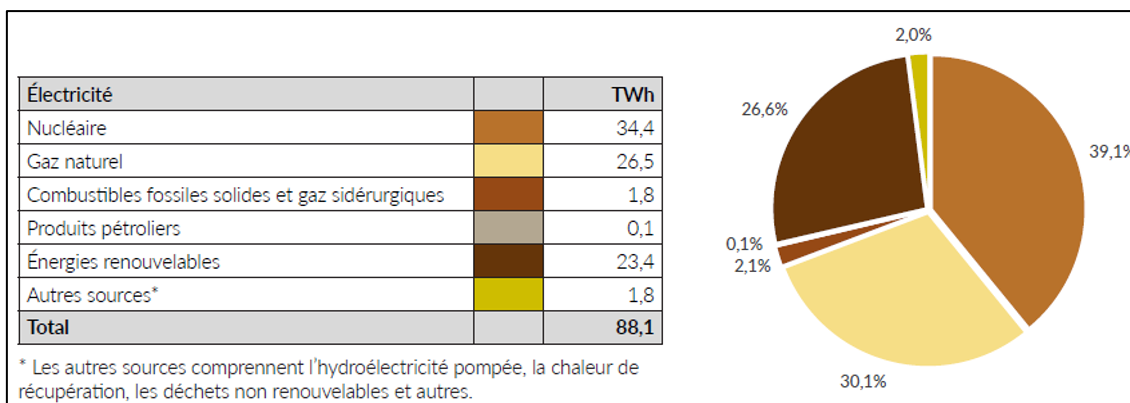
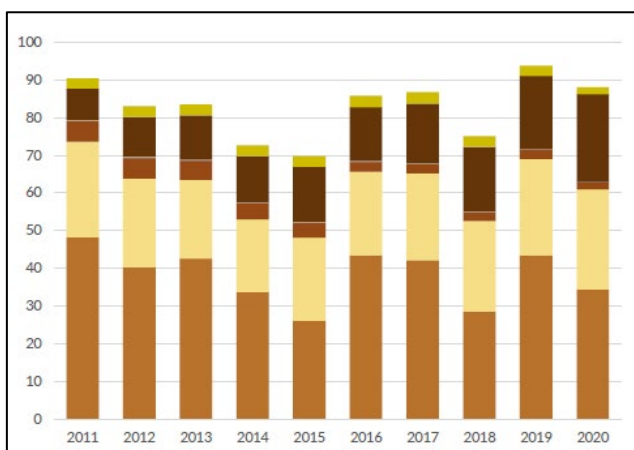


Figure 5 : Evolution de la production brute d'électricité de 2011 à 2020, Key Data 2021



En 2020, la production brute d'électricité était de 6,0 % inférieure à son niveau de 2019, en raison principalement d'une diminution de la production des installations nucléaires (-20,9 % ou -9,1 TWh). 2020 reste cependant la troisième année la plus haute de la dernière décennie en terme de production brute d'électricité. Au cours de la dernière décennie, la hausse la plus remarquable s'observe dans les énergies renouvelables, où la production a augmenté de 180,7 % ou 15,1 TWh par rapport à 2011. On peut également déduire du graphique que l'utilisation des produits pétroliers et des combustibles fossiles solides a fortement diminué (respectivement -66,3 % et -69,6 % sur la décennie passée), au bénéfice principalement des énergies renouvelables. La dernière centrale électrique fonctionnant aux combustibles fossiles solides a fermé ses portes en 2016. L'électricité encore produite aujourd'hui à partir de ce groupe de combustibles provient de gaz manufacturés dans la sidérurgie et de petites centrales de cogénération multicombustibles.

<sup>16</sup> Données provisoires sur 2020 (cf. disclaimer des key data).

<sup>17</sup> La légende du premier tableau vaut pour les trois figures présentées.

Les figures 6 et 7 illustrent la production brute d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable en 2020 ainsi que l'évolution en TWh de cette production depuis 2011<sup>18</sup>.

Figure 6 : Production brute d'électricité issue d'énergie renouvelable en 2020, Key Data 2021

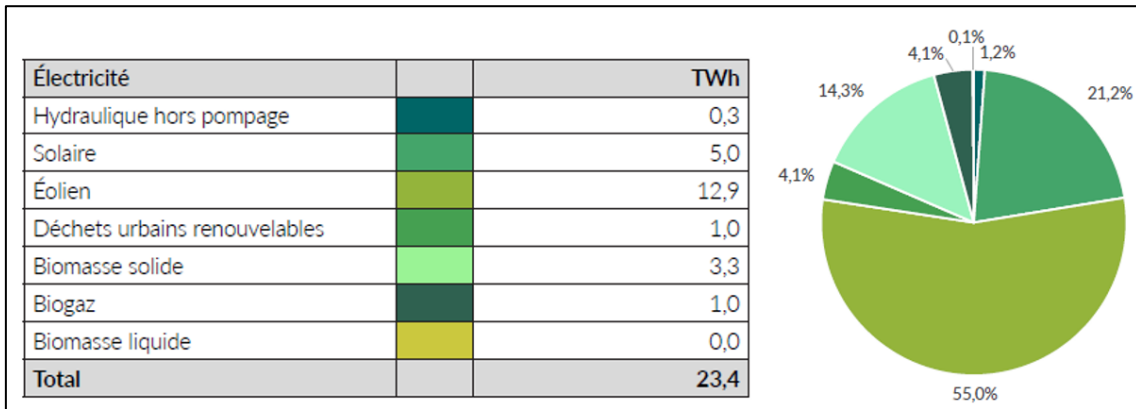
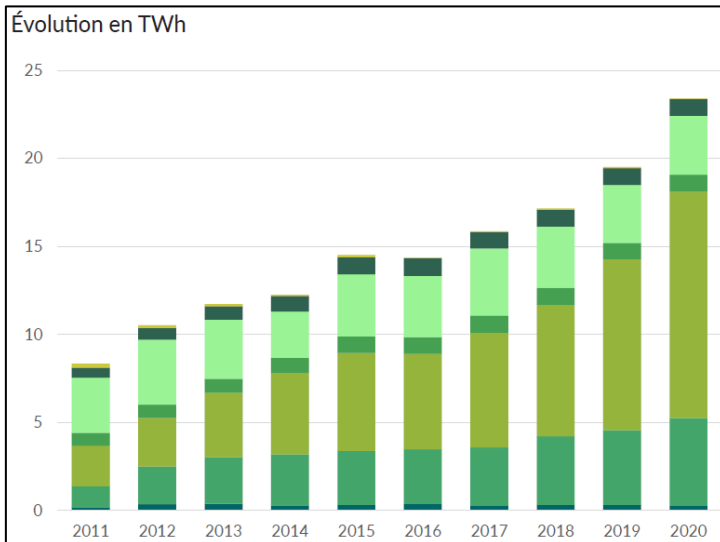


Figure 7 : Evolution de la production brute d'électricité issue d'énergie renouvelable en 2020, Key

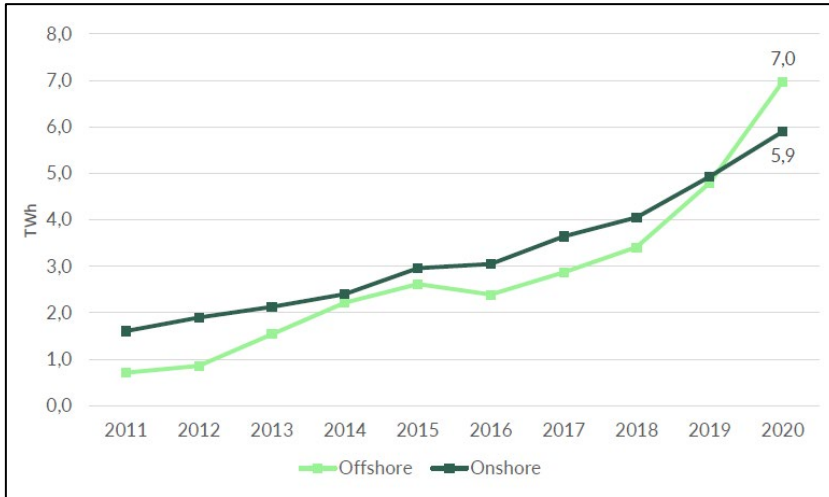


La production d'électricité renouvelable a fortement augmenté au cours de la dernière décennie. La production d'électricité à base d'énergie solaire connaît, pour la troisième année consécutive, une croissance marquée (+17 %), après quelques années de stagnation. La production à base de biomasse solide a repris depuis la baisse de 2014 et a atteint un pic en 2017, avec 3,8 TWh.

Entre 2019 et 2020, la production éolienne s'est accrue de 32,3 %. L'énergie éolienne est devenue la source d'électricité renouvelable la plus importante, en partie grâce aux parcs éoliens offshore. Ces derniers ont généré 7,0 TWh d'électricité en 2020, soit l'équivalent de la consommation d'environ 1.990.000 ménages (en considérant qu'un ménage moyen consomme 3.500 kWh d'électricité par an). La figure 8 illustre l'évolution de la production éolienne de 2011 à 2020.

Figure 8 : Evolution de la production éolienne de 2011 à 2020, Key Data 2021

<sup>18</sup> La légende du premier tableau vaut pour les trois figures présentées.

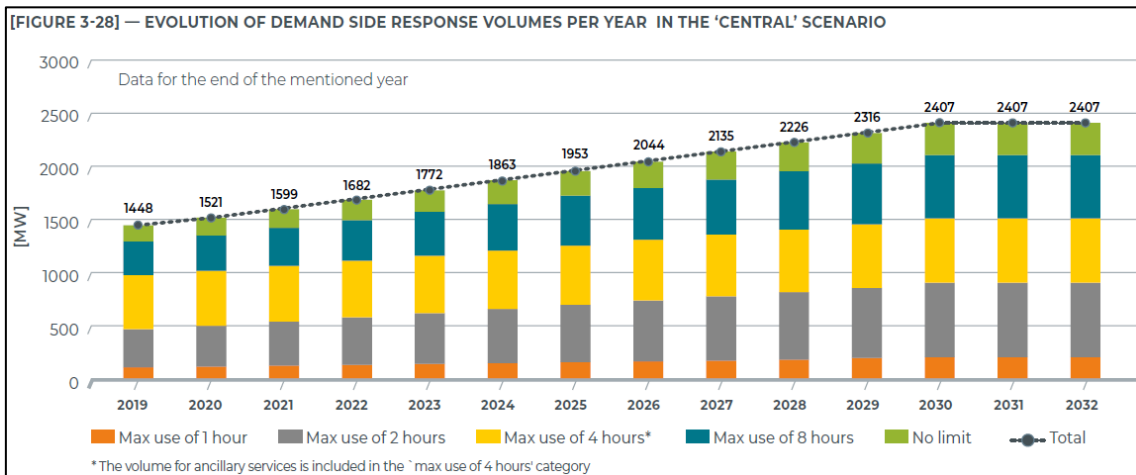


### 2.2.3. Market Response

La gestion de la demande est un paramètre dynamique crucial lorsque des problèmes d'adéquation se posent.

La figure 9 est tirée de l'étude « Adequacy and Flexibility » d'ELIA de juin 2021 et illustre l'évolution de la capacité d'effacement de la demande belge de 2019 à 2032. L'effacement de la demande (shedding) se produit généralement lorsque les utilisateurs du réseau peuvent réduire une partie de leur consommation lorsque les prix atteignent un certain niveau. Le point de départ pour calculer la capacité d'effacement est l'étude E-CUBE 2020<sup>19</sup>. Sur la base de cette quantification couvrant les trois prochains hivers, une interpolation est effectuée avec les ambitions de 2030 proposées dans le Pacte Energétique, qui est la dernière information officielle connue à cet égard.

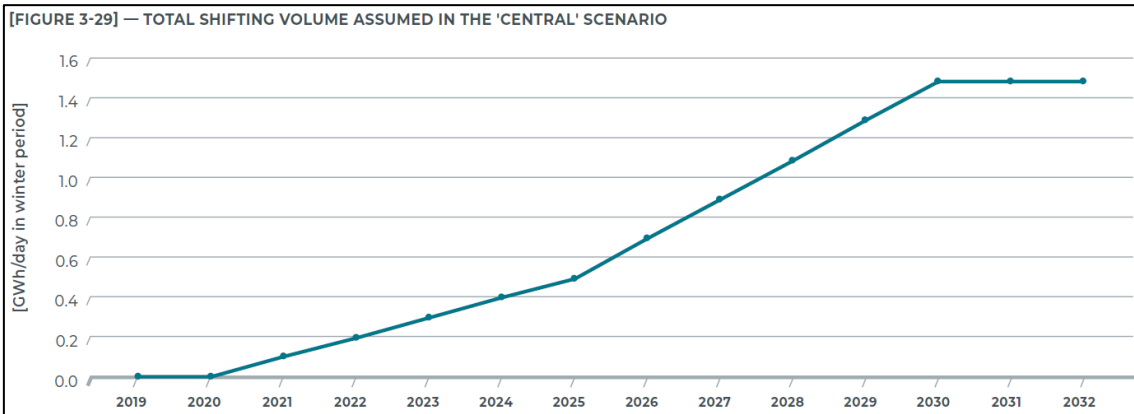
Figure 9 : Evolution de la capacité d'effacement de la demande belge, ELIA 2021



La figure 10 est également tirée de l'étude « Adequacy and Flexibility » d'ELIA de juin 2021 et illustre l'évolution de la capacité de déplacement de la demande belge de 2019 à 2032. Le déplacement de la demande se produit lorsque la consommation peut être reportée à un autre moment de la journée suite à un signal prix, par exemple. Les potentiels exprimés sur ce graphique sont basés sur le Pacte Energétique.

Figure 10 : Evolution de la capacité de déplacement de la demande belge, ELIA 2021

<sup>19</sup> <https://www.ELIA.be/en/users-group/wg-balancing/taskforce-strategic-reserve/20200708-meeting>



### 2.2.4. Capacités futures

La figure 11 rend compte des hypothèses belges prises pour le scénario central de l'étude d'Elia de juin 2021. Elle permet de rendre compte des prévisions de demande et d'offre jusque 2032.

Figure 11 : Prévisions de la demande et de l'offre pour la Belgique, ELIA 2021

[FIGURE 3-34] — SUMMARY OF ASSUMPTIONS FOR BELGIUM IN THE 'CENTRAL' SCENARIO

Data for the end of the mentioned year		2022	2025	2028	2030	2032	
Key assumptions for Belgium	Demand and electrification	Energy efficiency	Growth rates based on economic projections from the Federal Planning Bureau and additional electrification based on NECP				
		Economic growth					
		Amount of electric vehicles	0.1Mio	0.2Mio	1.0Mio	1.4Mio	1.8Mio
		Heat Pump penetration	1.0%	1.4%	2.7%	3.6%	4.5%
		Total Demand (incl. electrification) [TWh]	86.8	88.9	92.8	95.3	96.5
	Demand Side Response	Electrolysers [GW]	0	0.21	0.39	0.51	0.57
		Shedding* [GW]	1.7	1.9	2.2	2.4	2.4
	Storage	Shifting [GWh/day]	0.2	0.5	1.1	1.5	1.5
		Pumped storage [GW]	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
	RES [GW]	Small, large and V2G batteries [GW]	0.2	0.6	1.1	1.6	1.6
Solar		6.1	8.0	9.8	11.0	12.2	
Onshore wind		3.0	3.7	4.4	4.9	5.4	
Offshore wind		2.3	2.3	4.4	4.4	4.4	
Hydro RoR		0.12	0.14	0.14	0.15	0.16	
Thermal generation [GW]	Biomass + Waste	1.1	0.9	0.9	0.9	0.9	
	Nuclear	4.9	0				
	CHP	2.2		Possibility to extend lifetime of existing units if viable (economic viability assessment)			
	Existing CCGT/OCGT	4.4	4.1				
New capacity	Existing CCGT-CHP**	0.5	0.5				
	Turbojets	0.16	0.16				
	New capacity (DSM, Turbojets, CCGT, OCGT, Storage...)	Possibility to invest in any new capacity if viable (EVA)					

\* including ancillary services volume  
 \*\* Zandvliet and Inesco are categorised in CCGT-CHP to reflect their ability to operate in CHP mode

### 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.

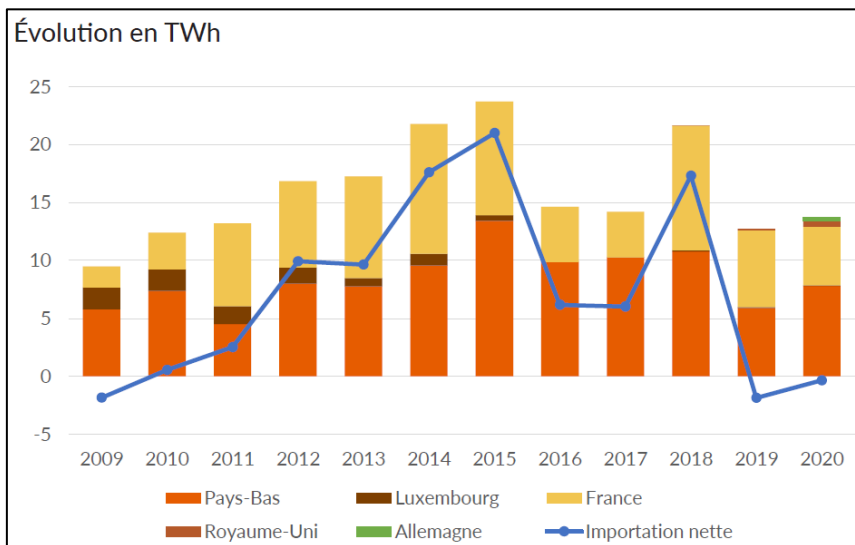
Fin 2020, les travaux d'interconnexion ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne ont été achevés, permettant l'échange d'électricité entre les deux pays. Depuis novembre 2020, cette interconnexion est disponible pour les activités commerciales.

En 2020, les importations nettes d'électricité ont été négatives pour la deuxième 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 la France, les Pays-Bas et l'Allemagne (0,8, 4,0 et 0,2 TWh respectivement) ; elles ont été négatives avec le Luxembourg et le Royaume- Uni (-0,3 et -5,0 TWh respectivement). Il en est résulté une exportation nette de 0,3 TWh en 2020. Les exportations élevées vers le Royaume-Uni ont été régies essentiellement par les prix plus élevés sur l'île britannique aux moments de pointe que sur le continent.

Avec ALEGrO (1.000 MW), la capacité d'importation commerciale maximale s'élevait à 6.500 MW en 2020.

La figure 12 rend compte de l'origine des importations nettes<sup>20</sup> d'électricité de 2009 à 2020 ainsi que l'évolution en TWh des volumes importés.

Figure 12 : Origine des importations nettes d'électricité de 2009 à 2020, Key Data 2021



### 3. Monitoring de l'adéquation du système belge

Ce chapitre présente les résultats des deux dernières études qui répondent à la question de l'adéquation du système électrique belge d'ici 2025 et au-delà : l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia et l'étude d'adéquation européenne d'Entso-E. Les études dont il est question dans ce chapitre sont publiques et peuvent être consultées en détail si le lecteur le souhaite.

#### 3.1. Etude ELIA – « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2022-2032 »

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 2021, ELIA a publié son étude d'adéquation et de flexibilité pour la période 2022-2032.

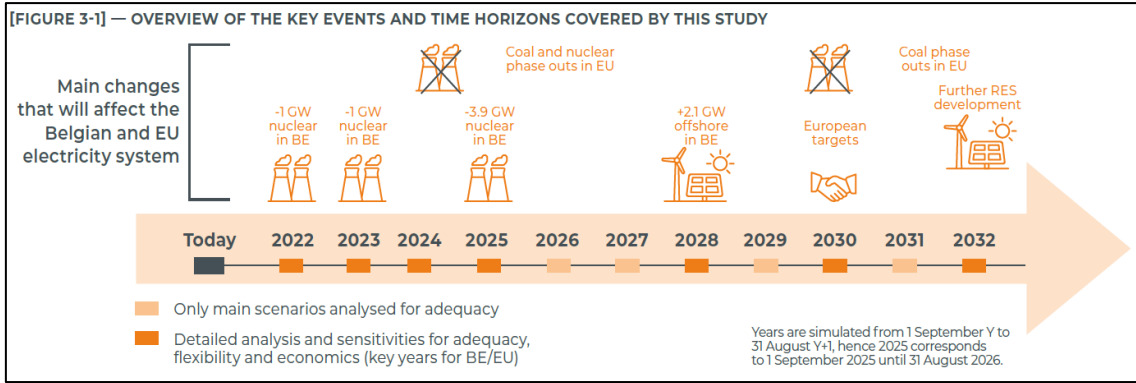
Les hypothèses et scénarios de base ainsi que la méthodologie utilisés pour cette analyse sont déterminés par le gestionnaire du réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie

<sup>20</sup> A noter que par « origine » on entend par quelle frontière est acheminée l'électricité et non pas où elle est produite. En effet, l'électricité qui transite des Pays-Bas vers la Belgique peut être produite en Allemagne.

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<sup>21</sup>.

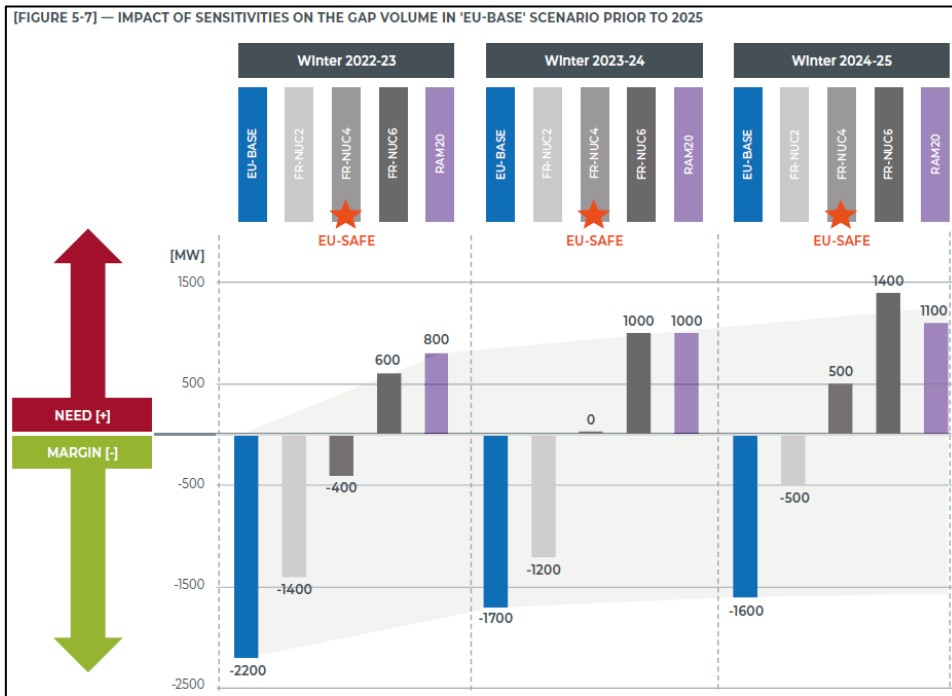
Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement au cours de la période 2022-2032, il faut prêter une attention particulière à l'impact de la sortie du nucléaire et aux changements induits par le Green Deal européen. La figure 13 présente les différents horizons de temps qui ont été étudiés dans cette étude.

Figure 13: Horizons de temps étudiés, ELIA 2021



Les résultats relatifs au scénario EU-BASE de cette étude indiquent qu'il n'y a pas de problème de sécurité d'approvisionnement en Belgique avant 2025. La figure 14 présente les résultats pour les différents scénarios étudiés<sup>22</sup> pour les hivers 2022-23, 23-24 et 24-25.

Figure 14: Résultats d'adéquation pour les hivers 2022-23, 23-24 et 24-25, ELIA 2021

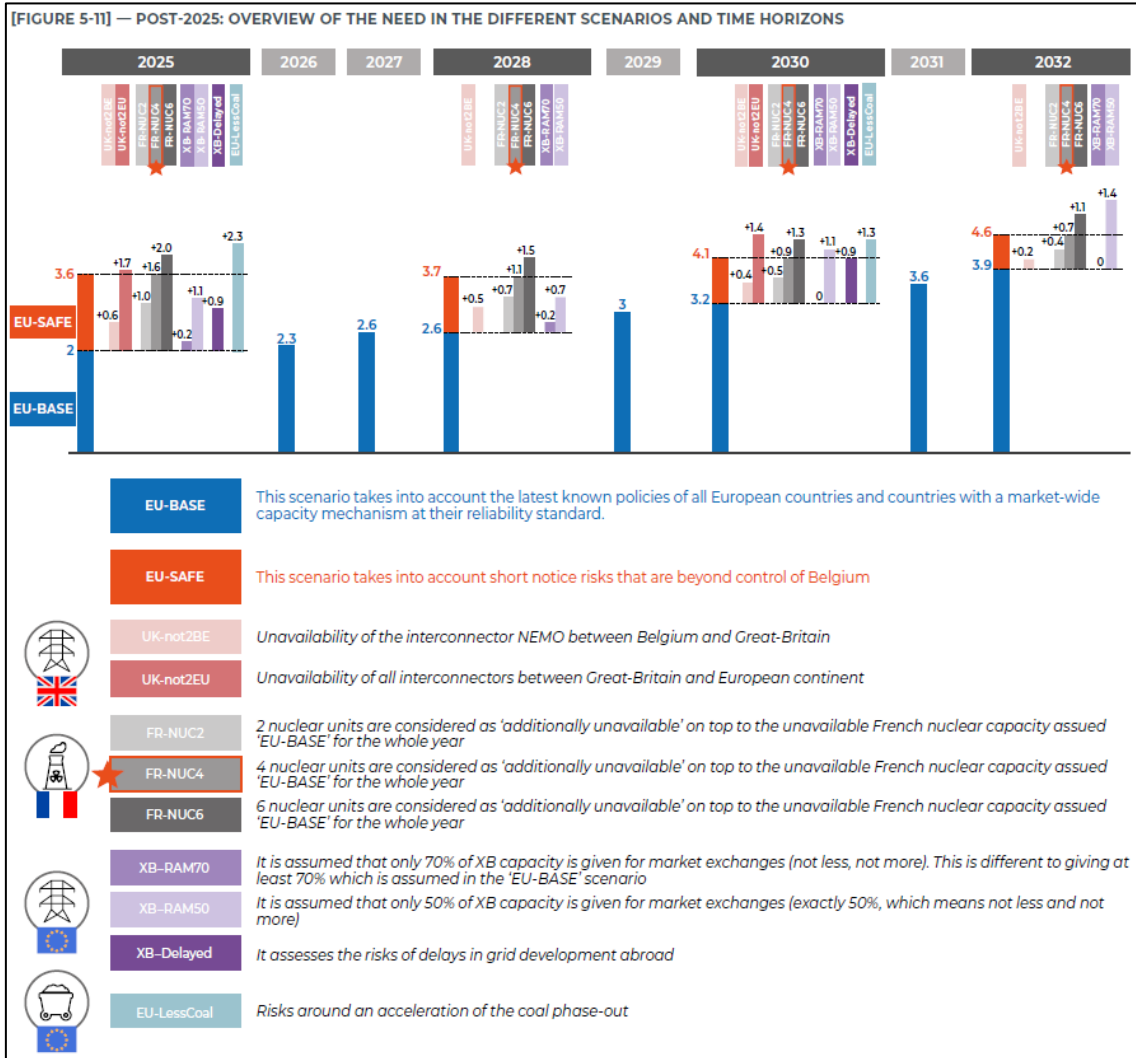


<sup>21</sup> Après l'entrée en vigueur du Règlement UE 2019/943, l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators ou ACER) a approuvé en octobre 2020 un nouvel ensemble de méthodologies pour réaliser les futures évaluations de l'adéquation des ressources européennes (European Resource Adequacy Assessments) et les évaluations d'adéquation nationales. L'ACER a stipulé que les nouvelles méthodologies devraient être implémentées d'ici fin 2023. Cependant, pour s'assurer de la solidité et de la fiabilité des résultats de l'étude, Elia a décidé d'implémenter les nouvelles approches méthodologiques avant le délai exigé par l'ACER.

<sup>22</sup> Les différents scénarios sont définis à la figure 14.

Cette étude confirme par ailleurs la nécessité d'un CRM à partir de 2025. Les manques de capacités permettant de garantir le respect de la norme de fiabilité sont identifiés à 2 GW en 2025 ; 2,6 GW en 2028 ; 3,2 GW en 2030 et 3,9 GW en 2032. La figure 15 rend compte de ces résultats<sup>23</sup>.

Figure 15: Résultats d'adéquation à partir de l'hiver 2025-26, ELIA 2021



L'étude comprend trois messages clés : un besoin urgent de nouvelle capacité, la nécessité d'un mécanisme de soutien et la préparation pour une société zéro carbone d'ici 2050.

### 3.2. Etude ENTSO-E – « European Resource Adequacy Assessment 2021 – ERAA21 »

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 première European Resource Adequacy Assessment (ERAA) en appliquant les nouvelles méthodologies définies par ACER.

L'ERAA remplace l'étude MAF (Mid-Term Adequacy Forecast). L'ERAA est une étude qui analyse l'adéquation des ressources du système électrique au niveau pan-européen, sur un horizon de 10 ans (pour cette édition, deux années cibles sont étudiées : 2025 et 2030). L'ERAA est basée sur des méthodologies de pointe et des évaluations probabilistes, visant à modéliser et

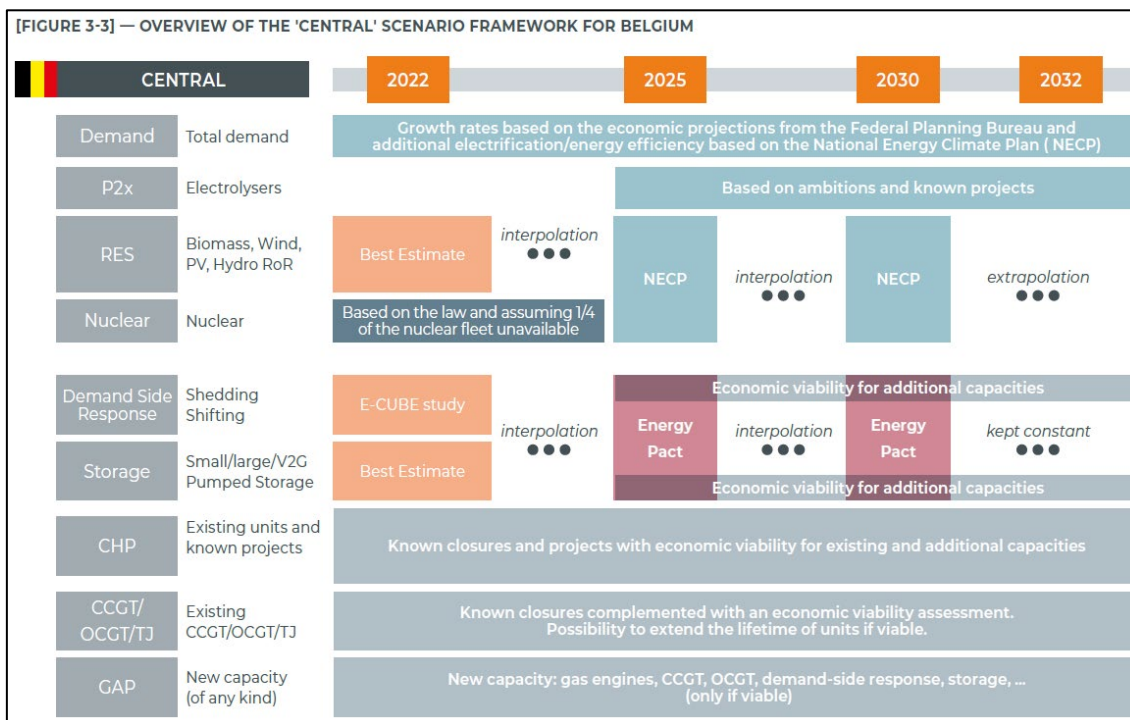
<sup>23</sup> Un détail des résultats pour les différentes sensibilités belges est fourni en figure 5-12 du rapport d'ELIA.



analyser les événements qui peuvent avoir un impact négatif sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Les hypothèses belges fournies dans l'ERAA 2021 sont conformes à celles du scénario dit "CENTRAL" pour la Belgique pour les années cibles 2025 et 2030, tel que défini dans l'étude d'ELIA de juin 2021. Les principales hypothèses de ce scénario "CENTRAL" sont basées sur les derniers objectifs officiels et les dernières informations publiques, comme le montre la figure 16. En outre, pour la Belgique, en 2025, 2,4 GW de nouvelle capacité est considérée comme disponible. Cette capacité repose sur l'hypothèse qu'elle sera livrée dans le cadre du CRM et est basée sur les résultats de l'étude d'adéquation d'ELIA de juin 2019.

Figure 16: sources utilisées pour le scénario central belge, ELIA 2021



Pour 2025, sans mécanisme de capacité, pour le scénario central, le LOLE simulé pour la Belgique, après l'analyse de viabilité économique (EVA), est supérieure à la norme de fiabilité (3h) puisqu'il atteint 4.15 heures/an. Cela confirme que la Belgique devra s'appuyer sur un CRM pour assurer son adéquation après la sortie du nucléaire en 2025. Dans un scénario prenant en compte les CRM européens approuvés, les itérations de l'EVA révèlent que la Belgique aura besoin d'une nouvelle capacité "supplémentaire" de 0,5 GW (en plus de la nouvelle capacité de 2,4 GW déjà prévue). Selon l'étude, la Belgique a donc besoin, au minimum, d'une nouvelle capacité de ~3,0 GW pour assurer son adéquation.

Plusieurs observations peuvent être faites:

- ces résultats sont basés sur des simulations qui appliquent la méthode NTC (Net Transfer Capacity) pour modéliser les échanges entre pays. Cette méthode fournit une "vision optimiste" des situations de pénurie simultanée entre la Belgique et d'autres pays voisins importants, comme la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, etc. La Belgique étant fortement dépendante des importations en période de pénurie, la situation des pays voisins impacte l'adéquation de son système électrique. En appliquant une méthode plus précise (Flow Based) sur la région CORE, les résultats démontrent que le LOLE attendu pour la Belgique augmenterait encore par rapport aux simulations NTC.
- concernant la nouvelle capacité de 2,4 GW prévue dans les hypothèses de base, elle est considérée, dans l'EVA, comme capacité « existante » puisque sa date de mise en service est supposée être antérieure à 2025. Par conséquent, cette capacité n'est pas soumise



aux CAPEX dans l'EVA. Des sanity checks ont démontré que si cette capacité de 2,4GW devait être évaluée comme une "nouvelle construction", c'est-à-dire en tenant compte à la fois du FOM et du CAPEX dans l'EVA, elle ne serait pas viable et serait retirée par l'EVA. Cela confirme l'hypothèse selon laquelle cette capacité, sans CRM, ne serait pas viable.

Pour 2030, comme pour le Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) 2020, les simulations 2030 réalisées pour l'ERAA 2021 sont basées sur les hypothèses nationales recueillies, sans appliquer d'EVA. Dans les différents scénarios étudiés, la norme de fiabilité est respectée. Une vérification simplifiée de la viabilité effectuée sur ce scénario a révélé que la majorité des technologies thermiques existantes en Belgique ne seraient pas économiquement viables sous les hypothèses de capacité installée dans toute l'Europe en 2030. Selon ELIA, les résultats de l'adéquation donnent donc une vision trop optimiste et doivent être interprétés avec prudence.

## 4. Mesures

### 4.1. Mesures prises pour couvrir la demande de pointe et en cas de défaut de l'offre

Ces dernières années, l'adéquation a été compromise à plusieurs reprises à la suite de la mise hors service imprévue ou de l'arrêt de réacteurs nucléaires belges et français. À plus long terme, il y aura un souci concernant la sécurité d'approvisionnement en conséquence de la sortie du nucléaire et du manque d'investissements dans de nouvelles capacités.

Selon le règlement sur l'électricité 2019/943, les États membres où des préoccupations concernant l'adéquation de l'approvisionnement en électricité sont identifiées doivent élaborer un plan de mise en œuvre reprenant des mesures visant à supprimer tout effet de distorsion de la réglementation ou toute défaillance du marché identifiés. Un plan de mise en œuvre pour l'amélioration du fonctionnement du marché belge a été introduit en novembre 2019 auprès de la Commission européenne. Après avis de cette dernière, le plan de mise en œuvre final de la Belgique a été publié le 9 juillet 2020<sup>24</sup>. Un rapport de suivi doit être publié chaque année.

En juillet 2021, le premier rapport de suivi de ce plan est paru<sup>25</sup>. L'exercice consistait à faire état des évolutions relatives aux mesures proposées dans le plan initial et de dresser l'inventaire de nouvelles mesures. Parmi les évolutions les plus marquantes on peut citer :

- l'amélioration, depuis avril 2020, du couplage des marchés journaliers. Davantage de capacités sont disponibles grâce à la mise en œuvre des règles du nouveau règlement sur l'électricité (la « règle des 70 % »<sup>26</sup>, adaptée au niveau national sur base des dérogations approuvées). Un rapport de la CREG du 15 avril 2021<sup>27</sup>, indique notamment que les analyses effectuées montrent qu'Elia, entre le 1 avril et le 31 décembre, a respecté les exigences légales relatives aux marges pendant 81,3% de la période considérée et sur 99,2% des éléments de réseau observés. Les loop flow observés en provenance des zones d'enchères voisines ont un impact significatif sur la capacité d'Elia à respecter le seuil de 70 % à tout moment ;
- l'interconnexion HVDC Alegro entre la Belgique et l'Allemagne a été mise en œuvre selon l'approche évoluée basée sur les flux, maximisant l'efficacité du couplage du marché. Alegro sera intégrée dans les processus CWE existants par la mise en œuvre de l'approche

<sup>24</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Final-implementation-plan-CRM-22062020.pdf>

<sup>25</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Monitoring-Report-Belgian-electricity-market-Implementation-plan-2021.pdf>

<sup>26</sup> L'article 16(8) du Règlement CEP stipule qu'un niveau minimum de 70 % de la capacité doit être disponible pour les échanges interzonaux, en tenant compte des situations de panne. Le chiffre maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de bouclage (« loop flows ») et les flux internes pour chaque élément critique de réseau.

<sup>27</sup> <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2183EN.pdf>

dite "Evolved Flow-Based". L'intention est de rendre un produit ID disponible sur Alegro peu après le lancement de l'allocation de DA sur l'interconnexion ;

- diverses actions liées à l'évolution des différents produits d'équilibrage ont été mises en œuvre étape par étape, après une interaction étroite avec le marché : les produits FCR, aFRR et mFRR sont ouverts à toutes les technologies et à tous les acteurs ;
- en tant que GRT belge, ELIA joue un rôle actif dans les projets d'équilibrage européens (par ex. IGCC<sup>28</sup>, PICASSO et MARI<sup>29</sup>) afin d'élaborer les cadres d'exécution de compensation des déséquilibres, des aFRR et des mFRR, développés conformément au règlement européen sur l'équilibrage (EBGL). L'adhésion à PICASSO et à MARI est prévue pour 2022 ;
- les gestionnaires des réseaux belges ont lancé une initiative innovante collective, ouverte à tout un chacun et appelée « Internet of Energy » (IO.Energy). Cette initiative vise à co-développer avec des consommateurs et des acteurs du marché cette « architecture numérique » nécessaire pour une gestion gérable et efficace de la transition énergétique. La première phase de test, qui comprenait huit projets pilotes, s'est achevée en 2020, le 9 octobre. Certains projets pilotes s'apprêtent maintenant à entrer dans une phase de démonstration et pourraient aboutir à de nouveaux produits ou services centrés sur le consommateur final et susceptibles de faire évoluer le paysage énergétique<sup>30</sup>. Un deuxième cycle d'idéation a débuté en février 2021, et 5 cas d'utilisation ont été sélectionnés pour entrer dans la phase de sandboxing. Les premiers résultats seront disponibles fin décembre 2021 ;
- le transfert d'énergie sur les marchés Day-ahead et Intraday est entré en vigueur le 1er juillet 2021 ;
- la transposition de la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE est en cours. Au niveau fédéral, la législation est en cours de modification afin de créer la base légale en lien avec le règlement 2019/943 et la directive 2019/944. Le projet de loi fédéral prévoit notamment l'extension des droits et obligations des utilisateurs finaux raccordés au réseau de transport (> 70 kV) et la définition de nouveaux rôles pour ces acteurs sur les marchés de l'électricité, afin d'accroître leur contribution active à l'équilibrage et à la flexibilité du système électrique, de renforcer leur autonomie et de favoriser le développement et l'intégration des SER décentralisées et des capacités de stockage dans le système, conformément aux directives 2019/944 et 2018/2001. Elle prévoit également l'extension des rôles et responsabilités des GRT à cet égard, ainsi que le renforcement de la coopération régionale et internationale avec les autres GRT ;
- du côté des interconnexions, Elia travaille également activement sur les projets proposés dans le plan de développement fédéral. Les principaux changements sont les suivants :
  - renforcement Zandvliet-Rilland : un an de retard sur le renforcement HTLS du côté néerlandais, en raison de l'impact du règlement 2019/943. Le côté belge (4e PST) sera réalisé en 2022 comme prévu ;
  - Nautilus : rescopé d'une interconnexion CCHT point à point à un système hybride, combinant la fonction de connexion d'un parc éolien offshore avec une interconnexion ;
  - Alegro : mise en service fin 2020 ;
  - Allemagne - Belgique II : les dernières études, tenant compte du règlement CEP, ont conduit à une date de mise en service actualisée en ~2035. D'autres études seront nécessaires une fois que la mise aux enchères du CRM sera connue ;
  - Belgique - Danemark : Elia étudie activement un nouveau système hybride (éolien + interconnexion) entre la Belgique et le Danemark. Un protocole d'accord (MoU) a été signé en février 2021. L'objectif de ce MoU est d'initier une coopération sur la planification d'une éventuelle interconnexion avec un hub énergétique dans la zone économique danoise en mer du Nord, avec un bénéfice mutuel pour les deux pays. Cela pourrait améliorer la sécurité de l'approvisionnement, accroître le bien-être socio-économique global, diversifier les sources d'énergie, contribuer aux objectifs et

<sup>28</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/imbalance-netting/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/)

<sup>29</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/picasso/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/) & [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/mari/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/)

<sup>30</sup> <https://www.ioenergy.eu/use-cases/>

ambitions nationaux en matière d'énergies renouvelables et faciliter l'intégration de l'énergie éolienne dans les systèmes énergétiques des différents secteurs.

## 4.2. Mesures et initiatives futures

### 4.2.1. Plan de développement fédéral du réseau de transport 2020-2030

La sécurité d'approvisionnement n'est pas qu'une histoire de capacité de production ou de demande en électricité. Le réseau est un élément essentiel. La transition énergétique requiert une nouvelle configuration du réseau et une gestion adaptée de ce système ainsi qu'un renforcement de la collaboration européenne. A cet effet, et en adéquation avec le *Ten-Year Network Development Plan* d'ENTSO-E, ELIA remet tous les quatre ans un Plan de Développement fédéral<sup>31</sup> 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. Dans sa dernière proposition, ELIA souhaite développer le réseau à très haute tension (380kV<sup>32</sup>) en renforçant le réseau électrique belge, en intégrant la production offshore supplémentaire prévue en 2028 et en continuant le développement de ses interconnexions. Le réseau haute tension<sup>33</sup> (220kV, 150kV et 110kV) fera lui aussi l'objet de renforcements et d'extensions afin de garantir la sécurité d'approvisionnement tout en intégrant davantage de production renouvelable.

### 4.2.2. Développement d'un 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 capacité génèrent des revenus supplémentaires pour les fournisseurs de capacité via les paiements afférents à la mise à disposition de la capacité électrique.* »

## 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<sup>34</sup> :

- 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.

<sup>31</sup> La dernière édition date de février 2019, [https://planfederaldedeveloppementELIA.be/wp-content/uploads/2018/10/PlanFederal\\_FR-doublepages.pdf](https://planfederaldedeveloppementELIA.be/wp-content/uploads/2018/10/PlanFederal_FR-doublepages.pdf)

<sup>32</sup> kV : kilovolt

<sup>33</sup> Sont raccordés à ce réseau les grands consommateurs industriels et les unités de production centralisée de taille moyenne.

<sup>34</sup> Source : Site du SPF Economie

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<sup>35</sup>. 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.

Dans un deuxième temps, 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 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 DG COMP 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 et 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.

## Objectifs du CRM

Le principal objectif du CRM proposé est de servir un objectif d'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 double critère du LOLE 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 sortie du nucléaire prévue entre 2022 et 2025, renforcée par le démantèlement des capacités de production thermique en Belgique et dans les pays voisins.

## Les principes du CRM

Une fois implémenté, le CRM devra répondre à un certain nombre de critères, eux aussi déterminés par le CEP<sup>36</sup>. Le CRM sera une solution temporaire (maximum 10 ans), qui ne créera pas de distorsion du marché et ne limitera pas les échanges. Le CRM sera calibré en ce sens qu'il ne

<sup>35</sup> [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article\\_body.pl?language=fr&caller=summary&pub\\_date=19-05-16&numac=2019012267](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&caller=summary&pub_date=19-05-16&numac=2019012267)

<sup>36</sup> Clean Energy Package

prévoira pas plus de capacité que nécessaire pour régler le problème d'adéquation. La sélection des fournisseurs sera transparente, non discriminatoire et concurrentielle. Le CRM créera 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. Les fournisseurs devront être préalablement avertis des conditions techniques que les capacités doivent respecter pour pouvoir participer au mécanisme et seront pleinement informés du processus de sélection mis en place. Le CRM sera 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 du SPF Economie<sup>37</sup>.

## 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.

À partir de 2021, une vente aux enchères aura 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) :

Figure 17: Calendrier des enchères CRM, SPF Economie 2021

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

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.

<sup>37</sup> <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de>

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, en vertu desquels 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.

Le 30 avril 2021, après consultation en Conseil des ministres, le ministre de l'énergie a donné instruction au gestionnaire de réseau d'organiser la première enchère dans le cadre du CRM. Cette enchère a eu lieu en octobre 2021 en vue de la période de fourniture de capacités qui débutera le 1er novembre 2025.

Pour cette première enchère, la courbe de demande est composée de trois points :

Figure 18: Courbe de demande de la première enchère Y-4, SPF Economie 2021

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

Pour construire cette courbe de demande, un volume de 3026 MW a été estimé comme inéligible. Il s'agit d'une estimation du volume des capacités qui bénéficient déjà d'autres subventions ou qui sont inférieures au seuil minimal. Après la préqualification, cette hypothèse a été mise à jour en fonction des règles de fonctionnement. La courbe de demande tient compte d'un volume différé de 2531 MW à la vente aux enchères qui aura lieu en 2024 en vue de la même année de livraison 2025 :

Figure 19: Volume différé à l'enchère Y-1, SPF Economie 2021

	Volume
Volume correspondant à 200 heures de fonctionnement maximum	1467 MW
Volume correspondant à la capacité étrangère	1064 MW
<b>Total</b>	<b>2531 MW</b>

Le volume maximal de capacités qui peut être contracté dans le cadre de l'enchère avec tous les détenteurs de capacité non prouvée est de 200 MW.

Le prix de référence est fixé en fonction du segment du marché day-ahead d'un NEMO opérant en Belgique pour la zone de contrôle belge. Le prix d'exercice est fixé à 300 EUR/MWh et la limite de prix intermédiaire est fixée à 20 EUR/kW/an.

La quantité totale de capacité (en MWderated) sélectionnée dans la mise aux enchères organisée en octobre 2021 est de 4.447,7 MWd, répartie sur 40 Unités du Marché de Capacité sélectionnées. Au regard des règles de fonctionnement, des corrections ont en effet été apportées à la courbe de demande définie en avril 2021 en ajoutant 1026 MW de capacités qui se sont avérées in fine éligible au mécanisme et en soustrayant 3806 MW de capacités ayant effectué un « OPT OUT IN »<sup>38</sup>. Une sélection optimisée niveau welfare par Elia des offres a ainsi mené à retenir 4.447,7 MWd sur les 4.559 MWd recherchés.

<sup>38</sup> Ces capacités ayant répondu à l'obligation de préqualification de l'enchère Y-4 de 2025, ont signifié formellement ne pas vouloir participer à l'enchère Y-4 de 2025.



Plus d'informations sont disponibles dans le rapport sur les enchères publié le 31 octobre 2021 par le gestionnaire du réseau de transport<sup>39</sup>, tel que validé par le régulateur<sup>40</sup>.

## 5. Conclusions

Bien que la Belgique structurellement dépendante aux importations s'inscrive dans l'ambition de développer davantage les énergies renouvelables, la flexibilité de la demande, le stockage et les interconnexions, sa sécurité d'approvisionnement en électricité est menacée depuis un certain temps et le sera davantage dès 2025, comme le confirme les différentes études analysées dans le Chapitre 3.

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 sont 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 investissements<sup>41</sup>.

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 atteindre à moyen terme pour améliorer le fonctionnement de l'energy only market et par conséquent, la sécurité d'approvisionnement en électricité sur le territoire belge. Malgré ces mesures, la DG Energie observe que le seul "energy only market" 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 après la fermeture prévue de toutes ses centrales nucléaires tout en soutenant la transition énergétique. A partir de 2021, ce mécanisme apportera un soutien, au moyen d'enchères annuelles, aux unités qui peuvent fournir ou économiser de l'électricité à partir de 2025.

Outre le CRM, la Ministre Tinne Van der Straeten a formulé plusieurs objectifs en terme de sécurité d'approvisionnement qui devront se concrétiser dans les prochaines années. Parmi ces objectifs, on peut citer : la précision du cadre législatif des autorisations de production, la simplification administrative des autorisations pour les installations de transport d'électricité, une mise à jour approfondie du cadre juridique pour la préparation aux risques en matière d'électricité, la mise en service en 2026-27 de nouveaux parcs éoliens destinés à la production d'électricité renouvelable dans la « zone Princesse Elisabeth », la connexion au réseau offshore de la zone Princesse Elisabeth sera réalisée via une île énergétique, la connexion d'ici 2031 au Danemark via la future île énergétique danoise en mer du Nord, le repowering des parcs éoliens en mer actuels (la puissance des premières éoliennes en mer était de 5 MW; entre-temps, l'on s'attend à ce que d'ici 2028, des éoliennes d'une puissance supérieure à 15 MW soient techniquement réalisables), la mise en œuvre d'une stratégie fédérale pour l'hydrogène associée à la construction d'un plan de développement du réseau pour cette nouvelle infrastructure, la transition vers un approvisionnement en énergie renouvelable dans le secteur des transports, etc.

Enfin, l'accord de gouvernement du 30 septembre 2020 prévoit que les citoyens et les entreprises ont le droit d'avoir des garanties absolues en matière de sécurité d'approvisionnement. Pour éviter

<sup>39</sup> <https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/adequation/resultats-de-l-enchere-crm>

<sup>40</sup> <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2298>

<sup>41</sup> Etude de la CREG (F)150604-CDC-1422 du 4 juin 2015, p 8/213

les incertitudes, 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 .

Dans ce cadre, un monitoring de la sécurité d'approvisionnement a été établi. Il contient des données mises à jour de manière très régulière sur les concepts principaux permettant de surveiller la sécurité d'approvisionnement. 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 Economie<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup> <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/monitoring-de>