

ETUDE PROSPECTIVE ELECTRICITE

Rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement

Décembre 2019

Sommaire :

Introduction	4
Aspect législatif	4
1. Aperçu du contexte énergétique en Belgique	6
1.1. Cadre institutionnel	6
1.2. Politique internationale.....	7
1.2.1. L'accord de Paris sur le climat.....	7
1.2.2. Union européenne	7
1.3. Politique belge	8
1.4. Evolutions	9
2. Données sur le marché de l'électricité en Belgique	9
2.1. Demande.....	9
2.2. Offre	11
2.2.1. Capacité électrique installée	11
2.2.2. Production brute d'électricité	12
2.2.3. Market Response.....	14
2.3. Importations et exportations	15
3. Monitoring de l'adéquation du système belge	15
3.1. Etude Elia - « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030 ».....	16
3.1.1. Description des scénarios.....	16
3.1.2. Hypothèses au niveau belge - scénario central.....	17
3.1.3. Hypothèses au niveau européen - scénario central	20
3.1.4. Méthodologie.....	21
3.1.5. Résultats.....	23
3.2. Etude Elia - « Electricity Scenarios for Belgium Towards 2050 »	26
3.3. Etude EnergyVille - « Sensitivity scenario's underpinning choices for the Belgian Energy Pact».....	29
3.4. Etude Bureau Fédéral du Plan - « Impact van het Pact »	30
3.5. Etude UGent - « Le trilemme énergétique »	31
3.6. Etude ENTSO-E - « Mid-Term Adequacy Forecast 2018 »	34
3.7. Etude ENTSO-E - « Mid-Term Adequacy Forecast 2019 »	35
3.8. Conclusions	36
4. Mesures	36
4.1. Mesures prises pour couvrir la demande de pointe et en cas de défaut de l'offre.....	36
4.1.1. Marché de gros	36
4.1.2. Marchés d'équilibrage	38
4.1.3. Participation active de la demande.....	42
4.1.4. Prix réglementés.....	42
4.1.5. Interconnexions et capacité du réseau interne	43
4.1.6. Autoproduction, stockage d'énergie et efficacité énergétique	44

4.1.7. Reserve stratégique	45
4.2. Mesures et initiatives futures	46
4.2.1. Plan de développement fédéral du réseau de transport 2020-2030	46
4.2.2. Développement d'un CRM	46
5. Conclusions.....	48
BIBLIOGRAPHIE	50

Introduction

Le présent rapport a été rédigé par la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie¹.

Il s'agit d'un rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement² faisant suite à l'étude prospective de 2015³ et qui fait suite au rapport complémentaire de monitoring de décembre 2017⁴.

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. L'exercice consiste en un résumé des sept dernières études SoS⁵ permettant d'évaluer la situation belge sur un horizon de 10 ans (2030).

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 de sept études SoS⁶. Le chapitre 4 se penchera ensuite sur les mesures prises et envisagées en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement de notre pays⁷, 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'électricité.

Ces deux dispositions font actuellement l'objet d'une révision. Dans le *Clean Energy Package*⁸, 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 gouvernance⁹.

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 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

¹ Le Bureau Fédéral du Plan a procédé à une relecture du document avant publication officielle.

² Ce monitoring report fait foi d'étude prospective électricité (EPE3).

³ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-monitoring-electricite-2017.pdf>

⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-monitoring-electricite-2017.pdf>

⁵ Security of Supply

⁶ Ces études résultent de diverses contributions, dont notamment celles du Bureau Fédéral du Plan et de la CREG.

⁷ Ces mesures sont celles reprises dans le « Plan de mise en œuvre pour l'amélioration du fonctionnement du marché ». Elles ont été discutées au sein du comité de suivi CRM réunissant Elia, la CREG, la DG Énergie du SPF Économie et le Cabinet Marghem.

⁸ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

⁹ 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.

résultats de l'étude sont dépassés. Une révision de la loi Electricité s'est ainsi vite avérée nécessaire, afin de pouvoir surveiller au mieux – monitorer – 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 2020-2030 »¹⁰, publiée en juin 2019, 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 à 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 moyens¹¹ qui en résultent ; elle respecte¹² les orientations en matière de choix des sources primaires reprises dans le Pacte énergétique et le draft de 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 2019 a paru extrêmement limité. Les exigences du Clean Energy Package et, en particulier, l'obligation d'élaborer un plan national énergie-climat¹³, ont renforcé cette perception. C'est pourquoi, une nouvelle modification de la loi Electricité a été préparée, en concertation avec le Bureau fédéral du Plan, la CREG, la Banque nationale de Belgique et le gestionnaire de réseau de transport, afin d'en éliminer la réalisation de l'étude prospective telle que connue. Cependant, cette modification n'a pas pu être déposée à temps étant donné l'absence d'un gouvernement de plein exercice. Par conséquent, la DG Energie doit publier, fin 2019, une étude prospective¹⁵. Néanmoins, par souci d'efficacité, elle se propose d'intégrer celle-ci dans le rapport de monitoring 2019, qui comportera un résumé des études récentes sur l'adéquation, dont principalement la dernière étude du GRT de juin 2019 évoquée plus haut.

Selon la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des

¹⁰ Dans la suite du texte, le terme « Adequacy and Flexibility » sera utilisé pour faire référence à cette étude

¹¹ Identification de la hauteur du besoin.

¹² 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.

¹³ 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.

¹⁴ <https://www.plannationalenergieclimat.be/fr>

¹⁵ Une version « draft » a été communiquée au cabinet ministériel le 24 décembre 2019. La version finale sera publiée dans le courant du mois de janvier 2020.

programmes relatifs à l'environnement¹⁶, les auteurs de plans et de programmes doivent soumettre ceux-ci à une évaluation environnementale. Citée comme un plan susceptible d'avoir des incidences notables sur l'environnement, l'étude prospective électricité fait partie des plans et programmes énumérés dans la loi pour lesquels une évaluation environnementale est requise.

Pour l'exercice du rapport de monitoring sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de décembre 2019¹⁷, une demande d'exemption pour la réalisation d'une évaluation des incidences environnementales a été introduite au Comité d'avis SEA. Un avis favorable a été rendu, ci-après, les conclusions du Comité d'avis SEA :

« Om die redenen is het Adviescomité van oordeel dat het eerste streepje van artikel 6, § 1, 1° van de SEA-wet zonder voorwerp is geworden en dat dienovereenkomstig de prospectieve studie voorzien in artikel 3, § 1, van de wet van 29 april 1999 niet één van de opgelijste plannen of programma's uitmaakt waarvoor de jure een SEA dient te worden uitgevoerd.

Om diezelfde redenen is het Adviescomité van oordeel dat de PSE, noch het monitoringsplan worden geïmplementeerd door artikel 6, § 1, 3°, van de SEA-wet. De PSE, noch monitoringsplan bepalen immers een bindend kader voor enig project en beide instrumenten kunnen daarom geen aanzienlijke effecten op het milieu hebben.

Het Adviescomité is dus van oordeel dat de prospectieve studie met betrekking tot de elektriciteitsmarkt is vrijgesteld van verplichting tot het uitvoeren van een SEA aangezien het geen geïmplementeerd plan of programma is in de zin van artikel 6, § 1, van de SEA-wet. »

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) et l'énergie éolienne offshore.

Au niveau fédéral, la politique énergétique a été confiée à la Direction générale de l'Energie du SPF économie, PME, Classes moyennes et Énergie. 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 définissent une vision commune pour 2030 et 2050. En parallèle, le 31 décembre 2019, la Belgique a soumis à la Commission européenne son Plan national Énergie-Climat (PNEC) 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 (PNEC)¹⁹. Dans

¹⁶ Loi dite « loi SEA ».

¹⁷ Celui dont il est question dans ce document

¹⁸ <https://www.cnc-nkc.be/fr/PNEC>

¹⁹ https://www.rtb.be/info/belgique/detail_accord-national-sur-le-plan-energie-climat-pour-la-belgique?id=10391333

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 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.

1.2.1. 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.

1.2.2. 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. 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 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*²⁰ 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'Europe²¹.

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 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.

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.

1.3. 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.

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 ^{er} octobre 2022
Tihange 2 (1008MW)	1 ^{er} février 2023
Doel 1 (433MW)	15 février 2025
Doel 4 (1039MW)	1 ^{er} juillet 2025
Tihange 3 (1038MW)	1 ^{er} septembre 2025
Tihange 1 (962MW)	1 ^{er} octobre 2025
Doel 2 (433MW)	1 ^{er} décembre 2025

Cela représente une perte de la capacité de production de près de 6000 MW sur le terme relativement court de trois ans. Une incertitude continue sur la sortie du nucléaire et un mauvais climat d'investissement, résultant des prix bas de l'électricité conjugué à une demande relativement stable et un prix de CO₂ relativement bas, ont cependant conduit au report des investissements nécessaires dans une nouvelle capacité de production. La conclusion d'un pacte énergétique interfédéral soutenu début 2018 a cependant réaffirmé le calendrier de sortie du nucléaire.

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

²⁰ https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf

²¹ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_fr

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. 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.

1.4. Evolutions

Lors de l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement, il convient en outre de tenir compte de plusieurs évolutions qui influenceront l'offre et la demande aujourd'hui et demain :

- le système énergétique belge se caractérise par une infrastructure de réseau bien développée et par un niveau élevé d'interconnexion²²;
- des changements technologiques radicaux qui font notamment baisser le coût des installations renouvelables, qui permettent de nouvelles solutions pour répondre au besoin croissant de flexibilité (stockage, compteurs intelligents, etc.) et qui réalisent un passage vers un modèle de marché plus décentralisé ;
- une électrification du secteur du transport ainsi que du chauffage/refroidissement, sous l'impulsion des véhicules électriques et des pompes à chaleur.

De plus, d'autres facteurs, tels que la démographie, la situation économique, le parc de production, les prix relatifs, etc. exercent une influence sur le niveau de l'offre et de la demande.

Enfin, il est important de souligner que nos pays voisins doivent eux aussi atteindre les objectifs climatiques, qu'ils sont également confrontés à des révolutions technologiques ou qu'ils se posent eux aussi des questions sur le mix de leur capacité.

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

2.1. Demande

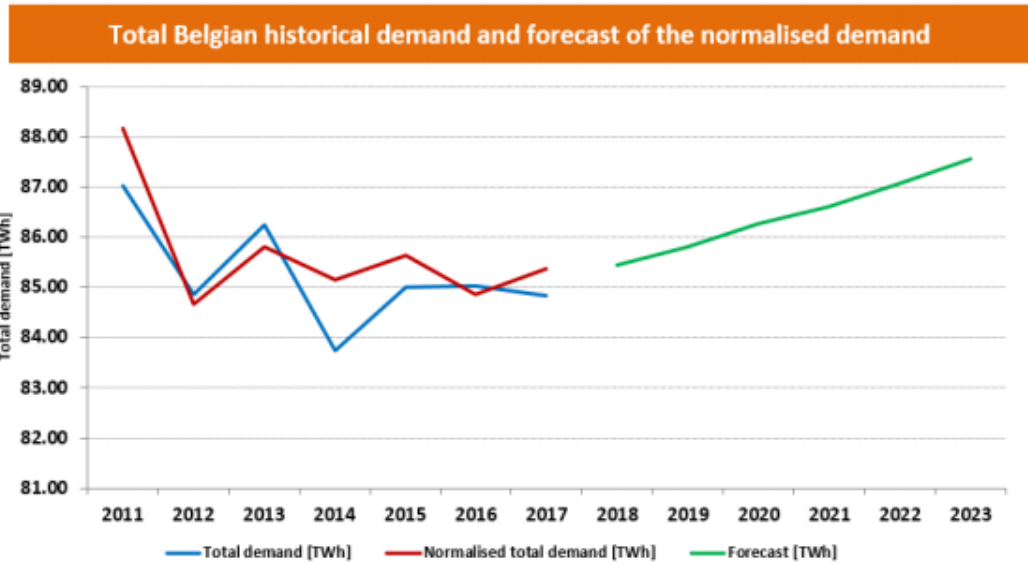
Le tableau et graphique ci-après illustrent l'évolution de la demande totale belge d'électricité entre 2012 et 2017 ainsi que les projections pour les années 2018 à 2023²³. Ces données sont tirées de l'étude de novembre 2019 « The need for a strategic reserve for winter 2020-2021 » d'Elia²⁴, p60.

²² Dans des conditions normales de fonctionnement du réseau et dans des conditions de marché favorables, la capacité maximale d'importations est de 5.500 MW (capacité maximale simultanée, sauf dans des situations hivernales exceptionnelles). Après l'achèvement de l'interconnexion ALEGrO avec l'Allemagne, cette capacité sera de 6500MW à partir de fin 2020. Cette capacité augmentera à 7500 MW à partir de 2023 (Source : Elia – *Etude Adequacy and Flexibility for Belgium 2020-2030*).

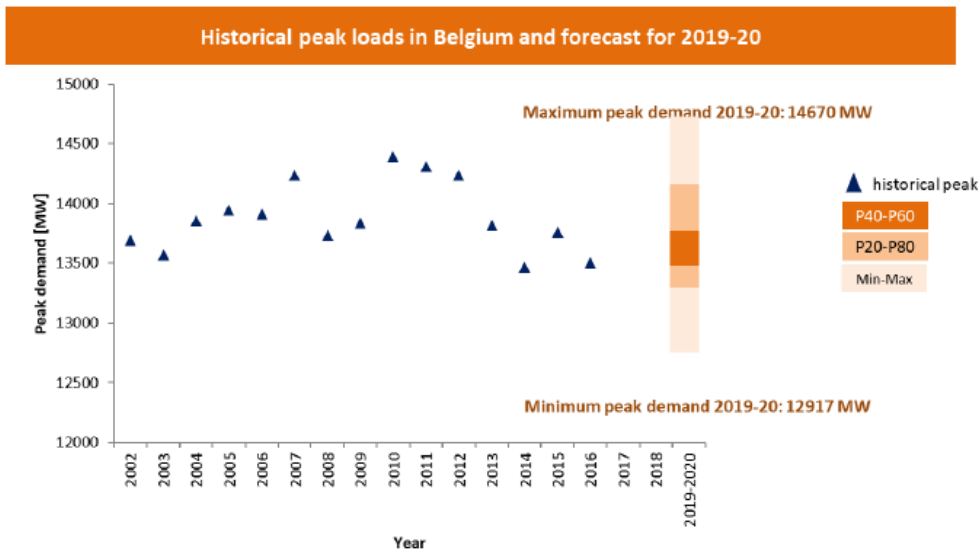
²³ La demande normalisée permet de montrer l'évolution de la demande, indépendamment de l'influence des facteurs climatiques sur cette demande.

²⁴ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/adequation/reserve-strategique>

		Historical values			Base case normalized total demand		Forecast Nov. 2018
		Total demand [TWh]	Normalised total demand [TWh]	Growth rate	Growth rate	Forecast [TWh]	Forecast [TWh]
historical	2011	87.02	88.17	-1.00%			
historical	2012	84.86	84.66	-3.97%			
historical	2013	86.24	85.81	1.36%			
historical	2014	83.73	85.14	-0.78%			
historical	2015	85.01	85.64	0.58%			
historical	2016	85.02	84.86	-0.91%			
forecast	2017	84.826	85.38	0.61%			
forecast	2018				0.08%	85.45	85.88
forecast	2019				0.43%	85.82	86.45
forecast	2020				0.52%	86.26	87.08
forecast	2021				0.40%	86.60	87.62
forecast	2022				0.53%	87.07	88.05
forecast	2023				0.57%	87.56	



Le graphique suivant illustre les pointes de demande historiques de 2002 à 2017 ainsi que les prévisions de l'hiver 2019-2020, en fonction des conditions climatiques. Ces données sont tirées de l'étude de novembre 2019 « The need for a strategic reserve for winter 2020-2021 » d'Elia.

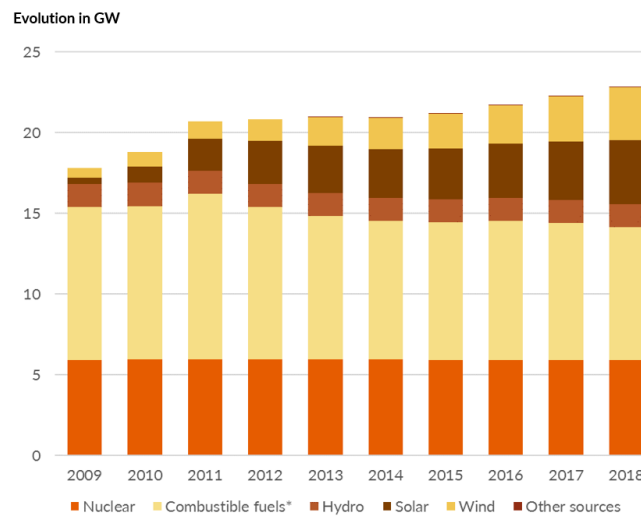


En 2018²⁵, le secteur de l'industrie connaît la plus grande consommation électrique, représentant 46,1% de la demande totale. Les services commerciaux et publics (y compris l'agriculture) représentaient 28,2% de la consommation totale. Le secteur résidentiel représente 21,9%. Depuis 2008, la consommation de ces deux derniers secteurs a été relativement constante, avec toutefois une légère tendance à la baisse dans le résidentiel. La consommation électrique du secteur du transport s'élève à 2% par rapport à la demande totale en 2017.

2.2. Offre

2.2.1. Capacité électrique installée

Le graphique ci-après montre l'évolution de 2009 à 2018 des capacités électriques installées en Belgique et provient des « Key Data » de 2018 que la DG Energie du SPF Economie a compilé²⁶.



La capacité électrique installée en Belgique est passée de 17,8 GW en 2009 à 22,8 GW en 2018, soit une augmentation de 5 GW. Pour la même période, les installations thermiques conventionnelles (combustibles) ont diminué de 1,3 GW. Par ailleurs, la capacité de production d'électricité renouvelable, principalement celle de l'énergie solaire et éolienne, a considérablement augmenté.

La capacité installée de ces deux sources d'énergie renouvelables représente 7,2 GW ou 31,8 % de la capacité électrique totale installée et est supérieure à la capacité nucléaire belge (5,9 GW ou 26,0 %). L'énergie éolienne offshore représente 45,7 % de la production éolienne totale, bien qu'elle ne représente que 36,4 % de la capacité éolienne installée. Si nous examinons de plus près la capacité solaire, nous remarquons qu'environ 65 % 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.

²⁵ Source : DG Energie - <https://bestat.statbel.fgov.be/bestat/crosstable.xhtml?view=df86fdc0-b000-4166-8783-aa4ef302f3a3>

²⁶ Les « Key Data 2018 » ne sont pas encore publiés, la version 2017 est disponible sur le site du SPF Economie <https://economie.fgov.be/fr/publications/energy-key-data-mars-2019>

L'augmentation de la capacité électrique totale installée ne conduit pas nécessairement à une augmentation de la production d'électricité (intermittence des énergies renouvelables, pannes et maintenances).

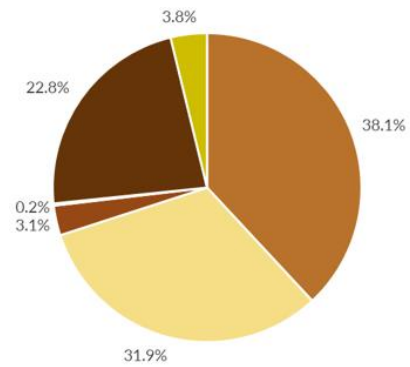
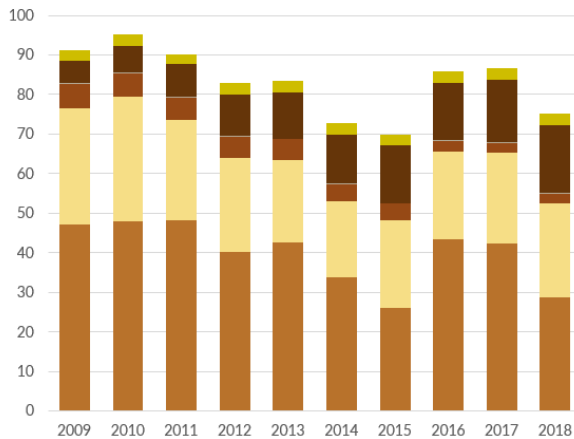
2.2.2. Production brute d'électricité

Les deux figures qui suivent et qui proviennent des « Key Data 2018 » dont il est fait état précédemment rendent compte de la production brute d'électricité en 2018 (en TWh et en pourcentage) et de l'évolution de la production brute d'électricité (TWh) de 2009 à 2018.²⁷

Electricity		TWh
Nuclear		28.6
Natural gas		24.0
Solid fossil fuels and manufactured gases		2.3
Oil products		0.2
Renewable energy		17.2
Other sources*		2.9
Total		75.1

*Other sources include pumped hydro, heat recovery, non-renewable waste and other

Evolution in TWh



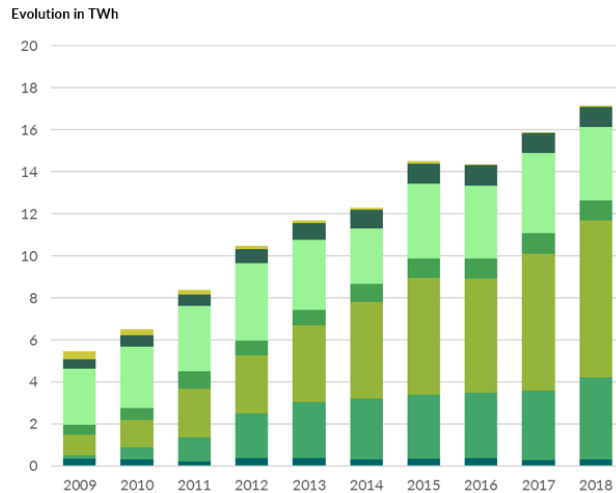
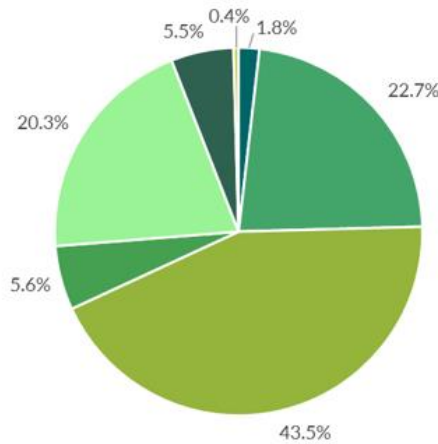
La production brute d'électricité en 2018 a diminué de 13,5 % par rapport à 2017, principalement dû au fait que la production nucléaire était plus basse qu'en 2017 (-32,3%, soit -13,6 TWh). On constate une augmentation des énergies renouvelables dont la production d'électricité a augmenté de 8,6 % ou de 1,3 TWh. Le graphique montre également que l'utilisation de produits pétroliers et de combustibles fossiles solides et dérivés a fortement diminué au profit des énergies renouvelables et des déchets.

Les prochaines figures, issues des « Key Data 2018 » illustrent la production brute d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables en 2018 ainsi que l'évolution en TWh de cette production depuis 2009²⁸.

²⁷ La légende du premier tableau vaut pour les trois figures présentées.

²⁸ La légende du premier tableau vaut pour les trois figures présentées.

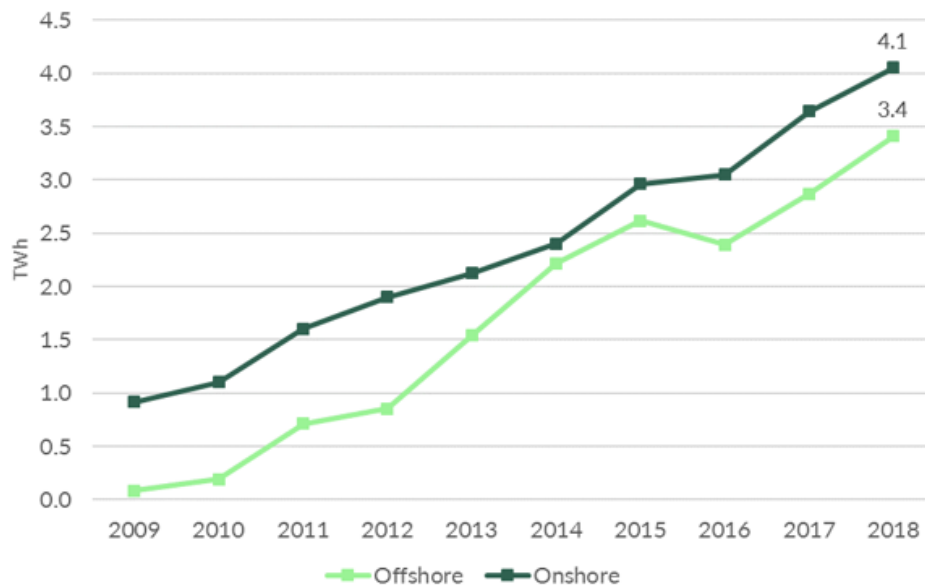
Electricity		TWh
Natural hydro		0.3
Solar		3.9
Wind		7.5
Renewable municipal waste		1.0
Solid biofuels		3.5
Biogas		0.9
Liquid biofuels		0.1
Total		17.2



La production d'électricité renouvelable a fortement augmenté au cours de la dernière décennie. La production d'électricité à base d'énergie solaire a stagné ces dernières années (3,9 TWh en 2018 contre 3,3 TWh en 2017 et 3,1 TWh en 2016). La production à base de biomasse solide a repris depuis la baisse de 2014 et a atteint un nouveau pic en 2017 avec 3,8 TWh.

L'énergie éolienne est devenue la source d'électricité renouvelable la plus importante, en partie grâce aux parcs éoliens offshore. Les parcs éoliens offshore ont généré 3,4 TWh d'électricité renouvelable en 2018.

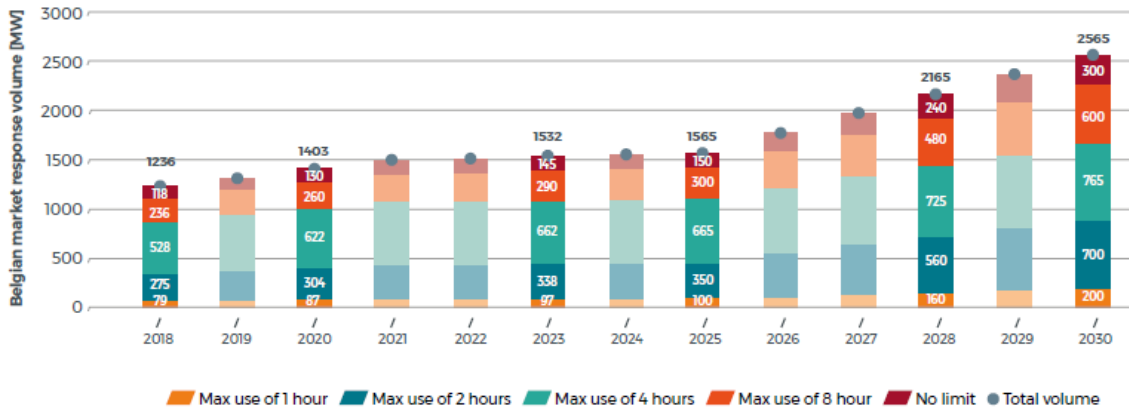
Evolution in TWh



2.2.3. Market Response

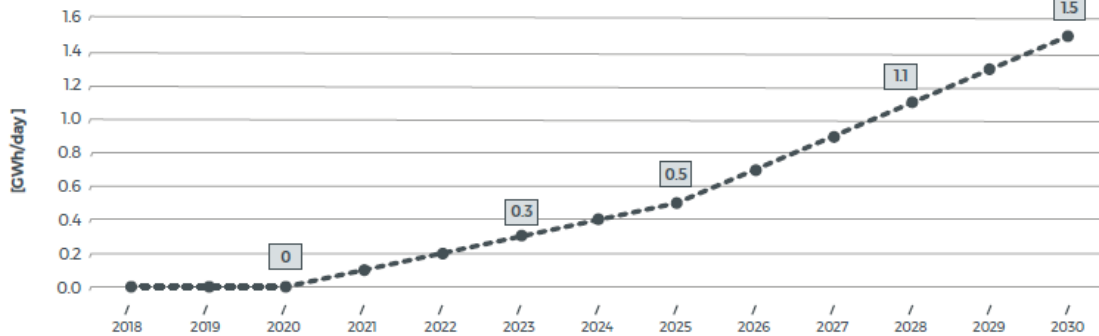
La figure qui suit provient de l'étude « Adequacy and Flexibility » d'Elia²⁹ et illustre le « Market Response Volume Shedding »³⁰ belge depuis 2018 ainsi que les projections jusque 2030. L'effacement de la demande (shedding) se produit généralement lorsque les utilisateurs du réseau peuvent réduire une partie de leur consommation lorsque les prix atteignent un certain niveau. Les potentiels utilisés par Elia sont issus du draft du PNEC, les volumes destinés aux services auxiliaires ont été ajoutés et proviennent de l'étude E-Cube³¹.

BELGIAN MARKET RESPONSE VOLUME SHEDDING (INCLUDING THE ONE PARTICIPATING IN THE ANCILLARY SERVICES TODAY) [FIGURE 2-24]



La figure qui suit provient également de l'étude « Adequacy and Flexibility » d'Elia³² et illustre le « Market Response Volume Shifting »³³. 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 issus du draft du PNEC.

TOTAL MARKET RESPONSE SHIFTING VOLUME [GWH/DAY] [FIGURE 2-25]



²⁹ p.49

³⁰ Capacités d'effacement de la demande

³¹ <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/document-library>

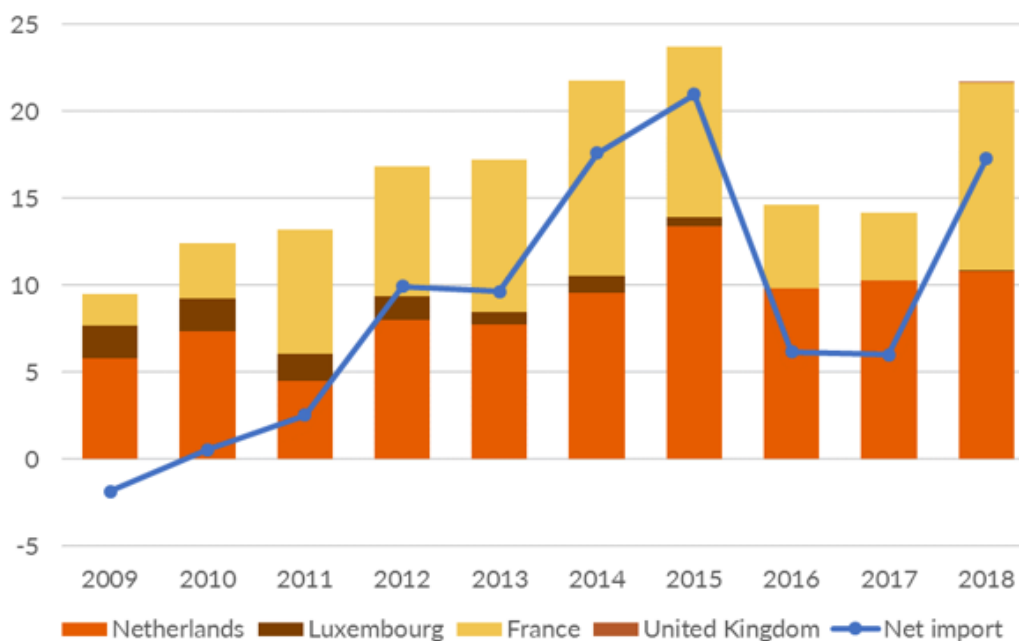
³² p.49

³³ Capacités de déplacement de la demande

2.3. Importations et exportations

Afin de répondre à la demande en 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, comme présenté au chapitre 2.2. Les années où la production est faible (2014 et 2015, par exemple) enregistrent des importations nettes d'électricité très élevées. Des importations importantes ont également été enregistrées en 2018, principalement en raison de la non-disponibilité des installations nucléaires. Fin 2018, les travaux d'interconnexion Nemo Link® entre la Belgique et le Royaume-Uni ont été achevés, permettant l'échange d'électricité entre les deux pays. Depuis février 2019, cette interconnexion est disponible pour les activités commerciales³⁴. Avec Nemo (1.000 MW), la capacité d'importation commerciale maximale s'élève désormais à 5.500 MW. Le graphique suivant rend compte de l'origine des importations nettes³⁵ d'électricité de 2009 à 2018 ainsi que l'évolution en TWh des volumes importés et provient des « Key Data 2018 ».

Evolution in TWh



3. Monitoring de l'adéquation du système belge

Ce chapitre présente les résultats des six dernières études qui répondent à la question de l'adéquation du système électrique belge d'ici 2025 et au-delà. La dernière étude d'Elia « *Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030* » étant la plus récente, elle sera présentée plus en détail que les cinq autres études pour lesquelles seuls les scénarios et les résultats seront discutés. L'ensemble des études dont il est question dans ce chapitre sont publiques et peuvent être consultées en détail si le lecteur le souhaite.

³⁴ La faible importation en 2018 est le résultat de la phase de test lors de la mise en service de cette interconnexion.

³⁵ 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.

3.1. Etude Elia – « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030 »³⁶

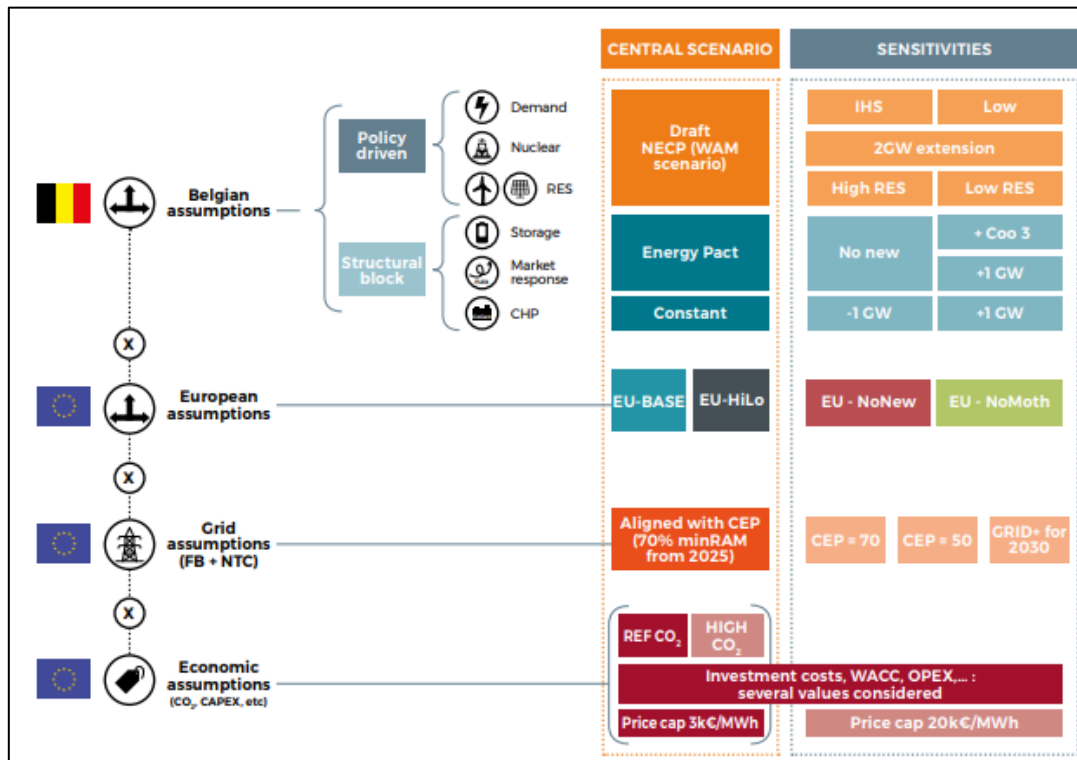
Dans le cadre de l'étude « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030 » publiée par Elia le 28 juin 2019, le gestionnaire du réseau de transport chiffre les besoins en matière d'adéquation et de flexibilité attendus en Belgique pour les horizons de temps 2020 (2,3 GW Offshore), 2023 (-2 GW nucléaire), 2025 (-4 GW nucléaire), 2028 (développement du renouvelable) et 2030 (objectifs européens). Différents scénarios ont été construits dans le cadre de cette étude et une description de deux entre eux, le scénario de base et le scénario *HiLo*³⁷, est fournie.

3.1.1. Description des scénarios

Au niveau national, les hypothèses du scénario central se basent sur le draft du Plan National Energie-Climat 2021-2030 de la Belgique ainsi que sur la note de vision du Pacte énergétique interfédéral belge. Ce scénario central s'accompagne de plusieurs sensibilités proposées par les *stakeholders* lors des consultations publiques. Au niveau européen, ce sont principalement les derniers sets de données ENTSO-E qui sont utilisés pour le scénario de base.

Concernant le scénario *HiLo*, celui-ci assume une indisponibilité supplémentaire de 4 unités nucléaires françaises, soit 3,6 GW et une indisponibilité d'un tiers du parc nucléaire belge jusqu'en 2025. Cette approche est utilisée dans le cadre de l'exercice de la Réserve Stratégique.

La figure qui suit et qui provient de l'étude d'Elia (p.34) permet d'illustrer les différents scénarios :



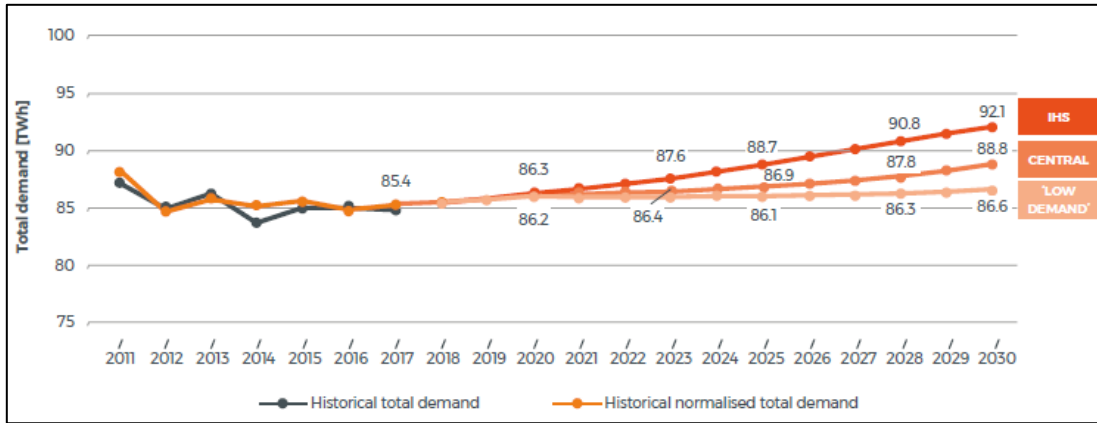
³⁶ <https://www.elia.be/fr/publications/etudes-et-rapports>

³⁷ High Probability, Low Impact

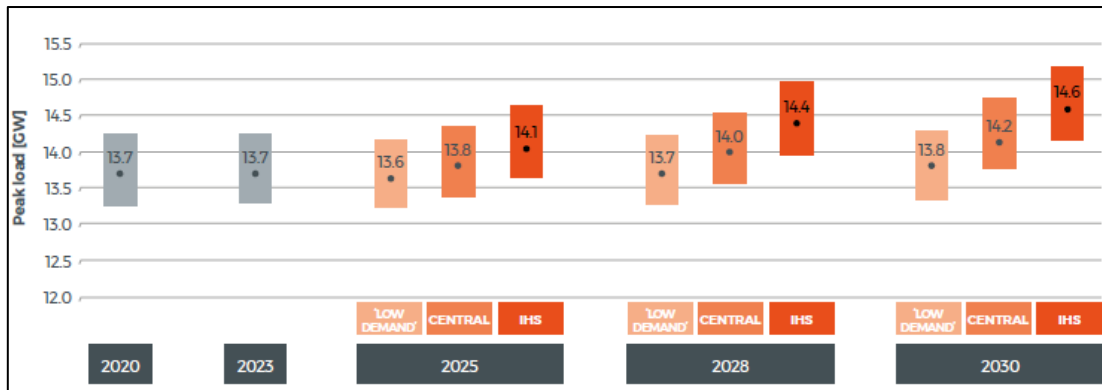
3.1.2. Hypothèses au niveau belge - scénario central

Demande d'électricité

Le graphique suivant, repris de l'étude d'Elia (p.40), rend compte de l'évolution de la demande normalisée en Belgique de 2011 à 2030. Pour le scénario central, ce sont les projections du scénario WAM du draft PNEC qui ont été retenues. Les sensibilités IHS³⁸ et Low³⁹ sont également renseignées.



Le graphique suivant, repris de l'étude d'Elia, illustre la distribution des pointes de consommation en fonction des années climatiques pour chaque scénario. A noter que ces pointes de consommation ne reflètent pas la prise en compte de la market response⁴⁰ ni du stockage.



Stockage et Market Response

Concernant le stockage, le scénario CENTRAL prend en compte les installations de pompage-turbinage existantes avec une augmentation du réservoir de COO de 400 GWh à partir de 2021 et une capacité de 87 MW à partir de 2024. En addition de ces capacités existantes, et sur base du Pacte Énergétique, de nouvelles capacités de stockage ont été rajoutées.

Concernant la Market Response, le scénario CENTRAL prend en compte toute la capacité de Market Response existante⁴¹. En addition de ces capacités existantes, et sur base du Pacte Énergétique, de nouvelles capacités ont été rajoutées.

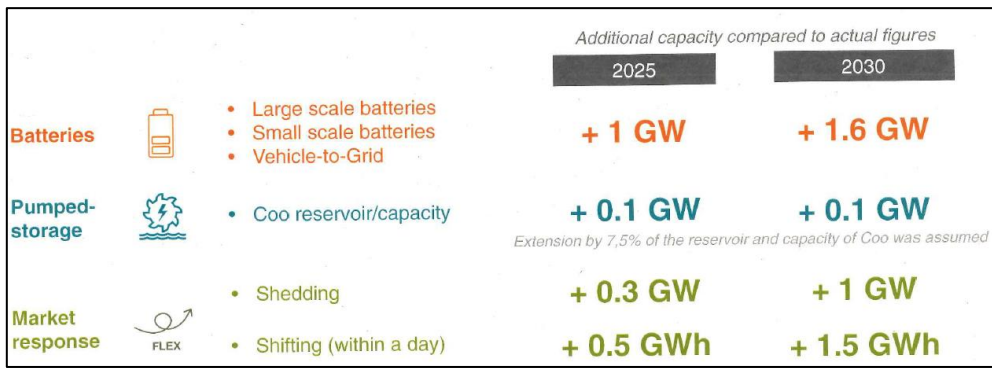
³⁸ Evolution of the total load based on the projection from 'IHS Markit', as used for the evaluation of the need for strategic reserves and initially proposed in the public consultation. Source: Elia

³⁹ Evolution based on the WAM scenario from the draft NECP for demand growth but with half the electrification of heat and transport compared to the 'CENTRAL' scenario. Source: Elia

⁴⁰ shedding or shifting

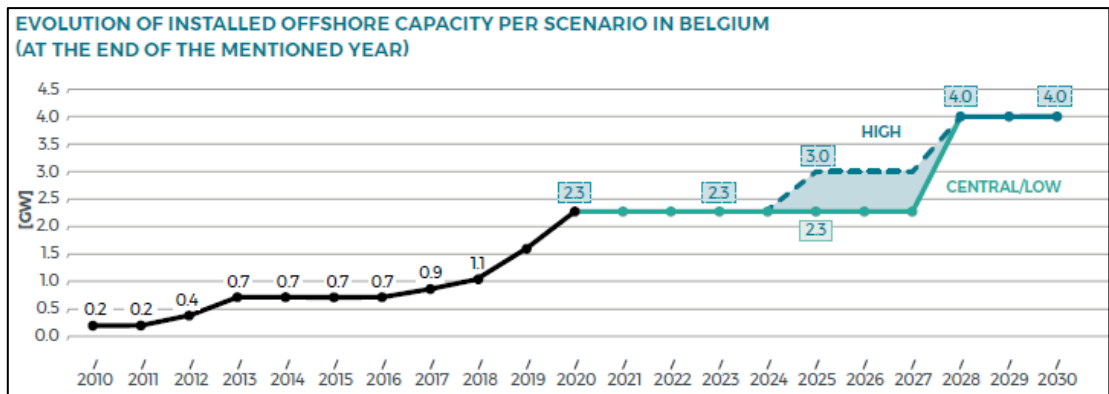
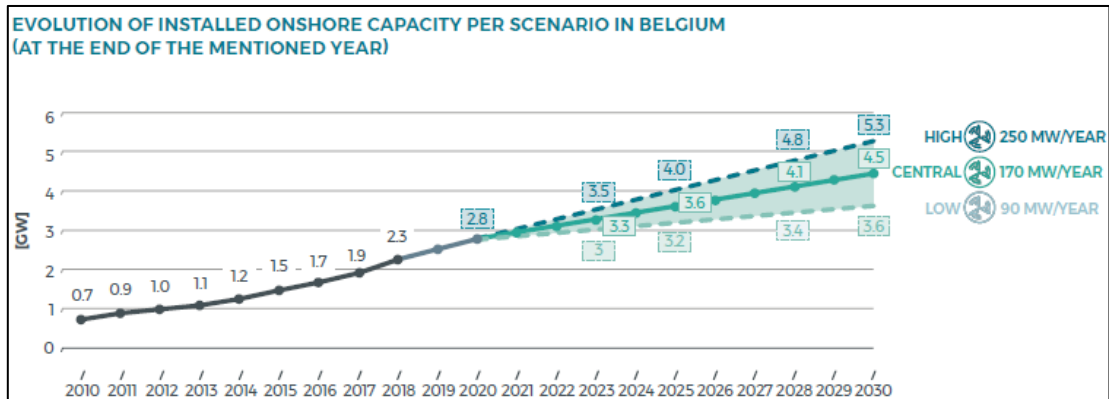
⁴¹ The 'CENTRAL' scenario considers all existing market response volumes based on the annual historical analysis performed in the framework of the strategic reserve volume evaluation, including the volume participating in the ancillary services. Source: ELIA

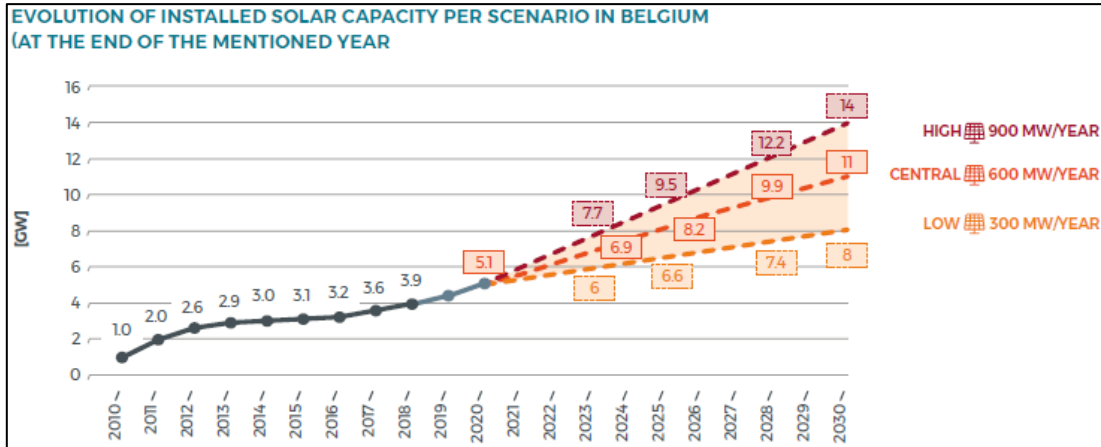
La figure qui suit illustre ce qui a été exposé précédemment (Source : Elia) :



Production renouvelable

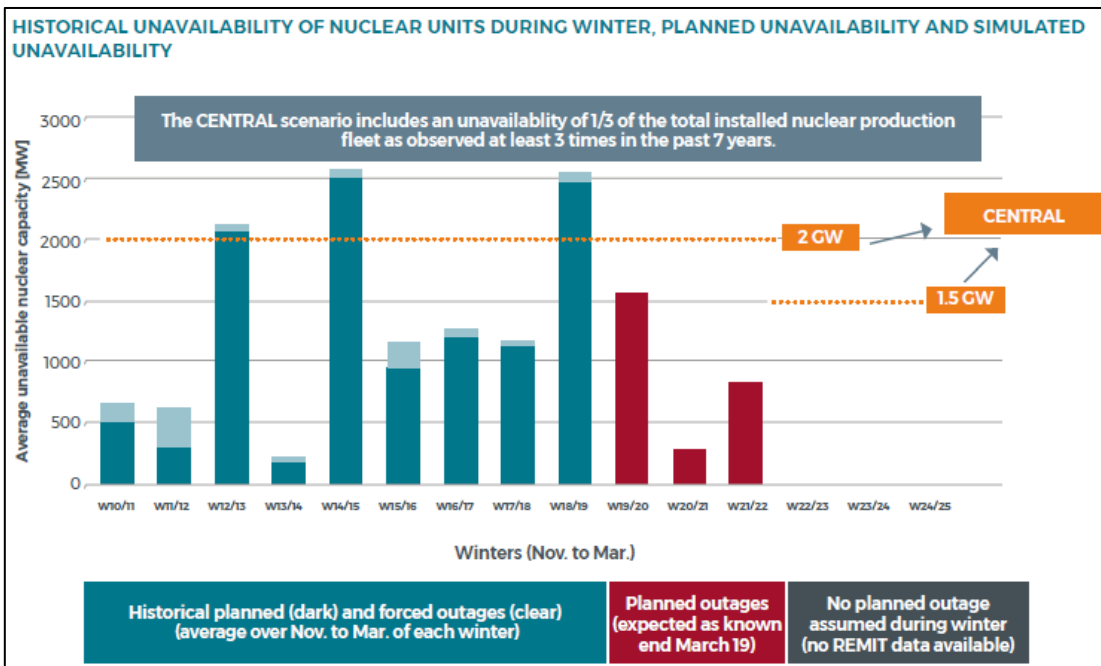
Les capacités d'énergie renouvelable du scénario CENTRAL sont celles référencées dans le scénario WAM du draft PNEC. Les figures qui suivent et qui proviennent de l'étude d'Elia (p.43-44) rendent compte de ces capacités pour l'éolien onshore, l'éolien offshore et le solaire ainsi que des sensibilités qui leur sont associées.





Production - nucléaire

Le scénario CENTRAL se base sur la Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire⁴² et tient compte d'une indisponibilité d'un tiers du parc de production nucléaire telle qu'observée au cours des hivers précédents⁴³ (voir figure qui suit, source : Elia, p.42). En réponse à une demande formulée par les stakeholders, une sensibilité permettant de tenir compte d'une prolongation de 2 GW de nucléaire après 2025 est également considérée.

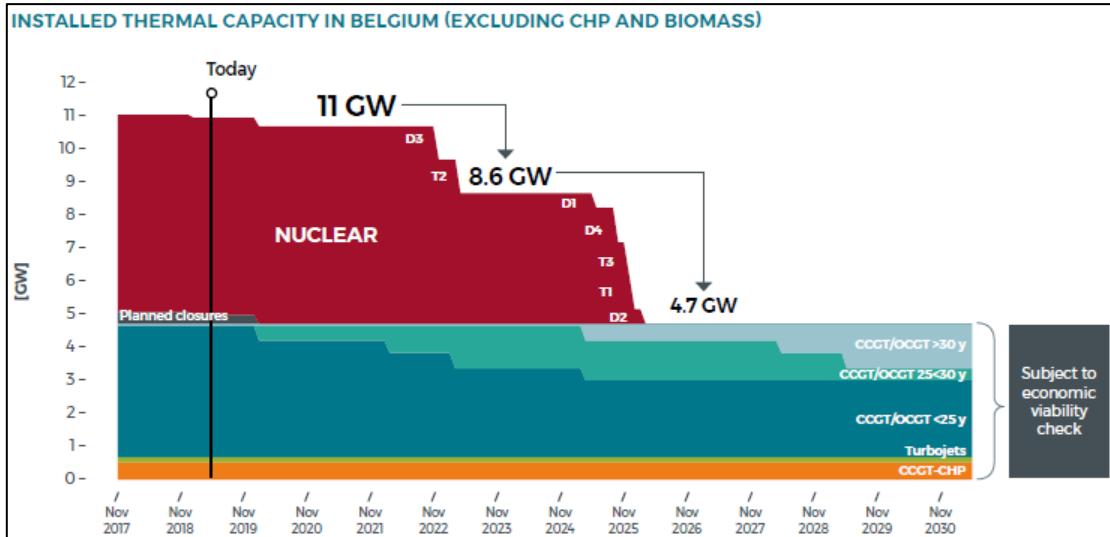


Production - capacités thermiques

Le scénario CENTRAL tient compte de toutes les capacités existantes (CHP, CCGT, OCGT, turbojets,...), à condition que leur fermeture n'ait pas été annoncée. Le graphique qui suit vient de l'étude d'Elia, p.52.

⁴² 31 JANVIER 2003. - Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité

⁴³ Même hypothèse que celle prise dans le cadre de l'exercice de la Réserve Stratégique



Résumé

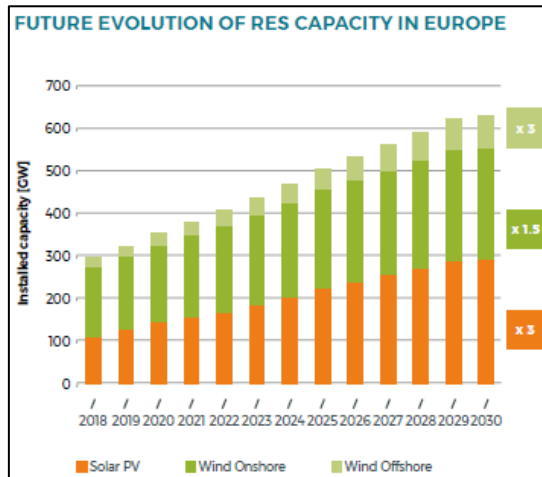
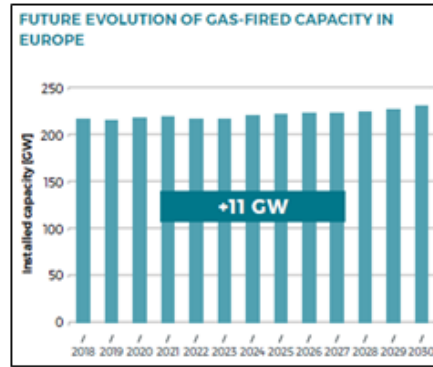
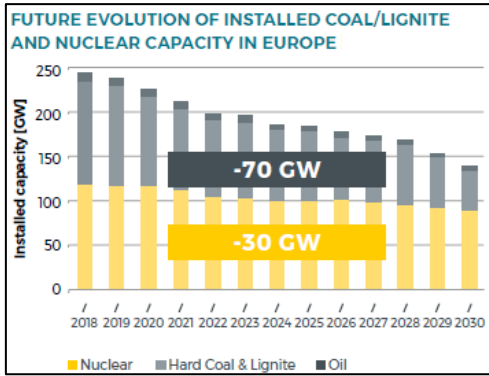
La figure qui suit, et qui provient de l'étude d'Elia (p.54), résume les hypothèses prises au niveau belge pour le scénario CENTRAL.

		2018	2020	2023	2025	2028	2030	
Key assumptions for Belgium	Demand and electrification	Energy efficiency	In line with WAM scenario from draft NECP submitted by Belgium to the EC					
		Economic growth	In line with WAM scenario from draft NECP submitted by Belgium to the EC					
		Amount of EV	20k	88k	306k	518k	919k	1310k
		HP (elec/hybrid) penetration	1.3k	5.5k	25k	68k	170k	249k
	Market response	Total Demand (incl. electrification) [TWh]	85.5	86.2	86.4	86.9	87.8	88.8
		Shedding* [GW]	1.2	1.4	1.5	1.6	2.2	2.6
	Storage	Shifting [GWh/day]	=0	=0	0.3	0.5	1.1	1.5
		in pumped storage [GW]	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4
	RES	in stationary batteries and EV [GW]	=0	0.2	0.6	1	1.4	1.6
		[GW]	Wind	3.9	5.1	6.9	8.2	9.9
Solar			2.3	2.8	3.3	3.6	4.1	4.5
Hydro			1.1	2.3	2.3	2.3	4	4
Hydro RoR			0.12	0.12	0.13	0.14	0.14	0.15
Biomass	0.8	0.8	0.7	0.5	0.5	0.5		
Existing thermal	[GW]	CHP + waste	2.3	2.4				
		Nuclear	5.9	5.9	3.9	0		
		Existing CCGT/OCGT	4.4	4.0	Economic viability check (all existing units are considered unless their closure has been announced)			
	Existing CCGT-CHP**	0.5	0.5	Possibility to invest in any new capacity (if economically viable)				
	Turbojets	0.1	0.1					
	New capacity (DSM, Diesels, CCGT, OCGT, Storage...)							

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

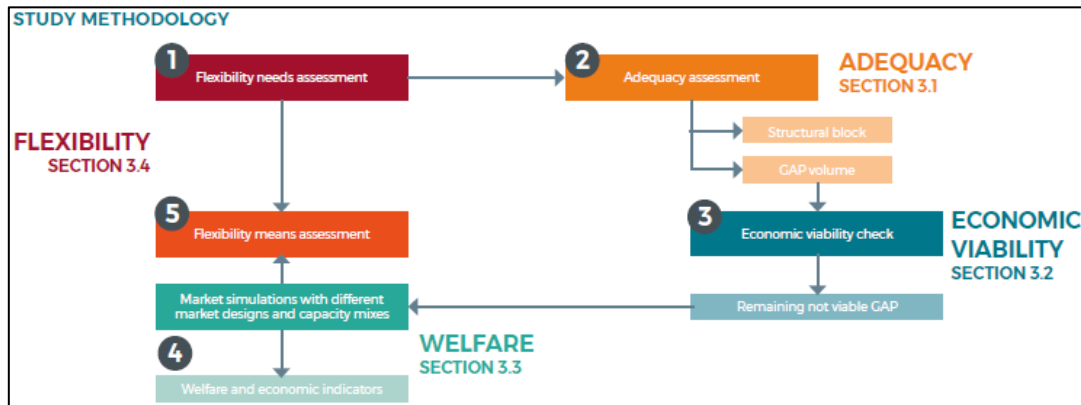
3.1.3. Hypothèses au niveau européen - scénario central

Comme évoqué précédemment, les hypothèses prises au niveau européen pour le scénario de base découlent principalement des dernières données d'ENTSO-e disponibles au moment de l'écriture du rapport. On remarque que d'ici 2030 plus de 100 GW de capacité thermique sont amenés à disparaître, c'est 26 GW de plus que ce qu'annonçait l'étude « Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge » d'avril 2016. En revanche, la capacité d'énergie renouvelable devrait doubler d'ici 2030. Les graphiques qui suivent proviennent de l'étude d'Elia, p.56-57.



3.1.4. Méthodologie

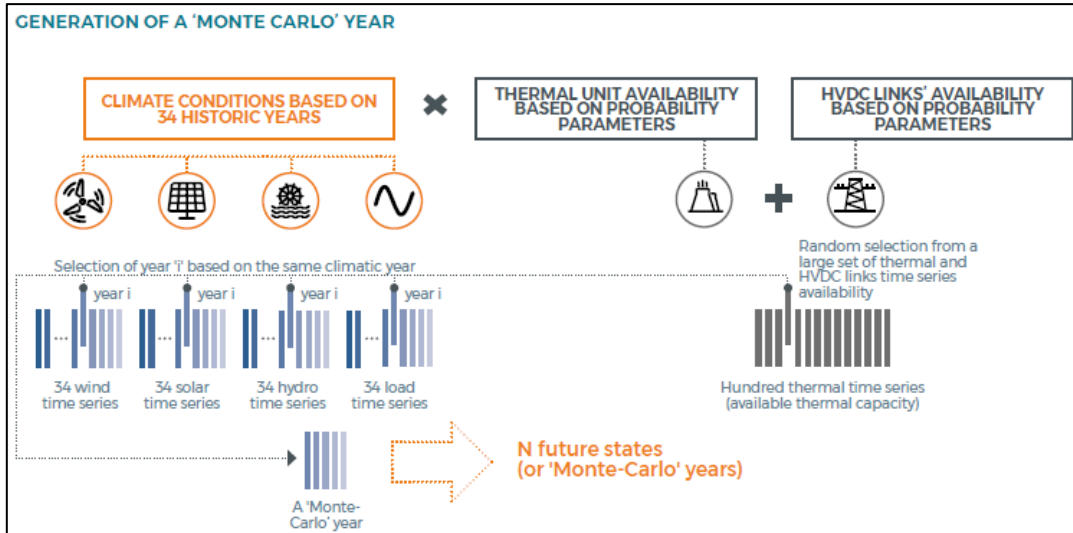
La figure qui suit et qui est tirée de l'étude d'Elia (p.87) résume la méthodologie utilisée par le GRT dans son étude.



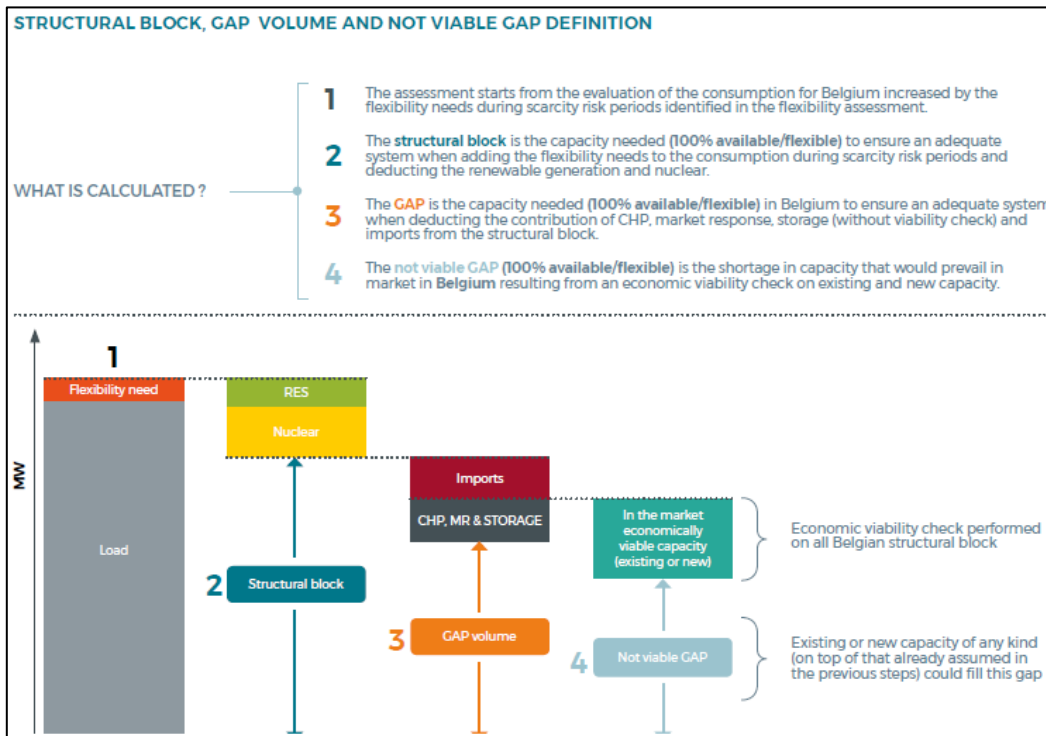
L'étude d'Elia comporte deux volets, un volet « adéquation » et un volet « flexibilité ». Un système électrique est considéré comme « adéquat » lorsque la capacité est suffisante pour répondre aux besoins (via la production, les importations, le stockage, la gestion de la demande, etc.). Le concept de « flexibilité » fait quant à lui référence à la réaction du réseau face aux fluctuations entre injection et prélèvements, causées par la volatilité accrue de la production⁴⁴.

Pour la partie « adéquation », Elia a utilisé le logiciel Antares afin de réaliser une analyse probabiliste basée sur 34 années climatiques historiques ayant mené à des centaines d'années Monte-Carlo. La méthodologie utilisée par le GRT est alignée sur la méthodologie utilisée au niveau européen lors de l'étude « Mid Term Adequacy Forecast ». Le graphique qui suit est issu de l'étude d'Elia, p.92.

⁴⁴ Source : Elia

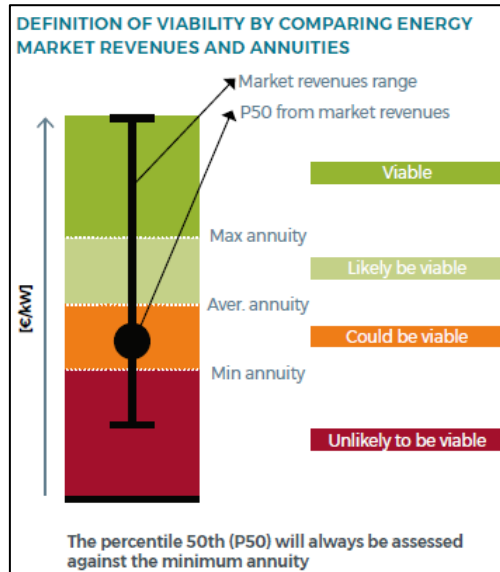


La figure qui suit (p.89 de l'étude d'Elia) traduit la méthodologie utilisée par Elia pour définir le volume du « Not viable GAP » défini comme étant « *the shortage in capacity that would occur in Belgium resulting from an economic viability check on existing and any kind of new capacity (on top of the capacity already assumed by the 'Energy Pact')* ». A ce jour, une méthodologie n'a pas encore été définie au niveau européen.



Dans son étude, Elia a développé un test de viabilité économique visant à évaluer la rentabilité des capacités nouvelles et existantes. Selon la méthodologie développée par Elia, une unité existante est considérée comme viable économiquement si la rente inframarginale médiane (P50) de l'analyse probabiliste couvre les coûts fixes. Une nouvelle unité sera considérée comme viable économiquement si la rente inframarginale médiane (P50) de l'analyse probabiliste couvre les frais fixes et les coûts d'investissement. Dans son approche, Elia compare la rente inframarginale au

minimum des coûts supportés par les investisseurs (CAPEX⁴⁵ et FOM⁴⁶). La figure qui suit est tirée du rapport de l'étude d'Elia (p.96) et résume la méthodologie utilisée.

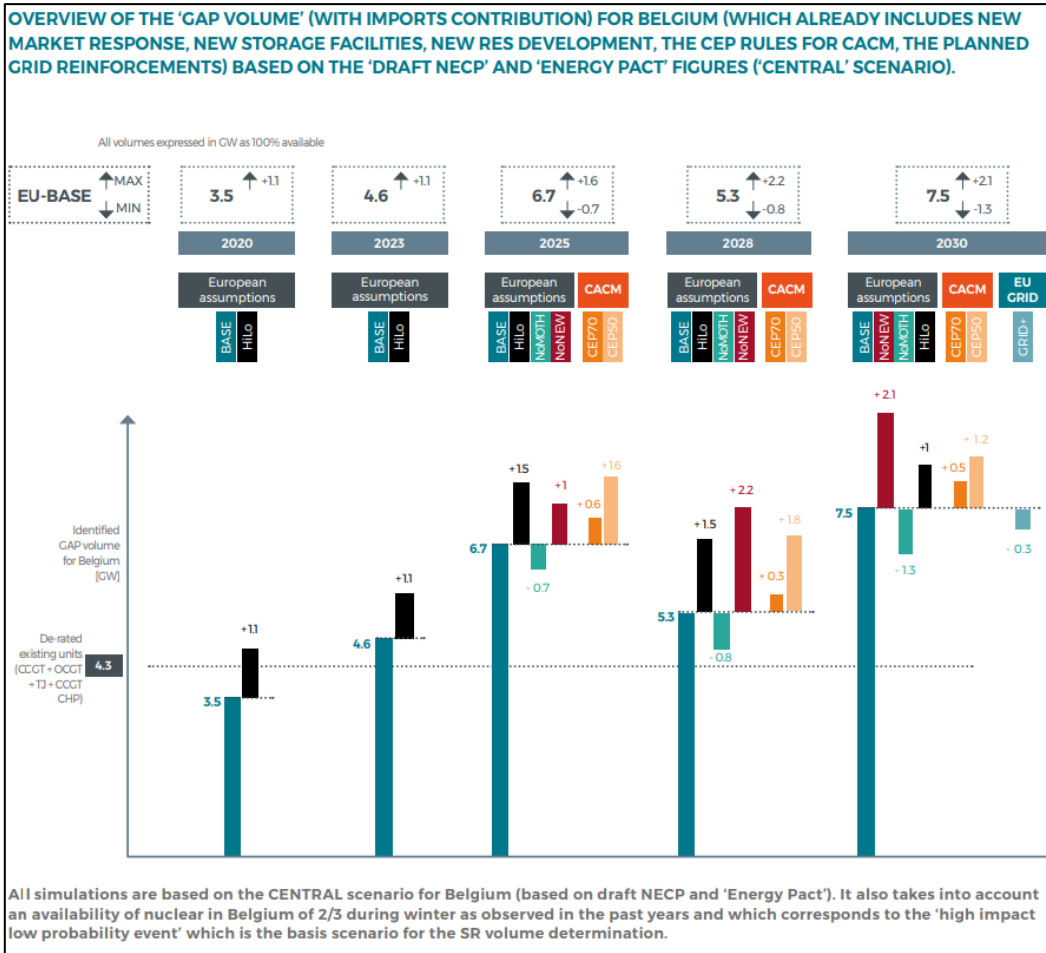


3.1.5. Résultats

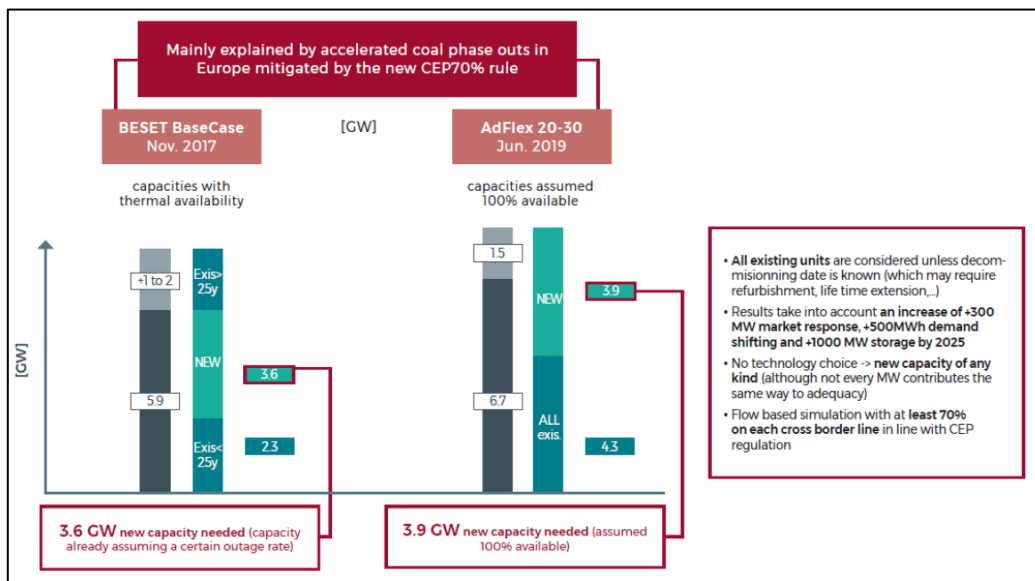
La figure ci-après (p.118) rend compte des « Gap volumes » identifiés pour le scénario CENTRAL au niveau belge et pour l'ensemble des sensibilités étudiées au niveau européen.

⁴⁵ "Capital Expenditure refers to the investments in a new capacity or the life-time extension of existing capacity". Source: Elia

⁴⁶ "Fixed Operation and Maintenance (FOM) are costs needed to operate or to make available any generation, storage or market response capacity. Those costs are not depending on the output of the unit". Source: Elia.

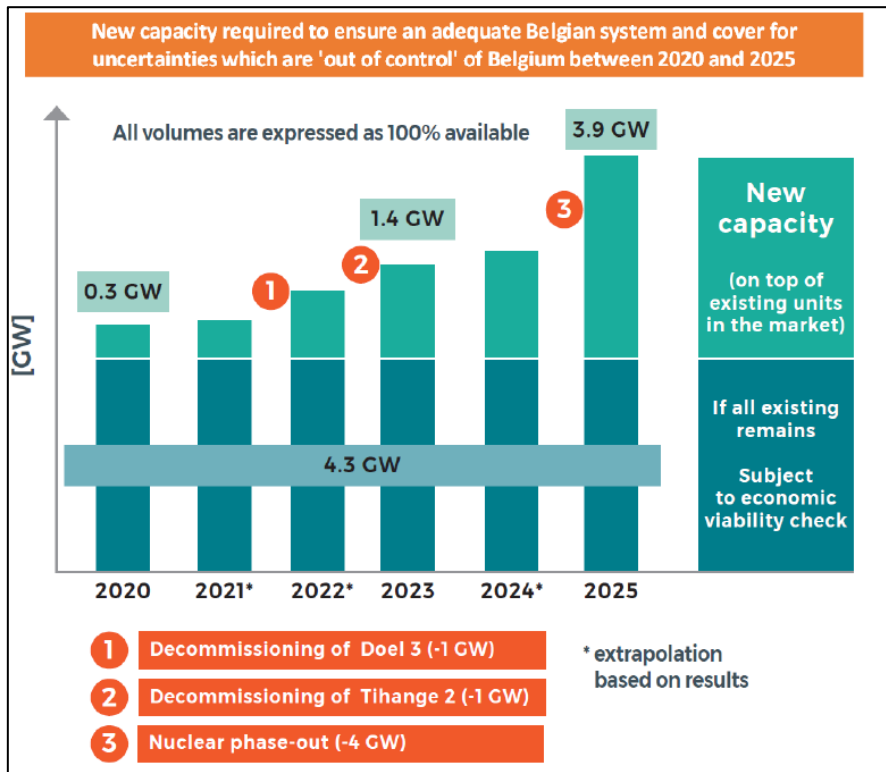


Dans le cadre du scénario HiLo, l'étude d'Elia montre qu'en 2025, il y aura un besoin structurel de capacité supplémentaire d'environ 3,9 GW. Ce chiffre tient compte des incertitudes dans les pays voisins sur lesquelles la Belgique n'a pas d'emprise, comme une disponibilité réduite de la production ou des interconnexions. Le graphique suivant provient de l'étude d'Elia, p.128.



La sortie anticipée du charbon dans les pays voisins entraînera une augmentation du besoin de capacité en Belgique pour les hivers 2022-2023, 2023-2024 et 2024-2025. Avant la sortie du

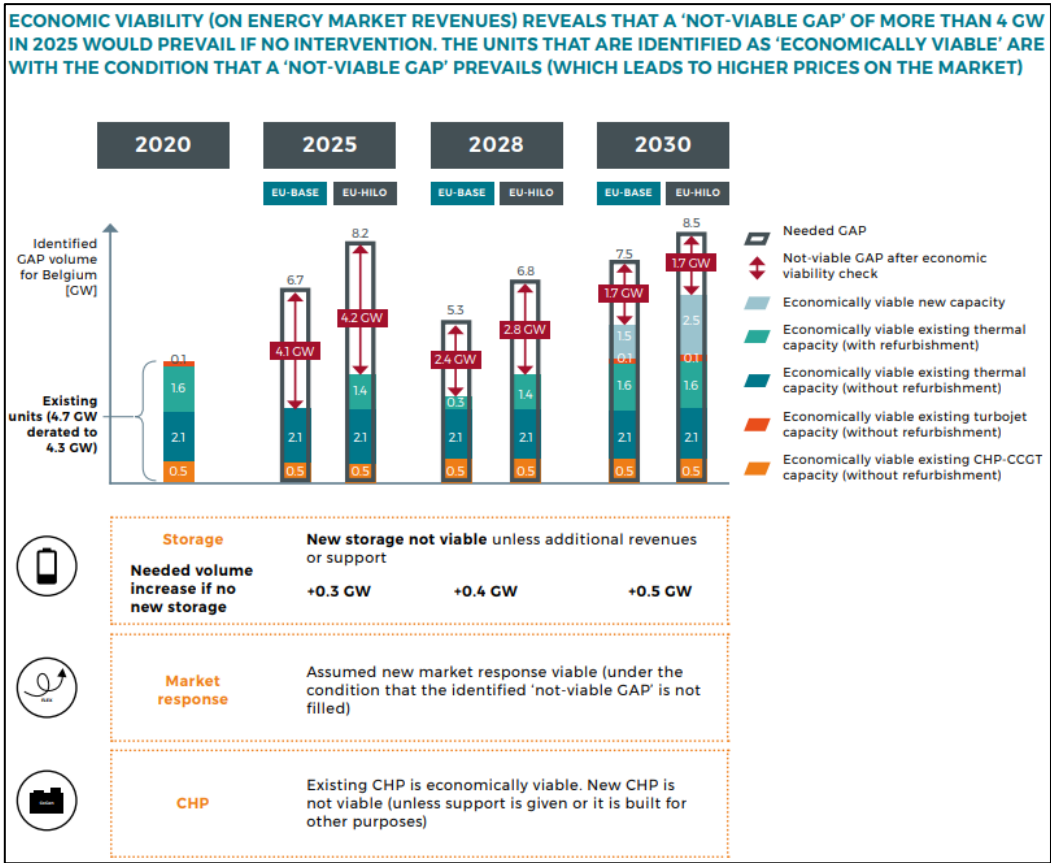
nucléaire de 2025, dans le scénario HiLo, il y aura donc déjà un nouveau besoin de capacité pouvant dépasser 1 GW, une situation qui nécessitera des mesures supplémentaires⁴⁷.



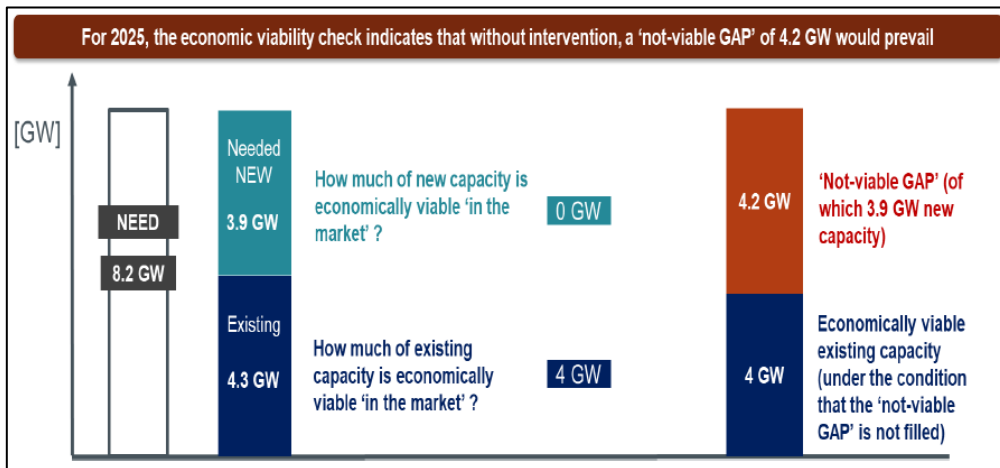
Source : Elia

L'étude confirme également le besoin d'une intervention structurelle (même en cas de prolongation partielle du parc nucléaire) qui créera les signaux d'investissement nécessaires permettant la mise à disposition, complète et dans les temps, de la capacité de remplacement.

⁴⁷ Ces mesures sont à l'étude.



Source : Elia



Source : Elia

3.2. Etude Elia – « Electricity Scenarios for Belgium Towards 2050 »⁴⁸

3.2.1. Description des scénarios

Trois scénarios principaux ont été construits dans le cadre de cette étude pour le secteur de l'électricité. Ces derniers sont principalement inspirés du « draft scenario report » du Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 publié en octobre 2016.

⁴⁸ <https://www.elia.be/fr/publications/etudes-et-rapports>

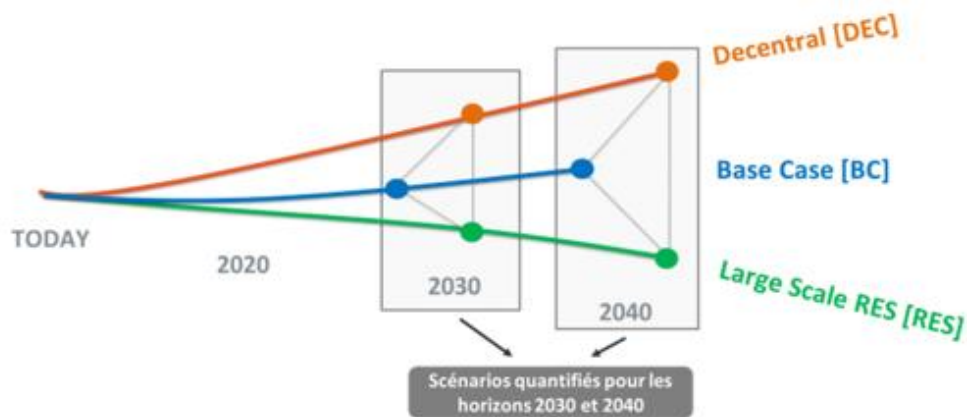


Figure 6 :
Les 3 scénarios (étude Elia)

Scénario Base Case (BC)

Le scénario « Base Case » traduit une évolution du secteur de l'électricité caractérisée par les principales tendances et politiques nationales actuelles. Ce scénario représente le minimum requis afin d'atteindre les objectifs climatiques européens à l'horizon 2030. Il reflète un développement modéré des énergies renouvelables en Europe principalement supporté par des programmes et des politiques de subventions nationales.

Une faible électrification est considérée dans ce scénario par l'absence d'incitant permettant le passage des installations de transport et de chauffage à l'électricité. Néanmoins, certains utilisateurs optent pour le transport électrique, compte tenu de la réduction prévue au niveau des coûts et de la maturité au niveau technologique.

Ce scénario ne garantit pas l'atteinte des objectifs longs termes de décarbonisation au sein du secteur de l'électricité et dépendra des développements dans les autres secteurs de l'énergie. Compte tenu de la faible électrification des autres secteurs, il est fort probable qu'un écart par rapport à la trajectoire prévue se produise, auquel cas un écart plus important devra être comblé entre 2040 et 2050 pour atteindre les objectifs climatiques de l'Union européenne.

Scénario Decentral (DEC)

Le scénario « Decentral » est caractérisé par une transition énergétique principalement supportée par les « prosumers ». Le coût du photovoltaïque et des batteries diminue rapidement. La digitalisation et les signaux de prix permettent aux utilisateurs résidentiels et à certains utilisateurs commerciaux et industriels d'investir massivement dans de telles technologies.

En parallèle, ces « prosumers » se tournent vers des véhicules électriques qui peuvent être rechargés à domicile compte tenu d'énergies produites par leurs installations photovoltaïques. L'électrification du secteur du chauffage, combinée à l'efficacité accrue des bâtiments, est également en cours de développement.

Un cadre est mis en place pour permettre une utilisation plus efficace des installations de stockage par une digitalisation accrue (compteurs intelligents, signaux de prix, ...) et permettre également une utilisation flexible de l'infrastructure de recharge des véhicules électriques et des appareils de chauffage.

La digitalisation permet également dans ce scénario une réduction volontaire (Demand Side Management) plus importante du volume de demande d'électricité durant les périodes hivernales, ce qui permet de réduire davantage la demande des consommateurs industriels et commerciaux.

Scénario Large Scale RES (RES)

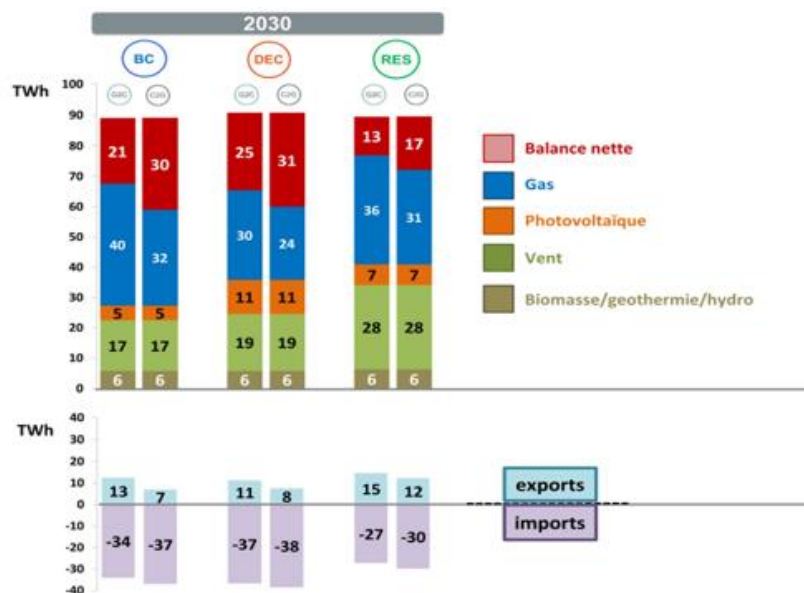
Le dernier scénario « Large Scale RES» traduit une transition énergétique supportée principalement par des politiques européennes et la coopération entre les États membres pour utiliser de manière plus appropriée les ressources renouvelables en Europe.

Ce scénario présente la plus grande part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité grâce aux importants déploiements d'installations éoliennes onshore et offshore en Mer du Nord, ainsi que des installations photovoltaïques dans le sud de l'Europe.

De nouvelles installations photovoltaïques sont également installées en Belgique, mais à un rythme moindre que dans le scénario « Decentral » en raison du meilleur potentiel localisé dans le sud de l'Europe. L'électrification des secteurs du transport et du chauffage progresse modérément dans tous les pays avec la mise en place d'options de flexibilité pour gérer cette consommation supplémentaire. Afin d'accélérer la réduction des émissions de gaz à effet de serre, tous les pays européens éliminent rapidement leur production de charbon et de lignite.

3.2.2. Résultats

L'étude démontre que le futur mix électrique belge sera principalement composé d'énergie renouvelable et thermique, tout en augmentant les échanges transfrontaliers (importations relativement élevées dans une approche de « statu quo », échanges équilibrés dans une approche plus proactive).



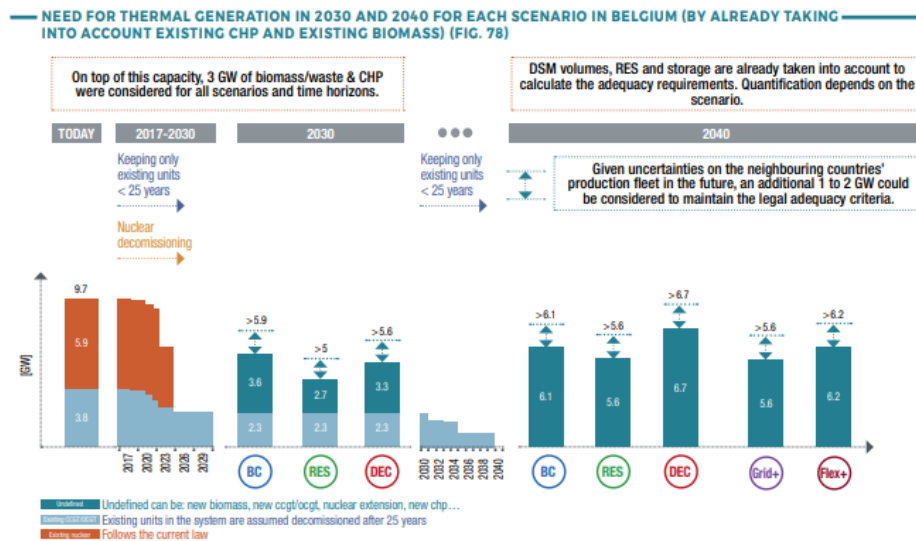
Deux principales capacités de production seront disponibles en Belgique à la suite de la sortie du nucléaire : les sources d'énergies renouvelables et les unités à gaz. Le gaz restera un combustible prédominant pour la transition en Belgique.

L'étude indique un besoin de capacité de production thermique disponible en Belgique en 2030 pour le scénario de référence de 5,9 GW. Des besoins plus faibles sont identifiés dans les scénarios RES (5 GW) et DEC (5,6 GW), qui sont principalement liés à l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables, du stockage et de la gestion de la demande.

En partant de la capacité thermique totale nécessaire dans les scénarios, on suppose que 2,3 GW de production thermique proviennent d'unités existantes construites après 2005 (n'atteignant pas les 25 ans d'exploitation en 2030).

Le besoin identifié dans le scénario de référence peut également être extrapolé pour la période qui suit immédiatement le phase-out nucléaire (en 2025-2026). Il en résulte un besoin d'au moins 3,6 GW de capacité de production thermique nouvelle à développer en Belgique afin de compenser la forte baisse prévue de la production thermique suite au démantèlement prévu des anciennes unités de gaz et à l'abandon progressif du nucléaire. Il est important de mentionner que les 3,6 GW tiennent compte de la contribution attendue de l'efficacité énergétique, de la flexibilité de la demande, du stockage, de la croissance prévue des sources renouvelables intermittentes et,

comme indiqué dans les hypothèses, de tous les investissements pertinents du réseau jusqu'en 2025.



3.3. Etude EnergyVille - « Sensitivity scenario's underpinning choices for the Belgian Energy Pact »⁴⁹

3.3.1. Description des scénarios

En janvier 2017, VITO / EnergyVille a publié l'étude "Energy Transition in Belgium – Choices and Costs". Cette étude examinait les scénarios de mix électriques possibles en Belgique en 2020 et 2030, ainsi que leurs implications sur la production d'énergie et les coûts pour l'industrie belge. Les résultats de l'étude montraient une forte augmentation de la production d'électricité renouvelable jusqu'en 2030, ce qui montre également qu'il est important que la capacité de production de gaz naturel reste au niveau actuel, c'est-à-dire d'au moins 6 000 MW, afin d'équilibrer l'offre plus volatile de sources renouvelables.

En octobre 2017, la Banque mondiale (2017) et l'AIE (2017) ont réduit leurs prévisions des prix du gaz naturel en Europe de plus de 20% pour 2030 par rapport aux publications précédentes (IEA, 2015).

Suite à cette annonce, Greenpeace, BBL et IEW ont demandé à EnergyVille de mettre à jour leur étude de 2017 afin de tenir compte de ces annonces relatives à la baisse du prix du gaz. L'objectif principal de cette étude est d'évaluer les impacts sur les coûts, la capacité et la production d'énergie électrique selon des scénarios distincts pour le secteur de l'énergie. Cela a pour but de mieux décrire le rôle pertinent des technologies de la capacité nucléaire, de l'éolien offshore et du gaz naturel dans le pays.

Deux scénarios, l'un tenant compte des hypothèses de base d'une élimination nucléaire complète d'ici 2025 (nommé UP18) et l'autre prévoyant une extension nucléaire de dix ans (nommé UP18-Nuc) ont été recalculés. Les deux scénarios ont été élaborés à partir du même cadre modèle que celui d'EnergyVille (2017) et les résultats obtenus pour UP18 et UP18-Nuc sont comparés aux résultats du scénario de base de l'étude 2017, EV2017.

3.3.2. Résultats

Les résultats de l'étude ont démontré qu'à long terme, l'essentiel de la capacité électrique de la Belgique en 2030 et en 2040 proviendra d'énergies renouvelables. Les auteurs confirment que

⁴⁹ https://www.energyville.be/sites/energyville/files/downloads/2018/gp_bbl_iew_report_-_v2018_03_06_final.pdf

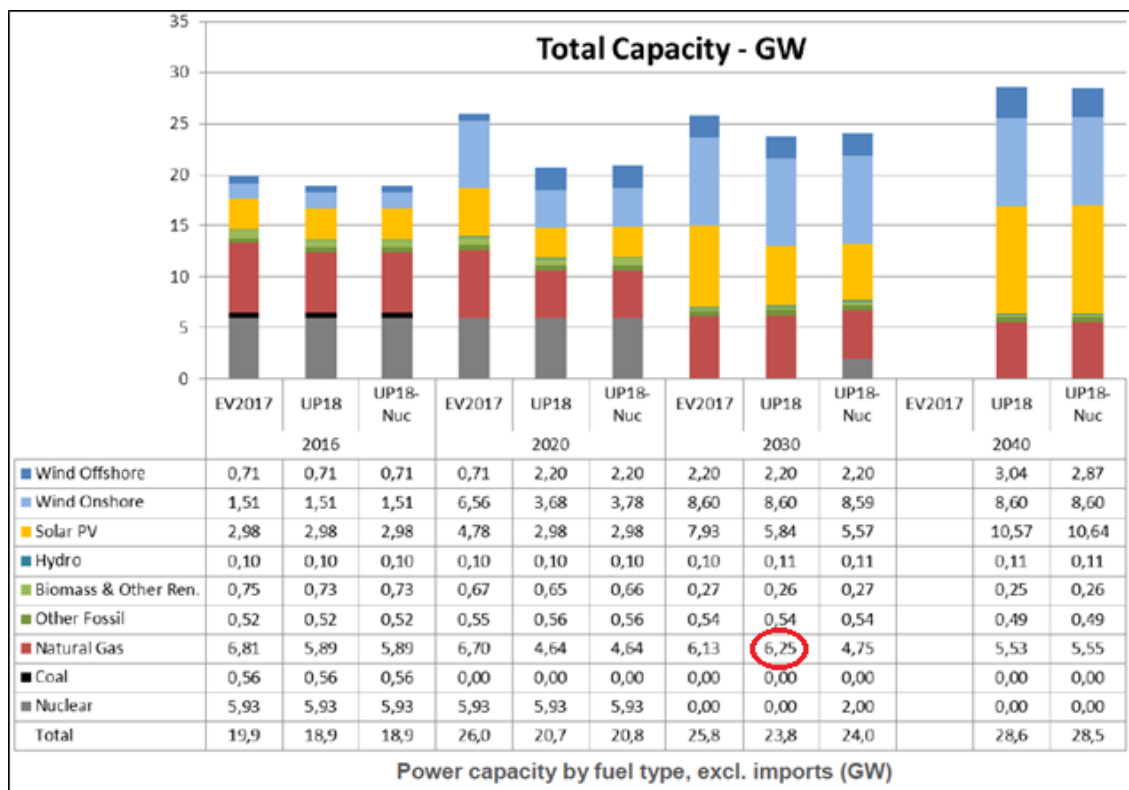
l'extension nucléaire de 10 ans a un impact limité sur l'expansion des énergies renouvelables. L'éolien offshore correspondra à environ 3 GW et la puissance photovoltaïque doublera à 10,6 GW en 2040. En terme de production, cela signifie qu'en moyenne, plus de 40% de l'approvisionnement en électricité (environ 86 TWh en 2030 et 98 TWh en 2040 - y compris les importations nettes) proviendrait de sources renouvelables.

Cette forte augmentation de l'offre d'électricité renouvelable dans les scénarios UP18 et UP18-Nuc est également expliquée par l'augmentation de la demande en électricité induite, entre autres, par le nombre de véhicules électriques qui augmente après 2030 et qui correspond à 13% de la demande totale en électricité en 2040.

Dans ce contexte, les investissements dans les centrales au gaz naturel et dans les centrales de cogénération ramènent la capacité de production basée sur le gaz naturel du scénario UP18 en 2030 au même niveau que dans EV2017, à environ 6 GW.

Lors de l'évaluation du scénario d'extension nucléaire 2 GW (UP18-Nuc) par rapport au scénario UP18, on peut constater que la capacité de gaz naturel est la plus touchée: les investissements sont reportés et les niveaux de capacité restent inférieurs à 4,8 GW en 2030.

La figure qui suit, et qui est tirée du rapport d'EnergyVille, permet de rendre compte de ces résultats.



3.4. Etude Bureau Fédéral du Plan – « Impact van het Pact »⁵⁰

3.4.1. Description des scénarios

Le 22 décembre 2017, le Bureau fédéral du Plan a été sollicité par le cabinet de la ministre fédérale de l'Énergie Mme Marghem pour réaliser une nouvelle étude. Cette mission répond à la demande de pouvoir disposer de chiffres additionnels suite à la parution de la note sur une vision commune pour la transition élaborée par les quatre ministres de l'Énergie (Pacte Énergétique Interfédéral).

⁵⁰ <https://www.plan.be/admin/uploaded/201802260841090.OPREP201802.pdf>

L'étude présente une analyse de l'impact sur des indicateurs socioéconomiques prédéfinis de quatre scénarios électriques en 2030.

Il existe deux types de scénarios : les scénarios « Référence » et les scénarios « Pacte ». Les scénarios « Pacte » prennent en compte des pics de demande inférieurs à ceux des scénarios « Référence », un développement plus intensif de la production solaire, de l'éolien onshore, des batteries et de la gestion de la demande. Dans chaque type de scénario (Référence et Pacte), deux sensibilités sont étudiées. L'une fait l'hypothèse d'une sortie du nucléaire telle que prévue par la loi de 2003, modifiée en 2015, tandis que la seconde fait l'hypothèse d'un prolongement d'une capacité de 2085 MW (prolongation de Doel 4 et Tihange 3) au-delà de 2025. En résumé, les quatre scénarios sont abrégés REF_NoNuke, REF_2G, Pact_NoNuke et Pact_2G. Le tableau qui suit rend compte des hypothèses prises pour chaque scénario en 2030 et est tiré de l'étude du BFP⁵¹.

Beschrijving van de vier bestudeerde scenario's, jaar 2030				
MW	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
Piekvraag	14750	14750	14100	14100
Nucleair	0	2085	0	2085
Biomassa	900	900	900	900
WKK+afval	2100	2100	2100	2100
Offshore wind	4000	4000	4000	4000
Onshore wind	3500	3500	4200	4200
Zon PV	6500	6500	8000	8000
Pompcentrales	1900	1900	1900	1900
DSM	1500	1500	1800	1800
Batterijen (incl EV's)	500	500	700	700

Noot: WKK staat voor warmtekrachtkoppeling; DSM staat voor Demand Side Management of vraagsturing; EV's staat voor (volledig) elektrische voertuigen.

3.4.2. Résultats

Les résultats qui émanent de l'étude du Bureau Fédéral du Plan sont en adéquation avec les résultats communiqués par Elia dans sa dernière étude de juin 2019. En témoignent les tableaux suivants:

Inschatting van gasgestookte capaciteit in België in de verschillende scenario's, 100% CCGT, jaar 2030				
GW	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
Bestaande STEG's	2.3	2.3	2.3	2.3
Nieuw te bouwen STEG's	2.7	0.7	4.2	2
Totaal Gas	5	3	6.5	4.3

Inschatting van gasgestookte capaciteit in België in de verschillende scenario's, OCGT allowed, jaar 2030				
GW	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
Bestaande STEG's	2.3	2.3	2.3	2.3
Nieuw te bouwen STEG's	1.8	0.4	3.0	1.2
Nieuw te bouwen OCGT's	0.8	0.4	1.0	0.8
Totaal	4.9	3.1	6.3	4.3

3.5. Etude UGent – « Le trilemme énergétique »⁵²

3.5.1. Description des scénarios

L'étude a pour objectif d'analyser comment diverses combinaisons de centrales au gaz, de capital renouvelable – y compris ou non de la biomasse –, de capacités de stockage, de gestion de la demande, de réduction de la demande et d'importation d'électricité offrent une sécurité énergétique en cas de sortie du nucléaire.

⁵¹ Bureau Fédéral du Plan

⁵² <https://core.ac.uk/download/pdf/157575144.pdf>

Quatre scénarios ont été étudiés dans cette étude. La description de chaque scénario est reprise ci-après et provient de l'étude « Le trilemme énergétique ». Dans chaque scénario, certaines variations ou exercices de sensibilité ont été analysés et leur impact a été quantifié (une demande constante ou en baisse pour le scénario REF, une demande constante et en hausse pour le scénario RAD).

Référence (REF)

Hypothèses de base concernant les différentes variables d'intrants comme une augmentation limitée de la demande. La part de l'énergie éolienne et solaire continue à s'accroître au rythme actuel et on investit dans des centrales biomasse supplémentaires. La capacité DSM double d'ici 2030 et un demi-million de voitures électriques sont raccordées de manière limitée au réseau.

Nucléaire (NUC)

Mêmes hypothèses conventionnelles que dans le scénario REF, si ce n'est le report de la sortie du nucléaire. Environ 4000 MW de capacité nucléaire restent présents dans le système jusqu'en 2030.

Alternatif (ALT)

Une variante plus écologique du scénario de référence. Une croissance plus rapide de l'énergie renouvelable combinée à 1 million de voitures électriques, dont un plus grand pourcentage avec possibilité de connexion intelligente. L'augmentation des importations est également plus soutenue et la capacité de stockage des centrales hydrauliques est encore étendue. La demande totale d'électricité et la demande de pointe sont en hausse.

Radical (RAD)

Le scénario le plus écologique. Non seulement l'augmentation de l'énergie éolienne et solaire est encore plus marquée et le nombre de voitures électriques pouvant être connectées de manière intelligente au réseau est encore plus élevé, mais la demande connaît une évolution très différente par rapport aux scénarios REF et ALT. Dans l'hypothèse d'une nette amélioration de l'efficacité énergétique, celle-ci baisse pour être inférieure de 12% à son niveau actuel en 2030. La capacité d'accumulation des centrales hydrauliques est également accrue. On ne construit cependant pas de centrales biomasse supplémentaires.

3.5.2. Résultats

Les résultats démontrent que dans la plupart des scénarios, la sortie du nucléaire provoque un besoin significatif d'investissements dans de nouvelles centrales à gaz. Le tableau ci-après résume l'évolution de la capacité CCGT, OCGT et total gaz dans les différents scénarios :

Aperçu de l'évolution de la capacité CCGT, OCGT et total gaz dans les différents scénarios				
Année	Scénario	CCGT (MW)	OCGT (MW)	Total Gaz (MW)
2016	Situation initiale	3 042	778	3 820
2021	Dans tous les scénarios	3 000	286	3 286
2025	REF	5 000	2 650	7 650
	REF demande constante	4 800	2 350	7 150
	REF demande décroissante	4 000	1 900	5 900
	NUC	2 500	2 500	5 000
	ALT	4 000	3 100	7 100
	RAD	3 800	2 050	5 850
	RAD demande constante	3 800	3 550	7 350
	RAD demande décroissante	5 000	2 550	7 550
2030	REF	5 000	2 750	7 750
	REF demande constante	5 000	1 700	6 700
	REF demande décroissante	3 300	1 650	4 950
	REF LOLE 10	4 750	2 500	7 250
	NUC	2 600	2 500	5 100
	ALT	3 800	2 600	6 400
	RAD	2 000	1 200	3 200
	RAD demande constante	3 400	1 200	4 600
	RAD demande constante	4 050	1 300	5 350
	RAD LOLE 10	2 100	600	2 700

L'étude démontre également qu'une partie des centrales au gaz nécessaires en 2025 risquent de ne plus l'être en 2030. Cette baisse constante du nombre d'heures de service de centrales au gaz créera, selon les auteurs, un paradoxe en matière d'investissement : « D'une part, une pénétration élevée de sources d'énergies renouvelables intermittentes est indissociablement liée à un besoin croissant de backup flexible, mais d'autre part, ce backup ne sera très probablement pas rentable. Les revenus de marché ordinaire des futures centrales au gaz seront trop bas et trop imprévisibles pour déclencher des investissements, raison pour laquelle des revenus complémentaires seront nécessaires. Un nouveau mécanisme de capacité qui garantit des revenus sur la base de la disponibilité (et non de la production) peut apporter une solution. »

Une seconde étude menée par l'Université de Gand, « Energypact Scenarios ; Adequacy and system cost » datant de février 2018 confirme ces résultats et conclut ceci : « The Energypact scenarios show that the complete nuclear phase-out by 2025 implies a rather stable need for a gas capacity of approximately 7500 MW between 2025 and 2050. An ambitious gas capacity plan up to 2025 will not only bring energy security but also stability for the decades to come. The scenario with 6 GW nuclear capacity until 2030 is a temporary gas phase-out scenario. Our results however show that the lifetime extension of nuclear capacity does not eliminate but just postpones the need to invest in new gas capacity by one or two decades. As Europe aims to decarbonize the power sector by 2050, the economics of investing in new gas capacity around 2040 can be challenging. »

3.6. Etude ENTSO-E – « Mid-Term Adequacy Forecast 2018 »⁵³

3.6.1. Description des scénarios

Deux scénarios sont étudiés dans le cadre de cette étude. Le premier est le scénario « Base Case » et se base sur une base de données pan-européenne harmonisée et centralisée (PEMMDB) construite sur base de l’input de chaque GRT.

Au niveau belge, pour l’horizon 2020, les hypothèses sont conformes à l’étude d’évaluation du volume de réserve stratégique 2018-2019. Pour l’horizon 2025, les hypothèses sur le parc de production ainsi que sur la demande sont conformes au scénario de base présent dans l’étude « Electricity Scenarios for Belgium towards 2050 ».

Le deuxième scénario est le scénario « Low-carbon sensitivity » et permet de prendre en compte une analyse « what-if ». L’objectif est de refléter l’impact que des politiques privilégiant une diminution drastique des émissions carbone et entraînant une réduction accélérée de la capacité thermique pourraient avoir sur les résultats de 2025. Il s’agit en réalité d’un « stress test » puisque pour ce scénario, les capacités thermiques qui quittent le marché ne sont pas remplacées. Au total, par rapport au scénario « Base Case », c’est 23,35 GW de capacités en moins qui sont considérées. La figure ci-après rend compte de la distribution par pays de cette capacité.

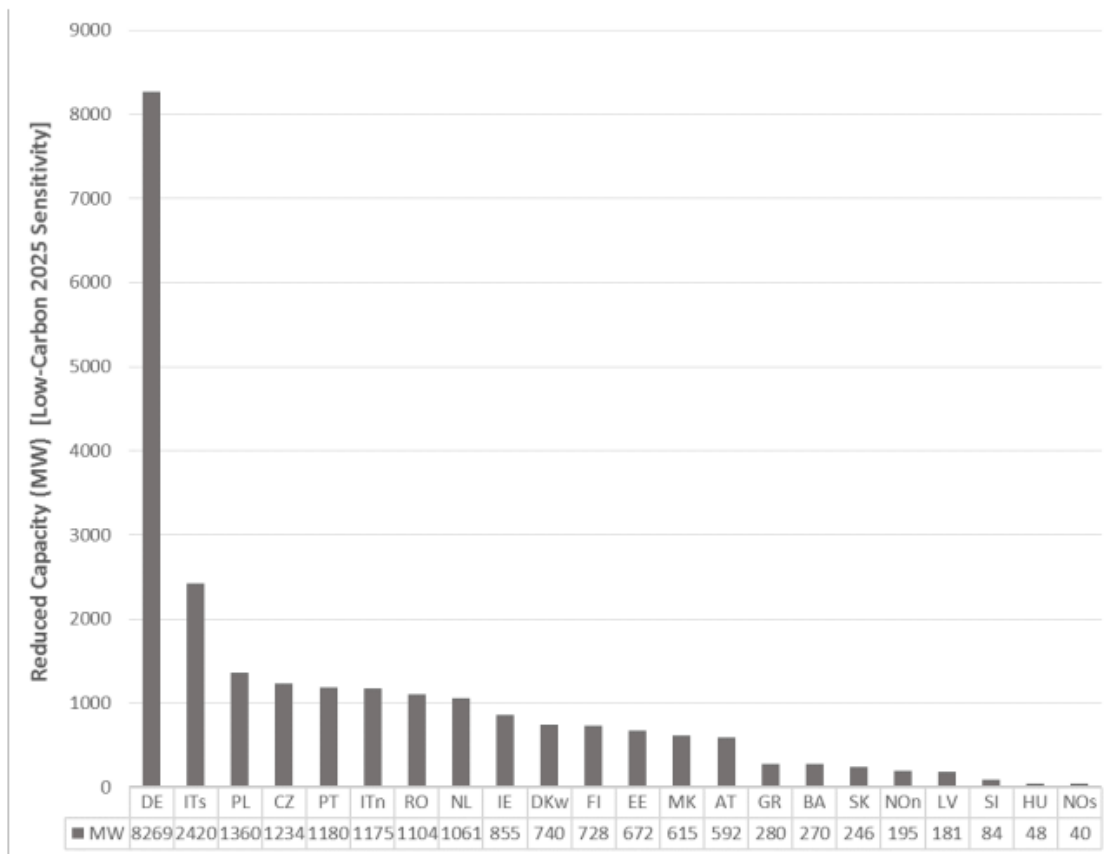


Figure 16: Generation capacity flagged as at risk of being decommissioned by 2025 and consequently removed in the low-carbon sensitivity

⁵³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

3.6.2. Résultats

Pour le scénario Base Case, et pour l'horizon 2020, une capacité gaz de 4330 MW avait été considérée pour la Belgique. Pour l'horizon 2025, c'est 6238 MW de capacités gaz qui avait été considéré, en ce compris les « *new built generation* ». Les résultats de l'étude montrent que le double critère du LOLE est respecté pour les deux horizons étudiés: 2020 et 2025.

Pour le scénario Low-Carbon Sensitivity, les résultats de cette sensibilité se traduisent par une valeur élevée de LOLE pour la Belgique de plus de 10 heures par an. L'analyse de ce résultat confirme que les critères nationaux d'adéquation seraient remplis en Belgique avec une capacité de production nationale supplémentaire de plus de 2 GW par rapport aux hypothèses du scénario de base. Ces résultats sont conformes à l'étude "Electricity Scenarios for Belgium towards 2050" où il était indiqué qu'en cas d'insuffisance des pays voisins, la nécessité de la capacité de production augmenterait de 1 à 2 GW en Belgique pour répondre aux critères d'adéquation.

3.7. Etude ENTSO-E – « Mid-Term Adequacy Forecast 2019 »⁵⁴

3.7.1. Description des scénarios

En décembre 2019, ENTSO-E a publié sa dernière étude MAF. Cette dernière étudie les horizons de temps 2021 et 2025. Comme pour l'étude MAF 2018, deux scénarios sont étudiés. Le premier est le scénario « Base Case » et se base sur une base de donnée pan-européenne harmonisée et centralisée (PEMMDB) construite sur base de l'input de chaque GRT et le second est le scénario « Low Carbon » et n'est analysé qu'à l'horizon 2025. Dans le scénario « Low Carbon » de 2025, les pays suivants réduisent encore leur parc de production thermique : la République tchèque, la Finlande, l'Estonie, la Grèce, le Danemark, l'Italie, la Hongrie, le Portugal, la Roumanie, l'Irlande, l'Irlande du Nord et la Pologne. Dans la plupart des cas, la diminution touche les centrales à charbon pour des raisons économiques et/ou politiques.

Au niveau belge, les hypothèses utilisées sont conformes à celles utilisées dans l'étude « Adequacy and Flexibility » d'Elia. Celles-ci préservent toutes les unités gaz existantes pour les deux horizons temporels, soit 5325 MW en 2021 et 7824 MW en 2025. Les potentiels renouvelables sont ceux explicités dans le draft du PNEC. Les potentiels de gestion de la demande et de stockage sont basés sur le Pacte Énergétique. Enfin, aucune capacité nucléaire n'est considérée pour l'horizon 2025. Pour 2021, les hypothèses nucléaires comprennent une indisponibilité présumée d'un tiers du parc nucléaire, qui résulte d'une analyse de la disponibilité nucléaire observée au cours des derniers hivers.

3.7.2. Résultats

Pour le scénario de base et pour les deux horizons de temps étudiés, le LOLE moyen est de quasi une heure par an, ce qui est inférieur au critère d'adéquation pour la Belgique. Pour l'étude MAF 2019, une méthodologie Flow Based a été développée pour l'horizon 2021, permettant de fournir une représentation plus précise de ce qui est observé quotidiennement dans la région du CWE. Dans le cadre de cette approche Flow Based, en 2021, l'étude pointe un LOLE proche de 3h.

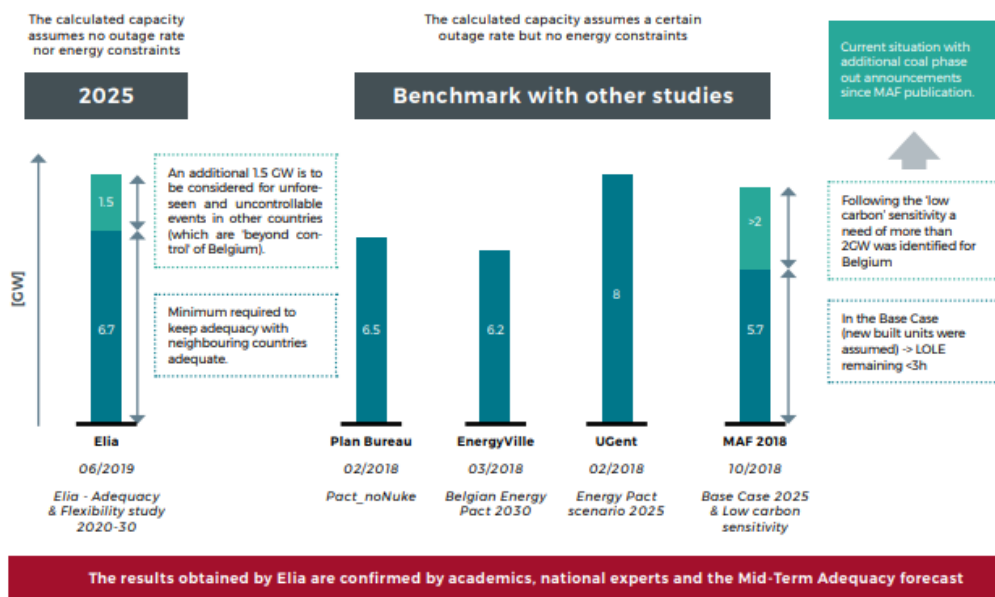
Comme évoqué dans la description des scénarios, pour 2025, une nouvelle capacité de 2,5 GW avait été considérée. Ce potentiel avait été identifié comme étant la nouvelle capacité nécessaire pour satisfaire les critères d'adéquation en Belgique dans le scénario de base de l'étude « Adequacy and Flexibility ». Selon ces hypothèses, pour le scénario « Low Carbon », un LOLE moyen de 1,6 h/an a été calculé pour la Belgique. Ces résultats confirment que la nouvelle capacité de 2,5 GW devrait permettre à la Belgique de satisfaire à ses critères de fiabilité dans le Scénario "CENTRAL/EU-BASE" utilisé pour 2025 dans l'étude « Adequacy and Flexibility ».

⁵⁴ <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

3.8. Conclusions

Sur la base de la littérature évoquée ci-avant indiquant un besoin de hauteur similaire à celui repris par le GRT dans sa dernière étude de juin 2019, la DG Energie confirme qu'il existe bien un besoin en nouvelles capacités en 2025. La figure ci-après, tirée de l'étude Adequacy and Flexibility d'Elia (p.126) résume les résultats des différentes études présentées dans ce rapport.

NEEDED GAP 'GAP VOLUME' TO ENSURE THAT BELGIAN ADEQUACY REQUIREMENTS ARE MET AFTER 2025
[FIGURE 4-8]



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 françaises. 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.

C'est la raison pour laquelle plusieurs mesures ont été prises ces dernières années afin de garantir la sécurité d'approvisionnement à court et plus long terme. Un inventaire de ces mesures est proposé dans la suite de cette section et est issu du « *Plan de mise en œuvre pour l'amélioration du fonctionnement du marché* »⁵⁵ introduit en novembre 2019 auprès de la Commission européenne.

4.1.1. Marché de gros

Limite de prix

⁵⁵ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Implementation-plan.pdf>

Les prix de l'électricité journaliers et intrajournaliers sur les marchés de gros ne sont limités que par les limites de prix techniques harmonisées appliquées par les NEMO.

Pour le couplage unique journalier (SDAC), les limites de prix techniques harmonisées sont fixées entre un prix minimal de -500.00 EURO/MWh et un prix maximal de + 3,000.00 EURO/MWh. La décision n° 04/2017 d'ACER du 14 novembre 2017 stipule que dans le cas où le prix d'équilibre dépasse une valeur de 60 pour cent du prix d'équilibre maximal harmonisé pour le SDAC dans au moins une unité de temps de la journée du marché, dans une zone de dépôt d'offre individuelle ou dans des zones de dépôt d'offre multiples, le prix d'équilibre maximal harmonisé devrait être augmenté de 1,000 EUR/MWh.

Pour le couplage unique intrajournalier (SIDC), les limites de prix techniques harmonisées sont fixées entre -9,999.99 EURO/MWh et +9,999.99 EURO/MWh. La décision n° 05/2017 d'ACER du 14 novembre 2017 stipule que dans le cas où le prix d'équilibre maximal harmonisé pour le SDAC a augmenté au-delà du prix d'équilibre maximal harmonisé pour le SIDC, le prix d'équilibre maximal harmonisé pour le SIDC devrait être augmenté pour être égal au prix d'équilibre maximal harmonisé pour le SDAC.

Offres sur le marché de gros

Les producteurs sont peu limités dans leur capacité à fixer librement le prix de leurs offres sur le marché de gros. Hormis le fait que les offres des producteurs doivent être conformes aux limites de prix précitées, les offres devraient répondre aux obligations REMIT (article 2.2(a) et 2.3(a) et article 5). Afin d'avoir un marché viable, les enchères non compétitives sont interdites. De plus, les producteurs souhaitant émettre une offre sur les marchés de gros doivent répondre à des critères d'admission des NEMO dans les marchés pertinents.

Réserves de production libérées par le GRT

Dans la législation belge, aucune loi ni disposition ne requiert que le GRT libère des réserves de production sur le marché lorsque le prix du marché grimpe au-delà d'un certain niveau. Cependant, en Belgique, les réserves stratégiques contractées par le GRT peuvent être vendues lorsque les prix du marché journalier atteignent la limite de prix technique harmonisée (actuellement de 3,000.00 EUR/MWh). Cela s'appelle le « déclencheur économique » dans les règles de fonctionnement des réserves stratégiques. Comme cette règle semble en contradiction avec les dispositions du Clean Energy Package, les règles de fonctionnement des réserves stratégiques seront adaptées et le déclencheur économique sera abandonné.

Amélioration du couplage de marché fondé sur les flux CWE

Le couplage de marché journalier fondé sur les flux CWE s'est amélioré graduellement depuis son introduction en 2015. En particulier, la règle du « minRAM 20% » a été mise en place en avril 2018. Cette règle garantit que pour tous les éléments critiques pris en compte dans le calcul de la capacité, au moins 20% devraient être mis à disposition pour des échanges transfrontaliers au sein de la région CWE. Dès 2020, de plus en plus de capacité devrait devenir disponible grâce à la mise en place des règles du nouveau Règlement sur l'électricité (la « règle des 70% », adaptée au niveau national en fonction du plan d'action et de la dérogation applicable à chaque pays). D'ici 2025, un minimum de 70% de capacité devrait être disponible pour des échanges transfrontaliers⁵⁶.

Mise en œuvre des méthodologies basées sur les flux dans les régions clés et des méthodologies associées

⁵⁶ En octobre 2019, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation d'une dérogation à l'obligation prévue à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 de mettre au moins 70 % de la capacité de transport à la disposition des échanges transfrontaliers. Après consultation des autres autorités de régulation et des parties prenantes belges, la CREG a décidé d'approuver la demande d'Elia. Pour plus d'informations, veuillez consulter le site de la CREG : <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2014>

ACER a pris une décision au début de l'année en ce qui concerne les méthodologies de calcul de la capacité journalière et infrajournalière. Ces méthodologies devraient être mises en place d'ici le 1er décembre 2020. Elles incluent des différences petites mais significatives dans l'approche actuelle dans la zone CWE, en fournissant plus particulièrement une solution au problème de discrimination injustifiée provoquée par les flux de bouclage qui emportent une part importante de la capacité thermique des lignes avant de l'offrir aux échanges transfrontaliers. Le développement et l'implémentation des méthodologies de redispatching devraient entraîner des améliorations supplémentaires en ce qui concerne la capacité offerte sur le marché.

Intégration d'interconnecteurs HVDC dans le couplage de marché

Les interconnecteurs HVDC actuels et futurs permettront un meilleur accès aux marchés journaliers et infrajournaliers transfrontaliers.

Sur Nemo Link, Elia (avec National Grid et Nemo Link Limited) a l'intention de lancer, à court terme, un produit de capacité infrajournalier explicite sur la frontière BE-GB. Dès que le Brexit sera clair, et en particulier la question de savoir si la Grande-Bretagne demeurera dans le Marché intérieur de l'énergie (IEM), des démarches seront entreprises afin d'intégrer Nemo Link dans le couplage unique infrajournalier (SIDC, auparavant « XBID ») avec les autres interconnecteurs du Channel. L'allocation journalière implicite sur Nemo Link (qui se fait actuellement par le biais du couplage unique journalier) sera remplacée par un mécanisme d'allocation explicite via JAO pour le cas où la GB quitterait l'IEM.

Alegro sera intégré dans les processus CWE existants au travers de la mise en place de l'approche dite « Evolved Flow-Based ». Le but est de rendre un produit infrajournalier disponible sur Alegro peu de temps après le lancement de l'allocation journalière sur l'interconnecteur. Cela signifie qu'Alegro ouvrira un accès au marché liquide journalier et infrajournalier en Allemagne par le biais du couplage implicite.

4.1.2. Marchés d'équilibrage

L'environnement actuel qui change rapidement, guidé par le développement des énergies renouvelables, par une décentralisation de plus en plus grande, par la numérisation et l'émergence associée de nouveaux acteurs, ainsi que par la régionalisation du secteur de l'électricité, implique que les acteurs du marché sont aujourd'hui confrontés à la fois à des défis et à des opportunités en termes de besoins et de sources de flexibilité.

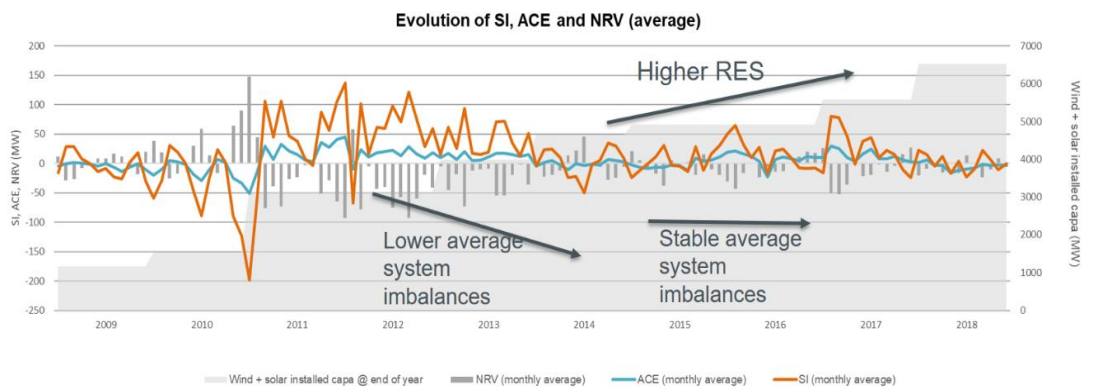
Dans ces conditions en plein changement, l'objectif concernant la conception des marchés d'équilibrage pour la Belgique est double :

- D'un côté, le but est de limiter le déséquilibre résiduel du réseau qui doit être résolu par le GRT suivant le principe selon lequel tous les déséquilibres connus devraient d'abord être résolus par les responsables d'équilibres (BRP), et ensuite les BRP devraient être exposés à des incitants financiers adéquats pour le faire. De plus, le GRT est légalement obligé (tel que défini dans le règlement « System Operation Guideline ») d'avoir suffisamment de réserves pour couvrir 99% des déséquilibres du réseau et l'incident de dimensionnage. En donnant des incitants adéquats aux BRP, le GRT belge vise également à maintenir les marges de réserve (future) nécessaire au niveau le plus bas possible ;
- D'un autre côté, l'on s'efforce de couvrir les besoins restants efficacement en utilisant les sources de flexibilité (nouvellement) disponibles de manière optimale. À cet effet, plusieurs développements ont été entrepris en Belgique pour arriver à des marchés d'équilibrage et des règles neutres d'un point de vue technologique, ouverts, non-discriminatoires et qui fonctionnent bien. Le but, tel que poursuivi par le GRT belge (i.e. Elia) en étroite collaboration avec le régulateur (i.e. CREG) et le marché, est d'évoluer vers une conception de produit où toutes les technologies à tous les niveaux de tension offertes par des fournisseurs de service d'équilibrage (BSP) indépendants peuvent participer et se concurrencer sur un pied d'égalité.

En premier lieu en ce qui concerne le premier objectif de limiter le déséquilibre résiduel du réseau :

- Un mécanisme d'équilibrage à tarif unique avec des incitants de prix supplémentaires a été introduit en 2012 ;
- En 2012 et plus tard, Elia, encouragé par la CREG, a réalisé des efforts considérables pour améliorer les publications d'équilibrage :
 - Prévisions énergie solaire et éolienne, y compris mesurage en temps réel ;
 - Publication en temps réel du déséquilibre du réseau et des volumes activés ;
 - Publication en temps réel de l'alimentation ;
 - Publication en temps réel des alertes d'équilibrage ;
 - Publication du tarif de déséquilibre en temps presque réel après la période de règlement du déséquilibre concerné.
- En 2018, le prix plafond du marché d'équilibrage a été augmenté jusqu'à un prix plafond dynamique de 13.500 €/MWh, une valeur bien au-dessus du prix d'équilibre maximal infrajournalier actuel.

Jusqu'à présent, l'objectif de limiter le déséquilibre résiduel du réseau a été atteint avec succès. Le graphique suivant montre que le déséquilibre moyen du réseau a augmenté depuis 2012 et qu'il est ensuite resté stable malgré une hausse importante en énergies renouvelables intermittentes dans le réseau. Par conséquent, il n'y a pas eu de hausse significative des besoins de réserves depuis 2012. Dans sa contribution à la note de la DG Energie⁵⁷, le BFP fait référence au *German Paradox* et indique que « *further to the study of Hirth et al. (2015) and Ocker and Ehrhart (2017), the volume of reserve requirements decreases in systems in which intermittent renewable energy is being upscaled⁵⁸ (called the 'German paradox'). This was confirmed by a representative from RTE during the IAAE conference in Ljubljana (August 2019).* »



Durant les mois et les années à venir, plusieurs autres développements sont prévus afin de continuer à améliorer le marché d'équilibrage, contribuant à un ou aux deux objectifs généraux précités concernant le market design d'équilibrage en Belgique.

Publications d'équilibrage améliorées

Deux évolutions sont prévues en ce qui concerne les publications d'équilibrage. Premièrement, à partir du 1^{er} septembre 2019, une estimation du tarif de déséquilibre a été publiée en temps réel sur le site Internet d'Elia, en plus de la publication actuelle chaque quart d'heure, afin d'être conforme à la publication en temps réel déjà en vigueur du volume de déséquilibre et du NRV (Net Regulating Volume) de la zone de contrôle belge. Deuxièmement, fin 2019, Elia a dû, sur la base d'un outil IT développé, communiquer individuellement aux BRP l'allocation de volume estimée en temps réel pour les GRD (gestionnaire de réseaux de distribution), qui est l'un des composants qui déterminent en fin de compte le déséquilibre des BRP. Le but de ce développement est de déjà fournir aux BRP un meilleur aperçu de leur équilibre de portefeuille individuel en temps réel qui devrait les aider dans la gestion rapide de tout déséquilibre.

⁵⁷ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>

⁵⁸ Due to a.o. better forecasting techniques of vRES generation, (inter)national cooperation and adaptations to the market design (i.e. intraday trading).

Révision de la composante alpha

En Belgique, les tarifs de déséquilibre sont basés sur les offres d'ajustement activées dans un quart d'heure donné et ils incluent une composante supplémentaire en cas de grands déséquilibres structurels. Cette « composante alpha » entre en jeu lorsque les déséquilibres atteignent 140MW (ce qui revient plus ou moins au volume des réserves de restauration de la fréquence contractées automatiquement). En général, la composante alpha est un incitant dissuasif incorporé dans le processus de règlement du déséquilibre pour garantir que les BRP maintiennent leur équilibre et, en particulier, évitent de grands déséquilibres structurels qui conduiraient autrement à une future hausse des besoins de réserves.

Le calcul et l'application de la composante alpha évolueront d'ici 2020, après consultation des parties prenantes au travers du Groupe de travail Balancing du GRT. La nécessité de révision est déclenchée par l'augmentation (prévue) de la capacité de production renouvelable installée (en particulier l'énergie éolienne offshore), résultant en un risque accru de déséquilibres substantiels et permanents du réseau au sein de la zone de contrôle d'Elia.

Deux modifications sont prévues :

- Premièrement, le calcul de la composante alpha changera, de telle sorte que des incitants plus forts seront donnés aux BRP pendant de grands déséquilibres structurels ;
- Deuxièmement, la composante alpha révisée s'appliquera symétriquement à tous les déséquilibres des BRP, de telle sorte que la composante alpha punisse non seulement les BRP agissant contre le réseau, mais récompense aussi les BRP aidant le réseau, évoluant en tant que tel vers un mécanisme d'équilibrage entièrement à tarif unique.

Suite de la mise en place d'un service auxiliaire lié à la fréquence « Product Roadmaps »

Afin d'être en mesure de couvrir les besoins restants efficacement et d'utiliser les sources de flexibilité (nouvellement) disponibles de manière optimale, des « product roadmaps » ont été définies pour tous les services auxiliaires liés à la fréquence utilisée en Belgique pour la période 2016-2020. En particulier, l'objectif final de chaque roadmap inclut :

- des produits harmonisés uniques autant que possible ;
- une participation ouverte pour toutes les technologies, tous les acteurs, tous les niveaux de tension ;
- un approvisionnement journalier.

Des évolutions de produit se font pas à pas et en étroite interaction avec le marché afin de sauvegarder la liquidité du marché en tout temps et de permettre d'autres développements nécessaires en même temps. À cet effet, les parties du marché sont consultées sur les « product roadmaps » au travers du Groupe de travail Balancing, et toute la documentation est disponible publiquement sur le site Internet du GRT.⁵⁹

Transfert d'énergie

Après analyse des obstacles à la participation active de la demande sur les marchés en 2016, il a été conclu qu'un obstacle majeur à cette participation était l'absence d'un cadre légal qui organise le transfert d'énergie.

Afin de s'attaquer à ce point, un nouveau modèle de marché, appelé ci-après « transfert d'énergie », visant à permettre au consommateur final de valoriser sa flexibilité de lui-même ou par l'intermédiaire de son propre choix, quel que soit son fournisseur d'énergie, tout en évitant tout aspect négatif sur ce dernier, ni sur le BRP⁶⁰ du consommateur en question, a été adopté en 2017

⁵⁹ <https://www.elia.be/fr/users-group/groupe-de-travail-balancing>

⁶⁰ Chaque Responsable d'équilibre (BRP) est responsable d'un portefeuille de points d'accès et doit prévoir et prendre toutes les mesures raisonnables pour maintenir l'équilibre entre les injections, les prélèvements et les échanges commerciaux au sein de son portefeuille. Source : Elia

(loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité). Ce nouveau cadre légal prévoit une mise en place graduelle du transfert d'énergie vers les segments des marchés FRR, ainsi que vers les marchés journaliers et intrajournaliers. Ce modèle s'applique à tout type de contrats entre le consommateur final et son fournisseur.

Par la suite, le transfert d'énergie est en place sur le marché des mFRR depuis 2018. Avec le transfert d'énergie, des modèles alternatifs tels que le « opt-out » (flexibilité du fournisseur de service, fournisseurs d'électricité du consommateur final et leurs BRP trouvent leur propre accord) et récemment le modèle « pass through » (valable uniquement pour certains types de contrats), ont également été proposés et mis en place par le GRT après consultations publiques et approbation du régulateur.

Le planning de cette mise en place opérationnelle de ce transfert de modèle énergétique, ainsi que des modèles alternatifs dans les autres segments de marché est le suivant :

- Réserve stratégique : 01/11/2019 : transfert d'énergie et opt out ; 1/11/2020 : pass-through ;
- Marchés de contrôle secondaire (aFRR) : 2019 : opt-out et modèles pass through, et réévaluation du besoin de mise en place d'un transfert de modèle énergétique ;
- Marchés journaliers et intrajournaliers : étude en cours en 2019 et mise en place au plus tôt en 2020. La mise en place du transfert d'énergie sur ces deux derniers marchés est soumis au bon déroulement d'études en cours sur la faisabilité technique et économique.

Le droit conféré au consommateur final est en soi une manière d'encourager la participation à ces différents marchés dans la mesure où il lui permet de mieux négocier sa participation et de rapporter potentiellement ainsi un meilleur revenu.

Le ToE ne s'applique pas encore aux consommateurs à basse tension (en particulier parce qu'un appareil de mesure de 15' est actuellement nécessaire).

Participation à des projets d'équilibrage de l'UE

En tant que GRT belge, Elia joue un rôle actif dans les projets d'équilibrage européens (par ex. IGCC⁶¹, PICASSO et MARI⁶²) 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).

Harmonisation du règlement des déséquilibres régionaux

À l'échelle régionale, l'harmonisation du règlement des déséquilibres est en cours dans le but d'atteindre un accord commun parmi tous les GRT représentés dans ENTSO-E en ce qui concerne le calcul des déséquilibres, les principales composantes à utiliser pour le calcul du prix de déséquilibre et l'utilisation du prix de déséquilibre unique. Néanmoins, il est prévu que la forme actuelle du règlement de déséquilibre belge soit déjà conforme aux accords finaux en ce qui concerne le processus d'harmonisation régionale.

IO Energy

Dans le paysage énergétique changeant (développement en hausse des énergies renouvelables, production décentralisée et électrification de la consommation énergétique, telle que les véhicules électriques et les pompes à chaleur), les consommateurs à tous les niveaux du réseau veulent et seront incités à jouer un rôle de plus en plus actif dans le fonctionnement du réseau électrique. Afin de permettre ces évolutions et de les rendre gérables et efficaces, il est essentiel de développer une architecture numérique capable de garantir un lien plus direct entre le comportement du consommateur et le fonctionnement du réseau électrique dans son intégralité.

⁶¹ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/

⁶² https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/ & https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/

Dans ce contexte, les gestionnaires du réseau belge 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 en :

- fournissant à tout acteur intéressé un prototype de plateforme pour l'échange d'informations en temps quasi réel qui continuera à évoluer en permanence en fonction des besoins des consommateurs et des fournisseurs de services ;
- inventant, concevant, testant et développant des applications associées et des market designs alternatifs pouvant soutenir les futurs services énergétiques.

En tant que tel, IO.Energy vise à rassembler les acteurs du marché ou toute partie intéressée (acteurs énergétiques, universités, acteurs d'autres secteurs, régulateurs, etc.) afin d'explorer ensemble de nouvelles propositions de valeur pour le consommateur, de partager des connaissances et d'innover ensemble pour développer des prototypes d'applications intelligentes et des market designs alternatifs qui seront nécessaires pour ces services.

L'initiative a été lancée en Belgique début 2019. Plus de 60 partenaires commerciaux issus de différents secteurs et plus de 30 partenaires venant d'institutions se sont enregistrés, résultant en un écosystème assez dense et varié de partenaires. Une description plus détaillée de l'initiative IO.Energy est disponible sur <https://www.ioenergy.eu>, tandis qu'une liste complète des participants actuels peut être consultée sur <https://www.ioenergy.eu/members/>.

4.1.3. Participation active de la demande

La Belgique est l'un des pionniers dans l'établissement d'un cadre réglementaire adéquat pour la participation active de la demande. En 2013-2014 déjà, la Belgique était considérée par la Smart Energy Demand Coalition (SEDC), l'association professionnelle européenne des opérateurs d'effacement, comme étant l'un des trois marchés en Europe où le market design et l'environnement ont permis à la participation active de la demande d'être commercialement viables (cf. Page 3 du rapport *Mapping Demand Response in Europe Today*⁶³). Par la suite, en 2018, le *smartEn Map: European Balancing Markets Edition report*⁶⁴ identifie la Belgique comme étant l'un des trois pays réalisant le meilleur résultat en termes de marchés d'équilibrage avancés pour la participation active de la demande et les ressources énergétiques distribuées, montrant un grand investissement dans des solutions de marché fournies par différentes technologies.

Compteurs intelligents

Les cadres légaux ont été révisés en fonction des différents contextes régionaux afin de fournir le déploiement graduel et ciblé de compteurs intelligents. Cela devrait donner aux utilisateurs du réseau un meilleur aperçu de leur consommation d'énergie (horaire), de telle sorte qu'ils puissent identifier des manières de réduire leur consommation d'énergie. Les compteurs intelligents aideront également les ménages et les entreprises à déplacer leur consommation d'énergie de périodes de demandes de pic à des périodes de surplus de production, sans inconvénient ou perte de productivité. Grâce aux compteurs intelligents, des contrats énergétiques « intelligents » devraient également être proposés par les fournisseurs aux consommateurs, par exemple pour inclure des signaux de prix dynamiques liés aux prix spot du marché de gros.

Le déploiement des compteurs intelligents sera progressif et le timing de leur implémentation sera différent dans les trois régions.

4.1.4. Prix réglementés

Les tarifs sociaux existent depuis 2007 dans leur forme actuelle⁶⁵. Les bénéficiaires sont les ménages vulnérables. Ils couvrent 10% des consommateurs résidentiels (moins de 5% de la demande totale). Le tarif est basé sur le tarif commercial le plus bas dans la zone ayant le tarif de

⁶³ https://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping_DR_In_Europe-2014-04112.pdf

⁶⁴ http://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2018/11/the_smartenergy_map_2018.pdf

⁶⁵ http://www.ejustice.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2007033058&table_name=loi

réseau le plus bas. Il permet donc l'évolution des prix du marché. Les fournisseurs reçoivent une compensation pour la fourniture d'énergie au tarif social à des consommateurs protégés sur la base de l'arrêté royal du 29 mars 2012. Les consommateurs peuvent choisir le fournisseur qu'ils souhaitent, mais le tarif social reste le même. Afin de financer ce système, chaque consommateur doit payer une taxe.

4.1.5. Interconnexions et capacité du réseau interne

Tel qu'indiqué dans le projet de Plan National Energie et Climat (page 18/136), la Belgique dispose déjà aujourd'hui de l'un des taux d'interconnexion les plus élevés d'Europe et elle remplit dès lors déjà les objectifs visés au point (d) de l'article 4 du Règlement (UE) 2018/1999. En effet, selon le planning actuel, la Belgique aura déjà un taux d'interconnexion électrique de $\pm 21\%$ au début de l'année 2020 et elle atteindra, grâce aux projets d'ores et déjà prévus (voir Plan de développement fédéral 2020-2030), $\pm 30\%$ d'ici 2030.

Le Plan de développement fédéral 2020-2030 a été approuvé récemment par les autorités belges. La page 138 « - 4.2.1 Aperçu des projets de développements des interconnexions » donne un aperçu de tous les projets d'interconnexion prévus durant la période 2020-2030. Qui plus est, des renforcements du réseau interne belge sont également prévus afin d'être en mesure de s'adapter au maximum à une part de renouvelables (offshore et onshore) de plus en plus grande, à de nouvelles unités de production et à des flux internes résultant des échanges internationaux d'électricité.

Le Plan de développement fédéral 2020-2030 est le produit d'un processus impliquant le gestionnaire du réseau de transport, la DG Energie du SPF Economie, le régulateur fédéral (CREG), le Bureau Fédéral du Plan, le ministre en charge de l'Energie, le ministre en charge du milieu marin, les gouvernements régionaux et le Conseil fédéral du Développement durable. Une consultation publique s'est tenue entre le 15 octobre et le 15 décembre 2018 et elle a donné lieu à des réactions de tous les types de parties prenantes. Enfin, le Plan de développement fédéral est bien entendu conforme aux derniers plans de développement régionaux et européens. En particulier, les scénarios sont alignés sur le Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 d'ENTSO-E. Il convient de noter qu'une consultation publique européenne s'est également tenue pour le TYNDP.

Hormis les projets d'interconnexion, le plan donne également un aperçu de tous les projets internes liés au réseau à haute tension. Ces projets sont nécessaires pour remplacer une partie de l'infrastructure actuelle ou pour faire face à des besoins nouveaux et prochains (par ex. le renforcement du réseau interne à la suite de la hausse de la capacité de production éolienne offshore, les moteurs de développement économique local, etc.). Deux célèbres projets de réseau interne sont les projets « Ventilus » et « Boucle du Hainaut ». Tous deux sont actuellement prévus pour la période 2026-2028.

« Ventilus » est la liaison prévue entre Stevin et Avelgem, une connexion essentielle pour compléter la liaison Stevin (Stevin-Horta), qui est actuellement la seule liaison 380 kV allant jusqu'à la côte. Ce nouveau corridor 380 kV d'une capacité de 6 GW est entre autres essentiel pour relier la production éolienne offshore supplémentaire (les 2.3 GW installés en 2020 atteindront environ 4 GW en 2030).

Le projet « Boucle du Hainaut » prévoit la connexion essentielle entre Avelgem et le centre de la Belgique afin de compléter la liaison Avelgem-Mercator qui est actuellement la seule liaison existante entre l'ouest et le centre de la Belgique. Il y aura également un nouveau corridor 380 kV d'une capacité de 6 GW. Cette nouvelle liaison est essentielle pour éviter les congestions internes qui pourraient en effet survenir lorsque de grandes quantités d'électricité seront importées simultanément de France (après le renforcement de l'axe Avelin-Avelgem) et de Grande-Bretagne (Nemo Link, 1 GW), en combinaison avec une production éolienne offshore élevée. Ces situations se présenteront plus fréquemment après la sortie du nucléaire en 2025 en Belgique et les hausses prévues de la part d'énergie renouvelable de la France et de la Grande-Bretagne. La capacité de ce nouvel axe crée en outre des possibilités de développement du potentiel d'énergie renouvelable dans la mer du Nord et sur le littoral.

Enfin, les investissements à un niveau de tension plus basse (≤ 70 kV) sont une compétence régionale en Belgique et ils sont dès lors énumérés dans les plans d'investissement régionaux.

Ceux-ci ont également une perspective plus courte (3 à 7 ans). Tous ceux-ci sont disponibles publiquement et soumis à une validation réglementaire et/ou politique.

4.1.6. Autoproduction, stockage d'énergie et efficacité énergétique

Autoproduction

De nombreuses mesures sont prévues afin de promouvoir l'énergie renouvelable et l'autoproduction. Étant donné qu'il s'agit d'une compétence régionale, les mesures diffèrent entre les régions et sont résumées dans le « *Plan de mise en œuvre pour l'amélioration du fonctionnement du marché* »⁶⁶.

Stockage d'énergie

Le développement du stockage d'énergie est encouragé à différents niveaux de pouvoir. Le Gouvernement fédéral gère le Fonds de transition énergétique qui lance chaque année un appel à projets de R&D liés à des domaines relevant de la responsabilité du Gouvernement fédéral (énergie nucléaire, réseaux de transport, stockage d'énergie, énergie offshore, etc.).

Au niveau régional, en Flandre, VLAIO propose déjà des subventions pour des projets de R&D, y compris un soutien pour des projets de développement à un stade avancé du processus d'innovation (phase pilote). La recherche énergétique est également un élément central des engagements énergétiques de la Wallonie et de l'expertise régionale. Les technologies de stockage d'énergie sont l'un des principaux domaines de la recherche : le stockage (journalier et intersaisonnier), en ce compris les batteries (et leur recyclage) et l'approvisionnement électrique de secours ; les matériaux à changement de phase ; le stockage d'air comprimé ; des accumulateurs ; des batteries hybrides (lithium, redox-flow, etc.) et des outils de gestion de stockage.

En septembre 2016, le Premier Ministre belge Charles Michel a lancé une proposition de nouveau pacte d'investissement national avec le secteur privé afin de créer un climat d'investissement sain, ainsi qu'une croissance durable et inclusive entre aujourd'hui et 2030 par le biais de partenariats privé-public. Le rapport a été publié le 11 septembre 2018. Six secteurs « stratégiques » ont été identifiés, l'énergie étant l'un d'entre eux. Le pacte d'investissement mentionnait le développement d'installations de stockage de chaleur et d'électricité comme étant l'un des investissements nécessaires pour permettre la transition énergétique. Ces projets liés à l'énergie représentent un investissement total de 60 milliards d'euros entre aujourd'hui et 2030 (contre 150 milliards d'euros pour les six secteurs stratégiques). De manière générale, le secteur privé fournira environ 55% du financement en capital. Une partie de ce financement sera affectée à l'innovation, à la recherche et au développement.

En mars 2018, la CREG a adopté un arrêté⁶⁷ modifiant la méthodologie tarifaire applicable au cours de la période 2016-2019 pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport. Les modifications portaient sur l'introduction d'un cadre réglementaire pour le Modular Offshore Grid et le stockage d'électricité. En résumé, l'article 4 du même arrêté est complété par un paragraphe 8 rédigé comme suit : « *les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont la mise en service initiale intervient après le 1er juillet 2018 bénéficient d'une exonération destarif de transport, à l'exception des tarifs de raccordement, durant une période de dix années suivant leur mise en service initiale. Les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont tant la capacité installée que l'énergie stockée ont été augmentées à la suite de travaux d'extension de plus de 7,5 % par rapport à leur niveau observé au 1er juillet 2018 bénéficient d'une exonération de 80 % des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement, durant une période de cinq années suivant la remise en service suivant la fin des travaux d'extension. Cette mesure de soutien fera l'objet d'un monitoring de la CREG quant à son impact en ce qui concerne les coûts et les revenus afin d'éviter tout surprofit ou tout soutien insuffisant.* ». Cette

⁶⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Implementation-plan.pdf>

⁶⁷ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Others/B1718FR.pdf>

nouvelle disposition a pour but d'encourager le développement du stockage d'électricité afin de faire face à l'intégration croissante des unités de production renouvelables intermittentes.

Effacité énergétique

Les gestionnaires du réseau de transport et de distribution s'efforceront en matière d'efficacité énergétique d'utiliser au mieux le réseau existant en introduisant des caractéristiques et solutions de réseau intelligent (par ex. dynamic line rating, conducteurs de haute performance).

En plus des compteurs fournis aux utilisateurs finaux, qui sont conçus pour permettre au réseau d'être utilisés et gérés aussi efficacement que possible, l'infrastructure énergétique évoluera pour permettre la transition énergétique. Dans ce cadre, les réseaux énergétiques existants interagiront et deviendront de plus en plus interdépendants imposant de facto une coopération entre opérateurs.

Pour plus de détails sur les mesures décrites du 4.1.1. au 4.1.6. , le lecteur est invité à consulter notamment le « *Plan de mise en œuvre pour l'amélioration du fonctionnement du marché* ».

4.1.7. Réserve stratégique

Assurer la sécurité d'approvisionnement s'avère plus difficile en hiver qu'en été. En effet, les températures étant plus basses et l'éclairage davantage nécessaire, la demande en électricité est plus haute et le risque de pénurie est plus important, en particulier lors des pics habituels de consommation⁶⁸. Afin d'anticiper cette situation, un mécanisme de réserve stratégique a été mis en place en 2014⁶⁹. La réserve stratégique est « *un mécanisme qui permet au gestionnaire du réseau de transport d'électricité belge d'activer de la capacité d'électricité dans le cas où un risque non négligeable de pénurie d'électricité est identifié à court terme* »⁷⁰.

Le volume nécessaire est déterminé par le ministre de l'Énergie sur la base d'une analyse probabiliste du gestionnaire du réseau de transmission et après avis de la DG Energie. En 2014, le ministre de l'Énergie a imposé pour la première fois une réserve stratégique de 800 MW par an, pour une période de trois ans prenant cours le 1^{er} novembre 2014 (au final, des offres ont été reçues pour un volume total de 750 MW). À la suite de l'arrêt imprévu des unités nucléaires de Doel 3 et de Tihange 2, une capacité supplémentaire de 400 MW a été imposée pour une période d'un an, à compter également du 1^{er} novembre 2014. Pour la période hivernale 2015-2016, le ministre de l'Énergie a commandé un volume supplémentaire de 2.750 MW pour une période d'un an (à l'exception de 300 à 500 MW de la production qui devait être contractée pour deux ans), à compter du 1^{er} novembre 2015. Pour l'hiver 2016-2017, aucune réserve supplémentaire n'a été constituée, mais 750 MW étaient encore disponibles (à la suite des contrats de 2014 pour trois ans). En 2017, il a été contracté 725 MW pour l'hiver 2017-2018. En 2018, et 2019, la Ministre de l'énergie a décidé de ne pas constituer de réserve stratégique pour les périodes hivernales 2018-2019 et 2019-2020.

Le 15 novembre 2019, Elia adressait son rapport d'analyse probabiliste à la Ministre de l'Energie ainsi qu'à la Direction générale de l'Energie du SPF Economie. Dans ce rapport, Elia recommandait de prendre une décision sur base des résultats du scénario intégrant des événements à faible probabilité ayant un impact important sur l'adéquation belge. Ce scénario montrant une marge de capacités de 100 MW, aucun besoin de volume additionnel n'était requis pour rencontrer les critères légaux permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité lors de l'hiver 2020/2021. Le 13 décembre 2019, la DG Energie du SPF Economie remettait à la Ministre son analyse. Afin d'être en mesure de formuler un avis quant à la détermination du besoin de réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021, la DG Energie a eu recours au logiciel Supergrid de la suite Crystal, développé par la société Artelys. Grâce à cet outil, la DG Energie du SPF Economie a pu valider les résultats annoncés par Elia et a proposé à la Ministre de ne pas donner

⁶⁸ Entre 17h et 20h

⁶⁹ La réserve stratégique est régie par la loi du 26 mars 2014 et la loi du 30 juillet 2018 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Loi « Electricité »).

⁷⁰ <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-des/penurie-deelectricite/reserve-strategique-en>

instruction à Elia en janvier 2020 de constituer une réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021.

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 fédéral⁷¹ 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 (380kV⁷²) 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 tension⁷³ (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 à⁷⁴ :

- continuer le travail engagé sur l'amélioration de l'Energy Only Market ;

⁷¹ La dernière édition date de février 2019, https://planfederaldedeveloppementelia.be/wp-content/uploads/2018/10/PlanFederal_FR-doublepages.pdf

⁷² kV : kilovolt

⁷³ Sont raccordés à ce réseau les grands consommateurs industriels et les unités de production centralisée de taille moyenne.

⁷⁴ Source : Site du SPF Economie

- 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 Belgique⁷⁵. 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 et sera finalisée en 2020.

Le 18 décembre 2019, la DG Energie du SPF Economie, sous mandat de la Ministre, a introduit une notification à la DG COMP de la Commission Européenne relative au dossier sur le mécanisme de rémunération de la capacité. Ce mécanisme n'entrera en vigueur qu'après l'approbation de la Commission européenne.

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 (voir section 4.1), 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 (voir chapitre 3).

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. En effet, la dernière étude « Adequacy and Flexibility » (couvrant la période 2020-2030) publiée par le gestionnaire de réseau belge en juin 2019 a identifié un besoin systématique de nouvelles capacités d'au moins 3,9 GW dans le scénario " High Impact Low Probability " (HiLo). Par rapport à l'étude novembre 2017⁷⁶, cela signifie une augmentation de 3,6 GW à 3,9 GW qui s'explique principalement par l'accélération de l'élimination progressive du charbon dans les pays voisins (principalement l'Allemagne, mais aussi les Pays-Bas, le Royaume-Uni, l'Italie et la France), ce qui se traduit par des possibilités d'importation moindres pour la Belgique.

Les principes du CRM

Une fois implémenté, le CRM devra répondre à un certain nombre de critères, eux aussi déterminés par le CEP⁷⁷. Le CRM sera une solution temporaire (maximum 10 ans), qui ne créera pas de

⁷⁵ http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=fr&caller=summary&pub_date=19-05-16&numac=2019012267

⁷⁶ BESET Base Case

⁷⁷ Clean Energy Package

distorsion du marché et ne limitera pas les échanges. Le CRM sera calibré en ce sens qu'il ne 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 Economie⁷⁸.

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 confirment 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 de 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 investissements⁷⁹.

Outre le mécanisme de la réserve stratégique, la DG Energie a présenté, à travers le présent rapport, l'ensemble des mesures qui avaient déjà été mises en place dans 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 octobre 2019, la DG Energie du SPF Economie a, avec la contribution du BFP, publié, à la demande de la Ministre, une note confirmant le besoin en nouvelles capacités d'ici 2025⁸⁰. Dans cette note, la DG Energie insiste sur le fait que la mise en œuvre d'un mécanisme de rémunération de la capacité tel que décrit par la loi Electricité votée en avril 2019 devient urgente. La notification du mécanisme auprès de la DG COMP de la Commission européenne a été introduite le 18 décembre 2019 afin de rendre possible l'organisation d'une enchère Y-4 en 2021 et d'une enchère Y-1 en 2024⁸¹.

⁷⁸ <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de>

⁷⁹ Etude de la CREG (F)150604-CDC-1422 du 4 juin 2015, p 8/213

⁸⁰ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energie/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>

⁸¹ <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de>

BIBLIOGRAPHIE

- Albrecht J., Hamels S., Thomass L., «Le trilemma énergétique, une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030», 2017.
- DG Energie du SPF Economie, « Note de la DG Energie du SPF Economie : analyse des commentaires de la CREG formulés dans l'étude (F)1957 et positionnement quant à l'existence d'un besoin pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité », 2019.
- DG Energie du SPF Economie, « Energy Key Data », 2019.
- Elia, « The need for a strategic reserve for winter 2020-2021 », 2019.
- Elia, « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030 », 2019.
- Elia, «Electricity Scenarios for Belgium Towards 2050», 2017.
- EnergyVille, «Sensitivity scenario's underpinning choices for the Belgian Energy Pact», 2018.
- ENTSO-E, « Mid-term Adequacy Forecast 2018 », 2018.
- Federaal Planbureau, «Impact van het Pact- Bijkomende cijfers ter staving van een Energiepact», 2018.
- Plan de mise en œuvre pour l'amélioration du fonctionnement du marché, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Implementation-plan.pdf>, 2019.
- RAPPORT COMPLEMENTAIRE ELECTRICITE, Rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement, 2017
- UGhent, « Energypact Scenarios ; Adequacy and system cost », 2018.