

PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL DU RÉSEAU DE TRANSPORT 2020-2030

VERSION PROVISOIRE
15/10/2018

elia



PASSER À LA VITESSE SUPÉRIEURE

DÉVELOPPER LE RÉSEAU DE TRANSPORT DE DEMAIN NÉCESSITE UNE NOUVELLE APPROCHE. LES CHANGEMENTS RAPIDES DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET LE LONG DÉLAI D'EXÉCUTION QUE CONNAISSENT GÉNÉRALEMENT LES TRAVAUX D'INFRASTRUCTURE SONT EN EFFET CONTRADICTOIRES.

Chers lecteurs,

Le système énergétique belge est en train de changer fondamentalement. L'évolution vers un réseau européen intégré et durable crée une dynamique inédite. Chaque jour, la transition énergétique devient plus tangible. Ce n'est pas sans conséquence. Cette transition requiert une gestion adaptée du système, une collaboration européenne renforcée et une nouvelle configuration du réseau. Des domaines dans lesquels les gestionnaires de réseau de transport européens jouent un rôle important.

Le système énergétique belge fait face à d'immenses défis entraînés par les objectifs climatiques européens pour 2020 et 2030. À relativement court terme, nous prévoyons notamment un pourcentage croissant de production d'énergie renouvelable (onshore et offshore) ainsi qu'une augmentation considérable des flux d'électricité internationaux, souvent difficiles à prévoir et très volatiles.

Afin de relever efficacement ces défis, il est crucial que le développement du réseau de transport devance ces évolutions rapides du marché. Développer le réseau de transport de demain nécessite par conséquent une nouvelle approche. Les changements rapides de la transition énergétique et le long délai d'exécution que connaissent généralement les travaux d'infrastructure sont en effet contradictoires. Si nous voulons donner toutes ses chances au passage à un système électrique durable, fiable et abordable, nous devons anticiper de manière proactive et rapide les évolutions prévisibles en matière de développement du réseau.

LE PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL 2020-2030 DÉCRIT LE CONTEXTE CHANGEANT ET POINTE LES GOULETS D'ÉTRANGLEMENT ATTENDUS AINSI QUE LES LIENS MANQUANTS DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT QUI MENACENT DE FREINER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE À COURT ET MOYEN TERME, VOIRE DE LA BLOQUER SI NOUS NE PRENONS PAS DE MESURES CIBLÉES.



Ce Plan de Développement fédéral 2020-2030 décrit le contexte changeant, et pointe les goulets d'étranglement attendus et les chainons manquants dans le réseau de transport qui menacent de freiner la transition énergétique à court et moyen terme, voire de la bloquer si nous ne prenons pas de mesures ciblées. En tant que gestionnaire du réseau de transport, Elia a l'obligation légale de planifier et de développer le réseau de transport. Nous présentons dès lors, avec ce Plan de Développement fédéral, un programme d'investissement répondant aux besoins futurs. Ce plan constitue également le premier pas vers un avenir caractérisé par une décarbonisation quasiment complète de notre société d'ici 2050, comme convenu à Paris lors de la conférence des Nations Unies sur le changement climatique.

L'élaboration du Plan de Développement fédéral a lieu tous les quatre ans, en adéquation avec le Ten-Year Network Development Plan d'ENTSO-E, l'association européenne des gestionnaires de réseau. Nous prenons cette tâche très au sérieux. À chaque décision d'investissement, nous privilégions l'intérêt de la communauté. Le réseau électrique est en effet déterminant pour le bien-être social, la décarbonisation et le développement socio-économique de notre pays.

Étant donné l'ampleur et l'impact du Plan de Développement fédéral 2020-2030, il est également fondamental que les futurs projets d'infrastructure soient largement acceptés par la société. Afin d'obtenir cette large acceptation publique, Elia compte sur le soutien de diverses autorités et fédérations ainsi que sur celui de la population. À ce prix seulement, nous pourrons combler le fossé qui existe entre les ambitions climatiques globalement acceptées et leur concrétisation.

Chris Peeters, CEO Elia Group

EXECUTIVE SUMMARY



1. POURQUOI UN PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL ?

DEMAIN, C'EST AUJOURD'HUI !

Le réseau à haute tension d'Elia constitue un pilier essentiel du système énergétique belge. Une infrastructure électrique performante contribue au développement économique de la Belgique et au bien-être de la communauté.

Le contexte évolutif de la transition énergétique, caractérisé par une production d'énergie renouvelable croissante et une augmentation du transport international d'électricité, requiert toutefois une nouvelle configuration du réseau à haute tension belge ainsi qu'une une politique décisionnelle adaptée pour tenir compte des besoins futurs.

Pour tirer le meilleur parti de la transition énergétique, le développement de l'infrastructure du réseau électrique belge doit impérativement devancer les futures évolutions du marché. Les projets d'infrastructure connaissent en effet généralement un long délai d'exécution.

Afin d'anticiper sans tarder les mesures liées au développement durable, une politique proactive, qui prend rapidement des décisions pour lancer les projets d'infrastructure nécessaires, est essentielle.

L'INFRASTRUCTURE DU RÉSEAU COMME CATALYSEUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Le Plan de Développement fédéral 2020-2030 identifie les besoins en capacité de transport du réseau à haute tension belge (110 à 380 kV) pour la période comprise entre 2020 et 2030 et décrit le programme d'investissement adéquat pour y parvenir. Pour le réseau électrique à très haute tension (380 kV), les projets décrits dans le plan permettent de renforcer le réseau électrique interne (backbone), d'intégrer une production éolienne offshore supplémentaire et/ou de favoriser les échanges électriques internationaux grâce au développement d'interconnexions. Pour le réseau de transport 110 kV – 150 kV – 220 kV, les projets consistent notamment à remplacer l'infrastructure de réseau obsolète, à répondre aux évolutions économiques locales prévues et à poursuivre l'intégration de l'énergie renouvelable.

Le plan de développement est publié tous les 4 ans. Il s'agit d'une obligation légale pour Elia. L'élaboration de ce plan s'effectue en collaboration avec le Service public fédéral Économie et le Bureau fédéral du Plan. Lors de la détermination des besoins d'investissement, Elia tient compte du contexte changeant de la transition énergétique et de l'évolution vers un marché électrique de plus en plus intégré à l'échelle européenne. Le Plan de Développement fédéral se base entre autres sur le Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) d'ENTSO-E, l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité.

Dans ce rapport, Elia identifie les besoins en capacité du réseau à haute tension belge pour la période 2020-2030. Les projets d'investissement concrets sur le réseau électrique à très haute tension (380 kV) incluent le renforcement du réseau électrique interne, l'intégration d'une production éolienne offshore supplémentaire et la poursuite du développement d'interconnexions.

PROCESSUS DE VALIDATION

Préalablement à l'approbation de la Ministre fédérale de l'Énergie prévue au printemps 2019, le Plan de Développement fédéral 2020-2030 sera soumis à un tour de consultation de diverses autorités et régulateurs et à un rapport d'incidences environnementales détaillé. Une consultation publique sera également organisée à l'automne 2018.

Elia souhaite obtenir une large acceptation publique du Plan de Développement fédéral 2020-2030. En préparation de la consultation publique, une vaste campagne d'information est organisée pour les parties prenantes directement impliquées. Nous préparons également une vaste campagne de communication.

ELIA SOUHAITE OBTENIR UNE LARGE ACCEPTATION PUBLIQUE DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL 2020-2030.

2. LE CONTEXTE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

LES OBJECTIFS CLIMATIQUES, MOTEURS DU CHANGEMENT

Le développement du réseau électrique belge est lié à l'engagement de l'Europe de décarboniser notre société à plus de 80 % d'ici 2050. L'Europe suit ainsi les ambitions de la conférence sur le changement climatique (COP21), qui s'est tenue en décembre 2015 à Paris.

Les objectifs climatiques sont le moteur indéniable de la transition énergétique, qui est désormais clairement tangible et irréversiblement en marche. Ces objectifs requièrent une transformation profonde du système énergétique européen qui se concentrera à la fois sur l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'électrification de secteurs clés (comme le transport, le chauffage) et la décarbonisation maximale du système électrique.

L'idéal pour la Belgique serait d'avoir un système électrique européen intégré qui s'appuierait sur des sources d'énergie renouvelable et dans lequel l'ensemble du potentiel national serait valorisé et complété par l'importation d'électricité via des interconnexions supplémentaires. L'effet positif de cette vision a été analysé dans une étude réalisée par Elia en novembre 2017 (Electricity Scenarios for Belgium towards 2050).

IMPACT DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE BELGE



Les sources d'énergie conventionnelles cèdent la place à une production d'énergie (renouvelable) faible en CO_2 qui se développe à grande échelle.



Le système énergétique se décentralise et la production d'électricité s'éloigne des grands centres de consommation.



L'électricité acquiert un caractère bidirectionnel sous l'impulsion de la digitalisation et de l'émergence de nouvelles technologies. Le consommateur final joue un rôle de plus en plus important. Les voitures électriques et la technologie des batteries commencent à percer, la gestion de la demande et l'efficacité énergétique progressent.



L'essor de la production énergétique renouvelable en Europe entraîne une augmentation des flux électriques internationaux. Des interconnexions supplémentaires permettent une intégration accrue du marché électrique européen.

LES OBJECTIFS DU TRILEMME ÉNERGÉTIQUE

La transition énergétique réussira seulement si elle offre un maximum de bénéfices pour les trois piliers du trilemme énergétique, à savoir la fiabilité, la durabilité et l'accessibilité financière des prix abordables.

La Belgique a tout intérêt à investir dans le réseau électrique. Un réseau robuste et fiable, onshore et offshore, constitue une condition essentielle à une transition énergétique réussie vers un système fiable, durable et abordable.







1. **Un système fiable :** grâce à un mix énergétique qui peut satisfaire en permanence la demande et qui favorise l'activité économique tout en préservant notre confort.

2. **Un système durable :** fruit de l'intégration de sources d'énergie renouvelable, à travers l'exploitation totale de notre potentiel national, complété par une production d'énergie renouvelable étrangère (acheminée grâce à des interconnexions supplémentaires).

3. **Un système abordable :** grâce à un réseau électrique bien développé, la Belgique a accès aux sources d'énergie les plus efficaces sur son territoire et à l'étranger. Ceci crée une convergence des prix avec les pays voisins, et améliore notre position concurrentielle.

ÉVOLUTION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE BELGE : LA PROACTIVITÉ REMPLACE LA RÉACTIVITÉ

Par le **passé**, la topographie du réseau électrique suivait les développements de la production. Le réseau reliait les grandes unités de production centralisée (centrales au charbon, au gaz et nucléaires) aux centres de consommation. Le développement du réseau transfrontalier visait principalement à assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement.

À partir de la fin des années 90, la libéralisation du marché électrique européen a entraîné un changement radical de contexte. Le commerce international de l'électricité n'a cessé de gagner en importance, ce qui a réduit considérablement les écarts de prix entre les marchés nationaux. Cette évolution a été rendue possible par le développement d'interconnexions et le couplage des différents marchés nationaux via un mécanisme commun.

Aujourd'hui, le développement du réseau électrique belge est guidé par la politique climatique européenne, qui vise une décarbonisation quasiment totale du secteur de l'électricité d'ici 2050 via l'intégration massive de sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire et éolienne.

L'évolution vers un système énergétique européen intégré et durable n'est pas sans conséquence pour le réseau de transport. Pour pouvoir faire face de manière optimale à ces changements rapides, une configuration de réseau adaptée s'avère nécessaire.

Développer de nouvelles infrastructures de réseau prend cependant beaucoup plus de temps (en moyenne 10 ans) que construire une installation de production d'énergie renouvelable (3 à 5 ans, environ). Si nous souhaitons exploiter tout le potentiel de la production d'énergie renouvelable, une politique adaptée s'impose en matière de développement de réseau. Les goulets d'étranglement et chaînons manquants prévisibles doivent être identifiés et résolus de manière plus proactive et rapide. C'est la seule manière de donner toutes ses chances à la transition énergétique.

Le développement du réseau électrique belge devient plus proactif que réactif. La construction d'une infrastructure de réseau nécessite en effet un délai d'exécution plus long que la réalisation de projets de production d'énergie renouvelable. Pour concrétiser la transition énergétique et la valoriser au maximum, l'infrastructure de transport devra donc être réalisée à temps, dans l'intérêt de la communauté.

LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE BELGE DEVIENT PLUS PROACTIF QUE RÉACTIF. LA CONSTRUCTION D'UNE INFRASTRUCTURE DE RÉSEAU NÉCESSITE EN EFFET UN DÉLAI D'EXÉCUTION PLUS LONG QUE LA RÉALISATION DE PROJETS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE. POUR CONCRÉTISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET LA VALORISER AU MAXIMUM, L'INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT DEVRA DONC ÊTRE RÉALISÉE À TEMPS, DANS L'INTÉRÊT DE LA COMMUNAUTÉ.

3. MÉTHODOLOGIE

AUSSI PEU QUE POSSIBLE MAIS AUTANT QUE NÉCESSAIRE

Lors de l'identification des besoins d'investissement, Elia se penche en premier lieu sur les optimisations possibles. Grâce aux nouvelles méthodes de gestion du système et de l'infrastructure et à l'utilisation de nouvelles technologies, Elia gère le réseau électrique au plus près de ses limites.

Lorsqu'un renforcement du réseau électrique se révèle tout de même nécessaire, Elia vérifie d'abord s'il est possible d'utiliser le corridor existant. Nous pouvons, par exemple, employer des conducteurs plus performants ou des transformateurs-déphaseurs, garantir un accès plus flexible au réseau ou encore installer des appareils permettant d'obtenir plus de capacité sur une ligne existante en fonction des conditions météorologiques. Le développement de nouveaux corridors n'est envisagé qu'en dernière instance seulement, lorsqu'aucune autre option n'est réellement possible.

Nous privilégions les corridors existants pour investir dans une nouvelle infrastructure de réseau. Si aucune autre option n'est possible, nous envisageons de développer de nouveaux corridors.

MÉTHODE DE TRAVAIL

Le Plan de Développement fédéral définit les futurs projets d'investissement pour l'horizon 2020-2030 et identifie les besoins en capacité de transport supplémentaire. À cette fin, Elia a effectué des études de marché et de réseau conformément à la méthodologie du TYNDP 2018. Ces études analysent différents scénarios d'avenir et tiennent compte de plusieurs facteurs de changement pouvant influencer ces scénarios (sensibilités). Étant donné le caractère à long terme des investissements, Elia a analysé les besoins en la matière pour les périodes 2025, 2030 et 2035-2040.

Les scénarios d'avenir utilisés par Elia pour ce Plan de Développement fédéral ont été définis en concertation avec la Direction Générale de l'Énergie et le Bureau Fédéral du Plan.

Dans le Plan de Développement fédéral 2020-2030, nous analysons les besoins en capacité de transport supplémentaire à différents moments. Lors du développement de notre réseau, Elia recherche des solutions socialement responsables et économiquement efficaces. Nous aspirons à une création de valeur maximale pour chaque euro payé par la communauté.

NOTRE ENGAGEMENT

Concernant le développement du réseau électrique du futur, Elia s'engage sur trois points :



1. **Limiter autant que possible la construction** de nouvelles infrastructures en donnant la priorité à l'optimisation et à l'amélioration de l'infrastructure existante.



2. **Communiquer et collaborer ouvertement** pendant la totalité du processus de développement, et ce dès le début.



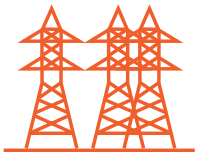
3. **Respecter les citoyens et l'environnement** lors de la construction et l'exploitation de notre infrastructure.

4. ÉLÉMENTS CLÉS DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL 2020-2030

LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU 380 KV

LES 3 PILIERS DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU 380 KV

1



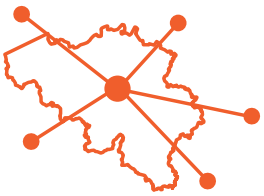
Le renforcement et l'extension du réseau 380 kV interne : pour intégrer la production d'énergie renouvelable nationale, raccorder de nouvelles unités de production et transporter des flux électriques internationaux supplémentaires.

2



Le développement du réseau offshore : pour poursuivre l'intégration de la production d'électricité renouvelable en mer.

3



Le renforcement et l'extension de la capacité d'interconnexion : pour intégrer l'énergie renouvelable à l'échelle européenne et accéder aux prix les plus compétitifs sur le marché international afin d'obtenir une convergence des prix.



PILIER 1 = RENFORCEMENT ET EXTENSION DU RÉSEAU 380 KV INTERNE

LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU 380 KV EXISTANT

Où ?
Entre les postes à haute tension Massenhoven-Van Eyck-Gramme-Courcelles-Mercator.

Comment ?
En employant des conducteurs à haute performance.

Résultat ?
Une capacité doublée.

Timing ?
En plusieurs phases sur une période de plus de 10 ans, en commençant par l'axe Massenhoven-Van Eyck.

LE RENFORCEMENT DE L'AXE CENTRE-OUEST

Où ?
Entre Avelgem et le centre de la Belgique. Cette liaison est indispensable pour compléter la liaison Avelgem-Mercator (entre Avelgem et Kruibeke), qui est actuellement la seule liaison existante entre l'ouest et le centre de la Belgique.

Comment ?
Grâce à un nouveau corridor 380 kV d'une capacité de 6 GW.

Résultat ?
L'axe Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut ») est un nouveau corridor 380 kV aussi important qu'indispensable qui exercera un effet positif sur les prix de gros et permettra de créer une capacité d'accueil à l'ouest du pays (littoral).

Cette nouvelle liaison est essentielle pour éviter les congestions internes. Celles-ci pourront 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, 1GW), en combinaison avec une production éolienne offshore élevée (2,3 GW d'ici 2020). Ces situations se présenteront plus fréquemment après la sortie du nucléaire en 2025, et à mesure que la part d'énergie renouvelable augmentera dans le mix énergétique de la France et de la Grande-Bretagne.

La capacité d'accueil 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 :

- capacité offshore supplémentaire (en plus des 2,3 GW prévus pour 2020) ;
- production éolienne onshore ;
- une seconde interconnexion avec la Grande-Bretagne (projet « Nautilus »).

Timing ?
2026-2028

LA LIAISON STEVIN-AVELGEM (« KUSTLUS »)

Où ?
Entre Stevin et Avelgem. Cette liaison est indispensable pour compléter la liaison « Stevin » (Stevin-Horta), qui est actuellement la seule liaison 380 kV allant jusqu'à la côte.

Comment ?
Grâce à un nouveau corridor 380 kV d'une capacité de 6 GW. Ce nouveau corridor prévoit l'intégration d'un nouveau poste, qui sera relié à l'axe « Stevin », via un lien avec une capacité de transport d'entre 3 et 6 GW.

Résultat ?

- La liaison « Kustlus » est essentielle pour raccorder la production éolienne offshore supplémentaire : évolution de 2,3 GW (en 2020) vers environs 4 GW (en 2030) ;
- La liaison « Kustlus » présente un potentiel pour un éventuel stockage d'énergie en mer ;
- La liaison « Kustlus » est essentielle pour les développements futurs du réseau à haute tension en Flandre-Occidentale ;
- La fermeture de la boucle avec Stevin génère la flexibilité nécessaire pour garantir la production des parcs éoliens offshore ou l'importation depuis la Grande-Bretagne en cas de panne ou lorsque des travaux d'entretien sont requis.

Timing ?
2026-2028



PILIER 2 = EXTENSION DU RÉSEAU OFFSHORE

Où ?
En mer du Nord belge

Comment ?
L'extension du réseau offshore est envisagée afin de regrouper les raccordements des parcs éoliens offshore supplémentaires et d'assurer un transport économiquement efficient jusqu'à la terre ferme. Un éventuel futur maillage de ce réseau offshore est également étudié pour pouvoir capter tout le potentiel de la mer du Nord.

Résultat ?
La conception proactive du réseau de transport offshore permet de réduire les coûts et de faire face aux besoins futurs.

Timing ?
2026-2028



PILIER 3 = RENFORCEMENT ET EXTENSION DES INTERCONNEXIONS

Où ?
Interconnexions supplémentaires, à la fois avec la Grande-Bretagne et l'Allemagne, mais également renforcement de la capacité d'interconnexion actuelle avec les Pays-Bas et la France.

Comment ?
Grâce à des liaisons en courant continu supplémentaires avec la Grande-Bretagne et l'Allemagne, et à l'utilisation de conducteurs à haute performance et de transformateurs déphaseurs pour les interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France.

Résultat ?
Les interconnexions contribuent à la sécurité d'approvisionnement, à la convergence des prix et à la décarbonisation du système électrique européen en permettant l'intégration de l'énergie renouvelable à l'échelle européenne.

Timing ?
Réparti sur la période 2020-2030.

LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT 220 KV, 150 KV ET 110 KV

SPÉCIFICITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT LOCAL

Le Plan de Développement fédéral 2020-2030 contient également un programme d'investissements important pour les réseaux de transport 220 kV, 150 kV et 110 kV. Il s'agit de niveaux de tension auxquels sont raccordés les grands consommateurs industriels et les unités de production centralisée de taille moyenne. Ils permettent en outre de soutenir les réseaux de transport 36 kV et 70 kV ainsi que le réseau à moyenne tension auquel sont raccordés les industries moyennes, les PME et les utilisateurs résidentiels, ainsi que les unités de production décentralisée.

Le Plan de Développement fédéral 2020-2030 prévoit des adaptations sur le réseau de transport local pour plusieurs raisons :

- le renforcement ou l'extension du réseau de transport local afin de faire face à une consommation d'électricité croissante ou à une production d'énergie supplémentaire (issue ou non de sources d'énergie renouvelable) ;
- la réparation ou le remplacement de l'infrastructure obsolète afin de garantir un réseau fiable et sûr ;
- la mise en adéquation du réseau de transport local avec les développements du réseau 380 kV (backbone) afin de favoriser, par exemple, l'intégration européenne du réseau électrique belge ;
- l'amélioration de la gestion et de l'efficacité du réseau de transport local conformément à la nouvelle législation.

PILIERS DU DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX DE TRANSPORT 220 KV, 150 KV ET 110 KV

Les investissements dans les réseaux de transport d'un niveau de tension inférieur s'inscrivent dans une vision générale. Celle-ci a été élaborée afin de répondre à un besoin ou à un ensemble de besoins spécifiques.

La vision d'avenir en matière de développement du réseau de transport local repose sur 6 piliers :



PILIER 1 = DÉCOUPLAGE DES RÉSEAUX D'UN NIVEAU DE TENSION INFÉRIEUR

Les flux électriques croissants sur le réseau 380 kV (backbone), couplés aux évolutions du marché européen de l'énergie, génèrent des flux que le réseau de transport sous-jacent ne peut supporter. C'est pourquoi Elia souhaite découpler les réseaux d'un niveau de tension inférieur et les exploiter en tant que zones isolées. Cela requiert une connexion renforcée avec le réseau 380 kV supérieur, par le biais de transformateurs supplémentaires.

PILIER 2 = INTÉGRATION D'UNITÉS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET CENTRALISÉE

PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

Le réseau de transport local permet une intégration poussée d'unités de production décentralisée. Aux endroits présentant un potentiel important pour une production décentralisée supplémentaire, un renforcement du réseau est toutefois nécessaire. Le Plan de Développement fédéral 2020-2030 le prévoit.

Pour le raccordement de plus grands clusters de production décentralisée, il est souvent recommandé de mettre en place un point de raccordement 30 kV ou 36 kV, couplé au réseau 150 kV, 220 kV ou 380 kV. Il sera ainsi possible de réaliser une optimisation technico-économique. Un raccordement au réseau moyenne tension nécessiterait en effet un renforcement considérable de ce réseau. Et un raccordement direct sur le réseau de transport entraînerait des coûts de raccordement élevés.

PRODUCTION CENTRALISÉE

Les réseaux de transport 150 kV et 220 kV existants offrent, à de nombreux endroits, une capacité d'accueil pour des unités de production centralisée de taille moyenne avec une puissance pouvant atteindre 300 MW. Les plus grandes unités seront de préférence raccordées au réseau 380 kV (backbone) afin de conserver une marge suffisante pour le raccordement d'unités de production décentralisée.

PILIER 3 = RATIONALISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT 36 KV ET 70 KV (PORTÉS À UN NIVEAU DE TENSION SUPÉRIEUR)

Une augmentation de la consommation locale d'électricité ou l'arrivée d'une production décentralisée peut entraîner un dépassement de la capacité des réseaux 36 kV ou 70 kV locaux. Une évolution vers un niveau de tension plus élevé (110 kV ou 150 kV) est souvent préférée à un renforcement des réseaux existants. Ce genre d'adaptation est généralement plus économique et plus économe en énergie.

PILIER 4 = AMÉLIORATION DE LA RÉSISTANCE AUX DÉFAUTS

L'impact des défauts augmente en raison du nombre croissant de liaisons câblées souterraines et de l'augmentation du nombre de points de couplage sur le réseau 380 kV. Le Plan de Développement fédéral 2020-2030 décrit plusieurs investissements prévus dans des appareils à haute tension plus performants afin de garantir la fiabilité et la sécurité du réseau haute tension.

PILIER 5 = RENFORCEMENT DU SOUTIEN DU RÉSEAU À MOYENNE TENSION

Le réseau de transport compte un grand nombre de points de couplage avec le réseau à moyenne tension auquel sont raccordés les consommateurs résidentiels, les PME et les petites industries. Suite à une hausse de la consommation, il peut se révéler nécessaire de renforcer le soutien du réseau moyenne tension à certains endroits. Le Plan de Développement fédéral 2020-2030 le prévoit.

Les discussions à ce sujet sont en cours avec les gestionnaires de réseau de distribution, et tiennent compte de l'optimum global pour la communauté. L'infrastructure existante sera tout d'abord exploitée de manière optimale en transférant partiellement la consommation vers un poste à haute tension voisin ou en augmentant la capacité des transformateurs présents. Un nouveau site ne sera créé que si le site existant est totalement saturé.

PILIER 6 = INVESTISSEMENTS DE REMPLACEMENT

La mise hors service de l'infrastructure obsolète du réseau d'Elia sera déterminée aussi précisément que possible grâce à un suivi systématique et minutieux des assets existants. Lors de la détermination de l'investissement de remplacement, c'est la meilleure solution technique et économique qui est choisie. Les nouveaux besoins à combler, tel que l'augmentation de la capacité de transport, sont également pris en compte. Lorsqu'il n'est pas possible de trouver une synergie entre le besoin de remplacement et les autres besoins, un projet de remplacement isolé 1/1 constitue la solution la plus recommandée.

Ce Plan de Développement fédéral reprend, pour chaque zone ou province, un programme important de remplacement de l'infrastructure de réseau qui sera mise hors service.



CONCLUSIONS PRINCIPALES

BESOIN DE RÉSEAU

Ce Plan de Développement fédéral identifie les besoins en capacité du réseau de transport à haute tension belge (110 à 380 kV) pour la période comprise entre 2020 et 2030 et décrit le programme d'investissement pour y parvenir. Réparti sur une période de 10 ans, ce plan représente dans sa totalité un montant d'investissement d'environ 5 milliards €. Ce montant inclut tous les projets d'investissement mentionnés dans le présent Plan de Développement, ceux qui avaient déjà été approuvés dans le précédent Plan de Développement fédéral 2015-2025, ainsi que ceux qui ont été repris à titre conditionnel ou indicatif dans le présent Plan de Développement. Le montant d'investissement total pour les projets soumis à approbation dans ce plan s'élève environ à 2 milliards pour la période 2020-2030.

SERVIR LA COMMUNAUTÉ

Pour la Belgique, la transition énergétique constitue une opportunité de poursuivre l'évolution vers un système électrique européen intégré reposant sur des sources d'énergie renouvelable. Dans ce système intégré, l'ensemble du potentiel national est valorisé et complété par de l'électricité importée via le développement d'interconnexions supplémentaires.

DANS LE RESPECT DES DÉLAIS ET BUDGETS

Pour profiter pleinement des avantages de la transition énergétique, il est important qu'Elia puisse livrer l'infrastructure de réseau à temps. Par conséquent, le développement du réseau doit anticiper les tendances et les évolutions et bénéficier du soutien nécessaire, tant au niveau local que fédéral. Cela implique :

- Un cadre juridique et réglementaire stable pour soutenir l'approche anticipative nécessaire au développement du réseau, comme préalable à l'essor de l'énergie renouvelable ;
- Le soutien des autorités et du public afin de livrer à temps l'infrastructure requise. Une communication positive à propos de la transition énergétique ainsi que des procédures d'obtention de permis efficaces sont nécessaires.



SYNTHÈSE TECHNIQUE

PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL DU RÉSEAU DE TRANSPORT 2020-2030

Elia établit le Plan de Développement fédéral 2020-2030 selon les modalités de la loi du 29 avril 1999 (« Loi Électricité ») et de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du Plan de Développement du réseau de transport d'électricité.

Le Plan de Développement contient une estimation détaillée des besoins en capacité de transport d'électricité. Il décrit les investissements d'extension et de renouvellement du réseau et mentionne les hypothèses sous-jacentes. Elia s'engage à réaliser ces investissements.

Le Plan est établi par le gestionnaire du réseau de transport en collaboration avec la Direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan. Il couvre une période de dix ans et est actualisé tous les quatre ans. En application du troisième paquet énergie européen, le Plan de Développement fédéral est aussi élaboré en concertation avec les autres gestionnaires de réseau européens, notamment dans le cadre du plan de développement européen non contraignant à dix ans publié tous les deux ans par ENTSO-E (TYNDP : Ten-Year Network Development Plan 2018-2028 d'ENTSO-E).

Le Plan de Développement fédéral 2020-2030, qui devra finalement être approuvé par la ministre fédérale de l'Énergie, est l'aboutissement d'un processus de concertation et de consultation impliquant le régulateur fédéral (CREG), le ministre compétent pour le Milieu marin, les gouvernements des Régions, le Conseil fédéral du Développement Durable et le grand public.

Les incidences environnementales associées au présent Plan de Développement ont fait l'objet d'un rapport spécifique soumis à l'avis du Comité d'avis fédéral SEA (Strategic Environmental Assessment), en application des dispositions de 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 programmes relatifs à l'environnement.

Le développement du réseau de transport est étroitement lié aux politiques énergétiques mises en place aux niveaux européen, belge et régional qui ont donné corps à la transition énergétique amorcée. Le développement du réseau de transport est non seulement une condition sine qua non au succès de cette transition énergétique, mais également un moteur de ce processus. En effet, le réseau de transport contribue à assurer l'approvisionnement électrique, à mettre en place un marché intérieur de l'électricité au niveau européen, et à intégrer de nouveaux moyens de production (notamment axés sur les sources d'énergie renouvelable).

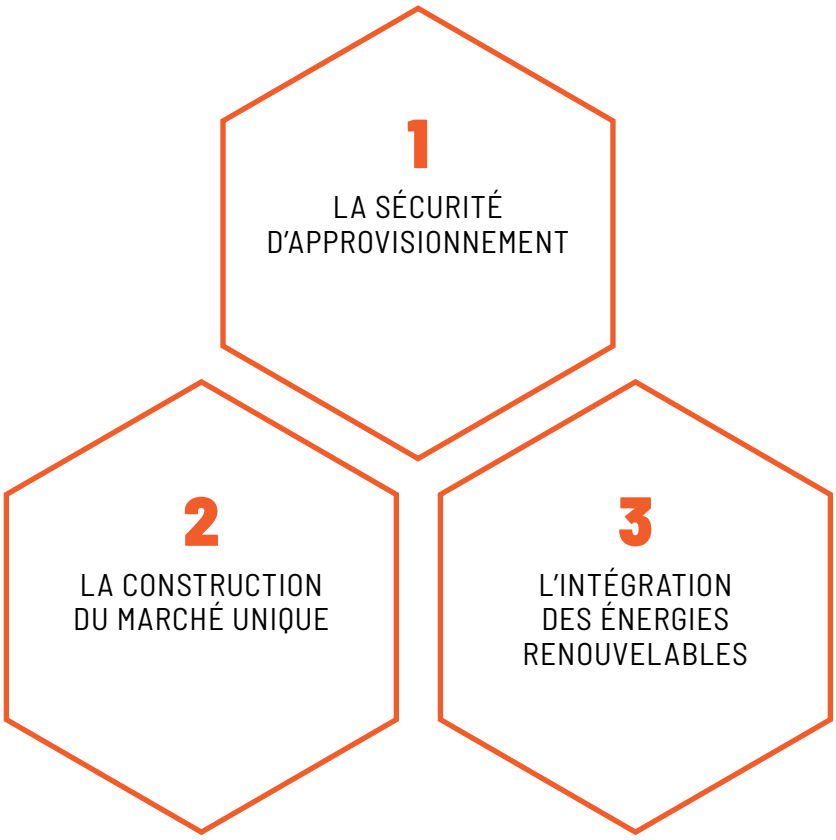


Figure 0.1: Enjeux du rôle de gestionnaire de réseau de transport

SCÉNARIOS ET CHOIX FONDAMENTAUX

Le but des scénarios à long terme n'est pas de prédire l'avenir mais bien d'évaluer en toute transparence et dans différentes conditions l'impact de facteurs tels que les choix politiques, les tendances macroéconomiques et les évolutions technologiques sur les besoins en développement du réseau. Différents scénarios ont donc été mis au point pour analyser l'influence de ces facteurs sur les besoins en développement du réseau. Ces scénarios diffèrent significativement les uns des autres pour refléter diverses perspectives d'avenir.

Elia n'est pas en position d'indiquer quel scénario est le plus souhaitable ou le plus probable. Elia souhaite toutefois insister sur le fait que le présent Plan de Développement dépend entièrement des hypothèses prises en compte, et qu'il est impossible de garantir la concrétisation de ces hypothèses puisqu'elles reposent sur des éléments qui ne relèvent pas de la responsabilité du gestionnaire du réseau. Les choix en matière de transition énergétique sont opérés par les pouvoirs publics. Elia plaide donc pour la définition par les autorités publiques d'une politique énergétique axée sur le long terme.

En prévoyant différents scénarios, il est possible de définir un large éventail de situations susceptibles de mener à un développement du réseau. Elia met au point ses projets d'infrastructures de manière à répondre au mieux à l'ensemble de ces différents scénarios.

L'établissement du Plan de Développement et des scénarios y afférents doit se baser sur la dernière étude prospective réalisée par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau Fédéral du Plan et publiée en janvier 2015. Le fait qu'aucune étude prospective plus récente ne soit parue justifie dûment la prise en compte, pour le présent Plan de Développement, du rapport complémentaire à l'étude prospective, appelé « rapport de monitoring », qui a été publié en décembre 2017 par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan.

Le choix des scénarios repris dans le présent Plan de Développement fédéral se base donc sur les scénarios exposés dans ce rapport ainsi que sur les recommandations et décisions prises dans le cadre de la coopération entre Elia, la Direction Générale de l'Énergie et le Bureau Fédéral du Plan. Le présent Plan de Développement fédéral repose par conséquent sur les scénarios suivants :

1. Les scénarios du plan décennal de développement du réseau (TYNDP 2018) d'ENTSO-E et ENTSO-G, publiés et définis à l'échelle européenne tous les 2 ans. Ces visions ont été élaborées en étroite collaboration avec divers acteurs européens du marché de l'énergie (organisations environnementales, associations de consommateurs, producteurs, régulateurs, autorités, etc.). Le scénario EUCO30 de la Commission européenne, complété avec les informations émanant du Bureau fédéral du Plan, est également repris.
2. Les scénarios de l'étude intitulée « Electricity Scenarios for Belgium towards 2050 » (scénarios pour le système énergétique belge à l'horizon 2050) menée par Elia, qui reposent également sur les visions du TYNDP 2018, enrichies d'informations plus détaillées et des données les plus récentes.

Ces scénarios porteront sur quatre horizons : 2025, 2030, 2035 et 2040.

POUR LA PÉRIODE 2020-2025

Cet horizon est analysé dans le TYNDP à travers un scénario « best estimate » pour 2025 basé sur l'évolution de la capacité installée prévue dans les pays européens. En ce qui concerne la Belgique, ce scénario tient compte des derniers développements de la politique énergétique et des chiffres présentés par les autorités dans le cadre de la stratégie énergétique fédérale.

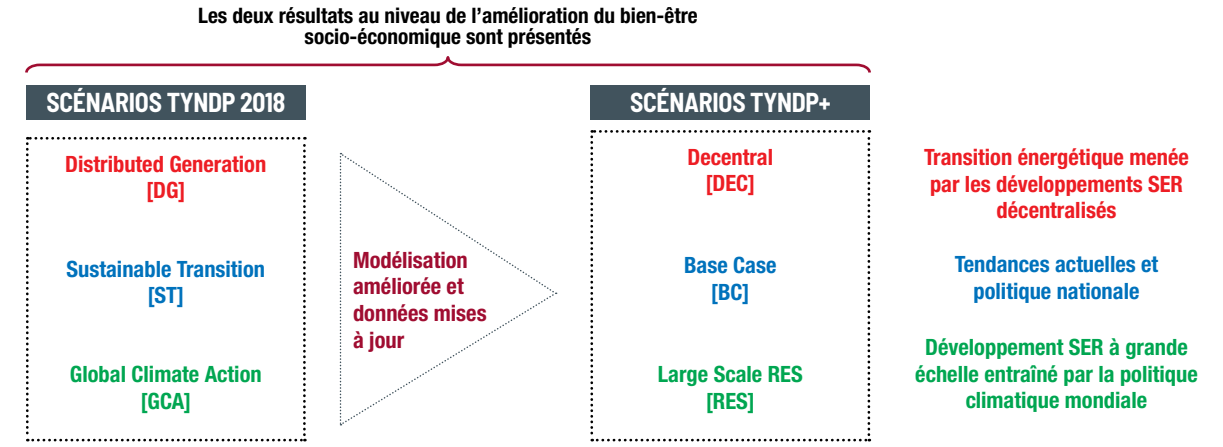
POUR LA PÉRIODE 2025-2030

Quatre visions distinctes ont été prises en compte.

Tout d'abord, les 3 visions provenant du TYNDP 2018 qui ont été actualisées et renommées dans le cadre du présent Plan de Développement fédéral :

1. **« Sustainable Transition » devient « Base Case »**
   Ce scénario présente le minimum nécessaire pour atteindre les objectifs de l'Union européenne d'ici 2030. Les développements en matière d'énergie renouvelable se multiplient peu à peu grâce aux programmes de subvention des autorités politiques nationales. Cette tendance devrait d'ailleurs se maintenir après 2030. Dans ce scénario, l'électrification est restreinte en raison d'un manque d'incitants suffisamment intéressants. La réalisation des objectifs de décarbonisation n'est en outre pas garantie et dépendra principalement des développements qui seront réalisés dans d'autres secteurs. Le faible taux d'électrification dans les autres secteurs laisse cependant supposer que les objectifs climatiques ne seront pas atteints, ce qui entraînera un retard qui devra être compensé entre 2040 et 2050 afin que les objectifs fixés par l'Europe puissent être réalisés.
2. **« Distributed Generation » devient « Decentralised »**
   Dans ce scénario, la transition énergétique ne souffre d'aucun retard et est principalement menée par les « prosommateurs ». La digitalisation et les signaux de prix encouragent suffisamment les consommateurs ainsi que certains clients commerciaux et industriels à investir massivement dans des solutions de stockage et des panneaux photovoltaïques. Ces « prosommateurs » optent en outre de plus en plus pour des moyens de transport tels que des véhicules électriques. Les bâtiments présentent une efficacité énergétique accrue et l'électrification du secteur du chauffage est en plein essor. La digitalisation permet, entre autres, d'obtenir un plus grand volume de gestion volontaire de la demande pendant les mois d'hiver, mais aussi au niveau des consommateurs commerciaux et industriels.

3. « Global Climate Action » devient « Large Scale RES »
Dans ce dernier scénario, la transition énergétique est principalement soutenue par les politiques européennes et la collaboration instaurée entre les États membres dans le but de déployer aussi adéquatement que possible les sources d'énergie renouvelable (SER) en Europe. Ce scénario est celui qui présente la plus grande consommation d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables grâce au déploiement massif d'éoliennes onshore et offshore en mer du Nord et d'installations photovoltaïques dans le sud de l'Europe. De nouvelles installations photovoltaïques voient également le jour, mais à un rythme moins soutenu que dans le scénario « Decentralised ». Les pays d'Europe mettent sans tarder un terme à la production de charbon et de houille pour réduire plus rapidement leurs émissions de gaz à effet de serre. L'électrification des secteurs de la mobilité et du chauffage progresse modérément dans tous les pays, tout comme les mécanismes de flexibilité pour gérer la demande supplémentaire.



EUCO30 est un scénario externe du TYNDP pour lequel les données pour la Belgique ont été actualisées sur la base des dernières prévisions du Bureau fédéral du Plan (EUCO30+). Ces mises à jour ont un impact négligeable sur les résultats socio-économiques ce qui nous permet de procéder à la simplification suivante : EUCO30 = EUCO30+

Figure 0.2 : Scénarios sur lesquels repose le Plan de Développement

Ces différents scénarios intègrent la sensibilité au prix des combustibles et du CO_2 selon deux types de merit order : « charbon avant gaz » et « gaz avant charbon ».

Ces trois scénarios sont complétés par un scénario **EUCO30**, élaboré par la Commission européenne pour l'horizon 2030 et mis à jour pour inclure les derniers développements annoncés par le Bureau fédéral du Plan. Ce scénario reflète l'atteinte des objectifs européens à l'horizon 2030 tels que prévus dans les lignes directrices relatives au climat élaborées par le Conseil européen en 2014, à une différence près : l'efficacité énergétique visée y est de 30 % (d'où son nom)[1].

POUR LA PÉRIODE 2030-2040

Le TYNDP 2018 ne projette de résultats économiques que pour les horizons 2025 et 2030. L'horizon 2040 n'est quant à lui utilisé qu'afin d'identifier les besoins du système électrique du futur. Le Plan de Développement fédéral inclut également une perspective à long terme afin d'identifier les besoins et tendances qui s'inscrivent dans le long terme. Le TYNDP 2018 n'aborde pas l'horizon 2035. Elia a donc créé cet horizon par interpolation, en se basant sur l es hypothèses avancées pour la Belgique et l'Europe dans les scénarios 2030 et 2040.

1 Voir (TYNDP 2018 – Scenario Report, ENTSO-E, 2018, http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/) pour plus d'informations

ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT 380 KV POUR FACILITER LA MISE EN PLACE D'UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE FIABLE, DURABLE ET ABORDABLE

MOTEURS DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT 380 KV

La figure 0.3 ci-après présente les moteurs clés du développement du réseau de transport 380 kV: l'assurance d'un environnement compétitif pour les acteurs de marché belges, le développement d'un approvisionnement énergétique durable et la garantie de la sécurité d'approvisionnement dans le future.

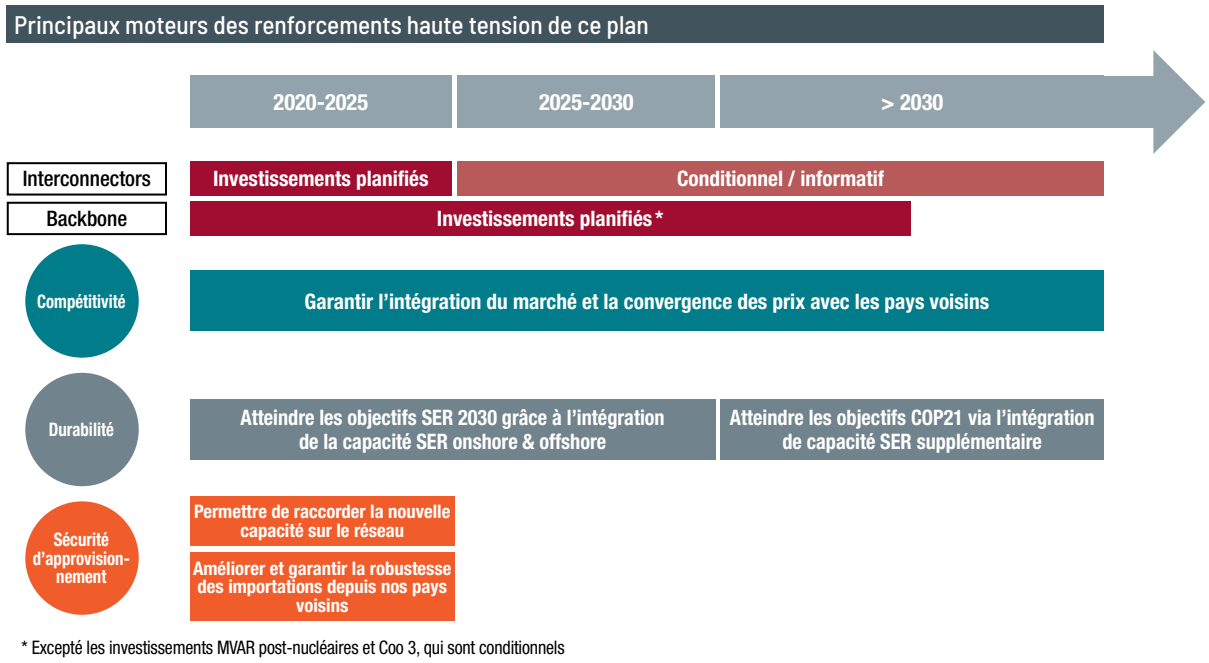


Figure 0.3 : Perspective top-down des moteurs du développement du réseau de transport à très haute tension

PÉRIODE JUSQUE 2025

Des investissements dans le *backbone* interne et dans les interconnexions sont prévus à l'horizon 2025, notamment pour compenser la sortie du nucléaire :

1. La transition énergétique en Belgique se traduit, en partie, par le démantèlement d'unités de production, pour des raisons techniques ou économiques, ou par l'application de la législation sur la sortie du nucléaire. Étant donné que les pays voisins sont eux aussi confrontés à la fermeture annoncée de centrales, il est primordial de disposer d'un parc de production national fiable et suffisamment large pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique. Il est par conséquent extrêmement important de s'assurer que le potentiel du réseau de transport soit suffisant pour permettre le raccordement de grandes unités de production.
2. Le développement des interconnexions constitue l'une des pierres angulaires d'un marché électrique efficace et doit être considéré comme complémentaire au renforcement du parc de production national. De solides possibilités d'importation et d'exportation contribuent tant à la compétitivité du marché qu'à la sécurité d'approvisionnement du système belge.

Les investissements dans les projets en cours BRABO, ALEGrO et Nemo Link® et l'optimisation de l'infrastructure existante (adaptation des postes existants, installation de transformateurs déphaseurs supplémentaires aux frontières, déploiement ciblé de conducteurs à haute performance) sont autant de facteurs clés qui permettront au réseau de transport de faire face aux flux prévus pour 2025.

HORIZON 2030 ET AU-DELÀ

Les horizons 2030 et suivants orientent les scénarios (voir chapitre 2) vers une transformation fondamentale du parc de production dans le but de décarboniser le système électrique à l'échelle européenne. La mise en place d'un système énergétique durable, fiable et abordable entraîne la nécessité d'adapter l'infrastructure de réseau.

De manière générale, les sources d'énergie renouvelable réparties aux quatre coins de l'Europe s'accompagneront, vu leur nature variable, de flux de plus en plus importants, de plus en plus volatiles et de moins en moins prévisibles. Des simulations de réseau permettent de déterminer si une configuration de réseau est suffisamment bien dimensionnée pour transporter les flux électriques à travers le réseau sans mettre en péril la sûreté du système. Ces simulations démontrent que si le réseau ne bénéficie pas rapidement d'investissements, le *backbone* interne et les interconnexions subiront **d'importantes surcharges**. Ces congestions sont malheureusement trop importantes pour être éliminées par une simple optimisation de l'infrastructure existante. Des renforcements structurels du réseau sont donc nécessaires pour prendre en charge les échanges de courant prévus.

Le développement du réseau de transport sur terre et en mer est essentiel pour :

1. Faciliter l'intégration optimale de l'énergie renouvelable offshore et onshore au sein du paysage énergétique belge et contribuer ainsi à la poursuite des objectifs 2030 ;
2. Intégrer l'énergie renouvelable à l'échelle européenne et avoir accès aux prix les plus compétitifs sur le marché international, afin d'obtenir une convergence maximale des prix.

Dans ce contexte, les projets destinés à renforcer le *backbone* interne 380 kV pour les horizons 2030 et suivants jouent un rôle de premier plan. Le développement des interconnexions pourra se greffer sur ce *backbone* renforcé. À ce titre, Elia avance une série de projets conditionnels/informatifs portant sur les frontières avec les Pays-Bas, la France, le Royaume-Uni et l'Allemagne pour lesquels des études bilatérales sont en cours en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport concernés.

L'évolution des interconnexions est ainsi évaluée en fonction des objectifs européens 2030 en matière d'interconnectivité.

LE RÉSEAU DE TRANSPORT 380 KV DE DEMAIN

Le principe appliqué pour parvenir à une solution rentable commence par une exploitation maximale du potentiel de l'infrastructure existante, aussi bien pour le *backbone* 380 kV que pour les interconnexions existantes. Cette première étape permettra d'enregistrer un gain d'efficacité considérable tout en ne réalisant que des investissements limités, par exemple en équipant les postes à haute tension existants de transformateurs déphaseurs pour leur permettre de moduler davantage les flux. Les liaisons devront également être renforcées pour répondre à de nouveaux besoins structurels en termes de capacité de transport. Utiliser des conducteurs à haute performance permettrait par exemple de (quasiment) doubler la capacité des liaisons existantes.

Au vu de la portée et des caractéristiques de la transition énergétique, une exploitation maximale de l'infrastructure existante ne sera toutefois pas suffisante. En Belgique, le centre de gravité du mix énergétique se déplace, entre autres, vers la mer du Nord, où le réseau est historiquement moins développé. De nouveaux corridors devront donc être développés là où les corridors existants sont déjà sollicités au maximum, et là où il n'existe encore aucun corridor. Dans le cas de la création d'un nouveau corridor, Elia opte pour la solution qui génère le plus d'avantages en fonction des coûts. La satisfaction des différents besoins (orientés vers le future) et le choix de la technologie jouent un rôle important à cet égard. Pour répondre aux besoins de capacité de transport, Elia aspire à une **infrastructure de réseau robuste, flexible et modulaire**. Pour la Belgique, cette approche constitue un important levier stratégique dans le cadre de la transition énergétique, car elle permet de **choisir librement** le mix énergétique le plus adéquat et offre la flexibilité nécessaire pour atteindre ce mix. La figure 0.4 ci-dessous illustre cette approche. Les principaux investissements dans le réseau 380 kV sont regroupés en 5 « paquets d'investissement » conformément à une logique modulaire.

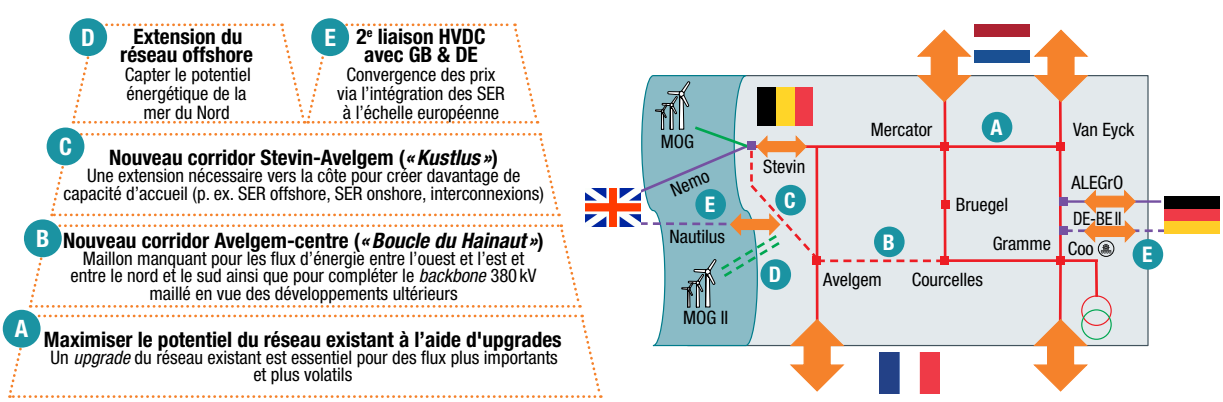


Figure 0.4 : Développement modulaire du réseau 380 kV

SOLUTIONS TECHNIQUES POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT 380 KV

En se basant sur les besoins en capacité de transport supplémentaire identifiés, Elia présente les projets individuels du programme d'investissement qui permettront de répondre à ces besoins à l'horizon 2020-2030.



Figure 0.5 : Carte récapitulative des projets à très haute tension sur la période 2020-2025

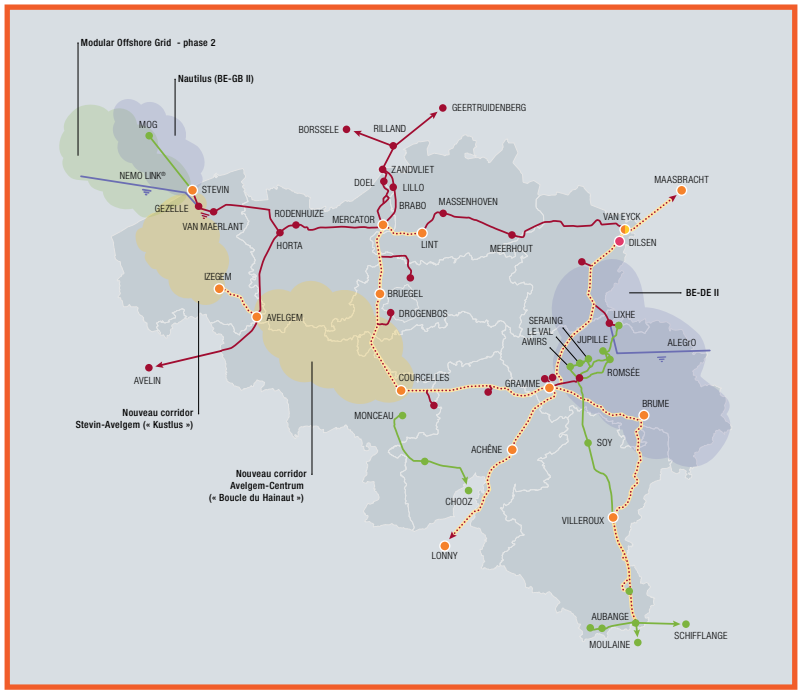


Figure 0.6 : Carte récapitulative des projets à très haute tension sur la période 2025-2030

Ces projets visent un renforcement et une extension du réseau interne, l'intégration d'une capacité de production offshore supplémentaire, ainsi que le renforcement et l'extension des interconnexions. Autant d'objectifs qui seront réalisés via l'optimisation des lignes existantes ou via le développement de nouvelles liaisons. Elia choisit dans chaque cas de figure la solution qui servira au mieux les intérêts de la société.

La gestion coordonnée au sein d'ENTSO-E (échange de données, utilisation de méthodes communes, identification des besoins, discussion des résultats de recherche, etc.) est essentielle pour assurer un développement intégré et optimal du *backbone* européen. Cela s'illustre par le fait que les projets de développement d'interconnexions proposés dans ce document, la plupart des projets portant sur le *backbone* interne et les pistes à approfondir pour le développement du réseau à long terme, font partie intégrante du plan décennal de développement européen, le TYNDP. Certains projets sont d'ailleurs explicitement qualifiés de « projets d'intérêt commun » (ou PCI, pour « Project of Common Interest ») par la Commission européenne.

DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU INTERNE 380 KV

La mise en place d'un solide *backbone* interne 380 kV orienté vers l'avenir est une priorité absolue.

Les renforcements du *backbone* interne génèrent une capacité d'accueil pour l'intégration de nouvelles grandes unités de production. Ils jouent aussi un rôle de premier plan dans le maintien de la convergence des prix avec les pays limitrophes et de la fiabilité du réseau car ils permettent d'échanger des flux toujours plus importants, volatiles et internationaux.

La capacité de transport physique du *backbone* existant est presque doublée par le déploiement de conducteurs à haute performance, qui sont combinés, lorsque nécessaire, à l'intégration de transformateurs déphaseurs destinés à moduler les flux. Cela s'avère toutefois insuffisant pour répondre aux besoins identifiés entre la côte et l'intérieur du pays. De nouvelles liaisons sont donc nécessaires. Plus précisément, il est fondamental de créer rapidement deux nouveaux corridors : Stevin-Avelgem (« Kustlus ») et Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut »). La mise en place de ces deux nouveaux corridors constitue une priorité pour garantir un accès optimal au marché européen, l'intégration maximale du potentiel renouvelable belge et la fiabilité du réseau.

RÉSERVATIONS DE CAPACITÉ

Un élément caractéristique de la transition énergétique en Belgique est la mise hors service d'unités de production traditionnelles pour des raisons économiques ou techniques telles que la sortie du nucléaire.

Étant donné que les pays voisins sont eux aussi confrontés à la fermeture annoncée de diverses centrales, il est primordial de disposer d'un parc de production national fiable et suffisamment large pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique, en complément des sources d'énergie renouvelable et des capacités d'importation.

Il existe actuellement, outre les parcs éoliens octroyés offshore (Northwester 2, Mermaid, Seastar) et onshore, deux grandes réservations de capacité nationales (tableau 0.1).

Elia s'attend à recevoir plusieurs demandes de raccordement pour de grandes unités de production au cours des années à venir et contrôle l'évolution de ces dossiers. Elle garde également un œil sur le cadre global, particulièrement sur les éventuelles initiatives relatives à un mécanisme de soutien de la capacité, qui impliquent des besoins en matière de renforcement du réseau.

#	COMMUNE	RACCORDEMENT AU RÉSEAU ELIA	PUISSANCE	DATE D'ATTRIBUTION DU PERMIS DE PRODUCTION
1	Dilsen-Stokkem	Dilsen 380	2 x 460 MW	13/04/2016
2	Seneffe	Courcelles 380	450 MW	14/07/2014
Total			1370 MW	

Tabel 0.1 : Projets de raccordement d'unités de production sur le réseau de transport avec une réservation de capacité

RENFORCEMENT DU BACKBONE INTERNE CENTRE-EST

L'ensemble de la boucle composée des quatre axes Mercator – Van Eyck, Van Eyck – Gramme, Gramme – Courcelles, et Mercator – Courcelles est profondément renforcée, principalement à l'aide de conducteurs à haute performance.

La réalisation de ces travaux est compliquée par les nombreuses mises hors service temporaires nécessaires pour travailler sur les lignes existantes. Un horizon temporel de 10 à 15 ans est prévu pour ces travaux qui seront réalisés en différentes phases, en commençant par l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck qui devrait être prêt d'ici 2024. Cet upgrade servira de base pour la mise en place d'un backbone robuste pour le réseau interne 380 kV de demain, et divers projets pourront par la suite s'y greffer.

NOUVEAU CORRIDOR AVELGEM-CENTRE (« BOUCLE DU HAINAUT »)

Le projet de création d'un nouveau corridor Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut ») concerne la pose d'une nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV ainsi que l'installation de transformateurs déphaseurs dans le but de répondre aux besoins en capacité de transport supplémentaire entre Avelgem et le centre du pays. Ce nouveau corridor permettra de créer des synergies avec le développement du réseau 150 kV sous-jacent en renforçant notamment la liaison entre les réseaux 380 kV et 150 kV. Ce projet est actuellement à l'étude et devrait être opérationnel en 2026-2028.

À ce jour, l'ouest et le centre du pays ne sont reliés que par un axe 380 kV, à savoir la liaison Avelgem-Mercator via Horta. Cette liaison est un élément central du réseau et est d'ailleurs actuellement renforcée à l'aide de conducteurs à haute performance. À terme, cette solution s'avérera toutefois insuffisante. Les simulations de marché et de réseau indiquent en effet que cette liaison atteindra sa limite à cause de l'intensification des échanges internationaux et de la volatilité croissante des flux. Une importation accrue en provenance de la France et du Royaume-Uni est attendue à mesure de l'avancement de la sortie du nucléaire. Cet effet se renforce en outre au fil de l'exploitation croissante de sources d'énergie renouvelable en mer du Nord.

Une solution structurelle est donc nécessaire pour éliminer ce goulot d'étranglement. D'où la création d'une liaison supplémentaire qui permettra de fermer la boucle entre Avelgem et l'intérieur du pays. Cette nouvelle liaison aura un effet positif sur la convergence des prix. Elle constitue en outre une condition essentielle à la création d'une capacité d'accueil dans la partie ouest du réseau de transport à laquelle pourront se greffer le nouveau corridor Stevin-Avelgem (voir ci-après) et le potentiel d'énergie renouvelable en mer du Nord et dans la région côtière correspondant.

NOUVEAU CORRIDOR STEVIN-AVELGEM (« KUSTLUS »)

Le projet de création d'un nouveau corridor Stevin-Avelgem (« Kustlus ») implique l'installation d'une nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV intégrant l'axe Stevin existant et offrant une solution au besoin de capacité de transport supplémentaire entre Stevin et un nœud de réseau plus loin à l'intérieur du pays (p. ex. Izegem/Avelgem) afin de créer de la capacité d'accueil nécessaire pour le potentiel d'énergie renouvelable en mer du Nord et dans la région côtière. Le réseau à haute tension étant historiquement moins développé en Flandre-Occidentale, le transport de la production supplémentaire prévue requiert une nouvelle liaison. Ce nouveau corridor permettra de créer des synergies avec le développement du réseau 150 kV sous-jacent en renforçant notamment la liaison entre les réseaux 380 kV et 150 kV. Ce projet, actuellement à l'étude, devrait être opérationnel en 2026-2028.

Même si l'axe Stevin existant et sa capacité d'accueil d'environ 3 GW suffisent pour accueillir la mise en service de la production offshore (éolien) prévue de 2,3 GW et les échanges vers et en provenance de Nemo Link®, cette capacité sera pleinement exploitée après cette mise en service d'ici 2020. La Belgique est actuellement à la recherche de concessions dans la partie belge de la mer du Nord afin d'obtenir 1,7 à 2 GW de capacité de production offshore supplémentaire. Le choix d'un site approprié fait d'ailleurs l'objet d'une procédure d'étude et de consultation dans le cadre d'un nouveau Plan d'aménagement des espaces marins 2020-2026.

L'installation, en Flandre-Occidentale, d'une seconde liaison à haute tension 380 kV partant du poste Stevin à Zeebruges vers le réseau 380 kV existant aux alentours d'Izegem/Alvegem, et d'un nouveau poste (qui porte actuellement le nom de « TBD ») le long de ce parcours est essentielle afin de créer la capacité d'accueil nécessaire pour cette production offshore supplémentaire.

Il existe en outre d'autres facteurs susceptibles d'accroître le besoin en capacité d'accueil en Flandre-Occidentale et qui soulignent l'importance d'une deuxième liaison à haute tension 380 kV. Le Plan d'aménagement des espaces marins 2020-2026 prévoit pour les zones de stockage offshore d'énergie : le développement d'une éventuelle seconde liaison en courant continu avec le Royaume-Uni (projet Nautilus), le développement de l'énergie renouvelable onshore et de la capacité de production onshore, ou encore le développement de l'énergie renouvelable en mer du Nord après 2030 (que ce soit ou non dans les eaux belges). L'intégration de la nouvelle liaison à haute tension avec l'axe Stevin améliore la sécurité du réseau, car elle permet de compenser les situations de panne via plusieurs trajets et offre un accroissement de la capacité d'accueil supérieur à l'accroissement que permettrait une structure sans boucle.

MERCATOR

Le projet Mercator concerne la restructuration du poste Mercator afin d'adapter sa structure aux besoins en capacité futurs et aux flux d'énergie prévus pour ce nœud. Ce projet est actuellement à l'étude et devrait être opérationnel en 2025.

DISPOSITIFS DE GESTION DE LA TENSION

Comme indiqué dans le précédent Plan de Développement, une augmentation de la limitation de la capacité d'importation ex-ante simultanée à plus de 6500 MW a été prévue (étant donné que le marché utilise les interconnexions dans la direction des

importations vers la Belgique). Cette limitation est imposée pour des raisons de stabilité du réseau et de garantie d'une bonne gestion de la tension. Il est important de souligner que l'existence de la capacité d'importation ex-ante simultanée ne signifie en aucun cas que le réseau peut importer à tout moment cette puissance maximale ou que l'énergie correspondante est toujours disponible à l'étranger.

Elia augmentera déjà la limitation de la capacité d'importation simultanée de 4500 MW à 5500 MW dans le courant de l'année 2018. Les études menées dans ce domaine indiquent qu'il est possible de procéder à cette augmentation tout en garantissant la sécurité du réseau grâce à une structure du réseau récemment modifiée et en mettant en œuvre diverses mesures opérationnelles. La feuille de route présentée ci-après montre comment Elia compte poursuivre l'augmentation de la limitation de la capacité d'importation ex-ante simultanée à l'aide de dispositifs de soutien de la tension nécessaires en cas de charge élevée et d'importations conséquentes :

- **Phase I :** une augmentation supplémentaire pour atteindre 6500 MW d'ici 2020. Cette augmentation nécessite un investissement dans des dispositifs de réglage de la tension statiques supplémentaires (3 batteries de condensateurs pour un total de 225 MVAr).
- **Phase II :** une augmentation supplémentaire pour passer de 6500 MW à 7500 MW, dont la mise en œuvre est prévue pour 2021-2022. Cette augmentation nécessite un investissement dans des dispositifs de réglage de la tension statiques supplémentaires (4 batteries de condensateurs pour un total de 355 MVAr).
- **Phase III :** les études menées montrent que l'évolution de parc de production, et plus précisément la sortie du nucléaire prévue pour 2025, entraîne un besoin en dispositifs de réglage de la tension statiques et dynamiques supplémentaires (SVC, STATCOM…). Les besoins, les échéances et la solution seront adaptés en fonction de l'évolution du parc de production, des possibilités d'exploitation, du développement du marché de la puissance réactive, de l'évolution de la réactivité de la charge et de la limitation de la capacité d'importation simultanée à atteindre.

La gestion de la tension dans les réseaux 150 kV et 220 kV est en outre confrontée au défi de prévenir des tensions trop élevées en cas de charge faible. Ces tensions trop élevées sont notamment la conséquence du nombre croissant de câbles dans le réseau. Lorsque la demande d'électricité est faible, peu d'unités de production fonctionnent et ces unités peuvent absorber une quantité de puissance réactive relativement moins importante. L'installation d'équipements de compensation réactifs est donc nécessaire pour absorber le surplus de puissance réactive à des moments spécifiques.

- **À l'horizon 2020-2022**, des réactances shunt seront installées dans les postes 220 kV d'Aubange (130 MVAr), 150 kV de Verbrande Brug (2x75 MVAr), 380 kV d'Horta (130 MVAr) et 220 kV de Rimière (130 MVAr). Ce projet est actuellement à l'étude et devrait être lancé au cours de la période 2020-2022.
- **À l'approche de 2025**, des dispositifs statiques et dynamiques supplémentaires seront nécessaires pour absorber la puissance réactive. Une phase ultérieure consistera donc à investir davantage dans des dispositifs de réglage de la tension, tant statiques – par exemple des réactances shunts – que dynamiques – par exemple des SVC (Static Var Compensators), des STATCOM (Static Synchronous Compensator) ou encore des compensateurs synchrones. En ce qui concerne les besoins en équipement dynamique, il pourrait être possible de créer une synergie entre les solutions d'injection et d'absorption de puissance réactive. Ce point sera étudié en même temps que la phase III évoquée ci-avant.

INTERACTION ENTRE LE RÉSEAU 380 KV ET LE RÉSEAU DE TRANSPORT SOUS-JACENT

Les réseaux de transport 220-150 kV sous-jacents constituent des réseaux parallèles au réseau 380 kV. Puisque l'électricité suit la voie de la résistance la plus faible, une partie des flux du réseau 380 kV passe également par ces réseaux. Étant donné que les flux à travers le réseau 380 kV sont de plus en plus importants, l'impact sur les réseaux 150 kV et 220 kV s'amplifie. Le renforcement du reste du backbone interne 380 kV à l'aide de conducteurs à haute performance renforce en outre cet effet. Les projets de nouveaux corridors 380 kV offrent également la possibilité de renforcer la capacité de transformation vers les réseaux sous-jacents. Les différentes solutions envisageables sont toujours à l'étude, mais les premiers résultats pointent vers la nécessité d'installer plusieurs transformateurs 380/150 kV et transformateurs déphaseurs sur le réseau 150 kV.

DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS

Poursuivre le développement des interconnexions est essentiel pour faire face aux défis que pose la transition énergétique. Le présent Plan de Développement propose un système électrique belge à moyen terme qui s'appuie principalement sur un mix énergétique composé au maximum d'énergie renouvelable, combiné à une capacité de production flexible et complété par l'importation d'électricité depuis les pays voisins grâce aux interconnexions (permettant non seulement l'import d'électricité produite ailleurs en Europe, mais aussi l'export d'électricité).

Un développement stratégique de la capacité d'interconnexion est bénéfique pour l'ensemble du pays, puisque cette capacité d'interconnexion contribue à la réalisation des objectifs climatiques belges et offre la meilleure garantie de prix compétitifs par rapport aux pays voisins. La création d'interconnexions supplémentaires s'accompagne également d'opportunités économiques pour notre parc de production national actuel et futur. Selon l'analyse de bien-être social, une capacité d'interconnexion supplémentaire représente clairement une plus-value dans les scénarios qui misent sur une forte augmentation de l'énergie renouvelable.

Le présent Plan de Développement propose par conséquent un programme d'investissement pour le renforcement des interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France, ainsi que pour le développement de nouvelles interconnexions HVDC avec le Royaume-Uni et l'Allemagne. La plus-value du développement de ces interconnexions est bien entendu analysée, et les hypothèses sous-jacentes justifiant chaque projet sont contrôlées lors de la phase de développement pour permettre un éventuel ajustement ou une optimisation.

FRONTIÈRE NORD : BRABO II ET BRABO III

La frontière nord est renforcée via différentes phases regroupées sous le projet « BRABO ».

BRABO II et BRABO III comprennent la création d'une liaison aérienne 380 kV supplémentaire à deux ternes entre les postes de Zandvliet et Mercator (Kruibeke) sur l'axe nord-sud d'Anvers, afin de pérenniser l'augmentation visée de la capacité d'interconnexion au niveau de la frontière nord après la réalisation de la phase I de BRABO. La sécurisation de l'augmentation de la consommation industrielle dans la zone portuaire d'Anvers (surtout la phase II) et la création d'une capacité d'accueil pour la production centralisée (surtout la phase III) est aussi prise en compte. BRABO II a été lancé et devrait être réalisé d'ici 2020. BRABO III est à l'étude. La date de mise en service prévue pour ce dernier projet est 2025.

FRONTIÈRE NORD : ZANDVLIET-RILLAND

Ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 380 kV Zandvliet-Rilland existante grâce au remplacement des conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif entre Zandvliet (Belgique) et Rilland (Pays-Bas) par des conducteurs à haute performance, à l'installation de deux transformateurs déphaseurs supplémentaires, et à la restructuration du poste de Zandvliet (avec installation d'un poste GIS 380 kV supplémentaire). Ce renforcement de la capacité d'interconnexion de la frontière nord (combiné au projet BRABO) réduit le risque de voir cette frontière devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux de plus en plus importants et de plus en plus variables entre les marchés au sein de la zone CWE. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2022.

FRONTIÈRE NORD : VAN EYCK-MAASBRACHT

Le projet Van Eyck-Maasbracht est inclus dans le présent Plan de Développement à titre indicatif. Il s'agit en réalité d'une étude portant sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV Van Eyck - Maasbracht existante. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif entre Van Eyck (Belgique) et Maasbracht (Pays-Bas) par des conducteurs à haute performance, à installer deux transformateurs déphaseurs supplémentaires et à restructurer le poste de Van Eyck. D'autres variantes sont également analysées, et la solution sera examinée de manière trilatérale par Elia, TenneT et Amprion. Ce projet est actuellement à l'étude. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030.

FRONTIÈRE SUD : AVELIN-HORTA

Ce projet vise, d'une part, le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Avelin/Mastaing (France) et Avelgem (Belgique) grâce au remplacement des conducteurs actuels de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelin/Mastaing et Avelgem par des conducteurs à haute performance et, d'autre part, le remplacement des conducteurs actuels de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelgem et Horta (Zomergem) par des conducteurs à haute performance. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2021.

FRONTIÈRE SUD : LONNY-ACHÊNE-GRAMME

Ce projet porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France). Il sera réalisé en plusieurs phases :

- **Phase I :** ce renforcement est nécessaire afin de permettre une meilleure répartition des flux attendus à la frontière sud d'ici 2025. Une solution est actuellement étudiée de manière bilatérale par Elia et RTE. La solution de référence consiste à installer un transformateur déphaseur du côté belge. Il s'agit en effet de la solution la plus réaliste à moyen terme.
- **Phase II :** le projet de renforcement supplémentaire est inclus à titre indicatif dans le présent Plan de Développement. Une solution est actuellement étudiée de manière bilatérale par Elia et RTE. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif 380 kV entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France) par des conducteurs à haute performance, à installer un second transformateur déphaseur et à restructurer les postes d'Achêne et de Gramme. D'autres variantes sont également analysées. Ce projet est actuellement en phase d'étude. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030.

FRONTIÈRE SUD : AUBANGE-MOULAINE

Ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 220 kV existante entre Aubange (Belgique) et Moulaine (France) grâce à l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange. Le renforcement de la frontière sud est complémentaire au renforcement d'Avelin-Avelgem et limite les risques de voir cette interconnexion 220 kV devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux entre les marchés. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2021.

PREMIÈRE INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET L'ALLEMAGNE

Le projet ALEGrO vise la réalisation d'une liaison câblée souterraine de 1000 MW en courant continu (HVDC) et d'une longueur approximative de 90 km. Cette interconnexion relie les postes de Lixhe (Belgique) et d'Oberzier (Allemagne). Elle constituera la première interconnexion directe entre la Belgique et l'Allemagne. Ce projet est actuellement en phase d'exécution. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2020.

SECONDE INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET L'ALLEMAGNE

Ce projet est en phase d'étude et consiste à analyser la possibilité d'une seconde interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne. La solution de référence est une liaison câblée souterraine de 1000 MW (à confirmer) en courant continu (HVDC). La position du point de connexion entre la Belgique et l'Allemagne n'a pas encore été déterminée.

La solution est actuellement étudiée de manière bilatérale par Elia et Amprion, qui tiennent compte des différents prérequis sociaux, techniques et économiques. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices fait aussi partie de cette tâche. Selon des analyses de bien-être social, la poursuite du développement des énergies renouvelables à l'échelle européenne est le principal

moteur de cette interconnexion supplémentaire car elle aura un effet positif sur la convergence des prix et l'évolution vers une société décarbonisée.

Le développement du projet se poursuit en vue d'une décision finale d'investissement, et d'un engagement contraignant avec Amprion de procéder à sa réalisation. Une décision positive d'investissement va de pair avec une analyse coûts-bénéfices positive tant pour les entreprises que sur le plan socio-économique. D'autres facteurs entrent aussi en compte, tels que le calendrier, la réalisation technique de la solution (capacité, technologie, tracé, point d'interconnexion, etc.), les choix en matière de politique énergétique qui contribuent à ouvrir la voie vers la transition énergétique et le futur cadre régulatoire.

Au vu des résultats provisoires de l'étude et compte tenu du fait que le développement d'une telle infrastructure nécessite une dizaine d'années, la mise en service est à l'heure actuelle prévue pour 2028 au plus tôt.

SECONDE INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET LE ROYAUME-UNI

Nemo Link prévoit la construction de la première interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni. Celle-ci devrait être opérationnelle en 2019. Un second projet, le projet Nautilus, est en phase d'étude et consiste à analyser la possibilité d'une seconde interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni. La solution de référence est une liaison sous-marine câblée de 1000 à 1400 MW en courant continu (HVDC). Le choix du point d'atterrage le plus adéquat à la côte dépendra d'études préliminaires complémentaires qui tiendront compte des différentes possibilités et contraintes des tracés onshore et offshore. La solution de référence pour le raccordement au réseau de transport onshore est le nouveau corridor Stevin-Avelgem et, plus précisément, le poste « TBD ».

La solution est actuellement étudiée de manière bilatérale par Elia et NGIHL, qui tiennent compte des différents prérequis sociaux, techniques et économiques. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices fait aussi partie de cette tâche. Selon des analyses de bien-être social, la poursuite du développement des énergies renouvelables à l'échelle européenne est le principal moteur de cette interconnexion supplémentaire car elle aura un effet positif sur la convergence des prix et l'évolution vers une société décarbonisée. L'étude comprend en outre un volet visant à déterminer s'il serait avantageux de se diriger vers un projet hybride (alliant un projet d'interconnexion avec des raccordements de capacité éolienne offshore, aussi nommé « windconnector »). Ce volet s'inscrit dans une étude portant sur le développement et l'intégration d'un réseau maillé en mer du Nord. Son suivi est assuré par la North Sea Energy Cooperation.

Le développement du projet Nautilus se poursuit en vue d'une décision finale d'investissement, et d'un engagement contraignant avec National Grid de procéder à sa réalisation. Une décision d'investissement positive va de pair avec une analyse coûts-bénéfices positive tant pour les entreprises que sur le plan socio-économique. D'autres facteurs entrent aussi en compte, tels que le calendrier, la réalisation technique de la solution (capacité, technologie, tracé, point d'interconnexion, etc.), les choix en matière de politique énergétique qui contribuent à ouvrir la voie vers la transition énergétique et le futur cadre régulatoire.

Au vu des résultats provisoires de l'étude et compte tenu du fait que le développement d'une telle infrastructure nécessite une dizaine d'années, la mise en service est à l'heure actuelle prévue pour 2028 au plus tôt.

RACCORDEMENT ET INTÉGRATION DE L'ÉOLIEN OFFSHORE

En Belgique, l'objectif européen visant à atteindre, d'ici 2020, une part de 20 % d'énergie issue de sources d'énergie renouvelable dans la consommation totale d'énergie en Europe sera en grande partie réalisé en exploitant les sources d'énergie éolienne offshore. Une fois que tous les projets prévus sur les neuf concessions domaniales attribuées auront été réalisés, la Belgique disposera d'une capacité éolienne offshore installée totale d'environ 2,3 GW. En juin 2018, la Commission européenne a conclu un accord politique avec le Parlement européen et le Conseil européen. Celui-ci a établi un nouvel objectif contraignant pour les SER, à savoir que 32 % de la consommation finale d'énergie brute dans l'UE devront se composer de SER d'ici 2030. L'accord contient également une clause prévoyant la possibilité de revoir cet objectif à la hausse d'ici 2023. Le gouvernement fédéral étudie également la possibilité d'une seconde phase de développement des sources d'énergie éolienne offshore (en plus des 2,3 GW prévus). Il faut enfin préciser que ces décisions ne sont qu'une étape intermédiaire vers une décarbonisation plus poussée de la société, conformément aux dispositions de l'accord sur le climat conclu lors de la COP21 de Paris, qui s'accompagnent de nouveaux défis à long terme auxquels le réseau de transport devra faire face. Ces objectifs climatiques créeront toutefois des opportunités économiques, contribueront au développement de nouvelles technologies et généreront des emplois de haute qualité dans le secteur (en plein essor) des énergies renouvelables.

MODULAR OFFSHORE GRID – PHASE 1

Le 13 avril 2017, le conseil d'administration d'Elia a approuvé l'investissement prévu pour la « prise en mer », ou « Modular Offshore Grid » (MOG). Grâce à cette décision, quatre nouveaux parcs éoliens offshore (Rentel, Northwester 2, Mermaid et Seastar) pourront être raccordés efficacement et de manière fiable au réseau onshore belge. Le projet concerne une plateforme offshore regroupant les câbles des quatre parcs éoliens offshore. Trois câbles sous-marins de 220 kV relieront la plateforme offshore au poste à haute tension Stevin, à Zeebruges, afin que l'énergie éolienne produite puisse être injectée sur le réseau terrestre belge. Ces équipements forment un premier élément d'un futur réseau en mer du Nord (Modular Offshore Grid, au sens large). Ce projet est actuellement en phase d'exécution et devrait être opérationnel en 2019. Des travaux supplémentaires sont en outre prévus pour 2020.

MODULAR OFFSHORE GRID – PHASE 2

La Belgique cherche actuellement à obtenir 1,7 à 2 GW de capacité de production éolienne offshore supplémentaire (ainsi que d'autres formes de production d'énergie) dans la partie belge de la mer du Nord. Avec la première phase de la réalisation du Modular Offshore Grid, Elia a déjà démontré que regrouper en mer les

raccordements des parcs éoliens offshore était plus durable et plus efficace que de laisser chaque promoteur transporter l'énergie produite jusqu'à la terre ferme via son propre raccordement.

Elia collaborera activement avec le gouvernement et les promoteurs concernés afin de mettre au point une conception optimale pour l'extension du réseau offshore pour le raccordement d'une seconde vague de parcs éoliens offshore en se basant sur les sites prévus dans le nouveau plan d'aménagement des espaces marins 2020-2026. Un éventuel maillage futur des différents éléments de ce réseau sera également pris en considération afin de pouvoir exploiter, avec les pays voisins, le potentiel complet de la mer du Nord.

La solution de référence offshore comprend une ou plusieurs plateforme(s) offshore supplémentaire(s), pour raccorder et relier l'énergie offshore supplémentaire au réseau de transport onshore via des liaisons câblées. Cette solution revient à poursuivre le développement du réseau modulaire offshore. L'étude inclut en outre un volet destiné à déterminer s'il serait avantageux de se diriger vers un projet hybride. La solution de référence pour la connexion sur le réseau de transport onshore est le nouveau corridor Stevin - Avelgem (« Kustlus »), une condition essentielle à la création de cette capacité d'accueil.

Le développement du projet « Modular Offshore Grid – phase II » se poursuit en tenant compte du fait que le choix de la solution (conception du réseau et technologie) est soumis à différents choix politiques concernant l'emplacement des futurs parcs éoliens, au calendrier de réalisation et à sa segmentation, à la capacité maximale visée des nouveaux parcs éoliens, ainsi qu'au cadre légal et régulatoire.

Le projet est actuellement à l'étude et devrait être opérationnel en 2026-2028, bien qu'il dépende de la réalisation en temps opportun des renforcements du réseau onshore.

STOCKAGE D'ÉNERGIE CENTRALISÉ ET DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

STOCKAGE ONSHORE D'ÉNERGIE

Un raccordement au réseau de transport peut être souhaitable pour diverses formes de stockage d'énergie à grande échelle : batteries haute tension, unités hydrauliques avec pompage-turbinage, etc.

Elia n'a jusqu'à présent reçu aucune demande concrète pour le raccordement d'une capacité de stockage d'énergie supplémentaire sur le réseau de transport onshore. La piste d'unités additionnelles pour le pompage-turbinage a toutefois été évoquée.

Pour les unités supplémentaires prévues à Coo, les études préliminaires indiquent que le raccordement d'une telle installation nécessiterait des mesures spécifiques de gestion des congestions sur l'axe Aubange – Brume – Gramme 380 kV. Un projet spécifique a donc été inclus dans le présent Plan de Développement. Ce projet consiste à renforcer la liaison 380 kV existante entre Brume et Gramme en remplaçant les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif par des conducteurs à haute performance et en installant un second terne 380 kV (conducteurs à haute performance) sur les pylônes installés entre Aubange et Brume. La nécessité et le calendrier de réalisation de ce projet dépendront toutefois de l'évolution de la capacité de production à Coo (projet Coo III).

STOCKAGE OFFSHORE D'ÉNERGIE

À travers l'actuel plan d'aménagement des espaces marins 2014-2020, le cadre légal belge prévoit deux zones dans la mer du Nord belge pour lesquelles une concession domaniale pour la construction et l'exploitation des installations de stockage d'énergie hydroélectrique (« atoll énergétique ») peut être octroyée.

Le projet du consortium iLand a été inclus dans la 3e liste des « Projets d'intérêt commun » (PIC) de la Commission européenne. Un atoll énergétique n'était pas prévu dans les besoins initiaux du projet Stevin. Un renforcement structurel supplémentaire de la liaison entre la côte et l'intérieur du pays est donc nécessaire pour offrir à cet atoll un accès conventionnel au réseau. Le présent Plan de Développement englobe par conséquent plusieurs projets susceptibles de générer cette capacité d'accueil supplémentaire en fonction des besoins de l'atoll énergétique. Il s'agit du nouveau corridor Stevin-Avelgem (« Kustlus ») et de la seconde phase du projet MOG.

POTENTIEL À LONG TERME DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les projets présentés ci-dessus s'inscrivent dans la période couverte par le présent Plan de Développement en réponse aux défis qu'engendrent les différents scénarios étudiés en matière de mix énergétique belge et européen. Des investissements complémentaires dans les réseaux offshore et onshore de la région de la mer du Nord seront nécessaires si le monde politique s'engage plus nettement dans la voie de la transition énergétique pour 2040-2050. Des pistes de réflexion sont à l'étude et actualisées dans le cadre des prochains plans fédéraux et européens de développement du réseau.



SOLUTIONS TECHNIQUES POUR LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX DE TRANSPORT 220 KV, 150 KV ET 110 KV

Ce plan de développement reprend également un programme d'investissements important pour les réseaux de transport 220 kV, 150 kV et 110 kV. De grands consommateurs industriels et des unités de production centralisée de taille moyenne sont en effet raccordés sur ces réseaux. Ils permettent en outre de soutenir les réseaux de transport 36 kV et 70 kV locaux ainsi que le réseau à moyenne tension sur lequel sont raccordés les industries moyennes, les zones de PME et les utilisateurs résidentiels, ainsi que les unités de production décentralisée. Une augmentation de la consommation ou de la production (issue ou non de sources d'énergie renouvelable) peut nécessiter un renforcement ou une extension du réseau de transport local ou un soutien renforcé du réseau de transport local ou du réseau à moyenne tension. Ce plan de développement prévoit par ailleurs des travaux de remplacement et de réparation nécessaires pour continuer à garantir la fiabilité de l'approvisionnement en énergie ainsi que la sécurité des personnes. Le réseau de transport ainsi que les réseaux à plus basse tension (36 kV et 70 kV, par exemple) existent en effet depuis longtemps et certains équipements sont devenus obsolètes. Étant donné que les réseaux locaux sont connectés au réseau de transport à très haute tension (backbone 380 kV), les réseaux de 220 kV, 150 kV et 110 kV nécessitent certains développements, par exemple pour favoriser une meilleure intégration européenne. Ces réseaux de transport peuvent en effet limiter les échanges de puissance sur le réseau backbone 380 kV. Enfin, des investissements devront aussi être réalisés pour garantir une conformité avec la nouvelle législation ou afin d'exploiter ou de gérer plus efficacement le réseau.

Les investissements dans les réseaux de transport 220 kV, 150 kV et 110 kV s'inscrivent souvent dans une vision générale, élaborée pour répondre à un besoin ou à un groupe de besoins spécifiques.

DÉCOUPLAGE DES RÉSEAUX

Les flux électriques plus importants sur le réseau 380 kV (backbone) et les évolutions du marché européen de l'énergie entraînent des flux que le réseau de transport sous-jacent ne peut supporter. Notre vision serait de découpler ces réseaux et de les exploiter en tant que zones isolées. Dans certains cas, les liens entre ces réseaux ne seront pas entièrement supprimés, mais pourvus d'équipements de limitation des flux tels que des transformateurs déphaseurs. La réduction du soutien mutuel entre les zones 150 kV nécessite toutefois que ces zones soient mieux couplées localement au réseau backbone 380 kV supérieur grâce à l'installation de transformateurs supplémentaires 380/150 kV et 380/220 kV. À titre d'exemple, citons les transformateurs 380/150 kV prévus à Courcelles et Rodenhuize, ainsi que les transformateurs déphaseurs sur les liaisons 150 kV entre Coxyde et Slijkens, et Baudour et Chièvres.

INTÉGRATION D'UNITÉS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET CENTRALISÉE

Le réseau de transport existant permet déjà une intégration poussée des unités de production, en particulier si elles se situent à des endroits où le réseau dispose d'une capacité suffisante ou lorsque l'on peut faire appel à un accès flexible au réseau. Dans ce dernier cas, le producteur peut écouler sa production en utilisant la capacité existante du réseau tant que celle-ci n'est pas utilisée. En pratique, cette capacité est très souvent disponible sauf en cas d'incident, ce qui est rare, et pendant les périodes programmées d'entretien périodique des installations. Étant donné cette grande disponibilité, cette approche ne met pas en péril l'objectif défini en termes d'énergie devant être produite au départ de sources d'énergie renouvelable. Un renforcement du réseau de transport est néanmoins prévu aux endroits où l'on anticipe encore un important potentiel de production supplémentaire. À ces endroits, pour le raccordement de plus grands clusters d'unités de production (décentralisée), il est souvent recommandé de créer un point de raccordement 30 kV ou 36 kV, connecté au réseau 150 kV, 220 kV ou 380 kV local. Cela permet une optimisation technico-économique étant donné qu'un raccordement sur le réseau à moyenne tension exigerait un renforcement considérable de ce réseau, tandis qu'un raccordement direct au réseau de transport entraîne des coûts de raccordement élevés. Un point de raccordement 36 kV a notamment été créé à Hoogstraten et Eeklo Noord.

Le réseau de transport 220 kV et 150 kV existant offre encore, à de nombreux endroits, une capacité d'accueil pour des unités de production centralisée de taille moyenne avec une puissance pouvant atteindre 300 MW. Les plus grandes unités seront de préférence raccordées au backbone 380 kV afin de conserver une marge suffisante pour le raccordement d'unités de production décentralisée aux réseaux 220 kV et 150 kV.

RATIONALISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT LOCAUX 36 KV ET 70 KV EN RAISON DE L'ÉVOLUTION VERS DES NIVEAUX DE TENSION PLUS ÉLEVÉS

Elia vise un optimum global pour le réseau à haute tension qu'elle gère sur base des compétences régionales et fédérales. C'est la raison pour laquelle ce plan comprend également des investissements qui bénéficient aux niveaux de tension moins élevés. L'augmentation de la consommation locale ou l'arrivée de la production décentralisée peut amener à un dépassement de la capacité du réseau de transport local 36 kV ou 70 kV. Une évolution vers un niveau de tension plus élevé, tel que le 110 kV ou 150 kV, a souvent la préférence par rapport à un nouveau renforcement de ces réseaux. Cette évolution est d'ailleurs souvent plus efficace en termes de coût et sur le plan énergétique, et limite l'infrastructure du réseau totale si les réseaux 36 kV et 70 kV

présentent en outre des besoins de remplacement. Ce principe est appliqué à Luxembourg et à Namur, où les réseaux 70 kV sont remplacés par des réseaux 110 kV. Une élimination progressive du réseau 70 kV est prévue dans et autour de la ville de Liège, où le transport se fera de plus en plus via le réseau 220 kV dans la partie sud et 150 kV dans la partie nord. À Bruxelles, la fonction du réseau 36 kV sera systématiquement reprise par le réseau 150 kV, grâce à l'alimentation du réseau moyenne tension en plusieurs endroits directement depuis le réseau 150 kV, ainsi qu'à l'installation de transformateurs 150/36 kV plus près des centres de consommation. Une grande partie du transport d'électricité se fera donc via le réseau 150 kV. Le réseau 70 kV entre Mouscron et Coxyde qui passe par Ypres et Noordschoten sera également remplacé par un réseau 150 kV.

AMÉLIORATION DE LA RÉSISTANCE AUX COURTS-CIRCUITS DU RÉSEAU 150 KV

La puissance de court-circuit dans les réseaux 150 kV augmente en raison du nombre croissant de liaisons câblées par rapport aux lignes aériennes et de l'augmentation du nombre de points de couplage avec le réseau backbone 380 kV. Dans ce cadre, ce plan de développement reprend plusieurs investissements prévus dans des appareils à haute tension plus performants afin de continuer à garantir la fiabilité et la sécurité du réseau. C'est notamment le cas dans le port d'Anvers.

RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSFORMATION VERS LA MOYENNE TENSION EN RAISON D'UNE ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le réseau de transport comporte un grand nombre de points de couplage avec le réseau à moyenne tension sur lequel sont notamment raccordés les consommateurs résidentiels, les PME et les petites industries. Une augmentation généralisée de la consommation peut par conséquent entraîner un besoin de renforcement de la capacité de transformation sur de nombreux points de couplage. C'est pourquoi, en concertation avec les gestionnaires du réseau de distribution, Elia tente toujours de déterminer l'optimum global pour la communauté. Elle tente tout d'abord de mettre l'infrastructure existante à profit de manière optimale en transférant partiellement la consommation vers un poste à haute tension voisin ou en augmentant la capacité des transformateurs présents. Un nouveau site sera uniquement créé en cas de saturation complète des sites existants, ou si un renforcement ou une extension du réseau moyenne tension depuis les postes à haute tension existants ne constitue pas une solution satisfaisante d'un point de vue technico-économique. Citons à titre d'exemple la création du nouveau poste de transformation vers la moyenne tension à Meerhout pour l'alimentation des zones industrielles existantes et nouvelles.

INVESTISSEMENTS DE REMPLACEMENT

La mise hors service de l'infrastructure de réseau obsolète est déterminée aussi précisément que possible grâce à un suivi systématique de la performance des équipements. La reconstruction à l'identique d'infrastructures n'est donc pas systématique. La meilleure solution au niveau technique et économique est toujours privilégiée. Chaque investissement de remplacement viendra combler un autre besoin, comme l'augmentation de la capacité de transport.

Il n'est toutefois pas toujours possible de trouver une synergie entre le besoin de remplacement et les autres besoins. Dans certains cas, un projet de remplacement isolé 1/1 constitue donc la solution la plus indiquée. C'est pourquoi ce plan de développement inclut également un vaste programme de remplacement de l'infrastructure de réseau pour chaque zone ou province.



FACTEURS CLÉS DE RÉUSSITE

Le Plan de Développement décrit le programme d'investissement nécessaire pour atteindre les objectifs des politiques énergétique et climatique. Le succès de la mise en œuvre de ce programme est étroitement lié aux facteurs suivants.

UNE VISION À LONG TERME PARTAGÉE

L'harmonisation des politiques énergétiques régionales et fédérales est essentielle au développement efficace du réseau, tel que proposé dans le plan de développement fédéral ou les plans d'investissements régionaux. Il est donc primordial que les autorités régionales et fédérales définissent une vision à long terme et promeuvent activement cette vision en communiquant de façon positive et transparente sur les mesures à prendre afin de réaliser les ambitions et les engagements.

Deux initiatives ont été prises dans ce sens. Premièrement, une stratégie énergétique commune a été approuvée pour la Belgique par les autorités régionales et fédérales belges. Cette stratégie définit les mesures nécessaires à la réalisation de la transition énergétique. Deuxièmement, la Belgique est tenue au niveau européen de réaliser un plan énergétique et climatique national, en tenant compte des objectifs et des mesures imposées à l'horizon 2030 et de la vision à long terme à l'horizon 2050, pour chacune des dimensions de la politique énergétique et climatique. La Belgique soumettra son Plan national Énergie-Climat aux autorités européennes en 2019.

Un alignement solide et clair entre les différents niveaux de pouvoir et une communication commune consistante seront essentielles pour obtenir une acceptation publique indispensable à la mise en œuvre des mesures définies.

Ce Plan de Développement fédéral forme la base de plusieurs grands projets à haute tension qui seront réalisés dans les dix années à venir. Il est donc important qu'un large groupe de parties prenantes reconnaissent la nécessité de réaliser ce plan et adhèrent aux projets qui y sont décrits. Dans cette optique, une communication plus étoffée que le minimum légal s'impose. Une action importante à cet égard est la campagne de communication supplémentaire menée auprès des autorités locales et régionales ainsi que de la société civile, en vue de la consultation publique du Plan de Développement fédéral.

UNE STRATÉGIE POUR RÉPONDRE AU DÉFI DE L'ADÉQUATION STRUCTURELLE ENTRE OFFRE ET DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Etant donné le calendrier légal de la sortie du nucléaire en Belgique et le caractère variable des sources d'énergie renouvelable, il est primordial de disposer d'un parc de production fiable et suffisamment large pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

Ce Plan de Développement propose des solutions robustes pour répondre à ce défi. En effet, grâce aux renforcements du réseau à très haute tension, combinés au développement des interconnexions, le Plan de développement permet non seulement le raccordement de nouvelles unités de production en Belgique au backbone du réseau mais également le transport d'électricité vers et à partir des pays voisins. Il va de soi que la mise à disposition de capacité de transport physique aux frontières ne garantit pas à 100 % que l'électricité nécessaire sera disponible de l'autre côté de ces frontières. Il reste donc capital que la Belgique dispose d'une capacité de réserve suffisante pouvant être utilisée pour couvrir le nombre d'heures limité au cours desquelles la disponibilité de l'énergie produite à l'étranger ne pourra pas être garantie.

ACCEPTATION SOCIALE DES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Bien que les projets inclus dans le présent plan servent l'intérêt commun, ils sont susceptibles de rencontrer des réticences à l'échelle locale. Il est donc primordial que la nécessité de ces projets soit soutenue à tous les niveaux de pouvoir et que toutes les autorités s'engagent à trouver la meilleure solution possible en concertation avec la population locale.

Elia investit dans l'implication précoce des parties prenantes, y compris au niveau locale, par le biais d'une approche de communication cohérente dans laquelle le gestionnaire de réseau demeure ouvert au dialogue. Un parcours participatif a été lancé avec des parties prenantes externes pour la préparation des procédures d'autorisation d'un grand nombre de projets. Cette approche permet de prendre rapidement en compte les désagréments de ces projets sur la population locale, de les limités au maximum par des mesures ciblées afin de créer, si possible, des situations gagnant-gagnant.

Un niveau élevé de soutien public est donc essentiel pour éviter des procédures judiciaires avec des coûts sociaux élevés et de longs délais.

CADRE RÉGULATOIRE ET TARIFAIRE

Les coûts d'investissement d'Elia sont couvertes via les tarifs supportés par la communauté. Ces tarifs doivent être approuvés auprès de la CREG après justification. En effet, dans l'évaluation de chacun de ses projets, Elia tient compte des coûts et des bénéfices afin de justifier la valeur ajoutée de ses investissements en faveur de la communauté. Ces avantages peuvent se traduire en termes d'accès à l'énergie la moins chère, de fiabilité, de sécurité d'approvisionnement et d'intégration des sources d'énergie renouvelable.

Un cadre régulatoire solide et stable doit sous-tendre le Plan de Développement tel qu'approuvé par le ministre ; il doit renforcer l'engagement pris par le gestionnaire du réseau de transport envers le présent Plan de Développement et doit permettre de traiter les besoins de développement du réseau avec la transparence nécessaire. Un cadre régulatoire stable doit également offrir au gestionnaire de réseau un retour sur investissement satisfaisant, afin qu'il puisse mobiliser les capitaux nécessaires (fonds propres et fonds empruntés) pour réaliser les investissements d'intérêt général.

AVERTISSEMENT

Le calendrier des projets évoqués dans le présent Plan de Développement reprend des dates cibles. Ces dates sont toutefois communiquées à titre indicatif. Ce calendrier peut en effet être notamment impacté par les dates d'obtention des permis nécessaires à la réalisation des projets ainsi que par les modifications apportées au cadre légal et à la méthodologie tarifaire. Ces éléments s'imposent à Elia, qui est dès lors susceptible d'être amenée à revoir les plannings du présent plan de développement en fonction de ces changements.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL 2020-2030 : TABLEAU RÉCAPITULATIF DES PROJETS 380 KV

PROJET	DESCRIPTION	PLANNING	PLAN 2015-2025	P/I/C	COMMENTAIRE
Projets proposés d'ici 2025					
Frontière nord : BRABO II	Nouvelle ligne aérienne 380 kV à deux ternes Zandvliet-Lillo-Liefkenshoek et nouveau poste 380 kV à Lillo	2020	OUI	P	En exécution
Frontière nord : BRABO III	Nouvelle ligne aérienne 380 kV à deux ternes Liefkenshoek-Mercator	2025	OUI	P	Timing tributaire de l'évolution de la capacité de production et de la structure du réseau dans la région d'Anvers
Frontière nord : Zandvliet-Rilland	Renforcement entre Zandvliet-Rilland grâce à l'installation de deux transformateurs déphaseurs supplémentaires à Zandvliet et renforcement de la liaison aérienne en courant alternatif entre Zandvliet-Rilland avec des conducteurs à haute performance.	2022	OUI	P	
Frontière sud : Avelin-Horta	Conducteurs à haute performance entre Avelin/ Mastaing (FR) et Avelgem (BE), et ensuite jusqu'à Horta (Zomergem)	2021	OUI	P	
Frontière sud : Aubange-Moulaine	Renforcement de l'axe 220 kV Aubange - Moulaine via l'installation de 2 transformateurs-déphaseurs à Aubange	2021	OUI	P	
Frontière sud : Lonny-Achêne-Gramme	La phase I concerne un renforcement via des PST d'ici 2025, au plus tard	2025	OUI	P	Renforcement d'ici 2025 au plus tard afin d'obtenir une meilleure répartition des flux à la frontière sud, pour lequel l'installation d'un PST constitue actuellement la solution la plus probable.
ALEGrO	Liaison HVDC 1 GW entre Lixhe (BE) et Oberzier (DE)	2020	OUI	P	En exécution
Modular Offshore Grid – Phase 1	Phase 1 du réseau modulaire offshore (MOG) - pour le transport d'énergie regroupé de quatre parcs éoliens offshore via trois câbles en courant alternatif 220 kV jusqu'à Stevin 380/220 kV à Zeebruges.	2019	NON	P	Volet Onshore (projet STEVIN) réalisé Projet MOG en exécution : - mise en service en 2019 - poursuite des travaux en cours jusqu'en 2020
Renforcement du backbone du réseau interne centre - est	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck renforcement avec des conducteurs à haute performance et deuxième terne 380 kV sur les pylônes existants, avec l'installation d'un couplage à Massenhoven 380 kV	2024	OUI	P	
Mercator	Restructuration du poste Mercator afin d'en optimiser la structure et d'exploiter au maximum la capacité de transport Horta-Mercator (après HTLS) ainsi que l'axe nord-sud anversois.	2025	NON	P	Timing tributaire de l'évolution de la capacité de production et de la structure du réseau dans la région d'Anvers
Interaction entre le réseau 380 kV et le réseau de transport sous-jacent	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Rodenhuize, Lillo et Kallo	2022	OUI	P	Une élaboration plus détaillée de la solution requise (nombres, puissance, implantation) est en cours de développement

PROJET	DESCRIPTION	PLANNING	PLAN 2015-2025	P/I/C	COMMENTAIRE
Interaction entre le réseau 380 kV et le réseau de transport sous-jacent	Nœuds supplémentaires pour renforcer la capacité de transformation dans le Hainaut, la Flandre-Occidentale et le Limbourg	2025	NON	C	Une élaboration plus détaillée de la solution requise (nombres, puissance, implantation) est à l'étude
Dispositifs de gestion de la tension : phase 1	Dispositifs statiques de réglage de la tension supplémentaires (batteries de condensateurs 225 MVAr)	2020	OUI	P	Augmentation de la limitation de la capacité d'importation simultanée à 6 500 MW (phase I) grâce à la contribution de la station de conversion d'ALEGrO dans la gestion de tension de la région et à l'installation de dispositifs statiques de réglage de la tension supplémentaires (batteries de condensateurs 225 MVAr).
Dispositifs de gestion de la tension : phase 2	Dispositifs statiques de réglage de la tension supplémentaires (batteries de condensateurs 355 MVAr et réacteurs shunts 540 MVAr)	2021-2022	OUI	P	L'augmentation de la limitation de la capacité d'importation simultanée à 7 500 MW (phase II) requiert des dispositifs statiques de réglage de la tension supplémentaires (batteries de condensateurs 355 mVar) Investissement supplémentaire dans des réactances shunt 540 MVAr pour le réglage de la tension.
Dispositifs de gestion de la tension : phase 3	Dispositifs de réglage de la tension statiques et dynamiques supplémentaires liés à la sortie du nucléaire, aussi bien pour l'injection que pour l'absorption de l'énergie réactive	2025	NON	C	Les besoins, le timing et la solution seront adaptés en fonction de l'évolution du parc de production, des possibilités d'exploitation et de la limitation de la capacité d'importation simultanée à atteindre
Projets proposés à l'horizon 2025-2030					
Renforcement du backbone du réseau interne centre - est	Mercator - Bruegel ; Gramme - Van Eyck ; Gramme - Courcelles ; Bruegel - Courcelles : renforcement avec des conducteurs à haute performance Mercator-Lint : 4e terne	2025 - 2035	NON (uniquement Gramme-Van Eyk)	P	Déploiement par phases
Nouveau corridor Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut »)	Nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV, y compris l'installation de transformateurs déphaseurs, offrant une solution au besoin en capacité de transport entre Avelgem et le centre du pays (le long de l'axe Bruegel-Courcelles)	2026-2028	NON	P	
Nouveau corridor Stevin - Avelgem (« Kustlus »)	Intégration de l'axe Stevin dans nœud de réseau plus loin à l'intérieur du pays (p. ex. Izegem/ Avelgem) via une nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV afin de créer de la capacité d'accueil pour le potentiel d'énergie renouvelable en mer du Nord et dans la région côtière.	2026-2028	NON	P	
Modular Offshore Grid - Phase 2	Infrastructure de réseau offshore supplémentaire (une ou plusieurs plateformes offshore supplémentaires), pour raccorder et relier l'énergie offshore supplémentaire (en sus des 2,3 GW prévus) au réseau de transport onshore	2026-2028	OUI	C	Solution tributaire du lieu, du timing, des phases et de la capacité des nouvelles concessions en mer du Nord
Frontière nord : Van Eyck-Maasbracht	Renforcement entre Van Eyck-Maasbracht grâce à l'installation de transformateurs déphaseurs et de conducteurs à haute performance	2030	OUI	I	La solution et le planning d'exécution sont actuellement examinés de manière trilatérale avec TenneT et Amprion (lien avec évolution frontière NL-DE)
Frontière sud : Lonny-Achêne-Gramme	Lonny-Achêne-Gramme : poursuite du renforcement d'ici 2030	2030	OUI	I	Étude en cours avec RTE afin de déterminer la structure finale à l'horizon 2030

PROJET	DESCRIPTION	PLANNING	PLAN 2015-2025	P/I/C	COMMENTAIRE
Nautilus : Deuxième interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni	Nouvelle interconnexion Royaume-Uni - Belgique	≥ 2028	OUI	C	En fonction de l'évolution de la transition énergétique et de l'analyse coûts-bénéfices. Partie intégrante du projet bilatéral avec NGIHL.
Deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne	Nouvelle interconnexion Allemagne - Belgique	≥ 2028	OUI	C	En fonction de l'évolution de la transition énergétique et de l'analyse coûts-bénéfices. Partie intégrante du projet bilatéral avec Amprion.
Aubange - Brume - Gramme	Installation d'un deuxième terne (Aubange - Brume) et renforcement avec des conducteurs à haute performance (Brume - Gramme)	À déterminer	NON	C	Besoins et timing en fonction de l'évolution de la capacité de production Coo III
Projets liés à la transition énergétique potentielle à long terme					
Interconnexion avec le Luxembourg	Renforcement de l'interconnexion Belgique - Luxembourg	2035	OUI	I	Étude trilatérale avec CREOS & Amprion cf. lien avec l'évolution LUX-DE
Interconnexion avec les Pays-Bas et la France	Étude du développement futur des corridors onshore entre la région de la mer du Nord et des besoins pouvant être couverts par de nouveaux corridors aux frontières nord et sud.	À déterminer	NON	I	À l'étude (p. ex. Ten Year Network Development Plan (TYNDP))
North Sea Offshore Grid	Étude en vue de la poursuite du développement et de l'intégration d'un réseau maillé transfrontalier en mer du Nord	À déterminer	NON	I	À l'étude (p. ex. North Sea Energy Cooperation (NSEC))

P – planifié (approbation)
I – indicatif (à titre informatif)
C – conditionnel (approbation conditionnelle)



SOMMAIRE

Executive Summary 4

Synthèse technique 14

1 Contexte 41

1.1 Cadre légal 42
1.1.1 Elia 42
1.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique dans le marché libéralisé de l'électricité 42
1.1.3 L'établissement d'un Plan de Développement du réseau de transport d'électricité 44
1.2 La transition énergétique 46
1.2.1 Politiques au niveau européen 46
1.2.2 Politiques au niveau belge 47
1.3 Axes de développement du réseau 48
1.3.1 Développement du marché européen et sécurité d'approvisionnement 48
1.3.2 Intégration de l'énergie renouvelable et décentralisée dans le système belge 49
1.3.3 Utilisateurs directs du réseau et gestionnaires de réseau de distribution 50
1.3.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local 50
1.3.5 Conformité fonctionnelle et technologique 53
1.4 Méthodologie du développement du réseau 54
1.4.1 Différents futurs possibles 54
1.4.2 ÉTABLIR LES BESOINS 54
1.4.3 Élaboration de solutions 57
1.4.4 Programmation dynamique des investissements 61
1.5 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia 62
1.5.1 Acceptation sociale des infrastructures 62
1.5.2 Sauvegarde de l'environnement 64

2 Scénarios pour le développement du réseau de transport 67

2.1 Cadre et contexte 68
2.1.1 Objectif des scénarios à long terme 68
2.1.2 Alignement avec la transition énergétique et les objectifs européens 69
2.1.3 Base légale pour les scénarios 70
2.1.4 Disclaimer 70
2.2 Horizon temporel et lignes directrices 71
2.2.1 Élaboration des scénarios 71
2.2.2 Périmètre de simulation 77
2.3 Principales hypothèses par scénario 78
2.3.1 Quantification pour la Belgique 79
2.3.2 Quantification de nos pays voisins 85
2.3.3 Paramètres globaux 88
2.3.4 Élaboration de scénarios adéquats 90
2.3.5 Aperçu des principales hypothèses du TYNDP+ 90
2.4 Le mix énergétique dans les différents scénarios 91
2.4.1 Simulation du marché horaire de l'électricité horaire 91
2.4.2 Mix énergétique futur 92
2.4.3 Réduction du CO_2 dans le secteur de l'électricité 93

3 Évolution du réseau de transport 380 kV pour faciliter la mise en place d'un système énergétique fiable, durable et abordable 95

3.1 Moteurs de développement 96
3.1.1 Période jusqu'à 2025 97
3.1.2 Horizons 2030 et au-delà 97
3.2 Identification des besoins 100
3.2.1 Impact de l'évolution du mix énergétique sur les flux au sein du réseau 101
3.2.2 Nécessité d'accroître les capacités d'échange de marché 102
3.2.3 Impact des capacités d'échange de marché supplémentaires sur le réseau de transport 105
3.3 Le futur réseau de transport à 380 kV : du passif à l'actif 108
3.3.1 Exploitation maximale du potentiel de l'infrastructure existante 110
3.3.2 Nouveau corridor Avelgem-centre (« Boucle du Hainaut ») 111
3.3.3 Nouveau corridor Stevin-Avelgem (« Kustlus ») 111
3.3.4 Élargissement du réseau offshore : MOG phase 2 111
3.3.5 Deuxième interconnexion HVDC avec le Royaume-Uni (Nautilus) et l'Allemagne (DE-BE II) 111
3.4 Analyse de bien-être socio-économique 112
3.4.1 Bien-être socio-économique à la frontière BE-GB 114
3.4.2 Bien-être socio-économique à la frontière BE-DE 116
3.4.3 Bien-être socio-économique à la frontière BE-FR 118
3.4.4 Bien-être socio-économique à la frontière BE-NL 120
3.4.5 Contribution de l'*upgrade* du *backbone* interne au bien-être socio-économique 121
3.4.6 Conclusion de l'analyse de bien-être 122
3.5 Impact du réseau 380 kV sur les réseaux de transport 220 kV, 150 kV 110 kV 123

4 Solutions techniques pour le développement du réseau de transport 380 kV 125

4.1 Le développement du *backbone* interne du réseau 380 kV 127
4.1.1 Réservations de capacité 128
4.1.2 Aperçu des projets 129
4.1.3 Renforcement du *backbone* interne centre - est 130
4.1.4 Nouveau corridor Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut ») 131
4.1.5 Nouveau corridor Stevin – Avelgem (« Kustlus ») 132
4.1.6 Mercator 133
4.1.7 Dock de Saeftinghe (« CP ECA ») 133
4.1.8 Raccordement potentiel de nouvelles unités de production 133
4.1.9 Moyens de gestion de la tension 134
4.1.10 Interaction entre le réseau 380 kV et le réseau de transport sous-jacent 135
4.1.11 Projets pour une exploitation ou une gestion plus efficace du réseau 136
4.2 Développement des interconnexions 137
4.2.1 Aperçu des projets de développement des interconnexions 138
4.2.2 Horizon 2020-2025 139
4.2.3 Horizon 2025-2030 142
4.3 Raccordement et intégration de la production éolienne offshore 144
4.3.1 Objectifs climatiques et potentiel économique 144
4.3.2 Raccordement de la capacité de production offshore 144
4.4 Stockage d'énergie et développement du réseau 147
4.4.1 Stockage onshore d'énergie 147
4.4.2 Stockage offshore d'énergie 147
4.5 Potentiel à long terme de la transition énergétique 148
4.5.1 Développement futur des interconnexions 148
4.5.2 North Sea Offshore Grid 151
4.6 Carte des projets THT 152

5 Solutions techniques pour le développement des réseaux 220-150-110 kV 155

5.1 Vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV 157
5.1.1 Rationalisation des réseaux de transport local 36 kV et 70 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés 157
5.1.2 Découplage des réseaux de transport 220 kV et 150 kV 157
5.1.3 Amélioration de la tenue aux court-circuits des postes 150 kV 157
5.1.4 Intégration de la production centralisée et décentralisée 157
5.1.5 Besoin de capacité de transformation supplémentaire vers la moyenne tension à la suite de la hausse des prélèvements dans le réseau à moyenne tension 158
5.1.6 Investissements de remplacement 158

5.2 Province d'Anvers 159
5.2.1 Campine du nord 159
5.2.2 Restructuration Anvers 159
5.2.3 Création de la transformation en moyenne tension à Meerhout 159
5.2.4 Restructuration du réseau 70 kV Malines – Heist-op-den-Berg – Aarschot - Diest 160
5.2.5 Renforcement du port d'Anvers 160
5.2.6 Projets de remplacement 160

5.3 Région de Bruxelles-Capitale 162
5.3.1 Introduction 162
5.3.2 Développements dans la partie ouest de Bruxelles 162
5.3.3 Développements dans la partie est de Bruxelles 162
5.3.4 Projets de remplacement 162

5.4 Province de Hainaut 164
5.4.1 Projets liés au *backbone* interne 380 kV 164
5.4.2 Poursuite de l'évolution vers un réseau 150 kV 164
5.4.3 Région du centre 164
5.4.4 Alimentation de Mons 164
5.4.5 Renforcement de la transformation et rénovation du réseau du grand Charleroi 164
5.4.6 Évolution entre Gilly et Jumet 164
5.4.7 Région du Borinage 164
5.4.8 Zoning de Ghlin 165
5.4.9 Thuillies 165
5.4.10 Transformateur-déphaseur 150/150 kV dans le poste de Chièvres 165
5.4.11 Région entre Sambre et Meuse 165
5.4.12 Scission du poste 150 kV de Gouy en deux postes distincts Nord - Sud 166
5.4.13 Projets de remplacement 167
5.4.14 Remplacements et réparations exceptionnels 167

5.5 Province du Limbourg 169
5.5.1 Limbourg-Campine 169
5.5.2 Restructuration du réseau 70 kV autour de Tessenderlo et Beringen 169
5.5.3 Restructuration du réseau 70 kV dans le sud du Limbourg 169
5.5.4 Projets de remplacement 169

5.6 Province de Liège 171
5.6.1 Boucle de l'Est 171
5.6.2 Restructuration et déploiement du réseau 220 kV et 150 kV autour de Liège et renforcement du réseau 70 kV sous-jacent 171
5.6.3 Cheratte 172
5.6.4 Utilisation de la ligne au gabarit 150 kV entre Gramme et Rimière dans le réseau de transport local 70 kV 172
5.6.5 Restructuration de la poche Monsin et Bressoux 172
5.6.6 Projets de remplacement 172

5.7 Province du Luxembourg 174
5.7.1 Zone Bomal-Hotton 174
5.7.2 Boucle d'Orgéo 174
5.7.3 Boucle du sud LUXEMBOURG 174
5.7.4 Projets de remplacement 174

5.8 Province de Namur 176
5.8.1 Introduction 176
5.8.2 Découplage avec le Hainaut 176
5.8.3 Découplage avec Liège 176
5.8.4 Projets de remplacement 176
5.9 Province de Flandre-Orientale 178
5.9.1 Projets liés au *backbone* interne 380 kV 178
5.9.2 Eeklo 178
5.9.3 Port de Gand 178
5.9.4 Centre de Gand 178
5.9.5 Saint-Nicolas – Tamise – Hamme 178
5.9.6 Alost – Termonde 179
5.9.7 Rive gauche du port d'Anvers : raccordement de productions renouvelables et décentralisées 179
5.9.8 Région d'Aalter 179
5.9.9 Port de Waasland 179
5.9.10 Projets de remplacement 179
5.10 Province du Brabant flamand 181
5.10.1 Développements liés à la restructuration du réseau en Région bruxelloise 181
5.10.2 Louvain 181
5.10.3 Tirlemont – Saint-Trond 181
5.10.4 Remplacement de la ligne 150 kV entre les postes de Gouy et Drogenbos 181
5.10.5 Projets de remplacement 181
5.11 Province du Brabant wallon 183
5.11.1 Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Waterloo 183
5.11.2 Remplacement de la ligne 150 kV entre les postes de Gouy et Drogenbos 183
5.11.3 Remplacement de la ligne 70 kV Gouy - Baulers 183
5.11.4 Projets de remplacement 183
5.12 Province de Flandre-Occidentale 185
5.12.1 Projets liés au *backbone* interne 380 kV 185
5.12.2 Renforcement de la capacité de transformation 150/36 kV à Coxyde et Zedelgem 185
5.12.3 Région de Courtrai 185
5.12.4 Westhoek 186
5.12.5 Pittem - Beveren - Rumbeke 186
5.12.6 Zeebruges 186
5.12.7 Remplacement de la ligne 150 kV entre Bruges et Slijkens 186
5.12.8 Projets de remplacement 186

6 Annexe 1 : Tableaux récapitulatifs et légendes des cartes 189
6.1 Introduction 190
6.2 Tableau récapitulatif des projets pour le développement du réseau de transport 380 kV, des interconnexions (jusqu'à 220 kV), et des développements du réseau offshore 191
6.3 Tableau récapitulatif des projets pour le développement des réseaux de transport 220-150-110 kV 195
6.4 Tableau récapitulatif de l'état d'avancement des projets 211
6.5 Légende des cartes 228

FIGURES ET TABLEAUX

Figure 0.1 : Enjeux du rôle de gestionnaire de réseau de transport 15
Figure 0.2 : Scénarios sur lesquels repose le Plan de Développement 17
Figure 0.3 : Perspective top-down des moteurs du développement du réseau de transport à très haute tension 18
Figure 0.4 : Développement modulaire du réseau 380 kV 19
Figure 0.5 : Carte récapitulative des projets à très haute tension sur la période 2020-2025 20
Figure 0.6 : Carte récapitulative des projets à très haute tension sur la période 2025-2030 20
Tabel 0.1 : Projets de raccordement d'unités de production sur le réseau de transport avec une réservation de capacité 21
Figuur 1.1 : Les trois missions d'Elia 42
Figure 1.2 : Objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre par secteur selon la stratégie EU2050 (source : CE) 47
Figure 1.3 : Répartition des années de construction des principaux équipements en haute tension 51
Figure 1.4 : Répartition des années de construction des liaisons 51
Figure 1.5 : Répartition des équipements de protection en fonction de la technologie et du niveau de tension 52
Figure 1.6 : Répartition des années de construction des équipements de protection 52
Figure 1.7 : Processus d'identification des projets du Plan de Développement 54
Figure 1.8 : Exemple d'activation économique du parc de production durant une semaine, résultant d'un modèle d'équilibre économique (exemple théorique). 55
Figure 1.9 : Évaluation des solutions possibles 59
Figure 1.10 : Gestion dynamique du portefeuille de projets 61
Figure 1.11 : Le paradoxe de la participation 62
Figure 2.1 : Objectifs européens et nationaux en matière d'intégration des énergies renouvelables 69
Figure 2.2 : Composition des scénarios pour le présent Plan de Développement fédéral 71
Figure 2.3 : Représentation graphique de la relation entre les scénarios TYNDP et TYNDP+ 72
Figure 2.4 : Aperçu des modifications apportées aux scénarios TYNDP+ par rapport aux scénarios TYNDP 2018 74
Figure 2.5 : Principales différences de modélisation entre les scénarios TYNDP et TYNDP+ 75
Figure 2.6 : Périmètres de simulation utilisés pour le Plan de Développement fédéral 77
Figure 2.7 : Quantification des scénarios 78
Figure 2.8 : Évolution de la demande totale en électricité dans les différents scénarios 79
Figure 2.9 : Courbe monotone de la demande électrique totale pour la Belgique (moyenne sur l'ensemble des années climatiques) 80
Figure 2.10 : Résumé des hypothèses pour l'énergie éolienne onshore en Belgique 81
Figure 2.11 : Résumé des hypothèses pour l'énergie éolienne offshore en Belgique 81
Figure 2.12 : Résumé des hypothèses pour l'énergie solaire en Belgique 82
Figure 2.13 : Évolution de la capacité nucléaire installée en Belgique 83
Figure 2.14 : Évolution de la capacité thermique requise (capacité de gaz existante comprise) 83
Figure 2.15 : Hypothèses pour les centrales de pompage 84
Figure 2.16 : Hypothèses pour le stockage de l'énergie électrique 85
Figure 2.17 : Hypothèses pour la capacité nucléaire, charbon et énergies renouvelables aux Pays-Bas 85
Figure 2.18 : Hypothèses pour la capacité nucléaire, charbon et énergies renouvelables en France 86
Figure 2.19 : Hypothèses pour la capacité nucléaire, charbon et énergies renouvelables en Grande-Bretagne 86
Figure 2.20 : Hypothèses pour la capacité nucléaire, la production de charbon et les énergies renouvelables en Allemagne 87
Figure 2.21 : Principaux changements entre le réseau de référence du MAF 2017 et le TYNDP 2018 88
Figure 2.22 : Prix des combustibles et du CO_2 assumés dans les scénarios TYNDP+ 89
Figure 2.23 : Hypothèses clés pour la Belgique dans l'ensemble des scénarios TYNDP+ 90
Figure 2.24 : Données d'input et d'output du modèle 91
Figure 2.25 : Mix de production électrique et échanges transfrontaliers en Belgique 92
Figure 2.26 : Réduction des émissions de CO_2 et part d'énergie renouvelable dans le secteur de l'électricité 93

Figure 3.1 : Perspective *top-down* des moteurs du développement du réseau de transport extra haute tension 96
Figure 3.2 : Développement du réseau comme facteur déterminant d'une transition énergétique réussie 97
Figure 3.3 : Congestions attendues sur les interconnexions AC quel que soit le scénario étudié 101
Figure 3.4 : nécessité de renforcer les réseaux internes 101
Figure 3.5 : Écarts de prix entre la Belgique et ses voisins dans les différents scénarios 103
Figure 3.6 : Besoins en capacités d'échange de marché supplémentaires en mer du Nord à l'horizon 2040, TYNDP 2018 104
Tableau 3.1 : Évolution des besoins en matière de capacités d'échange de marché [MW] aux frontières belges entre 2020 et 2040, ainsi que les NTC 2027 qui font office de référence pour les analyses coûts-bénéfices 104
Figure 3.7 : Flux observés en 2016 – total des flux physiques sur une base annuelle en GWh 105
Figure 3.8 : Flux attendus dans le cadre du scénario 2040 GCA et capacités d'échange de marché correspondantes pour 2040 – total des flux physiques sur une base annuelle en TWh 106
Figure 3.10 : congestions identifiées sur le réseau 380 kV belge (TYNDP 2018) 107
Figure 3.11 : Évolution du développement de l'infrastructure de réseau 108
Figure 3.12 : Développement modulaire du réseau 380 kV 109
Tableau 3.2 : Liste des projets soumis à une analyse de bien-être socio-économique 112
Figure 3.13 : Le surplus pour le consommateur et pour le producteur 113
Figure 3.14 : Bien-être belge généré par le projet Nautilus 114
Figure 3.15 : Bien-être européen généré par le projet Nautilus 114
Figure 3.16 : Bien-être belge généré par le projet BE-DE II 116
Figure 3.17 : Bien-être européen généré par le projet BE-DE II 116
Figure 3.18 : Aperçu des renforcements à la frontière franco-belge 118
Figure 3.19 : Bien-être belge généré par les renforcements Avelin-Horta et déphaseurs Aubange 118
Figure 3.20 : Bien-être belge généré par le renforcement Lonny-Achêne-Gramme 118
Figure 3.21 : Bien-être européen généré par les renforcements Avelin-Horta et déphaseurs Aubange 119
Figure 3.22 : Bien-être européen généré par le renforcement Lonny-Achêne-Gramme 119
Figure 3.23 : Aperçu des renforcements à la frontière belgo-néerlandaise 120
Figure 3.24 : Bien-être belge généré par les renforcements BRABO II-III et Zandvliet-Rilland 120
Figure 3.25 : Bien-être belge généré par le renforcement Van Eyck-Maasbracht 120
Figure 3.26 : Bien-être européen généré par les renforcements Brabo II-III et Zandvliet-Rilland 121
Figure 3.27 : Bien-être européen généré par le renforcement Van Eyck-Maasbracht 121
Tableau 4.1 : Projets de raccordement d'unités de production sur le réseau de transport avec une réservation de capacité 128
Tableau 4.2 : Tableau récapitulatif des projets pour le *backbone* du réseau interne 129
Figure 4.1 : Un seul corridor Avelgem – Mercator entre l'ouest et l'est est intenable 131
Figure 4.2 : Nouveau corridor Stevin – Avelgem (« Kustlus ») et nouveau poste « TBD » 133
Tableau 4.3 : Aperçu des projets d'interconnexion 138
Figure 4.3 : Illustration du projet BRABO 139
Figure 4.4 : Illustration d'ALEGrO 141
Tableau 4.4 : Tableau des projets de raccordement de la capacité de production offshore 144
Figure 4.5 : « Prise en mer » ou « Modular Offshore Grid (MOG) » 145
Tableau 4.5 : Tableau des projets de raccordement de stockage d'énergie centralisé 147
Tableau 4.6 : Projets qui s'inscrivent dans le cadre du potentiel à long terme de la transition énergétique 148
Figure 4.6 : Besoins en capacité de transport supplémentaire consolidée selon les différents scénarios (source : eHighway 2050) 149
Figure 4.7 : Besoins en capacité de transport supplémentaire selon un scénario 100 % SER (source : eHighway 2050) 150
Figure 4.8 : Aperçu des projets THT (période 2020-2025) 152
Figure 4.9 : Aperçu des projets THT (période 2025-2030) 153

Figure 5.1 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province d'Anvers 161
Figure 5.2 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la Région de Bruxelles-Capitale 163
Figure 5.3 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Hainaut 168
Figure 5.4 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Limbourg 170
Figure 5.5 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Liège 173
Figure 5.6 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Luxembourg 175
Figure 5.7 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Namur 177
Figure 5.8 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Flandre-Orientale 180
Figure 5.9 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Brabant flamand 182
Figure 5.10 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Brabant wallon 184
Figure 5.11 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Flandre-Occidentale 187
Figure 6.1 : Succession des différents statuts d'un projet 190



1

CONTEXTE

1.1 - Cadre légal

1.2 - La transition énergétique

1.3 - Axes de développement du réseau

1.4 - Méthodologie du développement du réseau

1.5 - L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia



1.1 CADRE LÉGAL

1.1.1 ELIA

Le groupe Elia en Belgique s'articule autour d'Elia System Operator qui forme, avec sa filiale Elia Asset, une entité économique unique opérant sous le nom d'Elia.

Elia System Operator détient les licences suivantes : gestionnaire du réseau de transport d'électricité au niveau fédéral pour les niveaux de tension 380/220/150/110 kV, gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne, gestionnaire du réseau de transport régional dans la Région de Bruxelles-Capitale et gestionnaire de réseau de transport local en Région flamande (« plaatselijke vervoernet »), dans les trois cas pour les réseaux de 70 kV à 30 kV inclus (avec quelques exceptions pour lesquelles le niveau de tension est plus faible)[1].

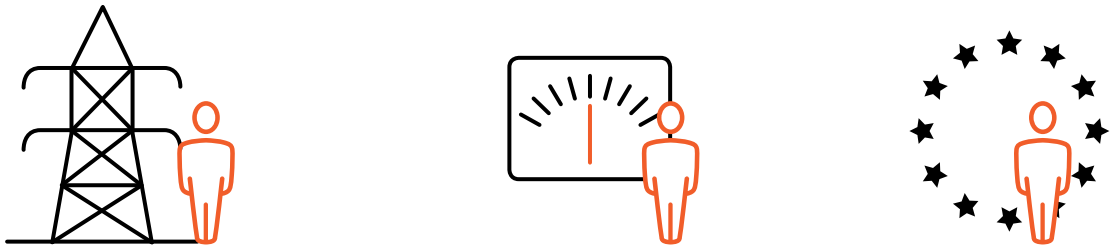
Elia est propriétaire de 100 % du réseau d'électricité à très haute tension (380 kV à 110 kV) et d'une majeure partie des réseaux à haute tension (de 70 kV à 30 kV, sur base d'une liste nominative) en Belgique. Elia a en outre acquis le 19 mai 2010 une participation de 60 % dans le gestionnaire de réseau de transport allemand 50Hertz Transmission, qu'elle a augmentée à 80 % le 23 mars 2018.

1.1.2 LE RÔLE DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE DANS LE MARCHÉ LIBÉRALISÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence a été initiée par la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La dernière directive 2009/72/CE, votée au niveau européen et concernant le marché intérieur de l'électricité, a été adoptée en juillet 2009. Elle a été transposée au niveau fédéral par la loi du 8 janvier 2012 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité[2] (« Loi Électricité »). La loi du 29 avril 1999 a été modifiée pour la dernière fois en date du 31 juillet 2017[3].

Dans le cadre de cette législation, la production et la vente d'électricité sont organisées selon les principes de libre concurrence. Le transport d'électricité relève par contre d'un monopole naturel. Les réseaux de transport jouent donc un rôle unique : ils assurent un support commun aux différents acteurs du marché, sous la supervision de régulateurs régionaux et d'un régulateur fédéral en fonction de la répartition des compétences en matière d'électricité.

En tant que gestionnaire de réseau, Elia a trois missions principales.



Figuur 1.1: Les trois missions d'Elia

1 Au niveau fédéral, Elia a été désignée en tant que gestionnaire de réseau de transport par arrêté ministériel du 13 septembre 2002 pour une durée de 20 ans, à partir du 17 septembre. Pour la Région flamande, Elia a été désignée comme gestionnaire du réseau de transport local par décision de la VREG du 8 février 2012 pour un délai de 12 ans, à partir du 1er janvier 2012. Au niveau de la Région wallonne, Elia a été désignée gestionnaire de transport local selon la même procédure que le gestionnaire de réseau de transport au niveau fédéral, à savoir par arrêté ministériel du 13 septembre 2002, également pour une durée de 20 ans. Pour la Région de Bruxelles-Capitale, Elia a été désignée gestionnaire du réseau de transport régional par arrêté le 13 juillet 2006 pour un terme de 20 ans, qui se terminera le 26 novembre 2021. Ce terme de 20 ans est réputé avoir pris cours à la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

2 Loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (M.B. du 11/01/2012)

3 Il est plus précisément question de la loi du 31 juillet 2017 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en vue de réduire le coût du déploiement des réseaux de communications électroniques à haut débit (M.B. du 9/08/2017)

GÉRER L'INFRASTRUCTURE

Auparavant, les centrales électriques étaient principalement construites à proximité des villes et des zones industrielles. En raison de l'essor des sources d'énergie renouvelable (SER), les sites de production (installés là où le rendement est le meilleur) s'éloignent des centres de consommation (par ex. parc éolien en mer). Le réseau de transport doit dès lors être adapté afin d'intégrer ces sources et de permettre au courant de circuler du nord au sud et d'ouest en est.

GÉRER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Cette mission ne cesse de se complexifier étant donné que le système électrique devient de plus en plus volatile et difficile à prédire, avec des flux qui peuvent rapidement varier dans l'espace et le temps. Il est dès lors essentiel de disposer d'outils et de processus de pointe ainsi que de compétences spécifiques pour garder le système en équilibre 24 heures par jour, en toute saison. Puisque l'énergie ne peut pas être stockée en masse, cet équilibre doit être maintenu en temps réel afin de garantir un approvisionnement fiable et une gestion opérationnelle efficace du réseau à haute tension.

La loi du 26 mars 2014 a modifié la Loi Électricité du 29 avril 1999 en introduisant un mécanisme dit de « réserve stratégique »[4]. Ce mécanisme doit permettre d'assurer un niveau suffisant de sécurité d'approvisionnement en Belgique pendant les périodes hivernales.

FACILITER LE MARCHÉ

Elia souhaite assurer pleinement ce rôle en organisant des services et des mécanismes qui facilitent l'accès des utilisateurs au réseau, contribuent à la liquidité du marché de l'électricité et favorisent la libre concurrence entre les différents acteurs du marché. Plusieurs mécanismes ont été mis en place par Elia à cette fin, au niveau du marché belge et de la gestion des interconnexions internationales.

Ces dernières années, plusieurs étapes ont été franchies dans l'intégration du marché européen, avec entre autres le lancement du couplage de marché basé sur les flux (*flow-based*) dans les marchés *day-ahead* de la région du centre-ouest de l'Europe, et l'intégration des marchés infrajournaliers belges et néerlandais avec les marchés infrajournaliers français, allemands, suisses et autrichiens. Ces étapes importantes vers un marché de l'électricité intégré s'inscrivent dans l'implémentation actuelle des codes de réseau relatifs à l'allocation de capacité et à la gestion de la congestion.

La politique énergétique future de la Belgique est également fortement influencée par les dispositions européennes en matière de production d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique[5][6]. La directive européenne sur les sources d'énergie renouvelable est à l'origine des engagements pris par l'État fédéral et les Régions à atteindre des objectifs contraignants de production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2020. Par ailleurs, les impositions européennes en matière d'efficacité énergétique visent essentiellement à contenir le besoin d'énergie primaire. Le futur cadre régulatoire européen devrait inciter les Etats Membres à poursuivre dans la même voie pour 2030[7] et 2050[8]. Ces directives européennes ont une influence sur les activités d'Elia étant donné que le réseau devra être adapté aux nouveaux défis de la transition énergétique.

Enfin, la Loi Électricité établit un cadre légal pour la construction et l'exploitation du Modular Offshore Grid (MOG)[9], qui fait partie intégrante du réseau de transport d'électricité. Il s'agit d'une infrastructure offshore qui permet de raccorder les différents parcs éoliens offshore, de façon collective, au réseau de transport d'électricité terrestre.

4 Cette intégration s'est déroulée par le biais de la loi du 26 mars 2014 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (M.B. 1/04/2014)
5 Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE
6 Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE
7 Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions, « Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030 », 2014
8 Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, « Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 », 2011
9 Il est ici question de la loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en vue d'établir un cadre légal pour le Modular Offshore Grid (M.B. 19/07/2017)

1.1.3 L'ÉTABLISSEMENT D'UN PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le présent document remplace le précédent Plan de Développement fédéral du réseau de transport d'électricité que le gestionnaire de réseau doit établir conformément à la Loi Électricité.

1.1.3.1 CONTEXTE LÉGAL RELATIF AU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

Les dispositions générales concernant l'élaboration du Plan de Développement sont reprises dans la Loi Électricité et l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du Plan de Développement du réseau de transport d'électricité. L'article 13 §2 de la Loi Électricité précise que le Plan de Développement doit contenir, d'une part, une estimation détaillée des besoins en capacité de transport, avec indication des hypothèses sous-jacentes et, d'autre part, le programme d'investissement que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins. Le Plan de Développement doit couvrir une période de 10 ans.

Le Plan de Développement tient également compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun (« Projects of Common Interest ») pour la Belgique sélectionnés par la Commission européenne. À cet égard, il faut souligner que les projets d'intérêt commun sélectionnés en 2017 conformément au Règlement européen 347/201310[10] sont intégrés dans le présent Plan de Développement (à savoir les projets Nemo Link®, ALEGrO, Horta-Mercator, Brabo II & III, Belgique-Royaume Uni II « Nautilus », Belgique-Allemagne II et iLand).

Comme indiqué dans la Loi Électricité[11], l'établissement du Plan de Développement doit prendre en considération la dernière étude prospective, publiée en janvier 2015[12], sur les moyens de production d'électricité, établie par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan. Moyennant d'une motivation, il peut également être tenu compte des documents issus de la procédure en cours en vue de l'adaptation périodique de l'étude prospective. En décembre 2017, la Direction générale de l'Énergie a rédigé un rapport complémentaire à la dernière étude prospective, appelé « rapport de monitoring ».[13]

En application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006[14], le projet de Plan de Développement est soumis à la consultation du public. Ses incidences environnementales sont également évaluées.

Enfin, en vertu du troisième paquet européen[15], le plan d'investissement établi par le gestionnaire de réseau belge doit également être conforme au « Plan décennal de développement du réseau européen » (TYNDP) non contraignant établi tous les deux ans par l'ensemble des gestionnaires de réseau à l'échelle de l'Union européenne (ENTSO-E). Il convient de souligner que le présent Plan de développement est en ligne avec le TYNDP2018 en tenant compte de la portée habituelle de l'évaluation des projets pour ces plans de développement. La dernière version du TYNDP est disponible sur le site d'ENTSO-E[16].

1.1.3.2 LIEN AVEC LES PLANS RÉGIONAUX

Elia dispose d'une licence de gestionnaire du réseau de transport d'électricité au niveau fédéral, de gestionnaire de réseau de transport local (réseau 30-70 kV) en Région flamande, de gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne et de gestionnaire du réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale.

À ces titres, Elia est amenée également à établir les documents suivants : un Plan d'Investissements pour la Région flamande[17], un Plan d'Investissements pour la Région de Bruxelles-Capitale[18] et un Plan d'Adaptation pour la Région wallonne[19].

Pour Elia, l'indivisibilité technique et économique des matières relatives au développement du réseau requiert une définition, une optimisation, une programmation et une mise en œuvre homogène de projets à l'échelle fédérale et régionale. Les différents plans introduits par Elia à l'échelle fédérale et régionale constituent un ensemble cohérent visant l'optimum pour le réseau dans sa globalité, du 380 kV au 30 kV.

1.1.3.3 PROCÉDURE D'ÉLABORATION

Conformément à l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du Plan de Développement du réseau de transport d'électricité, le présent projet de Plan de développement 2020-2030 a été établi en collaboration avec le Bureau Fédéral du Plan et la Direction générale de l'Énergie. Un comité de collaboration a été mis en place afin de formaliser cette coopération.

10 Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, abrogeant la Décision no 1364/2006/CE et modifiant les Règlements (CE) no 713/2009, n° 714/2009 et n° 715/2009
11 Article 3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité
12 « Étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 », Direction Générale Énergie du SPF Économie et Bureau Fédéral du Plan, janvier 2015, https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/EPE2-FR-V2.pdf
13 « Rapport Complémentaire Électricité – Rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement », Direction Générale Énergie du SPF Économie et Bureau Fédéral du Plan, décembre 2017, https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-monitoring-electricite-2017.pdf
14 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 programmes relatifs à l'environnement (M.B. du 10.3.2006)
15 Article 8 §3, point b & Article 8 §11 du Règlement (CE) no 714/2009
16 TYNDP2018, ENTSO-E, http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/
17 Plan d'Investissements flamand prévu à l'article 4.1.19 du décret énergie du 8 mai 2009, M.B. du 7 juillet 2009 entré en vigueur le 1er janvier 2011
18 Plan d'Investissements prévu à l'art. 20 de l'Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 13 juillet 2006 approuvant le règlement technique pour la gestion du réseau de transport régional d'électricité, M.B. du 28 septembre 2006
19 Plan d'Adaptation prévu aux articles 15 du décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (M.B. du 1er mai 2001) et 27 de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 22 décembre 2011 portant révision du règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci, M.B. 22 février 2012

Le projet de Plan de Développement a été soumis à l'avis du régulateur fédéral (CREG) et du secrétaire d'État fédéral compétent pour le Milieu marin.

Ensuite, ses incidences environnementales ont été évaluées, en application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006.

Au terme de cette évaluation, le gestionnaire du réseau a adapté le projet de Plan de Développement pour intégrer les avis, observations, rapports et résultats de la consultation publique suivant la procédure définie par la loi du 13 février 2006.

Sur la base d'une déclaration de la Direction générale de l'Énergie, le Plan de Développement 2020-2030 adapté a été soumis à l'approbation de la Ministre fédérale de l'Énergie.

Le Plan de Développement couvre la période entre le 1er janvier 2020 et le 1er janvier 2030.

APERÇU DE LA PROCÉDURE SUIVIE POUR L'ÉTABLISSEMENT DU PLAN

Conformément aux dispositions légales d'application, les principales étapes suivies pour l'établissement de la version définitive du Plan de Développement 2020-2030 sont reprises ci-dessous par ordre chronologique :

- **Janvier 2015 :** publication de « l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 » (EPE2) par la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie et le Bureau fédéral du Plan ;
- **Début juin 2018 :** demande d'avis à la CREG et au secrétaire d'État compétent pour le Milieu marin concernant le projet de Plan de Développement 2020-2030 ;
- *À compléter après la consultation publique.*



1.2 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Un approvisionnement en électricité sûr et fiable est essentiel aux activités de tout un chacun et à la croissance économique. Le développement du système électrique est fortement influencé par les orientations politiques européennes, nationales et régionales. Celles-ci portent la plus grande attention à la sécurité d'approvisionnement, à la compétitivité de l'économie ainsi qu'au caractère durable de l'approvisionnement en électricité. La sécurité d'approvisionnement concerne la mise à disposition d'un parc de production suffisamment large et fiable pour rencontrer la demande électrique. Elle peut être renforcée en donnant accès à un plus grand nombre d'unités de production utilisant diverses sources d'énergie primaire. Dans ce cadre, le développement des interconnexions permet de diversifier les sources d'approvisionnement. La fiabilité des réseaux est également essentielle à la sécurité d'approvisionnement. Seuls des réseaux développés avec un objectif de très haut degré de fiabilité permettent l'acheminement sûr de l'énergie produite vers les centres de consommation.

Le développement du marché intérieur entraîne par ailleurs une concurrence, qui doit mener à une énergie meilleure marché au profit des particuliers, des industries et de l'ensemble de notre économie en général. Dans ce contexte, les interconnexions élargissent les possibilités d'échange d'énergie et permettent l'accès à l'énergie au meilleur prix.

Enfin, la durabilité de l'approvisionnement en électricité fait aussi l'objet d'attention. L'intégration des sources d'énergie renouvelable dans le mix énergétique doit permettre la diminution de la production d'électricité à base de combustibles fossiles et de limiter notre dépendance à leur égard.

1.2.1 POLITIQUES AU NIVEAU EUROPÉEN

Cette dernière décennie, la vision énergétique européenne a largement pris forme et a été traduite dans une série d'objectifs et de politiques.

Un premier volet de propositions vise à limiter l'augmentation de la température globale à 2 °C au-dessus de la moyenne préindustrielle. Les émissions de gaz à effet de serre jouent par conséquent un rôle crucial dans les différentes propositions. Il s'agit des politiques suivantes :

- Le « paquet climat et énergie », connu pour les objectifs 20/20/20 qu'il sous-tend[20] ;
- La « Stratégie énergétique 2050 de l'Union européenne »[21] ;
- La répartition correspondante par secteur, telle qu'illustrée à la figure 1.2[22] et plus spécifiquement la feuille de route pour le secteur de l'électricité[23] ;
- La plus concrète « Stratégie énergétique 2030 de l'Union européenne »[24], qui s'inscrit dans la vision 2050.

Dans ce contexte, la conférence sur les changements climatiques du 12 décembre 2015 à Paris (COP 21) revêt aussi de l'importance[25]. Celle-ci a permis d'introduire pour la première fois dans un instrument juridique l'objectif de limiter l'élévation de la température de la planète nettement en dessous de 2°C d'ici à 2100, en renforçant les efforts pour atteindre la cible de 1,5 °C. Au moment de la rédaction de ce document, l'accord a déjà été signé par plus de 175 pays[26]. Sa portée est donc beaucoup plus large que les frontières de l'UE.

20 Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, Comité économique et social européen et au Comité des régions – Deux fois 20 pour 2020 – Saisir la chance qu'offre le changement climatique, COM (2008)
21 Commission européenne, https ://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy
22 Commission européenne, https ://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en
23 A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Commission européenne, 2011, http ://ec.europa.eu/archives/commission_2010-2014/hedegaard/headlines/topics/docs/com_2011_112_en.pdf
24 Commission européenne, https ://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy
25 http ://www.cop21paris.org/
26 http ://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php

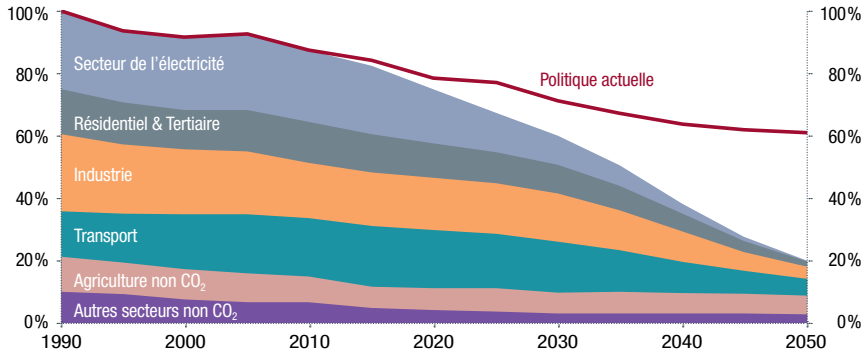


Figure 1.2 : Objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre par secteur selon la stratégie EU2050 (source : CE)

Un deuxième volet de mesures européennes concerne l'ouverture du marché et l'intégration de l'énergie renouvelable. Le troisième paquet « Energie » européen a pour objectif de développer davantage le marché intérieur de l'électricité. Il convient, par ailleurs, de prendre en considération la stratégie énergétique 2030, pour laquelle les négociations concernant l'objectif contraignant d'intégration des SER sont toujours en cours. En juin 2018, la Commission européenne a conclu un accord politique avec le Parlement européen et le Conseil européen qui établit un nouvel objectif contraignant pour les SER. Ce nouvel objectif stipule que 32 % de la consommation finale d'énergie brute dans l'UE devront se composer de SER d'ici 2030. L'accord contient également une clause prévoyant la possibilité de revoir cet objectif à la hausse d'ici 2023[27].

Dans une étude récente du Bureau fédéral du Plan[28], une évaluation de la traduction de l'objectif européen de 32 % en objectifs belges d'ici 2030 est effectuée pour l'intégration des SER par rapport à la consommation énergétique totale brute (RES) et pour l'intégration des SER dans le secteur de l'électricité (RES-E). Cela donne les objectifs suivants (comprenant une fourchette en fonction des différents scénarios de politique considérés) :

- Intégration des SER en Belgique d'ici 2030 de 18 à 20 % ;
- Intégration des SER-E en Belgique d'ici 2030 de 37 à 38 %.

1.2.2 POLITIQUES AU NIVEAU BELGE

Dans le cadre de la politique énergétique européenne, le Gouvernement vise un approvisionnement énergétique sûr, abordable et durable, et ce, tant pour les entreprises que pour les ménages.

En vue de la réalisation d'un marché interne de l'énergie à l'échelle européenne, le Gouvernement prête une attention particulière à la mise en place de réseaux énergétiques stratégiques et interconnectés. Dans ce contexte, la gestion de la demande (*demand-side management*) et des interconnexions seront développées.

Faisant suite à la directive sur l'énergie renouvelable[29], le gouvernement belge a également soumis son plan d'action national pour l'intégration de l'énergie renouvelable[30]. En vertu de celui-ci, le gouvernement s'engage à intégrer 13 % de sources d'énergie renouvelable dans son mix énergétique d'ici 2020.

Outre la valorisation de l'énergie renouvelable, le gouvernement aspire également à un système énergétique adéquat, garantissant la sécurité d'approvisionnement à un prix abordable. Il maintient par ailleurs la sortie du nucléaire pour 2025[31]. Dans le courant 2022-2025, un tiers de la capacité de production installée en Belgique (Doel & Tihange) disparaîtra brusquement dû à la loi sur la sortie du nucléaire. Le défi à relever est donc inédit étant donné que les conditions économiques actuelles n'encouragent pas la construction de nouvelles centrales. Elia suit donc les initiatives relatives à un nouveau mécanisme de soutien de la capacité[32].

La position centrale de notre pays en Europe offre l'opportunité de contribuer au bien-être social des générations futures. Afin de conserver notre rôle de pionnier au niveau national, le gouvernement travaille à l'élaboration d'une vision énergétique claire. Les principes de base de cette stratégie énergétique ont été approuvés par le Conseil des ministres le 20 mars 2018[33]. Ceux-ci doivent apporter une stabilité en vue des investissements essentiels en matière de production, de transformation et de transport d'énergie.

27 Voir https ://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy

28 Insights in a clean energy future for Belgium - Impact assessment of the 2030 Climate & Energy Framework, Federaal Planbureau, 2018, https ://www.plan.be/publications/publication-1778-nl-insights+in+a+clean+energy+future+for+belgium+impact+assessment+of+the+2030+climate+energy+framework

29 2009/28/CE) (Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE

30 NREAP, 2012, https ://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dir_2009_0028_action_plan_belgium.zip

31 Loi sur le retrait progressif de l'énergie nucléaire pour l'électricité industrielle, Justice, 2003 http ://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2003/01/31/2003011096/Justel
Loi modifiant la loi du 31 Janvier 2003 sur la suppression progressive de l'énergie nucléaire pour l'électricité industrielle et modifiant la loi du 11 avril 2003 sur les dispositions créées pour le démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiés dans ces plantes, Justice, 2013 http ://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2013/12/18/2013011640/justel
Loi modifiant la loi du 31 Janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité industrielle en vue d'assurer la sécurité de l'approvisionnement dans le domaine de l'énergie, la justice, 2015 http ://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2015/06/28/ 2015011262 / justel

32 CREG, http ://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1182NL.pdf et https ://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Nota-AD-Energie-capaciteit.pdf et Elia, http ://www.elia.be/~/media/files/Elia/publications-2/studies/160422_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_NL.pdf §7.2

33 http ://www.presscenter.org/nl/pressrelease/20180330/ministerraad-van-30-maart-2018

1.3 AXES DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Le Plan de Développement identifie les infrastructures de transport d'électricité requises à long terme afin de répondre aux besoins liés aux objectifs de sécurité d'approvisionnement, de durabilité et de compétitivité au niveau national et européen.

Tous les projets gérés par Elia peuvent avoir un ou plusieurs motifs, répartis en 5 différents groupes :

1. **DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ EUROPÉEN ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT**
   - Facilitation de l'intégration du marché et augmentation de la sécurité d'approvisionnement
   - Accueil des productions centralisées
2. **INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DÉCENTRALISÉES**
   - Accueil des productions à base de sources d'énergie renouvelable
   - Accueil des productions décentralisées
3. **CLIENTS ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION**
   - Besoins des utilisateurs directs du réseau ou renforcement/ajustement du couplage avec le réseau de distribution
4. **FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE LOCAL**
   - Evolution locale de la consommation d'électricité
   - Renouvellement d'équipements obsolètes
5. **CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE**
   - Rendre les installations conformes à la nouvelle législation
   - Exploitation ou gestion plus efficace du réseau

1.3.1 DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ EUROPÉEN ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

1.3.1.1 LA FACILITATION DE L'INTÉGRATION DU MARCHÉ EUROPÉEN ET L'AUGMENTATION DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Le développement des interconnexions et des renforcements nécessaires du backbone du réseau interne constitue une condition essentielle au succès de la transition énergétique[34]. Avec une part toujours plus grande d'énergie renouvelable au niveau national et européen, les interconnexions supplémentaires contribuent :

- à l'augmentation du bien-être social et à la convergence des prix sur le marché de l'électricité européen en valorisant la diversité du mix énergétique des pays voisins (même sans contribution à la sécurité d'approvisionnement);
- à l'efficacité de la production intérieure en vue d'être valoriser au sein du marché européen intégré ;
- à une meilleure intégration de la production renouvelable, tant en Belgique que dans les pays voisins. Dans la perspective d'une décarbonisation complète et spécifiquement en Belgique, les interconnexions permettent d'importer davantage d'énergie renouvelable des pays voisins, étant donné le potentiel limité d'énergie renouvelable dans notre pays.

La poursuite du développement ou du renforcement des interconnexions doit s'aligner sur le développement ou le renforcement du backbone interne. De cette manière, les acteurs de marché disposeront d'une capacité optimale d'importation et d'exportation, qui ne sera pas limitée par les congestions sur le réseau interne. Étant donné les longs délais associés aux projets à (très) haute tension, les risques intrinsèques liés à l'obtention des permis (à temps) et à l'acceptation publique, et les possibilités (parfois limitées) de planifier ces travaux majeurs, il est indispensable d'entamer ces projets assez tôt et d'assurer le soutien nécessaire afin d'éviter que le réseau de transport ne devienne une entrave à la transition énergétique. La stratégie consiste donc à livrer le réseau de transport en temps utile afin qu'il facilite, voire qu'il renforce, la transition énergétique.Il existe une opinion internationale croissante[35] selon laquelle des renforcements significatifs du réseau de transport sont à la fois indispensables et le moyen le plus rentable pour permettre la transition énergétique. La récente publication de la Commission européenne relative à l'importance des interconnexions peut aussi être mentionnée dans ce cadre[36].

DÉVELOPPER LE MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ

Les liaisons internationales constituent un élément essentiel dans la réalisation de l'intégration des marchés européens de l'électricité, et ce au profit de la compétitivité de notre économie. La Belgique est déjà très interconnectée, au-delà des 15 % visés par l'Europe à l'horizon 2030. Néanmoins, les simulations de marché et de réseau identifient une tendance claire : le développement incessant de sources d'énergie renouvelable à l'échelle européenne entraîne des besoins supplémentaires de capacité d'interconnexion et de renforcement du *backbone* interne.

Elia développe son portefeuille d'interconnexions de manière à tirer profit de ces évolutions et à offrir à tous les utilisateurs un accès optimal aux énergies étrangères abordables. Le renforcement des liaisons transfrontalières vient en complément aux différents mécanismes de marché mis en œuvre par le gestionnaire de réseau pour assurer l'utilisation optimale des infrastructures en place.

34 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, 4.6 Additional interconnectors : economic results, p98-100
35 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, 4.6 Additional interconnectors : economic results, p100
36 Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets, november 2017

AMÉLIORER LA FIABILITÉ GLOBALE DU SYSTÈME
Dans un contexte d'importantes mises hors service d'unités centralisées en Belgique (énergie fossile ou nucléaire), les interconnexions sont essentielles au maintien de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Les interconnexions permettent l'assistance mutuelle entre pays. Elles rendent possible la conciliation entre la production et la consommation en permettant les importations d'énergie dans les situations où la production nationale s'avère insuffisante. Lorsque le pays s'appuie sur des importations d'électricité, il n'y a cependant, dans le contexte actuel, aucune garantie que l'énergie nécessaire soit disponible à l'étranger. Sans cette garantie, la sécurité d'approvisionnement doit donc s'appuyer en priorité sur un parc de production national large et fiable. Par conséquent, les interconnexions jouent plutôt un rôle dans la diversification des approvisionnements en permettant l'accès à la production à l'étranger.

SOUTENIR L'ATTEINTE DES OBJECTIFS ENVIRONNEMENTAUX EUROPÉENS
Les disparités géographiques à l'échelle du continent génèrent un potentiel inégal de développement des sources d'énergie renouvelable, ce qui incite au développement d'échanges d'énergie entre les pays.

Les pays disposant d'un plus grand potentiel de sources d'énergie renouvelable contribueront en plus grande partie à l'effort européen, tout en bénéficiant de plus grandes parts de marché dans ce segment. Afin de ne pas freiner cette dynamique à cause de limitations dans les réseaux, l'intégration du renouvelable à l'échelle européenne devra s'accompagner de renforcements et d'extension des interconnexions.

FACILITER LA GESTION DU CARACTÈRE VARIABLE DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET/OU À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE
La cohabitation d'unités de production centralisée et de production à base de sources d'énergie renouvelable, souvent très variable, rend essentielle l'existence de capacités d'échanges d'énergie avec les pays voisins afin d'évacuer les excédents temporaires de capacité (saturation du système) ou d'importer les déficits de production nationale qui pourraient survenir

1.3.1.2 L'ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE

Les projets d'intégration d'unités de production centralisée sur le réseau de transport participent à la liquidité du marché de l'électricité et à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

Plusieurs études indiquent que le besoin de capacité de production ne cessera de croître d'ici 2025 afin de pallier la sortie du nucléaire et de garantir la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.[37]. En cas de sortie partielle du nucléaire, une capacité supplémentaire se révélera également indispensable. Le réseau de transport dispose d'une capacité suffisante pour pouvoir raccorder ces futures unités de production. Il faudra toutefois tenir compte :

- de la structure du réseau de transport d'électricité et de la marge disponible par poste : en fonction de l'endroit, certains ajustements seront indispensables ;
- De la structure du réseau de transport de gaz naturel ;
- des autorisations nécessaires ;
- etc.

1.3.2 INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE

La stratégie proposée dans le cadre du Plan de Développement vise la réalisation la plus efficace possible des objectifs du pays concernant le développement de la production renouvelable, aussi bien onshore qu'offshore.

Le réseau de transport existant offre une grande capacité d'accueil pour la production décentralisée, pour autant que celle-ci soit géographiquement répartie. Cette capacité a déjà permis de raccorder la majeure partie de la production existante de ce type. À l'avenir, la production décentralisée devra donc être installée en priorité là où les réseaux à haute tension disposent d'une capacité d'accueil restante suffisante.

Dans certains cas, le réseau de transport peut arriver à saturation en présence d'une concentration importante d'unités de production décentralisée[38]. Dès lors, le concept d'accès flexible peut être appliqué pour octroyer tout de même un accès rapide aux unités concernées. Selon ce concept, le producteur peut transporter sa production en utilisant la capacité existante du réseau tant que celle-ci n'est pas utilisée. En pratique, cette capacité est très souvent disponible sauf en cas d'incident, ce qui est rare, et pendant les périodes programmées d'entretien périodique des installations. Étant donné cette grande disponibilité, cette approche ne met pas en péril l'objectif défini en termes d'énergie devant être produite au départ de sources d'énergie renouvelable.

Dans d'autres cas, l'accroissement de production décentralisée peut aussi justifier un renforcement spécifique ou des extensions du réseau. De tels renforcements se sont déjà révélés nécessaires par le passé dans certaines régions (par ex. Boucle de l'Est et le nord de la Campine), étant donné les besoins constants à long terme. Néanmoins, afin de limiter la réalisation de tels renforcements coûteux sans mettre en péril l'objectif d'intégration des sources d'énergie renouvelable, une vision coordonnée des zones de développement prioritaire pour les sources d'énergie renouvelable et du réseau de transport associé est souhaitable.

37 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017 p121 Conclusions and main policy challenges
38 Ce problème survient aussi à certains endroits dans les réseaux 70-36 kV sous-jacents

L'intégration de parcs éoliens offshore supplémentaires en mer du Nord[39] constitue un autre élément primordial du développement du réseau en vue d'atteindre les objectifs climatiques. La révision actuelle du plan d'aménagement des espaces marins pour la période 2020-2026 prévoit la désignation de zones supplémentaires pour la production éolienne offshore. Par conséquent, davantage de structures de réseau offshore et des projets de renforcement du réseau seront nécessaires.

1.3.3 UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Elia consulte régulièrement les utilisateurs directement raccordés à son réseau et les gestionnaires de réseau de distribution afin de répondre efficacement à leurs besoins. Dans le cas des utilisateurs directs du réseau, ce besoin peut se traduire par une augmentation de la capacité du réseau de transport ou une extension du réseau de transport. Quant aux gestionnaires du réseau de distribution, ils aident principalement Elia à déterminer la capacité additionnelle nécessaire pour la transformation vers la moyenne tension.

1.3.4 FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE LOCAL

1.3.4.1 L'ÉVOLUTION LOCALE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Depuis quelques années, la consommation électrique totale en Belgique reste assez stable. La tendance à la baisse constatée ces dernières années s'est toutefois arrêtée. Les perspectives en matière de consommation électrique totale sont essentiellement déterminées par[40] :

- Une efficacité énergétique en hausse, compensée par l'augmentation de la consommation due à la croissance économique et à l'augmentation de la population ;
- L'électrification croissante, provenant notamment de l'augmentation du nombre de véhicules électriques et de pompes à chaleur ;
- La thermo-sensibilité, à savoir la dépendance du profil de consommation par rapport à la température ambiante.

Une tendance à la hausse est donc prévue pour la période 2020-2040 (voir section §2.3.1.1) et Elia considère que le réseau de transport doit être renforcé pour faire face à l'augmentation de la consommation (l'augmentation de la consommation a été l'un des moteurs historiques de l'évolution des réseaux électriques).

Il convient de noter que le développement de la gestion active de la demande d'électricité participera à la maîtrise de la consommation finale d'électricité. Elle permet aux consommateurs de modifier leur profil de consommation en fonction de signaux de différents acteurs du marché de l'électricité (gestionnaires de réseau, producteurs, etc.). Cette gestion dynamique de la consommation rend aussi possible l'effacement ou le report de la consommation lors de pics de la demande. Elle représente une plus-value considérable pour la sécurité d'approvisionnement locale lorsque les moyens de production sont limités. En outre, le déploiement de réseaux locaux (par exemple, les *microgrids*) permettra une gestion locale de la production décentralisée et de la demande d'électricité, parfois sur base de moyens de stockage décentralisés, de compteurs intelligents ou autres. Une gestion active de la demande n'apportera toutefois pas une solution à l'ensemble des problèmes identifiés.

Outre l'évolution de la consommation finale nationale, les différences géographiques dans le pays doivent également être prises en compte. Ces augmentations de la consommation locale peuvent engendrer des problèmes là où le réseau n'est pas suffisamment dimensionné pour offrir un niveau satisfaisant de fiabilité. Le réseau de transport devra alors être renforcé ou étendu, par exemple pour supporter l'activité d'un zoning industriel en expansion, pour accompagner l'évolution de la consommation dans les centres-villes, ou encore pour permettre le raccordement de *data centers* dans des zones éloignées où le réseau ne présentent pas la capacité adéquate.

Étant donné l'incertitude entourant ces évolutions antagonistes possibles, le Plan de Développement présente une liste d'investissements nécessaires pour faire face aux évolutions identifiées en termes de consommation. Néanmoins, leur planning de réalisation sera régulièrement réévalué et ajusté en fonction de l'évolution effective de ces paramètres, entre autres tous les 4 ans dans le cadre de l'établissement des éditions suivantes du Plan de Développement fédéral.

1.3.4.2 LE RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES

Le réseau de transport belge a évolué parallèlement au développement économique de la Belgique. Il est le fruit de différentes vagues d'investissements remontant aux liaisons mutuelles entre les bassins industriels, à la création des compagnies d'électricité durant l'entre-deux-guerres, en passant par la forte croissance économique après la Seconde Guerre mondiale, l'avènement de la production nucléaire, le raccordement des centrales au gaz à cycle combiné et débouchant sur le contexte actuel caractérisé par le vieillissement des équipements existants, le développement important des unités de productions décentralisées onshore et offshore, et l'intégration des marchés au niveau européen.

Les équipements du réseau de transport ont chacun une durée de vie spécifique. Les transformateurs, les câbles et les lignes aériennes ont une durée de vie de 60, 70, voire 80 ans ou plus.

39 https://www.health.belgium.be/fr/environnement/mers-oceans-et-antarctique/mer-du-nord-et-oceans/amenagement-des-espaces-marins
40 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, p. 33-36

Par contre, la durée de vie des équipements de protection diminue avec l'évolution des technologies (électromécaniques, électroniques puis numériques). Le renouvellement des équipements du réseau de transport arrivés en fin de vie constitue donc un axe important de son développement. Les équipements obsolètes doivent être renouvelés pour maintenir un très haut niveau de fiabilité et garantir la sécurité pour les utilisateurs du réseau.

Si la durée de vie d'un équipement est fortement conditionnée par son état d'usure matérielle (paramètres intrinsèques), bon nombre d'autres facteurs (paramètres extrinsèques) peuvent faire en sorte qu'un équipement ne s'intègre plus de façon optimale dans son environnement. C'est la raison pour laquelle la notion d'obsolescence est préférée à celle trop restrictive d'usure.

PARAMÈTRES INTRINSÈQUES

L'histoire du développement du réseau belge se traduit directement dans les pyramides d'âge du parc matériel en place dans le réseau. La figure 1.3 illustre la répartition en fonction de l'année de construction des principaux équipements haute tension, à savoir les transformateurs, les disjoncteurs et les sectionneurs. La figure 1.4 montre la répartition en fonction de l'année de construction des liaisons. La figure 1.5 représente la répartition des équipements de protection selon leur technologie et le niveau de tension qu'ils protègent. La figure 1.6 donne la répartition en fonction de l'année de construction des équipements de protection mettant en lumière l'évolution des technologies utilisées, passant des protections électromécaniques aux protections électroniques puis numériques.

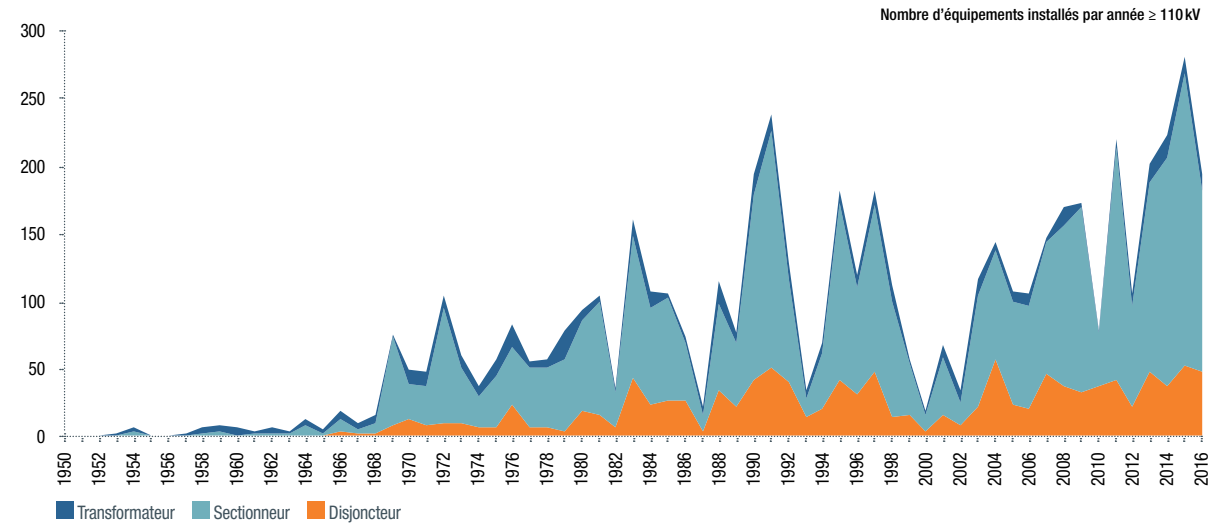


Figure 1.3 : Répartition des années de construction des principaux équipements en haute tension

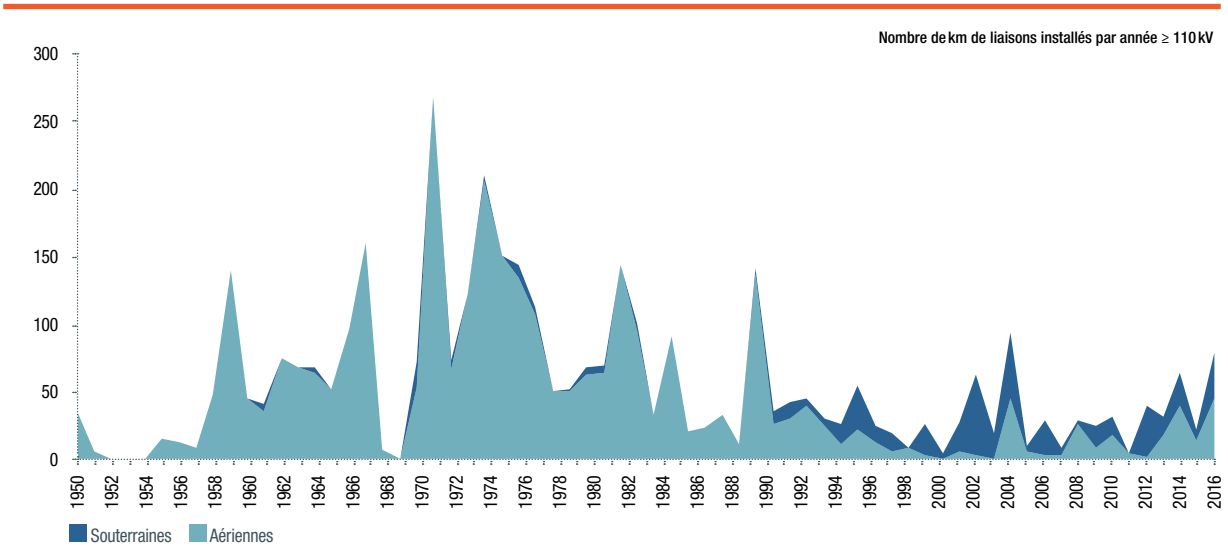


Figure 1.4 : Répartition des années de construction des liaisons

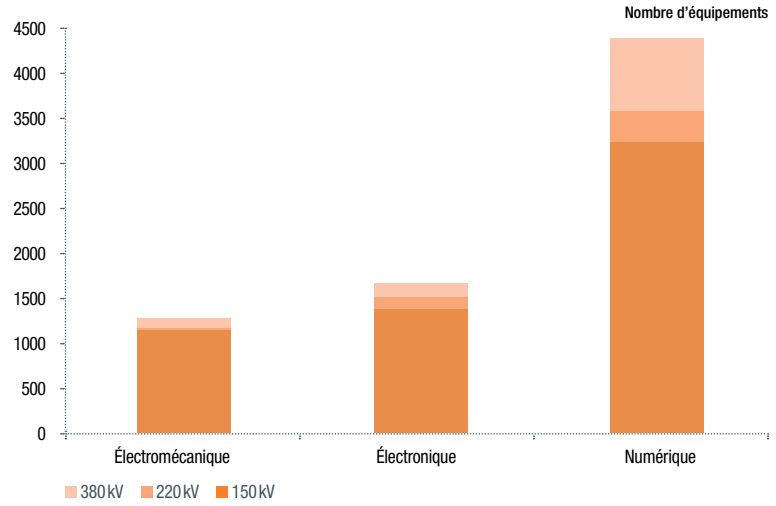


Figure 1.5 : Répartition des équipements de protection en fonction de la technologie et du niveau de tension

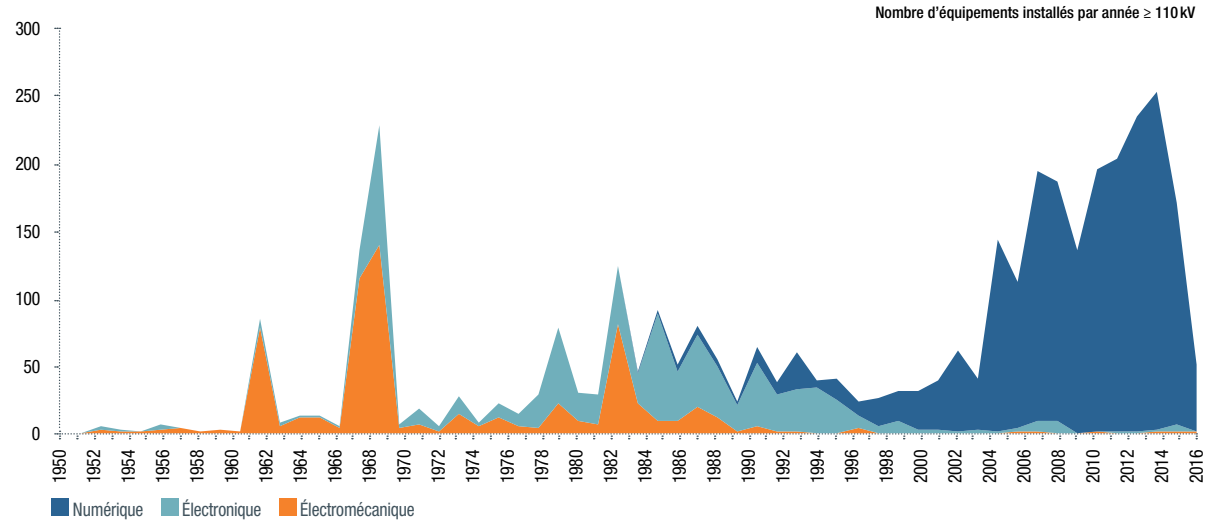


Figure 1.6 : Répartition des années de construction des équipements de protection

Bien sûr, chaque famille d'équipement présente des caractéristiques de vieillissement propres à sa conception, sa technologie et sa construction mais l'observation de ces courbes donne une bonne indication du défi que représente le renouvellement des équipements arrivant en fin de vie. Avec le temps, l'usure du matériel augmente, donnant lieu à différents dysfonctionnements qui affectent directement la fiabilité du système et nécessitent des remplacements.

PARAMÈTRES EXTRINSÈQUES

Comme mentionné précédemment, des facteurs externes à l'équipement peuvent également nécessiter son remplacement. Ces paramètres extrinsèques comprennent, par exemple, l'évolution des exigences relatives à l'environnement technologique et aux logiciels des équipements, les conditions économiques, la disponibilité des pièces de réserve, le savoir-faire disponible du personnel Elia et du constructeur, etc.

1.3.5 CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE

1.3.5.1 RENDRE LES INSTALLATIONS CONFORMES À LA NOUVELLE LÉGISLATION

Comme mentionné précédemment (voir section §1.3.4), des causes externes à l'équipement peuvent également nécessiter son remplacement. Plus spécifiquement, une évolution de la législation en matière environnementale ou de la sécurité des personnes peut amener Elia à adapter ses installations ou à les remplacer de façon anticipée. Par le passé, des transformateurs à l'huile d'askarel (PCB) ont par exemple été remplacés, et un projet est actuellement en court pour équiper systématiquement tous les transformateurs d'une cuve de collecte d'huile.

En fonction des évolutions dans le domaine public, des liaisons à haute tension doivent également être déplacées de temps à autre.

1.3.5.2 EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU

Les projets pour une exploitation ou une gestion plus efficace du réseau regroupent les projets qui permettent d'optimiser l'utilisation du réseau, les projets qui visent spécifiquement un standard particulier, etc. Citons à titre d'exemple :

- **Black-Out Mitigation :** des investissements pour augmenter l'autonomie et la redondance des systèmes de back-up dans les postes et des systèmes de communication (de données) pour la gestion du système ;
- **Security :** des investissements pour renforcer le niveau de protection des postes, des assets, des bâtiments et du réseau IT ;
- **Réseau de fibre optique :** des investissements pour étendre et renforcer le réseau de fibre optique lié à la demande croissante de bande passante pour les applications dans les sous-stations et à l'évolution du marché de la technologie TDM[41] en technologie IP pour la communication de données et, en particulier, pour garantir le bon fonctionnement des appareils de protection ;
- **DLR (Dynamic Line Rating) et RTTR (Real Time Thermal Rating) :** des investissements pour installer des Ampacimons (= *dynamic line rating*) sur différentes lignes qui sont presque saturées afin de mieux évaluer leur capacité de transport réelle en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge. Ces projets concernent également les équipements qui peuvent être placés sur les liaisons câblées à partir de 110 kV en vue d'estimer leur capacité de transport en temps réel sans causer de dommages dus à une surchauffe.



41 Time Division Multiplexing

1.4 MÉTHODOLOGIE DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Les projets du Plan de Développement fédéral sont définis de manière à répondre aux besoins de demain en termes de sécurité d'approvisionnement, de durabilité et de compétitivité, s'inscrivant ainsi dans le cadre des objectifs stratégiques européens, belges et régionaux dans ces matières.

Qu'il s'agisse de projets en matière d'interconnexion ou de *backbone* interne, d'accueil des sources d'énergie renouvelable onshore et offshore, de production centralisée, de remplacement d'équipements obsolètes ou liés à l'évolution de la consommation, la définition des projets de ce plan est basée sur une méthodologie qui s'appuie sur 4 étapes successives.



Figure 1.7 : Processus d'identification des projets du Plan de Développement

Cette approche est compatible avec les méthodes mises au point dans le cadre du "Ten-Year Network Development Plan" publié tous les deux ans par ENTSO-E[42].

1.4.1 DIFFÉRENTS FUTURS POSSIBLES

Les scénarios élaborés n'essaient pas du tout de prédire l'avenir mais permettent de donner une idée aussi précise que possible de la robustesse des choix de politique en matière d'énergie et de l'influence de ces choix sur les besoins de développement du réseau.

Pour mener à bien cet exercice, les tendances déterminantes pour les besoins en capacité de réseau ont été identifiées : le calendrier légal pour la sortie du nucléaire en Belgique[43], la réalisation des objectifs nationaux et européens en matière d'électricité à l'horizon 2020 et 2030, les objectifs climatiques européens, l'évolution de la consommation électrique, l'évolution du parc de production centralisé (nouveaux projets et mises hors service), et l'évolution du prix du CO_2.

Chaque scénario sur lequel ce Plan de Développement fédéral se base est adéquat en termes de capacité de production[44].

Le chapitre 2 décrit les scénarios utilisés dans le cadre du Plan de Développement fédéral 2020-2030 pour encadrer au mieux ces incertitudes.

1.4.2 ÉTABLIR LES BESOINS

Une fois les scénarios décrits, une évaluation détaillée des besoins de capacité de transport sera établie au moyen d'une série d'études complémentaires :

- des études de marché identifient le potentiel de développement de nouvelles capacités transfrontalières ;
- des études de réseau sur la répartition de charge (ou études de *load flow*) mettent en évidence les endroits où la capacité du réseau menace de ne pas être suffisante ;
- des modèles de condition et de performance des équipements (sécurité et fiabilité) permettent d'identifier les équipements qui devraient être remplacés, adaptés ou renforcés.

Un réseau de référence est pris en considération dans le cadre du Plan de Développement 2020-2030 en vue d'établir ces besoins. Le réseau de référence du TYNP est utilisé à cette fin, et ce, par horizon temporel analysé. Pour la Belgique, il s'agit :

- du réseau de référence présenté dans le cadre du Plan de Développement 2015-2025 ;

42 Disponible sur https ://tyndp.entsoe.eu/

43 Loi du 12 juin 2016 modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, en vue de la fixation de la redevance annuelle due pour la prolongation des centrales nucléaires Doel 1 et Doel 2

44 Article 3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité : le Plan de Développement tient également compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate

- auquel s'ajoutent les investissements approuvés dans le cadre du Plan de Développement 2015-2025 dont la mise en service a été confirmée. L'avancement de ces différents investissements est détaillé à l'annexe 6 ;
- auquel s'ajoutent également les projets qui n'étaient pas repris dans le précédent Plan de Développement 2015-2025 en tant qu'investissement à effectuer (mais en tant qu'investissement à titre indicatif), pour lesquels l'évolution des circonstances a mené au développement d'un dossier d'investissement concret qui a été convenu avec la CREG conformément aux procédures prévues. L'avancement de ces investissements est également détaillé à l'annexe 6.

1.4.2.1 ÉTUDES DE MARCHÉ POUR ÉTABLIR LES ÉQUILIBRES ÉCONOMIQUES

Afin de réaliser des études de marché, il convient d'élaborer des modèles qui tiennent compte des caractéristiques des centrales de production, notamment en ce qui concerne les coûts et les limites temporelles d'exploitation. Ces caractéristiques dépendent de plusieurs paramètres tels que le prix des matières premières, les conditions météorologiques et les caractéristiques des turbines. La demande en électricité et sa variabilité tout au long de l'année doit également être intégrée. La présence de production à des niveaux de tension appartenant aux réseaux de distribution peut nécessiter une modélisation détaillée des unités décentralisées.

En outre, les échanges d'énergie entre pays ont une place importante dans les équilibres économiques. Un large périmètre de pays est donc simulé de manière à visualiser les interactions entre les pays. Outre les hypothèses d'offre et de demande dans les pays voisins, les études reposent sur des hypothèses de capacités disponibles pour les échanges entre pays, modélisées au travers de la méthodologie NTC.

Une fois ces éléments fixés, le modèle du scénario à l'étude fournit une prévision de l'*unit commitment* des unités prévues dans chaque pays, à chaque heure de l'année. Ces résultats sont consolidés en équilibres de marché dans tous les pays, ou en plans de production caractéristiques et situations d'échanges typiques (*bulk power flows*).Ces équilibres de marché permettent d'identifier l'utilisation et la congestion des interconnexions, ainsi que le comportement du mix énergétique dans les scénarios examinés. En fonction de ces données, il est possible d'évaluer l'intérêt économique du renforcement d'une interconnexion en déterminant son impact sur le degré de congestion aux frontières ou sur les coûts de production dans le système.

Une approche probabiliste est adoptée dans le cadre de ces études de marché afin d'augmenter la robustesse des résultats, même si moins d'années climatiques sont envisagées que dans une étude visant à évaluer la sécurité d'approvisionnement.

Dans le cadre du Plan de Développement, le gestionnaire de réseau s'est basé sur l'outil Antares© pour mener à bien ses analyses.

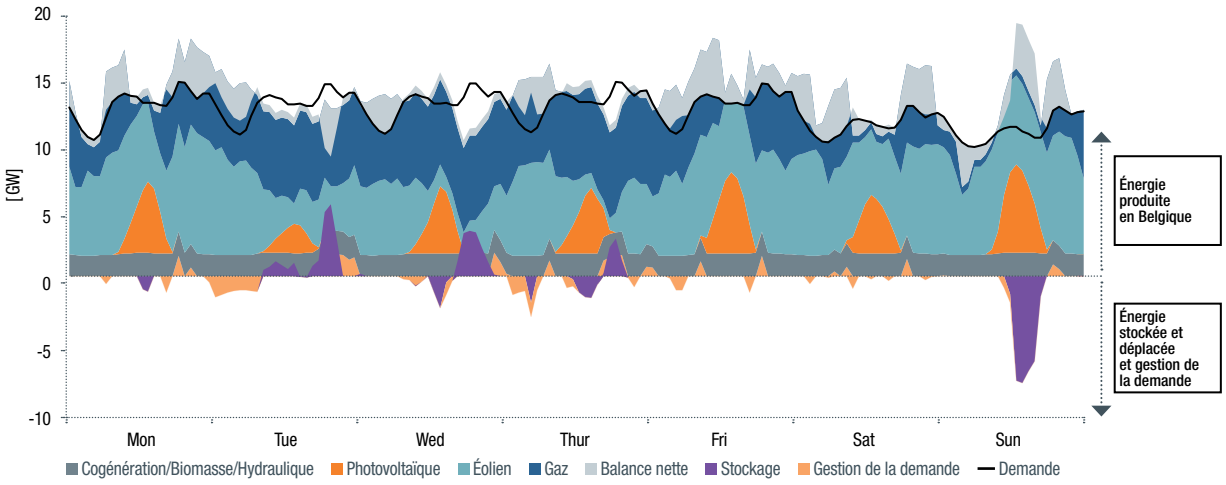


Figure 1.8 : Exemple d'activation économique du parc de production durant une semaine, résultant d'un modèle d'équilibre économique (exemple théorique).

1.4.2.2 ÉTUDES DE LOAD FLOW

Les études de réseau évaluent si la distribution spatiale de la production et de la consommation, telle qu'évaluée par les études de marché, met en danger la sécurité du fonctionnement du système.

La modélisation d'un réseau de transport d'électricité fait appel à plusieurs outils de calcul :

- un modèle de *load flow*[45] ;
- un modèle de calcul de la puissance de court-circuit dans chaque nœud du réseau[46] ;
- un modèle de stabilité statique et dynamique d'un réseau[47] ;
- un modèle de stabilité de tension[48].

Le modèle de *load flow* permet d'évaluer la répartition des courants électriques sur le réseau dans différents cas représentatifs bien déterminés. Un cas représentatif est caractérisé par une configuration de réseau, un parc de production en service, des circonstances d'importation et de transit ainsi qu'un niveau de consommation pour chaque point de prélèvement local.

Les cas représentatifs sont choisis de manière à représenter au mieux les situations possibles qui ont été identifiées par le biais des études de marché. Les cas étudiés explorent une grande variété de situations : des cas fréquents ou des cas rares mais résultant en répartitions de flux particulièrement tendues.Par ailleurs, pour chaque cas représentatif donné, différents états du réseau sont susceptibles de se présenter et font à tour de rôle l'objet d'un examen :

- L'état sain, cas idéal, où tous les éléments du réseau et les unités de production prévus sont disponibles ;
- Tous les états en « incident simple » caractérisés par la perte d'un élément unique (élément de réseau ou unité de production) – c'est-à-dire le critère « N-1 » ;
- Tous les états en « incident double » caractérisés par la perte d'une unité de production combinée avec la perte d'une autre unité de production ou d'un élément de réseau ;
- Tous les états en incident sur un jeu de barres 380 kV.

Pour chaque état du réseau de chaque cas représentatif, des critères (valeurs limites ou plages acceptables) sont fixés pour une série de paramètres :

- les flux à travers le réseau ;
- le niveau de tension de chaque nœud du réseau ;
- la puissance de court-circuit ;
- la stabilité du réseau vis-à-vis d'un effondrement de la tension ;
- la stabilité statique et dynamique.

Ces critères peuvent éventuellement dépendre des conditions météorologiques (par exemple, la présence de soleil ou de vent), de la présence ou de l'absence de production décentralisée, ou de la présence d'équipement de monitoring sur les équipements (du type Ampacimon).

Le réseau satisfait aux critères de développement ci-dessus si l'ensemble des valeurs calculées pour les paramètres simulés sont conformes aux critères fixés.

Toute cette modélisation repose donc sur des données techniques détaillées des assets du réseau, de la topologie et des unités de production. La base de données utilisée incorpore les données des réseaux voisins pour simuler au mieux l'interaction du réseau belge avec les réseaux étrangers.

1.4.2.3 DES MODÈLES POUR LA CONDITION ET LA PERFORMANCE DES ÉQUIPEMENTS

L'infrastructure belge de transport d'électricité est l'une des plus fiables d'Europe[49]. Cette performance est entre autres le résultat d'une gestion optimisée des équipements du réseau prenant en compte l'ensemble des étapes de leur cycle de vie.

Une telle gestion n'est réalisable que s'il est possible d'estimer l'évolution de l'état et des performances de chaque équipement du réseau, l'objectif étant de déterminer le moment à partir duquel un équipement devient obsolète. Il est important de comprendre que cette notion d'obsolescence dépasse largement le cadre de l'usure. Il s'agit plutôt d'un équipement ne s'intégrant plus de façon optimale dans son environnement (au sens large du terme), donnant ainsi naissance à des problèmes considérables en termes de :

- sécurité des personnes ;
- fiabilité d'approvisionnement ;
- coûts d'entretien ;
- impact sur la communauté et l'entreprise ;
- conformité légale ou environnementale, et/ou
- stratégie de gestion à long terme.

Au fur et à mesure de l'exploitation d'un type d'équipement, la connaissance à son sujet s'accumule et vient améliorer le modèle de performance. Des tendances générales peuvent ainsi être détectées au niveau d'une famille d'équipements, mettant en lumière un allongement ou une réduction de la durée de vie.

Pour gérer cette fin de vie, des politiques de mise hors service sont élaborées. Ces politiques définissent notamment, à l'échelle d'une famille d'équipements, le timing idéal de mise hors service. Ce timing dépendra du risque que représentent les équipements par rapport aux critères énoncés ci-dessus.

45 Les modèles de load flow analysent la répartition des flux électriques en fonction de la localisation de la production et de la consommation sur la base des lois de la physique
46 Selon la méthode de superposition, permise dans la norme CEI 60909
47 La stabilité statique et dynamique d'un réseau est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone des unités de production lorsqu'il est soumis à des perturbations respectivement faibles et importantes
48 Le modèle de stabilité de tension permet de vérifier si les creux de tension entre les nœuds du réseau, générés par les transferts de puissance, restent dans des normes admissibles même en cas d'incident
49 Elia, Rapport annuel 2017, https ://annualreport.elia.be/2017/ ?_ga=2.207643218.1705009044.1523113115-600327400.1518508436

En fonction de ces analyses, chaque élément constitutif d'une installation fait l'objet d'un programme de maintenance, de réparation, d'adaptation, de mise hors service ou de renouvellement spécifique.

Cette stratégie permet de cibler les besoins en matière de mise hors service des équipements et de les intégrer dans la démarche de réflexion relative aux projets d'investissement à mettre en œuvre. Pour répartir ces besoins dans le temps, les équipements sont renouvelés en fonction de leur état réel et non de leur âge. L'état et la performance de certains types d'équipements sont maintenus (par ex. grâce à des adaptations allongeant la durée de vie) jusqu'au moment se prêtant le mieux à un remplacement.

Dans le cadre du *Condition Based Asset Management*, Elia a mis sur pied une nouvelle activité : *Asset Condition & Control* (ACC). L'équipe ACC utilise des données en ligne et hors ligne pour évaluer la condition des équipements. Les résultats de leurs évaluations sont ensuite utilisés afin d'optimiser les mesures de remplacement et d'entretien.

1.4.3 ÉLABORATION DE SOLUTIONS

Les solutions nécessaires pour répondre aux besoins de capacité de transport sont ensuite mises au point. À cet égard, on essaie de déterminer des solutions technico-économiques optimales qui créent une valeur ajoutée maximale pour la communauté. Celles-ci sont principalement obtenues en définissant des investissements de réseau qui répondent à plusieurs besoins. Un investissement de remplacement peut également combler un autre besoin, comme l'augmentation de la capacité de transport.

Avant d'envisager la création de nouvelles infrastructures, l'amélioration de la gestion opérationnelle du réseau existant peut-être avantageusement prise en considération pour rencontrer les besoins détectés et dégager de nouvelles capacités. Si cela se révèle insuffisant, un renforcement ou une extension du réseau de transport s'imposera alors. Ce processus est décrit plus en détail dans les paragraphes suivants.

1.4.3.1 INTÉGRER DES ÉQUIPEMENTS PERMETTANT LA MAXIMALISATION DE L'UTILISATION DE L'INFRASTRUCTURE EN PLACE

Pour contrôler en permanence les différents paramètres du réseau en termes de capacité, de production, de charge du réseau ainsi que les besoins des utilisateurs, un certain nombre de mesures et de contrôles doivent être réalisés tout au long de la chaîne production-transport-distribution-consommation afin de déterminer l'utilisation optimale du réseau. À cette fin, Elia dispose de systèmes de mesures, de contrôle et de commande de ses différentes infrastructures. Ces systèmes s'appuient sur un large réseau de télécommunication (voir section §1.3.5.2) entre les postes. À chaque occasion, Elia étend ces dispositifs et les modernise en utilisant les dernières technologies en la matière :

- lors de la création de nouvelles liaisons ou la rénovation de lignes existantes, des fibres optiques sont placées pour étendre les possibilités de communication ;
- les postes sont aussi équipés d'équipements de télémesure et de télécontrôle s'appuyant sur les derniers protocoles de communication, de manière à suivre l'état du réseau et à le commander à distance en fonction des besoins ;
- Elia a mis en service dans ses différents dispatchings un nouveau système de gestion des flux d'énergie (*Energy Management System*) permettant une supervision du système électrique dans son ensemble.

Par ailleurs, l'utilisation du *Dynamic Line* Rating (voir section §1.3.5.2) sur les lignes aériennes qui sont presque saturées permet de mieux évaluer leur capacité de transport réelle, en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge. Dans le cas des câbles souterrains, des mesures de température sont effectuées grâce aux techniques de *Distributed Temperature Sensing* et *Real Time Thermal Rating*. Ces mesures peuvent être employées pour détecter les endroits critiques (points chauds). Des modèles thermiques et des calculs de pointe permettent de déterminer la température du conducteur du câble souterrain et l'ampacité (excessive) du système de câbles.

En outre, l'intégration d'éléments visant à contrôler les flux sur le réseau de transport, tels les transformateurs-déphaseurs ou les liaisons à courant continu, peut servir à orienter les flux dans une direction spécifique. Dans le cas de flux électriques saturant une partie du réseau, cette capacité de contrôle permet de dévier les flux vers des zones moins sollicitées et de soulager la zone saturée, moyennant bien sûr une coordination avec les gestionnaires de réseau voisins. Le Plan de Développement 2020-2030 présente différents cas d'installation de tels dispositifs (transformateurs-déphaseurs à la frontière nord, interconnexions HDVC) qui maximisent l'utilisation du réseau.

Enfin, l'emploi de conducteurs à haute performance sur des pylônes existants autorise une augmentation significative de la capacité du réseau, sans devoir développer de nouveau corridor.

1.4.3.2 DÉVELOPPER DES PRODUITS ET SERVICES COMBINANT BESOINS DES UTILISATEURS DU RÉSEAU ET CONTRAINTES DE GESTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Différents produits et services ont été développés, parfois en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution, pour répondre aux besoins des utilisateurs du réseau tout en intégrant les contraintes associées à la gestion du système.

Leur énumération exhaustive sort du cadre de ce Plan de Développement.

- À titre d'exemple, nous pouvons citer le principe d'accès flexible au réseau. Ce type d'accès est utilisé pour des raccordements d'unités de production pouvant injecter de manière illimitée dans le réseau. Toutefois, dans certains cas moins fréquents, selon un signal des gestionnaires de réseau, leur niveau d'injection devra être diminué pour éviter une congestion du réseau ;
- Une gestion dynamique de la demande rend aussi possible l'effacement ou le report de la consommation lorsque cette dernière est particulièrement élevée. Elle est donc utile pour la sécurité d'approvisionnement lorsque les moyens de production ou la capacité d'importation sont limités.

Elia travaille continuellement à l'amélioration et à l'intégration de ces systèmes et concepts.

1.4.3.3 CRITÈRES D'ÉVALUATION DES NOUVELLES INFRASTRUCTURES

LIAISONS

Elia veille à optimiser l'utilisation des infrastructures actuelles. Pour pouvoir limiter les coûts à un niveau acceptable, Elia adopte une politique pragmatique. Dans cette optique, elle maintient autant que possible les lignes aériennes existantes en service. Au besoin, les conducteurs et équipements des lignes sont remplacés sans pour autant remplacer les pylônes si l'état de stabilité de ceux-ci le permet.

Si une capacité supplémentaire se révèle nécessaire, le tirage de ternes supplémentaires sur des pylônes existants est également envisagé. Dans la mesure du possible, ces nouveaux conducteurs seront dimensionnés de manière à ne pas nécessiter d'intervention majeure sur les pylônes qui les supportent. Par ailleurs, le gestionnaire de réseau met en œuvre des solutions technologiques, telles que la pose de conducteurs à haute performance, qui permettent d'augmenter la capacité de transport avec une modification minimale du gabarit des pylônes. Si nécessaire, les conducteurs existants sont remplacés par des conducteurs de plus grande capacité.

Lorsque de nouvelles liaisons sont nécessaires, Elia favorise en règle générale la pose de câbles pour de nouvelles liaisons dans les niveaux de tension inférieurs ou égaux à 150 kV, dans le souci de minimiser l'impact environnemental du réseau. Dans ce cas, Elia étudiera plusieurs alternatives, restructurant parfois en profondeur un large périmètre de réseau afin de limiter les longueurs des liaisons souterraines. En ce qui concerne le réseau à très haute tension, le placement des lignes 380 kV sera généralement réalisé en aérien, pour des raisons techniques et économiques.

Cette approche est retenue pour le développement de nouvelles liaisons à des niveaux de tension plus faibles, mais ne peut être généralisée pour toutes les liaisons existantes. Outre les défis techniques à relever, la mise en souterrain systématique des liaisons existantes impliquerait un coût substantiel à charge de la communauté.

Dans certains cas, de nouvelles lignes aériennes devront être réalisées de manière à tirer profit de ce type de liaison (coût, disponibilité, accessibilité, etc.). Ces nouvelles liaisons sont prioritairement regroupées avec d'autres infrastructures linéaires (*bundling principle*) comme d'autres liaisons à haute tension, des voiries, des cours d'eau, etc. Le gestionnaire de réseau veille en outre à ce que la longueur totale du réseau de transport aérien n'augmente pas (*standstill principle*). Pour y parvenir, les tracés des lignes existantes d'un niveau de tension plus faible sont réutilisés quand c'est possible, et les liaisons de niveau de tension inférieur sont placées sous terre. Lorsqu'une réutilisation d'un tracé existant n'est pas envisageable, des lignes existantes peuvent être supprimées et/ou placées sous terre ailleurs dans les environs en guise de compensation spatiale. Pour limiter l'impact visuel des nouveaux équipements, des pylônes de forme adaptée pourront être retenus.

Dans tous les cas de figure, le développement de nouvelles infrastructures se fait en respectant autant que possible les souhaits de la communauté et en veillant à éviter les zones d'habitat et les zones protégées.

POSTES À HAUTE TENSION

Elia essaie d'exploiter de manière optimale les infrastructures existantes et d'utiliser dans toute la mesure du possible les postes existants.

Historiquement, les postes à haute et à très haute tension ont été implantés dans des zones agricoles. Par conséquent, on constate parfois une incompatibilité entre l'exploitation et l'extension des postes de transformation et l'affectation actuelle de ces zones. Elia tente de limiter au maximum l'impact environnemental de l'exploitation et de l'extension de ces postes en les concevant de manière rationnelle.

Lorsque de nouveaux postes doivent être érigés, Elia veille à ce qu'ils s'intègrent dans des zones compatibles avec l'exploitation de ces installations ou suit les procédures nécessaires pour modifier l'affectation de ces zones, en accord avec les autorités compétentes.

1.4.3.4 RÉALISER DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES

En dernier ressort, de nouvelles infrastructures sont envisagées pour développer de nouvelles capacités. Les solutions envisageables sont évaluées et comparées au niveau de :

- **la sécurité** des collaborateurs, des sous-traitants et du public. Il s'agit d'une priorité absolue pour Elia, qui veille à ce que ses installations soient les plus sûres possible ;
- **la fiabilité :** les solutions retenues doivent rencontrer une série de critères de développement (voir plus haut) ;
- **la robustesse et la flexibilité :** les solutions sélectionnées sont testées pour les différents scénarios d'avenir et les divers horizons de temps, afin d'évaluer leur robustesse et leur flexibilité ;
- **l'efficacité économique :** pour un besoin donné, les différentes solutions envisageables font l'objet d'une comparaison technico-économique ;
- **la durabilité et l'acceptabilité :** l'incidence environnementale des solutions à mettre en œuvre est limitée au maximum et une acceptation maximale du public et des autorités est recherchée.

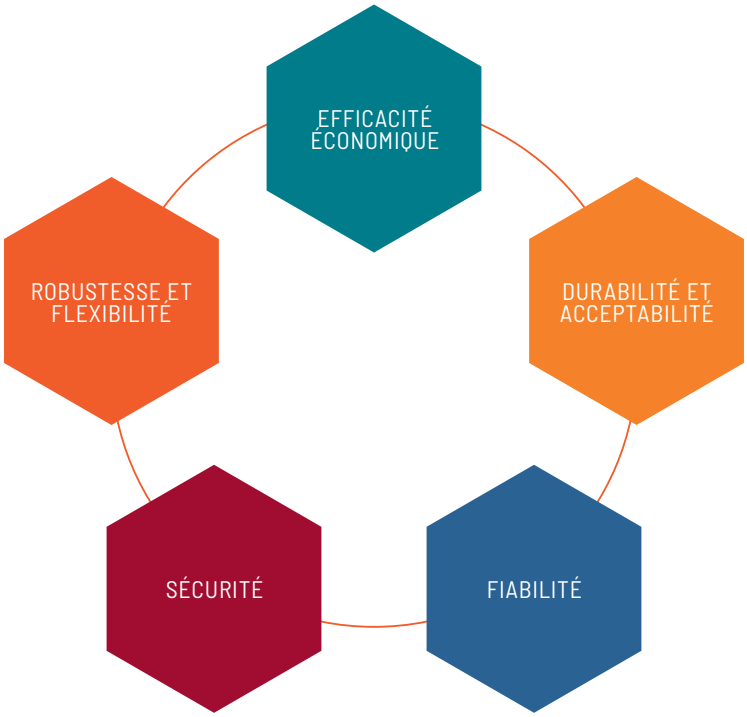


Figure 1.9 : Évaluation des solutions possibles

SÉCURITÉ

La sécurité de ses collaborateurs, du personnel des sous-traitants et du public constitue une priorité absolue pour Elia. Elia met tout en œuvre pour que ses installations soient aussi sûres que possible. Les efforts continus en vue d'améliorer la sécurité intrinsèque des installations portent leurs fruits et sont poursuivis sans relâche. Ceci conduit par exemple à munir toutes les installations existantes de verrouillages, afin d'éviter les fausses manœuvres, et à équiper tous les pylônes des lignes aériennes de dispositifs limitant les conséquences d'une chute éventuelle lors de travaux d'entretien.

En outre, Elia tient également compte de l'élargissement de la législation d'application pour l'établissement de solutions de développement du réseau. L'arrêté royal du 2 juin 2008 concernant les prescriptions minimales de sécurité des anciennes installations électriques sur les lieux de travail est venu compléter le règlement général des installations électriques, la loi sur le bien-être au travail du 4 août 1996, le code sur le bien-être au travail reprenant les arrêtés d'exécution de cette loi et le règlement général pour la protection du travail.

FIABILITÉ

Lorsque les études de réseau mettent en évidence le non-respect des critères de développement, il convient de déterminer les renforcements ou les extensions du réseau qui garantissent à nouveau le respect de ces critères. Des études de *load flow* sont donc à nouveau réalisées pour vérifier que le réseau renforcé ou modifié rencontre bien les critères de fiabilité du réseau.

ROBUSTESSE ET FLEXIBILITÉ

Le réseau renforcé ou modifié est analysé dans différents cas de référence, et testé dans diverses sensibilités et pour plusieurs horizons de temps. L'objectif poursuivi est de s'assurer que la structure de réseau visée apporte une solution solide au besoin identifié de capacité supplémentaire. Cette solution doit aussi pouvoir être réalisée à temps, compte tenu des longs délais associés à ce genre de projets. Enfin, la flexibilité de la solution est également reprise dans l'évaluation.

EFFICACITÉ ÉCONOMIQUE

Les différentes variantes de développement du réseau relatives à un besoin donné font l'objet d'une comparaison technico-économique basée sur le coût barémique des différents ouvrages envisagés. Tous les éléments qui engendrent des différences significatives de coût entre les variantes doivent être correctement appréhendés. Selon les cas, la comparaison portera uniquement sur les coûts d'investissements ou sera étendue à d'autres éléments de coûts, comme le niveau de pertes sur le réseau ou les coûts d'entretien et de maintenance.

Lors de l'élaboration de solutions à long terme, l'étalement dans le temps des investissements est toujours examiné également. En effet, l'évolution d'un facteur d'influence (consommation, etc.) est parfois caractérisée par un accroissement continu tandis qu'un investissement donne lieu à des augmentations de capacité par paliers, induisant potentiellement des surcapacités à court terme. Dans certains cas, l'échelonnement d'un investissement permet de mieux ajuster l'accroissement de capacité en fonction de l'évolution des facteurs d'influence. Cette approche permettra donc parfois de réduire le coût grâce à l'étalement des investissements dans le temps. Dans d'autres cas, un investissement initial unique de plus grande ampleur est la solution la plus efficace économiquement.

Dans le cas d'investissements étalés dans le temps, la comparaison des variantes est entre autres réalisée sur base de la valeur actualisée des coûts d'investissements. Le taux d'actualisation utilisé à cette fin est le WACC (*Weighted Average Cost of Capital* – coût moyen pondéré du capital) à long terme d'Elia. En outre, la comparaison est faite sur une période suffisamment longue afin de s'assurer que la solution retenue est valable à long terme et qu'elle ne risque pas d'engendrer des coûts échoués.

DURABILITÉ ET ACCEPTABILITÉ

La « loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences sur l'environnement de certains plans et programmes et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes » détermine que le Plan de Développement fédéral doit être soumis à une évaluation environnementale stratégique. Ceci implique un examen environnemental, dès l'étape d'élaboration des variantes, afin d'écarter celles qui présenteraient l'impact environnemental le plus défavorable. Cette démarche permet d'intégrer de manière précoce et proactive les préoccupations environnementales dans la démarche de planification et de soutenir les politiques de développement durable déterminées aux niveaux européen, fédéral et régionaux.

Pour les projets qui pourraient entraîner de grandes conséquences environnementales, Elia est tenue d'effectuer une ou plusieurs études d'incidence sur l'environnement. Les plans d'aménagement et les permis octroyés contiennent souvent, après concertation avec les autorités, des mesures destinées à minimiser l'impact sur l'environnement.

Indépendamment de toute obligation éventuelle à respecter en matière d'étude d'incidence sur l'environnement, Elia limite autant que possible l'impact de ses installations sur l'homme, la nature et le paysage. Elle tente tout d'abord d'éviter les effets négatifs grâce à un projet réfléchi, et ensuite de compenser et/ou d'atténuer les conséquences pour l'environnement. Une approche de communication et de participation du public est respectée pour obtenir un résultat optimal. Ce sujet est abordé plus en détail à la section §1.5.

1.4.4 PROGRAMMATION DYNAMIQUE DES INVESTISSEMENTS

Le portefeuille de projets d'infrastructure comprend des projets connus de longue date, identifiés grâce à des prévisions à long terme. Il contient également des projets qui traitent des besoins récemment identifiés (augmentation rapide de la consommation, équipement défectueux, raccordement d'un utilisateur du réseau, etc.). Cette cohabitation implique une évaluation annuelle du portefeuille (exercice d'arbitrage et de pilotage du portefeuille de projets). Étant donné les nombreuses incertitudes (évolution du mix énergétique, temps nécessaire pour l'obtention des permis, etc.), un équilibre doit être recherché entre différentes contraintes antagonistes.

D'un côté, les projets doivent être mis en œuvre suffisamment tôt pour rencontrer pleinement les besoins pour lesquels ils ont été définis (réponse à une évolution de la consommation, intégration de l'énergie renouvelable, raccordement d'utilisateurs, etc.).

D'un autre côté, ces projets ne doivent pas être initiés trop tôt, les hypothèses sous-jacentes à leur définition devant se confirmer, sous peine de créer des actifs inadaptés (*stranded asset*). Une mise en œuvre trop rapide mobiliserait aussi de manière prématurée les ressources disponibles, le cas échéant aux dépens d'autres projets prioritaires.

Enfin, le portefeuille de projets dans son ensemble doit être compatible avec les ressources humaines et financières mobilisables dans le cadre régulatoire dans lequel le gestionnaire de réseau opère. La réalisation opérationnelle des projets est donc organisée de manière flexible en fonction de cet exercice d'arbitrage régulier.

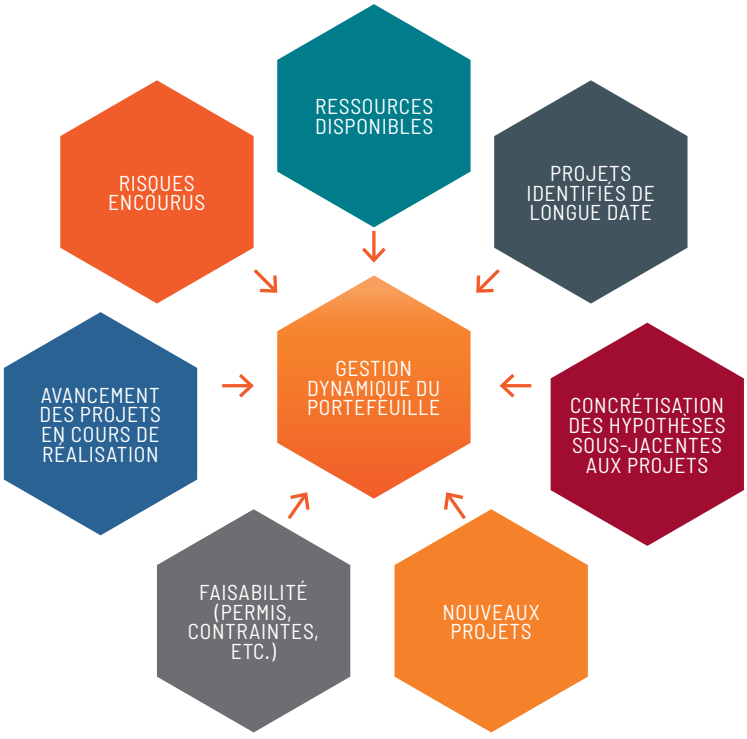


Figure 1.10 : Gestion dynamique du portefeuille de projets

Concernant le présent Plan de Développement, il convient de noter que le calendrier des projets évoqués reprend des dates cibles. Ces dates sont toutefois communiquées à titre indicatif. Ce calendrier peut en effet être notamment impacté par les dates d'obtention des permis nécessaires à la réalisation des projets ainsi que par les modifications apportées au cadre légal et à la méthodologie tarifaire. Ces éléments s'imposent à Elia, qui est dès lors susceptible d'être amenée à revoir les plannings du présent plan de développement en fonction de ces changements.

1.5 L'INTÉRÊT DE LA COMMUNAUTÉ AU CŒUR DES ACTIVITÉS D'ELIA

En tant que gestionnaire de réseau de transport, Elia agit dans l'intérêt de la communauté. Elia contribue par le biais de ses activités à l'approvisionnement électrique du pays et à la transition énergétique mais s'efforce de mener ces activités en portant une attention maximale aux riverains, aux partenaires locaux, aux personnes concernées en général et à l'environnement. Dans cette optique, Elia a pris des mesures concrètes, préventives et curatives, à plusieurs niveaux. Le renforcement de ces mesures, dans le cadre des activités et projets d'Elia, a pour objectif de faciliter la réalisation des projets d'infrastructure.

NOUS AGISSONS DANS L'INTÉRÊT DE LA COMMUNAUTÉ. DANS TOUT CE QUE NOUS FAISONS, NOUS NOUS DEMANDONS CE QUE VEUT LA SOCIÉTÉ ET QUELLE EST LA VALEUR AJOUTÉE QUE NOUS POUVONS LUI APPORTER.

1.5.1 ACCEPTATION SOCIALE DES INFRASTRUCTURES

1.5.1.1 PARTICIPATION ET COMMUNICATION

Les travaux d'infrastructure ont un impact sur les riverains, les commerçants et les autres acteurs locaux. Il en va de même pour les travaux d'Elia. L'obtention et le maintien d'un soutien est donc essentiel. Elia s'investit par conséquent dans des relations stables et de longue durée avec les parties prenantes aux niveaux fédéral, régional et local. Elia s'engage à impliquer les parties prenantes locales dès le début du processus de construction d'un projet, par le biais d'un flux d'informations rationnel et cohérent, de séances d'information et de concertations. À tout moment, Elia se doit de communiquer de manière transparente, d'être ouverte au dialogue et d'agir en tant que partenaire fiable vis-à-vis des riverains et des autorités.

LA PARTICIPATION, LE MOT-CLÉ

La participation reste l'un des mots-clés des petits et grands projets d'infrastructure d'Elia. Ceci permet à Elia d'obtenir du feedback sur ses projets, d'expliquer ses choix, et d'établir le dialogue avec les riverains, les parties prenantes politiques et les entreprises ou commerçants locaux. De cette manière, Elia vise à générer davantage de soutien pour ses projets, ce qui l'aidera à développer le réseau à haute tension de demain.

Un obstacle majeur aux projets d'infrastructure est le « paradoxe de la participation » (figure 1.11) selon lequel les personnes intéressées s'impliquent et expriment généralement un intérêt pour un projet lorsque les décisions les plus importantes ont déjà été prises et que le projet est déjà assez établi[50]. Ce paradoxe est source de frustrations à la fois pour les personnes intéressées et pour le développeur du projet. Elia aspire par conséquent à impliquer les personnes concernées le plus tôt possible dans le projet et à tenir compte de leurs idées et remarques lors de son élaboration.

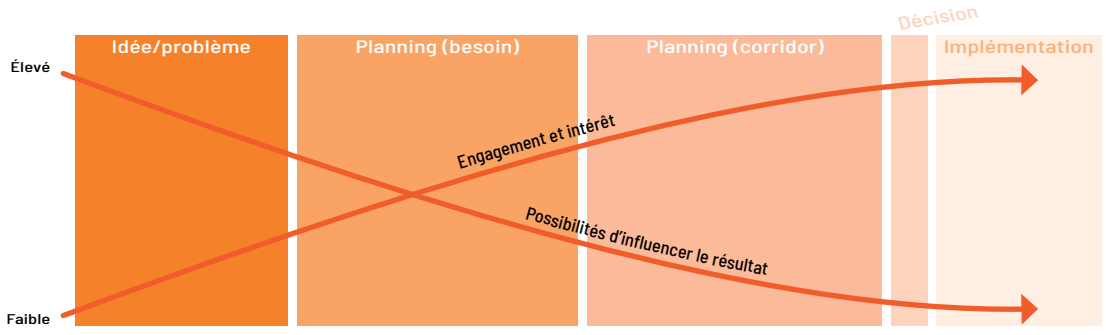


Figure 1.11 : Le paradoxe de la participation

50 Public Participation and Transparency in Power Grid Planning – Recommendations from the BESTGRID Project Handbook – Part 1, Germanwatch, avril 2015, www.germanwatch.org/en/10127

PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL
Ce Plan de Développement fédéral forme la base de plusieurs grands projets à haute tension qui seront réalisés dans les décennies à venir. Une communication importante et une large participation à ce plan se révèlent dès lors essentielles pour la compréhension et le développement de ces projets futurs.

Elia souhaite également favoriser une implication soutenue des parties prenantes dans une transition énergétique durable et donc dans le cadre de la réalisation de ces nouveaux projets. Dans cette optique, elle communique et informe davantage que le minimum légalement nécessaire. Une action importante à cet égard est la campagne de communication et d'information supplémentaire menée auprès des autorités locales, régionales et de la société civile en vue de la consultation publique du Plan de Développement fédéral.

PROJETS : INFORMATION ET COMMUNICATION ADAPTÉES AUX PARTIES PRENANTES
S'il y a lieu, Elia organise des séances d'information complémentaires avant et pendant les périodes d'enquêtes publiques lors des procédures d'autorisation. Par ailleurs, Elia recherche des techniques de participation innovantes et supplémentaires qui peuvent offrir une valeur ajoutée aux parties prenantes locales. En fonction du projet, le gestionnaire de réseau organise ainsi des visites de chantier et des journées chantiers ouverts. Il propose également des kits pédagogiques pour expliquer la transition énergétique aux générations suivantes.

En dehors des moments de communication et de participation physiques, Elia informe les personnes intéressées de l'avancement des projets par le biais d'autres canaux. Elle renseigne les parties prenantes en utilisant abondamment divers sites web propres aux projets, des dépliants, des brochures, des bulletins d'information (électroniques) et des courriers adressés aux habitants. Outre les canaux d'information papier et électroniques, Elia dispose aussi d'une boîte mail et d'un numéro 0800 gratuit afin de recevoir et de répondre directement aux questions et inquiétudes des parties prenantes par rapport aux projets.

1.5.1.2 POLITIQUE D'INTÉGRATION VISUELLE

Dans le cadre de la réalisation de nouveaux postes, un plan d'aménagement du site est réalisé en concertation avec les administrations compétentes. À cette occasion, une étude de l'impact paysager peut être réalisée. Elle vise à réduire l'impact visuel du poste, par exemple en plantant des écrans de verdure sur son pourtour.

Par ailleurs, l'impact visuel des postes modernes est fortement allégé grâce à l'utilisation de barres tubulaires, en comparaison avec les anciens postes utilisant des câbles tendus. Enfin, on examine au cas par cas la possibilité d'installations de type GIS (« Gas Insulated Switch-gear ») plus compactes.

Lorsque de nouvelles lignes à haute tension aériennes sont créées, des études paysagères sont réalisées afin d'évaluer la possibilité d'une intégration paysagère maximale. Il peut, par exemple, être question d'utiliser des pylônes innovants et plus petits, mais aussi d'entreprendre des actions pour planter des écrans de verdure dans un large rayon autour de la ligne à haute tension.

1.5.1.3 POLITIQUE EN MATIÈRE DE CHAMPS ÉLECTROMAGNÉTIQUES

En raison de son effet potentiel, l'exposition à des champs électromagnétiques est un sujet qu'Elia suit de très près.

Une exposition (très) importante, à des niveaux que l'on n'observe pas dans la pratique, peut provoquer, pour les champs électriques comme pour les champs magnétiques, des effets graves dont le lien de cause à effet est clairement prouvé. C'est pourquoi il existe au niveau européen et belge des valeurs limites claires auxquelles l'ensemble de nos installations doivent satisfaire, à savoir 5 kV/m pour le champ électrique et 100 µT pour le champ magnétique.

À proximité de nos installations à haute tension, l'exposition est toutefois bien moindre. De ce fait, de tels effets graves ne peuvent jamais se produire dans la pratique. Cependant, les effets potentiels à long terme d'une exposition quotidienne à de très faibles niveaux de champs magnétiques nourrissent bien des discussions depuis 40 ans. Des études épidémiologiques ont en effet révélé un lien très faible, mais néanmoins significatif d'un point de vue statistique, entre le fait d'habiter le long de lignes à haute tension et un risque accru de leucémie chez l'enfant. Les scientifiques restent toutefois nuancés par rapport à un éventuel lien causal. Bon nombre d'études n'ont pu démontrer aucun lien de cause à effet entre les champs magnétiques et la leucémie chez l'enfant. De récentes études épidémiologiques ont en outre modéré ce risque accru. Toutefois, l'incertitude subsistera tant qu'une démonstration scientifique ne sera pas apportée à ce lien statistique.

C'est pourquoi Elia poursuit sa politique en matière de champs électromagnétiques en misant sur l'évolution des connaissances scientifiques et l'information de toutes les parties prenantes en toute transparence. Elia soutient à cette fin différents centres d'étude et universités en Belgique, regroupées au sein du Belgian BioElectroMagnetics Group (BBEMG), ainsi qu'au niveau international par le biais de l'Electric Power Research Institute (EPRI), une organisation à but non lucratif pour la recherche sur l'énergie et l'environnement.

Afin d'informer les riverains et les autres parties prenantes de façon optimale, Elia propose, sur demande, des mesures gratuites. Nous disposons en outre d'une page internet, de fiches d'information et d'une brochure. Nous organisons également, dans le cadre de nos projets, des communications spécifiques telles que des newsletters et des sessions d'information, avec l'aide éventuelle d'un expert indépendant.

Le critère des champs magnétiques est pris en considération dès la phase d'étude de la construction et le développement du réseau. Il est étudié en détail pour les différentes options. Concrètement, nous nous efforçons d'abord de réutiliser/renforcer les infrastructures existantes afin d'éviter de nouveaux corridors. Lors de l'établissement de tracés aériens, les surplombs de zones habitées et d'habitations sont évités autant que possible. De même, la zone d'influence magnétique est limitée au maximum par l'application des meilleures techniques disponibles.

1.5.1.4 POLITIQUE D'INDEMNITATIONS ET DE COMPENSATIONS

Elia a adopté plusieurs mesures pour pouvoir indemniser de manière correcte et acceptable les dommages occasionnés lors de travaux. Un protocole d'accord a été signé avec les fédérations agricoles belges afin de déterminer convenablement les dommages pour les propriétaires et les utilisateurs[51]. Un expert forestier externe est chargé de réaliser des expertises en cas de déboisement nécessaire dans le cadre de projet d'infrastructure.

Par ailleurs, une approche structurée, impliquant des évaluateurs externes, a été élaborée pour indemniser les riverains dont l'habitation sera surplombée par une nouvelle ligne à haute tension.

Outre les mesures visant à éviter, limiter les nuisances et compenser les incidences directes, Elia a également cherché une approche permettant d'une part d'indemniser la communauté locale pour les nuisances résiduelles et, d'autre part d'apporter une valeur ajoutée locales, et non plus seulement des inconvénients. À cette fin, Elia cherche, notamment par le biais de l'organisation Be Planet, des situations gagnant-gagnant ayant dans la mesure du possible un lien direct avec les infrastructures à haute tension. Il s'agira, par exemple, de mettre les terrains restants à la disposition d'associations de quartier.

1.5.2 SAUVEGARDE DE L'ENVIRONNEMENT

1.5.2.1 POLITIQUE DE LIMITATION DES PERTES SUR LE RÉSEAU

Elia tient compte de l'évolution des pertes d'énergie dans le réseau de transport et s'efforce de les maintenir au niveau le plus bas possible. Les pertes sur le réseau s'inscrivent dans le suivi de l'empreinte CO_2 d'Elia[52].

Dans les choix de solutions pour le développement de réseau, cet objectif se traduit par exemple par le choix de niveaux de tension plus élevés, le choix de matériels (transformateurs, câbles, etc.) plus efficaces, par la rationalisation des infrastructures en place ou par le choix de modes efficaces d'exploitation du réseau.

1.5.2.2 POLITIQUE DE RÉDUCTION DES NUISANCES SONORES

La source majeure de bruit dans le réseau est liée au fonctionnement des transformateurs. L'achat de transformateurs à faible niveau de bruit fait partie de la politique environnementale d'Elia depuis de nombreuses années. En outre, lors de la réalisation d'un nouveau poste ou de l'augmentation de la puissance de transformation d'un poste existant, une étude de bruit est réalisée. Sur base des mesures de bruit des transformateurs existants, une simulation de la situation envisagée après renforcement est réalisée afin d'estimer les niveaux de bruit associés. Ainsi, les éventuelles mesures de réduction de bruit, telles que la pose de murs antibruit, sont élaborées dès la phase de conception du projet de manière que l'ensemble des infrastructures (nouvelles et existantes) réponde aux normes de bruit imposées par les réglementations environnementales.

1.5.2.3 POLITIQUE DE PROTECTION DES NAPPES PHRÉATIQUES ET DU SOL

Le grand volume d'huile minérale contenu dans les transformateurs constitue la principale source potentielle de pollution du sol, des nappes phréatiques et des eaux de surface.

La solution standard appliquée consiste à équiper les transformateurs d'une cuve étanche en béton : en cas d'accident impliquant une fuite d'huile, la cuve permet de tout récupérer. Les dimensions des cuves sont prévues pour résister aux situations extrêmes, où elles devraient récupérer la totalité du volume. Un séparateur d'hydrocarbure et un filtre à coalescence supplémentaire avec une soupape automatique sont intégrés aux cuves afin d'assurer l'évacuation propre des eaux de pluie. Elia a développé une procédure interne qui garantit un assainissement rapide et efficace. En cas d'accident grave, Elia contactera les autorités concernées.

La politique en vigueur consiste à munir tous les nouveaux transformateurs d'une cuve étanche de rétention d'huile en béton. Elia dispose, par ailleurs, d'un programme d'investissement pour équiper les transformateurs existants qui n'en possèdent pas. Ceci a lieu systématiquement lorsque des projets de génie civil sont effectués dans les postes concernés, ou par le biais de projets spécifiques si aucun autre investissement n'est prévu dans un délai raisonnable pour le poste en question.

1.5.2.4 POLITIQUE DE GESTION DES EAUX DANS LES POSTES

Le traitement des eaux dans les quelque 600 postes à haute tension exploités par Elia en Belgique concerne principalement les eaux de pluie qui tombent sur les installations à haute tension (transformateurs), les surfaces imperméables (toits, voie asphaltée) et perméables (routes de gravier) et une consommation d'eau limitée pour les sanitaires. En cas de construction de nouveaux postes, mais aussi d'extension ou de rénovation de postes existants, les investissements nécessaires sont prévus en fonction des principes suivants :

- garantir que les eaux de pluie tombant sur les installations (transformateurs) soient toujours évacuées sans la moindre trace de pollution (à l'huile) (voir section §1.5.2.3) ;
- limiter les surfaces imperméables. Dans cette optique, les axes routiers sont aménagés avec des bacs de gravier renforcés et non plus de l'asphalte sur du béton. Les canalisations d'évacuation sont évitées pour les revêtements existants, et nous prévoyons un système naturel d'écoulement et d'infiltration à côté de la route. Enfin, l'eau de pluie sur les toits est récupérée pour être réutilisée (sanitaires) et le trop-plein est infiltré sur le terrain même.

51 Elia, http ://www.elia.be/fr/a-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/compensation-agriculteurs

52 « Rapport sur l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Belgique », conformément à l'article 15.2 de la Directive européenne 2012/27/UE, 2015 et http ://www.elia.be/fr/a-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/reduire-les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre

1.5.2.5 POLITIQUE DE PROTECTION DE LA NATURE[53]

Les risques de collision pour les oiseaux concernent surtout les lignes aériennes à haute tension. Elia détermine les endroits de risques importants sur les lignes à haute tension sur base des études des organisations de protection des oiseaux Natuurpunt et Natagora. Le balisage est ensuite intégré dans le projet et mis en place au moment où les conducteurs et câbles de garde sont tirés. Une liste a été établie pour les lignes à haute tension existantes sur la base d'une étude réalisée en 2012 et évaluée en détail sur le terrain en 2015. Celle-ci reprend les lieux où le risque de collision pour les oiseaux rares et de grande taille peut être réduit au maximum grâce à un balisage. Le balisage se déroule dans le cadre d'autres travaux d'entretien sur ces lignes à haute tension, lorsque celles-ci ont été mises hors service et que des personnes travaillent en hauteur.

Aucun arbre ne peut pousser à proximité des lignes à haute tension afin de prévenir tout court-circuit ou problème de sécurité causés par les chutes d'arbres. Jusqu'il y a peu, la gestion régulière consistait à libérer de toute végétation ascendante un couloir passant sous les lignes, et ce, tous les 5 à 8 ans. Dans le cadre de la nouvelle approche, Elia effectue une analyse pour les lignes à haute tension nouvelles et existantes en fonction du tracé (prévu). Nous déterminons si, dans les zones boisées, les espaces naturels, voire même sous les pieds de pylône dans les régions agricoles, le corridor traversé par la ligne, qui doit normalement être libéré de toute végétation ascendante, peut tout de même être aménagé afin de créer une valeur ajoutée pour la nature environnante en apportant des végétations stables, et ce, selon les principes du projet Life Elia de 2011-2017[54]. Cette nouvelle approche est non seulement bénéfique pour la biodiversité mais générera aussi des frais d'entretien du réseau moins élevés à terme.



53 Elia, http ://www.elia.be/fr/a-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/reduire-l-impact-environnemental-de-nos-installations
54 Elia, http ://www.elia.be/fr/securite-et-environnement/Projet-Life-Elia



2

SCÉNARIOS POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT

2.1 - Cadre et contexte

2.2 - Horizon temporel et lignes directrices

2.3 - Principales hypothèses par scénario

2.4 - Le mix énergétique dans les différents scénarios



Ce chapitre reprend les spécificités des scénarios à long terme qui ont été utilisés comme base pour ce Plan de Développement fédéral. Ces scénarios se basent sur plusieurs perspectives d'avenir pour le système électrique. Ils ont été rédigés conjointement par ENTSO-E et ENTSO-G dans le cadre du Ten Year Network Development Plan (TYNDP). Les scénarios se distinguent notamment, mais pas exclusivement, par l'incertitude en matière de pénétration de l'énergie renouvelable, les prix des combustibles et du CO_2, l'évolution du parc de production thermique et par l'évolution de la consommation électrique.

Ce chapitre est subdivisé en 4 parties. Il aborde tout d'abord le **cadre et le contexte** dans lesquels ont été élaborés les scénarios pour le Plan de Développement fédéral. La partie **horizons temporels et lignes directrices** décrit et explique les scénarios plus en détail. L'objectif consiste à évaluer un grand spectre d'hypothèses, avec des sensibilités pour certains paramètres critiques. Une courte description de la **méthodologie** employée pour la création des scénarios et une présentation des **données et hypothèses principales pour chaque scénario** sont ensuite proposées. Ces données constituent la base de l'élaboration des scénarios. Les autres pays européens ont également été modélisés en détail pour pouvoir estimer leur évolution et l'impact de celle-ci sur la Belgique. Enfin, les **tendances principales** sont exposées par scénario.

2.1 CADRE ET CONTEXTE

2.1.1 OBJECTIF DES SCÉNARIOS À LONG TERME

Le but des scénarios à long terme n'est pas de prédire l'avenir, mais bien d'évaluer en toute transparence et dans différentes conditions l'impact de facteurs tels que les choix politiques, les tendances macroéconomiques et les évolutions technologiques sur les besoins en développement du réseau. Différents scénarios ont donc été mis au point pour analyser l'influence de ces facteurs sur les besoins en développement du réseau. Ces scénarios diffèrent significativement les uns des autres pour refléter diverses perspectives d'avenir. Cette approche permet de définir un large éventail de situations susceptibles de mener à un développement du réseau. Elia met alors au point ses projets d'infrastructures de manière à répondre au mieux à ces différents scénarios.

LES SCÉNARIOS À LONG TERME S'APPUIENT SUR UN LARGE ÉVENTAIL D'HYPOTHÈSES ET PERMETTENT D'ÉVALUER LA ROBUSTESSE DES DÉVELOPPEMENTS DU RÉSEAU.

2.1.2 ALIGNEMENT AVEC LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET LES OBJECTIFS EUROPÉENS

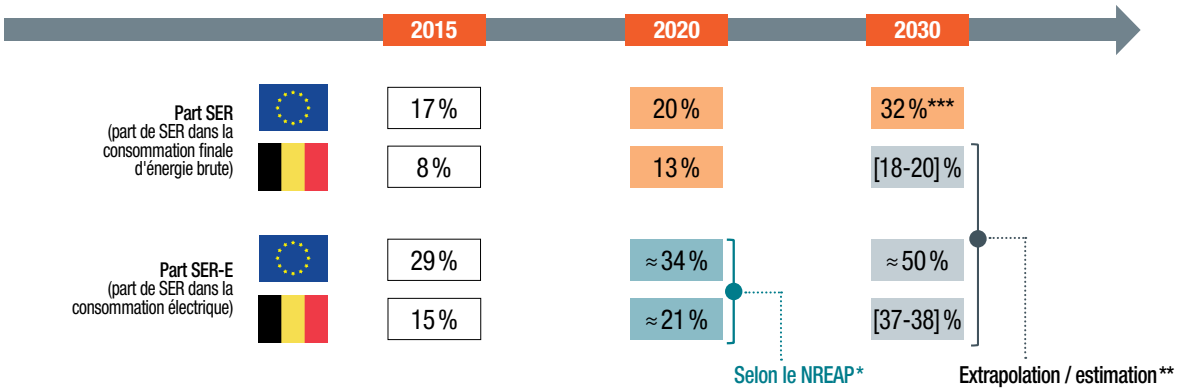
L'Union européenne souhaite réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % d'ici 2050 (par rapport au niveau de 1990). Cela signifie qu'à cette date, le système électrique devra être presque entièrement décarbonisé. L'UE a fixé des objectifs intermédiaires en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour relever progressivement ce défi. Les émissions de gaz à effet de serre doivent ainsi diminuer de 20 % d'ici 2020 et de 40 % d'ici 2030. Pour le secteur de l'électricité, cela représente une baisse de plus 25 % d'ici 2020, et de plus de 55 % d'ici 2030[1]. Afin d'atteindre ces objectifs, le plafond du système de plafonnement et d'échange de quotas d'émission de l'UE (ETS-UE), qui détermine le prix du CO_2 pour le secteur de l'électricité, est systématiquement abaissé.

L'Union européenne définit des objectifs pour deux leviers importants afin de concrétiser la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le premier levier est la diminution de la consommation énergétique totale grâce à l'augmentation de l'efficacité énergétique. Une réduction de la quantité d'énergie consommée entraîne une diminution directe du volume des émissions de CO_2. L'UE a établi des objectifs de 20 % de réduction de la consommation d'énergie primaire d'ici 2020 et de 30 % d'ici 2030.

L'augmentation de la part de sources d'énergie renouvelable (SER) dans la consommation énergétique constitue le second levier. Au niveau de l'UE, la Commission européenne a annoncé que la consommation finale d'énergie brute devrait se composer de 20 % de SER d'ici 2020. L'objectif national correspondant pour la Belgique s'élève à 13 %, ce que la Belgique traduit par une part de 21 % de SER pour le secteur de l'électricité. En juin 2018, la Commission européenne a conclu un accord politique avec le Parlement européen et le Conseil européen qui établit un nouvel objectif contraignant pour les SER. Ce nouvel objectif stipule que 32 % de la consommation finale d'énergie brute dans l'UE devront se composer de SER d'ici 2030. L'accord contient également une clause prévoyant la possibilité de revoir cet objectif à la hausse d'ici 2023[2].

Les objectifs en matière d'énergie renouvelable pour la Belgique et l'UE, concernant la consommation finale d'énergie brute et l'estimation équivalente pour la part de la consommation d'électricité, sont représentés à la figure 2.1.



* L'objectif concernant la part des SER-E est une estimation étant donné qu'elle dépend de l'évolution d'autres secteurs (transport, chauffage...), des reports entre secteurs (électrification...) et de l'efficacité énergétique. Les chiffres sont basés sur le NREAP soumis par chaque pays [b], [c]
** Objectifs nationaux pas encore définis au niveau de la gouvernance de l'UE. Les estimations sont basées sur des études consacrées aux objectifs possibles [a]
*** Accord politique de la Commission européenne avec le Parlement européen et le Conseil européen en juin 2018, qui contient également une clause prévoyant la possibilité de revoir cet objectif à la hausse d'ici 2023 [d]

Bronnen:
(a) http://www.plan.be/publications/publication-1778-fr-insights+in+a+clean+energy+future+for+belgium+impact+assessment+of+the+2030+climate+energy+framework ; http://www.keepontrack.eu/contents/publicationsscenarioreport/kot--2030-res-targets-for-europe.pdf
(b) http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/Average-share-electricity-renewables-2015.pdf/711d21d5-c3cc-4eff-a500-a30fa2c0535
(c) http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/7905983/8-14032017-BP-EN.pdf/af8b4671-fb2a-477b-b7cfd9a28cb8beea
(d) https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy

Figure 2.1: Objectifs européens et nationaux en matière d'intégration des énergies renouvelables

Une autre mesure importante pour atteindre les objectifs de durabilité consiste en l'électrification des secteurs émettant beaucoup de CO_2, comme le chauffage ou les transports. Des technologies avancées sont en effet disponibles pour, d'une part, générer de l'électricité à partir de sources renouvelables et, d'autre part, transformer efficacement l'électricité à des fins de chauffage et de transport (véhicule électrique, pompe à chaleur, etc.).

1 A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, European Commission, 2011 ,http://ec.europa.eu/archives/commission_2010-2014/hedegaard/headlines/topics/docs/com_2011_112_en.pdf
2 Voir (Renewable energy : Moving towards a low carbon economy, European Commission, 2018, https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy)

En conclusion, la transition énergétique est le point de départ de l'élaboration des scénarios pour ce plan de développement. La différence majeure entre les scénarios est la vitesse de pénétration de l'énergie renouvelable, la mise en place de la part d'énergie renouvelable par des sources centralisées versus décentralisées, et la vitesse d'électrification.

2.1.3 BASE LÉGALE POUR LES SCÉNARIOS

L'établissement du Plan de Développement et des scénarios y afférents doit se baser sur la dernière étude prospective réalisée par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et publiée en janvier 2015[3]. Le fait qu'aucune étude prospective plus récente n'ait été publiée depuis janvier 2015 justifie dûment la prise en compte, pour le présent Plan de Développement, du rapport complémentaire à l'étude prospective, le « rapport de monitoring », qui a été rédigé en décembre 2017 par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan[4].

Le choix des scénarios qui sont repris dans le présent Plan de Développement fédéral se base donc sur les scénarios exposés dans ce rapport ainsi que sur les recommandations et décisions prises dans le cadre de la coopération entre Elia, la Direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan en vue de l'élaboration du présent Plan de Développement fédéral.

Ces recommandations et décisions préconisent que les scénarios du présent Plan de Développement :

1. Soient compatibles avec les scénarios du TYNDP 2018 développés par ENTSO-E et ENTSO-G (3 *storylines*) ;
2. Prennent en compte les évolutions les plus récentes des paramètres considérés ;
3. Comprennent le scénario du Bureau fédéral du Plan, basé sur le scénario « EUCO30 » de la Commission européenne et également repris dans le TYNDP ;
4. Couvrent au moins les dix prochaines années (2025 et 2030). Une perspective à plus long terme (2035 et 2040) sera également analysée afin de détecter et confirmer les besoins et tendances à long terme.

2.1.4 DISCLAIMER

Elia n'est pas en position d'indiquer quel scénario est le plus souhaitable ou le plus probable. Elia souhaite toutefois insister sur le fait que les conclusions du présent Plan de Développement dépendent entièrement des hypothèses prises en compte, et qu'il est impossible de garantir la concrétisation de ces hypothèses puisqu'elles reposent sur des éléments qui ne relèvent pas de la responsabilité du gestionnaire de réseau. Les choix de politiques en matière de transition énergétique sont opérés par les pouvoirs publics concernés.



3 « Étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 », Direction générale de l'Énergie du SPF Économie et Bureau fédéral du Plan, janvier 2015, https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/EPE2-FR-V2.pdf

4 « Rapport complémentaire Électricité - Rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement », Direction générale de l'Énergie du SPF Économie et Bureau fédéral du Plan, décembre 2017, https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-monitoring-electricite-2017.pdf

2.2 HORIZON TEMPOREL ET LIGNES DIRECTRICES

2.2.1 ÉLABORATION DES SCÉNARIOS

Les scénarios suivants ont été retenus comme base pour le présent Plan de Développement fédéral afin de satisfaire aux dispositions légales ainsi qu'aux recommandations et décisions prises dans le cadre de la coopération entre Elia, la Direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan :

1. Les scénarios du plan décennal de développement du réseau (TYNDP) 2018, rédigés par ENTSO-E et ENTSO-G, sont intégralement repris. Cette étude intègre également le scénario EUCO30, développé par la Commission européenne. Le scénario EUCO30 remplace le scénario « Global Climate Action » pour l'horizon 2030. Dans la suite, ces scénarios seront appelés scénarios « TYNDP » ;
2. Les scénarios de la précédente étude d'Elia « Scénarios pour le système énergétique belge à l'horizon 2050 » (greffée sur les lignes directrices du TYNDP 2018), qui ont été complétés avec une modélisation technique plus détaillée et mis à jour pour satisfaire aux politiques les plus récentes en Belgique et dans le reste de l'Europe. Dans la suite, ces scénarios adaptés seront appelés scénarios « TYNDP+ » ;
3. Un horizon temporel 2035 a été ajouté en vue d'améliorer la granularité des résultats ;
4. Le scénario « Global Climate Action » du TYNDP a été repris le scénario du TYNDP+ à l'horizon 2030, après l'application d'améliorations de modélisation et l'actualisation des paramètres. Il a ainsi été renommé « Large Scale RES » ;
5. Un scénario "EUCO30" adapté, tenant compte des hypothèses les plus récentes du Bureau fédéral du Plan pour la Belgique, est également repris (« EUCO30+ »)[5] ;
6. Des résultats socio-économiques sont fournis pour l'ensemble des lignes directrices et horizons temporels examinés dans les scénarios TYNDP+, contrairement au TYNDP qui contient uniquement des résultats économiques pour les périodes 2025 et 2030.

Un aperçu des adaptations apportées aux scénarios TYNDP pour aboutir aux TYNDP+ est présenté à la figure 2.2 et décrit plus en détail dans les paragraphes suivants. Ce Plan de Développement fédéral contient les résultats des scénarios TYNDP et des scénarios améliorés TYNDP+ pour l'analyse du bien-être socio-économique lié au développement d'interconnexions.

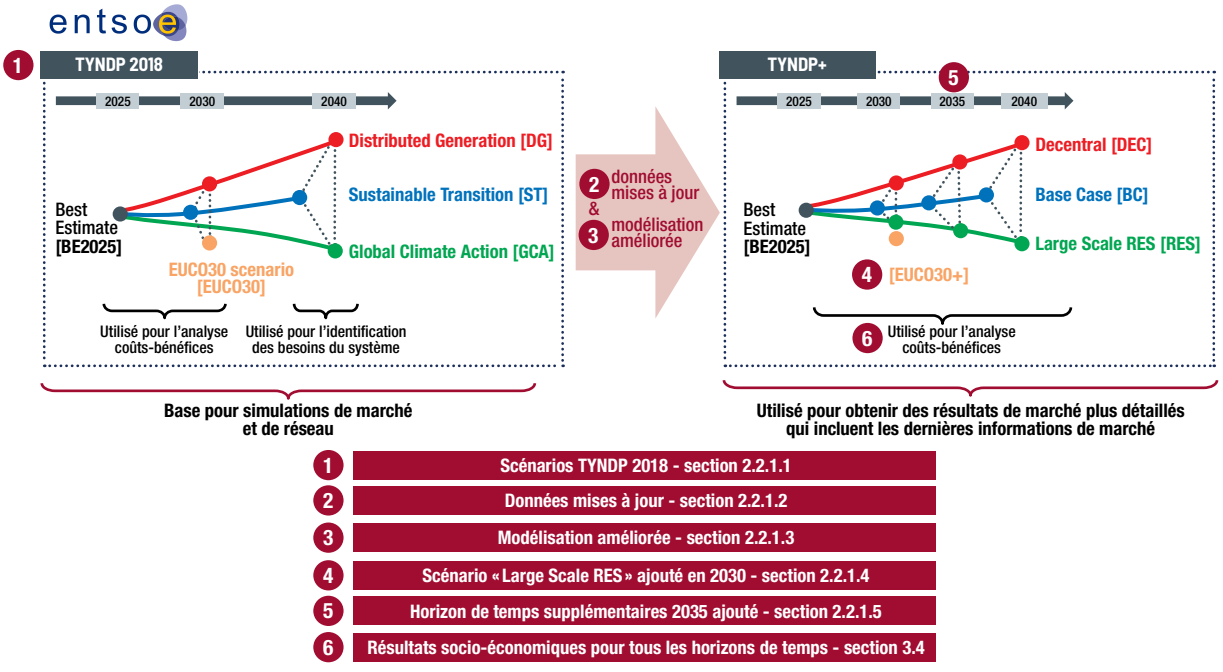


Figure 2.2 : Composition des scénarios pour le présent Plan de Développement fédéral

5 Insights in a clean energy future for Belgium - Impact assessment of the 2030 Climate & Energy Framework, Bureau fédéral du Plan, 2018, https://www.plan.be/publications/publication-1778-fr-insights+in+a+clean+energy+future+for+belgium+impact+assessment+of+the+2030+climate+energy+framework
Le scénario « EUCO30 + » correspond au scénario "Alt1" de cette étude.

2.2.1.1 LES SCÉNARIOS TYNDP 2018 ET TYNDP+

COMMENT LES SCÉNARIOS TYNDP 2018 ONT-ILS ÉTÉ CONSTRUITS ?

Les scénarios du TYNDP 2018 ont été développés en étroite collaboration avec divers acteurs européens du marché de l'énergie (organisations environnementales, associations de consommateurs et producteurs, régulateurs, autorités...). Une première consultation a eu lieu en mai-juin 2016. Elle concernait la sélection des scénarios et l'input supplémentaire à prendre en compte dans le processus. Divers consultations publics ont été organisés avec les parties prenantes, les États membres, les régulateurs et la Commission européenne. Les détails sont consignés dans le projet de rapport du TYNDP 2018 publié en octobre 2017 ainsi que dans le rapport de scénario d'ENTSO-E paru plus récemment. La version finale a été publiée le 30 mars 2018[6].

QUELLE EST LA BASE COMMUNE ENTRE LE TYNDP 2018 ET LE TYNDP+ ?

Le TYNDP 2018 se base sur 3 perspectives européennes futures pour le système énergétique de l'électricité et du gaz à long terme (2030 à 2040) et une perspective « Best Estimate » pour 2025. La dénomination change selon que nous évaluons ces perspectives dans le cadre des scénarios TYNDP ou TYNDP+. Ceci est représenté de manière schématique à la figure 2.3. Les perspectives sont les suivantes :

- Best Estimate 2025 : une trajectoire commune jusque 2025 appelée « Best Estimate 2025 », mise à jour avec les informations les plus récentes pour les pays voisins et les données du pacte énergétique pour la Belgique ;
- La transition durable, appelée « Sustainable Transition » dans le TYNDP et « Base Case » dans le TYNDP+ ;
- La voie décentralisée, appelée « Distributed Generation » dans le TYNDP et « Decentral » dans le TYNDP+ ;
- La transition énergétique guidée par les politiques climatiques européennes, appelée « Global Climate Action » dans le TYNDP et « Large Scale RES » dans le TYDNP+.

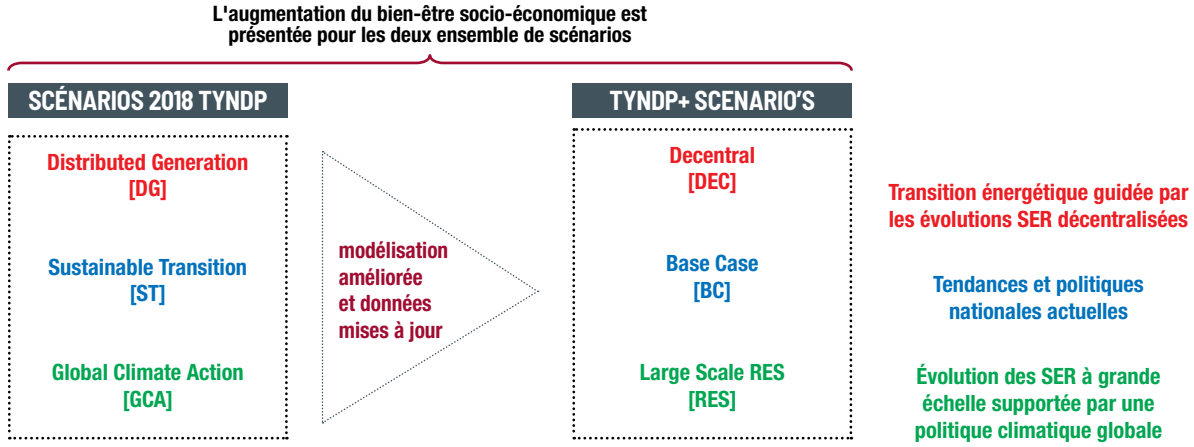


Figure 2.3 : Représentation graphique de la relation entre les scénarios TYNDP et TYNDP+

6 TYNDP 2018 – Scenario Report, ENTSO-E, 2018, http ://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/

LA TRANSITION DURABLE

Le scénario « **Sustainable transition** » ou « **Base Case** » représente les efforts minimums qui doivent être fournis pour atteindre les objectifs fixés par l'UE à l'horizon 2030. Le développement de l'énergie renouvelable connaît une croissance modérée et est principalement soutenu par les programmes de subvention politiques nationaux. Après 2030, ces tendances sont présumées se maintenir.

Dans ce scénario, l'électrification est limitée en raison du manque de grands support soutenant le passage des combustibles fossiles à l'énergie électrique dans les secteurs des transports et du chauffage. Une faible progression des véhicules électriques est toutefois prévue, compte tenu de la diminution des prix et de la maturité croissante de cette technologie. La réalisation des objectifs de décarbonisation n'est pas garantie et dépendra principalement des développements dans lesautres secteurs (p.ex. chauffage & transports). Au vu de l'électrification minime de ces secteurs, il est fort probable que nous nous éloignions des objectifs climatiques repris dans la « stratégie énergétique 2050 » de l'UE et qu'un fossé considérable se crée entre les années 2040 et 2050.

LA VOIE DÉCENTRALISÉE

Dans le scénario « **Distributed Generation** » ou « **Decentral** », la transition énergétique est majoritairement guidée par les « prosommateurs ». Le prix des panneaux photovoltaïques et des batteries diminue rapidement. La digitalisation et les signaux de prix évoluent vite et offrent suffisamment de support aux consommateurs et à certaines institutions commerciales et industrielles pour participer massivement à la gestion de la demande. Un cadre permettant un usage plus efficace des possibilités de stockage (compteurs intelligents, signaux de prix…) est examiné et permet une utilisation plus flexible des appareils de chauffage et des points de recharge pour les véhicules électriques. Cette digitalisation contribue dans une large mesure à la gestion de la demande potentielle pendant les périodes hivernales, pour les consommateurs tant industriels que résidentiels. Parallèlement, ces prosommateurs choisissent des véhicules électriques pour se déplacer qui peuvent être rechargés à domicile à des moments de surplus d'énergie produite par les installations de panneaux photovoltaïques. Outre la meilleure efficacité énergétique des bâtiments, l'électrification du secteur du chauffage est elle aussi en plein développement.

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE GUIDÉE PAR LES POLITIQUES CLIMATIQUES EUROPÉENNES

Dans le troisième scénario **Global Climate Action** ou **Large scale RES**, la transition énergétique est principalement soutenue par les politiques européennes et la coopération entre les États membres afin d'utiliser le plus efficacement possible les sources d'énergie renouvelable en Europe. Ce scénario représente la plus grande part d'énergie renouvelable dans la consommation grâce à d'importants développements de parcs éoliens onshore & offshore (notamment en mer du Nord) ainsi qu'à une augmentation considérable des installations photovoltaïques dans le sud de l'Europe. De nouvelles installations photovoltaïques sont également mises en service en Belgique, mais moins rapidement que dans le scénario « Decentral » étant donné que le potentiel intrinsèque est plus élevé dans le sud de l'Europe, et donc favorisé par la politique énergétique européenne dans ce scénario. L'électrification des secteurs des transports et du chauffage et les mécanismes de flexibilité pour gérer cette demande supplémentaire augmentent modérément dans tous les pays. Afin d'accélérer la réduction des émissions de gaz à effet de serre, tous les pays européens suppriment leurs centrales au charbon et au lignite.

LE SCÉNARIO EUCO30 DE LA COMMISSION EUROPÉENNE[7]

Le scénario **EUCO30** a été établi en 2016 par la Commission européenne à titre de scénario de politique central, en utilisant PRIMES avec le scénario de référence 2016 de l'UE comme point de départ. Le scénario illustre la réalisation des objectifs européens 2030 selon les directives climatiques fixées par le Conseil européen en 2014, qui visent une efficacité énergétique de 30 % (d'où son nom). Le EUCO30 a été préparé par un consortium constitué de l'E3Mlab, du NTUA et de l'IIASA. Bien qu'aucun des scénarios ENTSO-E existants ne soit directement comparable à l'EUCO30, il a été déterminé lors de l'évaluation du EUCO30 que le scénario GCA était celui qui s'en rapprochait le plus. Le EUCO30 a par conséquent été choisi pour remplacer le scénario GCA à l'horizon 2030 dans le cadre du TYNDP. Cependant, la méthodologie différente qui a été utilisée pour l'élaboration de ce scénario entraîne une discontinuité dans la comparaison des résultats avec les scénarios du TYNDP.

Un scénario externe EUCO30 développé par la Commission européenne a également été traduit dans le système électrique à l'horizon 2030. Les hypothèses pour la Belgique ont été mises à jour sur la base d'une étude récente du Bureau fédéral du Plan (EUCO30+). Ces résultats actualisés ont un effet négligeable sur les résultats socio-économiques pour l'ensemble des projets d'interconnexions en Belgique.

La ligne directrice sous-tendant chacun de ces scénarios est développée plus en détail dans l'encadré correspondant.

7 Impact Assessment, Commission européenne, juillet 2017, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0247&from=EN

2.2.1.2 AMÉLIORATIONS APPORTÉES AUX DONNÉES UTILISÉES

Certaines données des scénarios TYNDP 2018 ont été mises à jour pour aboutir aux scénarios TYNDP+ et ainsi donner un aperçu aussi récent que possible de l'impact des choix de politique énergétique sur les besoins en développement du réseau. Un aperçu des modifications apportées aux données est présenté à la figure 2.4. Quelques adaptations avaient déjà été prises en considération dans la dernière étude d'Elia[8], voir section 2.3.2 pour plus d'informations.

Une autre série de modifications découle de publications très récentes, encore inconnues au moment de la dernière étude d'Elia. Il s'agit des éléments suivants :

- Adaptation de la capacité thermique de l'Italie conformément à la sortie du charbon envisagée d'ici 2025[9] ;
- Adaptation de la capacité thermique des Pays-Bas conformément à la sortie du charbon envisagée d'ici 2030[10] ;
- Adaptation des données de la Belgique pour 2025 conformément à la proposition du gouvernement belge dans le cadre du Pacte énergétique (de l'époque)[11], entretemps repris dans la Stratégie énergétique fédérale[12].

Une sensibilité a en outre été ajoutée aux prix des combustibles et du CO_2. Les calculs pour chaque scénario tiennent donc compte de deux « merit orders ». Le TYNDP utilise, en revanche, un seul « merit order » par scénario : un « coal-before-gas » en 2025 et un « gas-before-coal » à partir de 2030.

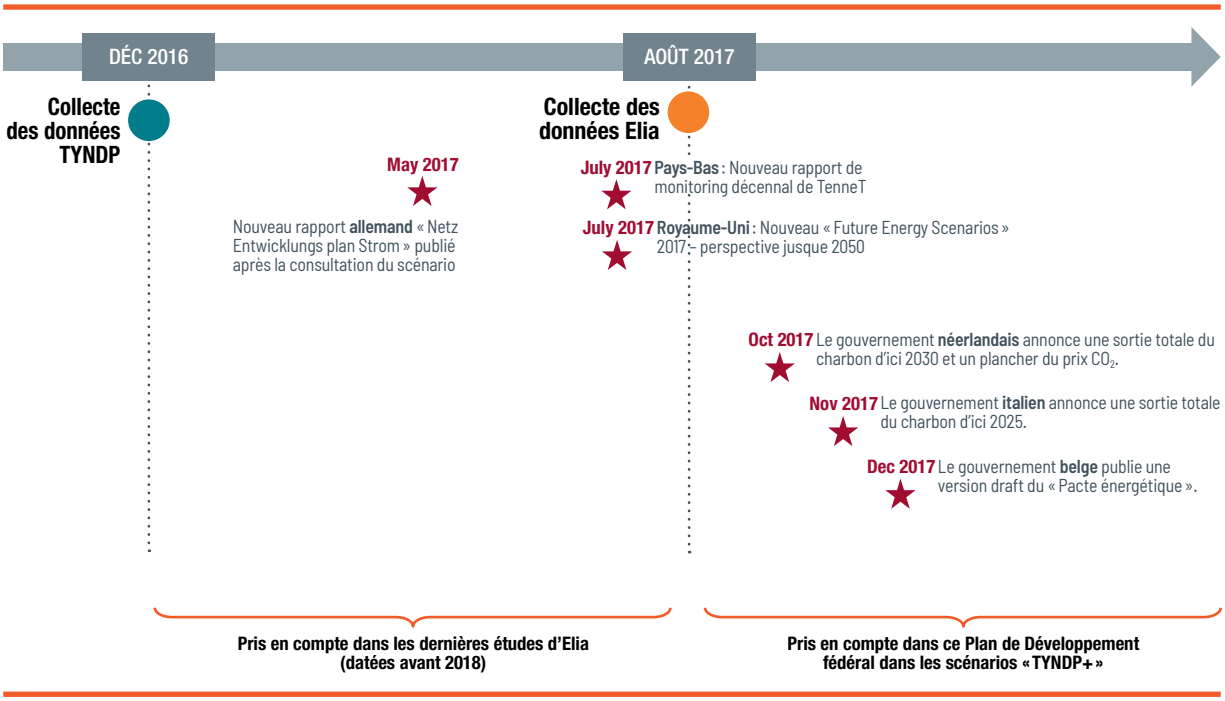


Figure 2.4 : Aperçu des modifications apportées aux scénarios TYNDP+ par rapport aux scénarios TYNDP 2018

8 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf
9 The Latest : Italy to phase out coal for electricity by 2025, Associated Press, Business Insider UK, 10 novembre 2017, http://uk.businessinsider.com/ap-the-latest-italy-to-phase-out-coal-for-electricity-by-2025-2017-11?r=US&IR=T
10 Netherlands to end coal power by 2030, closing down new plants, Climate Home News, 11 octobre 2017, http://www.climatechangenews.com/2017/10/11/netherlands-agrees-coal-phase-calls-stronger-2030-eu-emissions-target/
11 Voici le texte du pacte énergétique, Le soir, 13 décembre 2017, http://www.lesoir.be/129203/article/2017-12-13/voici-le-texte-du-pacte-energetique
12 Stratégie énergétique fédérale, 30 mars 2018, http://www.presscenter.org/fr/pressrelease/20180330/conseil-des-ministres-du-30-mars-2018?setlang=1

2.2.1.3 AMÉLIORATIONS APPORTÉES À LA MODÉLISATION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

La modélisation du système électrique réalisée par ENTSO-E dans le TYNDP 2018 constitue aussi la base des scénarios TYNDP+. Les défauts et paramètres suivants ont toutefois été corrigés et modifiés, entre autres pour permettre une meilleure évaluation de l'impact des mesures de flexibilité et des conditions climatiques sur les résultats économiques :

- Une modélisation améliorée de la gestion de la demande (DSM). Implémentation globale des mécanismes de réduction et déplacement de la demande (voir section §2.3.1.4);
- Une modélisation améliorée des systèmes de stockage de type « batteries » et « vehicle—to-grid » ;
- Une modélisation par unité du parc de production thermique en Europe de l'Ouest (alors que le TYNDP les regroupe par technologie);
- L'examen sur base de l'ensemble des 34 années climatiques pour les résultats économiques.[13] Les résultats publiés sont les valeurs moyennes de ces années climatiques ;
- La réduction du périmètre de simulation (voir section §2);
- L'adaptation, si nécessaire, de la capacité de production thermique dans tous les pays étudiés, sur la base d'une étude d'adéquation complète avec des centaines d'années « Monte-Carlo ». L'objectif est d'obtenir une bonne estimation de la capacité de production thermique future dans tous les pays. Voir paragraphe 2.3.4 ;
- Modélisation des réserves de réseau en appliquant la technique de « thermal derating » basée sur les hypothèses Mid-term Adequacy Forecast 2025[14].

		Scénarios TYNDP 2018	Scénarios TYNDP+
Modélisation	**DSM sheeding**	Pour un nombre limité de pays	Modélisé explicitement pour tous les pays
	DSM shifting	Non inclus	
	Batteries	Pour un nombre limité de scénarios, sans modélisation du réservoir	Modélisé explicitement pour tous les pays en tenant compte des réservoirs
	Vehicle-to-Grid	Pas pris en compte	Pris en compte
	Unités thermiques	Agrégées par technologie	Unité par unité pour la région CWE, l'Espagne et la Grande-Bretagne
	Importation max. simultanée	Pas pris en compte	Pris en compte
	Nombre d'années climatiques	3	Au moins 34
	Périmètre	Toute l'Europe	22 pays
	Adéquation	**Étude d'adéquation limitée** : faible précision (moins d'années climatiques & « Monte-Carlo »)	**Étude d'adéquation complète** avec des centaines d'années « Monte-Carlo »
	Réserves de balancing	Pas pris en compte	Pris en compte par un derating des capacités thermiques par pays sur base des hypothèses du MAF 2025

Figure 2.5 : Principales différences de modélisation entre les scénarios TYNDP et TYNDP+

2.2.1.4 LE SCÉNARIO LARGE SCALE RES POUR 2030 A ÉTÉ AJOUTÉ

Le scénario « Global Climate Action (GCA) » 2030 remplace le EUCO30 dans le TYNDP 2018[15]. Étant donné que le scénario EUCO30 affiche des valeurs très différentes par rapport aux autres scénarios TYNDP (notamment pour le profil de la demande), le scénario « Large Scale RES », dérivé du GCA, a été repris dans la liste de scénarios du Plan de Développement fédéral pour améliorer la cohérence entre les différents horizons temporels.

2.2.1.5 HORIZONS DE TEMPS ÉTUDIÉS

Conformément à l'art. 13 de la loi Électricité, le Plan de Développement fédéral doit couvrir au minimum une période de 10 ans. Étant donné que la durée de vie prévue des projets d'infrastructure est beaucoup plus longue, il est important d'évaluer aussi la robustesse de ces renforcements de réseau à plus long terme. Le développement de renforcements de réseau, de l'identification des besoins à la mise en service finale, prend par ailleurs plusieurs années. Il faut donc anticiper les besoins du système à plus long terme.

13 Étant donné l'ampleur du projet TYNDP2018, ENTSO-E a décidé d'opérer un regroupement des années climatiques. Les résultats sont donc des moyennes pondérées de 3 années climatiques
14 Mid-term Adequacy Forecast 2017, ENTSO-E, 2017, https ://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx) pour chaque pays
15 TYNDP 2018 Scenario Report, ENTSO-E, 2017, https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf

HORIZON 2025

Le scénario TYNDP+ repose également sur le scénario Best Estimate 2025 du TYDNP pour la ligne directrice « best estimate ». Quelques données ont toutefois été modifiées pour la Belgique et les pays voisins afin de s'aligner sur les derniers choix politiques en matière de sortie du charbon et du nucléaire (voir section §2.2.1.2). Après évaluation, on peut affirmer que ces nouvelles valeurs pour la Belgique se situent entre le scénario 2020 du dernier dossier de réserve stratégique[16], qui est un scénario *bottom-up*, et le pacte énergétique 2030[17]. Cette ligne directrice est donc cohérente avec les dernières tendances et reflète les résultats des politiques énergétiques nationales et européennes.

QU'EST-CE QUE LE PACTE ÉNERGÉTIQUE ?

Le « pacte énergétique » belge a été approuvé par les 3 régions et le gouvernement fédéral, et définit la direction à suivre pour la politique énergétique des prochaines années. Les mesures détaillées pour faire de ce pacte une réalité doivent encore être exposées aux niveaux régional et fédéral. Toutefois, plusieurs directives et objectifs sont déjà disponibles dans le document publié[18]. Le pacte énergétique a été approuvé le 30 mars 2018 par le Conseil des ministres et fait depuis lors partie de la Stratégie énergétique fédérale[19].

QU'IMPLIQUE LE PACTE ÉNERGÉTIQUE POUR LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ?

Le pacte vise à décarboniser le secteur énergétique en Belgique afin d'atteindre les objectifs de la COP21 pour lesquels notre pays s'est engagé. Le pacte énergétique contient les éléments-clés suivants pour le secteur de l'électricité :

- Une forte augmentation des sources d'énergie renouvelable d'ici 2030 (3 fois plus que les valeurs actuelles) avec une capacité éolienne offshore supplémentaire (1,7 GW en plus) par rapport à l'objectif 2020 actuel, et au total (plus de) 4 GW de capacité éolienne onshore et 8 GW de capacité photovoltaïque ;
- Une augmentation des options de flexibilité pour pallier le caractère variable des sources d'énergie renouvelable. Ceci peut être assuré par des interconnexions supplémentaires, la flexibilité de la demande, une production flexible, des installations de stockage ou d'autres technologies ;
- Une part croissante de véhicules à émission nulle, dont les véhicules électriques.

Les études récentes menées par l'UGent et le Bureau fédéral du Plan[20] contiennent également des chiffres pour la capacité installée de SER fournie par les autorités fédérales, respectivement jusque 2050 et jusque 2040. Ceci donne lieu à (estimation sur la base de la capacité de sources renouvelables proposée) :

- une part de 35 % de SER-E en 2025 ;
- une part de 45 % de SER-E en 2030 ;
- une part de 65 % de SER-E en 2040 ;
- une part de 75 % de SER-E en 2050.

QUELS SONT LES SCÉNARIOS À LONG TERME UTILISÉS DANS CE PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL QUI SE RAPPROCHENT LE PLUS DES VALEURS DU PACTE ÉNERGÉTIQUE POUR LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ?

Trois trajets à long terme sont quantifiés dans ce plan pour le système électrique européen. La proposition reprise dans le scénario Large Scale RES, selon laquelle la Belgique investit fortement dans le développement de parcs éoliens offshore et onshore, se rapproche le plus des valeurs du pacte énergétique. Le pacte énergétique est, par ailleurs, une combinaison du scénario Decentral et Large Scale RES en ce qui concerne le développement photovoltaïque et l'option de flexibilité (7 GW d'offshore combinés à 17 GW de photovoltaïque d'ici 2040).

CONCORDANCE AVEC LA POLITIQUE EUROPÉENNE

Dans le cadre de la politique climatique européenne et des objectifs 2030, chaque État membre doit soumettre un « plan d'action climatique et énergétique national » dans le courant 2018-2019. Des objectifs nationaux (comme cela a été le cas dans le passé pour 2020) peuvent ensuite être imposés afin d'atteindre les objectifs européens en matière de développement des SER.

16 The need for strategic reserve for winter 2018-19, Elia, novembre 2017, http://www.elia.be/~/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/171129_ELIA%20AR-Winter_UK.pdf
17 Impact du Pacte, Chiffres additionnels à l'appui du Pacte énergétique, février 2018, https://www.plan.be/publications/publication-1755-fr-impact+du+pacte+chiffres+additionnels+a+l+appui+du+pacte+energetique
18 Voici le texte du pacte énergétique, Le soir, 13 décembre 2017, http://www.lesoir.be/129203/article/2017-12-13/voici-le-texte-du-pacte-energetique
19 Stratégie énergétique fédérale, 30 mars 2018, http://www.presscenter.org/fr/pressrelease/20180330/conseil-des-ministres-du-30-mars-2018?setlang=1
20 Impact du Pacte, Chiffres additionnels à l'appui du Pacte énergétique, Bureau fédéral du Plan, février 2018, https://www.plan.be/publications/publication-1755-fr-impact+du+pacte+chiffres+additionnels+a+l+appui+du+pacte+energetique

HORIZON 2030

L'année 2030 est considérée comme l'année de référence dans le processus TYNDP 2018. Comme nous l'avons mentionné précédemment, trois lignes directrices *top-down* ont été établies en concertation avec les acteurs du marché de l'énergie (organisations de consommateurs, producteurs, régulateurs...) et complétées d'un scénario fourni par la Commission européenne. ENTSO-E a effectué une mise à jour des données en décembre 2017 (le scénario re-run) en vue de travailler avec des informations aussi actuelles que possible pour cet horizon de temps.

HORIZONS 2035 ET 2040

Le Plan de Développement fédéral inclut également une perspective à long terme afin d'identifier les besoins et tendances qui s'inscrivent sur le long terme. L'horizon 2035 n'est pas disponible dans le TYNDP 2018, mais a été développé par Elia pour donner une meilleure idée de l'évolution dans le temps du besoin en nouveaux projets de développement de réseau.

Par ailleurs, le processus TYNDP 2018 utilise seulement les horizons 2025 et 2030 pour l'analyse coûts-bénéfices des développements de réseau proposés, tandis que l'horizon 2040 sert uniquement à identifier les besoins du système en termes de renforcements du réseau. Le Plan de Développement fédéral reprend toutefois les résultats de marché des scénarios TYNDP+ pour tous les horizons de temps, de 2025 à 2040 inclus, dans l'évaluation coûts-bénéfices.

2.2.2 PÉRIMÈTRE DE SIMULATION

Le réseau belge étant fortement interconnecté, les conditions dans les pays voisins sont cruciales pour évaluer les renforcements de réseau envisagés. Tous les scénarios simulent donc un grand nombre de pays européens. Ceci permet d'analyser les développements européens, comme ceux qui soutiennent les objectifs de décarbonisation, sur le système énergétique européen dans son ensemble. La figure 2.6 donne un aperçu graphique des périmètres de simulation des scénarios TYNDP d'une part, et des scénarios TYNDP+ d'autre part. Le périmètre de simulation plus étendu utilisé dans le TYNDP n'a pas d'impact significatif sur la Belgique ni les projets belges. Il concerne principalement les pays baltes et la région des Balkans.

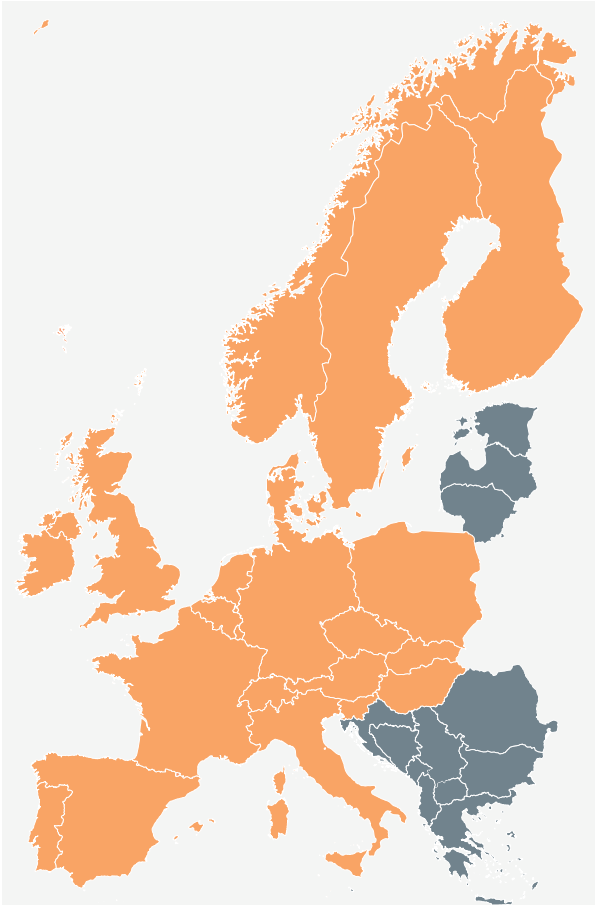


Figure 2.6 : Périmètres de simulation utilisés pour le Plan de Développement fédéral

2.3 PRINCIPALES HYPOTHÈSES PAR SCÉNARIO

Pour une description détaillée des scénarios TYNDP, nous renvoyons au « TYNDP 2018 Scenario Report »[21] pour la Belgique. Les améliorations apportées à ces scénarios pour aboutir aux scénarios TYNDP+ sont notamment décrites plus en détail dans ce paragraphe.

Trois étapes sont respectées afin de quantifier les scénarios. Les 5 hypothèses principales sont tout d'abord définies par pays : la demande en électricité, la capacité installée de sources de production renouvelable, la capacité installée de sources de production thermique, la flexibilité de la demande et les possibilités de stockage de l'énergie. Les paramètres globaux sont ensuite déterminés : le réseau de référence pris en considération pour les capacités d'échange de marché, et les prix des combustibles et du CO_2. Enfin, une étude d'adéquation est menée pour l'ensemble des pays simulés de manière à répondre aux critères définis en matière de sécurité d'approvisionnement dans chaque scénario étudié.

Les hypothèses pour les scénarios TYNDP et TYNDP+ sont décrites ci-après. Pour éviter toute confusion, seules les hypothèses pour les scénarios TYNDP+ sont détaillées textuellement. Les hypothèses utilisées pour les scénarios TYNDP sont disponibles au format Excel sur le site web d'ENTSO-E[22].

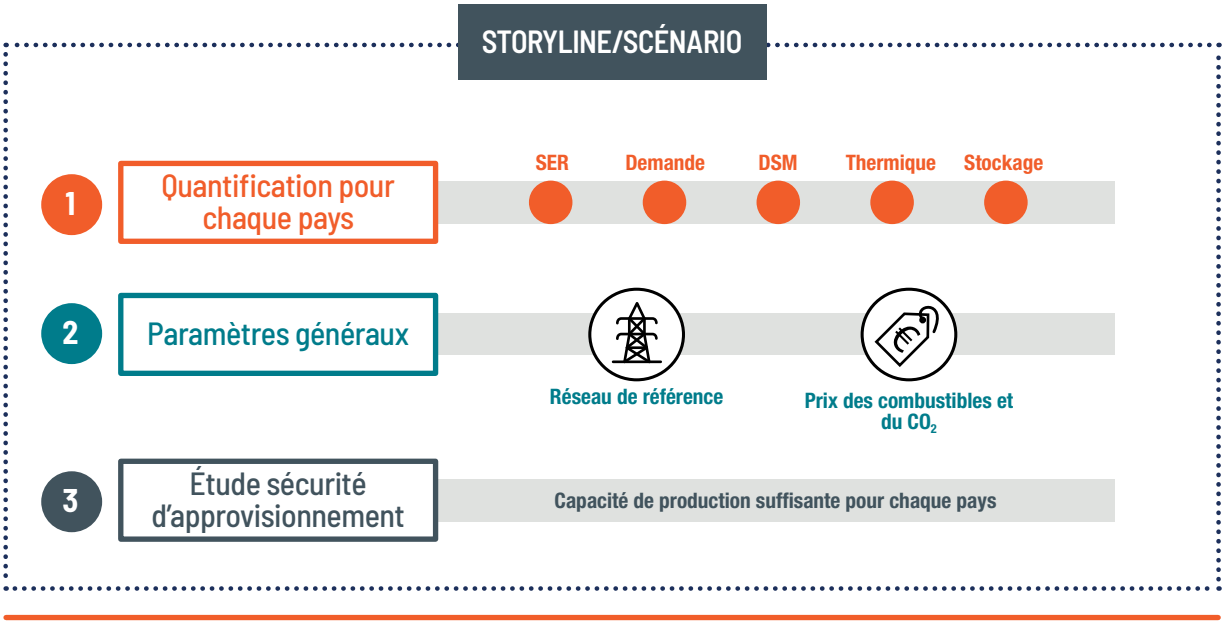


Figure 2.7 : Quantification des scénarios

21 TYNDP 2018 Scenario Report, ENTSO-E, mars 2018, https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf et à « l'Étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 » (Direction générale de l'Énergie du SPF Économie et Bureau fédéral du Plan, janvier 2015, https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/EPE2-FR-V2.pdf)

22 Project list TYNDP2016 assessments.xlsx, ENTSO-E, 5 novembre 2015, https://www.entsoe.eu/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018_Market_Data_provisional.xlsx&action=default

2.3.1 QUANTIFICATION POUR LA BELGIQUE

Les hypothèses principales pour la Belgique, sur lesquelles sont basés les scénarios du Plan de Développement fédéral, sont reprises ci-dessous. Des explications sont données, par scénario, pour les hypothèses relatives à la demande électrique, à la capacité installée d'énergie renouvelable, au parc de production belge, à l'utilisation du *Demand Side Management* (DSM) (tant le report de la consommation dans le temps, que la réduction temporaire de la consommation), ainsi qu'aux possibilités de stockage.

2.3.1.1 ÉVOLUTION DE LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ POUR LA BELGIQUE

La méthode de travail employée pour évaluer la demande électrique future en Belgique et dans les autres pays de la simulation se base sur la méthodologie du TYNDP. La demande électrique totale tient compte de la demande sur le réseau Elia et de la demande sur le réseau de distribution (pertes incluses). Étant donné la rareté des mesures trimestrielles sur les réseaux de distribution, cette demande est évaluée à l'aide d'une combinaison de valeurs calculées, mesures et extrapolations.

L'évolution de la demande en électricité repose sur les 3 piliers suivants :

1. L'augmentation de la demande en raison de la croissance économique et démographique compensée par les gains en efficacité ;
2. L'électrification croissante résultant d'une plus forte pénétration des véhicules électriques et des pompes à chaleur (hybrides & électriques);
3. La thermosensibilité de la consommation.

La définition de ces piliers est basée sur la méthodologie développée par ENTSO-E et a été soumise à une consultation publique dans ce cadre. Cette méthode de travail est décrite plus en détail dans l'étude Elia[23], et le dernier rapport MAF d'ENTSO-E[24].

Les résultats suivants ont ainsi été obtenus pour l'évolution de la demande :

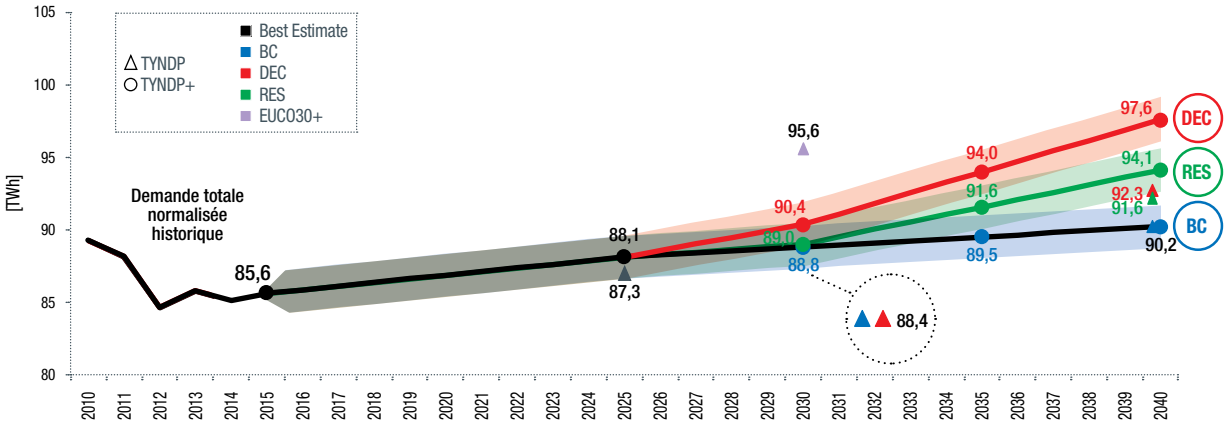


Figure 2.8 : Évolution de la demande totale en électricité dans les différents scénarios

La demande de pointe, lissée sur l'ensemble des années climatiques, est estimée à 14 GW en 2025. Elle augmente légèrement vers 2030 avec une demande de pointe moyenne comprise entre 14,2 et 14,4 GW, selon l'électrification considérée dans le scénario.

Pour 2040, étant donné la plus grande diversification des hypothèses en matière d'électrification (tant dans la pénétration des pompes à chaleur que celle des véhicules électriques), une différence de 1 GW est observée entre les scénarios dans la demande de pointe moyenne. Le scénario « Large Scale RES » présente une demande de pointe supérieure de 1 GW par rapport au scénario « Base Case ». La même différence peut être constatée entre les scénarios « Decentral » et « Large Scale RES ».

La figure 2.9 reprend les courbes monotones de la demande électrique belge totale. Plus d'informations à ce sujet sont disponibles dans l'étude d'Elia[25].

23 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf
24 Mid-Term Adequacy Forecast 2017 edition, ENTSO-E, octobre 2017, https ://www.entsoe.eu/Documents/SDC %20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf
25 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/aboutelia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

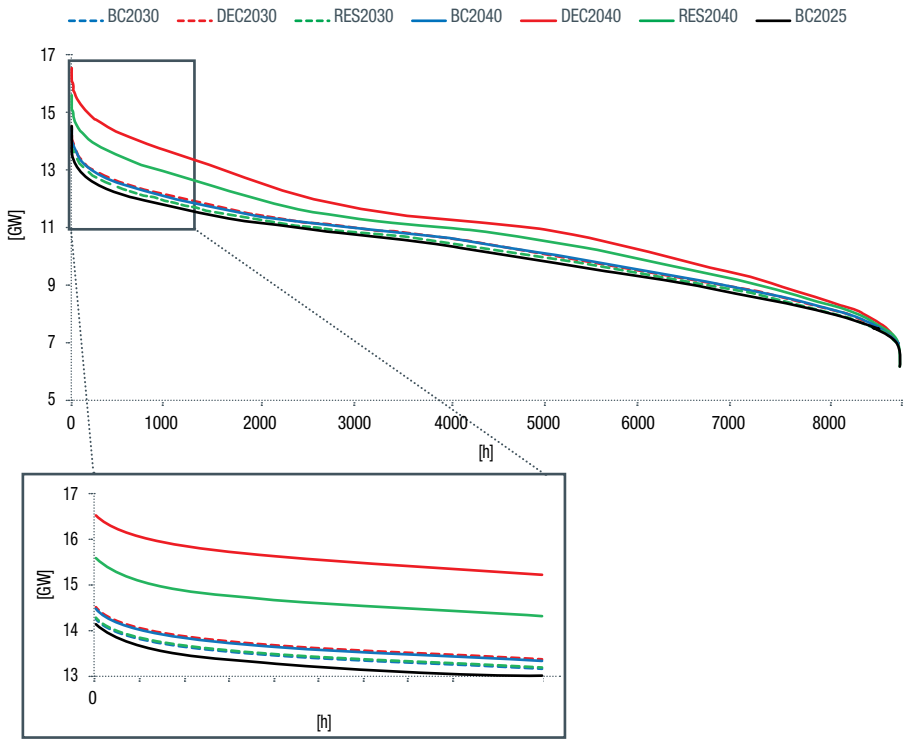


Figure 2.9 : Courbe monotone de la demande électrique totale pour la Belgique (moyenne sur l'ensemble des années climatiques)

2.3.1.2 ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ RENOUVELABLE POUR LA BELGIQUE

Le calcul de la *capacité éolienne onshore* à court terme se fonde sur les dernières projections des régions. Des informations quantitatives à ce sujet sont disponibles dans[26]. Ce rythme de croissance est ensuite mis à l'échelle selon la philosophie des lignes directrices :

- Dans le scénario « Base Case » (BC), la moitié du rythme de croissance attendu entre 2015 et 2020 est appliqué aux horizons de temps ultérieurs ;
- Dans le scénario « Decentral » (DEC), ce rythme de croissance est repris sans adaptation pour les horizons de temps ultérieurs ;
- Le scénario « Large Scale RES » (RES) prévoit deux fois ce rythme de croissance jusqu'en 2040. Le potentiel maximal d'éolien onshore pour la Belgique est par conséquent presque atteint.

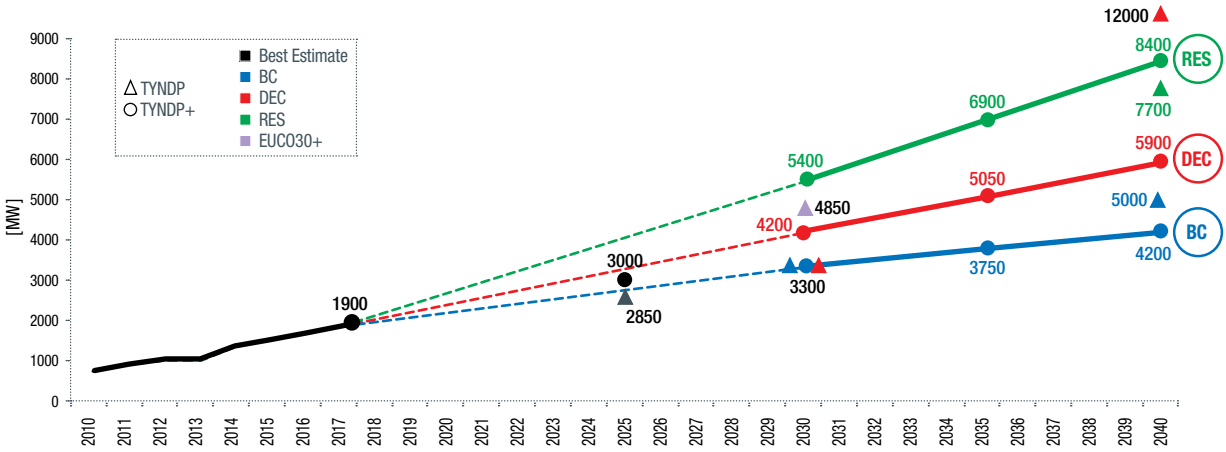


Figure 2.10 : Résumé des hypothèses pour l'énergie éolienne onshore en Belgique

La **capacité éolienne offshore** est déterminée en fonction de la capacité éolienne offshore de 2,3 GW déjà planifiée. Elle est complétée comme suit pour l'horizon 2030 :

- Aucune augmentation de la capacité éolienne offshore dans les scénarios « Base Case » et « Decentral » d'ici 2030. Par après, une hausse jusqu'à respectivement 4 et 5 GW est planifiée d'ici 2040 ;
- Une hausse jusqu'à 4 GW d'ici 2030 dans le scénario « Large Scale RES » et la réalisation du potentiel offshore maximal de 8 GW en 2040[27].

Le gouvernement étudie actuellement les possibilités de développer une capacité offshore supplémentaire (en plus des 2,3 GW déjà prévus). Pour davantage d'informations à ce sujet et les implications sur les besoins en renforcements du réseau, voir le chapitre 4.

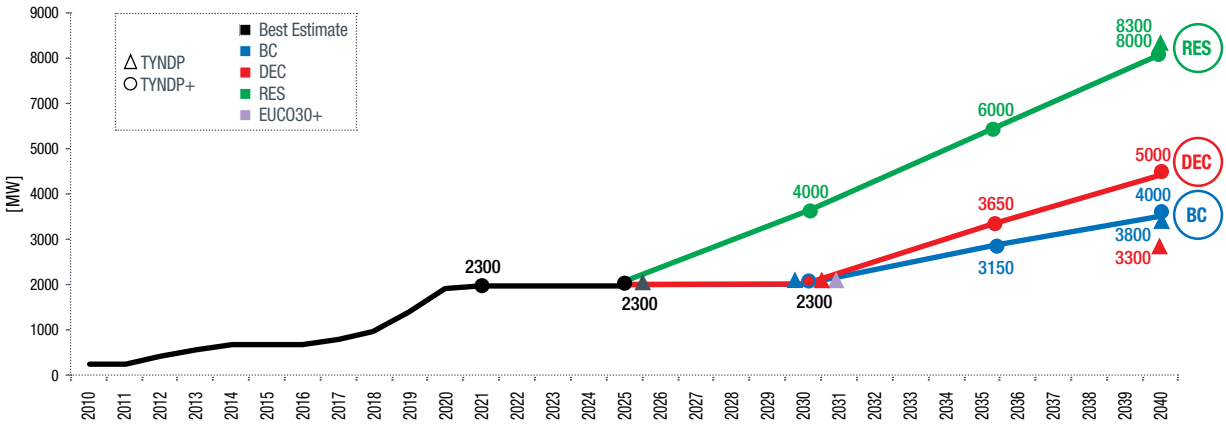


Figure 2.11 : Résumé des hypothèses pour l'énergie éolienne offshore en Belgique

26 The need for strategic reserve for winter 2018-19, Elia, novembre 2017, http://www.elia.be/~/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/171129_ELIA%20AR-Winter_UK.pdf
27 Notons que la capacité offshore considérée dans le scénario « Global Climate Action 2040 » du TYNDP équivaut à 8,3 GW. Cette capacité est revue à la baisse (à 8 GW) pour le prochain TYNDP

La capacité future d'**énergie solaire** installée repose également sur les projections des régions. Des rythmes de croissance constants sont adoptés, pour que :

- Dans le scénario « Base Case » (BC), 6 GW soient atteints en 2040, avec une augmentation de capacité de 100MW par an ;
- Dans le scénario « Decentral » (DEC), 10 GW soient atteints en 2040, avec une augmentation de capacité de 300MW par an ;
- Dans le scénario « Large Scale RES », 18 GW soient atteints en 2040, avec une augmentation de capacité de 600 MW par an.

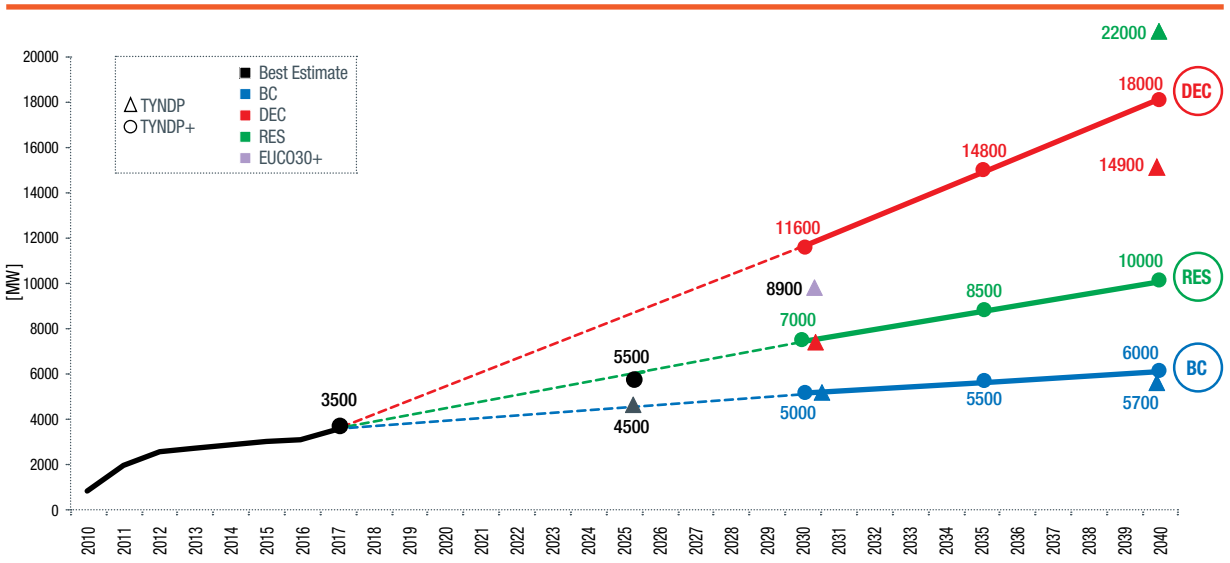


Figure 2.12 : Résumé des hypothèses pour l'énergie solaire en Belgique

2.3.1.3 ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ EN CENTRALES THERMIQUES POUR LA BELGIQUE

La capacité thermique se compose de centrales nucléaires, de centrales au gaz à cycle ouvert, de centrales au gaz à cycle combiné, de cogénération, de centrales biomasse et d'incinérateurs de déchets. Les volumes présumés sont divisibles en 2 volets. Le premier consiste en l'extrapolation de la composition du parc de production thermique actuel, qui tient compte des hypothèses suivantes :

- La capacité nucléaire s'élève pour tous les horizons de temps à 0 MW, conformément à la loi belge sur la sortie du nucléaire et la décision prise en 2003 de ne construire aucune nouvelle centrale nucléaire[28] et les modifications de loi de 2013[29] et 2015[30] ;
- Les unités de pointe actuelles (turbojets et groupes diesel) auront disparu du réseau d'ici 2025 ;
- Une durée de vie de 25 ans est assumée pour les centrales au gaz et les centrales combinées à vapeur et à gaz. Ceci entraîne une capacité restante de 2,3 GW en 2025 et 2030, et de 0 GW en 2040[31] ;
- La capacité de cogénération et d'incinérateurs de déchets est supposée constante, à respectivement 1800 MW et 300 MW ;
- La capacité d'unités biomasse est supposée stable à l'avenir. Elle s'élève à 900 MW pour l'ensemble des scénarios et horizons de temps.

28 Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, Justice, 2003, http ://www.ejustice.just.fgov.be/eli/loi/2003/01/31/2003011096/justel
29 Loi modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité et modifiant la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales, Justice, 2013, http ://www.ejustice.just.fgov.be/eli/loi/2013/12/18/2013011640/justel
30 Loi modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique, Justice, 2015, http ://www.ejustice.just.fgov.be/eli/loi/2015/06/28/2015011262/justel
31 Voir étude (Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, Novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf) pour plus d'informations

L'hypothèse utilisée dans cette étude pour l'évolution du parc nucléaire belge sur base sur la législation actuelle. Les données planifiées pour la mise hors service des différents réacteurs sont les suivantes :

- Doel 3 : 1er octobre 2022
- Tihange 2 : 1er février2023
- Doel 1 : 15 février 2025
- Doel 4 : 1er juillet 2025
- Tihange 3 : 1er septembre 2025
- Tihange 1 : 1er octobre 2025
- Doel 2 : 1er décembre 2025

La figure 2.13 illustre la mise hors service des centrales nucléaires selon la législation actuelle. L'évolution de la capacité thermique requise (capacité de gaz existante et capacité supplémentaire nécessaire pour adéquation) est représentée schématiquement à la figure 2.14.

L'analyse de bien-être socio-économique des projets présentés à la section 3.4 prend en compte un volume additionnel de production thermique pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Pour ces analyses, ce volume supplémentaire est considéré comme étant composé de centrales au gaz efficaces (type STEG). Il est important de comprendre que cette hypothèse n'offre pas de sécurité pour le futur mix énergétique en Belgique et que les résultats dépendent de la technologie choisie. Les hypothèses pour le TYNDP sont disponibles sur le site web d'ENTSO-E[32] et dans le rapport de monitoring publié par le SPF Économie[33].

Lorsque les analyses effectuées nécessitent une localisation de la capacité thermique en Belgique (par exemple à la section 3.4.5 pour déterminer le besoin évité de redispatching), le volume additionnel susmentionné est réputé composé de centrales pour lesquelles une réservation de capacité a déjà été obtenue (voir section 4.1.1), complétées de plus petites unités réparties uniformément à travers le réseau de transport belge.

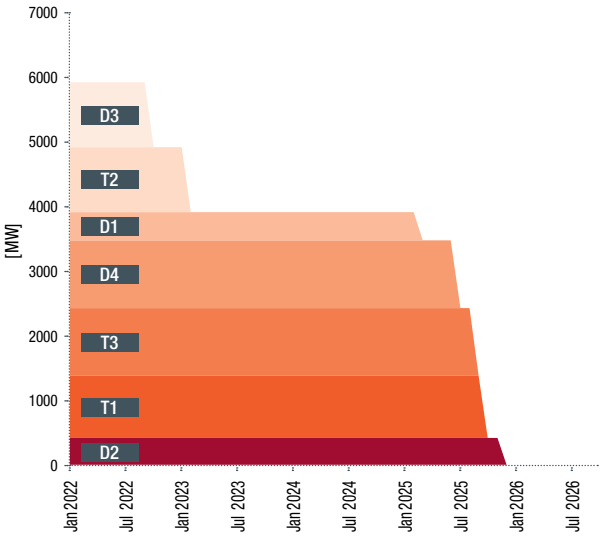


Figure 2.13 : Évolution de la capacité nucléaire installée en Belgique

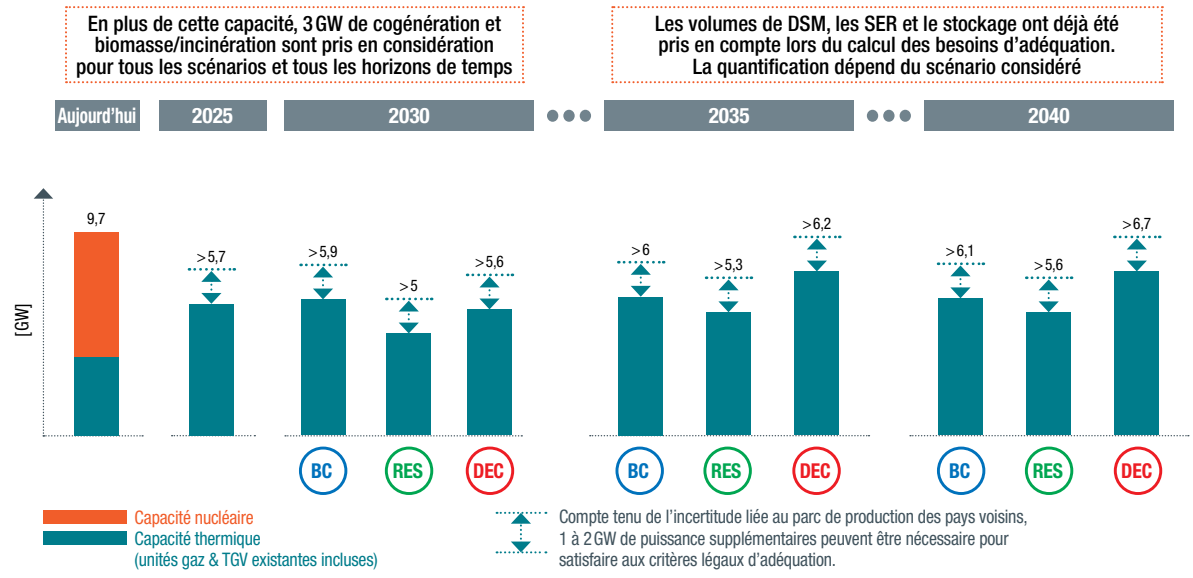


Figure 2.14 : Évolution de la capacité thermique requise (capacité de gaz existante comprise)

32 TYNDP 2018 - Scenario Report, ENTSO-E, 2018, http ://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/

33 « Rapport complémentaire Électricité ~ Rapport de monitoring de la sécurité d'approvisionnement », Direction générale de l'Énergie du SPF Économie et Bureau fédéral du Plan, décembre 2017, https ://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-monitoring-electricite-2017.pdf

2.3.1.4 ÉVOLUTION DE LA FLEXIBILITÉ DE LA DEMANDE POUR LA BELGIQUE

L'une des grandes différences par rapport aux scénarios TYNDP 2018 est que la gestion de la demande est modélisée de manière beaucoup plus détaillée dans le scénario TYNDP+. On distingue deux types de gestion de la demande : la réduction de la demande et le report de la demande.

Pour la réduction de la demande, une étude de marché menée par E-cube dans le cadre de la définition du volume des réserves stratégiques est prise en compte[34]. La puissance fournie au marché pour 2016 a ici été définie à 637 MW.

- Les scénarios « Base Case » et « Large Scale Res » s'appuient sur une croissance annuelle de 4 % de la gestion de la demande à partir de ce point ;
- Le scénario « Decentral » s'appuie sur une croissance annuelle de 8 %.

Après 2030, on suppose que le volume de gestion de la demande disponible sur le marché restera constant, à l'exception d'une légère augmentation dans le « Large Scale RES », comme l'indique la figure 2.14.

On considère que le report de la demande est notamment corrélé aux nouvelles technologies (véhicules électriques, batteries, pompes à chaleur hybrides, compteurs numériques…). Un pourcentage de la demande, provenant de ces technologies, peut être déplacé dans le temps. Plus de détails à ce sujet sont disponibles dans[35] pour les scénarios TYNDP.

2.3.1.5 ÉVOLUTION DES POSSIBILITÉS DE STOCKAGE POUR LA BELGIQUE

Trois grandes technologies permettant le stockage de l'énergie électrique sont modélisées dans les scénarios : les centrales de pompage, les véhicules électriques (« Vehicle-to-Grid » – V2G) et les batteries autonomes. Les technologies de stockage intersaisonnières et la transformation de l'électricité excédentaire en autres formes d'énergie (comme le « Power-to-X ») n'ont pas été prises en considération pour tous les horizons de temps. Ce type de solution peut toutefois jouer un rôle clé à l'avenir dans la réalisation des objectifs climatiques à long terme afin d'évacuer la grande quantité d'énergie renouvelable et de pouvoir l'utiliser dans d'autres secteurs.

CENTRALES À ACCUMULATION PAR POMPAGE

La capacité installée actuelle de 1,3 GW pour le stockage par pompage en Belgique (Coo 1 & 2 et Plate Taille) est considérée comme telle dans tous les scénarios et horizons de temps (pour les scénarios TYNDP et TYNDP+). Le volume de réservoir distribuable s'élève à 5,3 GWh (5,8 GWh, dont 0,5 GWh est considéré comme réservé aux services auxiliaires). Une capacité supplémentaire de 600 MW a été prévue dans le scénario « Large Scale RES » en 2030 et 2040. Le réservoir total a été augmenté proportionnellement pour atteindre 7,7 GWh.

La figure 2.15 ci-dessous représente les hypothèses retenues pour les différents scénarios.

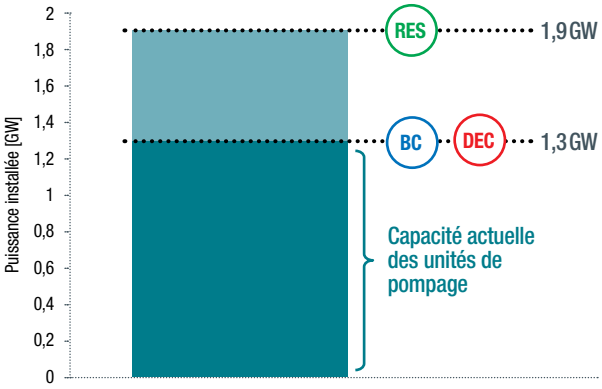


Figure 2.15 : Hypothèses pour les centrales de pompage

34 The need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/20170511_E-Cube_Market %20Response_Report_phase1.pdf et http ://www.elia.be/~/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/Elia_Market %20Response_Implementation %20report.pdf

35 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf et TYNDP 2018 Scenario Report, ENTSO-E, 2017, https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf

VÉHICULES ÉLECTRIQUES ET BATTERIES

Outre les centrales de pompage, d'autres technologies de stockage de l'énergie électrique sont également examinées dans les différents scénarios, à savoir les batteries autonomes et « vehicle-to-grid ». Le présent Plan de Développement fédéral reprend les hypothèses analysées dans l'étude[36]. Les hypothèses pour 2035 reposent principalement sur une interpolation linéaire entre les puissances installées de 2030 et 2040.

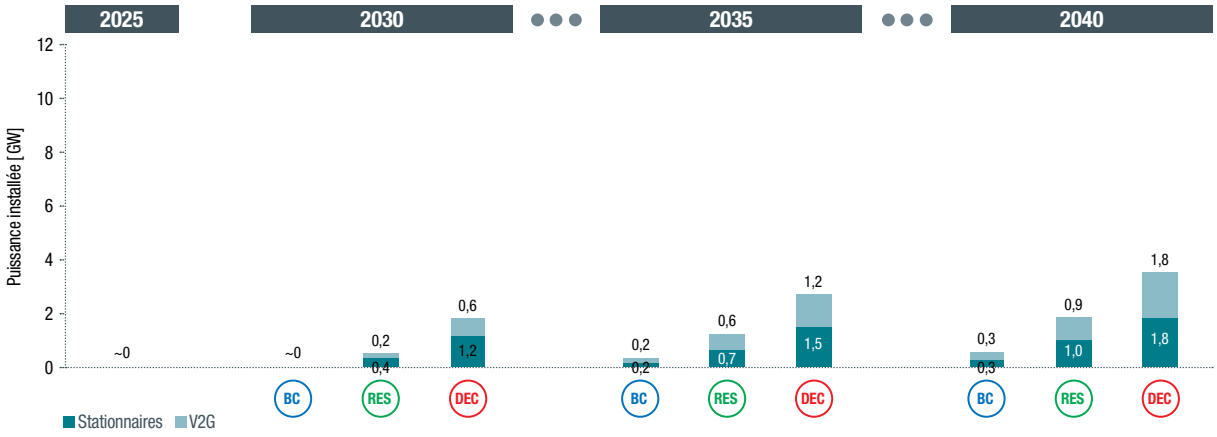


Figure 2.16 : Hypothèses pour le stockage de l'énergie électrique

2.3.2 QUANTIFICATION DE NOS PAYS VOISINS

Une description des hypothèses utilisées pour les pays voisins en matière de capacité nucléaire et charbon pour les scénarios TYNDP+ est reprise ci-dessous. Les hypothèses pour les autres pays inscrits dans le périmètre de simulation ont déjà été abordées à la section 2.5 des études[37].

PAYS-BAS

Les capacités installées concordent avec le « Monitoring report » de TenneT[38] et l'ensemble des données utilisé dans les scénarios TYNDP 2018. Comme précisé dans la section §2.2.1.2, le nouvel « Overheidsovereenkomst » (accord gouvernemental) néerlandais prévoit une sortie totale du charbon pour 2030. Cet accord est repris dans les hypothèses employées pour les scénarios TYNDP+. La figure 2.17 résume toutes ces hypothèses.

		2016	2025	2030			2035			2040		
				BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	X	X	X	X	X	X
		5,7	3,4	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	onshore	4	6	7,5	7	7,5	7,5	7	7,5	7,5	7,5	7,5
	offshore	0,5	5	5,5	9	9	9	9,5	15	12	10	21
		1,5	7,5	11,5	16,5	11,5	13,5	23,5	15	15	30	19

Figure 2.17 : Hypothèses pour la capacité nucléaire, charbon et énergies renouvelables aux Pays-Bas

36 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/aboutelia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf
37 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/aboutelia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf
38 Rapport Monitoring Sécurité d'approvisionnement 2014-2030, TenneT TSO B.V., juillet 2015, https ://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2014-2030.pdf

FRANCE

Les hypothèses pour la France sont identiques à celles de l'étude[39]. Les scénarios « Base Case » et « Decentral » pour 2030 s'appuient sur un démantèlement d'environ 10 GW de capacité nucléaire. Cela suppose que la production d'électricité d'origine nucléaire sera active pendant 50 ans. Le scénario « Large Scale RES » part de l'hypothèse que cette théorie correspond à la loi française « Transition énergétique » et à l'apport du GRT français (RTE) pour les scénarios TYDNP 2018. 30 GW de capacité nucléaire ont été envisagés dans tous les scénarios pour 2040. Cette traduction correspond à la moitié de la capacité installée aujourd'hui en France. La capacité liée au charbon en France est de 0 MW à partir de 2030 pour tous les scénarios, ce qui correspond aux projets du gouvernement français. La figure 2.18 résume l'ensemble de ces hypothèses.

		2016	2025	2030			2035			2040		
				BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
		63	57	52	52	38	41	41	34	30	30	30
		3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	onshore	12	26,5	36,5	36,5	36,5	42	46,5	42,5	48	57	49
	offshore	0	3,5	7	7	15	8,7	10,5	17,5	10,5	14	20
		6,7	15	31	42	31	36	63	46	41	83	61

Figure 2.18 : Hypothèses pour la capacité nucléaire, charbon et énergies renouvelables en France

GRANDE-BRETAGNE

Les hypothèses relatives à la capacité de production reposent sur le dernier rapport « Future Energy Scenario's » (FES) de National Grid et publié en juillet 2017. Ces scénarios ont été soumis à une consultation publique à une grande échelle et détaillent plusieurs perspectives d'avenir énergétique pour la Grande-Bretagne. La traduction du FES est effectuée comme suit :

- Le scénario FES « Slow Progression » est utilisé pour le scénario « Base Case » ;
- Le scénario FES « Consumer Power » est utilisé pour le scénario « Decentral » ;
- Le scénario FES « Two Degrees » est utilisé pour le scénario « Large Scale RES ».

Si le charbon est déjà retiré du marché en 2025 dans tous les scénarios, une autre évolution en matière de capacité nucléaire est utilisée pour les différents scénarios. Le scénario « Large Scale RES » prévoit la construction de nouvelles installations pour compenser les fermetures, étant donné que les installations existantes atteignent leur durée de vie technique maximale. Jusqu'à 8 GW sont atteints en 2030. En 2040, des unités nucléaires supplémentaires amènent ce chiffre à 16 GW. Dans les autres scénarios, la vitesse de construction est moins rapide. La figure 2.19 résume ces hypothèses.

		2016	2025	2030			2035			2040		
				BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
		9	4,6	4	4	8	6,5	9	12	9	14	16
		13	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	onshore	10	16,5	17,5	16,5	18,5	18	17	19,5	18,5	17,5	20,5
	offshore	5	15	19,5	18	22,5	22	20	26	24	21,5	29,5
		11	18	23,5	32	27	26,5	36,5	31	29	41	35

Figure 2.19 : Hypothèses pour la capacité nucléaire, charbon et énergies renouvelables en Grande-Bretagne

39 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, Novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

ALLEMAGNE

Les données relatives aux capacités thermiques pour l'Allemagne reposent sur les scénarios du NEP (Netzentwicklungsplan) pour 2030 [NEP-1]. Le scénario « Base Case » suit le « NEP-scenario B », qui préconise un démantèlement d'environ 20 GW de capacité de charbon entre 2014 et 2030. Le « NEP-scenario C » est suivi pour les scénarios « Decentral » et « Large Scale RES », ce qui engendre 20 GW restants de production au charbon et au lignite en 2030.

Pour 2040, les scénarios « Base Case » et « Decentral » prévoient un maintien de 12 GW en capacité de charbon et de lignite, tandis qu'une disparation complète est envisagée dans le scénario « Large Scale RES ». La production nucléaire n'est pas prise en compte en 2030, ce qui concorde avec les projets allemands de sortie du nucléaire. La figure 2.20 résume toutes ces hypothèses.

Les sources des données allemandes pour l'énergie renouvelable sont reprises à la section 2.5 de l'étude d'Elia[40].

		2016	2025	2030			2035			2040		
				BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
		11	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		48	31	25	20	20	18	16	16	12	12	X
	onshore	46	55,5	58,5	62,5	72	61	64,5	77	63,5	66,5	81,5
	offshore	4	11	14,5	17,5	24,5	19	23,5	29	23,5	29,5	33,5
		41	57,5	66	100	81,5	70,5	143	111	75	186	141

Figure 2.20 : Hypothèses pour la capacité nucléaire, la production de charbon et les énergies renouvelables en Allemagne



40 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

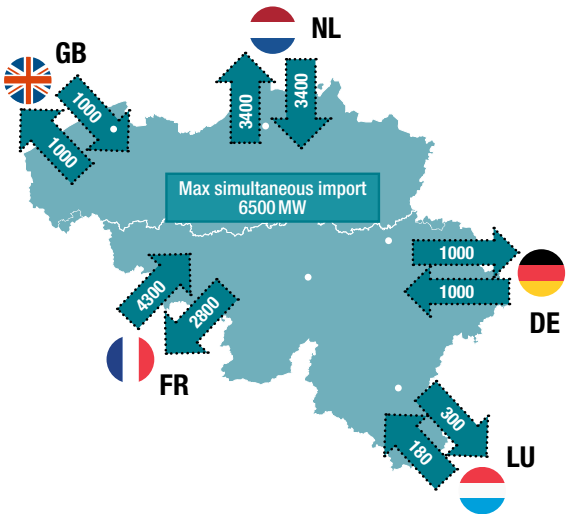
2.3.3 PARAMÈTRES GLOBAUX

2.3.3.1 CAPACITÉS D'ÉCHANGE DE MARCHÉ ENTRE LES ZONES D'ENCHÈRES

Pour évaluer l'augmentation du bien-être socio-économique liée au développement des capacités d'échange de marché entre les zones de dépôt des offres, une hypothèse doit être faite concernant le point de départ à utiliser. La méthodologie utilisée correspond à la méthodologie NTC, dans laquelle l'ensemble des valeurs NTC forment un réseau de référence.

En février 2018, ENTSO-E a publié le nouveau réseau de référence pour l'exécution d'analyses coûts-bénéfices dans le TYDNP 2018[41]. Ce réseau de référence a été élaboré en tenant compte de la maturité des projets d'interconnexion en cours, et a pour objectif de permettre une analyse coûts-bénéfices harmonisée des projets d'interconnexion. Ce réseau de référence est aussi utilisé comme tel par Elia dans ce Plan de Développement, voir aussi chapitre 3.

Notons ici que ce réseau de référence a évolué par rapport au MAF 2017[42] et par extension à l'étude Elia[43]. Les frontières belges sont inchangées ; on constate toutefois une augmentation des capacités d'échange de marché sur les frontières de nos pays voisins, comme indiqué à la figure 2.21. De manière générale, cela augmente la convergence des prix qui est atteinte avec le réseau de référence et réduit donc l'effet d'intégration de marché de chaque projet individuel dans le cadre d'une analyse coûts-bénéfices.



	Réseau de référence 2025 « Scénarios énergétiques pour 2050 »	Réseau de référence 2025 « Plan de Développement fédéral »
Réseau de référence	Mid-term Adequacy Forecast (publié en **oct. 2017**)	TYNDP 2018 (infos disponibles en **fév. 2018**)

FR – GB : +2800 MW
GB – NO : +1400 MW
DE – GB : +1400 MW
DE – FR : +1200 MW
DE - CZ : +500 MW

Principales différences pour les pays voisins

Figure 2.21 : Principaux changements entre le réseau de référence du MAF 2017 et le TYNDP 2018

41 Voir les valeurs correspondant au « NTC 2027 Reference grid » dans le tableau de la page 3 dans https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/TYNDP2018/System_Need %20Report.pdf
42 Une description complète des NTC utilisées dans le MAF 2017 peut être consultée sur https ://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx
43 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

2.3.3.2 PRIX DES COMBUSTIBLES ET DU CO_2

Les informations concernant les prix des combustibles et du CO_2 reposent sur le rapport « World Energy Outlook » de l'IEA[44]. Deux sensibilités/variantes ont été développées pour chaque ligne directrice afin de couvrir l'impact considérable de l'évolution incertaine des prix de l'énergie primaire et du CO_2 :

- *Coal before Gas* (C2G) : faible prix du CO_2, le gaz est plus cher que le charbon ;
- *Gas before Coal* (G2C) : prix du CO_2 élevé, le gaz est moins cher que le charbon.

Les hypothèses prises en considération pour ces deux configurations sont présentées à la figure 2.22.

Prix en €2015/$2015	2016	2025	2030		2035		2040	
	Prix indicatifs	Best Estimate C2G	New Policies C2G	450 G2C	New Policies C2G	450 G2C	New Policies C2G	450 G2C
Charbon [€/tonne charbon]	≈60	63	67	51	68	49	69	46
Gaz [€/MWh]	≈15	25	32	29	34	30	35	30
Prix CO_2 [€/tCO_2]	≈5	26	33	90	39	108	45	126
Pétrole brut [$/baril]	≈60	93	111	73	118	76	124	78

Source : World Energy Outlook 2016

Figure 2.22 : Prix des combustibles et du CO_2 assumés dans les scénarios TYNDP+



44 https://www.iea.org/weo/

2.3.4 ÉLABORATION DE SCÉNARIOS ADÉQUATS

Lors de l'analyse des projets, la contribution au bien-être économique par une intégration améliorée du système énergétique européen est analysée. Les renforcements du réseau facilitent la convergence des prix entre les pays et permettent d'intégrer l'énergie renouvelable de manière optimale dans le système. Cette contribution prévue se distingue des contributions exceptionnelles en temps de pénurie.

Des scénarios adéquats européens ont été établis pour le Plan de Développement fédéral afin d'éviter que des situations avec des problèmes de sécurité d'approvisionnement ne donnent une image biaisée lors de l'évaluation économique des renforcements du réseau proposé. Ceci concorde également avec les exigences légales pour les scénarios utilisés dans le cadre du Plan de Développement fédéral[45].

Une capacité de production suffisante est prévue pour l'ensemble des scénarios en vue de satisfaire aux différents critères nationaux de sécurité d'approvisionnement (p.ex. pour la Belgique, LOLE moyen ≤ 3 heures & LOLE95 ≤ 20 heures). Dans les scénarios TYNDP+, cette capacité de production supplémentaire repose sur des centrales STEG efficientes, mais il est important de noter que toute technologie[46] peut compléter cette capacité de production (les résultats économiques peuvent différer en fonction de la technologie choisie).

2.3.5 APERÇU DES PRINCIPALES HYPOTHÈSES DU TYNDP+

La figure 2.23 reprend les hypothèses-clés pour la Belgique dans l'ensemble des scénarios TYNDP+ pour la capacité thermique, les sources d'énergie renouvelable, les installations de stockage et l'évolution de la demande totale. Tous les détails sont disponibles dans les sections précédentes.

				2016	2025	2030			2035			2040		
						BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
Principales hypothèses pour la Belgique	Demande et électrification	Demande totale (électrification incluse) [TWh]		≈85	88,1	88.8	**90,4**	89	89,5	**94**	91,6	90.2	**97,6**	94,1
		Nombre de véhicules électriques		<10 k	300 k	400 k	**900 k**	500 k	650 k	**1700 k**	900 k	900 k	**2500 k**	1300 k
	Stockage	Centrales de pompage [GW]		1,3	1,3	1,3	1,3	**1,9**	1.3	1,3	**1,9**	1,3	1,3	**1,9**
		Batteries stationnaires et VE (3h) [GW]		≈0	0,3	≈0	**1,8**	0,6	0,4	**2,7**	1	0,6	**3,6**	1,5
	SER	PV	[GW]	≈3	5,5	5	**11.6**	7	5,5	**14,8**	8,5	6	**18**	10
		Éolien onshore		≈1,5	3	3,3	4,2	**5,4**	3,8	5,1	**6,9**	4,2	5,9	**8,4**
		Éolien offshore		0,7	2,3	2,3	2,3	**4**	3,2	3,7	**6**	4	5	**8**
	Thermique	CHP/biomasse/déchets		3 (unités existantes)										
		Nucléaire	[GW]	5,9	0									
		Unités gaz CCGT/OGCT*		3,8	Suffisamment pour satisfaire aux critères d'adéquation : seules les nouvelles unités CCGT ont été prises en compte pour cette étude									

* Mise hors service après 25 ans

Figure 2.23 : Hypothèses clés pour la Belgique dans l'ensemble des scénarios TYNDP+

45 Article 3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité : « Le Plan de Développement tient également compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate »

46 La capacité dépend de la technologie choisie, en sachant que les technologies avec une plus faible disponibilité (par exemple parce qu'elles sont liées aux conditions météorologiques) exigeront une puissance installée nominale plus importante pour la même « *adequacy contribution* »

2.4 LE MIX ÉNERGÉTIQUE DANS LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS

2.4.1 SIMULATION DU MARCHÉ HORAIRE DE L'ÉLECTRICITÉ HORAIRE

Un simulateur pour le marché de l'électricité, développé par RTE et baptisé ANTARES, est employé pour effectuer des simulations économiques et d'adéquation.

ANTARES calcule le « generation dispatch » le plus économique. Il s'agit de l'allocation qui minimise les coûts de production tout en tenant compte des limitations techniques de chaque unité de production. Les unités de production allouables (dont la production thermique et hydraulique, les unités de stockage et la gestion de la demande) et les échanges de marché transfrontaliers constituent les variables décisionnelles de ce problème d'optimisation.

Plusieurs hypothèses et paramètres doivent être définis en vue de simuler le marché de l'électricité européen. Ces éléments sont décrits dans la section §2.3. La figure 2.24 donne un aperçu des données d'input et d'output du modèle.

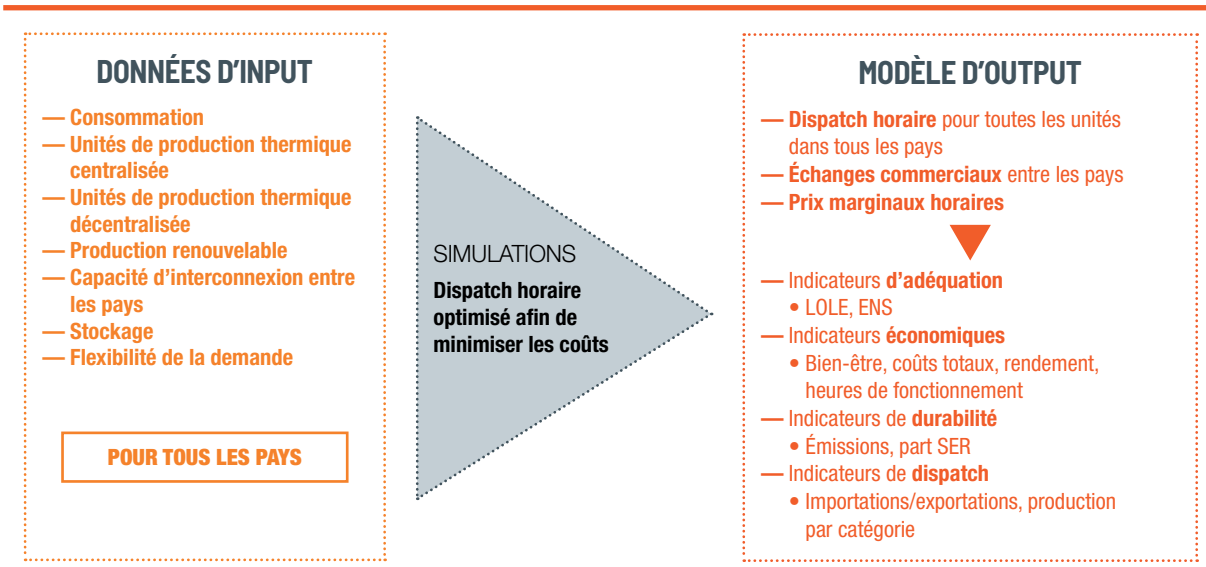


Figure 2.24 : Données d'input et d'output du modèle

Les **principales données d'input** pour chaque pays sont :

- le profil de consommation sur base horaire ;
- la puissance installée du parc de production thermique et les paramètres de disponibilité ou les profils de production à chaque heure pour les unités de production distribuée ;
- la puissance installée en photovoltaïque, éolien et hydraulique ainsi que les profils de production correspondants par année climatique ;
- les interconnexions ou les capacités d'échange commerciales fixes entre les pays et la capacité d'importation maximale simultanée (méthode NTC).

Ces données sont introduites au moyen de séries temporelles horaires ou mensuelles ou sont fixées pour une année entière.

ANTARES réalise la simulation de marché en définissant des « situations futures », basées sur une sélection arbitraire des séries temporelles respectives. La série temporelle associée à une certaine variable dans une seule année climatique sera toujours combinée à une série temporelle pour une autre variable de la même année climatique, et ce, pour tous les pays (cf. section 3.1.3)[47].

En fonction de ces séries temporelles d'importation, les problèmes d'optimisation sont résolus avec un pas de temps d'une heure et une fenêtre temporelle d'une semaine. On suppose que les informations idéales sont livrées à cet horizon de temps, mais que l'évolution de la charge et de la production des SER n'est pas connue après cette fenêtre. 52 problèmes d'optimisation hebdomadaires sont donc résolus pour chaque année climatique. Le « merit order » est fonction de l'énergie proposée sur le marché au coût marginal de chaque unité (en EUR/MWh). Lorsqu'un optimum entre l'offre et la demande est trouvé, l'output suivant peut être analysé :

47 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

- Prix de marché par zone de marché ;
- Dispatch horaire de toutes les unités ;
- Échanges d'énergie commerciaux horaires entre les zones de marché.

Un grand nombre d'indicateurs économiques peuvent être calculés en fonction de l'output :

- Indicateurs de sécurité d'approvisionnement (LOLE, ENS);
- Indicateurs économiques (augmentation du bien-être, coûts totaux du système, bénéfices par catégorie de production, facteur de charge);
- Indicateurs de durabilité (émissions de gaz à effet de serre, part de SER);
- Indicateurs sur le dispatch (ratio importations & exportations, production par catégorie de combustibles).

Il est important de rappeler les différentes hypothèses liées àla modélisation afin d'interpréter correctement les résultats :

- La simulation du marché sur une base horaire repose sur l'hypothèse que toute l'énergie est vendue et achetée sur le marché *day-ahead*. Il n'existe pas de modélisation explicite des marchés à long terme ni des mécanismes à court terme (infrajournaliers & d'équilibrage);
- Une solution optimale est obtenue en minimisant les coûts totaux du système ;
- Des informations de marché idéales (pas de stratégies d'enchères, pouvoir du marché…) sont présupposées dans les modèles ;
- Les centrales de pompage, les batteries et la flexibilité de la demande sont dispatchées en vue de minimiser les coûts du système. Les modèles de marché utilisés partent de l'hypothèse que la différence de prix guide le dispatch économique de ces unités. Dans la réalité, où des prévisions de prix sont nécessaires et des coupures imprévues sont possibles, ces unités peuvent être dispatchées autrement. Elles peuvent également être employées pour atténuer certains profils de demande ou réagir à d'autres signaux de marché ;
- Les prix de marché qui résultent des modèles de marché sont basés sur le coût marginal des unités ;
- Un rendement fixe est supposé pour chaque unité. Aucune fluctuation d'efficacité n'est prévue en cas de charge partielle. Ce qui n'est pas le cas en réalité ;
- La capacité d'échange commerciale entre tous les pays, dont ceux de la région CWE, est modélisée à l'aide d'une capacité commerciale fixe maximale, appelée NTC (net transfer capacity ») ;
- La « value of lost load » (VOLL) utilisée dans les modèles est estimée à 3 000 EUR/MWh, ce qui correspond au prix maximum actuel dans le marché *day-ahead*. La valeur réelle de la VOLL est plus élevée.

2.4.2 MIX ÉNERGÉTIQUE FUTUR

À L'AVENIR, LE MIX ÉNERGÉTIQUE BELGE SE COMPOSERA PRINCIPALEMENT D'UNITÉS THERMIQUES ET RENOUVELABLES, COMPLÉTÉES D'ÉCHANGES ACCRUS AVEC LES PAYS VOISINS (PRINCIPALEMENT D'IMPORTATION DANS UNE APPROCHE DE *STATU QUO* ET D'UN ÉQUILIBRE IMPORTATION/EXPORTATION DANS UNE APPROCHE PLUS PROACTIVE).

En fonction des hypothèses définies dans la section 2.3, le marché de l'énergie européen a été simulé sur base horaire pour les différents scénarios et horizons de temps.

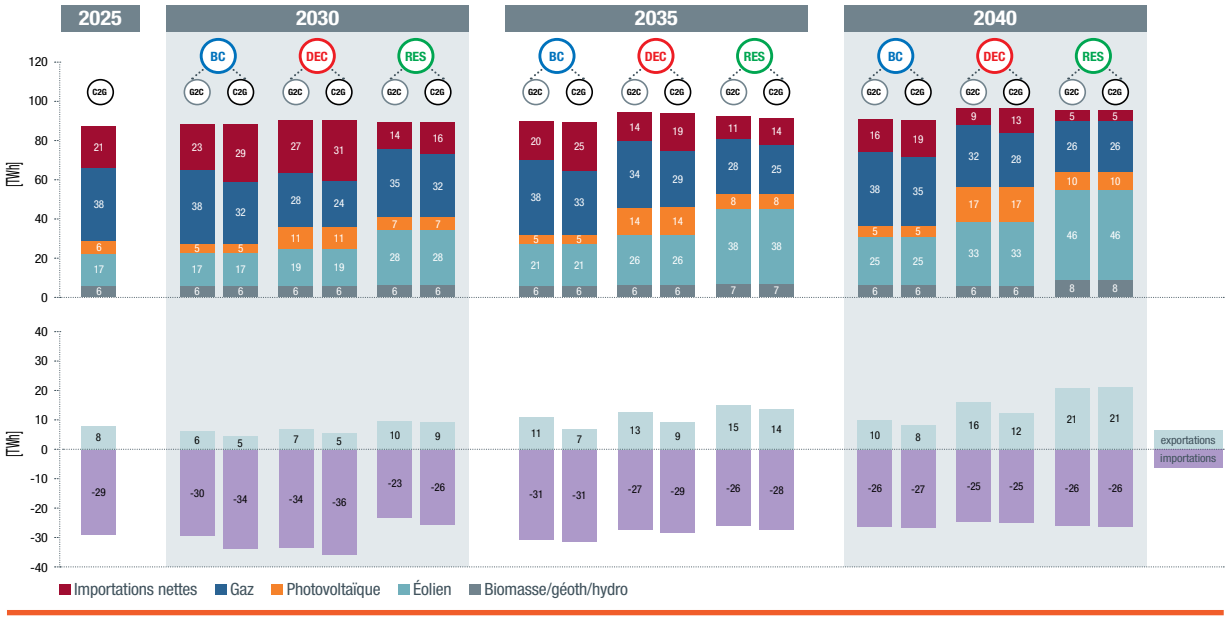


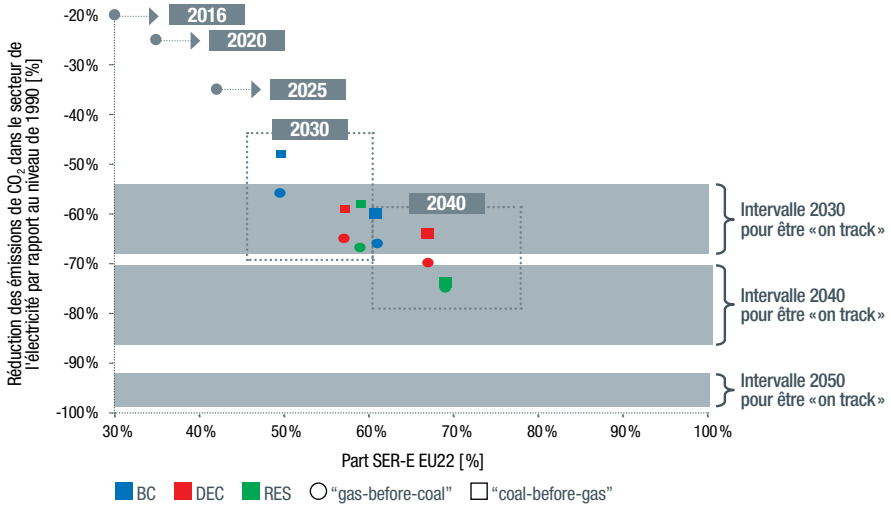
Figure 2.25 : Mix de production électrique et échanges transfrontaliers en Belgique

La figure 2.25 reprend le mix énergétique belge pour chaque scénario. L'augmentation de la part de sources d'énergie renouvelable dans le futur mix énergétique peut s'élever jusqu'à 67 % à l'horizon 2040 en fonction du scénario considéré. Le reste de l'énergie électrique consommée doit être fourni par les centrales au gaz, et complété par des échanges internationaux.

Il est également attendu que les échanges commerciaux avec les pays voisins augmentent à l'avenir, en fonction de la pénétration de l'énergie renouvelable dans le système européen. Dans tous les scénarios, la Belgique occupe encore une position d'importation nette. Toutefois, les scénarios comprenant davantage d'énergies renouvelables prévoient une répartition beaucoup plus équilibrée entre l'importation et l'exportation à l'horizon 2040.

2.4.3 RÉDUCTION DU CO_2 DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

D'ici 2050, le secteur de l'électricité devra être presque entièrement décarbonisé afin d'atteindre les objectifs climatiques définis par l'Union européenne. L'énergie renouvelable présente dans le mix énergétique du secteur de l'électricité constitue une manière d'atteindre cesobjectifs climatiques, mais n'est pas la seule. D'autres technologies à faibles émissions peuvent aussi être utilisées et remplacer à court terme les technologies les plus polluantes. La figure 2.26 montre, pour les différents scénarios, les résultats en termes de réduction des émissions de CO_2 et la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique pour le secteur de l'électricité.



Les réductions supplémentaires d'émissions dans d'autres secteurs grâce l'électrification croissante ne sont pas reprises dans cette figure.

Figure 2.26 : Réduction des émissions de CO_2 et part d'énergie renouvelable dans le secteur de l'électricité

Les constats suivants découlent de la figure ci-dessus :

- Avec les hypothèses d'application dans le scénario « Base Case », les objectifs pour 2050 ne seront très probablement pas atteints ;
- Les scénarios prévoyant une forte pénétration de l'énergie renouvelable (« Large Scale RES » et « Decentral ») permettent vraisemblablement une évolution ultérieure d'ici 2050 afin d'atteindre les objectifs climatiques définis ;
- Le caractère durable de la production d'électricité doit être évaluée à l'échelle européenne étant donné que l'augmentation des sources d'énergie renouvelable plus volatiles occasionnera davantage d'échanges transfrontaliers.

Une analyse plus détaillée est disponible dans la section 4.2 de la dernière étude d'Elia[48].

48 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, novembre 2017, http ://www.elia.be/~/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf



3

ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT 380 KV POUR FACILITER LA MISE EN PLACE D'UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE FIABLE, DURABLE ET ABORDABLE

3.1 - Moteurs de développement

3.2 - Identification des besoins

3.3 - Le futur réseau de transport à 380 kV : du passif à l'actif

3.4 - Analyse de bien-être socio-économique

3.5 - Impact du réseau 380 kV sur les réseaux de transport 220 kV, 150 kV 110 kV



Ce chapitre s'attachera, dans un premier temps, à exposer le rôle du réseau de transport dans la transition énergétique et à illustrer les besoins en capacités de transport supplémentaires à l'appui d'études de marché et de réseau réalisées par Elia conformément à la méthodologie prévue par le TYNDP 2018[1]. Il présentera ensuite, dans une perspective *top-down*, l'architecture de réseau destinée à répondre à ces besoins. Enfin, ce chapitre livrera, à l'aide d'une analyse de bien-être socio-économique, un aperçu des avantages, en termes d'intégration de marché, qui en découlent pour la société.

À cet égard, Elia souhaite souligner que les investissements mentionnés dans le présent Plan de Développement ne sont pas liés aux éventuelles décisions futures susceptibles d'être prises concernant la mise à l'arrêt des productions thermiques existantes (p. ex. la sortie du nucléaire) et le raccordement éventuel de nouvelles centrales. Les discussions relatives à ces dernières peuvent impacter le calendrier prévu de certains des investissements évoqués et de leur segmentation, mais cela ne les remet nullement en question.

3.1 MOTEURS DE DÉVELOPPEMENT

À partir des axes de développement du réseau décrits précédemment (voir section § 1.3), la figure 3.1 ci-après présente les moteurs clés du développement du réseau de transport 380 kV : l'assurance d'un environnement compétitif pour les acteurs du marché belge, le développement d'un approvisionnement énergétique durable et la garantie permanente de la sécurité d'approvisionnement.

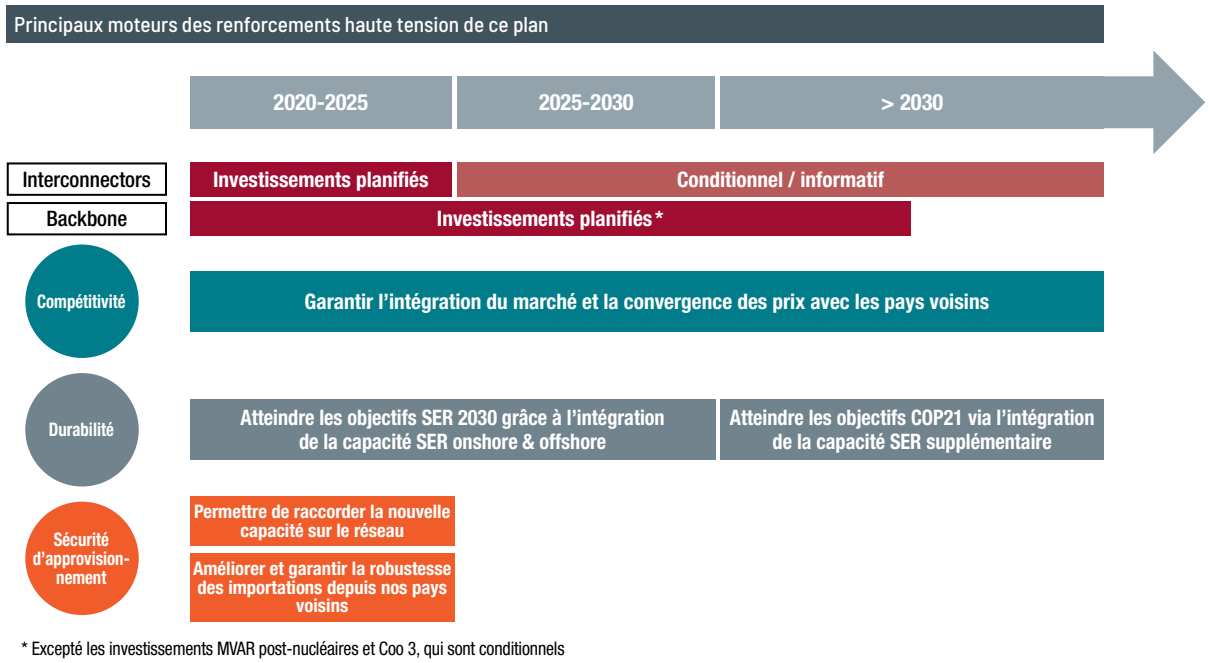


Figure 3.1 : Perspective *top-down* des moteurs du développement du réseau de transport extra haute tension

1 ENTSO Gas & Electricity joint scenarios, ENTSO-E, 2 octobre 2017, http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/

3.1.1 PÉRIODE JUSQU'À 2025

Les investissements déjà prévus dans le *backbone* interne et les interconnexions dans la période jusqu'à 2025 seront nécessaires notamment pour compenser la sortie du nucléaire :

1. Un élément caractéristique de la transition énergétique en Belgique est la mise hors service d'unités de production pour des raisons économiques ou techniques ou encore à cause de l'application de la législation sur la sortie du nucléaire. Étant donné que les pays voisins sont eux aussi confrontés à la fermeture annoncée de diverses centrales, il est primordial de disposer d'un parc de production national fiable et suffisamment large pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique. Il est donc extrêmement important de s'assurer que le potentiel du réseau de transport soit suffisant pour permettre le raccordement de grandes unités de production.
2. Le développement des interconnexions, élément fondamental d'un marché électrique sain, doit être considéré comme un complément au renforcement du parc de production national. De solides possibilités d'importation et d'exportation contribuent tant à la compétitivité du marché qu'à la sécurité d'approvisionnement du système belge.

Les investissements dans les projets en cours BRABO, ALEGrO et Nemo Link® et l'optimisation de l'infrastructure existante (adaptation de postes existants, installation de transformateurs-déphaseurs supplémentaires aux frontières, déploiement ciblé de conducteurs à haute performance) sont autant de facteurs clés qui permettront au réseau de transport de faire face aux flux prévus pour 2025.

3.1.2 HORIZONS 2030 ET AU-DELÀ

Les horizons 2030 et suivants proposent des scénarios (voir chapitre 2) basés sur une transformation fondamentale du parc de production effectuée dans le but de décarboniser le système électrique à l'échelle européenne. La mise en place d'un système énergétique durable, fiable et abordable (voir figure 3.2) entraîne la nécessité d'adapter l'infrastructure de réseau.

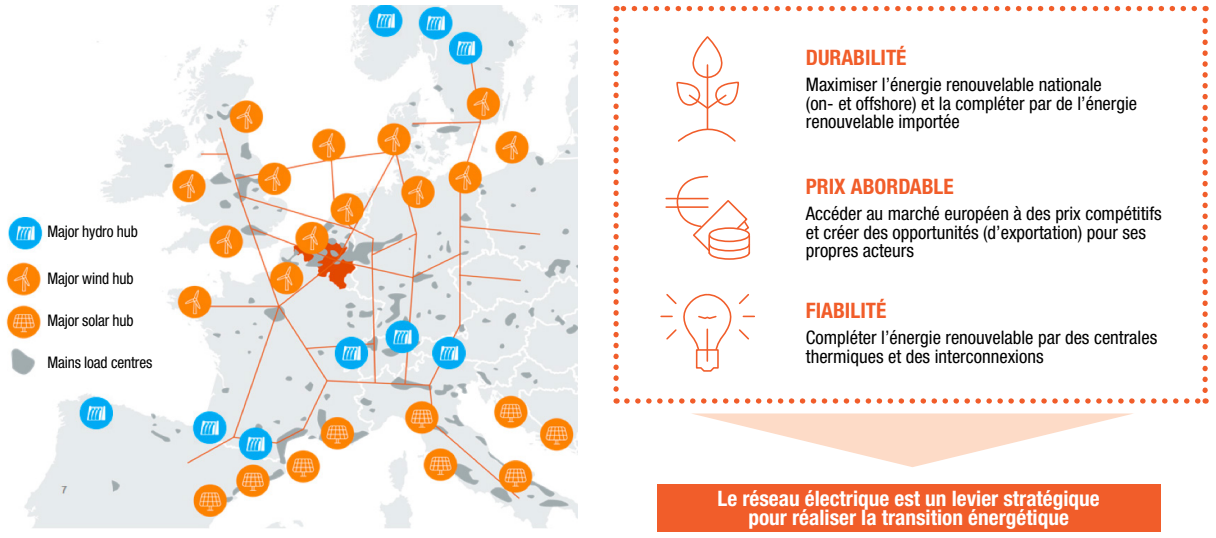


Figure 3.2 : Développement du réseau comme facteur déterminant d'une transition énergétique réussie

Le développement du réseau sur terre et en mer est essentiel pour :

1. faciliter l'intégration optimale de l'énergie renouvelable offshore et onshore dans le paysage énergétique belge et contribuer ainsi à la poursuite des objectifs 2030[2] ;
2. intégrer l'énergie renouvelable à l'échelle européenne et avoir accès aux prix les plus compétitifs sur le marché international, afin d'obtenir une convergence des prix maximale.

Dans ce contexte, les projets destinés à renforcer le *backbone* interne 380 kV pour les horizons 2030 et suivants jouent un rôle de premier plan, et le développement des interconnexions pourra se greffer sur ce *backbone* renforcé. Elia a donc lancé une série de projets conditionnels/informatifs portant sur les frontières avec les Pays-Bas, la France, le Royaume-Uni et l'Allemagne. Des études bilatérales sont d'ailleurs menées en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport concernés. L'évolution des interconnexions est ainsi évaluée en fonction des objectifs 2030 en matière d'interconnectivité.

3.1.2.1 OBJECTIFS 2030 EN MATIÈRE D'INTERCONNECTIVITÉ

En octobre 2014, le Conseil européen a soutenu la proposition de la Commission européenne de mai 2014 visant à porter l'objectif actuel de 10 % d'interconnexion électrique d'ici 2020[3] (se définit comme le rapport entre la capacité d'importation et la capacité de production installée) à 15 % à l'horizon 2030 – en tenant plus explicitement compte, cependant, des aspects de coûts et du potentiel d'échanges dans les régions concernées.

Afin de rendre ce nouvel objectif de 15 % réalisable, la Commission européenne a décidé de nommer un groupe d'experts chargé de formuler des conseils techniques. Les recommandations de ce groupe d'experts sont regroupées dans un rapport[4] et énoncent que :

1. Une évaluation multicritères s'avère complémentaire avec le critère général de 15 %. Le développement d'interconnexions supplémentaires doit être envisagé lorsqu'au moins l'un des trois seuils suivants est atteint :
   a. **Minimisation des écarts de prix :** les États membres doivent s'efforcer de réduire les écarts de prix annuels moyens. Il est recommandé – il s'agit là d'un seuil indicatif – de limiter l'écart à maximum 2 €/MWh entre les États membres, les régions ou les zones d'enchères.
   b. **Garantie de couverture de la demande d'électricité, quelles que soient les conditions :** dans les pays où la capacité de transport nominale[5] des interconnexions est inférieure à 30 % de la demande de pointe.
   c. **Faciliter le potentiel d'exportation de la surproduction d'énergie renouvelable :** dans les pays où la capacité de transport nominale est inférieure à 30 % de la capacité installée d'énergie renouvelable.
2. Tout projet qui contribue à la réalisation de ces objectifs doit demander à être inclus dans le TYNDP et à figurer sur les futures listes de PIC. La Commission européenne met à profit le processus des PIC comme outil pour stimuler la réalisation des objectifs en matière d'interconnectivité.
3. Chaque nouvelle interconnexion doit – il s'agit d'une condition *sine qua non* – faire l'objet d'une analyse coûts-bénéfices socio-économique, de sorte qu'elle ne peut être mise en œuvre que si les bénéfices potentiels dépassent les coûts.
4. Enfin, il est recommandé d'accroître la participation du grand public dès les premières étapes du développement des interconnexions.

En outre, les pays sont invités à examiner régulièrement les options relatives à la création d'interconnexions supplémentaires s'ils obtiennent entre 30 et 60 % pour les critères 1.b et 1.c. Si un État membre remplit ces critères, cela ne signifie a priori pas qu'il ne pourra pas être impliqué dans des besoins en investissements susceptibles d'émerger ultérieurement. Compte tenu de la dimension européenne de ces critères, les États membres voisins pourraient être incités à accroître encore davantage leur degré d'interconnectivité. Se fondant sur les scénarios du TYNDP 2016 pour 2030 et du développement du réseau prévu à l'horizon 2020, le rapport du groupe d'experts stipule que :

- La Belgique se situe au-dessus du seuil de 60 % pour ces critères ;
- En ce qui concerne nos voisins, les Pays-Bas dépassent également ce seuil, tandis que la France, le Royaume-Uni et l'Allemagne n'obtiennent pas 30 % pour au moins un critère.

Concernant le critère relatif aux écarts de prix, nous vous renvoyons à l'analyse au point 3.2.2.

Dans sa communication du 23 novembre 2017 sur le renforcement des réseaux énergétiques européens, la Commission européenne a proposé de rendre opérationnel l'objectif d'interconnexion de 15 % au moyen des trois seuils/indicateurs mentionnés ci-dessus. La traduction de cet objectif en un cadre législatif officiel progresse bien en 2018 dans le cadre des négociations du « Clean Energy Package » (règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie).

2 Consultation on the preparation of a legislative proposal on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the European Union's greenhouse gas emission reduction, Commission européenne, 26 mars 2015, https ://ec.europa.eu/clima/consultations/articles/0025_en

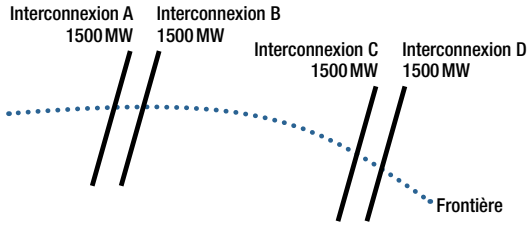
3 Également connu sous le nom de « critères d'interconnexion de Barcelone »

4 Towards a sustainable and integrated Europe, Rapport du groupe d'experts de la Commission sur les objectifs en matière d'interconnexion électrique, novembre 2017, https ://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf

5 Le rapport du groupe d'experts de la Commission [voir la note de bas de page précédente] indique que la « capacité nominale de transport » doit tenir compte des exigences de sécurité du réseau, ce qui correspond à la définition relative de « la capacité de transport physique au niveau de sûreté N-1 » utilisée dans le présent document

« CAPACITÉ » : DÉFINITIONS UTILISÉES TOUT AU LONG DE CE DOCUMENT

Des termes liés à la « capacité » sont utilisés dans différents contextes tout au long du présent document et peuvent connaître diverses acceptions. Il importe dès lors de préciser clairement à quoi ces termes renvoient, de façon à pouvoir apporter les bonnes nuances.

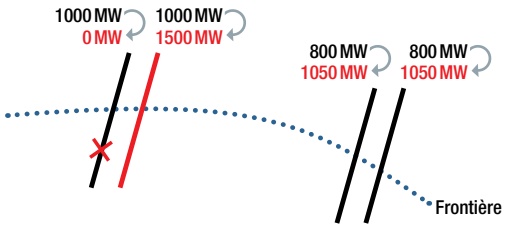


Capacité de transport transfrontalière physique = 6000 MW

Tout d'abord, prenons comme fondement que chaque élément du réseau dispose d'une capacité de transport physique, déterminée par le flux électrique que cet élément du réseau peut transporter en toute sécurité dans des conditions standardisées (p. ex. en ce qui concerne la température ambiante), compte tenu des limites de tous les composants de l'élément du réseau concerné, y compris, notamment, le fléchissement d'une ligne aérienne.

Par extension, ce concept peut également être utilisé pour une combinaison d'éléments du réseau (p. ex. appartenant à une frontière nationale), en additionnant simplement les capacités de transport physique individuelles des éléments concernés.

Cependant, cette valeur théorique ne tient pas compte, d'une part, du fait que le schéma naturel des flux dans le réseau ne conduit pas à une distribution parfaitement équilibrée des flux au sein d'une combinaison d'éléments du réseau (p. ex. une frontière nationale) et, d'autre part, que l'un des principes de base sur lequel se fonde l'exploitation du réseau est la capacité à pouvoir compenser à tout moment la défaillance de tout élément du réseau, c'est-à-dire le fameux « principe N-1 ».



Capacité de transport transfrontalière physique au niveau de sûreté N-1 = 3600 MW

Le concept de « **capacité de transport physique sûr N-1** »[6] tient quant à lui compte de ces aspects et constitue, donc, dans la pratique, le point de départ pour dimensionner le réseau. Cette capacité peut par ailleurs être accrue, notamment en renforçant les interconnexions ou en utilisant des transformateurs-déphaseurs, permettant ainsi d'optimiser la distribution des flux au sein d'une combinaison d'éléments du réseau.

Lorsque l'on parle de capacités aux frontières (de zones d'enchères), la capacité d'échange de marché revêt une importance toute particulière. Il s'agit de la capacité mise à la disposition du marché de gros de l'électricité (p. ex. pour le couplage de marché *day-ahead*) pour permettre des échanges commerciaux entre les zones d'enchères. La manière dont est déterminée cette capacité dépend de la méthodologie applicable, laquelle peut varier selon l'objectif (planification du réseau ou exploitation du réseau), la frontière et l'horizon temporel. Pour l'exploitation du réseau, on applique par exemple la méthodologie *flow-based* aux frontières belges en *day-ahead*, tandis que pour le TYNDP, on applique une méthodologie harmonisée sur la base de la méthodologie NTC. Concrètement, chacune de ces méthodologies englobera d'une façon ou d'une autre (mais pas forcément de la même) des concepts tels que flux de transit, *loop flows*, marges de fiabilité, etc.

Lorsqu'on fait référence, dans le présent rapport, à la capacité d'échange de marché ou NTC (*Net Transfer Capacity*), les valeurs mentionnées sont, pour des raisons de cohérence, toujours déterminées sur la base de la méthodologie appliquée dans le cadre du TYNDP[7]. Étant donné que, comme nous l'avons vu précédemment, les concepts de calcul varient selon l'application, les valeurs obtenues ne sont pas directement applicables, en l'état, aux processus opérationnels utilisés dans le cadre l'exploitation du réseau.

Enfin, il peut y avoir encore d'autres raisons, non liées à la capacité de transport physique des éléments du réseau pris comme référence, pour lesquelles la capacité d'échange totale d'une zone d'enchères (sur toutes ses frontières) devrait être limitée. Un exemple typique concernant le système belge est la « capacité d'importation simultanée », qui impose au système une limite sur les importations totales maximales, de façon à respecter les limites d'exploitation en matière de gestion de la tension. Généralement, ce sont principalement les unités de production et les infrastructures spécifiques destinées au réglage de la tension (batteries de condensateurs, réactances shunt, compensateurs statiques, etc.) qui contribuent à cet objectif.

Pour chacun des concepts précédents, les valeurs correspondantes peuvent varier dans le temps (de jour en jour et même d'heure en heure) en raison de diverses circonstances telles que la température ambiante, la production internationale à partir de sources d'énergie renouvelable, le niveau et la localisation de la consommation, etc. Les valeurs rapportées ont été déterminées en fonction d'hypothèses préétablies. Les investissements dans le réseau de transport peuvent ensuite conduire à une augmentation de la capacité d'échange de marché maximale susceptible d'être atteinte dans des conditions idéales ou à une capacité d'échange de marché plus robuste, assortie d'un éventail plus large de circonstances (ou, mais pas nécessairement, au deux).

6 Cet exemple fictif illustre d'une part la répartition inégale des flux au-delà d'une frontière sous l'influence des conditions du marché (chiffres en noir) et d'autre part le principe N-1, au sein duquel la défaillance d'un élément peut avoir un impact variable sur les éléments restants (chiffres en rouge). Cet exemple fictif ne tient pas compte de l'existence potentielle de transformateurs déphaseurs qui pourraient rééquilibrer la répartition des flux et ainsi aboutir à une capacité de transport physique offrant une sécurité de type N-1 au-delà de la frontière.

7 La méthodologie du TYNDP comprend un volet identification des besoins ainsi qu'un volet analyse coûts-bénéfices. La méthodologie appliquée pour identifier les besoins est décrite au chapitre 7 du document https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/european_power_system_2040.pdf et celle utilisée pour réaliser l'analyse coûts-bénéfices peut être consultée sur https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology/Pages/default.aspx et https://consultations.entsoe.eu/system-development/cba-2-0/consult_view/

3.2 IDENTIFICATION DES BESOINS

Dans le cadre du plan biennal Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), les gestionnaires de réseau de transport d'ENTSO-E s'emploient à étudier les besoins en capacités de transport supplémentaires.

Dans le processus TYNDP 2018, cette étude des besoins du système (Identification of System Needs ou IoSN) s'effectue à partir de scénarios pour 2040[8]. Au regard du plan d'investissement régional prévu pour la région de la mer du Nord[9], nous pouvons conclure que le système électrique sera confronté, au cours de la décennie à venir, à des défis majeurs liés à la transition énergétique.

DANS LA RÉGION DE LA MER DU NORD, LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE SE CARACTÉRISE PAR[10] :

- des transformations structurelles au niveau du parc de production, notamment (i) le passage d'une production thermique à une production renouvelable, (ii) la diminution de la production nucléaire et (iii) le passage du charbon au gaz ;
- la poursuite du développement des énergies renouvelables offshore ;
- la nécessité de créer des capacités d'interconnexion supplémentaires au sein du réseau afin de contribuer à la sécurité d'approvisionnement et d'éviter la restriction de l'utilisation des énergies renouvelables ;
- la nécessité (et l'accès à) des ressources flexibles supplémentaires pour gérer l'équilibre aussi bien au niveau national qu'au niveau de la zone synchrone en vue de soutenir et de garantir une fréquence de réseau stable dotée d'une inertie suffisante.

Des études de marché sont réalisées afin d'identifier les besoins nécessaires au développement futur des capacités d'échange de marché. Des simulations de réseau permettent en outre de déterminer si une configuration de réseau est suffisamment dimensionnée pour transporter les flux électriques identifiés dans les études de marché à travers le réseau sans mettre en péril la sécurité du système. Ces simulations permettent ainsi de déceler les congestions futures sur le réseau.

À l'échelle européenne, les principales conclusions issues des rapports du TYNDP IoSN sont les suivantes[11] :

- la capacité d'échange transfrontalière actuelle est insuffisante pour permettre un échange économiquement optimal de l'électricité à l'échelle européenne ;
- les flux résultant du mix de production décrit dans les différents scénarios deviennent plus importants, plus volatils et moins prévisibles, notamment en raison du caractère variable des sources d'énergie renouvelable. Même en l'absence d'une augmentation accrue de la capacité transfrontalière, le renforcement des réseaux internes s'imposera pour accueillir ces flux ;
- en raison de la structure maillée du réseau et de la localisation centrale au sein de la région de la mer du Nord, les congestions sont plus prononcées dans la région de l'Europe du centre-ouest. Le fait même que l'on observe des congestions sur un réseau parfaitement intact (un réseau en situation N, sans indisponibilités planifiées ou non planifiées) est un signal très fort quant à la nécessité de procéder à des investissements sur le réseau.

Une première étude de réseau est décrite à la section 3.2.1 ci-dessous et vise à analyser les conséquences, pour le réseau de transport, de l'évolution du mix énergétique à l'horizon 2040. Ces simulations de réseau maintiennent dans un premier temps les capacités d'échange de marché (NTC) telles qu'elles ont été fixées à l'horizon 2020 (voir tableau 3.1). La nécessité de disposer de capacités d'échange de marché supplémentaires, comme l'indiquent les études de marché, et l'impact de ces capacités supplémentaires sur les réseaux de transport sont exposés respectivement aux paragraphes 3.2.2 et 3.2.3.

8 Europe Power System 2040 : completing the map & assessing the cost of non-grid, ENTSO-E, http ://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040/
9 Regional Investment Plan 2017 Regional Group North Sea, ENTSO-E, https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf
10 Voir https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/TYNDP2018/rgip_NS.pdf ainsi que la section 1.2 dans https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf
11 Voir section 3.3.2 à la page 28 du document https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf

3.2.1 IMPACT DE L'ÉVOLUTION DU MIX ÉNERGÉTIQUE SUR LES FLUX AU SEIN DU RÉSEAU

Une simulation prenant en compte les réseaux de transport et les capacités d'échange de marché prévus pour 2020 a été réalisée par rapport au mix énergétique des trois scénarios 2040 figurant dans le TYNDP 2018 : « Global Climate Action », « Sustainable Transition » et « Distributed Generation ». Les figures 3.3 et 3.4[12] montrent les congestions attendues aux frontières en fonction de l'état du réseau interne d'ici 2040.

Il ressort des simulations de réseau effectuées que le réseau de transport sera confronté à des flux plus importants et plus volatils, notamment en raison de la répartition variable de la production d'énergie renouvelable dans toute l'Europe. Le réseau tel qu'il a été prévu pour 2020 ne sera pas en mesure d'absorber ces flux, ce qui entraînera d'importantes surcharges, notamment dans la région CWE, puisque c'est justement dans cette région qu'il doit faciliter les échanges de flux nord-sud et ouest-est. Voilà pourquoi, outre les investissements déjà déployés, des renforcements structurels du réseau sont encore nécessaires pour absorber les échanges de flux attendus.

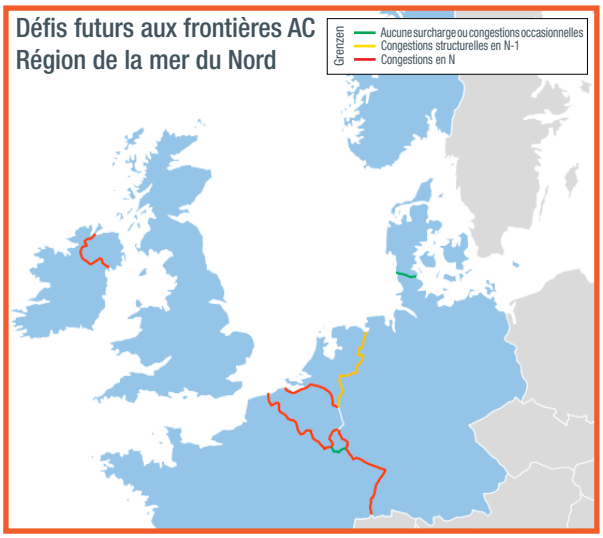


Figure 3.3 : Congestions attendues sur les interconnexions AC quel que soit le scénario étudié

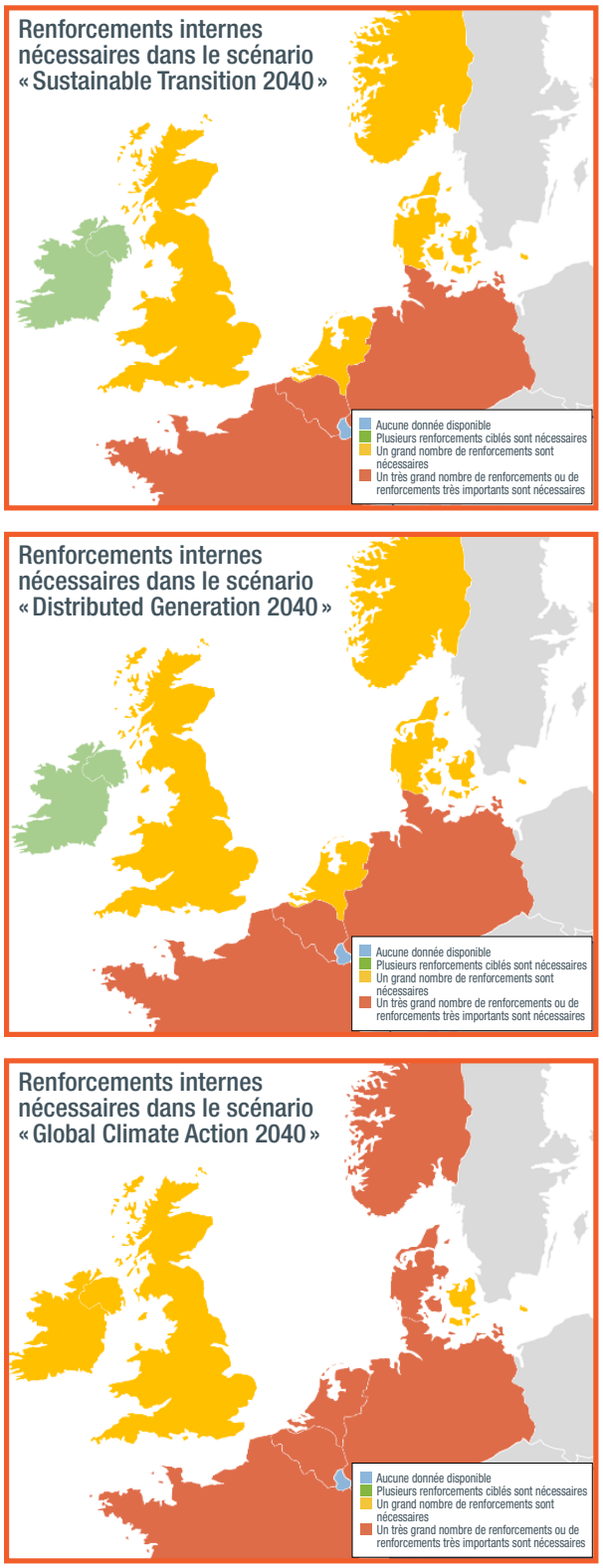


Figure 3.4 : Besoin de renforcer les réseaux internes

12 Regional Group North Sea Investment Plan, édition 2018, ENTSO-E, 2018, pp. 28-29, https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf

3.2.2 NÉCESSITÉ D'ACCROÎTRE LES CAPACITÉS D'ÉCHANGE DE MARCHÉ

3.2.2.1 ÉVOLUTION DES ÉCARTS DE PRIX SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Afin d'évaluer la compétitivité de la Belgique dans les scénarios TYNDP+ présentés au chapitre 2, les écarts de prix attendus entre la Belgique et les pays voisins ont été estimés (voir figure 3.5) pour les différents horizons temporels. Ces écarts de prix sont basés sur les capacités d'échange de marché du réseau de référence 2027, comme le montre le tableau 3.1. Ces écarts sont les valeurs moyennes issues d'une série de 34 années climatiques dans lesquelles le caractère variable de l'énergie renouvelable a pu être compensé selon une approche probabiliste. La figure 3.5 illustre la moyenne des différences absolues des prix horaires avec nos pays voisins.

À l'horizon 2025, l'écart de prix entre la Belgique et les pays voisins est relativement limité (1 EUR/MWh en delta du prix absolu moyen) avec une convergence des prix plus marquée entre la Belgique et les Pays-Bas, l'Allemagne et la France qu'entre la Belgique et la Grande-Bretagne (2,8 EUR/MWh en delta du prix absolu moyen).

À partir de **l'horizon 2030**, on observe une différence plus nette, avec des écarts de prix moyens situés entre 2,1 et 4,4 EUR/MWh selon le scénario, et qui s'accentuent à mesure que le taux de pénétration des énergies renouvelables augmente. On constate également un écart de prix plus marqué entre la Belgique et l'Allemagne dans un merit order « coal-before-gas », attribuable aux capacités installées en centrales au charbon et au lignite en Allemagne (et par extension dans le reste de l'Europe de l'Est).

L'horizon 2040 dévoile un écart encore plus important avec les voisins, avec des écarts de prix moyens absolus situés entre 6,9 et 14 EUR/MWh en configuration « gas-before-coal » et entre 5,5 et 12,6 EUR/MWh en configuration « coal-before-gas ». Cet écart s'explique principalement par la différence qui existe entre le coût marginal des unités au gaz à cycle combiné efficientes (CCGT), des turbines à gaz à cycle ouvert moins efficientes et des centrales au charbon. Le point où la courbe de la demande vient croiser le merit order dépend fortement de l'évolution des prix des combustibles et du CO_2. Ces deux paramètres influent en effet énormément sur les écarts de prix et, par conséquent, également sur les résultats de l'analyse de bien-être socio-économique obtenus après l'ajout de nouvelles capacités d'échange de marché, comme l'illustre la section 3.5.

L'augmentation des écarts de prix tout au long de la transition énergétique constitue un signal fort qui doit inciter à explorer les possibilités de développer des interconnexions supplémentaires, en tenant compte aussi du seuil de 2 €/MWh recommandé par le groupe de travail européen sur les objectifs d'interconnexion 2030. À cet égard, Elia et les gestionnaires de réseau de transport des pays voisins prennent leurs responsabilités en inscrivant les projets nécessaires dans le TYNDP 2018 et en lançant des études destinées à identifier des solutions techniques, tout en réalisant des analyses coûts-bénéfices.



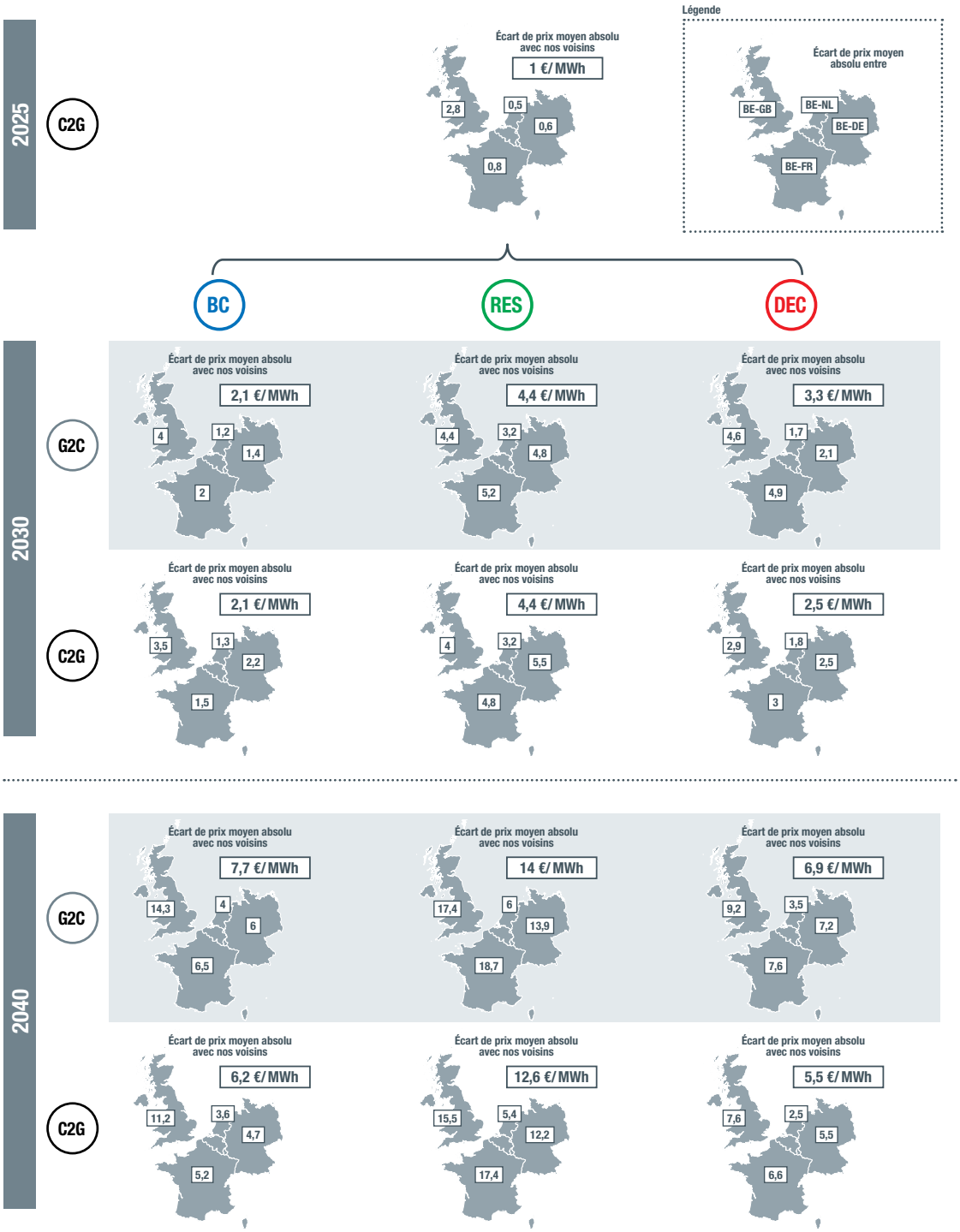


Figure 3.5 : Écarts de prix entre la Belgique et ses voisins dans les différents scénarios

3.2.2.2 BESOINS EN CAPACITÉS D'ÉCHANGE DE MARCHÉ SUPPLÉMENTAIRES EN MER DU NORD

L'étude TYNDP18 IoSN met en avant l'importance d'explorer les possibilités de développer de nouvelles interconnexions entre la Belgique et ses voisins. La figure 3.6 indique en effet qu'il conviendra de créer des capacités d'échange supplémentaires à l'horizon 2040 dans la région de la mer du Nord, comme la méthodologie TYNDP18 IoSN a permis de le déterminer.

Ces besoins soulignent le rôle central du réseau belge en ce qui concerne :

- l'intégration entre le Royaume-Uni et le continent européen pour i) effacer les écarts de prix, ii) optimiser la production des SER et iii) garantir la sécurité de l'approvisionnement lorsque la demande est forte et que, dans le même temps, la production solaire et éolienne est faible ;
- l'intégration entre l'Allemagne, la France, la Belgique et les Pays-Bas pour i) optimiser l'exploitation du parc de production disponible et, donc, effacer les écarts de prix, ainsi que pour ii) garantir la sécurité de l'approvisionnement lorsque la demande et forte et que, dans le même temps, la production solaire et éolienne est faible.

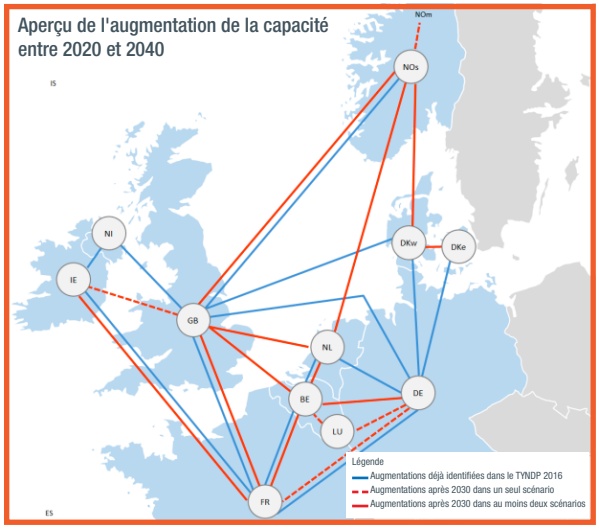


Figure 3.6 : Besoins en capacités d'échange de marché supplémentaires en mer du Nord à l'horizon 2040, TYNDP 2018

Le fait de concrétiser les besoins en matière de capacités d'échange de marché dans la région de la mer du Nord, comme l'illustre la figure 3.6, permettrait de dégager les avantages significatifs suivants[13] et fait partie intégrante de la solution pour concrétiser la transition énergétique tout autour de la mer du Nord.

- Diminution jusqu'à **16 €/MWh** des coûts marginaux de la production d'électricité
- Baisse du délestage de la production renouvelable de **19 à 97 TWh**
- Baisse des émissions de CO_2 de **-5 à +23** millions de tonnes
- Baisse de l'énergie non fournie (Energy Not Served) **jusqu'à 180 GWh**

En ce qui concerne les frontières belges, le TYNDP 2018 présente l'évolution des besoins en matière de capacités d'échange de marché entre 2020 et 2040 comme suit

Le tableau 3.1 affiche une tendance générale selon laquelle la capacité d'échange devra presque doubler aux frontières belges pour réaliser la transition énergétique dans le cadre des scénarios 2040. Les différences entre les différents scénarios 2040 montrent que la solution optimale pour y parvenir sera conditionnée par la voie qu'empruntera la transition énergétique.

FRONTIÈRE - DIRECTION	NTC2020	RÉSEAU DE RÉFÉRENCE = NTC2027	NTC SUSTAINABLE TRANSITION 2040	NTC DISTRIBUTED GENERATION 2040	NTC GLOBAL CLIMATE ACION 2040
BE-FR // FR-BE	1800 // 3300	2800 // 4300	4300 // 5800	3800 // 5300	4300 // 5800
BE-NL // NL-BE	2400 // 1400	3400 // 3400	4900 //4900	4400 //4400	4900 //4900
BE-GB // GB-BE	1000 // 1000	1000 // 1000	2500 // 2500	2000 // 2000	2000 // 2000
BE-DE // DE-BE	1000 // 1000	1000 // 1000	1000 // 1000	2000 // 2000	2000 // 2000
BE-LU // LU-BE	300 // 180	300 // 180	300 // 180	300 // 180	800 // 680

Tableau 3.1 : Évolution des besoins en matière de capacités d'échange de marché [MW] aux frontières belges entre 2020 et 2040, ainsi que les NTC 2027 qui font office de référence pour les analyses coûts-bénéfices

13 Europe Power System 2040 : completing the map & assessing the cost of non-grid, ENTSO-E, 2017, http ://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040

3.2.3 IMPACT DES CAPACITÉS D'ÉCHANGE DE MARCHÉ SUPPLÉMENTAIRES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT

Afin de déterminer la nécessité d'engager des investissements supplémentaires sur le réseau de transport, des simulations de réseau ont été entreprises. Celles-ci ont pris en compte l'évolution des capacités d'échange de marché en 2040 telles qu'elles ont été identifiées au point 3.2.2.2.

En comparant les échanges observés en 2016 et les échanges attendus dans le cadre du scénario 2040 Global Climate Action, tout en tenant compte des capacités d'échange correspondantes, l'augmentation des flux d'énergie par rapport à aujourd'hui apparaît très clairement. La figure 3.7[14] montre les flux totaux observés en 2016, sur une base annuelle, par frontière et par direction. La figure 3.8[15] montre, sur une base annuelle, par frontière et par direction, les flux physiques totaux attendus dans le cadre du scénario 2040 Global Climate Action, avec les capacités d'échange de marché correspondantes pour 2040.

La tendance qui ressort est celle d'un doublement, voire d'un triplement, des flux :

- entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale, environ 20 TWh ont été échangés en 2016. On estime que ce chiffre devrait grimper à environ 50 TWh en 2040 ;
- aux frontières belgo-néerlandaise et belgo-française, les flux augmenteront d'environ 10-15 TWh à quelque 30 TWh par frontière ;
- entre l'Allemagne d'une part, et les Pays-Bas, la Belgique, le Luxembourg et la France d'autre part, les flux grimperont respectivement de quelque 35 TWh à environ 70 TWh.

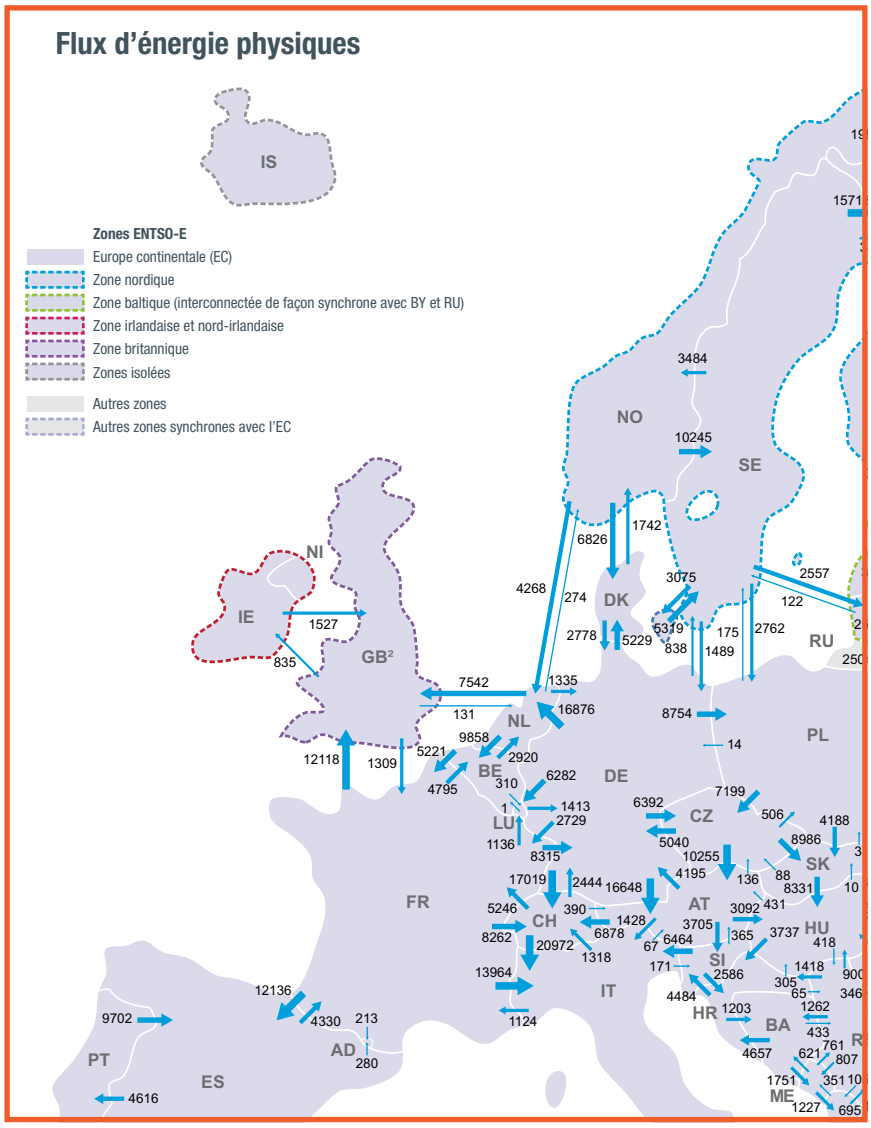


Figure 3.7 : Flux observés en 2016 – total des flux physiques sur une base annuelle en GWh

14 ENTSO-E statistical factsheet 2016, ENSO-E, 2016, map physical energy flows, page 14, https ://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2016_web.pdf
15 Regional Group North Sea Investment Plan editie 2018,ENSO-E, 2018, figure 4-9 à la page 37 https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf

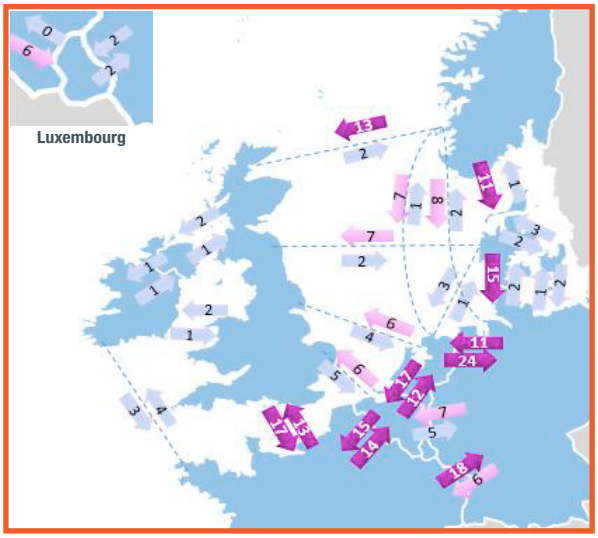
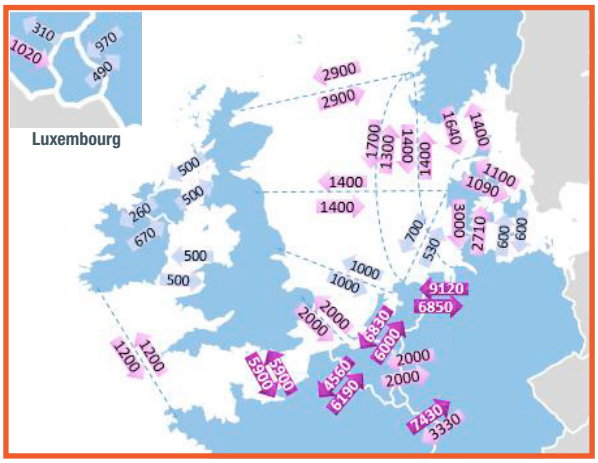


Figure 3.8 : Flux attendus dans le cadre du scénario 2040 GCA et capacités d'échange de marché correspondantes pour 2040 – total des flux physiques sur une base annuelle en TWh

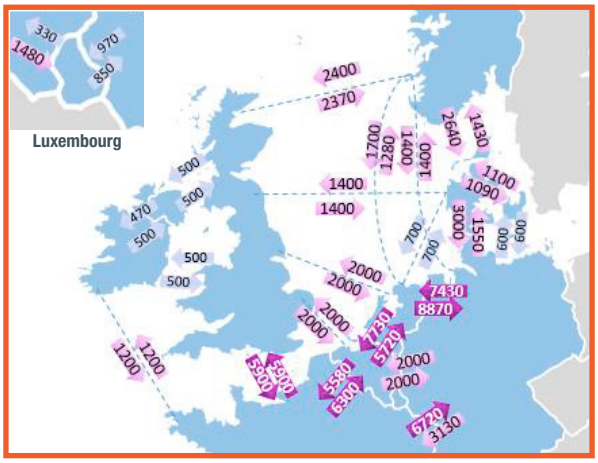
La figure 3.9[16] présente les valeurs du 5e percentile dans les scénarios 2040 du TYNDP 2018 : Sustainable Transition (en haut à gauche), Distributed Generation (en haut à droite) et Global Climate Action (en dessous). Il en résulte que, pendant 5 % du temps, les flux dans une direction donnée et à une frontière donnée sont supérieurs ou égaux à la valeur indiquée.



Sustainable Transition



Distributed Generation



Global Climate Action

Figure 3.9 : Flux attendus dans le cadre des scénarios 2040 et capacités d'échange de marché correspondantes pour 2040 – 5e percentile pour les deux directions, en MW

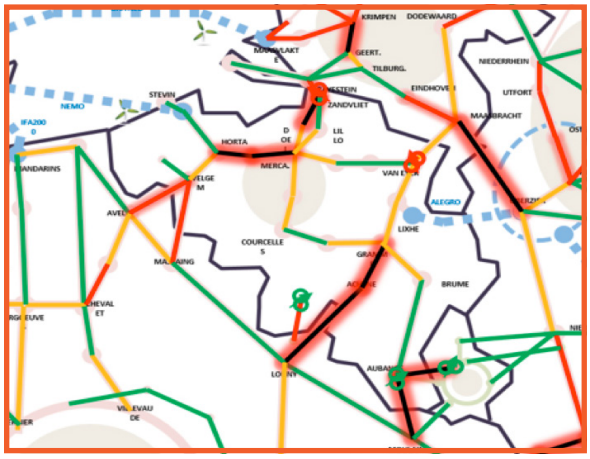
16 Regional Group North Sea Investment Plan, édition 2018,ENTSO-E, 2018, figure 4-10 à la page 38 https ://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP %20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf

Pour les frontières AC entre la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne, le défi est énorme. On attend des flux de 5-8 GW pendant au moins 10 % du temps, ce qui est sensiblement supérieur à ce que ces frontières sont censées supporter selon le réseau prévu pour 2020.

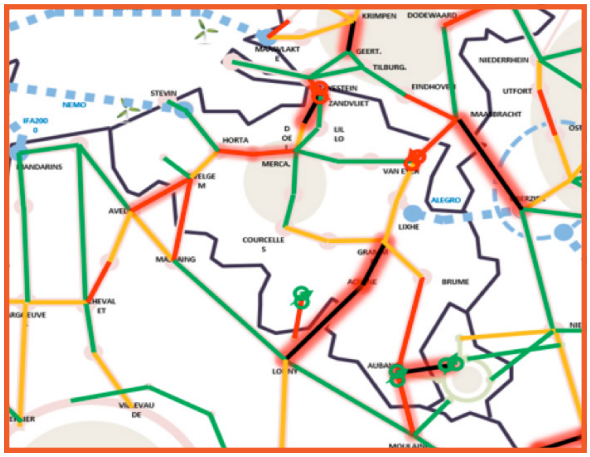
La figure 3.10, ci-dessous, montre les congestions prévues sur le réseau belge en fonction des mix énergétiques attendus, des capacités d'échange de marché correspondantes et des flux découlant des scénarios 2040 du TYNDP18 : Sustainable Transition (en haut à gauche), Distributed Generation (en haut à droite) et Global Climate Action (en dessous). Les simulations ont été réalisées sur la base du réseau de référence 2027.[17]. Les congestions sont quantifiées selon la disponibilité des éléments du réseau d'une part et le taux de fréquence et de gravité d'autre part :

- les liaisons en noir entourées d'une ombre rouge sont des congestions que l'on observe déjà en situation N, c'est-à-dire en situation de disponibilité totale du réseau ;
- les liaisons en rouge et en jaune sont des congestions qui se présentent en situation N-1, c'est-à-dire en cas de défaillance d'un élément du réseau. La couleur rouge indique que les congestions sont plus importantes et/ou plus fréquentes.

L'installation de transformateurs-déphaseurs supplémentaires et leur utilisation pour diriger les flux peuvent certes partiellement alléger les congestions grâce à une distribution plus optimale des flux sur le réseau de transport, mais cela ne suffira pas pour résoudre complètement le problème des congestions. **Par conséquent, d'autres renforcements structurels et des extensions du réseau interne belge et des interconnexions s'imposent.**



Sustainable Transition



Distributed Generation



Global Climate Action

Figure 3.10 : congestions identifiées sur le réseau 380 kV belge (TYNDP 2018)

17 Les NTC correspondantes sont exposées au tableau 3.1. Les sections 3.3 et 3.4 indiquent par ailleurs quels renforcements, parmi ceux présentés, ce réseau reprend. Pour cette analyse, le réseau de référence pour l'axe Massenhoven-Van Eyck, composé actuellement d'un terne 380 kV, s'est déjà vu adjoindre un deuxième terne 380 kV

3.3 LE FUTUR RÉSEAU DE TRANSPORT À 380 KV : DU PASSIF À L'ACTIF

À l'aide d'études de réseau et de marché, la section 3.2 a mis en évidence la nécessité de développer des capacités de transport supplémentaires. La présente section va maintenant s'attacher à exposer, à partir d'une approche *top-down*, comment ces besoins peuvent être réalisés, en ne présentant toutefois que les projets qui font l'objet d'une analyse de bien-être socio-économique à la section 3.4.

Le réseau de transport belge joue un rôle prépondérant dans la facilitation de la transition du mix énergétique en Belgique et dans les pays entourant la mer du Nord. À cet égard, le développement maximal du potentiel belge en matière d'énergie renouvelable ainsi que l'établissement d'un réseau interne fort et d'interconnexions constituent des facteurs clés pour concrétiser la décarbonisation du système électrique, et par conséquent, atteindre les objectifs de la COP21. Le développement du réseau représente en effet un facteur déterminant pour mener à bien la transition énergétique, à tel point qu'il est devenu un choix politique actif. La figure 3.11 illustre l'évolution du développement du réseau.

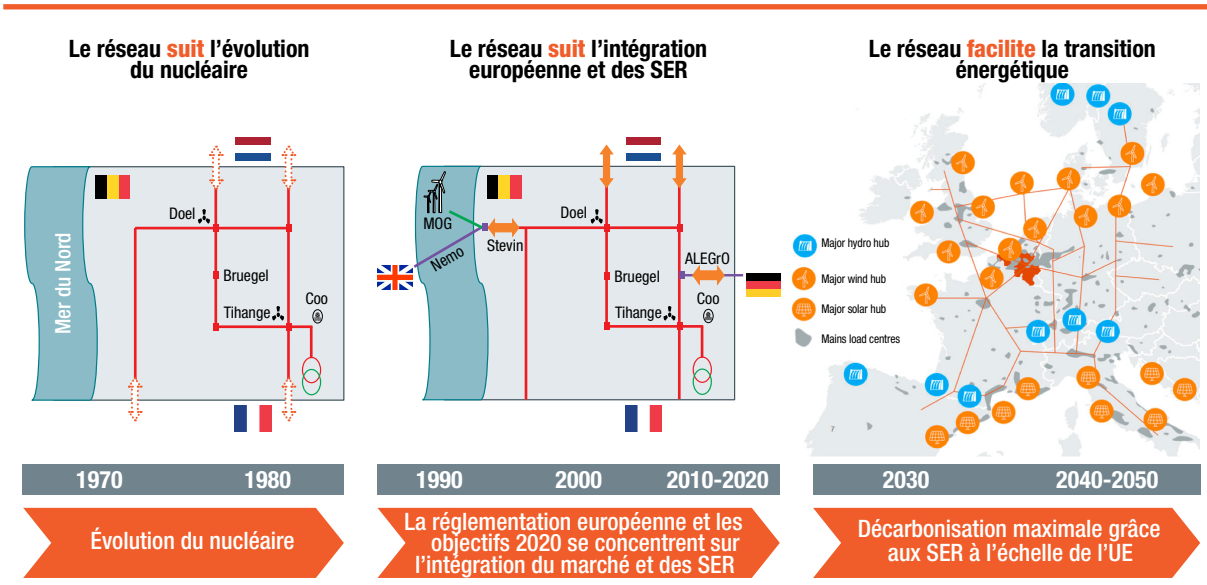


Figure 3.11 : Évolution du développement de l'infrastructure de réseau

Cependant, développer une nouvelle infrastructure de réseau prend du temps. Le délai entre l'émergence des idées et la mise en service d'une nouvelle infrastructure de réseau est ainsi d'environ 10 ans. Comme la plupart des sources d'énergie renouvelable se développent à un rythme beaucoup plus rapide, il est crucial d'accélérer le développement des projets d'infrastructure de façon ciblée pour garantir que le réseau de transport soit prêt à temps. Nous devrons dès lors évoluer vers un développement proactif et dynamique du réseau pour remédier aux difficultés majeures et structurelles susceptibles d'entraver la transition énergétique. La maximisation du réseau existant, à l'aide d'améliorations, et la livraison dans les temps de nouveaux corridors permettront de déployer pleinement le potentiel des sources d'énergie renouvelable et agiront comme moteurs de la transition énergétique.

Le principe (voir chapitre 1.4 Méthodologie de développement du réseau) appliqué pour parvenir à une solution économiquement efficace consiste dans un premier temps en une exploitation maximale du potentiel de l'infrastructure existante, aussi bien pour le *backbone* interne 380 kV que les interconnexions existantes. Cette première étape permettra d'enregistrer un gain d'efficacité considérable tout en ne réalisant que des investissements limités, par exemple en équipant les postes à haute tension existants de transformateurs-déphaseurs pour leur permettre de diriger davantage les flux. Les liaisons devront également être renforcées pour répondre à de nouveaux besoins structurels en termes de capacité de transport. Utiliser des conducteurs à haute performance permettrait par exemple de (quasiment) doubler la capacité des liaisons existantes.

Au vu de la portée et des caractéristiques de la transition énergétique, **une exploitation maximale de l'infrastructure existante ne sera toutefois pas suffisante**. En Belgique, le centre de gravité du mix énergétique se déplace, entre autres, vers la mer du Nord, où le réseau est historiquement moins développé. **De nouveaux corridors devront donc être développés là où les corridors existants sont déjà sollicités au maximum, ainsi que là où il n'existe encore aucun corridor.** Dans le cas de la création d'un nouveau corridor, Elia opte par ailleurs pour la solution la plus avantageuse par rapport à son coût, tout en tenant compte de la satisfaction de différents besoins (en prévision de l'avenir) et du choix technologique.

Pour répondre aux besoins en matière de capacités de transport, Elia aspire à établir une **infrastructure de réseau robuste, flexible et modulaire**. Pour la Belgique, cette approche constitue un important levier stratégique dans le cadre de la transition énergétique, car elle permet de choisir librement le mix énergétique le plus adéquat et offre la flexibilité nécessaire pour atteindre ce mix. La figure 3.12 illustre cette approche. Les principaux investissements dans le réseau 380 kV sont regroupés en 5 groupes d'investissements selon une logique modulaire.

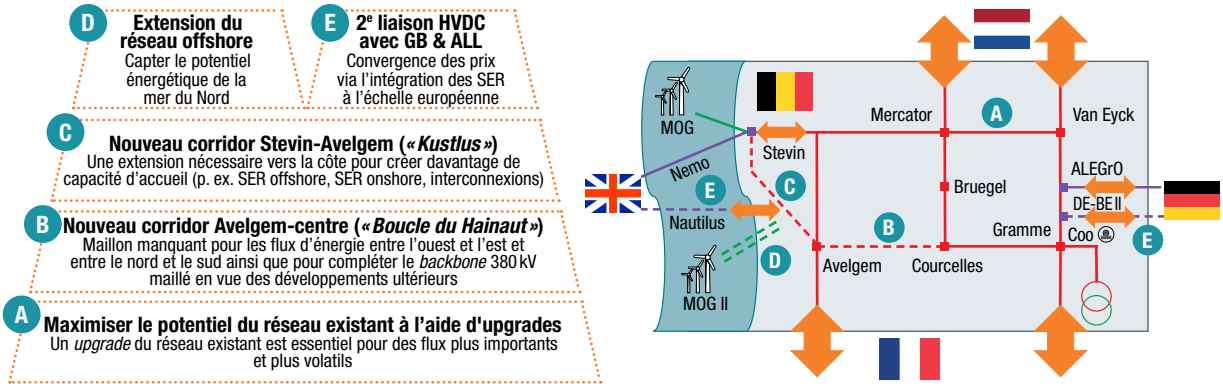


Figure 3.12 : Développement modulaire du réseau 380 kV



Les sections 3.3.1 à 3.3.5 offrent des précisions quant à ces groupes d'investissements. Une liste exhaustive des projets prévus pour le réseau de transport 380 kV, avec leur description complète, figure au chapitre 4.

3.3.1 EXPLOITATION MAXIMALE DU POTENTIEL DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE

Ce groupe d'investissement permet de créer des capacités d'accueil pour raccorder de nouvelles capacités de production et de faire face à la modification des schémas de flux présentant des flux plus importants en raison de la modification d'une autre constellation du parc de production et de l'augmentation des échanges entre les marchés.

1. **Doubler la capacité de la boucle Mercator-Bruegel, Bruegel-Courcelles, Gramme-Van Eyck, Gramme-Courcelles :** ce *backbone* interne 380 kV dans le centre-est du pays forme un goulot d'étranglement pour les flux qui sont attendus dans les directions nord ⇔ sud et est ⇔ ouest.

Ce renforcement se fera grâce à l'installation de conducteurs à haute performance et sera échelonné sur plus de 10 ans. Une première phase consistera à renforcer l'axe Massenhoven-Van Eyck et une partie de l'axe Mercator-Courcelles, ce qui contribuera à créer des capacités d'accueil à l'horizon 2025.

2. **Renforcer les interconnexions** existantes **avec les Pays-Bas et la France** entre **2020-2025** afin d'accroître la capacité de transport physique au niveau de sûreté N-1 aux deux frontières d'environ **2,5 GW** :
   - **Frontière nord :** la partie ouest, y compris l'axe nord-sud anversois, entre Zandvliet et Mercator, sera renforcée grâce à la poursuite de la mise en œuvre du programme d'investissement BRABO et à la mise à niveau de la liaison Zandvliet (BE) – Rilland (NL) au moyen de conducteurs à haute performance, y compris deux transformateurs-déphaseurs supplémentaires. Ces deux renforcements font déjà partie du réseau de référence 2027 sur lequel se fonde l'identification des besoins réalisée à la section 3.2. La mise en œuvre du projet BRABO et l'utilisation des quatre transformateurs-déphaseurs de Zandvliet contribueront par ailleurs à gérer les congestions entre Zandvliet et Mercator et à créer des capacités d'accueil dans la région. La nécessité d'éventuels renforcements supplémentaires sur l'axe nord-sud anversois sera conditionnée par les besoins en capacités d'accueil dans la région, sans compter qu'elle doit être évaluée dans le cadre des études de renforcement correspondantes ;
   - **Frontière sud :** le renforcement des lignes 380 kV dans la partie ouest, grâce à l'*upgrade* des liaisons en provenance d'Avelin/Mastaing (France) vers Avelgem (Belgique), et plus loin encore jusqu'à Horta grâce à des conducteurs à haute performance, est déjà en cours de développement. Les liaisons 220 kV avec la France seront dotées de transformateurs-déphaseurs. Ces deux renforcements font déjà partie du réseau de référence 2027 sur lequel se fonde l'identification des besoins réalisée à la section 3.2. D'ici 2025, l'utilisation de la liaison 380 kV avec Lonny-Achêne-Gramme, dans la partie est, devrait également être optimisée (p. ex. par le biais de transformateurs-déphaseurs) afin de remédier aux congestions attendues après la sortie du nucléaire.
3. **Continuer à renforcer les interconnexions avec les Pays-Bas et la France à l'horizon 2030** afin d'accroître la capacité de transport physique au niveau de sûreté N-1 aux deux frontières d'environ **1 GW** :
   - **Frontière nord :** l'étude du renforcement de l'interconnexion Van Eyck-Maasbracht, à l'est, au moyen de conducteurs à haute performance et de deux transformateurs-déphaseurs supplémentaires, doit être poursuivie avec TenneT et coordonnée en fonction des évolutions à la frontière germano-néerlandaise ;
   - **Frontière sud :** l'étude du renforcement structurel de Lonny-Achêne-Gramme au moyen de transformateurs-déphaseurs et de conducteurs à haute performance, sans exclure également d'autres solutions, doit être poursuivie avec RTE et coordonnée en fonction des évolutions à la frontière franco-allemande.

Ces renforcements déboucheront à l'horizon 2030 sur une capacité de transport physique au niveau de sûreté N-1 totale d'environ 6 GW aux frontières avec les Pays-Bas et la France. Ce chiffre devra néanmoins être confirmé par les études bilatérales menées avec TenneT et RTE.

4. **Procéder à des renforcements ciblés de certains postes à haute tension**, en complément aux points précédents :
   - optimisation de la structure du poste Mercator ;
   - installation de dispositifs de réglage de la tension supplémentaires ;
   - investissements ciblés dans des capacités de transformation 380/150 kV supplémentaires vers le réseau de transport sous-jacent.
5. **Coo III :** une extension éventuelle de la capacité de pompage-stockage à Coo entraînera la nécessité de renforcer l'axe Gramme-Brume-Aubange.



3.3.2 NOUVEAU CORRIDOR AVELGEM-CENTRE (« BOUCLE DU HAINAUT »)

La liaison entre Avelgem et Mercator constitue le dernier grand goulot d'étranglement dans le *backbone* interne 380 kV existant. Cette liaison constitue à ce jour la seule liaison 380 kV entre l'ouest et le centre du pays et fait l'objet actuellement d'un renforcement par l'installation de conducteurs à haute performance. Cela créera une capacité de transport physique d'environ 6 GW (soit une capacité de transport physique au niveau de sûreté N-1 d'environ 3 GW) entre l'ouest et le centre du pays.

Si l'on se tourne vers l'avenir, cette capacité se révélera insuffisante sur le plan structurel. On s'attend en effet, d'ici 2025, à des importations simultanées à partir de la France (via la liaison Avelin-Avelgem à l'ouest) et de la Grande-Bretagne (Nemo Link®), étant donné l'évacuation, déjà décidée, d'une capacité éolienne offshore de 2,3 GW. Ces situations se présenteront plus fréquemment encore après la sortie du nucléaire en 2025, et à mesure que la part des énergies renouvelables augmentera dans le mix énergétique de la France et de la Grande-Bretagne. Il convient aussi de tenir compte du grand potentiel d'énergie renouvelable en mer du Nord et dans la région côtière, qui nécessite le développement d'une capacité d'accueil supplémentaire (plusieurs GW) dans l'ouest du pays (voir aussi 3.3.3). Pour répondre au mieux à cette situation, une capacité de transport d'au moins 6 GW s'avère nécessaire. Pour répondre à ces besoins de capacités de transport physique supplémentaires, il faut mettre en place une solution structurelle sous la forme d'un nouveau corridor de 380 kV entre Avelgem et le centre du pays.

Avelgem-centre (« Boucle du Hainaut ») constitue dès lors un nouveau corridor crucial et essentiel, d'autant plus qu'il exercera un impact positif sur la convergence des prix avec les pays voisins. Ce corridor constitue en outre un prérequis nécessaire pour créer des capacités d'accueil dans l'ouest du pays, et le nouveau corridor Stevin-Avelgem pourra venir s'y greffer. Le passage d'un à deux corridors entre l'ouest et le centre du pays offrira aussi la flexibilité nécessaire pour planifier des travaux de maintenance sur cette partie du réseau.

3.3.3 NOUVEAU CORRIDOR STEVIN-AVELGEM (« KUSTLUS »)

La liaison Stevin-Avelgem (« Kustlus ») est nécessaire pour créer des capacités d'accueil pour le potentiel d'énergie renouvelable de la mer du Nord et de la région côtière, étant donné que la production éolienne offshore prévue de 2,3 GW et l'interconnexion Nemo Link® utiliseront totalement la capacité d'accueil de l'axe Stevin d'ici 2020. Le potentiel de développement des énergies renouvelables se caractérise par des capacités offshore supplémentaires (éolien, énergie marémotrice, panneaux solaires flottants, stockage d'énergie), la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec le Royaume-Uni (Nautilus) et l'éolien onshore.

La liaison Stevin-Avelgem présente aussi du potentiel pour les développements futurs du réseau à haute tension de Flandre-Occidentale, historiquement moins développé, ce qui devrait contribuer à renforcer la sécurité de l'approvisionnement locale.

De plus, la nouvelle liaison sera raccordée à l'axe Stevin. Cela permettra d'éviter l'installation de deux structures en antenne qui nuirait à l'efficacité du développement de la capacité d'accueil et ferait peser des risques plus importants sur l'approvisionnement local en cas d'incidents.

Comme l'ouest du pays est susceptible de connaître de grands besoins en matière de capacités d'accueil, ce corridor sera doté d'une capacité de transport physique d'au moins 6 GW.

3.3.4 ÉLARGISSEMENT DU RÉSEAU OFFSHORE : MOG PHASE 2

La mise en œuvre de la phase suivante du **Modular Offshore Grid** est à l'étude. Elle vise à regrouper les raccordements de la production offshore supplémentaire et d'assurer un transport économiquement efficace jusqu'à la terre ferme. Par ailleurs, les récentes procédures d'adjudication en vue d'augmenter la capacité offshore ont démontré que la **conception proactive d'un réseau de transport offshore** permet de réduire les coûts globaux, notamment en réduisant les risques pour le développeur grâce au positionnement optimal de l'infrastructure de réseau.

Un éventuel maillage futur de ce réseau sera également pris en considération afin de pouvoir capter le potentiel complet de la mer du Nord.

3.3.5 DEUXIÈME INTERCONNEXION HVDC AVEC LE ROYAUME-UNI (NAUTILUS) ET L'ALLEMAGNE (DE-BE II)

Le développement d'une deuxième interconnexion HVDC avec le Royaume-Uni et/ou l'Allemagne permettra de combler les besoins en capacités d'échange de marché supplémentaires, comme exposé au point 3.2.2. Ces interconnexions favoriseront l'intégration des énergies renouvelables à l'échelle européenne et contribueront à améliorer encore davantage la convergence des prix. Ainsi, la Belgique restera compétitive par rapport à ses voisins et de nouvelles possibilités s'ouvriront pour développer une nouvelle production efficiente permettant de capter de la valeur sur le marché européen intégré.

Les décisions finales d'investissement et le calendrier approprié pour réaliser ces interconnexions dépendront du rythme de déploiement de la transition énergétique et des politiques énergétiques y afférentes. Hormis le calendrier, la capacité des interconnexions fait, elle aussi, toujours l'objet d'études, menées de concert entre Elia et les partenaires concernés, à savoir National Grid Interconnectors Holding Ltd (NGIHL) pour l'interconnexion Nautilus et Amprion pour l'interconnexion DE-BE II.

3.4 ANALYSE DE BIEN-ÊTRE SOCIO-ÉCONOMIQUE

Les éléments constitutifs du futur réseau 380 kV mentionnés ci-dessus comprennent le développement de capacités d'échange supplémentaires aux frontières avec la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et l'Allemagne, ainsi qu'un *upgrade* fondamental du réseau 380 kV interne.

Le tableau 3.2 reprend les projets pour lesquels une analyse de bien-être socio-économique a été réalisée.[18].

FRONTIÈRE	PROJET	TYNDP2018 ID	ÉLÉMENT RÉSEAU DE RÉFÉRENCE ET NTC 2027	CONTRIBUTION NTC	ANNUITÉ [M€] (CAPEX + OPEX)	CAPEX [M€]	OPEX [M€]
BE-GB	Nautilus	121	NON	1400 MW	86,2	1000	8
BE-DE	BE-DE II	225	NON	1000 MW	51,7	600	4,8
BE-FR	Lonny-Achene-Gramme	280	NON	1000 MW	7,9	100	0,1
BE-FR	Avelin-Horta HTLS + Aubange – Moulaine	23 + 173	OUI	1500 MW	13,1	160	0,5
BE-NL	Van Eyck-Maasbracht	377	NON	1000 MW	4,0	50	0,1
BE-NL	Brabo II & III + Zandvliet-Rilland	297 + 262	OUI	2000 MW	23,9	300	0,4
Backbone interne	HTLS sur boucle Mercator-Van Eyck-Gramme-Courcelles + Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut ») + optimisation de la structure du poste Mercator	252 + 340	Pas un élément du réseau de référence. Pas d'augmentation de la NTC, évaluation via la méthodologie « avoided redispatch »		86,0	1100	2,2

Tableau 3.2 : Liste des projets soumis à une analyse de bien-être socio-économique

Les informations suivantes sont fournies pour chaque projet :

- La référence du projet TYNDP 2018 correspondant ;
- Si le projet fait ou non partie du réseau de référence 2027. Ce réseau de référence, avec les NTC correspondantes, est illustré dans le tableau 3.1. Il a servi de base pour réaliser l'analyse coûts-bénéfices ;
- La contribution en NTC appliquée dans l'analyse coûts-bénéfices pour évaluer les effets d'un accroissement des capacités d'échange de marché. Pour tout projet faisant partie du réseau de référence, cet effet est calculé en comparant le réseau de référence à une situation qui voit la contribution en NTC soustraite au réseau de référence. À l'inverse, pour tout projet ne faisant pas partie du réseau de référence, cet effet est calculé en comparant le réseau de référence à une situation qui voit la contribution en NTC ajoutée au réseau de référence.
- L'annuité du coût d'investissement total estimé pour le projet (donc pas uniquement la partie belge), y compris les coûts opérationnels annuels tels que repris dans le TYNDP 2018, est également indiquée à titre informatif. Il convient à cet égard de préciser que la majorité des projets présentés se trouvent en phase d'étude, ce qui signifie que la forme que prendra la solution et, par conséquent, les coûts d'investissement évolueront en fonction des résultats des études. Le calcul de l'annuité se fonde sur un délai d'amortissement de 25 ans et un WACC de 6 %.

Ainsi, tous ces projets sont soumis, dans le cadre du processus du TYNDP 2018, à une analyse coûts-bénéfices selon la méthodologie définie par ENTSO-E.[19] Cette méthodologie comprend un cadre global destiné à illustrer les avantages de chaque projet au niveau paneuropéen.

18 La contribution des projets Stevin-Avelgem [Kustlus] et MOG phase II vise en l'occurrence à raccorder, le plus économiquement possible, 2 GW supplémentaires de capacité offshore et à répondre aux besoins en capacités d'accueil [voir chapitre 4] ; pour autant, elle ne sera pas prise en considération dans la présente section

19 ENTSO-E, https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology/Pages/default.aspx et https://consultations.entsoe.eu/system-development/cba-2-0/consult_view/

Parmi les indicateurs clés qu'utilise cette méthodologie pour définir les « bénéfices », on retrouve l'indicateur de bien-être socio-économique. Celui-ci indique l'avantage économique[20] que peut apporter une augmentation de la capacité d'échange à la société, grâce à l'optimisation du parc de production disponible et compte tenu du merit order des différents types de production (SER, gaz, etc.). Dans le présent Plan de Développement, cet indicateur du bien-être socio-économique est analysé aux niveaux belge et européen selon le cadre de scénario décrit au chapitre 2.

COMMENT L'ANALYSE DE BIEN-ÊTRE SOCIO-ÉCONOMIQUE EST-ELLE RÉALISÉE DANS LE CADRE DE CETTE ÉTUDE ?

L'indicateur de bien-être socio-économique est calculé aux niveaux belge et européen.

En ce qui concerne la **Belgique**, l'indicateur est calculé selon la méthode décrite comme le « total surplus » dans la méthodologie coûts-bénéfices (surplus total). Le calcul consiste à additionner l'impact sur les consommateurs (surplus pour le consommateur), l'impact sur les producteurs (surplus pour le producteur) et l'impact sur le taux de congestion.

SURPLUS POUR LE CONSOMMATEUR :

Le surplus pour le consommateur se définit comme la différence entre le prix de gros de l'électricité et le prix que les acteurs du marché souhaitent payer pour cette électricité.

SURPLUS POUR LE PRODUCTEUR :

Le surplus pour le producteur se définit comme la différence entre les revenus (prix de gros de l'électricité multiplié par le volume échangé) obtenus par les producteurs et les coûts de production variables.

TAUX DE CONGESTION :

Le taux de congestion se définit comme l'écart de prix entre une zone d'enchères importatrice et une zone d'enchères exportatrice, multiplié par l'énergie échangée (sur une base horaire).

En ce qui concerne l'**Europe**, l'indicateur de bien-être socio-économique est calculé selon la méthode décrite dans la méthodologie coûts-bénéfices comme la méthode « total generation cost savings » (économies totales sur les coûts de production). Cette méthode implique de réaliser une optimisation économique du parc de production disponible afin de réduire le plus possible les coûts de production totaux sur l'ensemble du système. Elle est également utilisée dans le TYNDP.

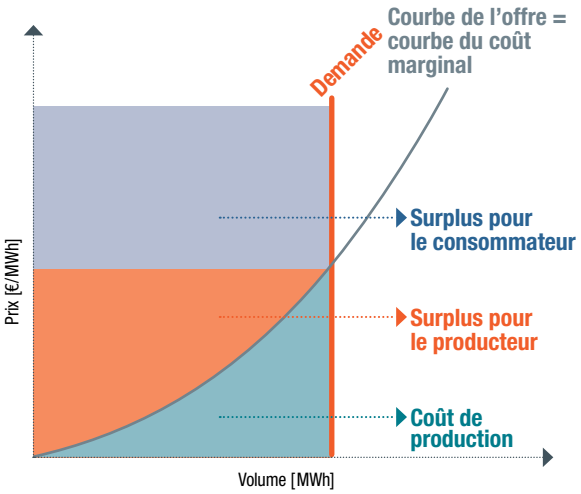


Figure 3.13 : Le surplus pour le consommateur et pour le producteur

Le calcul de l'indicateur de bien-être socio-économique par l'ajout de capacités d'échange de marché (NTC) est toujours confronté à une série de NTC de référence.

Les indicateurs de bien-être socio-économique présentés ici représentent la moyenne (pondérée) d'une simulation probabiliste dite de Monte-Carlo qui prend en compte plusieurs années climatiques et a été réalisée à l'aide d'Antares.

L'objectif consiste à dégager des tendances et à fournir un aperçu des facteurs qui influencent le bien-être socio-économique dans le cadre du scénario considéré. Compte tenu de l'élaboration plus poussée des scénarios TYNDP+ – ainsi que des horizons temporels plus vastes pris en compte – dans le présent rapport, cela offre une image complémentaire face à l'analyse de l'indicateur de bien-être socio-économique réalisée dans le cadre du processus du TYNDP 2018. La prise en compte de l'horizon 2025 contribue à identifier des tendances, bien que cela n'implique aucunement que tous les projets mentionnés sont prévus pour 2025. En ce qui concerne le calendrier des projets, on se référera au chapitre 4.

Un aperçu plus détaillé des bénéfices dont est assorti le projet (décarbonisation, sécurité d'approvisionnement, stabilité du système, flexibilité du système, etc.) et qui pèsent dans l'analyse coûts-bénéfices globale figure dans le TYNDP 2018. Parallèlement, la réalisation d'une évaluation socio-économique approfondie du projet fait structurellement partie des études bilatérales qu'Elia mène avec les GRT partenaires concernés ; cela permet d'intégrer un éventail plus large de sensibilités, comme la sensibilité à l'évolution du prix du CO_2, la sensibilité au parc de production disponible, la sensibilité au réseau de référence, etc.

Enfin, il convient également de mentionner que les gestionnaires de réseau de transport concernés planchent sur une modélisation plus précise du réseau dans le cadre du modèle de marché, basée sur un fonctionnement *flow-based* du marché. Cette modélisation devrait pouvoir offrir de nouvelles perspectives à l'avenir.

20 The impact of electricity prices on jobs and investment in the Belgian manufacturing industry, Vives Policy Paper, mars 2018, http://www.febeliec.be/web/press%20_%20media%202018/1011306087/list1187970177/f1.html

3.4.1 BIEN-ÊTRE SOCIO-ÉCONOMIQUE À LA FRONTIÈRE BE-GB

La présente section étudie l'impact d'une deuxième interconnexion avec le Royaume-Uni (Nautilus) sur le bien-être de la Belgique et de l'Europe. Ce projet entraînera une augmentation de la capacité d'échange de l'ordre de 1400 MW (dans les deux directions). Cette capacité viendra s'ajouter aux 1000 MW du projet Nemo Link®[21] déjà repris dans le réseau de référence. La capacité d'échange totale future entre la Belgique et la Grande-Bretagne serait ainsi portée à 2400 MW (dans les deux directions).

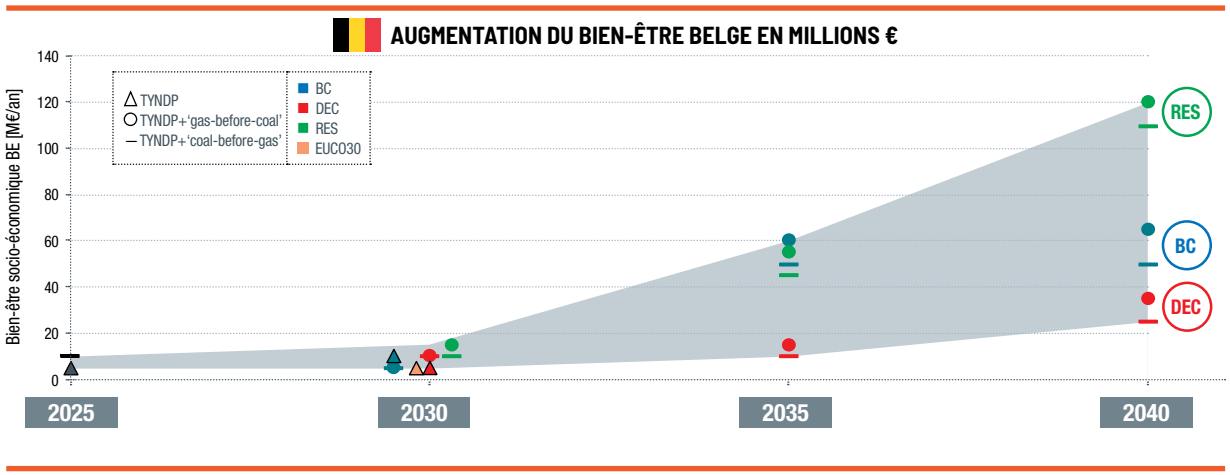


Figure 3.14 : Bien-être belge généré par le projet Nautilus

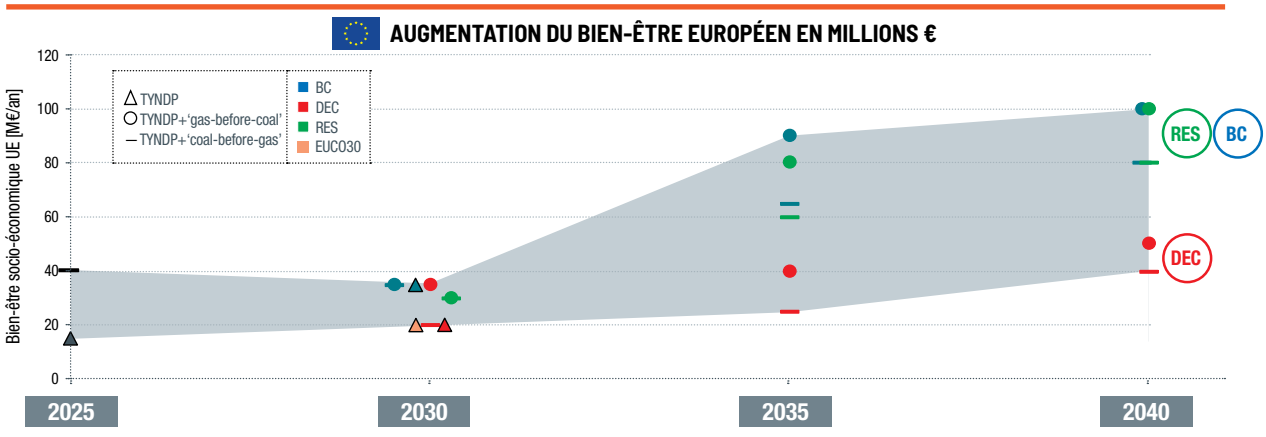


Figure 3.15 : Bien-être européen généré par le projet Nautilus

Le projet Nautilus engendrera, dans tous les scénarios, une augmentation du bien-être aussi bien belge qu'européen, avec une tendance à la hausse à mesure que la transition énergétique progressera.

Les pages suivantes exposent les principaux facteurs qui contribuent à l'augmentation du bien-être.

De 2025 à 2030, en l'absence de toute augmentation de la capacité d'échange, les écarts de prix sur le marché de gros de l'électricité grimperaient entre la Grande-Bretagne et la Belgique, de 2,8 EUR/MWh à 2,9 - 4,4 EUR/MWh (figure 3.5). Cette hausse est plus marquée dans les scénarios prévoyant une plus forte pénétration des énergies renouvelables, et elle peut s'expliquer comme suit.

21 Nemo Link® http ://www.nemo-link.com/

Dans un premier temps, le parc de production belge se trouvera dans une position concurrentielle par rapport à la Grande-Bretagne, en s'appuyant sur l'hypothèse que les capacités de production supplémentaires nécessaires pour compenser la mise hors service prochaine des centrales nucléaires en Belgique seront essentiellement composées de centrales au gaz efficientes (CCGT). En cas de forte demande d'électricité et/ou de faible alimentation du réseau en énergies renouvelables, les capacités renouvelables et nucléaires de la Grande-Bretagne ne suffiront pas à satisfaire la demande, et ce seront donc les unités au gaz qui détermineront les prix. Grâce au déploiement d'unités CCGT efficaces en Europe continentale (notamment en Belgique), le prix de gros y sera plus faible qu'en Grande-Bretagne. Dans ces cas-là, Nautilus permettra d'exporter l'énergie excédentaire vers la Grande-Bretagne.

Au fur et à mesure que la part d'énergie meilleur marché augmentera dans le mix de production de la Grande-Bretagne, grâce au développement accru des énergies renouvelables (dans les trois scénarios) et à l'augmentation de l'énergie nucléaire (scénario « RES »), des possibilités d'échange émergeront dans la direction opposée. En cas de forte alimentation du réseau en énergie renouvelable et/ou de faible demande, il existera un excédent en énergie bon marché en Grande-Bretagne. Les prix de gros seront donc plus faibles en Grande-Bretagne qu'en Belgique, et Nautilus permettra ainsi d'importer une énergie moins chère à partir de la Grande-Bretagne.

Il est important de souligner que cette conclusion et les conclusions qui suivront dépendent énormément des technologies qui seront utilisées pour les futures capacités thermiques additionnelles de la Belgique à l'avenir. Une combinaison d'unités CCGT et OCGT pourra donner un autre résultat.

À partir de 2035, le projet Nautilus débouchera sur une meilleure synergie en matière de gestion des énergies renouvelables entre les deux pays et réduira le prix marginal moyen en Belgique. Le bien-être que générera le projet dépendra principalement de l'évolution du parc nucléaire et des capacités éoliennes offshore de la Grande-Bretagne. En 2040, la contribution au bien-être belge aura presque doublé par rapport à 2035 dans le cadre du scénario « Large Scale RES », atteignant une valeur moyenne de 120 millions € par an. Le scénario « Decentral » présente quant à lui des chiffres plus faibles en raison de la pénétration limitée supposée des parcs éoliens offshore en Grande-Bretagne. À long terme, une configuration de prix « gas-before-coal » produira un plus grand bien-être qu'une configuration « coal-before-gas », avec un impact plus marqué au niveau européen.

Sur la base des résultats découlant des différentes simulations de scénarios, les principaux éléments à prendre en compte concernant la création de bien-être socio-économique par Nautilus sont :

- L'évolution de l'éolien offshore et du parc nucléaire en Grande-Bretagne ;
- L'évolution de la capacité d'échange totale entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale. Une évolution plus lente par rapport au réseau de référence mènera à une création de bien-être plus grande par Nautilus, et inversement ;
- Le mix technologique de la Belgique, surtout en ce qui concerne les capacités de production flexible ;
- L'évolution des politiques en matière d'émissions de CO_2 en Grande-Bretagne et en Europe.

3.4.2 BIEN-ÊTRE SOCIO-ÉCONOMIQUE À LA FRONTIÈRE BE-DE

La présente section étudie l'impact d'une deuxième interconnexion avec l'Allemagne (BE-DE II) sur le bien-être de la Belgique et de l'Europe. Ce projet entraînera une augmentation de la capacité d'échange de 1000 MW (dans les deux directions). La capacité d'échange totale future entre la Belgique et l'Allemagne serait ainsi portée à 2000 MW (dans les deux directions).

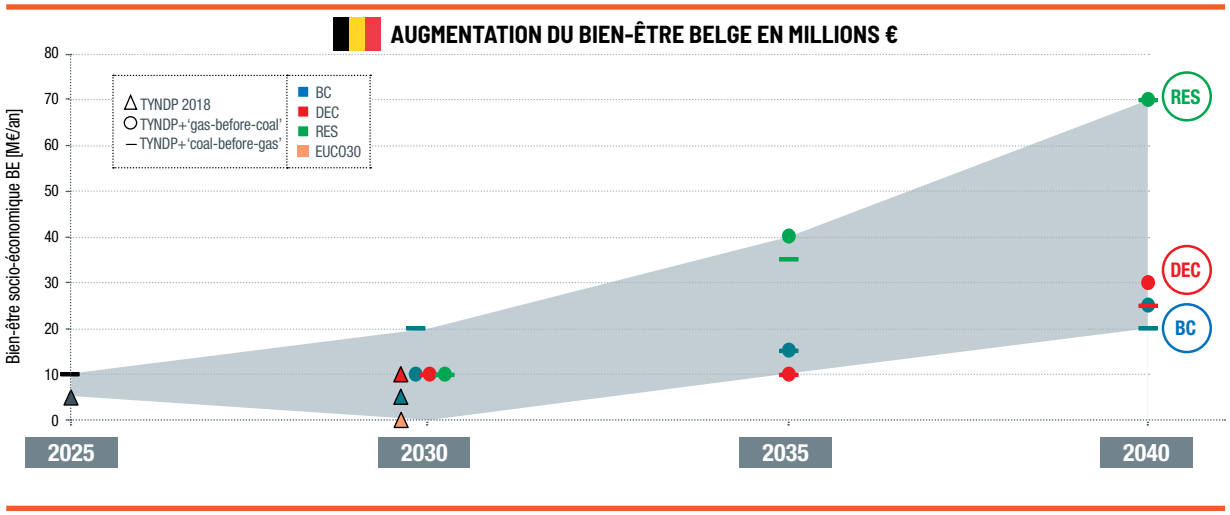


Figure 3.16 : Bien-être belge généré par le projet BE-DE II

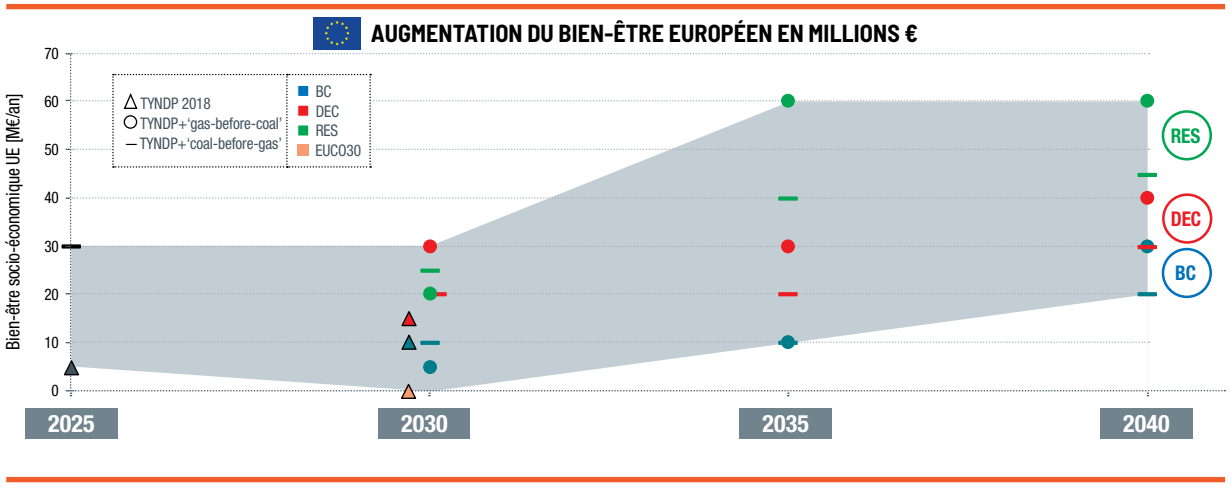


Figure 3.17 : Bien-être européen généré par le projet BE-DE II

Le projet BE-DE II engendrera, dans tous les scénarios, une augmentation du bien-être aussi bien belge qu'européen, avec une tendance à la hausse à mesure que la transition énergétique progressera.

Les pages suivantes exposent les principaux facteurs qui contribuent à l'augmentation du bien-être.

Jusqu'en 2030, la progression du bien-être sera essentiellement portée par la baisse du prix du marché en Belgique. L'accroissement de la capacité d'échange avec l'Allemagne permettra d'importer l'énergie produite par les centrales au charbon et au lignite situées en Allemagne et en Pologne vers la Belgique, où elle remplacera l'énergie plus coûteuse des centrales au gaz. Il en résultera un plus grand bien-être pour la Belgique dans une configuration de prix « coal-before-gas ». L'impact est encore plus net pour la Belgique dans le scénario « Base Case », caractérisé par une capacité accrue du charbon et du lignite en Allemagne, comparativement aux scénarios « RES » et « DEC ».

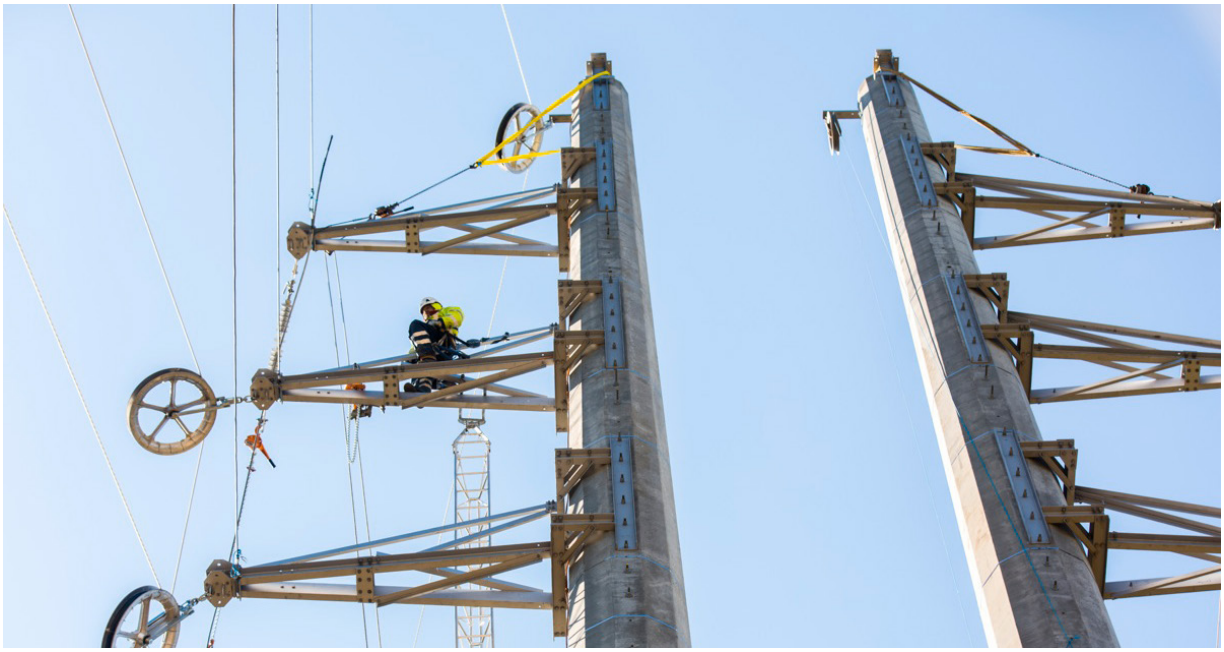
À partir de 2035, l'augmentation du bien-être belge et européen sera principalement portée par l'intégration des énergies renouvelables et plus particulièrement par l'installation de parcs éoliens dans le nord et l'est de l'Europe. À l'inverse, lorsque les prix seront élevés en Europe du Nord et de l'Est, le projet BE-DE II offrira la possibilité d'exporter de l'énergie produite par les centrales au gaz efficientes situées en Belgique.

Le dernier accord du gouvernement allemand datant de févier 2018[22] énonce l'accélération du développement des sources renouvelables de façon à pouvoir couvrir au moins 65 % de la consommation électrique du pays à l'horizon 2030 (contre 36 % actuellement). Cette accélération doit se faire principalement à l'aide d'une intégration plus intensive des nouveaux parcs éoliens et de panneaux photovoltaïques dans le pays. Cet accord s'inscrit dans le cadre de la réalisation des objectifs climatiques européens pour 2050 et permet au gouvernement allemand de réitérer son intention de procéder à la décarbonisation du système énergétique. Cet accord suit essentiellement la tendance du scénario « Large Scale RES », selon lequel le bien-être généré par le projet BE-DE II pour la Belgique atteint 70 millions € par an en 2040, soit deux fois plus qu'en 2035.

L'impact lié à la différence entre un merit order « coal-before-gas » et un merit order « gas-before-coal » sera relativement limité pour la Belgique à partir de 2035. Néanmoins, celle-ci restera relativement importante au niveau européen en raison du fossé qui ne cesse de se creuser entre les prix marginaux des unités CCGT et OCGT.

Sur la base des résultats découlant des différentes simulations de scénarios, les principaux éléments à prendre en considération concernant la création de valeur socio-économique par le projet BE-DE II sont :

- La pénétration des sources d'énergie renouvelable en Allemagne ;
- Le calendrier du démantèlement des unités au charbon et au lignite en Allemagne et en Europe de l'Est ;
- Le mix technologique de la Belgique, surtout en ce qui concerne les capacités de production flexible ;
- L'évolution générale des capacités d'échange entre l'Allemagne et les pays voisins ainsi que l'évolution des renforcements de réseau correspondants.



22 http://www.theenergycollective.com/jon-berntsen/2421527/new-german-government-adopts-coal-phase-name ; http://reneweconomy.com.au/germany-lifts-2030-renewable-energy-target-65-12576/

3.4.3 BIEN-ÊTRE SOCIO-ÉCONOMIQUE À LA FRONTIÈRE BE-FR

L'analyse de bien-être socio-économique relative aux renforcements effectués à la frontière franco-belge comprend deux étapes, comme l'indique la figure 3.18 :

- **L'étape 1** évalue les renforcements Avelin-Horta et les déphaseurs à Aubange. Ces projets font partie du réseau de référence et contribuent ensemble à la capacité d'échange de 1500 MW à la frontière franco-belge . La contribution au bien-être est ainsi calculée en comparant le réseau de référence, qui dispose d'une capacité d'échange de 2800 (BE>FR) / 4300 (FR>BE) MW à la frontière franco-belge, à une situation dans laquelle la capacité d'échange atteint 1300 (BE>FR) / 2800 (FR>BE) MW à la frontière franco-belge ;
- **L'étape 2** évalue le renforcement Lonny-Achêne-Gramme en l'ajoutant au réseau de référence. La contribution au bien-être est ainsi calculée en comparant le réseau de référence, qui dispose d'une capacité d'échange de 2800 (BE>FR) / 4300 (FR>BE) MW à la frontière franco-belge, à une situation dans laquelle la capacité d'échange atteint 3800 (BE>FR) / 5300 (FR>BE) MW à la frontière franco-belge.



Figure 3.18 : Aperçu des renforcements à la frontière franco-belge

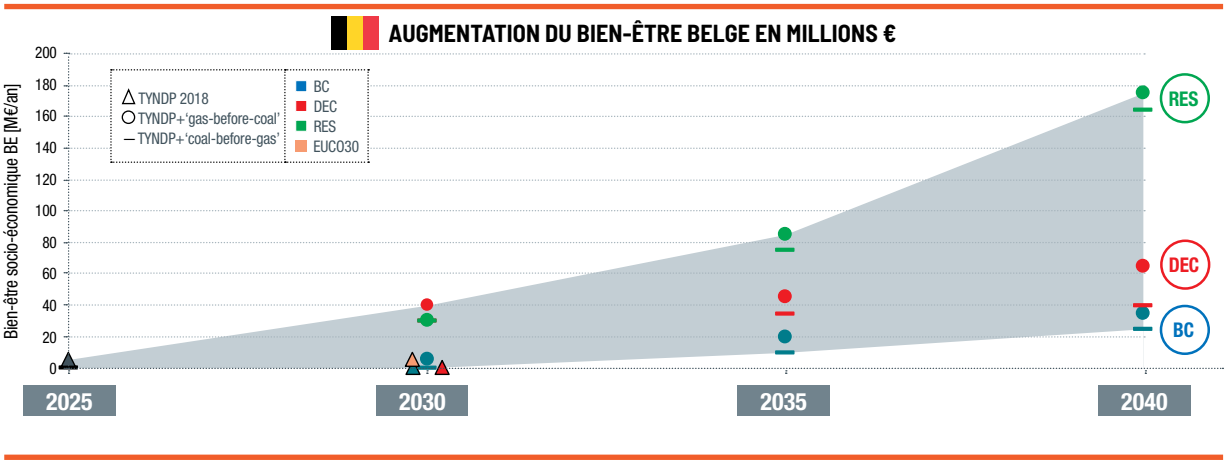


Figure 3.19 : Bien-être belge généré par les renforcements Avelin-Horta et déphaseurs Aubange

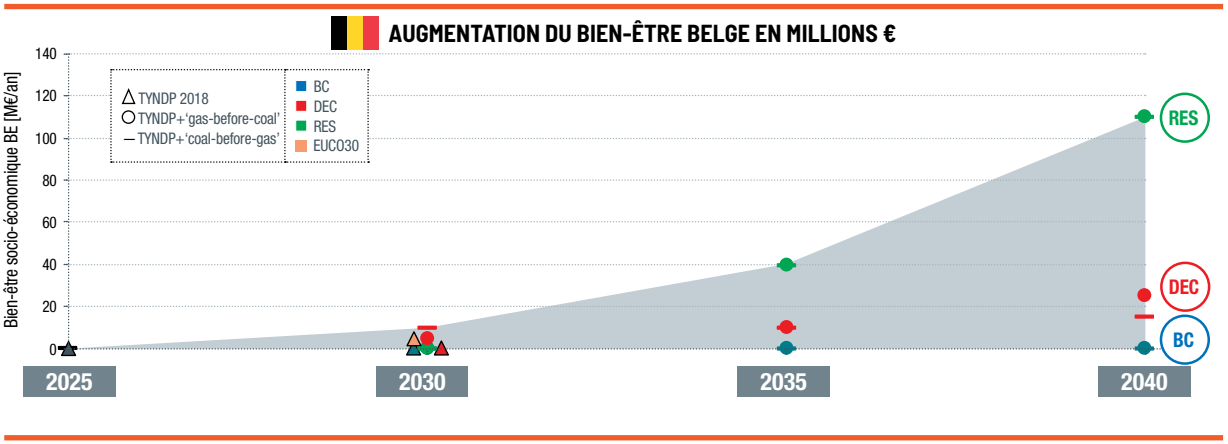


Figure 3.20 : Bien-être belge généré par le renforcement Lonny-Achêne-Gramme

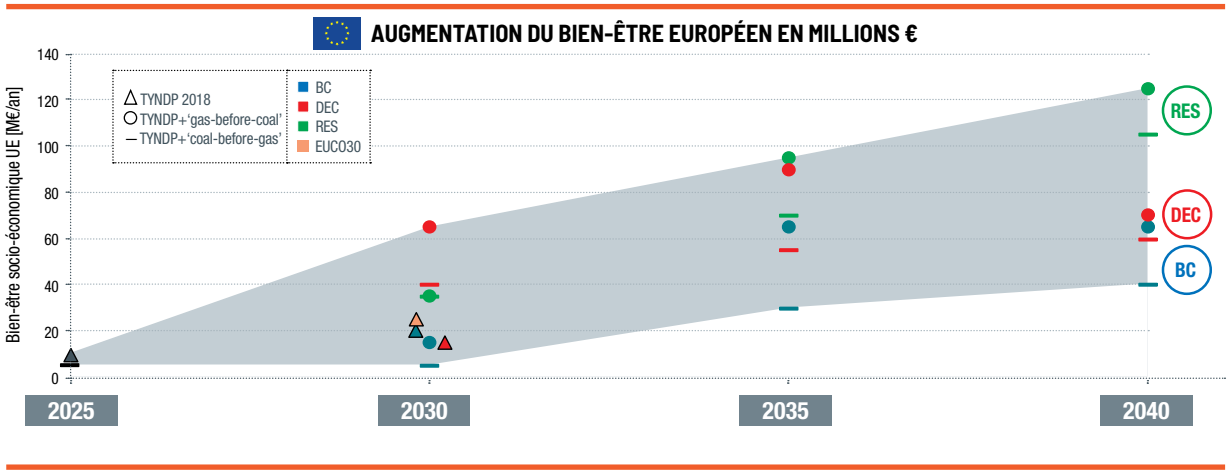


Figure 3.21 : Bien-être européen généré par les renforcements Avelin-Horta et déphaseurs Aubange

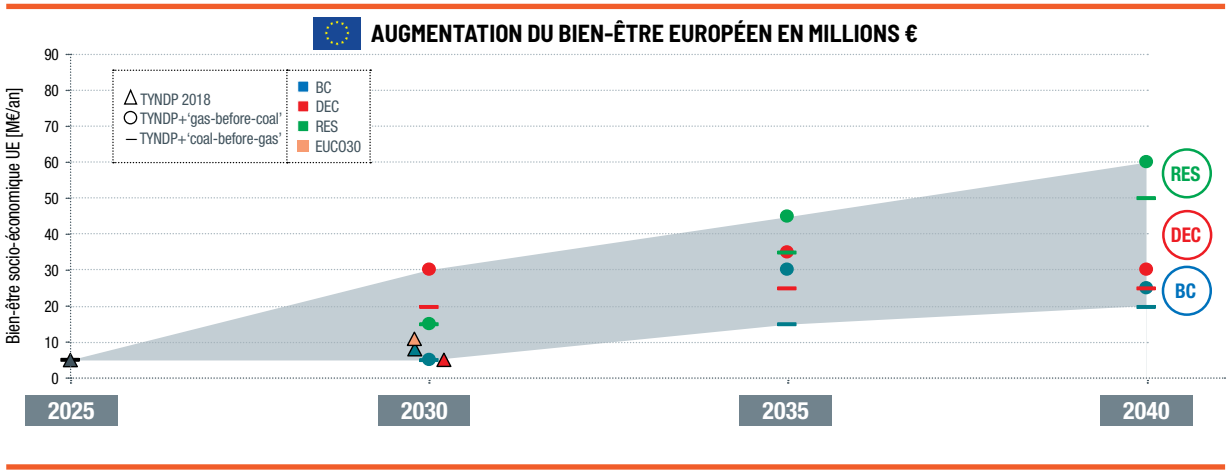


Figure 3.22 : Bien-être européen généré par le renforcement Lonny-Achêne-Gramme

En 2025, la progression du bien-être belge sera principalement portée par la baisse des prix en Belgique, même si ce sera dans des proportions limitées. L'augmentation de la capacité d'échange rendra possible l'importation de l'énergie produite par les centrales nucléaires françaises et par les unités au charbon et au lignite disponibles dans le sud de l'Europe afin de compenser partiellement la production des unités au gaz en Belgique.

En ce qui concerne l'horizon **2030**, la progression du bien-être belge est la plus marquée dans le scénario « Decentral ». Cela s'explique surtout par la position compétitive que pourra occuper la France grâce à ses capacités nucléaires disponibles (52 GW dans le scénario « Decentral » contre 38 GW dans le scénario « Large Scale RES ») et la pénétration des énergies renouvelables (en particulier l'énergie solaire dans le sud de l'Europe) dont tient compte ce scénario.

Les résultats indiquent également une baisse de l'effacement des énergies renouvelables dans la région CWE, ce qui peut donner jusqu'à environ 1 TWh dans le scénario le plus durable. Cela devrait permettre de réduire l'utilisation des combustibles fossiles (surtout le charbon et le lignite) dans l'est de la région CWE.

À l'horizon **2040**, la pénétration accrue des énergies renouvelables constituera le moteur principal. La réduction de l'effacement des énergies renouvelables entraînera une augmentation jusqu'à environ 3 TWh dans la région CWE. Il sera ainsi possible de diminuer l'utilisation de l'énergie nucléaire (France) et des combustibles fossiles dans la région CWE (surtout les centrales au gaz).

En 2030, et encore plus en 2040, l'accroissement du bien-être belge dépendra principalement de la pénétration des énergies renouvelables dans le système et de l'évolution du parc de production nucléaire français. Cette amélioration du bien-être atteindra jusqu'à 20 millions € en 2030, selon le scénario, et dépassera 100 millions € en 2040 pour le scénario impliquant une forte pénétration des énergies renouvelables. Les mêmes tendances se dégagent au niveau européen.

3.4.4 BIEN-ÊTRE SOCIO-ÉCONOMIQUE À LA FRONTIÈRE BE-NL

L'analyse de bien-être socio-économique relative aux renforcements effectués à la frontière belgo-néerlandaise comprend deux étapes, comme l'indique la figure 3.23 :

- **L'étape 1** évalue les renforcements BRABO II-III et Zandvliet-Rilland. Ces projets font partie du réseau de référence et contribuent ensemble à la capacité d'échange de 2000 MW à la frontière belgo-néerlandaise. La contribution au bien-être est ainsi calculée en comparant le réseau de référence, qui dispose d'une capacité d'échange de 3400 MW à la frontière belgo-néerlandaise à une situation dans laquelle la capacité d'échange atteint 1400 MW à la frontière belgo-néerlandaise ;
- **L'étape 2** évalue le renforcement Van Eyck-Maasbracht en l'ajoutant au réseau de référence. La contribution au bien-être est ainsi calculée en comparant le réseau de référence, qui dispose d'une capacité d'échange de 3400 MW à la frontière belgo-néerlandaise à une situation dans laquelle la capacité d'échange atteint 4300 MW à la frontière belgo-néerlandaise.



Figure 3.23 : Aperçu des renforcements à la frontière belgo-néerlandaise

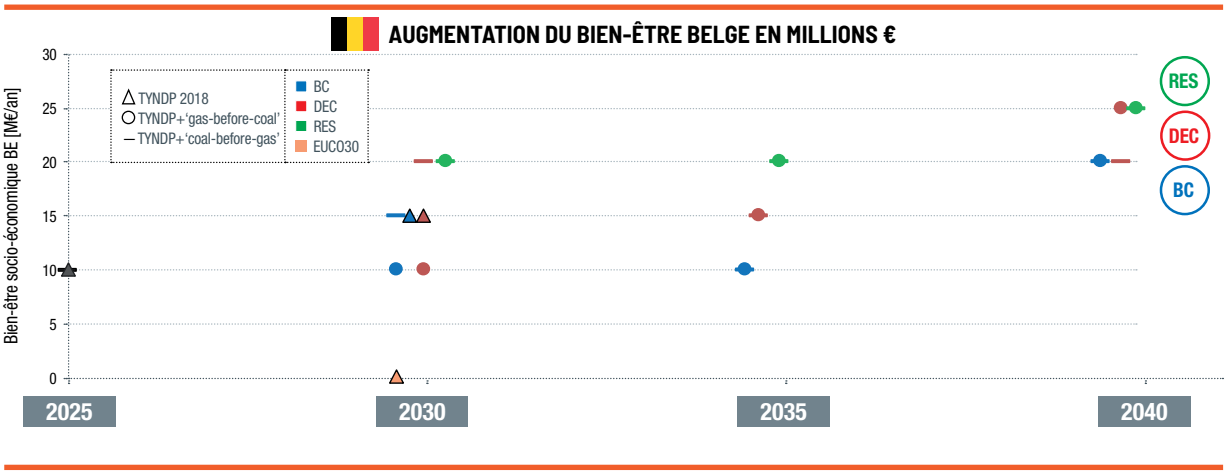


Figure 3.24 : Bien-être belge généré par les renforcements BRABO II-III et Zandvliet-Rilland

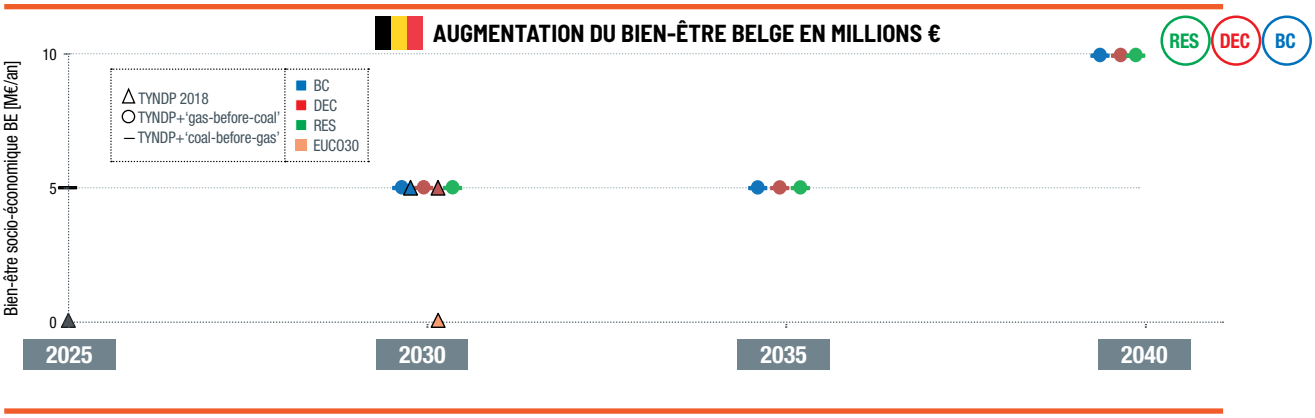


Figure 3.25 : Bien-être belge généré par le renforcement Van Eyck-Maasbracht

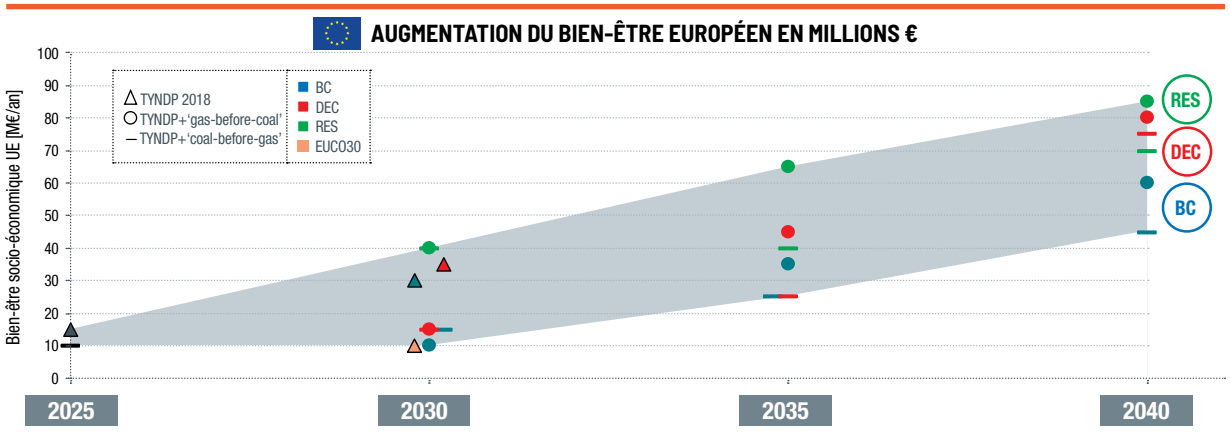


Figure 3.26 : Bien-être européen généré par les renforcements Brabo II-III et Zandvliet-Rilland

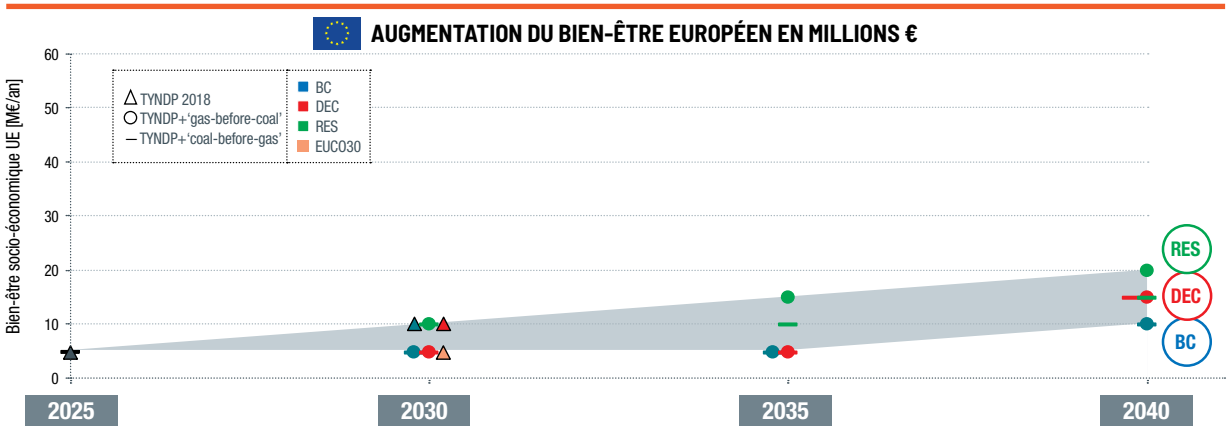


Figure 3.27 : Bien-être européen généré par le renforcement Van Eyck-Maasbracht

L'augmentation de la capacité d'échange avec les Pays-Bas contribue au bien-être belge à concurrence de 5 à 10 millions € par 1000 MW, et ce chiffre reste assez stable jusqu'en 2040.

Sur le plan européen, le premier groupe de renforcements (BRABO II-III et Zandvliet-Rilland) produit un bien-être de 10 à 50 millions € en 2030 et de 40 à 80 millions € en 2040. Le deuxième groupe (Van Eyck-Maasbracht) améliore encore plus significativement le bien-être européen, jusqu'à 10 à 30 millions € en 2040.

À l'horizon **2025**, la hausse de la capacité d'échange à la frontière belgo-néerlandaise fournira un accès à une énergie meilleur marché en provenance des Pays-Bas et d'Allemagne (surtout charbon et lignite), ce qui aura pour effet de faire baisser les prix de gros de l'électricité en Belgique lorsque les prix seront déterminés par les unités CCGT.

À partir de **2030**, seules les unités au charbon et au lignite devraient être mises à l'arrêt de façon permanente aux Pays-Bas, comme l'énonce l'accord de gouvernement néerlandais. Il est important de rappeler que les hypothèses relatives à la capacité liée au charbon aux Pays-Bas dans les trois scénarios du TYNDP sont de l'ordre de 4,5 GW, et que celles-ci ne tiennent pas compte de la dernière annonce du gouvernement néerlandais à ce sujet, contrairement aux scénarios du TYNDP+. Après la fermeture de ces centrales fonctionnant aux combustibles fossiles, l'augmentation du bien-être sera principalement alimentée par la pénétration des énergies renouvelables dans le système. À plus long terme, la hausse de la capacité d'échange permettra de bénéficier de synergies renforcées liées aux sources d'énergie renouvelable disponibles aux Pays-Bas et en Allemagne, où un excédent de production renouvelable pourra également être évacué.

3.4.5 CONTRIBUTION DE L'*UPGRADE* DU *BACKBONE* INTERNE AU BIEN-ÊTRE SOCIO-ÉCONOMIQUE

Cette section abordera la contribution de l'*upgrade* du *backbone* du réseau 380 kV interne – plus précisément « HTLS sur la boucle Mercator-Van Eyck-Gramme-Courcelles », « Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut ») » et l'« optimisation de la structure du poste Mercator » – au bien-être socio-économique, mesuré à l'appui du besoin évité de *redispatching*. Après une brève description de la méthode utilisée à la section 3.4.5.1, les résultats seront traités dans la section 3.4.5.2.

3.4.5.1 MÉTHODE POUR LA DÉTERMINATION DU BESOIN ÉVITÉ DE REDISPATCHING

À la clôture du marché de gros de l'électricité, lorsqu'il apparaît que les flux physiques résultants sont trop importants pour être transportés en toute sécurité sur le *backbone* 380 kV interne, le gestionnaire de réseau de transport procède alors à un *redispatching* de ces flux. Par « redispatching », il faut entendre : une réduction de la production à un endroit déterminé qu'il conviendra de compenser par une augmentation égale de production à un autre endroit afin d'assurer la sécurité du réseau. La nécessité de procéder à de tels *redispatchings* s'estompe à mesure que le *backbone* interne est renforcé. Cela étant, comme augmenter ou réduire la production de la sorte s'accompagne d'un coût, cela signifie que le renforcement du *backbone* 380 kV peut permettre d'éviter ce coût à la société, et donc qu'il est créateur de bien-être.

Pour évaluer les coûts liés au *redispatching*, on applique la méthodologie destinée aux analyses coûts-bénéfices d'ENTSO-E. Celle-ci :

- optimise tout d'abord les PST disponibles et mesures topologiques afin de limiter au maximum la nécessité d'un *redispatching* ;
- suit un ordre précis pour l'exécution des *redispatchings* : d'abord diminuer la production conventionnelle avant de réduire la production renouvelable, et d'abord trouver une solution au niveau national avant de procéder à un *redispatching* transfrontalier ;
- établit que le coût social du *redispatching* est égal à la différence en termes de coûts de production entre l'unité de production dont la production est revue à la baisse et l'unité dont la production est revue à la hausse. Selon cette approche, tout *redispatching* entre deux unités de production du même type (p. ex. CCGT) est « gratuite ». Les coûts éventuels facturés par les fournisseurs de *redispatching* en plus des coûts de production ne sont pas pris en compte ici ;
- ne tient pas compte des possibles compensations pour les subventions perdues lors de la limitation de la production éolienne offshore.

Cette approche conservatrice implique que la contribution au bien-être socio-économique, telle qu'elle est définie ci-dessous, constitue une sous-estimation de la réalité.

3.4.5.2 RÉSULTATS

L'analyse a été appliquée au scénario 2030 Sustainable Transition, en tenant compte du parc de production thermique décrit à la section 2.3.1.3 et du réseau de référence (voir tableau 3.2) auxquels sont ajoutés un paquet supplémentaire de capacité de production offshore de 2 GW.

Le *redispatching* évité attendu s'élève à 4500 - 5100 GWh sur une base annuelle. Sans le renforcement du *backbone* 380 kV interne, cette importante quantité d'énergie devrait être réglée à la baisse sur les moyens de production que le marché entend déployer (éolien offshore inclus) et compensée par le démarrage d'unités de production (plus coûteuses) ailleurs dans le réseau. Le renforcement du *backbone* 380 kV interne permettra ainsi, en évitant de procéder à des *redispatchings*, de dégager un bien-être social de 350 à 400 millions € par an.

3.4.6 CONCLUSION DE L'ANALYSE DE BIEN-ÊTRE

Ce chapitre 3 a illustré les besoins en capacités de transport supplémentaires à l'appui d'études de marché et de réseau réalisées par Elia. Il a ensuite présenté, à partir d'une perspective *top-down*, l'architecture de réseau pouvant combler ces besoins, en permettant d'adopter une approche de la transition énergétique qui soit tout à la fois **robuste, flexible et modulaire**.

3.4.6.1 DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS

Ce plan de développement soumet un programme d'investissement en matière d'interconnexions avec :

- À l'horizon 2025, les investissements déjà planifiés visant à la réalisation des capacités d'échange figurant dans le réseau de référence ;
- À l'horizon 2025-2030, des investissements conditionnels et indicatifs visant au renforcement des interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France, ainsi qu'au développement de nouvelles interconnexions HVDC avec le Royaume-Uni et l'Allemagne. La préparation de ces projets se poursuivra avec les partenaires GRT respectifs, tandis que la décision et l'approbation relative à la réalisation des projets seront discutées ultérieurement, en tenant compte des facteurs énumérées ci-dessous.

Enfin, grâce à une analyse de bien-être socio-économique, ce chapitre a livré un aperçu des avantages, en termes d'intégration de marché, qui découlent de ces projets pour la société. En outre, afin d'obtenir une vision complémentaire, les résultats décrits pour les scénarios du TYNDP+ ont été confrontés, de manière graphique, aux résultats obtenus pour le TYNDP 2018.

Voici les conclusions que l'on peut tirer de ces résultats :

- L'avantage en termes d'intégration de marché augmente au fil de la transition énergétique en mer du Nord ;
- Les interconnexions avec les Pays-Bas et la France fournissent, dans plusieurs scénarios 2030 un avantage en termes d'intégration de marché qui couvre les coûts d'investissement. À partir de 2035, cet avantage s'applique à l'ensemble des scénarios ;
- Les interconnexions supplémentaires avec le Royaume-Uni et l'Allemagne fournissent un avantage en termes d'intégration de marché qui couvre les coûts d'investissement, et ce à partir de 2035 et en fonction du scénario ;
- Nécessite de continuer à surveiller les évolutions en matière de transition énergétique et de politiques énergétiques en Belgique et dans les pays limitrophes et d'actualiser les analyses de bien-être au fur et à mesure du développement d'un projet.

Une analyse coûts-bénéfices complète couvre dès lors plus que (uniquement) l'indicateur de bien-être socio-économique. Un

aperçu plus détaillé des bénéfices qu'apporte le projet à l'échelle européenne (décarbonisation, sécurité d'approvisionnement, stabilité du système, flexibilité du système, etc.) et qui pèsent dans l'analyse coûts-bénéfices globale figure dans le TYNDP 2018.

Outre l'indicateur de bien-être économique, d'autres éléments sont essentiels dans le cadre des décisions d'investissement et de l'horizon de mise en œuvre pour les interconnexions supplémentaires. Ce type d'évaluation socio-économique approfondie du projet fait aussi structurellement partie des études bilatérales que Elia mène avec les GRT partenaires concernés.

3.4.6.2 DÉVELOPPEMENT DE L'ÉPINE DORSALE INTERNE

En outre, ce plan de développement présente un programme d'investissement visant l'épine dorsale interne, avec des investissements prévus qui ont pour objectif d'optimiser la capacité des connexions existantes et d'ouvrir de nouveaux corridors entre la côte et l'intérieur du pays.

La capacité d'accueil ainsi créée permet de développer le potentiel d'énergie renouvelable de la mer du Nord et de la région du littoral et d'éventuellement fermer de nouvelles centrales. Ce qui offre aux communes divers avantages en matière de sécurité d'approvisionnement et de décarbonisation.

La réalisation d'une analyse du bien-être socio-économique a en outre livré un aperçu des besoins évités de redispatching. Les résultats ont démontré que le renforcement du réseau 380 kV interne est essentiel pour éviter des coûts de redispatching élevés, qui seront indispensables pour préserver le réseau interne belge de toute congestion.

Le développement proposé du réseau 380 kV interne s'avère donc crucial pour surmonter les défis liés à la transition énergétique. Au regard des longs délais d'exécution de ces projets, il est capital de lancer le développement des projets d'infrastructure dès maintenant si l'on veut garantir que le futur réseau de transport puisse être prêt à temps. Il convient de développer le réseau de manière proactive pour remédier aux difficultés majeures et structurelles qui, à défaut, seraient susceptibles d'entraver la transition énergétique.

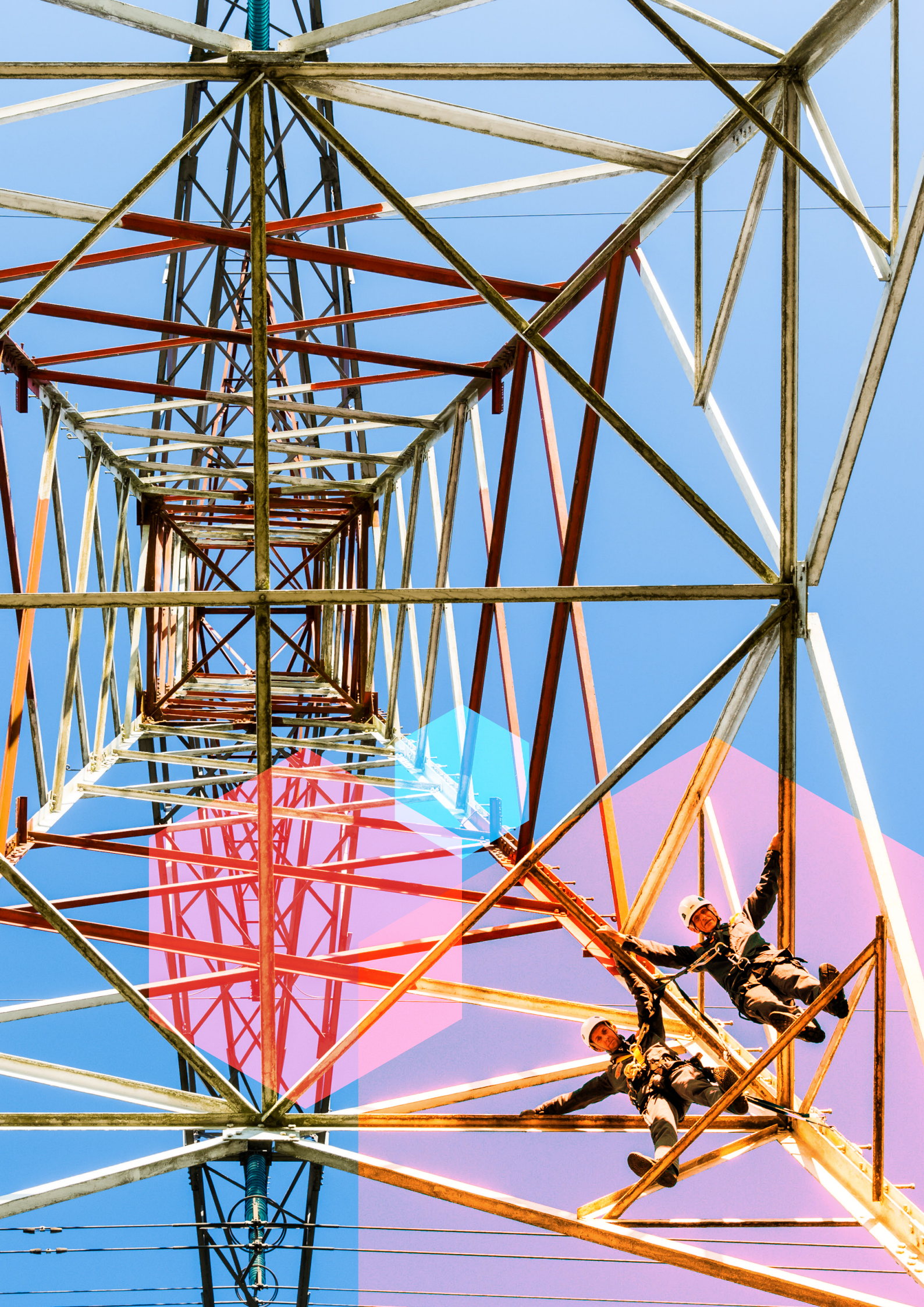
3.5 IMPACT DU RÉSEAU 380 KV SUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT 220 KV, 150 KV 110 KV

Outre le développement du réseau 380 kV, le renforcement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV est aussi important et est essentiellement entraîné par l'intégration de la production décentralisée à base de sources d'énergie renouvelable, l'évolution locale de la consommation et le remplacement du matériel obsolète.

Il importe de préciser que ces réseaux constituent souvent une voie parallèle au réseau de transport 380 kV. Étant donné que l'électricité suit le chemin de la moindre résistance, ces réseaux doivent traiter une partie des flux du réseau 380 kV et endossent donc une partie du rôle de transport de ce réseau. Étant donné que les flux sur le réseau 380 kV sont de plus en plus importants, cet effet sur les réseaux 150 kV et 220 kV s'amplifie. L'*upgrade* vers des conducteurs à haute performance de la partie restante du *backbone* 380 kV interne amplifiera encore davantage cet effet, à tel point que des mesures adéquates doivent être prises.

De plus amples explications concernant cette problématique ainsi que les autres moteurs figurent au chapitre 5, consacré entièrement au développement de ces réseaux.





4

SOLUTIONS TECHNIQUES POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT 380 KV



4.1 - Le développement du *backbone* interne du réseau 380 kV

4.2 - Développement des interconnexions

4.3 - Raccordement et intégration de la production éolienne offshore

4.4 - Stockage d'énergie et développement du réseau

4.5 - Potentiel à long terme de la transition énergétique

4.6 - Carte des projets THT

Au vu des besoins en capacité de transport supplémentaire identifiés (voir chapitre 3), le présent chapitre traite des projets individuels qui font partie du programme d'investissement en vue de répondre à ces besoins à l'horizon 2020-2030.

Ces projets visent un renforcement du réseau interne, l'intégration d'une capacité de production offshore supplémentaire et l'extension des interconnexions ; autant d'objectifs qui seront réalisés soit grâce à l'*upgrade* de lignes existantes, soit à l'aide de nouvelles liaisons. Elia choisit dans chaque cas de figure la solution qui servira au mieux les intérêts de la société.

La gestion coordonnée au sein d'ENTSO-E (échange de données, utilisation commune de méthodes, identification des besoins, discussion des résultats de recherche, etc.) est essentielle pour assurer un développement intégré et optimal du *backbone* européen. Ce caractère essentiel s'illustre par le fait que les projets visant le développement des interconnexions proposés dans ce document, la plupart des projets portant sur le *backbone* interne et les pistes à approfondir pour le développement à long terme font partie intégrante du plan décennal de développement européen, le TYNDP. Un certain nombre de projets spécifiques sont ainsi reconnus explicitement comme « projets d'intérêt commun » (PIC) par la Commission européenne. Nemo Link®, ALEGrO, Horta - Mercator, BRABO II & III, Belgique-UK II « Nautilus » et Belgique-Allemagne II sont ainsi repris dans la 3e liste des PIC.[1]

Il est essentiel d'avoir conscience du contexte plus large et de l'intérêt des projets présentés dans le présent Plan de Développement. La mise en place d'un solide réseau intégré à l'échelle européenne constitue un levier stratégique pour réaliser la transition énergétique et ses avantages économiques et environnementaux.

1 Des informations relatives aux PIC, y compris un aperçu des projets, sont disponibles sur le site web suivant : https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest

4.1 LE DÉVELOPPEMENT DU *BACKBONE* INTERNE DU RÉSEAU 380 KV

La transition du mix énergétique se caractérise, d'une part, par un basculement vers les énergies renouvelables et, d'autre part, par l'arrêt progressif des productions thermiques existantes, et ce, à l'échelle européenne. La réalisation d'un solide *backbone* interne en prévision de l'avenir, sur laquelle cette transition peut se greffer, est une priorité absolue.

Les renforcements du *backbone* interne créent la capacité d'accueil requise pour l'intégration de nouvelles unités de production. Ils jouent un rôle important dans le maintien de la convergence des prix avec les pays voisins et la fiabilité du réseau, les flux échangés étant appelés à augmenter, à devenir plus volatils et à s'internationaliser. En effet, un mix énergétique renouvelable caractérisé par sa vaste répartition géographique à travers l'Europe et une production difficilement prévisible et volatile représentent une situation tout autre que la situation historique, où le parc de production statique et centralisé offrait une production stable et coordonnée. Selon les conditions météorologiques, les flux peuvent provenir du nord, du sud, de l'est ou de l'ouest, et changer plusieurs fois par jour. Le réseau de transport doit pouvoir acheminer ces flux de manière à offrir le mix énergétique le plus économique possible aux utilisateurs du réseau et au consommateur. Si cette infrastructure n'est pas mise en place à temps, cela provoquera des congestions et des coûts de *redispatching* élevés pour préserver la sécurité du réseau.

La capacité de transport physique du *backbone* existant est presque doublée par le déploiement de conducteurs à haute performance, combiné, lorsque nécessaire, à l'intégration de transformateurs-déphaseurs destinés à diriger les flux. Cela s'avère toutefois insuffisant pour répondre aux besoins identifiés entre la côte et l'intérieur du pays. De nouvelles liaisons sont donc nécessaires. Plus précisément, il est fondamental de créer rapidement deux nouveaux corridors : Stevin – Avelgem (« Kustlus ») et Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut »). La mise en place de ces deux nouveaux corridors constitue une priorité pour garantir un accès optimal au marché européen, l'intégration maximale du potentiel renouvelable belge et la fiabilité du réseau. Étant donné le délai de réalisation de ces deux nouveaux corridors, notamment le temps nécessaire à la procédure d'obtention des permis, Elia sollicite dès aujourd'hui un large soutien qui lui permettra de lancer les procédures d'autorisation formelles au début de l'année 2019.

Il est en outre nécessaire d'investir dans des dispositifs de réglage de la tension. Il s'agit en effet, d'une part, d'éviter les tensions trop basses lorsque les importations sont élevées et, d'autre part, d'éviter les tensions trop élevées dans les périodes de faible consommation. Ces investissements rendent la gestion de la tension plus indépendante de l'évolution du parc de production, tout en permettant d'augmenter la capacité d'importation simultanée.

Pour finir, le *backbone* interne assure intrinsèquement l'alimentation des réseaux 150 kV et 220 kV sous-jacents. Des investissements adéquats sont nécessaires pour limiter les répercussions, sur ces réseaux sous-jacents, de l'augmentation des flux sur le *backbone* et de la diminution des moyens de production disponibles à ces niveaux de tension. Ces investissements consistent à renforcer la liaison avec le *backbone* interne 380 kV par l'installation de transformateurs supplémentaires, et à limiter, voire éviter, des flux parallèles sur les réseaux sous-jacents.



4.1.1 RÉSERVATIONS DE CAPACITÉ

Le raccordement de toute nouvelle unité de production électrique au réseau Elia suit un processus bien déterminé. Conformément au règlement technique fédéral, la réservation de capacité de production se fait à un moment précis dans le processus de raccordement. Cette réservation de capacité définit dès lors le moment à partir duquel l'unité de production en projet doit être prise en compte dans les analyses de réseau réalisées par Elia.

Le présent Plan de Développent tient compte des projets onshore et offshore ayant une réservation de capacité sur le réseau de transport[2]. Il existe actuellement, outre les parcs éoliens octroyés offshore (Northwester 2, Mermaid, Seastar) et onshore, deux grandes réservations de capacité nationales. Celles-ci sont reprises au tableau 4.1.

#	COMMUNE	RACCORDEMENT AU RÉSEAU ELIA	PUISSANCE	DATE D'ATTRIBUTION DU PERMIS DE PRODUCTION
1	Dilsen-Stokkem	Dilsen 380	2 x 460 MW	13/04/2016
2	Seneffe	Courcelles 380	450 MW	14/07/2014
Total			**1370 MW**	

Tableau 4.1: Projets de raccordement d'unités de production sur le réseau de transport avec une réservation de capacité

Elia s'attend à recevoir plusieurs demandes de raccordement pour de grandes unités de production au cours des années à venir. Elia continue de contrôler l'évolution de ces dossiers, tout comme le cadre global avec des initiatives relatives à un mécanisme de soutien de la capacité dans le cadre de l'arrêt progressif des productions thermiques existantes (p. ex. sortie du nucléaire) à l'horizon 2025.



2 Consultez la liste des autorisations de production sur le site web de la CREG : http ://www.creg.be/fr/professionnels/production/apercu-des-titulaires-dune-autorisation-de-production

4.1.2 APERÇU DES PROJETS

Le tableau ci-dessous fournit un aperçu des projets qui s'inscrivent dans le cadre du développement du *backbone* interne, y compris les besoins de renforcement du réseau liés au raccordement d'unités de production centralisée au 380 kV inclus (à l'exception de l'éolien offshore, traité à la section 4.3).

PROJET	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Renforcement du *backbone* interne centre - est	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck : renforcement au moyen de conducteurs à haute performance et d'un deuxième terne 380 kV sur des pylônes existants, avec installation d'un couplage à Massenhoven 380 kV	Planifié	2024	À l'étude
	Mercator – Bruegel – Courcelles – Gramme – VanEyck & Mercator – Lint : renforcement au moyen de conducteurs à haute performance des axes Mercator – Bruegel, Bruegel – Courcelles, Gramme – Van Eyck, Gramme – Courcelles, et installation d'un 4e terne 380 kV entre Mercator et Lint	Planifié	2025-2035	À l'étude
Nouveau corridor Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut »)	Nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV et installation de transformateurs-déphaseurs, offrant une solution au besoin en capacité de transport entre Avelgem et le centre du pays (le long de l'axe Bruegel-Courcelles)	Planifié	2026-2028	À l'étude
Nouveau corridor Stevin - Avelgem (« Kustlus »)	Intégration de l'axe Stevin dans un nœud de réseau plus loin à l'intérieur du pays (p. ex. Izegem/Avelgem) via une nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV, afin de créer de la capacité d'accueil pour le potentiel d'énergie renouvelable en mer du Nord et dans la région côtière.	Planifié	2026-2028	À l'étude
Mercator	Restructuration du poste Mercator afin d'en optimiser la structure et d'exploiter au maximum la capacité de transport Horta-Mercator (après HTLS) ainsi que l'axe nord-sud anversois.	Planifié	2025	À l'étude
Dock Saeftinghe (« CP ECA »)	Relèvement des lignes 380 kV et enfouissement de la ligne 150 kV pour la construction du dock	Conditionnel	2023	À l'étude
Raccordement unité de production à Dilsen 380	Réservation de capacité (920 MW) à Dilsen-Stokkem. Construction d'un nouveau poste 380 kV à Dilsen et intégration de celui-ci dans un terne entre Gramme et Van Eyck	Conditionnel	± 3 ans après décision	À l'étude
Raccordement unité de production à Courcelles 380	Réservation de capacité (450 MW) à Seneffe. Travée de raccordement dans le poste 380 kV de Courcelles à prévoir, pas de renforcement du *backbone* nécessaire	Conditionnel	1,5 à 2 ans après décision	À l'étude
Dispositifs de gestion de la tension - phase I	Dispositifs statiques de réglage de la tension (batteries de condensateurs 225 MVar)	Planifié	2020	À l'étude
Dispositifs de gestion de la tension - phase II	Dispositifs statiques de réglage de la tension supplémentaires (batteries de condensateurs 355 MVar et réactances shunt 540 MVar)	Planifié	2021-2022	À l'étude
Dispositifs de gestion de la tension - phase III	Dispositifs de réglage de la tension statiques et dynamiques supplémentaires liés à la sortie du nucléaire, aussi bien pour l'injection que pour l'absorption de l'énergie réactive	Conditionnel	2025	À l'étude
Interaction entre le réseau 380 kV et le réseau de transport sous-jacent	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Rodenhuize, Lillo & Kallo	Planifié	2022	Planifié (Rodenhuize) À l'étude (Lillo/Kallo)
	Nœuds supplémentaires pour le renforcement de la capacité de transformation dans le Hainaut, en Flandre-Occidentale et dans le Limbourg	Conditionnel	> 2025	À l'étude
Black-Out Mitigation (BOM)	Installation de générateurs diesel et d'un réseau satellite privé dans 456 postes	Planifié	2018 - 2029	En exécution
Sûreté	Protection des postes et des sites	Planifié	Nvt	En exécution
Réseau de fibre optique	Extension et renforcement du réseau de fibre optique	Planifié	nvt	En exécution
Dynamic line rating (DLR) et RTTR (*real time thermal rating*)	Investissements pour l'installation d'Ampacimons	Planifié	nvt	En exécution

Tableau 4.2 : Tableau récapitulatif des projets pour le *backbone* du réseau interne

4.1.3 RENFORCEMENT DU *BACKBONE* INTERNE CENTRE - EST

La boucle comprenant les 4 axes Mercator – Van Eyck, Van Eyck – Gramme, Gramme – Courcelles et Mercator – Courcelles fait l'objet d'un renforcement majeur, principalement par l'installation de conducteurs à haute performance.

Comme indiqué précédemment, le renforcement du *backbone* 380 kV existant est nécessaire pour la fiabilité du réseau dans un avenir où les flux échangés sont appelés à augmenter, à devenir plus volatils et à s'internationaliser. Le renforcement du *backbone* interne centre – est constitue le fondement d'un solide réseau interne 380 kV en prévision de l'avenir, sur lequel d'autres projets - tels que la poursuite du développement des interconnexions - peuvent se greffer. Le tout engendre une augmentation de la convergence des prix de gros de l'électricité avec l'étranger.

La réalisation de ces travaux est compliquée par les nombreuses mises hors service temporaires nécessaires pour travailler sur des lignes existantes. Un horizon temporel de 10 à 15 ans est prévu pour ces travaux. Ils seront effectués en plusieurs phases, à commencer par l'axe Massenhoven – Meerhout – Van Eyck.

MASSENHOVEN – MEERHOUT – VAN EYCK
Ce projet figurait déjà dans le plan de développement 2015-2025 précédent (au conditionnel).

Le projet de renforcement du *backbone* interne centre – est (Massenhoven – Meerhout – Van Eyck) consiste à renforcer la ligne aérienne en courant alternatif 380 kV existante (comprenant actuellement 1 terne) entre Massenhoven et Van Eyck via Meerhout par :

- la réalisation d'un deuxième terne 380 kV en conducteurs à haute performance sur les pylônes existants entre Massenhoven et Van Eyck. Dans cette optique, le terne de 150 kV existant sur le tronçon compris entre Massenhoven et Heze est remplacé par un terne 380 kV. Sur le tronçon allant de Heze à Meerhout puis à Van Eyck, l'actuel terne de 380 kV est complété par un second terne 380 kV ;
- le remplacement du terne 380 kV existant par un terne à conducteurs à haute performance 380 kV ;
- l'installation d'un couplage au poste de Massenhoven ;
- l'ajout de nouvelles travées ainsi que l'*upgrade* des travées existantes dans les postes existants en vue d'exploiter la capacité de ces conducteurs à haute performance.

Les conditions du plan de développement précédent étaient liées à l'évolution des flux de transit, au raccordement effectif d'unités de production dans les régions concernées et à la perspective d'un renforcement ultérieur de la frontière nord entre Van Eyck et Maasbracht.

L'augmentation de capacité de cet axe est justifiée par les simulations du marché et du réseau :

- à moyen terme (2025): au fil de la sortie du nucléaire, la quantité d'énergie acheminée depuis des sites plus éloignés augmente pour répondre aux besoins des grands centres de consommation au centre, ce qui entraîne une augmentation des flux sur l'axe Massenhoven – Van Eyck dans le sens Van Eyck – Massenhoven. Un renforcement de cet axe est donc nécessaire pour éviter toute congestion susceptible d'entraver les échanges entre les marchés. En outre, le renforcement est un préalable nécessaire à la création d'une capacité d'accueil pour les nouvelles centrales, notamment pour le remplacement de la production nucléaire. Les réservations de capacité précédentes témoignent d'un intérêt réel dans cette région ;
- à plus long terme : transition vers un système électrique plus renouvelable avec des flux internationaux accrus, plus volatils et moins prévisibles. Ce renforcement permet de renforcer l'interconnexion entre Van Eyck et Maasbracht.

Le projet de renforcement du *backbone* interne centre – est (Massenhoven – Meerhout – Van Eyck) est à l'étude, la mise en service étant prévue pour 2024.

MERCATOR – BRUEGEL – COURCELLES – GRAMME – VAN EYCK & MERCATOR – LINT
Ce groupe de projets concerne l'installation de conducteurs à haute performance sur la partie restante de la boucle 380 kV.

L'*upgrade* vers des conducteurs à haute performance sur la partie Gramme – Van Eyck figurait déjà dans le plan de développement 2015-2025 précédent (au conditionnel). Les conditions étaient liées à l'évolution des flux de transit, au raccordement effectif d'unités de production dans les régions concernées et à la perspective d'un renforcement ultérieur de la frontière nord entre Van Eyck et Maasbracht. L'augmentation de capacité de cet axe est justifiée par les simulations du marché et du réseau :

- à moyen terme (2025): un renforcement de la boucle est nécessaire pour éviter toute congestion au sein du réseau interne belge susceptible d'entraver les échanges entre les marchés. Ces projets offrent en outre la possibilité de créer une capacité d'accueil sur l'axe Mercator – Bruegel ;
- à plus long terme : transition vers un système électrique plus renouvelable avec des flux internationaux accrus, plus volatils et moins prévisibles. Si l'on tient compte des réservations de capacité existantes, ce renforcement permet de renforcer l'interconnexion entre Van Eyck et Maasbracht, mais également d'intégrer une seconde interconnexion avec l'Allemagne.

Le projet de renforcement du *backbone* interne centre – est (Mercator – Bruegel – Courcelles – Gramme – Van Eyck & Mercator – Lint) porte sur toutes les liaisons 380 kV existantes provenant de la boucle Mercator – Bruegel ; Bruegel – Courcelles ; Courcelles – Gramme ; Gramme – Van Eyck. Il prévoit le remplacement des conducteurs aériens existants de la ligne aérienne en courant alternatif par des conducteurs à haute performance, mais également la mise en place d'un 4e terne entre Mercator et Lint.

Le projet de renforcement du *backbone* interne centre – est (Mercator – Bruegel – Courcelles – Gramme – Van Eyck & Mercator – Lint) est à l'étude et vise un déploiement progressif au cours de la période 2025-2035.

4.1.4 NOUVEAU CORRIDOR AVELGEM – CENTRE (« BOUCLE DU HAINAUT »)

Le projet de création d'un nouveau corridor Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut ») concerne la pose d'une nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV ainsi que l'installation de transformateurs-déphaseurs dans le but de répondre aux besoins en capacité de transport supplémentaire entre Avelgem et le centre du pays (p. ex. le nœud de réseau de Courcelles, à confirmer après réalisation d'études approfondies). Ce nouveau corridor permet également de créer des synergies avec le développement du réseau 150 kV sous-jacent, notamment en renforçant la liaison entre les réseaux 380 kV et 150 kV (voir section 4.1.10).

À l'heure actuelle, l'ouest et le centre du pays ne sont reliés que par la liaison 380 kV entre Avelgem et Mercator via Horta. Cette liaison est un élément central du réseau et est d'ailleurs actuellement renforcée à l'aide de conducteurs à haute performance.

À terme, cette solution s'avérera toutefois insuffisante. Les simulations de marché et de réseau indiquent en effet que cette liaison atteindra à nouveau sa limite à cause de l'intensification des échanges internationaux et de la volatilité croissante des flux. Elia s'attend notamment à une importation accrue en provenance de la France et du Royaume-Uni au fil de la sortie du nucléaire. Cet effet se renforce proportionnellement à l'augmentation de l'énergie renouvelable installée en mer du Nord. La liaison Avelgem – Mercator finira par constituer un goulot d'étranglement structurel, impactant le fonctionnement du marché et entraînant l'augmentation des coûts de *redispacthing* et limitant l'accès pour les énergies renouvelables. Ceci est illustré à la figure 4.1.

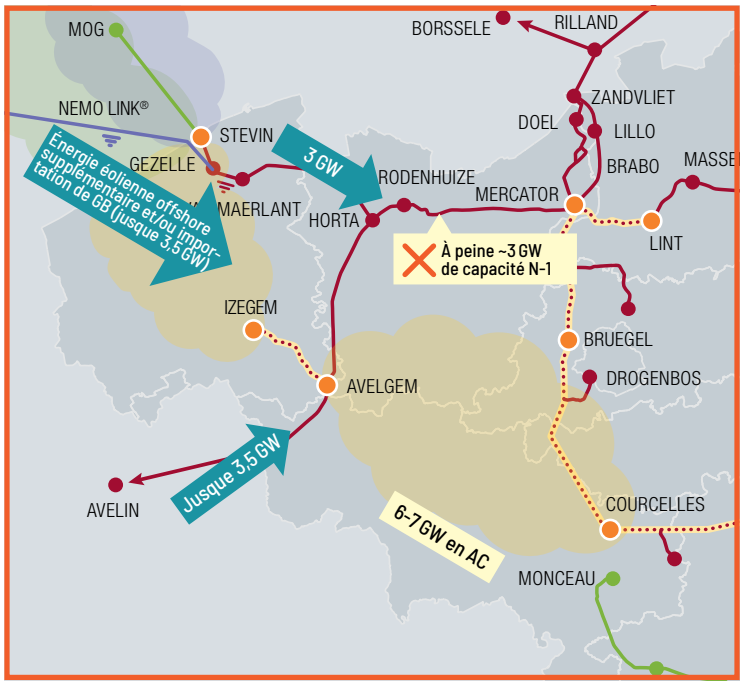


Figure 4.1 : Un seul corridor Avelgem – Mercator entre l'ouest et l'est est intenable

Une solution structurelle est donc nécessaire pour éliminer ce goulot d'étranglement via la construction d'une liaison supplémentaire qui permettra de fermer la boucle entre Avelgem et l'intérieur du pays. Cela bénéficiera à la convergence des prix. Cette liaison supplémentaire est d'ailleurs une condition nécessaire à la création d'une capacité d'accueil du côté occidental du réseau de transport auquel pourront se greffer le nouveau corridor Stevin – Avelgem (« Kustlus », voir section 4.1.5) et le potentiel d'énergie renouvelable correspondant en mer du Nord et dans la région côtière.

Une liaison supplémentaire améliore en outre fortement la fiabilité du réseau, tout en facilitant son entretien. En effet, elle offre une deuxième liaison pour transporter l'électricité d'ouest en est (et d'est en ouest). Du fait de la multiplicité des liaisons, l'interruption d'une liaison n'entraîne plus automatiquement une diminution de la capacité d'échange commercial.

Si l'on tient compte des flux attendus et des moteurs de création de capacité d'accueil, ce nouveau corridor doit posséder une capacité de transport physique d'au moins 6 GW. Conjointement, les corridors Avelgem – Mercator et Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut ») atteignent ainsi une capacité de transport physique d'environ 12 GW (env. 9 GW de capacité de transport physique sûre N-1) entre l'ouest et le centre du pays.

Le projet du nouveau corridor Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut ») est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2026-2028[3].

3 Cette date dépend de l'obtention à temps des autorisations nécessaires et de l'existence d'une large acceptation sociale, où les différents acteurs concernés prennent leurs responsabilités

4.1.5 NOUVEAU CORRIDOR STEVIN – AVELGEM (« KUSTLUS »)

Le projet de création d'un nouveau corridor Stevin-Avelgem (« Kustlus ») concerne l'installation d'une nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV offrant une solution au besoin de capacité de transport supplémentaire entre Stevin, en intégrant l'axe Stevin, et un nœud de réseau plus loin à l'intérieur du pays (p. ex. Izegem/Avelgem) afin de créer de la capacité d'accueil nécessaire pour le potentiel d'énergie renouvelable en mer du Nord et dans la région côtière. Le réseau à haute tension étant historiquement moins développé en Flandre-Occidentale, le transport de la production supplémentaire prévue requiert une nouvelle liaison. Ce nouveau corridor permettra également de créer des synergies avec le développement du réseau 150 kV sous-jacent, notamment en renforçant la liaison entre les réseaux 380 kV et 150 kV (voir section 4.1.10).

Même si l'axe Stevin et sa capacité d'accueil d'environ 3 GW suffisaient pour la mise en service de la production (éolienne) offshore prévue de 2,3 GW et les échanges vers et en provenance de Nemo Link®, cette capacité sera pleinement exploitée d'ici 2020, après cette mise en service. La mer du Nord offre également une importante capacité offshore supplémentaire potentielle. Le développement de ce potentiel commun joue un rôle crucial dans la transition énergétique des pays de la mer du Nord en vue d'atteindre les objectifs climatiques. Outre le développement d'un réseau offshore, il nécessite également de poursuivre le développement du réseau onshore pour amener l'électricité renouvelable produite en mer jusqu'au consommateur.

La Belgique est actuellement à la recherche de concessions dans la partie belge de la mer du Nord afin d'obtenir 1,7 à 2 GW de capacité de production offshore supplémentaire. Le choix d'un site adapté fait l'objet d'une étude et de consultations dans le cadre d'un nouveau plan d'aménagement des espaces marins (PAEM 2020-2026)[4]

Il s'agit là d'une donnée nouvelle par rapport au précédent Plan de Développement. Celle-ci oriente la solution pour créer la capacité d'accueil nécessaire pour cette production offshore supplémentaire vers une seconde liaison à haute tension 380 kV en Flandre-Occidentale, en partant du poste Stevin à Zeebruges vers le réseau 380 kV existant aux alentours d'Izegem/Alvegem et en passant par un nouveau poste (qui porte actuellement le nom de « TBD ») situé sur le tracé.

Il existe en outre d'autres facteurs susceptibles d'accroître le besoin en capacité d'accueil et l'importance d'une seconde liaison à haute tension 380 kV en Flandre-Occidentale :

- le PAEM 2014-2020 a défini des zones de stockage de l'énergie ; le PAEM 2020-2026 en cours d'élaboration prévoit aussi la possibilité de stocker l'énergie offshore dans certaines zones ;
- une éventuelle seconde liaison en courant continu avec le Royaume-Uni (Nautilus), où la nouvelle liaison à haute tension offre la possibilité de la raccorder plus près de la côte - par exemple au nouveau poste (« TBD ») - et, dès lors, à un coût plus avantageux ;
- les scénarios futurs partent de l'hypothèse de la poursuite du développement des énergies renouvelables onshore, mais également de la capacité de production onshore. Cela souligne les synergies potentielles entre le développement de la nouvelle liaison à haute tension 380 kV et les réseaux 150 kV sous-jacents ;
- à plus long terme, les scénarios pour le futur reposent sur l'hypothèse de la poursuite du développement des énergies renouvelables offshore en mer du Nord au-delà de 2030 (dans les eaux belges ou non).

Dans ce contexte, on vise à créer une nouvelle capacité d'accueil maximale, le plus économiquement possible, lors du développement du nouveau corridor Stevin – Avelgem (« Kustlus »). Une liaison en courant alternatif avec deux ternes 380 kV crée intrinsèquement une capacité d'accueil d'environ 3 GW si l'on tient compte du critère selon lequel le réseau doit pouvoir compenser la perte d'un terne à tout moment. L'intégration de la nouvelle liaison à haute tension avec l'axe Stevin améliore la sécurité du réseau, car elle crée plusieurs trajets possibles pour faire face à la perte d'un tronçon et offre un accroissement de la capacité d'accueil supérieur à l'accroissement que permettrait une structure sans boucle. Les études préliminaires montrent que la capacité d'accueil totale sur le réseau 380 kV dans la région de Flandre-Occidentale passe ainsi d'environ 3 GW (axe Stevin) à environ 7 GW (axe Stevin + nouveau corridor Stevin – Avelgem).

L'importance croissante de la capacité d'accueil et de la sécurité d'approvisionnement du côté occidental du réseau de transport souligne la nécessité de créer une liaison entre l'axe Stevin et le poste « TBD » de la nouvelle liaison à haute tension. Sinon, il subsiste un risque de réduction/délestage de l'importation/de la production ou de délestage de la charge en cas d'entretien ou d'incident.

Pour bénéficier des avantages de cette intégration, la capacité de transport physique de la connexion entre le nouveau poste « TBD » et Stevin doit être d'au moins 3 GW en situation N (c.-à-d. lorsque toute la connexion est disponible). Un dimensionnement supérieur, de 6 GW, tel que le reste de la liaison Stevin – Avelgem (« Kustlus »), est toutefois préférable pour préserver au maximum le potentiel de Zeebruges pour l'accueil d'énergies renouvelables onshore et offshore. Il est en effet essentiel de tenir compte de ce potentiel d'énergie renouvelables dans le cadre de la poursuite de la décarbonisation de notre société pour 2050, et le dimensionnement de la connexion contribuera, à long terme, au développement de ce potentiel.

4 Un plan d'aménagement des espaces marins réserve de l'espace en mer pour une durée déterminée pour l'exercice de certaines activités : navigation, tourisme, dragage de sable, éolien offshore, etc.) et tente en même temps de veiller au respect des objectifs écologiques, économiques et sociaux. Un plan d'aménagement des espaces marins est valable pour une durée de 6 ans. Une révision sur la base de l'actuel PAEM (PAEM 2014-2020), est actuellement en cours. Celle-ci se terminera dans le courant de 2019. Un nouveau plan d'aménagement des espaces marins, par conséquent prévu pour 2019, définira l'exploitation de la partie belge de la mer du Nord jusqu'en 2026, le PAEM 2020-2026

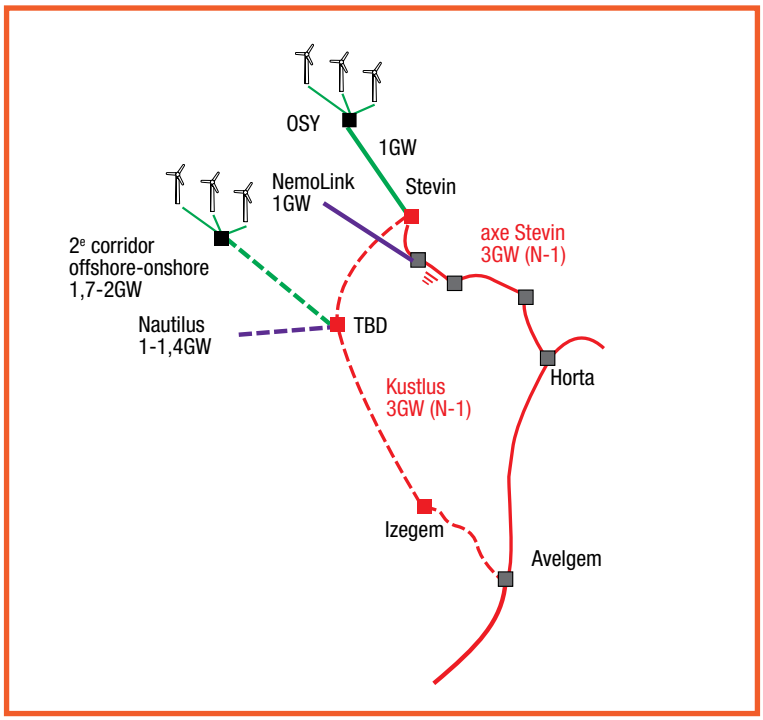


Figure 4.2 : Nouveau corridor Stevin – Avelgem (« Kustlus ») et nouveau poste « TBD »

De l'autre côté, la nouvelle liaison à haute tension d'Izegem peut être intégrée à condition que l'on *upgrade* la liaison 380 kV existante entre Izegem et Avelgem au moyen de conducteurs à haute performance.

Le projet du nouveau corridor Stevin – Avelgem (« Kustlus ») est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2026-2028.[5]

4.1.6 MERCATOR

Le projet Mercator concerne la restructuration du poste Mercator en vue de l'adapter aux futurs besoins en capacité et aux flux d'énergie transitant par ce nœud, en plus des adaptations antérieures effectuées dans ce poste (p. ex. BRABO III). Plusieurs éléments l'encouragent :

- Pour pouvoir exploiter toute la capacité de transport de la liaison Horta – Mercator (équipée de conducteurs à haute performance), il est nécessaire de remplacer le matériel de commutation du poste Mercator.
- Cela permettra d'éviter les limitations pour le fonctionnement du marché en cas de travaux d'entretien sur un jeu de barres du poste.
- Les travées doivent être optimisées pour chaque jeu de barres afin de faciliter les flux ouest – est et nord – sud.

Le projet Mercator est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2025.

4.1.7 DOCK DE SAEFTINGHE (« CP ECA »)

Ce projet est à prendre au conditionnel dans le présent plan de développement, car il dépend de la réalisation concrète du dock de Saeftinghe.

Le projet prévoit le déplacement de quatre lignes 380 kV et d'une ligne 150 kV pour permettre la construction d'un nouveau bassin d'échouage, le « dock de Saeftinghe » sur la rive gauche d'Anvers. Un certain nombre de variantes ont été examinées avec Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen, et le relèvement des lignes 380 kV et l'enfouissement de la ligne 150 kV ont été retenus pour une étude plus approfondie.

Le projet du dock de Saeftinghe est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2023, dans la mesure où la variante et le calendrier décrits sont retenus comme solution (cf. Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen).

4.1.8 RACCORDEMENT POTENTIEL DE NOUVELLES UNITÉS DE PRODUCTION

4.1.8.1 DILSEN

Il existe une réservation de capacité pour une centrale TGV de 2 x 460 MW, pour laquelle une autorisation de production a été délivrée en 2016 au candidat-producteur Dils-Energie. Le raccordement de cette centrale nécessite la construction d'un nouveau poste 380 kV à Dilsen-Stokkem et son intégration à l'axe Gramme – Van Eyck. Ce projet est à prendre au conditionnel dans le présent plan de développement et dépend de la demande concrète de raccordement au réseau de transport.

5 Cette date dépend de l'obtention à temps des autorisations nécessaires et de l'existence d'une large acceptation sociale, où les différents acteurs concernés prennent leurs responsabilités

4.1.8.2 SENEFFE

Il existe une réservation de capacité dans le poste 380 kV de Courcelles pour une centrale TGV de 450 MW à Seneffe, pour laquelle une autorisation de production a été délivrée en 2014 au candidat-producteur Eni Power Generation. Le raccordement de cette centrale ne nécessite aucun renforcement particulier du réseau en dehors de la construction d'une travée de raccordement dans le poste 380 kV de Courcelles, à laquelle peut être raccordé le câble entre le poste et la centrale. Ce projet est à prendre au conditionnel dans le présent plan de développement et dépend de la demande concrète de raccordement au réseau de transport.

4.1.8.3 CAPACITÉ DE PRODUCTION COMPLÉMENTAIRE

Elia s'attend à recevoir plusieurs demandes de raccordement pour de grandes unités de production au cours des années à venir. Elia continue à suivre l'évolution de ces dossiers, ainsi que le cadre global avec des initiatives éventuelles relatives à un mécanisme de soutien de la capacité, et des besoins correspondants de raccordement et de renforcement du réseau. Ces besoins supplémentaires peuvent entraîner des modifications des projets mentionnés dans ce chapitre 4.

4.1.9 MOYENS DE GESTION DE LA TENSION

Le développement des interconnexions avec les pays voisins contribue à augmenter notablement les possibilités d'importation à partir de ceux-ci. Comme le signale l'encadré sur la capacité à la section 3.1, outre la capacité de transport physique aux frontières, d'autres facteurs doivent être pris en compte pour garantir la stabilité du réseau belge et une bonne gestion de la tension en combinaison avec des niveaux d'importation élevés. Un niveau d'importation plus élevé exige la disponibilité de moyens supplémentaires pour injecter cette énergie réactive dans le réseau.

Elia relèvera déjà la limitation de la capacité d'importation simultanée de 4500 MW à 5500 MW dans le courant de l'année 2018. Les études effectuées à ce sujet indiquent que cela ne présenterait aucun danger pour le système grâce à la contribution en énergie réactive du projet de Stevin et aux nouveaux câbles 150 kV dans la région du Hainaut. Le suivi proactif quotidien des besoins en tension liés à la situation du réseau attendue pour le lendemain par les centres de contrôle constitue une mesure spécifique complémentaire visant à identifier les difficultés en temps opportun et, le cas échéant, de prendre des mesures, notamment dans les programmes des unités de production belges.

Pour relever encore la limitation de la capacité d'importation simultanée, il est nécessaire d'effectuer des investissements ciblés dans les moyens de réglage de la puissance réactive. L'utilisation d'une capacité d'importation accrue par le marché implique effectivement une production moindre des unités centralisées classiques sur le réseau belge. Il est dès lors nécessaire de satisfaire aux critères en matière de tension et de stabilité du réseau autrement, à savoir par des investissements ciblés dans les moyens de réglage de la puissance réactive.

La feuille de route ci-dessous clarifie le projet pour relever progressivement la limitation de la capacité d'importation simultanée.

Outre des moyens pour l'injection de puissance réactive, des moyens complémentaires seront nécessaires pour son absorption à partir de la phase II. La gestion de la tension sur les réseaux 150 kV et 220 kV doit relever le défi spécifique d'éviter des tensions trop élevées. Ces tensions trop élevées sont notamment la conséquence du nombre croissant de câbles dans le réseau. Les câbles génèrent intrinsèquement plus de puissance réactive que les lignes. De plus, lorsque la demande d'électricité est faible, peu d'unités de production centralisée fonctionnent, et une quantité de puissance réactive relativement moins importante peut être absorbée par ces unités. En d'autres termes, l'installation d'équipements de compensation du réactif est donc nécessaire pour absorber le surplus de puissance réactive à des moments spécifiques.

PHASE I (2020)
Les études menées ont montré que des investissements complémentaires limités permettraient de porter la limitation de la capacité d'importation simultanée à 6500 MW une fois le projet ALEGrO achevé. Grâce aux possibilités de réglage de la station de conversion, ce projet apporte intrinsèquement une contribution importante au réglage de la tension dans la région.

À cela s'ajoute la nécessité d'un investissement dans des dispositifs statiques de réglage de la tension supplémentaires, et plus spécifiquement de 3 batteries de condensateurs (225 MVAr au total) pour l'injection de puissance réactive dans le réseau.

Le projet « moyens de réglage de la tension - phase I » est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2020.

PHASE II (2021-2022)
Elia prévoit une augmentation supplémentaire de la limitation de la capacité d'importation simultanée, qui la porterait de 6500 MW à 7500 MW. Dans cette optique, des équipements de réglage supplémentaires sont nécessaires. Concrètement, il s'agit d'investir dans 4 batteries de condensateurs (355 MVAr au total) pour l'injection de puissance réactive dans le réseau.

Il est également nécessaire d'investir dans des réactances shunts à des emplacements répartis sur le réseau de transport pour résoudre le problème des tensions trop élevées (lorsque la consommation est faible). Des réactances shunts seront installées dans les postes d'Aubange 220 kV (130 MVAr), Verbrande Brug 150 kV (2x75 MVAr), Horta 380 kV (130 MVAr) et Rimière 220 kV (130 MVAr).

Le projet « moyens de réglage de la tension - phase II » est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2021-2022.

PHASE III (2025)
Compte tenu de l'évolution du parc de production, et plus spécifiquement de la sortie du nucléaire prévue en 2025, les études effectuées indiquent qu'il sera nécessaire d'installer des équipements de réglage de la puissance réactive supplémentaires sur le réseau, tant pour son injection que pour son absorption. Cette nécessité fait référence aux besoins de réglage de la tension statique et dynamique.

Ceux-ci peuvent être satisfaits, respectivement, par des investissements dans des batteries de condensateurs ou des réactances shunts (besoins statiques), et par des SVC (Static Var Compensator), des STATCOM (Static Synchronous Compensator) ou des compensateurs synchrones (besoins dynamiques). En ce qui concerne les besoins dynamiques, des synergies sont envisageables entre les solutions prévues pour l'injection et l'absorption de puissance réactive. En outre, une autre évolution du marché relative à la puissance réactive fait l'objet d'une étude plus approfondie en vue de couvrir (partiellement) ces besoins.

Ce projet est à prendre au conditionnel dans le présent Plan de Développement, car les besoins, le timing et la solution technologique exacts seront adaptés en fonction de l'évolution du parc de production, de l'évolution du marché concernant la puissance réactive, de sa part dans la charge, mais également de la capacité d'importation simultanée à atteindre.

Le projet « moyens de réglage de la tension - phase III » est en cours de développement, la mise en service étant prévue vers 2025.

4.1.10 INTERACTION ENTRE LE RÉSEAU 380 KV ET LE RÉSEAU DE TRANSPORT SOUS-JACENT

Le réseau 380 kV constitue la colonne vertébrale du système et a pour objectif de transporter de grandes puissances sur de longues distances. Le réseau 150 kV et les liaisons non transfrontalières du réseau 220 kV servent avant tout au transport d'électricité vers les grands centres de consommation. Les grands consommateurs industriels y sont raccordés et, historiquement, la plupart des centrales thermiques.

Toutefois, les réseaux 150 kV et 220 kV sont soumis à une pression croissante :

- d'une part, la capacité de production y est moindre en raison des fermetures (annoncées) d'unités thermiques existantes, ce qui provoque des pénuries et des excédents dans les différentes zones couvertes par ces réseaux et, par conséquent, entraîne des flux de transit en plus des flux qui alimentent la charge et pour lesquels ces réseaux ont été dimensionnés ;
- d'autre part, ces réseaux étendus géographiquement et alimentés à différents endroits par des transformateurs 380/150 kV et 380/220 kV constituent une voie parallèle au réseau de transport 380 kV. Étant donné que l'électricité suit tous les chemins parallèles disponibles, une partie des flux de transit (inter)nationaux passe par ces réseaux 150 et 220 kV. Ils assurent ainsi une partie du transport du réseau 380 kV. Étant donné que les flux (de transit) acheminés par le réseau de transport 380 kV sont de plus en plus importants, ils amplifient cet effet sur les réseaux 150 kV et 220 kV. L'*upgrade* vers des conducteurs à haute performance sur la partie restante du *backbone* interne 380 kV permet à ces flux croissants de transiter par le réseau 380 kV, mais les réseaux 150 kV et 220 kV sous-jacents ne sont pas dimensionnés en conséquence.

En outre, les projets relatifs aux nouveaux corridors 380 kV offrent la possibilité, selon le tracé retenu, de renforcer la capacité de transformation en direction du réseau sous-jacent.

Pour inverser cette tendance et garantir l'indépendance des réseaux 150 kV et 220 kV par rapport à l'évolution du parc de production centralisée, la solution consiste en premier lieu à renforcer de manière ciblée la transformation du réseau 380 kV vers les réseaux 150 kV et 220 kV sous-jacents. Il peut en outre être nécessaire « d'ouvrir » le réseau sous-jacent en certains points et de découpler ainsi les différentes zones. Les flux parallèles sont ainsi entièrement évités. Dans certains cas, il est possible d'utiliser des transformateurs-déphaseurs dans les réseaux 150 kV ou 220 kV pour diriger les flux entre les différentes zones.

Les investissements dans le renforcement de la liaison entre le réseau 380 kV et les réseaux sous-jacents sont expliqués ici. Les éventuels renforcements supplémentaires dans les réseaux sous-jacents qui en découlent, ainsi que la nécessité de transformateurs-déphaseurs dans les réseaux sous-jacents, sont expliqués au chapitre 5.

La nécessité de l'installation de transformateurs a déjà été partiellement abordée dans le Plan de Développement précédent. À l'horizon 2020-2030, le projet suivant figurait déjà dans le Plan de Développement 2015-2025 précédemment approuvé :

- Installation d'un transformateur 380/150 kV à Rodenhuize, la mise en service étant prévue en 2022.

En outre les besoins complémentaires suivants en transformateurs 380/150 kV ont été identifiés dans le cadre du présent Plan de Développement :

- installation de deux transformateurs 380/150 kV à Lillo (en complément du transformateur 380/150 kV déjà prévu dans le cadre de BRABO III), la mise en service étant prévue en 2022 ;
- installation d'un transformateur 380/150 kV à Kallo comme condition nécessaire pour la réalisation de BRABO III, la mise en service étant prévue en 2022.

Enfin, des études sont en cours en vue de déterminer l'évolution de la capacité de transformation au-delà de 2025. La liste ci-dessous donne une indication générale par secteur/région sur la base des premiers résultats de l'étude. La réalisation de ces transformateurs est à prendre au conditionnel dans le présent Plan de Développement. Les conditions dépendent des besoins, du timing et de la solution qui seront adaptés en fonction de l'évolution du parc de production et de la possibilité de synergies avec le développement des réseaux 150 kV sous-jacents :

- installation d'un transformateur 380/150 kV dans la région du Limbourg, p. ex. pour le poste d'André Dumont ;
- les nouveaux corridors Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut ») et Stevin – Avelgem (« Kustlus ») doivent permettre, selon le tracé retenu, de rechercher des synergies en vue de renforcer la liaison avec le réseau 150 kV sous-jacent. L'échéance de ces deux corridors est prévue, selon les estimations actuelles, pour 2026-2028.

4.1.11 PROJETS POUR UNE EXPLOITATION OU UNE GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU

Les projets pour une exploitation ou une gestion plus efficace du réseau regroupent les projets qui permettent d'optimiser l'utilisation du réseau, ainsi que les projets qui visent spécifiquement un standard particulier, etc. De tels projets concernent tous les niveaux de tension du réseau de transport. Citons à titre d'exemple :

BOM : BLACK-OUT MITIGATION

Ce projet figurait déjà dans le Plan de Développement précédemment approuvé. Il n'est repris qu'à titre d'information, afin de donner une image claire de l'état de développement du réseau de transport.

Le projet Black-Out Mitigation (atténuation du risque de blackout) concerne le renforcement des services auxiliaires dans tous les postes à haute tension grâce à la mise à niveau des batteries existantes ainsi qu'à l'équipement de 456 postes à haute tension identifiés comme prioritaires avec, d'une part, des générateurs diesel et, d'autre part, un réseau satellite privé. Le déploiement des générateurs diesel est prévu pour la période 2018-2028. Le déploiement du réseau satellite privé est prévu pour la période 2020-2029.

SÉCURITÉ : PROTECTION DES POSTES ET DES SITES

Le projet concerne les investissements dans des mesures visant à mieux sécuriser les infrastructures critiques d'Elia, notamment en vue de satisfaire aux exigences de la directive PEPIC[6], transposée le 1er juillet 2011 dans la loi sur les infrastructures critiques. Une nouvelle politique de protection des postes à haute tension a été mise en place en 2017. Elle comprend non seulement des mesures de protection supplémentaires pour les infrastructures critiques, mais également des concepts de protection pour de nombreux autres postes à haute tension sur la base de catégories de postes spécifiques. Par ces investissements, Elia souhaite s'adapter à un environnement sécuritaire en pleine mutation, notamment pour renforcer la sécurité de ses postes, de ses *assets* et de ses bâtiments, mais également pour mieux protéger son réseau informatique.

RÉSEAU DE FIBRE OPTIQUE

Le projet de réseau de fibre optique concerne les investissements dans une extension et un renforcement du réseau de fibre optique en vue d'une intégration optimale de la supervision et de la gestion des *assets* dans les activités opérationnelles d'Elia.

Les principaux moteurs sont :

- le remplacement, en ligne avec l'évolution du marché, du TDM[7] par une technologie IP pour la communication de données. Cette évolution requiert, pour garantir le bon fonctionnement des dispositifs de protection, que la télécommunication passe par la fibre optique ;
- le besoin croissant en bande passante des IED[8] des postes (remote asset management, surveillance par caméra, cybersécurité, *hub & spoke approach*, capteurs, etc.) ;
- la nécessité de remplacer les anciennes liaisons en cuivre en fin de vie et/ou qui offrent une bande passante insuffisante.

DLR (*DYNAMIC LINE RATING*) ET RTTR (*REAL TIME THERMAL RATING*)

Ce projet concerne les investissements nécessaires pour installer des Ampacimons (= *dynamic line rating*) sur différentes lignes qui sont presque saturées, afin de mieux évaluer leur capacité de transport réelle en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge. Ces projets concernent également les équipements qui peuvent être placés sur les liaisons câblées à partir de 110 kV en vue d'estimer leur capacité de transport en temps réel sans causer de dommages dus à une surchauffe.



6 Programme européen de protection des infrastructures critiques, Commission européenne, dernière mise à jour du 13 avril 2018, https://ec.europa.eu/home-affairs/what-we-do/policies/crisis-and-terrorism/critical-infrastructure_en
7 *Time division multiplexing*
8 *Intelligent electronic devices*

4.2 DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS

Depuis la libéralisation du marché de l'énergie et sous l'impulsion des objectifs d'intégration des marchés de l'énergie européens d'ici 2020, Elia investit, en concertation avec les gestionnaires de réseau de transport des pays voisins, dans le développement d'interconnexions dans l'intérêt de la communauté. Le précédent Plan de Développement fédéral englobait des projets de renforcement des interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France, ainsi que des projets en vue d'une première interconnexion HVDC avec le Royaume-Uni et l'Allemagne. Ces projets contribuent à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Ils étendent aussi les possibilités d'importer de l'électricité bon marché des pays voisins lorsqu'elle y est disponible. À moyen terme, cette tendance est appelée à se renforcer suite à la sortie progressive du nucléaire, qui entraînera une vraie mutation du mix énergétique de la Belgique.

Poursuivre le développement des interconnexions est essentiel pour faire face aux défis que pose la transition énergétique. Comme indiqué au chapitre 3, ce Plan de Développement vise à mettre en place un système électrique belge dans la perspective qu'il reposera à long terme principalement sur un mix de production alliant un maximum d'énergies renouvelables à une capacité de production flexible, complété par le transport transfrontalier d'électricité grâce à des interconnexions (importation et exportation d'électricité produite ailleurs en Europe).

Un développement stratégique de la capacité d'interconnexion représente une opportunité pour l'ensemble du pays, puisque cette capacité d'interconnexion contribue à la réalisation des objectifs climatiques belges et offre la meilleure garantie de prix compétitifs par rapport aux pays voisins. La création d'interconnexions supplémentaires s'accompagne également d'opportunités économiques pour le présent et le futur de notre parc de production national. Selon l'analyse de bien-être social, une capacité d'interconnexion supplémentaire représente une plus-value dans les scénarios qui misent sur une forte augmentation de l'énergie renouvelable.

Le présent Plan de Développement propose par conséquent un programme d'investissement pour le renforcement des interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France, ainsi que pour le développement de nouvelles interconnexions HVDC avec le Royaume-Uni et l'Allemagne. La plus-value du développement des interconnexions est bien entendu analysée, et les hypothèses sous-jacentes justifiant chaque projet sont contrôlées lors de la phase de développement pour permettre un éventuel ajustement ou une optimisation.

Un timing d'investissement optimal est ainsi défini, compte tenu de la valeur ajoutée des investissements, de l'interaction entre le développement des interconnexions et les réseaux internes, mais également du délai d'obtention des autorisations et de réalisation des travaux des deux côtés de la frontière.



4.2.1 APERÇU DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS

Le tableau 4.3 résume les projets qui s'inscrivent dans le cadre du développement des interconnexions. Le portefeuille est le résultat de la collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport des pays voisins concernés. Des études bilatérales et coordonnées par ENTSO-E répertorient en effet les besoins et les éventuelles solutions, et les analysent sous un angle technico-économique. Reportez-vous au chapitre 3 pour connaître les résultats des études menées par Elia et du TYNDP2018.

INTERCONNEXION	PROJET	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Frontière nord	BRABO II	Nouvelle ligne aérienne 380 kV à deux ternes Zandvliet-Lillo-Liefkenshoek et nouveau poste 380 kV à Lillo	Planifié	2020	En exécution
	BRABO III	Nouvelle ligne aérienne 380 kV à deux ternes Liefkenshoek-Mercator	Planifié	2025	À l'étude
	Zandvliet-Rilland	Renforcement entre Zandvliet-Rilland grâce à l'installation de deux transformateurs-déphaseurs supplémentaires à Zandvliet et renforcement de la liaison aérienne en courant alternatif entre Zandvliet-Rilland avec des conducteurs à haute performance.	Planifié	2022	Planifié
	Van Eyck - Maasbracht	Renforcement entre Van Eyck-Maasbracht grâce à l'installation de transformateurs-déphaseurs et de conducteurs à haute performance	Indicatif	2030	À l'étude
Frontière sud	Avelin-Horta	Conducteurs à haute performance entre Avelin/Mastaing (FR) et Avelgem (BE), et ensuite jusqu'à Horta (Zomergem)	Planifié	2021	Planifié
	Aubange-Moulaine	Renforcement de l'axe 220 kV Aubange - Moulaine via l'installation de 2 transformateurs-déphaseurs à Aubange	Planifié	2021	Planifié
	Lonny-Achêne-Gramme	La phase I concerne un renforcement par l'installation d'un transformateur déphaseur à Achêne/Gramme au plus tard en 2025.	Conditionnel	2025	À l'étude
	Lonny-Achêne-Gramme	Phase II : renforcement ultérieur vers 2030	Indicatif	2030	À l'étude
Belgique - Royaume-Uni	Nautilus : Deuxième interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni	Deuxième interconnexion HVDC Royaume-Uni - Belgique	Conditionnel	>= 2028	À l'étude
Belgique - Allemagne	ALEGrO	Liaison HVDC 1 GW entre Lixhe (BE) et Oberzier (DE)	Planifié	2020	En exécution
	DE-BE II : Deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne	Deuxième interconnexion Allemagne - Belgique	Conditionnel	>= 2028	À l'étude

Tableau 4.3 : Aperçu des projets d'interconnexion

4.2.2 HORIZON 2020-2025

4.2.2.1 FRONTIÈRE NORD

Le côté ouest de la frontière nord est renforcé en plusieurs phases par la réalisation des projets BRABO et Zandvliet – Rilland.

Tous deux contribuent au développement de la capacité d'interconnexion à la frontière nord. Le risque qu'elle devienne un facteur restrictif dans le cadre d'échanges de plus en plus volumineux et variables entre les marchés au sein de la zone CWE est dès lors moins important.

BRABO II ET BRABO III

Ces projets figuraient déjà dans le Plan de Développement précédemment approuvé. Ils ne sont repris qu'à titre d'information, afin de donner une image claire de l'état de développement du réseau de transport.

Comme annoncé dans le précédent Plan de Développement, 2016 a vu la réalisation de la phase I du projet BRABO, à savoir l'installation d'un deuxième transformateur-déphaseur à Zandvliet ainsi qu'un deuxième terne 380 kV sur la liaison Doel – Zandvliet.

Les phases II et III de BRABO comprennent la création d'une liaison aérienne 380 kV à double terne supplémentaire entre les postes Zandvliet et Mercator (Kruibeke) sur l'axe nord – sud d'Anvers, afin de pérenniser l'augmentation visée de la capacité d'interconnexion à la frontière nord. Ces deux projets tiennent compte de la sécurisation de la consommation industrielle en hausse dans la zone portuaire d'Anvers (surtout la phase II) et de la création de capacité d'accueil pour la production centralisée (surtout la phase III).

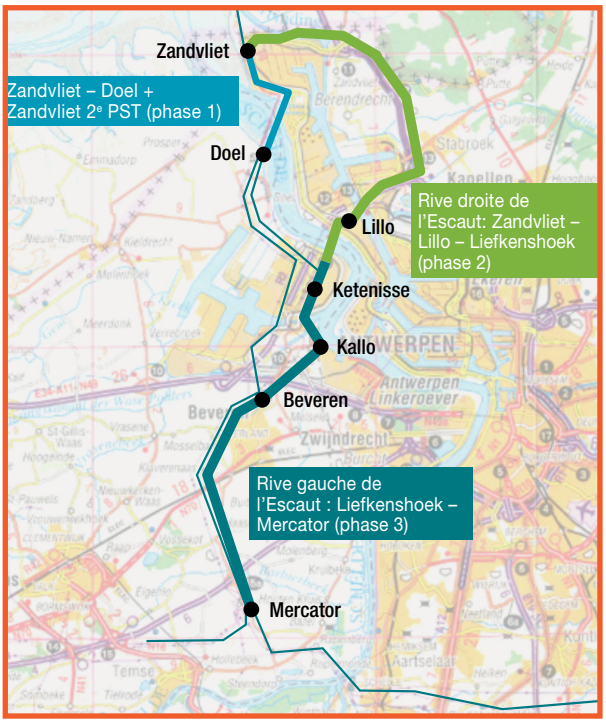


Figure 4.3 : Illustration du projet BRABO

À cet effet, le réseau 380 kV et le réseau 150 kV sous-jacent de la région d'Anvers feront l'objet d'une adaptation en profondeur :

- BRABO phase II concerne la partie Zandvliet – Lillo – Liefkenshoek et comprend la mise en place d'une nouvelle liaison 380 kV, dont le point de départ est l'actuel poste 380 kV Zandvliet, et un nouveau poste 380 kV à construire à Lillo, avec un transformateur 380/150 kV. Cette nouvelle liaison traverse l'Escaut à hauteur de Liefkenshoek et sera temporairement raccordée à la liaison 380 kV existante à proximité, entre Doel et Mercator ;
- Ce trajet utilise la liaison aérienne 150 kV existante de Zandvliet à Lillo via Oorderen. Dans le cadre de BRABO phase II, cette liaison 150 kV sera préalablement mise en souterrain moyennant l'installation de deux câbles 150 kV ;
- Pour permettre le raccordement, sur la rive gauche, de la nouvelle ligne 380 kV sur la liaison 380 kV existante entre Doel et Mercator, une partie de la ligne aérienne 150 kV entre Ketenisse et Doel sera préalablement mise en souterrain ;
- BRABO phase III concerne la partie Liefkenshoek – Mercator et comprend la conversion de la liaison 150 kV existante en une nouvelle liaison 380 kV. Pour permettre la construction de cette liaison, une partie des liaisons 150 kV aériennes entre le poste Kallo, d'une part, et les postes Ketenisse et Mercator, d'autre part, devra être remplacée par des liaisons câblées souterraines. D'autres installations de transformation 380/150 kV (voir section 4.1.10) et des liaisons 150 kV supplémentaires (voir chapitre 5) entre les rives gauche et droite devront être aménagées dans le port d'Anvers. Le raccordement du poste Beveren – Waas doit également être adapté ;
- En fonction de l'optimisation de la capacité d'accueil dans la région et de la solution technique retenue pour réaliser la conversion 380/150 kV supplémentaire, il est possible de mettre en place un poste 380 kV à Kallo.

Ce projet a été repris sur la liste des « Projets d'intérêt commun » (PIC) de la Commission européenne, ce qui souligne son importance communautaire dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

BRABO I a déjà été réalisé, BRABO II est en cours avec une mise en service prévue pour 2020, tandis que BRABO III est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2025. Cette date de mise en service peut être modifiée en fonction de l'évolution des échanges internationaux d'énergie, de la consommation et du parc de production dans la région au cours des prochaines années.



ZANDVLIET – RILLAND
Le projet a été converti en 2017 en plan d'investissement concret, qui a déjà été convenu avec la CREG conformément aux procédures prévues.

Le projet Zandvliet – Rilland (« Further Reinforcement North Border ») concerne le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante, entre Zandvliet (Belgique) et Rilland (Pays-Bas) :

- Remplacement des conducteurs existants de la liaison aérienne en courant alternatif entre Zandvliet et Rilland par des conducteurs à haute performance ;
- Mise en place de deux transformateurs-déphaseurs supplémentaires ;
- Restructuration du poste à Zandvliet, avec mise en place d'un poste GIS 380 kV supplémentaire.

Le projet Zandvliet – Rilland possède déjà le statut de planifié, la mise en service étant prévue en 2022.

4.2.2.2 FRONTIÈRE SUD

Les axes 380 kV et 220 kV de la frontière sud sont renforcés. Cela réduit le risque qu'elle devienne un facteur restrictif pour les échanges dans la zone CWE, qui se caractérise par des flux de plus en plus volumineux et variables.

AVELIN – HORTA
Ce projet figurait déjà dans le Plan de Développement précédemment approuvé. Il n'est repris qu'à titre d'information, afin de donner une image claire de l'état de développement du réseau de transport.

Le projet Avelin – Horta comprend deux sous-projets : d'une part, le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Avelin/Mastaing (France) et Avelgem (Belgique) par le remplacement les conducteurs existants par des conducteurs à haute performance ; d'autre part, le remplacement des conducteurs existants de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelgem et Horta (Zomergem) par des conducteurs à haute performance.

Comme annoncé dans le précédent Plan de Développement, l'interconnexion entre Avelin et Avelgem constitue le premier goulot d'étranglement pour l'importation d'énergie via la France. En effet, cette interconnexion se trouve du côté occidental de la frontière, qui est le plus influencé par l'intégration d'éolien offshore et les interconnexions entre le continent et le Royaume-Uni.

Le renforcement entre Horta et Avelgem remplit ici une double fonction :

- Dans le sens sud – nord (Avelgem – Horta), il sera parfois nécessaire de transporter des puissances supérieures à la capacité actuelle de la liaison. Un renforcement est dès lors nécessaire pour les importations supplémentaires transitant par Avelin – Avelgem.
- Dans le sens inverse, l'énergie produite par les éoliennes en mer et acheminée via l'interconnexion Nemo Link, qui transite par l'axe Stevin pour parvenir jusqu'à Horta, sera transportée et distribuée vers les consommateurs via le couplage avec les réseaux sous-jacents (comme à Avelgem). Cette liaison est soumise aux flux européens nord – sud croissants, dont une hausse importante a été constatée ces dernières années en corrélation avec l'évolution des énergies renouvelables en Allemagne. La combinaison de ces deux facteurs rend nécessaire l'*upgrade* de la liaison.

Le projet Avelin – Horta possède déjà le statut de planifié, la mise en service étant prévue en 2021.

AUBANGE – MOULAINE

Le projet a été converti en 2017 en plan d'investissement concret, qui a déjà été convenu avec la CREG conformément aux procédures prévues.

Le projet Aubange – Moulaine porte sur le renforcement de l'interconnexion 220 kV existante entre Aubange (Belgique) et Moulaine (France), par la mise en place de deux transformateurs-déphaseurs au poste d'Aubange.

Ce renforcement de la frontière sud est complémentaire de celui de l'axe Avelin – Avelgem. La liaison Aubange-Moulaine constitue d'ores et déjà un goulot d'étranglement occasionnel pour les échanges commerciaux. Compte tenu de l'augmentation des flux, cette interconnexion est vouée à devenir surchargée, même sans perte d'un élément de réseau, ce qui serait très restrictif pour les échanges commerciaux. L'installation de transformateurs-déphaseurs complète aussi les investissements effectués en 2009/2010, lorsqu'un second terne a été mis en place. Elle permet de continuer d'exploiter efficacement la capacité de transport de cette liaison 220 kV, y compris en cas d'augmentation des flux.

Le projet Aubange – Moulaine possède déjà le statut de planifié, la mise en service étant prévue en 2021.

LONNY – ACHÊNE – GRAMME PHASE I

Le projet Lonny-Achêne-Gramme (phase I) constitue une première étape du renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France). Cette première étape est nécessaire pour faire face à l'augmentation des flux suite à la sortie progressive du nucléaire. La solution de référence est la mise en place d'un transformateur-déphaseur du côté belge, qui constitue la solution la plus pratique pour une réalisation à l'horizon 2025. À plus long terme, un transformateur-déphaseur est cependant insuffisant et le projet devra comporter une deuxième phase (voir section 4.2.3.2).

Ce projet est à prendre au conditionnel dans le présent Plan de Développement, car il dépend de la solution à plus long terme et du rôle d'un éventuel transformateur-déphaseur. Cet aspect est examiné plus en profondeur dans une étude bilatérale menée avec RTE (gestionnaire du réseau de transport en France). Cette étude doit permettre de déterminer la solution la plus souhaitable et de proposer une analyse de rentabilité ainsi qu'une optimisation du calendrier de réalisation.

Le projet Lonny – Achêne – Gramme (phase I) est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2025.

4.2.2.3 INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET L'ALLEMAGNE : ALEGRO

Ce projet figurait déjà dans le plan de développement précédemment approuvé. Il n'est repris qu'à titre d'information, afin de donner une image claire de l'état de développement du réseau de transport.

Le projet ALEGrO[9] concerne la réalisation d'une liaison câblée souterraine de 1000 MW en courant continu (HVDC), d'une longueur approximative de 90 km. Cette interconnexion concerne les postes de Lixhe (Belgique) et d'Oberzier (Allemagne). Elle constituera la première interconnexion directe entre la Belgique et l'Allemagne.

Ce projet a été repris sur la liste des « Projets d'intérêt commun » (PIC) de la Commission européenne, ce qui souligne son importance communautaire dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

Le projet ALEGrO est en cours, la mise en service étant prévue en 2020.

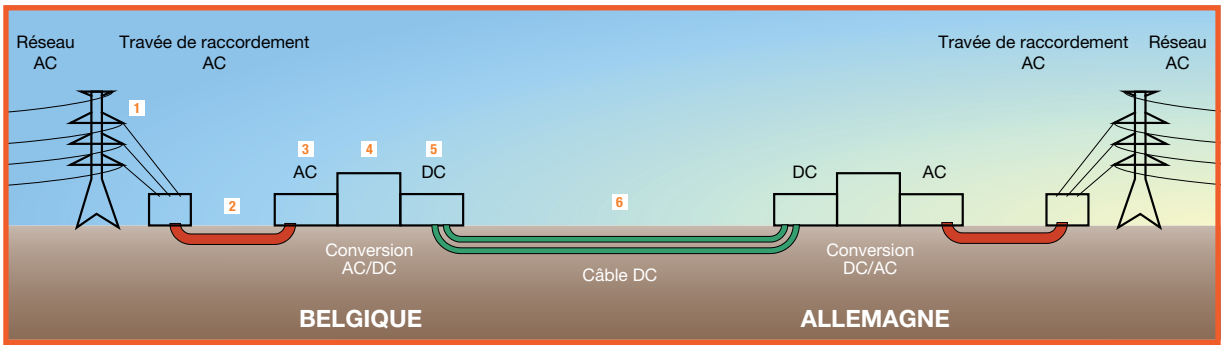


Figure 4.4 : Illustration d'ALEGrO

9 ALEGrO, Elia, http://www.elia.be/fr/projets/projets-reseau/ALEGrO

4.2.3 HORIZON 2025-2030

4.2.3.1 FRONTIÈRE NORD : VAN EYCK – MAASBRACHT

Le projet Van Eyck – Maasbracht est inclus dans le présent Plan de Développement à titre indicatif. Le projet est en phase d'étude et porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Van Eyck (Belgique) et Maasbracht (Pays-Bas).

Il s'inscrit dans le cadre de la stratégie visant à exploiter au maximum le potentiel des interconnexions existantes à la frontière nord au travers de renforcements ciblés. Il s'agit en effet de pouvoir faire face à l'augmentation des flux par suite de l'évolution du mix énergétique (davantage d'énergies renouvelables).

La solution de référence consiste à remplacer les conducteurs existants de la liaison aérienne en courant alternatif 380 kV entre Van Eyck et Maasbracht par des conducteurs à haute performance, à mettre en place de deux transformateurs-déphaseurs supplémentaires et à restructurer le poste de Van Eyck. D'autres variantes sont également analysées. Les études préliminaires indiquent que cette solution peut augmenter la capacité de transport physique offrant une sécurité de type N-1 à la frontière nord d'environ 1 GW. Les *upgrades* HTLS de Massenhoven – Van Eyck et de Van Eyck – Gramme dans le cadre du renforcement du *backbone* interne centre – est (voir section 4.1.3) contribuent aussi à l'exploitation maximale de cette augmentation de capacité.

La solution optimale doit fait l'objet d'une étude trilatérale par Elia, TenneT (gestionnaire du réseau de transport néerlandais) et Amprion (gestionnaire du réseau de transport concerné en Allemagne) compte tenu du lien étroit avec l'évolution de la frontière germano-néerlandaise et des réseaux internes sous-jacents. Cette étude doit permettre de déterminer la solution la plus souhaitable et de proposer une analyse de rentabilité ainsi qu'une optimisation du timing de réalisation.

Le projet Van Eyck – Maasbracht est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2030.

4.2.3.2 FRONTIÈRE SUD : LONNY – ACHÊNE – GRAMME (PHASE II)

Le projet Lonny – Achêne – Gramme (phase II) a été repris dans ce Plan de Développement à titre indicatif. Le projet est en phase d'étude et porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France).

Il s'inscrit dans le cadre de la stratégie visant à exploiter au maximum le potentiel des interconnexions existantes à la frontière sud au travers de renforcements ciblés, afin de faire face à l'augmentation des flux par suite de l'évolution du mix énergétique (davantage d'énergies renouvelables).

La solution de référence consiste à remplacer les conducteurs existants de la ligne aérienne en courant alternatif 380 kV entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France) par des conducteurs à haute performance, à mettre en place un deuxième transformateur déphaseur (à la suite de la phase I) et à restructurer le poste d'Achêne/Gramme. D'autres variantes sont également à l'étude compte tenu, d'une part, de la conduite optimale des flux via des transformateurs-déphaseurs entre les axes Avelin – Avelgem et Lonny – Achêne – Gramme, et, d'autre part, du gain d'efficacité lié au développement d'une structure à deux ternes par rapport au maintien de la structure actuelle à un terne de Lonny – Achêne – Gramme.

Cette solution fait l'objet d'une étude conjointe d'Elia et RTE et poursuit la phase I (voir section 4.2.2.2). Cette étude doit permettre de déterminer la solution la plus souhaitable et de proposer une analyse de rentabilité ainsi qu'une optimisation du timing de réalisation.

Le projet Lonny – Achêne – Gramme (phase II) est à l'étude, la mise en service étant prévue en 2030.

4.2.3.3 2e INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET LE ROYAUME-UNI

Le projet, dénommé Nautilus, se trouve en phase d'étude et concerne une seconde interconnexion HVDC d'une capacité de 1 à 1,4 GW entre la Belgique et le Royaume-Uni.

Ce projet répond au besoin de renforcement de l'intégration entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale, comme nous l'avons vu au chapitre 3. Il a également été repris sur la troisième liste des « Projets d'intérêt commun » (PIC) de la Commission européenne[10], ce qui souligne son importance communautaire dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

Les nouveaux corridors terrestres Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut », voir 4.1.4) et Stevin – Avelgem (« Kustlus », voir 4.1.5) permettent la création de capacité d'accueil entre le littoral et l'intérieur du pays. Cela permet de raccorder Nautilus plus près de la côte. Il s'agit là d'une donnée nouvelle par rapport au précédent Plan de Développement.

La solution de référence pour le raccordement du projet Nautilus au réseau de transport onshore est aujourd'hui l'intégration au nouveau corridor Stevin – Avelgem (« Kustlus »). En Flandre-Occidentale, une seconde liaison à haute tension 380 kV reliant le poste de Stevin à Zeebruges au réseau 380 kV existant autour d'Izegem/Avelgem prévoit un nouveau poste (momentanément appelé « TBD ») sur le tracé et offre des possibilités de raccordement pour Nautilus. La confirmation de cette piste de référence, de même que le choix du meilleur point d'atterrage à la côte, fait partie de cette étude approfondie. Il sera tenu compte des différentes possibilités et contraintes des tracés onshore et offshore.

10 Il s'agit plus précisément du PIC numéro 1.15 « Interconnector between the Antwerp area (BE) and the vincity of Kemsley (UK) », qui doit son titre aux points de raccordement envisagés au départ. Dans des études plus récentes, ces pistes ont toutefois été revues et une synergie a été prévue pour réaliser le projet Nautilus plus près de la côte

Ce projet est à prendre au conditionnel dans le présent Plan de Développement. Il implique une approbation du développement futur du projet Nautilus en vue d'une future décision d'investissement définitive, ainsi qu'un engagement contraignant avec National Grid pour passer à la phase de réalisation. L'obtention d'une décision d'investissement positive dépend d'une analyse coûts-bénéfices positive tant pour les entreprises que sur le plan socio-économique. D'autres facteurs entrent aussi en compte, tels que le calendrier, la réalisation technique de la solution (capacité, technologie, tracé, point d'interconnexion, etc.), les choix en matière de politique énergétique qui contribuent à ouvrir la voie vers la transition énergétique et le futur cadre régulatoire.

La solution fait actuellement l'objet d'une étude conjointe d'Elia et NGIHL[11] qui tient compte des divers prérequis sociaux, techniques et économiques. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices en fait aussi partie.

La North Seas Energy Cooperation[12] étudie également le développement et l'intégration futurs d'un réseau maillé en mer du Nord (voir aussi la section 4.5.2). Elle examine les possibilités de développer des projets hybrides (combinaison d'un projet d'interconnexion avec des raccordements pour la capacité éolienne offshore, également désignés par le terme de Windconnector). D'autres études indiqueront s'il s'agit là d'une piste pertinente pour Nautilus.

Sur la base des résultats provisoires de l'étude, on part aujourd'hui de l'hypothèse d'une mise en service au plus tôt en 2028, toutefois conditionnelle comme indiqué plus haut, et ce, en tenant compte du fait que le développement d'une telle infrastructure prend environ 10 ans.

4.2.3.4 2e INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET L'ALLEMAGNE

Le projet, actuellement en phase d'étude, porte sur une seconde interconnexion HVDC entre la Belgique et l'Allemagne.

Il vise à répondre au besoin de développer la capacité d'interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne, comme nous l'avons vu au chapitre 3. Ce projet a été repris sur la liste des « Projets d'intérêt commun » (PIC) de la Commission européenne, ce qui souligne son importance communautaire dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

La solution de référence consiste en une liaison câblée souterraine d'une capacité de 1 GW (à confirmer dans le cadre de l'étude) en courant continu (HVDC). Le choix du point de raccordement le plus adéquat du côté belge et du côté allemand sera effectué lors d'une étude future. Le tracé résultant n'est pas nécessairement identique à celui du projet ALEGrO.

La solution fait actuellement l'objet d'une étude conjointe d'Elia et Amprion (le gestionnaire du réseau de transport concerné côté allemand). Une étude approfondie visera à déterminer la solution optimale, compte tenu de divers prérequis sociaux, techniques et économiques. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices en fait aussi partie.

Ce projet est à prendre au conditionnel dans le présent Plan de Développement. Il implique une approbation du développement du projet en vue d'une future décision d'investissement définitive, ainsi qu'un engagement contraignant avec Amprion pour passer à la phase de réalisation. L'obtention d'une décision d'investissement positive dépend d'une analyse coûts-bénéfices positive tant pour les entreprises que sur le plan socio-économique. D'autres facteurs entrent aussi en compte, tels que le calendrier, la réalisation technique de la solution (capacité, technologie, tracé, point d'interconnexion, etc.), les choix en matière de politique énergétique qui contribuent à ouvrir la voie vers la transition énergétique et le futur cadre régulatoire.

Sur la base des résultats provisoires de l'étude, on part aujourd'hui de l'hypothèse d'une mise en service au plus tôt en 2028, toutefois conditionnelle comme indiqué plus haut, et ce, en tenant compte du fait que le développement d'une telle infrastructure demande environ 10 ans.

11 NGIHL est l'acronyme de National Grid Interconnector Holdings Ltd. Cette société fait partie de National Grid plc., propriétaire et gestionnaire de l'infrastructure de gaz et d'électricité au Royaume-Uni

12 North Seas Energy Cooperation, European Commission, https ://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/north-seas-energy-cooperation

4.3 RACCORDEMENT ET INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE

4.3.1 OBJECTIFS CLIMATIQUES ET POTENTIEL ÉCONOMIQUE

L'objectif européen visant à atteindre, d'ici 2020, une part de 20 % d'énergie issue de sources renouvelables dans la consommation totale d'énergie en Europe (directive UE 2009/28/CE) a été traduit en un objectif concret de 13 % pour la Belgique. Une part importante de cet objectif sera réalisée en Belgique par le recours à l'énergie éolienne offshore. D'ici 2020, les parcs éoliens belges en mer du Nord doivent en effet fournir environ un tiers de la production totale d'électricité visée issue de sources d'énergie renouvelable. Avec 877 MW de puissance installée en 2017, la Belgique fait partie des leaders du développement de l'énergie éolienne offshore en Europe (avec le Royaume-Uni, l'Allemagne, le Danemark et les Pays-Bas). Une fois que tous les projets des neuf concessions domaniales attribuées seront réalisés, la Belgique disposera d'une capacité éolienne offshore installée totale d'environ 2,3 GW.

En juin 2018, la Commission européenne, le Parlement européen et le Conseil européen sont parvenus à un accord politique concernant un nouvel objectif obligatoire en matière de SER. Selon ce nouvel objectif, 32 % de l'énergie brute consommée au sein de l'UE devra être issue de SER d'ici 2030. Les trois organes européens ont en outre prévu une clause permettant de revoir cet objectif à la hausse d'ici 2023. En outre, le gouvernement fédéral examine actuellement les possibilités de développer un autre volet d'énergies renouvelables offshore (en sus des 2,3 GW déjà prévus).

Enfin, il convient d'indiquer que ces décisions constituent une étape intermédiaire sur la voie de la décarbonisation de la communauté, comme stipulé dans l'accord sur le climat COP21 de Paris, ce qui entraîne d'autres défis pour le réseau de transport sur le long terme (voir section 4.5). Outre ces défis, ces objectifs climatiques créeront aussi des opportunités économiques et contribueront au développement de nouvelles technologies et à la création d'emplois hautement qualifiés dans le secteur en pleine expansion des énergies renouvelables.

4.3.2 RACCORDEMENT DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION OFFSHORE

Le tableau 4.4 résume les projets qui s'inscrivent dans le cadre du raccordement de la capacité de production offshore.

PROJET	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Modular Offshore Grid – phase I	Phase 1 du réseau offshore modulaire (MOG) - pour le transport d'énergie regroupé de quatre parcs éoliens offshore via trois câbles en courant alternatif 220 kV jusqu'à Stevin 380/220 kV à Zeebruges.	Planifié	2019	En exécution
Modular Offshore Grid – phase II	Infrastructure de réseau offshore supplémentaire (une ou plusieurs plateformes offshore), pour raccorder l'énergie offshore supplémentaire (en plus des 2,3 GW prévus) et la relier au réseau de transport onshore via des câbles	Conditionnel	2026-2028	À l'étude

Tableau 4.4 : Tableau des projets de raccordement de la capacité de production offshore

4.3.2.1 MODULAR OFFSHORE GRID – PHASE I

Ce projet figurait déjà dans le Plan de Développement 2015-2025 précédemment approuvé. Il n'est repris dans le présent Plan de Développement qu'à titre d'information, afin de donner une image claire de l'état de développement du réseau de transport.

Le 13 avril 2017, le conseil d'administration d'Elia a approuvé la décision finale d'investissement pour la « prise en mer », ou « Modular Offshore Grid (MOG) ». Grâce à cette décision, quatre nouveaux parcs éoliens offshore (Rentel, Northwester 2, Mermaid et Seastar) peuvent être raccordés efficacement et de manière fiable au réseau onshore belge. Le projet se compose d'une plateforme offshore, située à près de 40 km au large de Zeebruges, qui accueillera les câbles des quatre parcs éoliens offshore. Trois câbles sous-marins 220 kV relieront la plateforme offshore au poste à haute tension Stevin, à Zeebruges, afin que l'énergie éolienne produite puisse être injectée sur le réseau onshore belge. La capacité totale installée des quatre parcs éoliens avoisinera les 1030 MW.

Une fois que l'ensemble sera construit et que toute l'infrastructure commune construite par les parcs éoliens sera reprise par Elia, la société sera propriétaire et le gestionnaire des installations offshore du MOG.

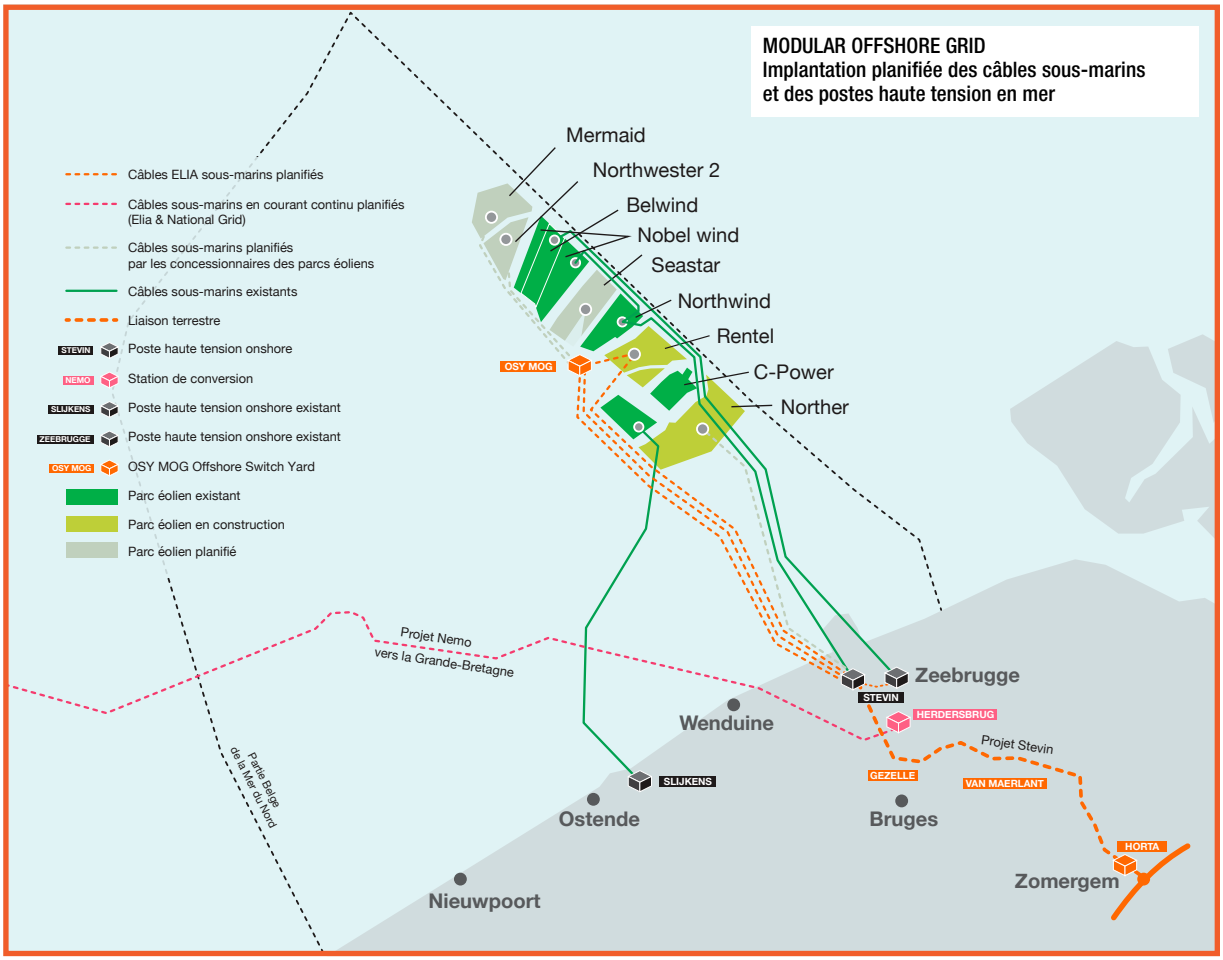


Figure 4.5 : « Prise en mer » ou « Modular Offshore Grid (MOG) »

Ces installations forment le premier élément d'un projet de réseau en mer du Nord (Modular Offshore Grid au sens large du terme). Elles pourront jouer un rôle plus large dans l'exploitation à long terme du potentiel de l'énergie offshore (en plus des 2,3 GW prévus actuellement) et, éventuellement, d'un stockage à grande échelle de l'énergie en mer du Nord. Le développement d'un Modular Offshore Grid contribue à l'intégration des énergies renouvelables et aidera la Belgique à atteindre les objectifs climatiques européens.

La première phase du projet MOG est en cours, la mise en service étant prévue pour 2019 et d'autres travaux étant prévus pour 2020.

4.3.2.2 MODULAR OFFSHORE GRID – PHASE II

La suite du projet MOG concerne l'infrastructure de réseau offshore complémentaire (une ou plusieurs plateformes offshore) ainsi que les liaisons câblées, afin de raccorder les sources d'énergie offshore supplémentaires (qui s'ajouteront aux 2,3 GW déjà prévus dans les concessions domaniales déjà attribuées) au réseau de transport onshore.

Dans la partie belge de la mer du Nord, on cherche actuellement à accroître la capacité de production éolienne offshore (et d'autres formes de production d'énergie) de 1,7 à 2 GW (valeur indicative). Le choix d'un site adapté fait l'objet d'une enquête et d'une consultation publique dans le cadre d'un nouveau plan d'aménagement des espaces marins (PAEM 2020-2026), qui définit les zones destinées, entre autres, aux activités liées à l'énergie. Le résultat est attendu vers 2020 (voir section 4.1.5).[13]

Des appels d'offres récents ont démontré que la conception proactive d'un réseau de transport offshore en collaboration entre différentes parties prenantes permet de réduire les risques pour le développeur du parc éolien offshore et contribuent à obtenir des offres plus avantageuses des soumissionnaires. Elia souscrit pleinement à cette philosophie et entend collaborer activement avec les autorités et les développeurs intéressés pour élaborer un projet optimal pour les sites définis dans le nouveau PAEM 2020-2026 en vue de raccorder la deuxième vague des parcs éoliens offshore. Un éventuel maillage futur des différentes parties de ce réseau sera également pris en considération afin de pouvoir exploiter, avec les pays voisins, le potentiel complet de la mer du Nord.

La solution de référence offshore comprend une ou plusieurs plateforme(s) offshore, afin de raccorder la production offshore supplémentaire des différentes zones et de la relier au réseau de transport onshore via des liaisons câblées. Les nouveaux corridors onshore Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut », voir 4.1.4) et Stevin – Avelgem (« Kustlus », voir 4.1.5) permettent la création de capacité d'accueil entre la côte et l'intérieur du pays.

La solution de référence pour le raccordement au réseau de transport terrestre est l'intégration au nouveau corridor Stevin – Avelgem (« Kustlus »). Cette nouvelle liaison à haute tension 380 kV en Flandre-Occidentale, qui part du poste Stevin à Zeebruges en direction du réseau 380 kV autour d'Izegem/Avelgem, prévoit un nouveau poste (« TBD ») le long du trajet pour y raccorder le second corridor offshore-onshore. Le choix du point d'atterrage le plus adéquat à la côte dépendra d'études complémentaires qui tiendront compte du potentiel et des limitations des tracés onshore et offshore.

Dans le contexte d'une conception proactive, l'étude future comprendra une analyse coûts-bénéfices et indiquera la solution la plus souhaitable, ainsi qu'une optimisation du timing de réalisation. L'étude comprendra également un volet pour déterminer s'il est souhaitable d'évoluer vers un projet hybride (combinaison d'un projet d'interconnexion et de raccordements pour la capacité éolienne offshore, également appelé Windconnector). Ce volet s'inscrit dans une étude portant sur le développement et l'intégration d'un réseau maillé en mer du Nord. Son suivi est assuré par la North Seas Energy Cooperation (voir section 4.5.2).

Le projet « Modular Offshore Grid – phase II » est à prendre au conditionnel dans le présent Plan de Développement, le choix de la solution (conception et technologie) étant en effet soumis à différents choix de politique concernant l'emplacement des futurs parcs éoliens, le timing de réalisation et la segmentation de celui-ci, la capacité maximale prévue des nouveaux parcs éoliens ainsi que les cadres juridiques et régulatoires qui y sont liés.

Le projet « Modular Offshore Grid – phase II » est à l'étude, la mise en service étant prévue pour 2026-2028 et également liée à la livraison à temps des projets de renforcement du réseau onshore.[14]

13 Le processus de planification du plan d'aménagement des espaces marins 2020-2026 se déroule parallèlement au processus d'élaboration du présent Plan de Développement. Les sites exacts, la superficie, etc. des zones de production supplémentaires, ne sont pas encore déterminés. Il est possible de demander l'état d'avancement aux instances compétentes (https ://www.health.belgium.be/fr/environnement/mers-oceans-et-antarctique/mer-du-nord-et-oceans/amenagement-des-espaces-marins)

14 Elia ambitionne une mise en service en 2026. Cette date dépend de l'obtention à temps des autorisations nécessaires et de l'existence d'une large acceptation sociale, où les différents acteurs concernés prennent leurs responsabilités

4.4 STOCKAGE D'ÉNERGIE ET DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Dans le cadre de la transition énergétique, le stockage centralisé d'énergie peut répondre au besoin de plus de flexibilité dans le système. Le développement de stockage centralisé d'énergie supplémentaire, onshore et/ou offshore, implique son intégration dans le système électrique. Dans cette optique, le Plan de Développement explique quels sont les besoins complémentaires en développement du réseau.

Le tableau 4.5 résume les projets qui s'inscrivent dans le cadre du raccordement de stockage d'énergie centralisé.

PROJET	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Aubange - Brume - Gramme	Installation d'un deuxième terne (Aubange – Brume) et renforcement avec des conducteurs à haute performance (Brume – Gramme)	Conditionnel	Conditionnel	À l'étude

Tableau 4.5 : Tableau des projets de raccordement de stockage d'énergie centralisé

4.4.1 STOCKAGE ONSHORE D'ÉNERGIE

Un raccordement au réseau de transport peut être souhaitable pour diverses formes de stockage d'énergie à grande échelle : batteries haute tension, unités hydrauliques de pompage-turbinage, etc.

Elia n'a jusqu'à présent reçu aucune demande concrète pour le raccordement d'une capacité de stockage d'énergie supplémentaire au réseau de transport onshore. La piste du développement d'unités additionnelles de pompage-turbinage (p. ex. à Coo, La Roche) a toutefois été évoquée.

Pour les unités supplémentaires à Coo, des études préliminaires ont indiqué que le raccordement d'une telle installation nécessiterait des mesures spécifiques de gestion des congestions sur l'axe Aubange – Brume – Gramme 380 kV, pour lesquelles un projet spécifique a donc été inclus dans le présent Plan de Développement.

AUBANGE – BRUME – GRAMME

Ce projet est à prendre au conditionnel dans le présent Plan de Développement. La nécessité et le timing dépendent en effet de l'évolution de la capacité de production à Coo (projet Coo III).

Le projet Aubange – Brume – Gramme concerne le renforcement de la liaison 380 kV existante entre Brume et Gramme via le remplacement des conducteurs existants de la liaison aérienne en courant alternatif par des conducteurs à haute performance et la pose d'un second terne 380 kV (conducteurs à haute performance) sur les pylônes existants entre Aubange et Brume.

4.4.2 STOCKAGE OFFSHORE D'ÉNERGIE

Il n'existe actuellement pas de réservation de capacité pour le raccordement d'une installation de stockage offshore d'électricité au réseau de transport belge. Certains éléments laissent toutefois penser qu'une telle installation pourrait voir le jour dans la période couverte par le présent Plan de Développement :

- À travers l'actuel plan d'aménagement des espaces marins (PAEM 2014-2020), le cadre légal belge prévoit deux zones dans la mer du Nord belge pour lesquelles une concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique (« atoll énergétique ») peut être octroyée. Comme mentionné précédemment, le PAEM actuel (2014-2020) est en cours de révision ;
- Le projet indépendant iLand[15] est repris dans la troisième liste de « Projets d'intérêt commun (PIC) » de la Commission européenne ainsi que dans le nouveau TYNDP2018, qui reprend en outre l'analyse coûts-bénéfices correspondante[16].

La capacité d'accueil de 3 GW de l'axe Stevin sera pleinement utilisée d'ici 2020, par la mise en service de la production (éolienne) offshore de 2,3 GW prévue et les échanges via Nemo Link®. Pour offrir un accès au réseau conventionnel à un atoll énergétique, une capacité d'accueil supplémentaire de la zone offshore vers l'intérieur du pays est nécessaire. Le présent Plan de Développement reprend différents projets qui, réunis, permettent de créer cette capacité d'accueil, à savoir la deuxième phase du MOG (voir section 4.3.2.2) et les nouveaux corridors Stevin – Avelgem (« Kustlus », voir section 4.1.5) et Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut », voir section 4.1.4). Grâce à ces projets, il est possible d'offrir un accès conventionnel à un atoll énergétique, bien entendu en fonction des besoins de cet atoll et dans la mesure où cela correspond à la capacité d'accueil créée.

Outre un accès conventionnel au réseau Elia, un accès flexible peut également être attribué à un atoll énergétique. Il s'agit de raccorder l'atoll énergétique à une infrastructure existante sans renforcement supplémentaire du réseau, mais en tenant compte de contraintes spécifiques. Selon ce principe de raccordement, la production d'électricité d'un atoll énergétique est limitée à certains moments afin de supprimer la congestion correspondante sur le réseau d'Elia.

Tous ces aspects feront l'objet d'études plus avancées si des dossiers de ce type se concrétisent.

15 iLand est un projet de stockage d'électricité de tiers
16 ENTSO-E, https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/storage_projects/1002

4.5 POTENTIEL À LONG TERME DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les projets présentés ci-dessus s'inscrivent dans la période couverte par le présent Plan de Développement en réponse aux défis qu'engendrent les différents scénarios étudiés en matière de mix énergétique belge et européen.

Des investissements complémentaires dans les réseaux offshore et onshore de la région de la mer du Nord seront nécessaires si le monde politique s'engage plus nettement dans la voie de la transition énergétique aux horizons 2040 et 2050. Les pistes de réflexion décrites ci-dessous sont présentées à titre informatif. Elles seront étudiées plus en profondeur et actualisées dans le cadre des prochains Plans de Développement fédéraux et européens. Elles comprendront notamment une analyse coûts-bénéfices socio-économique comparant les avantages pour la communauté aux investissements. Le tableau 4.6 résume les projets qui s'inscrivent dans le cadre du potentiel à long terme de la transition énergétique.

PROJET	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Interconnexion avec le Luxembourg	Renforcement de l'interconnexion Belgique - Luxembourg	Indicatif	2035	À l'étude
Interconnexion avec les Pays-Bas et la France	Étude du développement futur des corridors onshore dans la région de la mer du Nord et des besoins pouvant être couverts par de nouveaux corridors aux frontières nord et sud.	Indicatif	À déterminer	À l'étude
North Sea Offshore Grid	Étude en vue de la poursuite du développement et de l'intégration d'un réseau maillé transfrontalier en mer du Nord	Indicatif	À déterminer	À l'étude

Tableau 4.6 : Projets qui s'inscrivent dans le cadre du potentiel à long terme de la transition énergétique

4.5.1 DÉVELOPPEMENT FUTUR DES INTERCONNEXIONS

La détermination des besoins pour les scénarios de 2040 (voir chapitre 3) a identifié la nécessité d'une capacité supplémentaire d'échange entre les marchés dans le cadre du scénario Global Climate Action relatif à l'interconnexion avec le Luxembourg. Un projet de renforcement de l'interconnexion avec le Luxembourg ayant 2035 comme date de référence a été intégré au TYNDP18 pour étude et est repris dans le présent Plan de Développement.

En outre, cette détermination des besoins pour 2040 a révélé une augmentation notable des flux, jusqu'à plus de 6 GW, à la frontière sud dans tous les scénarios, et jusqu'à 7-8 GW à la frontière nord dans les scénarios se prononçant plus clairement en faveur de la transition énergétique, à savoir les scénarios Distributed Generation et Global Climate Action. Le renforcement maximal des corridors existants au moyen de transformateurs-déphaseurs et de conducteurs à haute performance, comme envisagé dans les projets indiqués en 4.2, portera la capacité de transport physique au niveau de sécurité N-1 à environ 6 GW aux frontières nord et sud. Il subsistera ainsi des moments où le réseau ne pourra pas prendre en charge les flux attendus. Une augmentation supplémentaire de la capacité de transport aux frontières nord et sud implique le développement de nouveaux corridors.

La perspective de tels nouveaux corridors est également mise en avant dans le projet « e-Highway 2050 »[17]. Cette étude financée par la Commission européenne a réuni des instituts de recherche, des universités et des gestionnaires de réseau de transport (dont Elia) avec pour objectif d'élaborer un plan de développement modulaire pour le réseau de transport européen vers 2050 conforme aux objectifs 2050 de l'Union européenne sur l'énergie et le climat. Sur base de ces objectifs, les besoins de renforcement du réseau de transport européen sont examinés afin de faciliter l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable dans le cadre d'un marché européen de l'énergie intégré.

17 http://www.e-highway2050.eu

La figure 4.6 esquisse les architectures possibles du futur réseau de transport européen, en fonction des différents scénarios pour l'horizon 2050. La principale conclusion est que ces architectures rassemblent les projets déjà identifiés dans le cadre des plans européens de développement du réseau (TYNDP) complétés par des corridors régionaux pour le transport de l'énergie sur de grandes distances, où la quantité et la taille de ces corridors augmentent à mesure que la part d'énergie renouvelable augmente dans le mix énergétique. La figure 4.7 indique les besoins en capacité de transport supplémentaire selon un scénario 100 % SER.

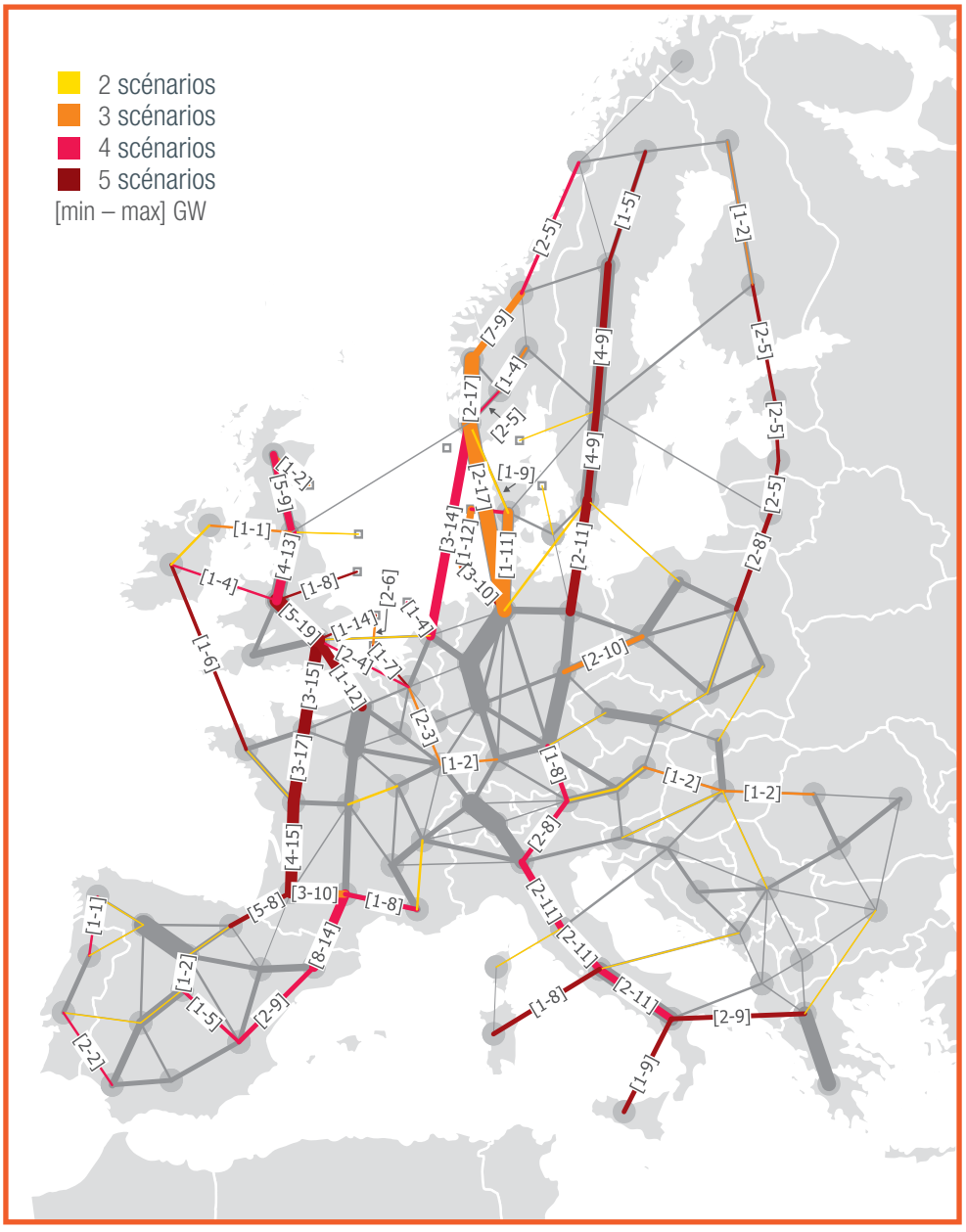


Figure 4.6 : Besoins en capacité de transport supplémentaire consolidée selon les différents scénarios (source : eHighway 2050)

Figuur 4.7 : Besoins en capacité de transport supplémentaire selon un scénario 100 % SER (source : eHighway 2050).

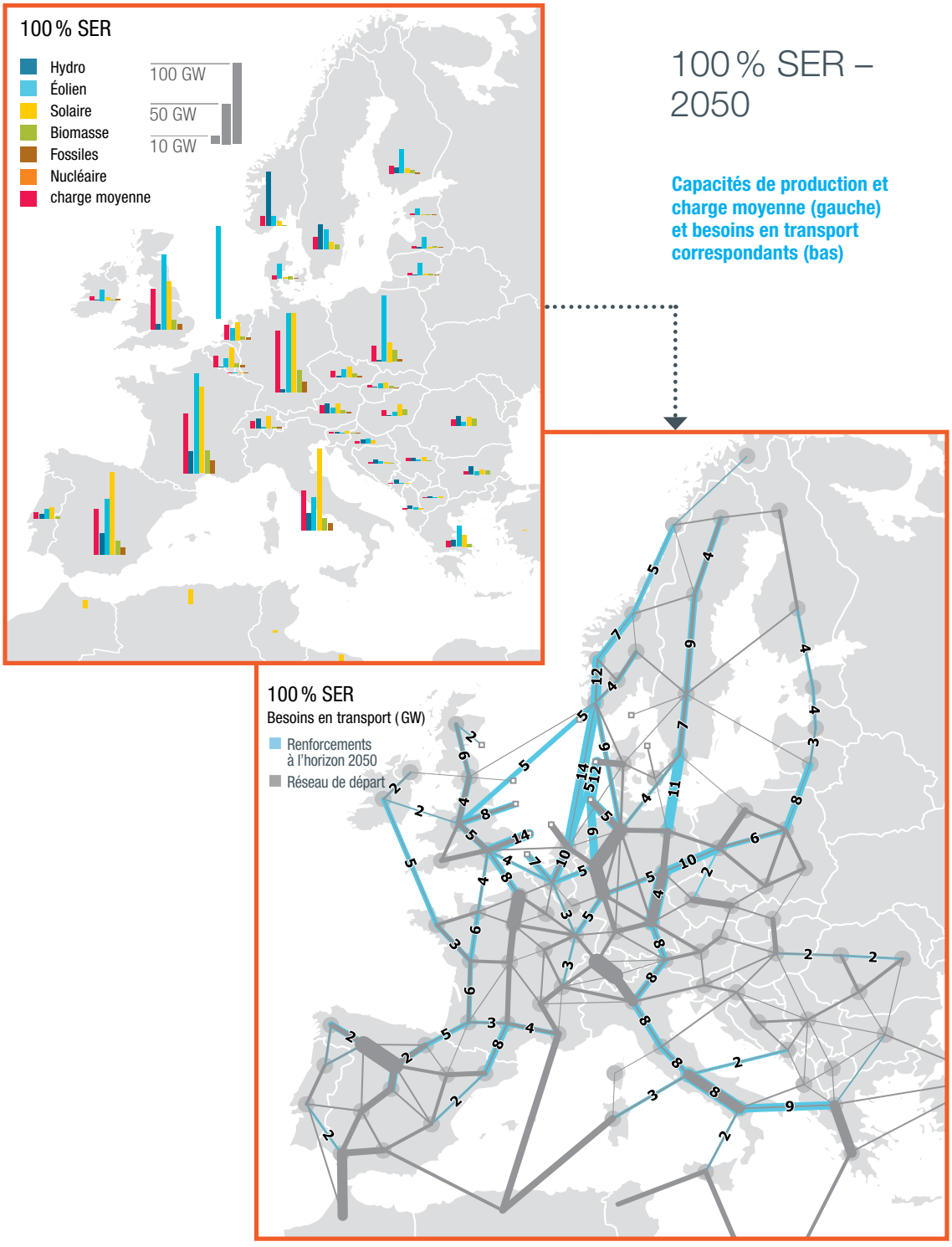


Figure 4.7 : Besoins en capacité de transport supplémentaire selon un scénario 100 % SER (source : eHighway 2050)

4.5.2 NORTH SEA OFFSHORE GRID

La capacité de production d'énergies renouvelables dans la zone d'exclusivité économique belge devrait atteindre 4 GW à l'horizon 2030 avec la deuxième vague d'énergie offshore, en plus des concessions déjà octroyées (voir section 4.3). Dans le contexte de la poursuite de la transition énergétique, on estime que la part des énergies renouvelables offshore dans le mix énergétique est encore appelée à augmenter.

Le potentiel de la zone d'exclusivité économique belge est toutefois limité par la superficie disponible. Il convient en effet de tenir également compte du trafic maritime, des espaces naturels protégés, des zones de dragage, de la distance par rapport à la côte, etc. Le potentiel maximum est estimé à 8 GW[18].

Il est prévisible que, sur le long terme, ce potentiel sera insuffisant pour réaliser les ambitions européennes en termes de décarbonisation. La zone d'exclusivité économique belge ne représente toutefois qu'une petite partie de la mer du Nord. En conséquence, il peut être intéressant pour les ambitions à long terme de la Belgique de participer à une initiative de production à grande échelle des énergies renouvelables plus loin en mer du Nord. Dans cette optique, il serait judicieux de prévoir une liaison avec la Belgique par le développement et l'intégration d'un réseau maillé international en mer du Nord.

Dans le passé, ce type de réseau a été étudié, entre autres, dans le cadre de la plateforme « North Seas Countries' Offshore Grid Initiative » (NSCOGI). Il offre en effet les avantages de permettre des synergies, en particulier dans le développement à grande échelle des énergies renouvelables (50 GW et plus) par une exploitation optimisée de l'infrastructure. Dans la perspective d'une harmonisation et d'une intégration des projets énergétiques en mer du Nord, la NSCOGI va aujourd'hui plus loin au travers de l'initiative « North Seas Energy Cooperation » (NSEC).

Les premiers pas dans cette direction concernent pour le moment l'identification et l'étude de projets hybrides concrets dans le secteur de la mer du Nord compris entre la Belgique, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. Cette étude vise, d'une part, à mieux identifier les synergies entre les raccordements d'éolien offshore et les interconnexions et, d'autre part, à prendre des mesures en vue d'élaborer le cadre régulatoire nécessaire pour de tels projets. Exemples de projets à l'étude :

- Combinaison d'une capacité de production éolienne offshore de 2 GW supplémentaires dans la zone d'exclusivité économique belge, avec une deuxième interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni (« Nautilus »).
- Le projet « WindConnector » de Tennet et The Crown Estate, qui combine l'énergie éolienne offshore dans la zone d'IJmuiden Ver (Pays-Bas) avec une interconnexion entre les Pays-Bas et le Royaume-Uni.

À plus long terme, on envisage de poursuivre le développement du Doggersbank, un secteur relativement peu profond de la mer du Nord. L'initiative la plus remarquable est le North Sea Wind Power Hub[19], en cours de développement par un consortium mené par TenneT NL et Energinet.dk, qui ambitionne de créer plusieurs îles artificielles constituant des nœuds énergétiques au milieu de la mer du Nord pour le raccordement des parcs éoliens et avec plusieurs interconnexions avec les pays entourant la mer du Nord.

La réalisation d'un réseau international en mer du Nord nécessite des innovations technologiques, en particulier dans le domaine de la technologie HVDC offshore. Le projet de recherche européen PROMOTioN[20] examine notamment les disjoncteurs DC compacts et les convertisseurs AC/DC multiterminaux compacts. Elia suit ce sujet de près.

Grâce à la deuxième phase du projet Modular Offshore Grid et aux nouveaux corridors onshore Avelgem – Centre (« Boucle du Hainaut ») et Stevin – Avelgem (« Kustlus »), le réseau de transport permettra d'intégrer un paquet supplémentaire de capacité de production offshore. Il contribuera également aux objectifs 2030 fixés pour les énergies renouvelables.

L'exploitation du potentiel de 8 GW d'énergies renouvelables dans le secteur belge de la mer du Nord, comme mentionné précédemment, qui constitue également le point de départ du scénario RES 2040, incite, dans la mesure où les pouvoirs publics s'engagent dans cette voie, à créer un ou plusieurs corridor(s) offshore-onshore supplémentaire(s). Ce ou ces corridor(s) est/sont nécessaire(s) pour acheminer l'énergie offshore vers des sites adéquats sur le continent. Ces corridors seraient réalisés par la construction de liaisons en courant continu et/ou en courant alternatif. La complémentarité de ce ou ces corridor(s) futur(s) avec le développement des énergies renouvelables onshore et des interconnexions supplémentaires fait également l'objet d'études.

18 Towards 100 % renewable energy in Belgium by 2050, Federal Planning Bureau (FPB) et Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable (ICEDD) et Vlaams Instituut voor Technologisch Onderzoek (VITO),2013, https ://www.icedd.be/I7/mediatheque/energie/renouvelable/130419_Backcasting_FinalReport.pdf
19 https ://northseawindpowerhub.eu/
20 « Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks », ©PROMOTioN, https ://www.promotion-offshore.net/

4.6 CARTE DES PROJETS THT

Les figures 4.8 (période 2020-2025) et 4.9 (période 2025-2030) ci-dessous illustrent les projets THT (très haute tension) tels qu'abordés dans ce chapitre. Les projets de remplacement ne sont pas représentés (voir chapitre 5). La légende est mentionnée au chapitre 6.



Figure 4.8 : Aperçu des projets THT (période 2020-2025)

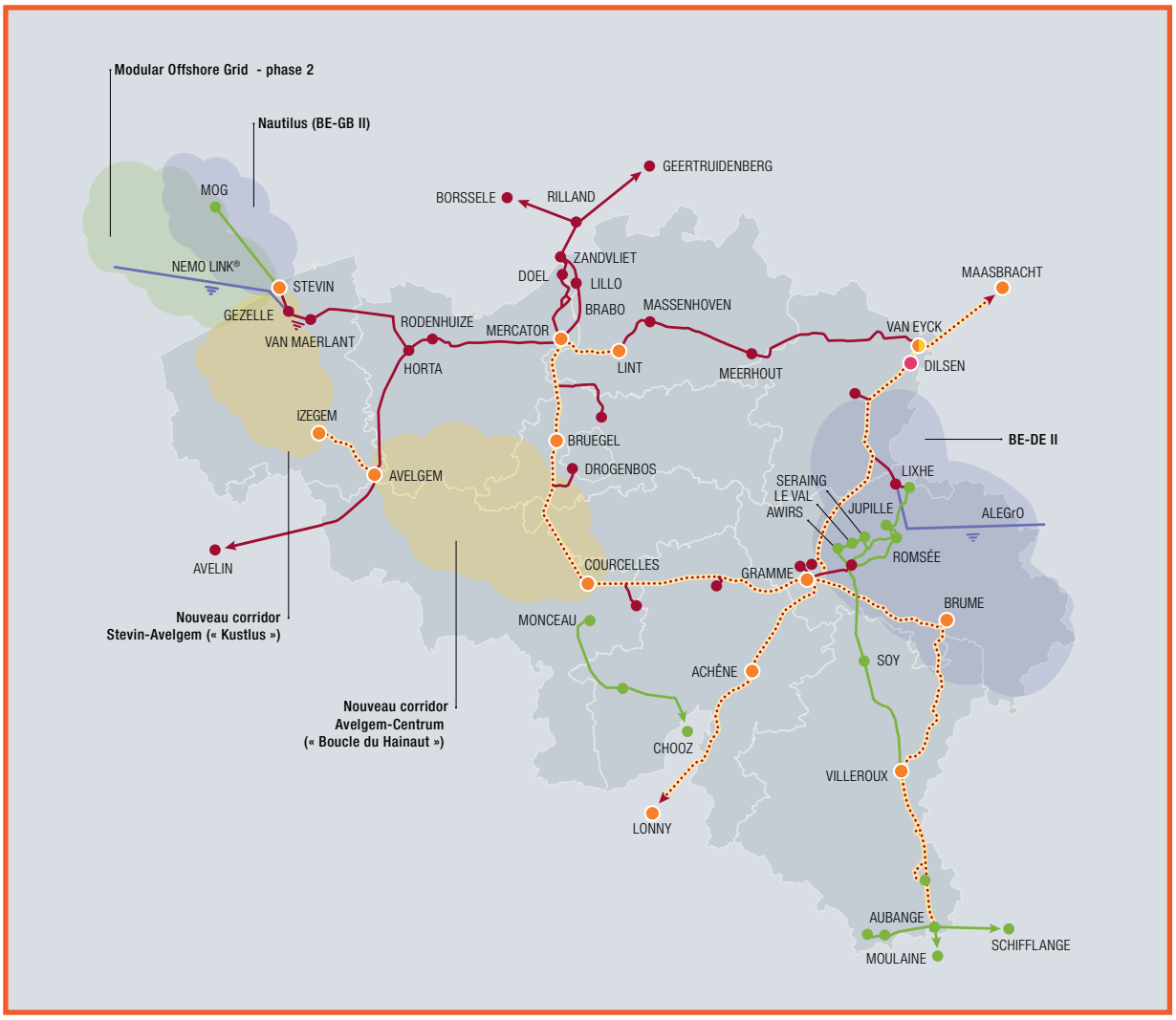


Figure 4.9 : Aperçu des projets THT (période 2025-2030)


MICHIELSENS

5

SOLUTIONS TECHNIQUES POUR LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX 220-150-110 KV

5.1 - Vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV

5.2 - Province d'Anvers

5.3 - Région de Bruxelles-Capitale

5.4 - Province du Hainaut

5.5 - Province du Limbourg

5.6 - Province de Liège

5.7 - Province du Luxembourg

5.8 - Province de Namur

5.9 - Province de Flandre-Orientale

5.10 - Province du Brabant flamand

5.11 - Province du Brabant wallon

5.12 - Province de Flandre-Occidentale



Outre le développement ou renforcement d'interconnexions et du *backbone* interne en 380 kV, les réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV requièrent également d'importants investissements motivés essentiellement par l'intégration de production décentralisée à base de sources d'énergie renouvelable, l'évolution locale de la consommation et le remplacement d'équipements obsolètes. Le développement de réseau privilégié est déterminé par des études de réseau réalisées sur des ensembles cohérents tant sur le plan géographique qu'électrique.

Si l'on se rapporte aux axes de développement du réseau cités précédemment (voir §1.3), les investissements nécessaires dans ces réseaux dépendent, ainsi que leur timing, de la structure historique du réseau ou de facteurs locaux tels que l'activité industrielle ou le potentiel de développement de production décentralisée. Les développements dans les différentes provinces montrent en revanche un certain nombre de points communs. Plus précisément, les investissements peuvent souvent s'inscrire dans une vision générale, élaborée pour répondre à un besoin ou groupe de besoins spécifiques. Ces visions sont exposées ci-dessous dans un premier paragraphe.

Ensuite, les investissements prévus dans les niveaux de tension 220, 150 et 110 kV sont décrits par province. Dans certains cas spécifiques, cette convention n'est pas suivie et des projets sont décrits dans une section différente, pour respecter la cohérence fonctionnelle du réseau de transport. La description des projets est accompagnée de cartes géographiques, représentant l'emplacement (schématique) de ces projets. Une description exhaustive et détaillée des investissements à ces niveaux de tension est reprise en annexe de ce document.

Étant donné l'incertitude qui règne à propos de l'évolution de la consommation et de la production décentralisée, il est recommandé d'imaginer un large éventail de solutions afin de répondre au plus grand nombre possible de besoins futurs. Les solutions adéquates seront alors mises en œuvre si les hypothèses sous-jacentes se matérialisent. Pour ce faire et pour dimensionner le réseau de manière efficace, la méthodologie retenue dans le cadre du Plan de Développement se fonde sur deux horizons :

- **une première phase** limitée à un horizon à court terme (2020-2025[1]). Les paramètres sous-tendant les investissements proposés sont relativement sûrs. Les investissements pour lesquels une approbation est demandée sont programmés et les études d'engineering détaillées sont initiées ;
- **une deuxième phase** couvrant un horizon à plus long terme (2025-2030), où aucune décision ferme n'est encore prise, faute d'informations suffisamment précises sur les paramètres décisionnels. Les investissements préconisés dans le cadre de cette seconde phase doivent donc être considérés comme des pistes indicatives de renforcement, sujettes à révision à mesure que l'incertitude diminue. Le bien-fondé de ces pistes indicatives sera réévalué dans le cadre des prochains Plans de Développement.

1 Du 1er janvier 2020 au 1er janvier 2025. On parle de façon équivalente de projets à l'horizon 2025

5.1 VISION GÉNÉRALE DU DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX 220 KV, 150 KV ET 110 KV

5.1.1 RATIONALISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT LOCAL 36 KV ET 70 KV PAR UNE ÉVOLUTION VERS DES NIVEAUX DE TENSION PLUS ÉLEVÉS

Elia vise un optimum global pour le réseau à haute tension qu'elle gère sur la base des compétences[2] régionales et fédérales. C'est la raison pour laquelle ce Plan de Développement comprend également des investissements qui bénéficient aux niveaux de tension moins élevés.

L'augmentation de la consommation locale ou l'arrivée de la production décentralisée peut amener à un dépassement de la capacité du réseau 36 kV ou 70 kV local. Une évolution vers un niveau de tension plus puissant, tel que le 110 kV ou 150 kV, a souvent la préférence par rapport à un nouveau renforcement de ces réseaux. Cette transition est d'ailleurs souvent plus efficace au niveau du coût et sur le plan énergétique, et limite l'infrastructure du réseau totale si les réseaux 36 kV et 70 kV qui présentent en outre des besoins de remplacement sont démantelés.

Il apparaît également de plus en plus qu'il est préférable de prévoir une transformation vers les réseaux à moyenne tension à partir des niveaux de tension plus élevés plutôt que des réseaux 36 kV ou 70 kV. En procédant de la sorte, on décharge en effet ces niveaux de tension moins élevés et l'on évite des renforcements du réseau 36 kV ou 70 kV. Souvent, cet investissement répond aussi à un besoin de remplacement ou de renforcement d'un transformateur vers la moyenne tension. Ce principe vaut surtout à des endroits à forte densité de consommation, comme les zones urbaines ou industrielles.

Une évolution vers un niveau de tension plus élevé peut aussi être préférable en cas de restructurations importantes du réseau. De nombreux postes, transformateurs moyenne tension et liaisons des réseaux 36 kV et 70 kV arrivent en effet en fin de vie, ce qui constitue une opportunité de réaliser cette transition. Ainsi, les longues liaisons 36 kV et 70 kV qui arrivent en fin de vie sont remplacées par des transformateurs 150/70 kV ou 150/36 kV afin de continuer d'assurer l'alimentation des réseaux 70 kV et 36 kV en limitant la fonction de transport de ces réseaux. Cela peut également s'avérer nécessaire si l'accroissement des flux aux niveaux de tension plus élevés se reporte aux niveaux de tension moins élevés et que ces derniers connaissent dès lors des surcharges.

Dans des zones spécifiques, où les réseaux ont été développés sur d'autres bases historiques, cette même approche mène à d'autres conclusions. C'est par exemple le cas pour le réseau de transport d'une grande partie de la province de Namur et de la province de Luxembourg, qui comprend les niveaux de tension 380 kV et 70 kV et pas le 150 kV. Dans cette région, le niveau de tension 110 kV est introduit pour remplacer progressivement le niveau 70 kV. En tout cas, les niveaux de tension 150 et 110 kV sont mutuellement exclusifs : un seul niveau est développé sur une même zone géographique.

5.1.2 DÉCOUPLAGE DES RÉSEAUX DE TRANSPORT 220 KV ET 150 KV

Comme exposé au §4.1.10, on observe une interaction claire entre le réseau *backbone* en 380 kV et le réseau de transport sous-jacent : la nécessité de découpler les réseaux 150 kV et 220 kV se fait de plus en plus ressentir, pour les exploiter comme des zones isolées, alimentées par un certain nombre de transformateurs 380/150 kV ou 380/220 kV. Pour y parvenir, des transformateurs 380/150 kV ou 220/150 kV supplémentaires devront être placés à différents endroits. Une alternative à une scission totale consiste à placer un élément limitant le flux sur les liaisons entre deux zones 150 kV afin d'éviter des surcharges de celles-ci, à l'instar d'un transformateur-déphaseur ou d'une bobine en série. Enfin, il convient de souligner que les deux nouveaux corridors 380 kV Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut ») et Stevin-Avelgem (« Kustlus ») permettent également de créer des synergies avec le développement du réseau 150 kV sous-jacent, notamment en renforçant le lien entre les réseaux 380 kV et 150 kV.

5.1.3 AMÉLIORATION DE LA TENUE AUX COURT-CIRCUITS DES POSTES 150 KV

Le niveau de court-circuit dans les réseaux 150 kV change en raison d'un nombre croissant de liaisons câblées par rapport aux lignes aériennes et de l'installation de transformateurs 380/150 kV et 220/150 kV supplémentaires. À certains endroits, ces changements structurels engendrent une forte augmentation du niveau de court-circuit. La tenue aux courts-circuits des équipements à haute tension présents doit donc aussi être renforcée. Les analyses montrent que la puissance de court-circuit des disjoncteurs constitue souvent le maillon faible. Dans ces cas, il est généralement possible de remplacer les disjoncteurs par un type plus performant. Il n'est alors pas possible d'attendre la fin de durée de vie de ces éléments de réseau et une approche proactive s'impose.

5.1.4 INTÉGRATION DE LA PRODUCTION CENTRALISÉE ET DÉCENTRALISÉE

Le réseau de transport existant permet déjà une intégration poussée des unités de production décentralisée (voir §1.3.2), en particulier si elles se situent à des endroits où le réseau dispose d'une capacité suffisante ou lorsque l'on peut faire appel à un accès flexible au réseau. Dans certains cas, l'accroissement de production décentralisée peut aussi justifier un renforcement spécifique ou une extension du réseau.

2 Le cas échéant, l'optimum global est également concerté avec le GRD concerné

La création d'un hub 30 ou 36 kV est un concept souvent mis en œuvre. Un point de raccordement 30 kV ou 36 kV est alors prévu pour les unités de production décentralisée. Il est alimenté à partir d'un niveau de tension plus élevé (150, 220 ou 380 kV) par un transformateur unique, comparable au transformateur élévateur d'une centrale classique. Les analyses technico-économiques réalisées par Elia avec les gestionnaires du réseau de distribution confirment d'ailleurs la pertinence d'un niveau de tension suffisamment élevé pour le raccordement de clusters de production décentralisée. Le périmètre pour les raccordements à la moyenne tension (10 à 15 kV) est en effet limité à un rayon de 10 à 15 km autour du point d'injection. Lorsque des puissances plus élevées doivent être raccordées et/ou en dehors du périmètre précité, il peut arriver que le niveau de moyenne tension actuel ne soit pas suffisant pour ces demandes. Ces circonstances s'appliquent lors du développement de nouvelles zones PME et du raccordement de grands clusters de production décentralisée ou d'une combinaison des deux. Comme une solution en 10 ou 15 kV n'est pas envisageable dans le cas présent et qu'un raccordement direct au réseau de transport implique un coût trop élevé pour la capacité limitée à raccorder, un niveau de tension de 30 ou 36 kV constitue la meilleure option.

Un renforcement du réseau de transport est prévu aux endroits où l'on anticipe encore un important potentiel de production décentralisée supplémentaire. Le concept de l'accès flexible au réseau permet également, dans ce cas, d'attendre la réalisation du potentiel de production décentralisée supplémentaire avant d'effectuer des investissements ciblés.

Le réseau de transport 220 kV et 150 kV existant propose encore, à de nombreux endroits, une capacité d'accueil pour des unités de production centralisée de taille moyenne d'une capacité allant jusqu'à 300 MW. Les unités plus grandes seront de préférence raccordées au réseau *backbone* en 380 kV afin de préserver une marge suffisante pour le raccordement d'unités de production décentralisée à 220 kV et 150 kV.

Le découplage de ces réseaux et l'augmentation de la tenue aux courts-circuits, tels qu'exposés dans les paragraphes précédents accroissent, dans de nombreux cas, la capacité de raccordement d'unités de production centralisée et de clusters plus importants d'unités de production décentralisée.

5.1.5 BESOIN DE CAPACITÉ DE TRANSFORMATION SUPPLÉMENTAIRE VERS LA MOYENNE TENSION À LA SUITE DE LA HAUSSE DES PRÉLÈVEMENTS DANS LE RÉSEAU À MOYENNE TENSION

Elia s'efforce en permanence d'exploiter l'infrastructure existante de manière optimale. En cas de besoin de capacité de transformation supplémentaire en moyenne tension en raison d'une hausse des prélèvements, on recherche toujours l'optimum technico-économique en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution.

En cas de dépassement de la capacité de transformation en moyenne tension dans un poste, l'approche est la suivante :

- on vérifie, avec les gestionnaires de réseau de distribution, quelles sont les possibilités de basculer une partie de la charge vers les postes voisins afin d'éviter un renforcement du réseau ;
- si un basculement de charge est impossible, on s'efforcera tout d'abord d'augmenter la puissance de la transformation présente en plaçant un transformateur supplémentaire ;
- en cas de niveaux de moyenne tension très faibles (5 et 6 kV), une rationalisation des niveaux de tension sera également étudiée en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés afin d'investir dans des transformateurs offrant des tensions de sortie supérieures, dans une vision à long terme ;
- un nouveau site sera créé uniquement en cas de saturation complète des sites existants ou si un renforcement ou une extension du réseau à moyenne tension à partir de postes existants ne se justifie pas d'un point de vue technico-économique.

Une analyse complémentaire vérifiera l'évolution du niveau de dépassement de la capacité de transformation disponible et permettra de prévoir l'investissement au moment opportun.

5.1.6 INVESTISSEMENTS DE REMPLACEMENT

L'état opérationnel du réseau est constamment surveillé via une collecte systématique d'informations. Sur la base du savoir-faire accumulé et de modèles de prédiction de la performance, les programmes de maintenance et les remplacements d'équipements à fiabilité réduite sont identifiés et mis en œuvre. Cette gestion optimisée ne peut cependant éviter des besoins de remplacements importants et accrus à la suite au vieillissement du réseau. Le renouvellement des équipements du réseau de transport arrivés en fin de vie constitue donc un axe important de son développement. Les équipements obsolètes doivent être renouvelés pour maintenir un très haut niveau de fiabilité ainsi que la sécurité des personnes.

Si des besoins de remplacement se font ressentir, l'infrastructure du réseau ne sera pas reconstruite systématiquement à l'identique. La préférence sera toujours accordée à la meilleure solution sur le plan technique et économique, un investissement de remplacement devant également répondre à d'autres besoins, tels que l'accroissement de la capacité de transport ou d'autres besoins de remplacement. Il n'est toutefois pas toujours possible de trouver de telles synergies. Un projet de remplacement à l'identique isolé constitue, dans certains cas, la solution la plus indiquée. C'est pourquoi, dans chaque province, un important programme de remplacement de l'infrastructure du réseau est également prévu.

5.2 PROVINCE D'ANVERS

5.2.1 CAMPINE DU NORD

L'arrivée de grandes quantités de production décentralisée (essentiellement des éoliennes et des unités de cogénération liées à l'horticulture en serre) nécessite le renforcement de la Campine depuis Rijkevorsel jusqu'au nord d'Hoogstraten au moyen d'une transformation depuis le réseau 150 kV. Le poste de Rijkevorsel a déjà été équipée d'un transformateur 150/15 kV supplémentaire et à Hoogstraten, Elia a construit un poste de transformation 150/36/15 kV couplé au réseau à haute tension par la prolongation du câble souterrain 150 kV depuis Rijkevorsel jusqu'à Hoogstraten.

La construction d'une ligne aérienne 150 kV vers Meer qui était reprise dans le dossier d'adaptation du Provinciaal Ruimtelijk UitvoeringsPlan « Glastuinbouw » a été abandonnée lorsque la province a mis fin à ce plan. En fonction du développement du potentiel restant de production décentralisée autour de Hoogstraten et Meer, ce projet de ligne sera remplacé par la possibilité, lors d'une phase ultérieure, de réaliser une deuxième liaison souterraine à 150 kV de Rijkevorsel vers Hoogstraten afin d'y développer une capacité de transformation supplémentaire 150/36 kV et 150/15 kV et de créer des possibilités de raccordement à Meer via un hub 36 kV depuis Hoogstraten.

Pour ce faire, un poste 150 kV est nécessaire à Rijkevorsel et une liaison 150 kV sera posée depuis cette localité jusqu'au poste de Beerse. Afin de renforcer davantage la Campine du nord en 150 kV, la ligne 70 kV Beerse-Turnhout - Mol passera à une exploitation en 150 kV, en combinaison avec un poste 150 kV à Beerse, un transformateur supplémentaire 150/70 kV à Turnhout et un câble supplémentaire entre Massenhoven (à partir de la dérivation Guut), Rijkevorsel et Beerse. Ce scénario présente les deux principaux avantages suivants : d'une part, la Campine du nord est intégrée de manière complète au réseau 150 kV et, d'autre part, le remplacement urgent (pour des raisons de vétusté) de la double ligne 150 kV de Massenhoven via Poederlee vers Mol peut être évité. Cette ligne pourra en effet être démantelée après la réalisation de la liaison Massenhoven - Rijkevorsel - Beerse -Turnhout - Mol.

Enfin, des pistes ont encore été examinées afin d'éviter la rénovation du poste Mol 70 kV et d'un certain nombre de lignes 70 kV en Campine grâce au placement d'un transformateur 150/70 kV à Herentals alimenté depuis Heze 150 kV.

Pour l'évacuation de la puissance supplémentaire générée par la production décentralisée en Campine du nord vers les centres de consommation, une liaison câblée 150 kV supplémentaire est prévue de Poederlee vers Heze. On utilisera pour cela le câble 150 kV déjà prévu entre Heze et Herentals.

Lors d'une phase ultérieure, il sera nécessaire d'abandonner le poste 70 kV vétuste de Rijkevorsel. L'alimentation du réseau à moyenne tension sera dès lors prévue en 150 kV par l'installation d'un 2e transformateur 150/15 kV à Rijkevorsel. Seule l'alimentation de réserve sera encore prise à partir du réseau 70kV par le placement d'un seul transformateur 70/15 kV en repiquage sur la ligne 70 kV St Job - Beerse.

5.2.2 RESTRUCTURATION ANVERS

Les réseaux d'alimentation vétustes 70 kV et 6 kV dans Anvers et ses environs ont été systématiquement remplacés, respectivement par du 150 et 15 kV (voir §5.1.1.).

Quand le gestionnaire du réseau de distribution aura réalisé le transfert complet du 6 kV vers le 15 kV, les postes de Moonstraat, Oever, Hovenierstraat et Belliardstraat pourront être entièrement démantelés, y compris la liaison 70 kV vers ces postes. Cela vaut également pour les quatre transformateurs 70/6 kV de Zurenborg et les quatre transformateurs 70/6 kV de Merksem.

La transformation 150/70 kV à Merksem ne sera plus nécessaire que pour l'alimentation de Tabaksvest et l'alimentation de réserve de la Campine du nord par le biais des liaisons 70 kV vers St-Job, Rijkevorsel, Kalmthout et Beerse. La transformation en 150/70 kV à Zurenborg sera maintenue avec un transformateur pour la seconde alimentation de Tabaksvest et l'alimentation d'Infrabel.

En outre, le remplacement du poste Schelle 70 kV est devenu nécessaire, tandis qu'une longue liaison 70 kV entre Schelle et Malines a également dû être remplacée. Une restructuration et une simplification de ce réseau 70 kV étaient possibles moyennant le déplacement d'un transformateur 150/70 kV de Schelle à Malderen. Cette adaptation sera réalisée dans le courant 2018.

Les autres développements à Anvers prévoient un futur renforcement de la transformation 150/15 kV dans les tout nouveaux postes Damplein et Petrol.

5.2.3 CRÉATION DE LA TRANSFORMATION EN MOYENNE TENSION À MEERHOUT

À la suite de l'accroissement de la charge dans la zone du canal à proximité de Heze et Geel-Oevel, il est prévu de créer, dans le poste existant de Meerhout 380-150 kV, une transformation 150/15 kV au moyen de 2 transformateurs 150/15 kV de 50 MVA. Cette cabine permettra d'alimenter une grande partie de la charge de Heze et même Mol à partir de Meerhout. La charge et l'injection de production décentralisée du poste de Geel-Oevel 70/15 kV pourront alors, à leur tour, être reportées en direction de Heze afin que le poste de Geel-Oevel, qui devrait être entièrement remplacé, puisse être abandonné. Le déplacement de la charge de Mol vers Meerhout permet d'éviter à nouveau d'importants investissements en renforcement de transformation dans l'environnement de Mol-Balen.

5.2.4 RESTRUCTURATION DU RÉSEAU 70 KV MALINES – HEIST-OP-DEN-BERG – AARSCHOT - DIEST

La ligne 70 kV Malines - Heist-op-den-Berg - Aarschot est arrivée en fin de vie en ce qui concerne ses pylônes, conducteurs, mais aussi équipements. Cette ligne constitue une liaison entre les transformateurs 150/70 kV de Malines et Diest et assure l'alimentation de réserve de Heist-op-den-Berg ainsi que l'alimentation d'Aarschot.

Pour éviter le remplacement de cette ligne à 70 kV de 35 km, on a d'abord pensé à son démantèlement. Il sera pour cela nécessaire de prévoir entièrement la transformation à Heist-op-den-Berg à partir du réseau 150 kV. Concernant la zone autour de Diest, on pense à un renforcement du réseau 70 kV par l'installation d'un transformateur complémentaire 150/70 kV à Diest raccordé à une nouvelle liaison par câble 150 kV à partir de Meerhout.

5.2.5 RENFORCEMENT DU PORT D'ANVERS

Le projet BRABO, plus précisément BRABO II-III, avec la construction d'une ligne 380 kV à partir de Zandvliet via Lillo vers Mercator, renforce le *backbone* 380 kV (voir §4.2.2.1) et prévoit en outre le renforcement de l'ensemble de la zone portuaire en 380 kV. La construction d'un poste 380 kV à Lillo, en particulier, permettra l'installation d'une capacité de transformation 380/150 kV supplémentaire. Un premier transformateur 380/150 kV avait déjà été prévu à Lillo en remplacement de la transformation à Mercator qui, en raison de la transformation de la ligne Kallo-Mercator de 150 kV en 380 kV, ne sera plus disponible pour la zone portuaire.

Vu la puissance de court-circuit présente d'une part et de la demande de raccordement de charges croissantes d'autre part, le réseau 150 kV doit être scindé. Des modifications importantes de la structure du réseau sont nécessaires pour cela et il faudra prévoir, dans un certain nombre de postes, le remplacement de disjoncteurs 40 kA par du matériel capable de résister à un court-circuit de 50 kA. Cela signifie en outre que des transformateurs 380/150 kV supplémentaires sont nécessaires tant sur la rive gauche que sur la rive droite. Concrètement, un 2e transformateur 380/150 kV sera installé dans un premier temps à Lillo et un transformateur 380/150 kV à Kallo ou Ketenisse. À Lillo, cela nécessite l'extension des postes 380 kV et 150 kV existants.

Pour assurer la redondance, une liaison câblée 150 kV supplémentaire sera nécessaire de Kallo via Ketenisse vers Lillo, de même que le renforcement d'une liaison existante entre Scheldelaan et Zwijndrecht. Dans la zone Zandvliet - Noordland, les disjoncteurs du poste AIS devront être remplacés par des disjoncteurs résistants à de court-circuit de 50 kA.

Les projets de remplacement des lignes Merksem-Massenhoven et Lint-Mortsel qui sont mentionnés au § 5.2.6 engendreront une longue indisponibilité des transformateurs 380/150 kV de Meerhout et Lint. Un 3e transformateur à Lillo sera nécessaire afin de compenser cette indisponibilité pour la zone portuaire, de même que la poursuite de la scission du réseau 150 kV, une restructuration du réseau entre le 7de Havendok et Ekeren et un dédoublement de l'axe 150 kV entre Zwijndrecht et Zurenborg.

5.2.6 PROJETS DE REMPLACEMENT

L'arrivée simultanée en fin de vie d'équipements de coupure haute tension et d'équipements basse tension génère de nombreux projets de remplacement dont voici les plus importants : le remplacement d'équipements basse et haute tension dans les postes (150 kV) de Zandvliet, Lint (également 380 kV), Massenhoven, Schelle, Merksem, Scheldelaan, Mortsel, Zwijndrecht, Burcht, 7de Havendok, Lillo, Sidal, Amoco, Heist, Ekeren, Meerhout, Mol, Balen, Wommelgem, Oelegem, Malle et Putte.

En ce qui concerne les liaisons, les besoins de remplacement concernent essentiellement les lignes à haute tension équipées de conducteurs de type ALAC[3] sur les lignes 150kV suivantes :

- Massenhoven - Poederlee-Mol (ce remplacement est toutefois évité par les projets en Campine du nord comme décrit au point §5.2.1) ;
- Merksem-Mortsel ;
- Lint-Mortsel ;
- Lint - Schelle ;
- Massenhoven - Merksem.

Pour certaines liaisons aériennes, les équipements de suspension des conducteurs doivent être remplacés. C'est le cas de la ligne 150 kV de Lint vers Putte, ainsi que de la ligne de Lint vers Verbrande Brug.

Les liaisons souterraines réalisées avec des câbles à huile doivent être remplacées sur les trajets 150 kV suivants :

- Petrol - Zurenborg ;
- Zurenborg - Mortsel.

Vu les travaux préparatoires qui ont été entamés pour la liaison Oosterweel au ring d'Anvers, un ordre de déplacement a été reçu pour les câbles Merksem-Damplein. De ce fait, ces liaisons câblées doivent être partiellement remplacées et déviées par le biais d'un nouveau tunnel de conduites sous le ring.

3 ALAC – Aluminium Acier (ALST : Aluminium Staal)

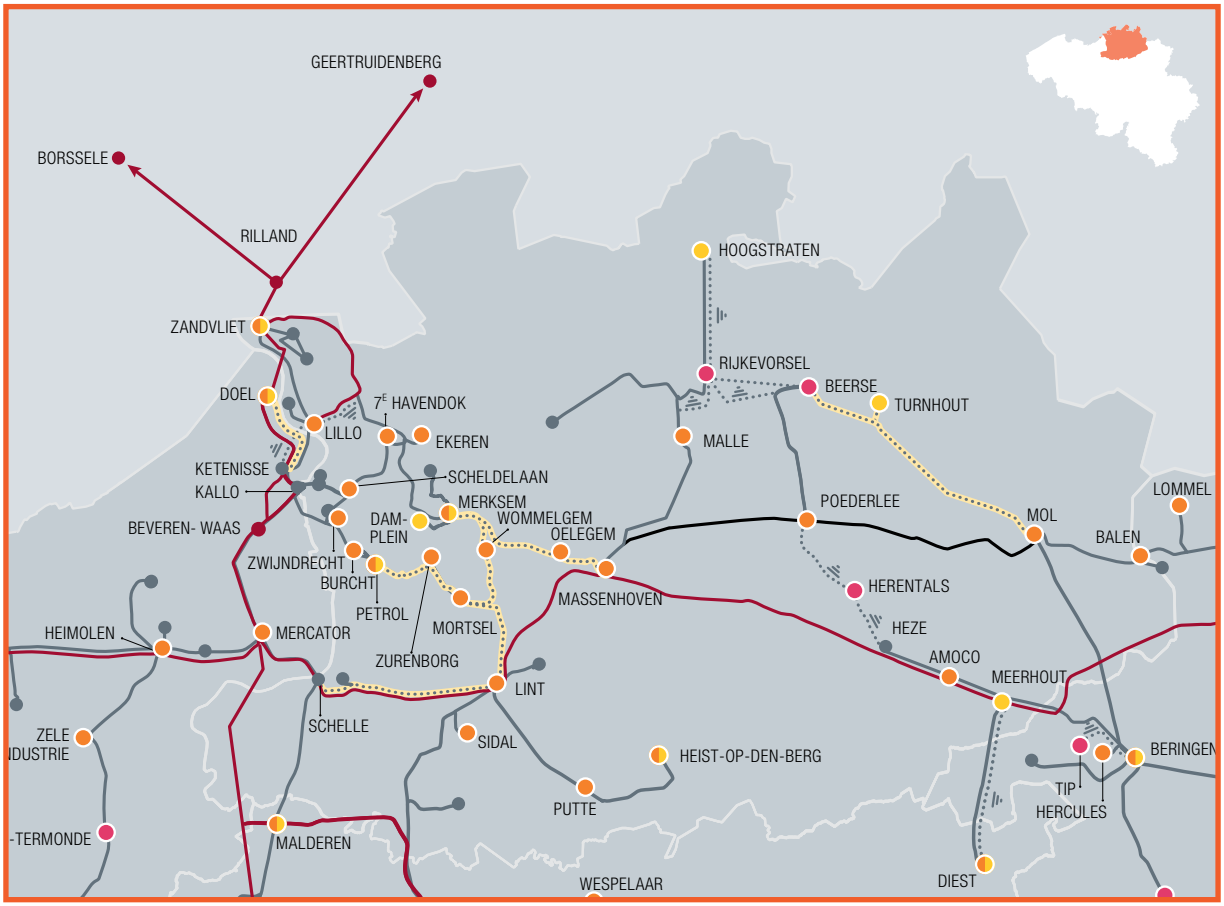


Figure 5.1: Carte récapitulative des investissements de réseau de la province d'Anvers

5.3 RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE

5.3.1 INTRODUCTION

Avec l'étude à long terme sur l'est de la Région de Bruxelles-Capitale réalisée en 2016, on a pu développer une vision détaillée et flexible de l'évolution du réseau 150 kV, qui répond aux prévisions de consommation publiées par le gestionnaire du réseau de distribution. Cette vision tient également compte de tous les remplacements nécessaires identifiés et permet une forte rationalisation du réseau 36 kV sous-jacent.

La restructuration du réseau 150 kV de la Région de Bruxelles-Capitale sera achevée durant la période 2020-2030. Plus précisément, les travaux sur la nouvelle boucle 150 kV dans l'ouest de Bruxelles seront terminés. Un certain nombre de travaux, identifiés dans l'étude à long terme de 2016, seront également réalisés dans l'est de la région.

Tous ces investissements engendreront un léger allongement total du réseau câblé 150 kV (environ 5 km), mais permettront toutefois une forte rationalisation de l'ensemble du réseau 36 kV sous-jacent. La longueur totale de câbles sera en effet réduite de pratiquement 195 km.

5.3.2 DÉVELOPPEMENTS DANS LA PARTIE OUEST DE BRUXELLES

L'étude à long terme consacrée à l'ouest de Bruxelles prévoyait l'installation d'une boucle 150 kV à partir du poste de Bruegel, via Berchem-Sainte-Agathe, vers Molenbeek et Héliport. Le prélèvement du poste de Berchem-Sainte-Agathe sera porté de 36 kV à 150 kV par la mise hors service du poste 36 kV et son remplacement par un poste 150 kV. De nouveaux postes 150 kV seront également construits à Molenbeek et Héliport.

Une liaison 150 kV sera posée entre le nouveau poste Héliport et le poste Pachéco qui sera prochainement mis en service. Cette deuxième liaison vers Pachéco permettra d'alimenter en principal et en secours le prélèvement de ce poste depuis le réseau 150 kV. De plus, la liaison augmentera la fiabilité du réseau 150 kV en permettant d'obtenir, en ultime secours, une liaison entre les zones de Bruxelles alimentées depuis Verbrande Brug à l'est et Bruegel à l'ouest.

Les transformateurs 150/36 kV de Dilbeek et Relegem, très éloignés du prélèvement qu'ils alimentent dans la Région de Bruxelles-Capitale, seront mis hors service, ainsi qu'un des transformateurs du poste Molenbeek. Deux nouveaux transformateurs seront installés dans les postes Héliport et Schaerbeek en compensation et l'alimentation principale du prélèvement du poste Molenbeek sera reprise directement en 150 kV.

5.3.3 DÉVELOPPEMENTS DANS LA PARTIE EST DE BRUXELLES

L'étude réalisée en 2016 sur l'est de Bruxelles a identifié une série d'adaptations du réseau 150 kV en complément des investissements déjà réalisés dans cette zone. Dans le prolongement des réalisations dans la partie ouest de la région, les adaptations envisagées permettront une restructuration en profondeur du réseau 36 kV sous-jacent.

Un transformateur 150/36 kV sera installé dans le poste Schaerbeek, en remplacement du transformateur 150/36 kV de Verbrande Brug. Ce dernier arrive en effet en fin de vie et se trouve géographiquement éloigné du prélèvement qu'il alimente.

Dans le cadre de la rénovation du poste 150 kV d'Ixelles, les deux transformateurs 150/36 kV devront être remplacés prochainement. Un des deux transformateurs sera remplacé par un transformateur 150/11 kV qui reprendra le prélèvement du poste à moyenne tension Volta (Ixelles). Grâce au transfert de charge vers le réseau 150 kV et une restructuration des sous-réseaux 36 kV dans cette zone, seul un des deux transformateurs 150/36 kV devra être remplacé.

Enfin, une piste, qui doit encore être confirmée en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution, prévoit l'exploitation du poste 150 kV Charles-Quint. Ce poste sera prochainement mis en service par le biais de l'achèvement de la boucle 150 kV Schaerbeek - Charles-Quint - Woluwe. L'installation d'un deuxième transformateur 150/11 kV permettra d'alimenter totalement la charge du poste en 150 kV afin d'éviter des investissements considérables en 36 kV.

5.3.4 PROJETS DE REMPLACEMENT

La période 2020-2030 comporte également différents projets de remplacement indépendants de changements de structure, à savoir :

- le remplacement de la basse tension du poste Forest 150 kV ;
- le remplacement d'un transformateur injecteur 150/36 kV au poste Midi ;
- le remplacement d'un transformateur 150/36 kV au poste Dhanis.

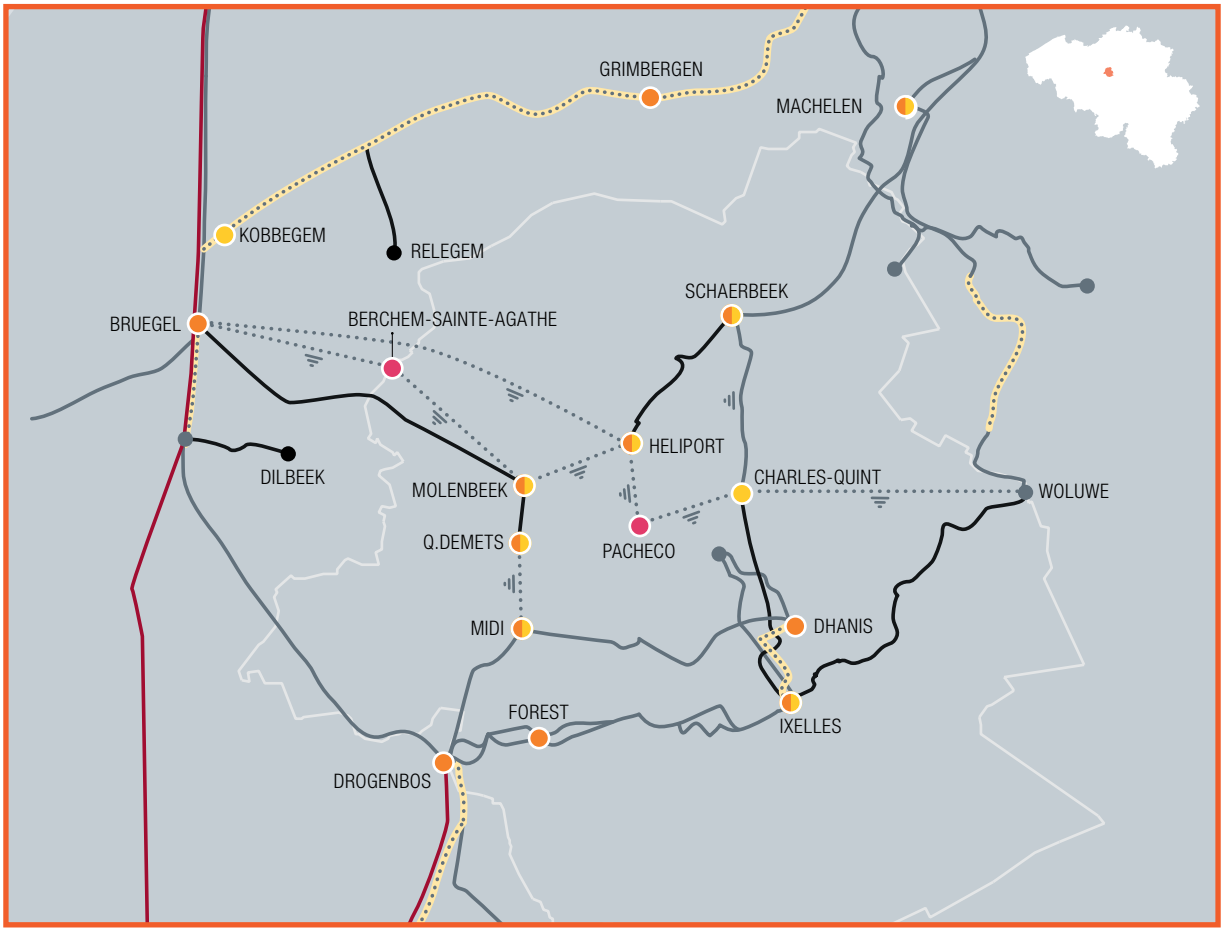


Figure 5.2 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la Région de Bruxelles-Capitale

5.4 PROVINCE DE HAINAUT

5.4.1 PROJETS LIÉS AU *BACKBONE* INTERNE 380 KV

Comme mentionné aux §4.1.4 et §4.1.10, le nouveau corridor Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut ») permettra, en fonction du tracé retenu et de la technologie choisie, de chercher des synergies et de renforcer le lien avec le réseau 150 kV ou 70 kV sous-jacent. Étant donné que sa mise en œuvre exacte est encore à l'étude, aucun investissement concret n'est encore avancé dans le présent Plan de Développement.

5.4.2 POURSUITE DE L'ÉVOLUTION VERS UN RÉSEAU 150 KV

Le réseau de la province de Hainaut subira d'importantes évolutions de structure. Celles-ci sont nécessaires pour faire face à l'évolution locale de la consommation, intégrer les productions à base de sources d'énergie renouvelable décentralisée et remplacer des équipements devenus obsolètes.

Le point marquant de cette évolution est l'utilisation optimale des infrastructures existantes, privilégiant l'utilisation du réseau 150 kV et l'abandon progressif du niveau de tension 70 kV dans la zone. Ceci se traduit par le transfert des consommations actuellement alimentées en 70 kV vers le réseau 150 kV, la fermeture de postes 70 kV, le démontage de lignes 70 kV, l'exploitation en 150 kV de lignes construites à ce gabarit, mais aujourd'hui exploitées en 70 kV.

La pose de câbles 150 kV est également planifiée.

5.4.3 RÉGION DU CENTRE

Une restructuration importante de cette région est en cours d'achèvement. Les postes 70 kV de Ville-sur-Haine et La Louvière sont démantelés, ainsi que la ligne 70 kV de Ville-sur-Haine - La Louvière - Fontaine l'Evèque.

Ces développements ont été établis en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné.

5.4.4 ALIMENTATION DE MONS

L'alimentation depuis le nord de la ville de Mons est réalisée depuis le réseau 70 kV. Après le démantèlement d'une partie importante de l'infrastructure 70 kV dans la région du centre, un transformateur 150/70 kV du poste de Ville-sur-Haine sera installé et raccordé en série avec la ligne 70 kV vers le poste de Mons afin d'assurer l'alimentation de celle-ci.

5.4.5 RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION ET RÉNOVATION DU RÉSEAU DU GRAND CHARLEROI

Le démantèlement du réseau 30 kV à Charleroi a conduit à un report de charges vers les postes de Jumet, Montignies et Charleroi. Selon l'évolution de la consommation, on prévoit un renforcement de la capacité de transformation vers la moyenne tension, à moyen ou long terme. Ce renforcement a déjà été préparé lors de la rénovation des postes de Montignies et Charleroi.

Si la croissance de la charge sur le poste de Gosselies se confirme, il est envisagé d'installer un deuxième transformateur 150/10 kV, qui sera alimenté à partir d'une ligne aérienne proche.

5.4.6 ÉVOLUTION ENTRE GILLY ET JUMET

Vu l'état des conducteurs et des équipements, un *retrofit* sera réalisé sur la ligne 70 kV existante entre Gouy et Gilly via Jumet, construite déjà au gabarit 150 kV, pour la partie comprise entre les postes de Jumet et de Gilly. Un nouveau câble 150 kV, qui sera exploité dans un premier temps en 70 kV, sera placé entre les postes de Gouy et de Jumet. Le poste de Jumet sera alimenté via le réseau 150 kV à partir de Montignies et via le poste de Gilly, et d'autrepart en 70 kV à partir de Gouy.

À plus long terme, les postes de Gilly et Jumet passeront en 150 kV et seront alimentés depuis Gouy (150 kV) et Montignies (150 kV).

5.4.7 RÉGION DU BORINAGE

La ligne 70 kV entre les postes Ciply et Pâturages ainsi que la plupart des équipements en haute et basse tensions des postes de la région arrivent en fin de vie. Ces équipements devraient être complètement rénovés.

Différents projets de production éolienne sont envisagés dans cette zone. En cas de réalisation effective de ces projets, cela engendrera une saturation de la ligne 70 kV entre Harmignies, Elouges et Baudour. Le passage à une tension d'exploitation de 150 kV est techniquement possible, excepté sur la partie comprise entre les postes de Ciply et Pâturages.

Cette double réalité amène Elia à envisager le renouvellement de la ligne Ciply-Pâturages et à la reconstruire au gabarit 150 kV. Au vu de l'incertitude entourant les délais pour obtenir les permis nécessaires à cette construction, Elia a opté pour la pose d'un seul câble 150 kV.

Sur cette base et en réponse aux nombreuses demandes de raccordement et au potentiel de production décentralisée identifié, l'évolution à long terme du réseau dans cette région consistera à maximiser l'utilisation de l'infrastructure existante. L'objectif consiste à créer une boucle d'alimentation 150 kV via le sud de la région du Borinage depuis Ville-sur-Haine et jusqu'à Baudour.

Sa réalisation débutera par :

- l'adaptation et l'exploitation en 150 kV du second terne de la ligne Harmignies-Ville-sur-Haine, aujourd'hui utilisé en 70 kV ;
- la construction d'un poste 150 kV à Harmignies et l'installation d'un transformateur 150/10 kV ; le poste Harmignies 70 kV sera réduit et rénové partiellementdans un premier temps ;
- l'adaptation d'un terne de la ligne Harmignies – Ciply afin de permettre une exploitation en 150 kV et un raccordement en série avec le câble 150 kV qui doit être posé entre Ciply et Pâturages. Un transformateur 150/10 kV sera également installé dans les postes de Ciply et Pâturages.

À plus long terme, le reste de la boucle entre Pâturages, Elouges, Quevaucamps et Baudour pourrait être porté à 150 kV. Un nouveau poste 150 kV devrait pour cela être construit à Pâturages ou Elouges et un des deux ternes de la liste existante entre ces postes devrait être adapté afin de permettre une exploitation en 150 kV.

5.4.8 ZONING DE GHLIN

Le raccordement des utilisateurs de faible puissance du réseau 30 kV des postes de Tertre et du zoning de Ghlin sera optimisé en passant en moyenne tension. Le remplacement des transformateurs 150/30 kV de ces postes permettra d'augmenter la capacité de transformation vers la poche 30 kV du Borinage. Dans le zoning de Ghlin, ce renforcementva de pair avec un renforcement de la transformation vers la moyenne tension par l'ajout d'un transformateur 30/15 kV.

5.4.9 THUILLIES

Au poste de Thuillies, afin d'assurer l'approvisionnement en moyenne tension au regard de l'évolution de la consommation locale, un second transformateur 150/10 kV de 40 MVA sera installé.

5.4.10 TRANSFORMATEUR-DÉPHASEUR 150/150 KV DANS LE POSTE DE CHIÈVRES

Elia confirme l'installation en cours d'un transformateur-déphaseur 150/150 kV d'une puissance de ± 250 MVA.

Cet équipement permettra à Elia de gérer les flux entre les poches 150 kV du Hainaut et la Flandre-Occidentale induits par le niveau de charge important en Hainaut, les productions d'énergie renouvelable en Flandre-Occidentale, la disparition des unités de production classiques en Flandre-Occidentale et l'utilisation limitée, voire la disparition annoncée, d'unités de production dans le Hainaut.

Sans transformateur-déphaseur, les flux pourraient provoquer d'importantes surcharges sur les lignes 150 kV entre ces deux poches. Cela pourrait contraindre Elia à ouvrir la liaison entre les deux de manière préventive, ce qui compliquerait considérablement l'exploitation et réduirait la robustesse du réseau.

Ce nouvel élément est d'autant plus nécessaire maintenant que la consommation d'un utilisateur du réseau dans la région de Baudour va considérablement augmenter, et ce, probablement à partir de 2019.

5.4.11 RÉGION ENTRE SAMBRE ET MEUSE

Le sud de la province de Hainaut est caractérisé par une forte dispersion de charges, restant assez faibles. Dans le passé, la région a dès lors été équipée de lignes aériennes 70 kV de faible section sur de longues distances, reliant entre eux des postes à structure simplifiée[4].

Tous les postes 70 kV et lignes sont soutenus par des transformateurs 150/70 kV dans les postes de Neuville et Thy-le-Château et des liaisons avec les autres régions en 70 kV.

Plusieurs lignes aériennes arriveront en fin de vie à moyen terme. Une partie du matériel à haute tension des postes doit également être renouvelé et pratiquement tous les équipements à basse tension doivent être remplacés.

Ensuite, les postes situés le plus au sud de la région sont alimentés via un réseau 63 kV depuis le réseau français de RTE. Ils font toutefois partie de la zone d'équilibre d'Elia et sont exploités, pour des raisons historiques, par le gestionnaire du réseau de distribution local.

Enfin, cette région présente un très gros potentiel en matière de production éolienne. Concrètement, cette région compte différents parcs éoliens qui sont déjà opérationnels, mais de la capacité de production y a également déjà été réservée, tant en moyenne tension qu'en 70 kV. Une étude d'Elia datant de 2010 et le potentiel de production renouvelable analysé en 2013 par les autorités wallonnes montrent toutefois que ce potentiel probable va encore au-delà des parcs installés et réservés. Le potentiel est en outre remarquablement présent dans la partie la plus au sud de la région.

4 Il s'agit de postes dans lesquels tous les éléments de réseau (transformateur ou ligne aérienne) ne disposent pas d'une travée haute tension complète

Afin de répondre à ces besoins de remplacement et exploiter le potentiel en matière d'énergie renouvelable de la région, Elia a réalisé une étude à long terme en 2017-2018.

Cette dernière a révélé que la région devait être fondamentalement restructurée. La restructuration est caractérisée par :

- un passage progressif en 150 kV au lieu du 70 kV ;
- le démantèlement de plusieurs lignes 70 kV qui seront remplacées par de nouvelles liaisons souterraines 150 kV ;
- un accroissement considérable de la capacité de transformation 150/70 kV ;
- la scission de cette région des autres poches 70 kV voisines.

L'évolution se déroulera au cours de la période s'étalant de 2025 à 2035 en trois grandes phases. Le timing des deux dernières étapes peut être adapté en fonction de la concrétisation ou non du potentiel de production d'énergie renouvelable dans la région et de la nécessité d'aller reprendre une telle production dans la partie la plus au sud de la région. Au cas échéant, , nous intégrerons dans la zone alimentée par Elia les deux postes du gestionnaire du réseau de distribution alimentés jusqu'à présent depuis la France.

Une première phase consistera en :

- la construction d'un poste 150 kV à Hanzinelle ;
- la construction d'un poste 150 kV complet à Neuville dans lequel sera notamment repris le transformateur 150/70 kV existant, ainsi que les équipements et liaisons 150 kV décrits ci-après ;
- la pose d'une nouvelle liaison câblée 150 kV depuis le poste de Montignies jusqu'au poste de Neuville via le poste d'Hanzinelle ;
- l'installation d'un transformateur 150/70 kV en repiquage sur ce câble à Hanzinelle ;
- l'installation d'un deuxième transformateur 150/70 kV à Thy-le-Château en repiquage sur le câble existant qui y arrive ;
- l'installation d'une réactance shut 150 kV à Neuville pour compenser les liaisons câblées qui ont été posées dans la région et absorber ainsi la puissance réactive générée ;
- le remplacement d'un transformateur 70/11 kV à Neuville par un transformateur 150/11 kV afin de drainer principalement la production d'énergie renouvelable directement vers le réseau 150 kV ;
- la pose d'une nouvelle liaison câblée 150 kV entre les postes de Thy-le-Château et Hanzinelle, qui sera exploitée dans un premier temps en 70 kV.
- Durant cette phase, des évolutions sont également prévues concernant le réseau 70 kV : notamment la pose d'un nouveau câble 70 kV entre les postes d'Hanzinelle et de Neuville et le démantèlement des lignes 70 kV en fin de vie entre poches voisines.

Une deuxième phase consistera en :

- la pose d'une nouvelle double liaison souterraine 150 kV, qui sera exploitée dans un premier temps en 70 kV, entre les postes de Thy-le-Château et Solré-St-Géry ;
- la pose d'une nouvelle double liaison souterraine 150 kV, dont un terne sera exploité dans un premier temps en 70 kV, entre les postes de Neuville et de Couvin ;
- l'installation d'un transformateur 150/12kV à Couvin en remplacement d'un transformateur 70/12kV afin de drainer principalement la production d'énergie renouvelable directement vers le réseau 150 kV ;
- durant cette phase, des évolutions sont également prévues concernant le réseau 70 kV : démantèlement des lignes aériennes dans la partie sud du réseau d'Elia dans cette zone.

Une troisième et dernière phase (après 2030 selon le planning actuel) consistera en l'extension du réseau d'Elia par de nouvelles liaisons câblées 150 kV vers la partie la plus au sud jusqu'à Chimay, afin de reprendre les productions décentralisées dans cette zone et alimenter en même temps les postes qui sont actuellement alimentés depuis la France. Le poste de Couvin sera entièrement aliménté en 150 kV et équipé d'un deuxième transformateur 150/12 kV. Un nouveau poste 150 kV, équipé de deux transformateurs 150/70 kV, sera construit à Chimay.

5.4.12 SCISSION DU POSTE 150 KV DE GOUY EN DEUX POSTES DISTINCTS NORD - SUD

Le poste 150 kV actuel est utilisé pour alimenter une partie nord du réseau (Brabant wallon) et une partie sud (Hainaut).

Au fil des ans, le nombre de travées dans ce poste a tellement augmenté que son exploitation en est devenue très difficile.

En outre, la puissance de court-circuit dans ce poste deviendra prochainement problématique avec l'ajout du nouveau transformateur 380/150 kV[5], ce qui rend l'exploitation de ce poste par Elia très complexe et la contraint à faire preuve d'une grande prudence.

Il est dès lors envisagé de scinder le poste actuel en deux postes 150 kV distincts : un pour la partie nord du réseau (Brabant wallon) et un pour la partie sud (Hainaut). Le poste nord aura un transformateur 380/150 kV, le poste sud deux transformateurs 380/150 kV, tandis qu'une liaison entre les deux postes est également prévue comme solution de secours stratégique.

5 Ce transformateur supplémentaire 380/150 kV a été mentionné dans le précédent Plan de Développement

5.4.13 PROJETS DE REMPLACEMENT

De façon complémentaire, les remplacements suivants, indépendants de changements de structure, sont envisagés ou réalisés :

- Courcelles 380 kV : remplacement de matériel en basse tension et rénovation des jeux de barres ;
- Gouy 150 kV : remplacement de matériel en haute et basse tension ainsi que du transformateur 150/70 kV ;
- Tertre 150 kV, Air-Liquide 150 kV : remplacement de matériel en haute et basse tension ainsi que du transformateur 150/30 kV ;
- Marquain 150 kV : remplacement de matériel en haute et basse tension ainsi que du transformateur 150/15 kV. Le poste sera également simplifié ;
- Boel - La Louvière : remplacement de matériel en basse tension et restructuration de l'alimentation de la cabine 30 kV d'Elia et d'un client industriel depuis le réseau 150 kV ;
- Chièvres 150 kV, zoning de Ghlin 150 kV, Fleurus 150 kV, Trivières 150 kV, Baudour 150 kV, Jemappes 150 kV, Marche-lez-Écaussinnes 150 kV, Monceau 150 kV, Tergnée 150 kV, Dottignies 150 kV et Gouy 380 kV : remplacement du matériel en basse tension et/ou du matériel en haute tension ;
- remplacement du segment de ligne entre les postes de Quevaucamps et Harchies par un segment au gabarit 150 kV ;
- remplacement des conducteurs de la ligne entre les postes de Baudour et Jemappes et entre les postes de la zoning de Ghlin et Petits-Marais ; Ce projet a fait l'objet d'une nouvelle évaluation et a été reporté ;
- remplacement de pylônes entre les postes d'Antoing et Gaurain ainsi que rénovation importante de la ligne entre les postes de Gaurain et Thieulain et entre les postes de Thieulain et Chièvres ;
- rénovation importante de la ligne entre les postes de Chièvres et Baudour ;
- remplacement de la ligne entre les postes de Gouy et Binche par la pose d'un segment de câble 150 kV entre le poste de Binche et la ligne actuellement hors tension entre les postes de Trivières et Péronnes afin de créer une nouvelle liaison entre les postes de Trivières et Binche ;
- remplacement des conducteurs de ligne entre Gouy et Monceau ;
- remplacement des conducteurs de ligne entre Antoing et Mouscron.

5.4.14 REMPLACEMENTS ET RÉPARATIONS EXCEPTIONNELS

Le transformateur-déphaseur 220/150 kV de Monceau a été remplacé par un transformateur classique de 290 MVA (matériel de réserve) à la suite d'un incendie. Ce remplacement entraîne une capacité de transport réduite sur la ligne 220 kV entre Chooz (FR) et Monceau. La réinstallation d'un transformateur-déphaseur a été évaluée et jugée nécessaire, compte tenu de l'évolution des flux d'énergie en Belgique. Les spécifications techniques de ce nouveau transformateur-déphaseur permettent de garantir une importation de 400 MVA depuis la France.

Ce nouvel élément de réseau est d'autant plus nécessaire qu'un utilisateur du réseau de la région de Baudour a confirmé une augmentation importante de sa consommation.

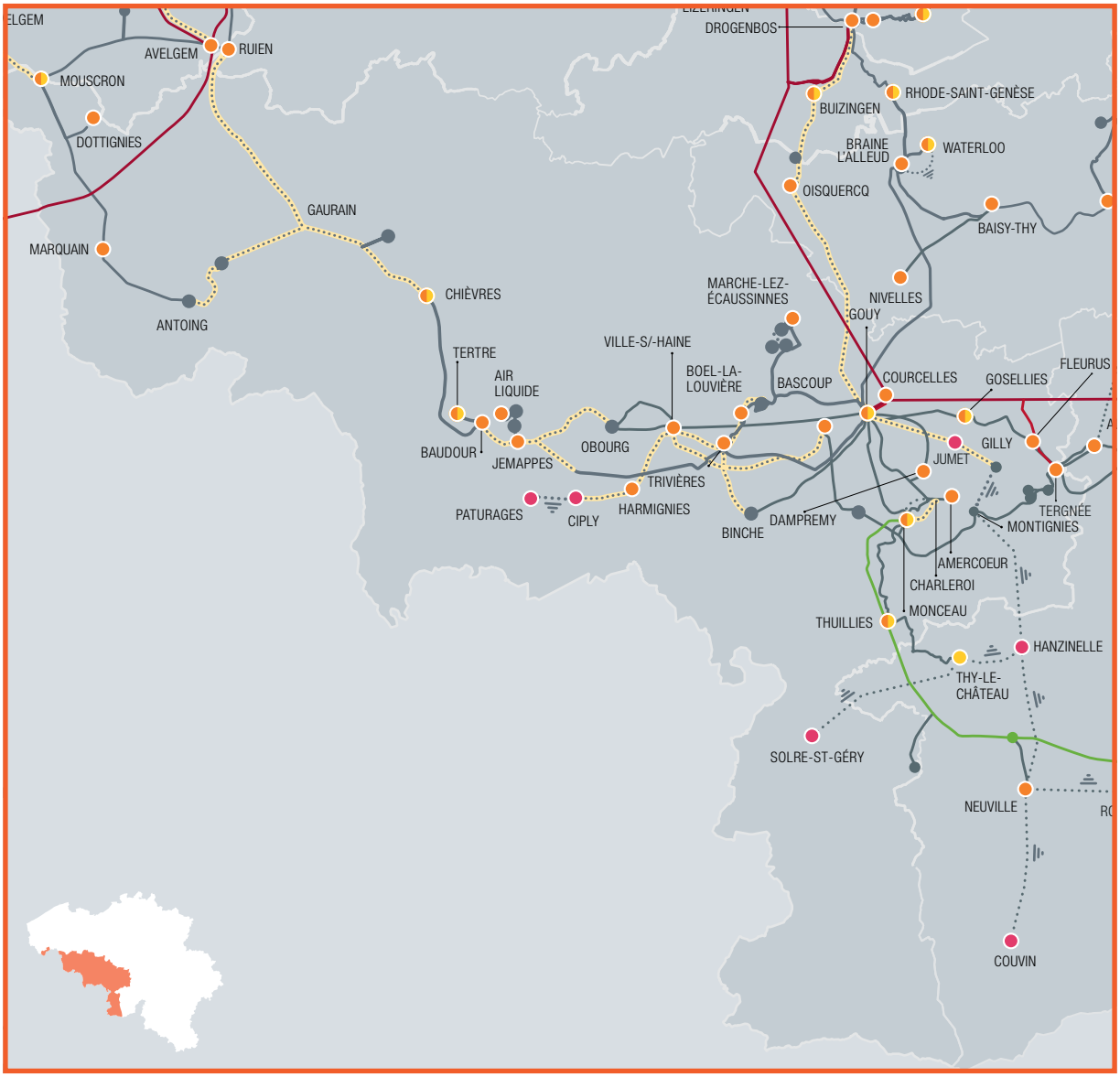


Figure 5.3 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Hainaut

5.5 PROVINCE DU LIMBOURG

5.5.1 LIMBOURG-CAMPINE

De récentes études du réseau dans la province du Limbourg et le nord de la province d'Anvers (Campine) ont démontré que la transformation du poste 380 kV à Meerhout en un poste à deux jeux de barres à part entière avec couplage est recommandée pour garantir la sécurité d'alimentation à plus long terme dans cette région. La transformation de ce poste est également nécessaire si l'on souhaite un jour installer le deuxième terne 380 kV sur la liaison existante entre Massenhoven et Meerhout et ensuite jusqu'à Van Eyck (Maaseik). Il sera en outre peut-être nécessaire, à long terme, d'installer un transformateur 380/150 kV supplémentaire dans la région (p.ex. un deuxième transformateur sur le site André Dumont). Cette nécessité dépend toutefois fortement de la disparition ou de la réduction de la capacité de production centralisée en 150 kV et l'arrivée de nouvelles unités en 380 kV. L'évolution des flux internationaux sur le réseau 380 kV joue également un rôle décisif en la matière ainsi que l'éventuelle nécessité d'ouverture du réseau 150 kV entre la région du Limbourg et la région de Liège.

5.5.2 RESTRUCTURATION DU RÉSEAU 70 KV AUTOUR DE TESSENDERLO ET BERINGEN

La présence de production décentralisée à et autour de Tessenderlo requiert à long terme un soutien supplémentaire depuis le réseau 150 kV vers le 70 kV. En outre, l'ensemble du poste 70 kV de Beringen a besoin d'être remplacé. Une étude à long terme a toutefois montré que le poste Beringen 70 kV peut être abandonné moyennant une restructuration de l'infrastructure de lignes 70 kV environnantes et l'installation d'un transformateur 150/70 kV à Tessenderlo en remplacement du transformateur 150/70 kV de Beringen. Ensuite, cette transformation 150/70 kV supplémentaire à Tessenderlo permettra également de démanteler progressivement le réseau 70 kV en direction de Mol parallèlement à la démolition totale du poste vétuste 70 kV de Mol. Par ailleurs, il sera alors nécessaire de remplacer la transformation 70/10 kV de Beringen et Lummen par une transformation 150/10 kV tant à Beringen qu'à Lummen. L'ancienne ligne 70 kV de Beringen vers Lummen pourra dès lors être aussi démantelée partiellement.

À Tessenderlo[6], on installera le transformateur 150/70 kV raccordé par un câble souterrain au poste de Beringen 150 kV.

5.5.3 RESTRUCTURATION DU RÉSEAU 70 KV DANS LE SUD DU LIMBOURG

Dans le sud de la province de Limbourg et à la limite avec le Brabant flamand, une série de lignes 70 kV doivent être remplacées. Il s'agit de la liaison entre Tirlemont, Landen et Saint-Trond et de la liaison entre Saint-Trond, Looz et Tongres qui se prolonge jusqu'à Vottem en province de Liège.

Concernant la ligne Saint-Trond – Vottem, une étude a montré entre-temps que le remplacement de cette ligne par du 150 kV ne se justifie pas d'un point de vue technico-économique. Le maintien et le *retrofit* des lignes 70 kV évitent d'importants investissements en 150 kV. En fonction de la configuration de réseau encore à déterminer, un 2e transformateur à Brustem est une possibilité. Les différentes pistes 70 kV sont encore actuellement à l'étude.

Pour la ligne Tirlemont, Landen et Saint-Trond, une étude a montré que cette ligne peut être abandonnée, grâce à une transformation 150/70 kV supplémentaire à Tirlemont et une liaison 70 kV supplémentaire de Tirlemont vers Jodoigne.

5.5.4 PROJETS DE REMPLACEMENT

Des projets de remplacement importants sont également prévus ou en cours dans les postes de Balen, Beringen, Brustem, Eisden, Godsheide, Herderen, Hercules, Lanaken, Overpelt, Langerlo, Lommel et Stalen.

Pour certaines liaisons par lignes aériennes, les conducteurs doivent être remplacés. C'est le cas pour les lignes 150 kV Stalen - Langerlo et Stalen - Eisden.

6 Désigné par « TIP » pour « Tessenderlo IndustriePark » sur le plan

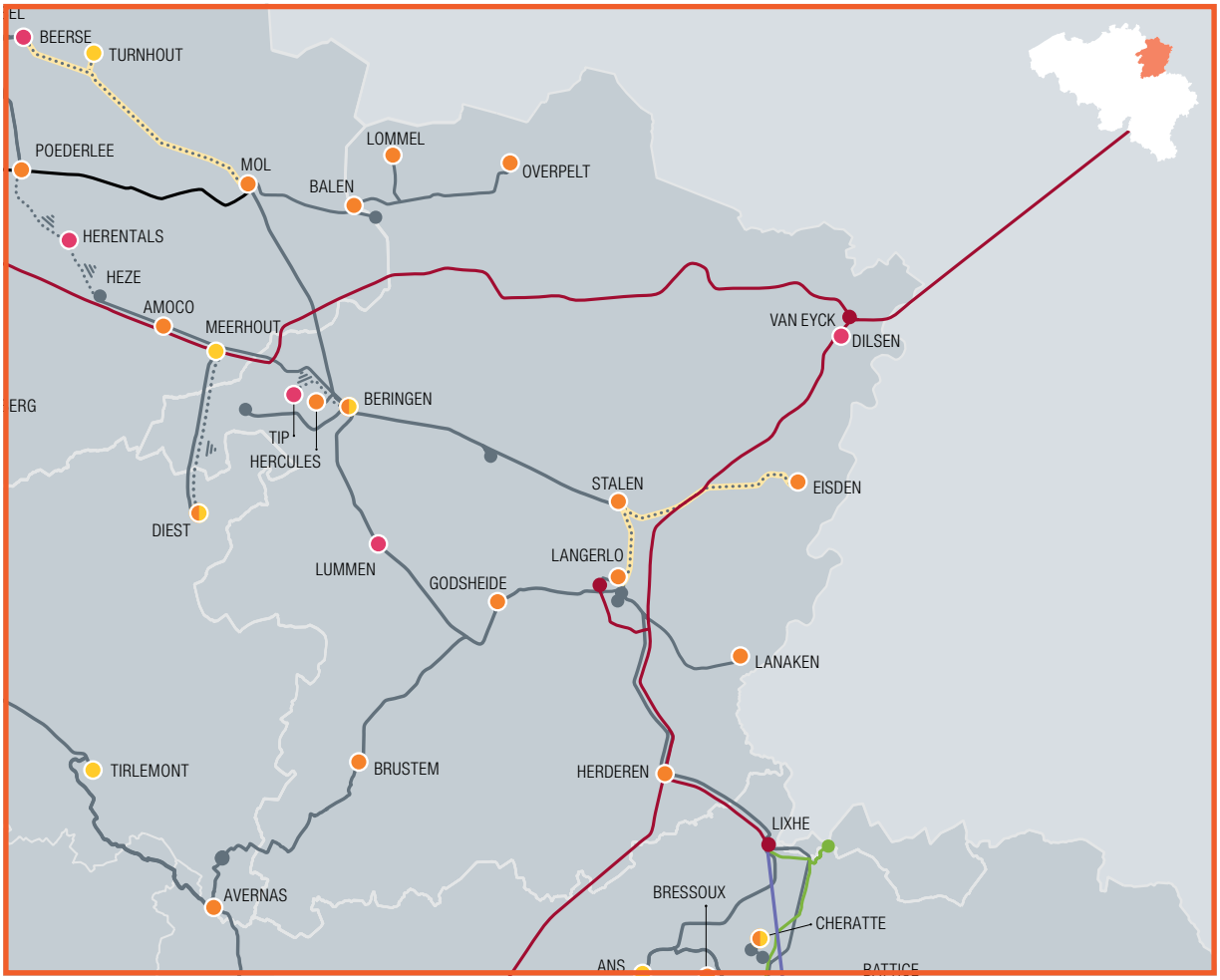


Figure 5.4 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Limbourg

5.6 PROVINCE DE LIÈGE

5.6.1 BOUCLE DE L'EST

Depuis plusieurs années déjà, on assiste dans la zone dite de la « boucle de l'Est »[7] à un important développement de projets de production d'électricité décentralisée. Cette zone du réseau de transport local atteint une saturation avérée.

Afin d'accompagner le déploiement de la production renouvelable en Région wallonne, Elia a mis en service fin 2016 le premier step du renforcement de la Boucle de l'Est, à savoir : le remplacement de la ligne entre les postes Bévercé - Stephanshof – Amel ainsi qu'entre Stephanshof et Butgenbach par une ligne à deux ternes d'un gabarit 110 kV mais exploitée en 70 kV dans un premier temps.

5.6.1.1 BOUCLE DE L'EST : DEUXIÈME PHASE DU RENFORCEMENT

La capacité libérée suite au premier step de renforcement étant déjà épuisée sur base de la liste d'attente actuelle, le second step de renforcement est d'ores et déjà planifié.

Ce second step consiste d'une part à découpler les réseaux 70 kV entre la zone de Liège et celle de l'est Saint-Vith - Malmedy et d'autre part à exploiter dès ce stade un terne entre Brume et Amel en 110 kV.

Pour ce faire, un nouveau transformateur 380/110 kV sera installé à Brume et la ligne entre Bévercé-Bronrome – Trois-Ponts sera remplacée par une ligne double terne gabarit 110 kV. Dans les postes de Bévercé, Amel et Butgenbach, un des deux transformateurs 70/15 kV sera remplacé par un transformateur 110/15 kV.

Ce second step de renforcement permettra de raccorder 150 MW de productions supplémentaires sur la partie nord de la Boucle de l'Est.

5.6.1.2 BRUME : INSTALLATION D'UN HUB DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

Parallèlement à ce second step de renforcement de la boucle de l'Est et afin d'accueillir de la capacité additionnelle aux alentours du poste Brume, il avait été envisagé d'installer une cabine 36 kV à Brume. Cette cabine 36kV aurait été alimentée par le tertiaire 36 kV du nouveau transformateur 380/110 kV de 300 MVA qui est nécessaire pour le second step du renforcement de la Boucle.

L'installation de cette cabine 36 kV à Brume est pour l'instant annulée mais l'idée d'installer le transformateur 380 / 110 kV, de manière anticipative au second step de renforcement, est bien conservée. En combinant cet investissement avec l'installation de deux nouveaux transformateurs 110 kV/MT et 70 kV/MT de 50 MVA à Trois-Ponts, de la capacité en termes d'accueil de productions décentralisées sera dégagée dès 2021. Cette capacité est suffisante par rapport aux besoins actuellement connus.

5.6.1.3 BOUCLE DE L'EST : POSSIBILITÉS DE RENFORCEMENT ULTÉRIEURES

Si le déploiement de la production éolienne dans la zone devait rendre ces renforcements insuffisants, le remplacement des lignes 70 kV Amel – Saint-Vith et Cierreux - Saint-Vith par des lignes gabarit 110 kV double terne pourrait être envisagé ultérieurement.

De même, le remplacement de la ligne entre Bronrome et Heid-de-Goreux par une ligne double terne au gabarit 110 kV est planifié également à long terme ; ce projet permettant d'envisager la suppression de la ligne 70 kV Comblain - Heid-de-Goreux.

5.6.1.4 HEID-DE-GOREUX ET SAINT-VITH : REMPLACEMENT DES POSTES

Pour garantir la fiabilité de l'alimentation, les postes de Saint-Vith et Heid-de-Goreux seront remplacés par des postes en 110 kV. Cela s'inscrit dans l'évolution vers un niveau de tension de 110 kV à long terme.

5.6.2 RESTRUCTURATION ET DÉPLOIEMENT DU RÉSEAU 220 KV ET 150 KV AUTOUR DE LIÈGE ET RENFORCEMENT DU RÉSEAU 70 KV SOUS-JACENT

La vision long terme dégagée de commun accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné sur la région de Liège permet d'intégrer à la fois les besoins de remplacements ainsi que les besoins de renforcements. Ces derniers sont apparus suite d'une part à l'augmentation annoncée d'un certain nombre de consommateurs aux alentours de Ans et d'autre part à la fermeture d'un certain nombre de centrales dans la région liégeoise.

Actuellement, la ville de Liège est entourée par un réseau de tension 220 kV qui cohabite avec un réseau 150 kV.

L'exploitation d'un réseau 70 kV alimenté à la fois au départ des réseaux 220 et 150 kV crée des déséquilibres qui ne permettent pas l'utilisation maximale des capacités de transport. Une exploitation scindée du réseau 70 kV autour de Liège est préférable afin d'éviter le transport en 70 kV.

Bien que située à proximité de ce réseau 150 kV, Ans est alimentée par le poste 220 kV de Jupille, au sud de la ville. Le réseau est donc dans une situation telle que c'est le sud de la ville qui alimente la charge du nord via le réseau 70 kV. Ce transport d'énergie en 70 kV s'avère trop important pour les infrastructures existantes, tant au niveau des transformateurs 220/70 kV qu'au niveau des lignes 70 kV.

7 Cette zone couvre l'est du territoire de la Région wallonne et comprend le nord de la province de Luxembourg et le sud de la province de Liège

Dans l'optique de maximiser l'utilisation des infrastructures existantes et de trouver l'optimum technico-économique, la vision long terme préconise le découplage de la poche 70 kV liégeoise en deux poches distinctes. La poche nord sera alimentée à terme au départ du 150 kV via cinq transformateurs injecteurs 150/70 kV (1 situé à Hannut, 1 situé aux Awirs, 2 à Ans et 1 à Lixhe) tandis que la poche sud sera quant à elle alimentée à terme au départ du 220 kV via trois transformateurs injecteurs 220/70 kV (1 situé à Rimière, 1 à Sart-Tilman et 1 à Seraing)

Afin d'aboutir à cette configuration, plusieurs restructurations de poches explicitées dans le plan précédent ont été réalisées. Les dernières étapes restantes sont les suivantes : installation d'un nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA à Ans et aux Awirs, déplacement du transformateur 220/70/70 kV de Jupille vers Sart-Tilman (liaison 220 kV vers Sart-Tilman à créer) et création d'un poste 150 kV à Hannut avec installation d'un transformateur 150/70 kV et deux transformateurs 150/15 kV.

5.6.3 CHERATTE

Pour résoudre le problème de la pollution sonore et assurer la fiabilité de l'alimentation, il a été décidé de rénover le poste de Cheratte. À l'avenir, l'objectif consiste à alimenter le poste par deux nouveaux transformateurs 150/15 kV. Le poste 70 kV sera démantelé.

5.6.4 UTILISATION DE LA LIGNE AU GABARIT 150 KV ENTRE GRAMME ET RIMIÈRE DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT LOCAL 70 KV

Le réseau 70 kV de Hesbaye reliant les postes Fooz, Saives, Croix-Chabot, Les Spagnes, Ampsin et Abée-Scry doit être renforcé pour faire face aux augmentations de la consommation prévues dans la zone. Dans cette optique, l'investissement initialement prévu consistait à installer une transformation 150/70 kV dans le poste d'Ampsin.

Aujourd'hui, cette option est abandonnée au profit d'une solution maximisant l'emploi des infrastructures existantes. La ligne au gabarit 150 kV entre les postes Gramme et Rimière va être utilisée dans le réseau de transport local 70 kV en combinaison avec la ligne 70 kV existante entre Abée-Scry et Ampsin. Cette association permettra la création de deux axes 70 kV : entre Abée-Scry et Rimière, d'une part, entre Ampsin et Rimière, d'autre part.

5.6.5 RESTRUCTURATION DE LA POCHE MONSIN ET BRESSOUX

À la suite à de nombreux besoins de remplacement sur le poste de Monsin, il a été décidé, en étroite collaboration avec le Gestionnaire de réseau de distribution concerné, de supprimer le poste de Monsin (poste 70 kV et cabine 15 kV) et d'installer un nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA à Bressoux qui reprendra également la charge de Monsin.

5.6.6 PROJETS DE REMPLACEMENT

Afin d'assurer la fiabilité d'alimentation, des remplacements basse et haute tension sont prévus dans les postes de Brume 380 et 220 kV, Eupen 150 kV, Jupille 220 kV, Leval 220 kV, Les Awirs 220 kV (uniquement basse tension), Lixhe 150 kV et Romsée 220 kV.

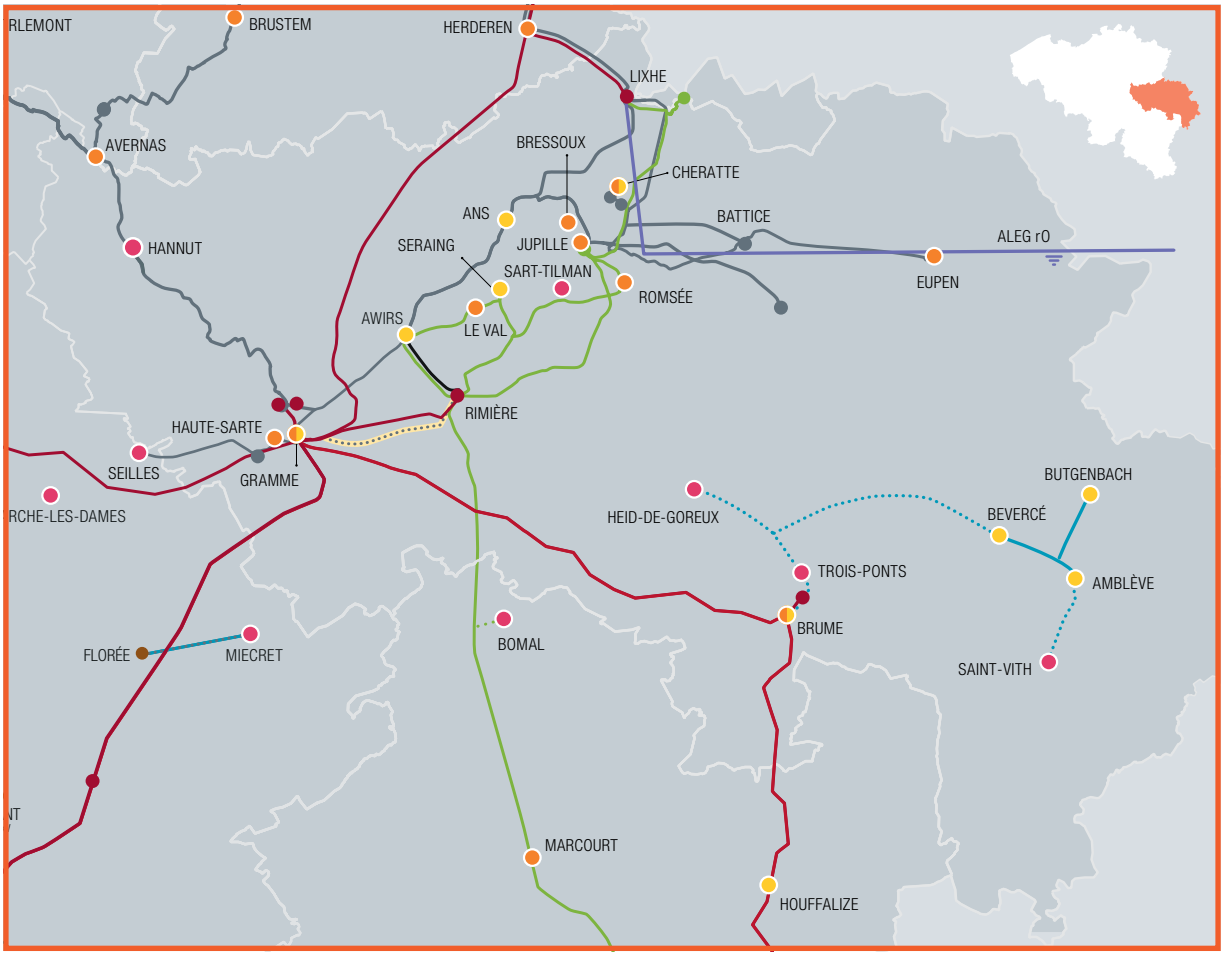


Figure 5.5 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Liège

5.7 PROVINCE DU LUXEMBOURG

5.7.1 ZONE BOMAL-HOTTON

Le réseau 70 kV de la région de Bomal – Hotton présente différents besoins de remplacement (postes 70 kV de Bomal et de Soy, ainsi qu'à plus long terme, la liaison 70 kV Bomal – Comblain).

À la suite de la confirmation par le gestionnaire du réseau de distribution concerné qu'un second transformateur vers la moyenne tension n'est plus nécessaire à Soy, le projet d'installation d'un nouveau transformateur 70/15 kV et de rénovation totale du poste par un nouveau au gabarit 110 kV est annulé. Seuls des remplacements en 70 kV seront réalisés.

Le poste 70 kV de Bomal sera quant à lui remplacé par un nouveau poste au gabarit 110 kV.

À plus long terme, il est envisagé de créer une liaison 220 kV entre la ligne 220 kV Villeroux – Rimière et le poste de Bomal ainsi que la mise en place d'un transformateur 220/70 kV au niveau de Bomal. Ceci permettra la suppression de la ligne 70 kV Bomal – Comblain.

Marcourt 220 kV deviendra alors un poste avec un seul jeu de barres.

5.7.2 BOUCLE D'ORGÉO

La vision à long terme de la boucle reliant les postes Villeroux, Orgéo, Hastière, Achêne et Marcourt consiste en l'introduction progressive du 110 kV, en commençant par le remplacement au gabarit 110 kV de la ligne Hastière – Pondrôme. S'en suivra le remplacement de la ligne Fays-Orgéo.

Par ailleurs, différents projets de parcs de production s'étaient manifestés aux alentours de Neufchâteau. Si un certain nombre d'entre eux se concrétisent, le réseau haute tension, en particulier la liaison 70 kV entre Orgéo et Neufchâteau, arriverait à saturation. Afin de lever cette congestion, il est envisagé de mettre hors service la liaison 70 kV et de reconstituer un circuit entre Orgéo – Neufchâteau – Respelt en posant un nouveau câble au gabarit 110 kV entre la ligne 70 kV et le poste 70 kV de Neufchâteau.

5.7.3 BOUCLE DU SUD LUXEMBOURG

L'installation d'un second transformateur 220/15 kV dans le poste d'Aubange est annulée vu l'absence d'augmentation du prélèvement.

Vu l'installation récente d'un nouveau transformateur 220/70 kV à Villeroux et vu la faible augmentation de prélèvements constatée ces dernières années, le projet d'installer un transformateur 220/70 kV supplémentaire dans la province de Luxembourg est annulé.

Il convient de noter que le poste d'Heinsch 220 kV a été construit au gabarit 220 kV et non au gabarit 380 kV comme mentionné dans le précédent Plan de Développement. Ce choix a été fait en raison du surcoût important et du passage en 380 kV non planifié à court terme.

5.7.4 PROJETS DE REMPLACEMENT

Afin d'assurer la fiabilité d'alimentation, les postes de Villers-sur-Semois, Saint-Vith, Fays-les-veneurs, Orgéo et Neufchâteau seront remplacés au gabarit 110 kV tout en étant exploités dans un premier temps en 70 kV.

Des équipements basse et haute tension seront également remplacés dans les postes 220 kV de Houffalize, Villeroux et d'Aubange.

La seconde partie de renforcement des fondations de la ligne 220 kV Villeroux – Aubange sera également réalisée.

À Latour, un nouveau transformateur 220/15 kV sera installé en repiquage sur la ligne 220 kV Aubange - St Mard. Ceci permettra de supprimer le poste 70 kV qui doit être remplacé.



Figure 5.6 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Luxembourg

5.8 PROVINCE DE NAMUR

5.8.1 INTRODUCTION

Historiquement développé en 70 kV, le réseau namurois est amené à progressivement évoluer vers un niveau de tension de 110 kV directement supporté par des transformateurs raccordés au réseau 380 kV.

Encadrée par la zone du Hainaut, à l'ouest, évoluant vers le 150 kV, et la zone de Liège, à l'est, évoluant vers le 220 kV, la zone de Namur devra donc progressivement être découplée de ses voisines. On notera que la zone de Villeroux, au sud-est, évoluant également vers le 110 kV, il n'est pas nécessaire de découpler ces deux zones. Les investissements planifiés ou les pistes envisagées pour l'évolution à moyen et long terme dans la zone de Namur doivent encore être analysés dans un cadre à long terme afin d'assurer leur cohérence avec les projets prévus dans les zones voisines ainsi que leur pérennité.

5.8.2 DÉCOUPLAGE AVEC LE HAINAUT

Au nord-ouest, le découplage entre les réseaux namurois et hennuyer se fera entre les postes de Gembloux et Leuze. Compte tenu du fort potentiel éolien de cette zone, il a été décidé de basculer le poste de Gembloux et la capacité d'accueil qui lui est associée sur la zone hennuyère, moyennant le renforcement de la liaison Auvelais-Gembloux au gabarit 150 kV. La liaison Gembloux-Leuze ne sera, quant à elle, pas maintenue et le poste de Leuze évoluera donc à terme vers le niveau de tension de 110 kV avec le reste de la zone de Namur.

À l'ouest, la liaison entre Auvelais et Fosse-la-Ville ne sera pas remplacée et Fosse-la-Ville sera alimentée depuis la zone namuroise, soit via une double antenne au gabarit 110 kV depuis Bois-de-Villers, soit via son intégration dans une nouvelle boucle 110 kV reliant Les Isnes à Bois-de-Villers.

Au sud-ouest, il est prévu de découpler les zones Namur et Hainaut en ne remplaçant pas la liaison entre les postes Romedenne et Hastière.

5.8.3 DÉCOUPLAGE AVEC LIÈGE

Au nord-est de la zone Namur, la liaison avec la zone de Liège se fait via la ligne reliant les postes de Seilles, Statte et Ampsin. Le découplage entre les deux zones se fera au niveau de cette liaison dont l'utilité comme alimentation de secours d'Ampsin aura disparu à la suite des travaux de restructuration prévus au niveau de Hannut. L'avenir de l'alimentation du poste de Wanze doit encore faire l'objet d'une étude approfondie.

La zone de Namur est alimentée au nord-est par un transformateur 150/70kV à Seilles, raccordé au poste Gramme (Huy). L'avenir de ce point d'injection doit encore être étudié et dépendra de l'avenir du poste Gramme 150 kV, dont le futur est lié à l'évolution de la zone de Liège ainsi qu'à l'avenir de la centrale nucléaire de Tihange. Différentes options se dessinent pour Seilles. Si ce poste est abandonné, il faudra ajouter un transformateur 380/70 kV supplémentaire pour soutenir le réseau 70 kV de Namur, une piste à l'étude étant d'installer cette injection dans un nouveau poste 380 kV qui serait construit au site Les Isnes.

5.8.4 PROJETS DE REMPLACEMENT

La période 2020-2030 comporte divers projets de remplacement, soit totalement indépendants d'un changement de structure du réseau, soit devant faire l'objet d'une confirmation dans le cadre de l'étude à long terme sur la zone :

- la liaison Hastière-Pondrôme requiert le remplacement des pylônes et des conducteurs. Cette liaison sera remplacée par une double liaison 110 kV.
- les postes 70 kV suivants, ainsi que certains transformateurs les équipant, sont en cours de remplacement ou seront complètement remplacés au gabarit 110 kV mais exploités dans un premier temps en 70 kV : Marche-les-Dames, Seilles (à confirmer), Miécret (à confirmer), Warnant ;
- pour répondre à une éventuelle augmentation du prélèvement, une seconde alimentation devra être prévue au poste Les Isnes moyennant l'ajout d'un transformateur raccordé en antenne depuis Leuze ;
- la liaison 70 kV Florée-Miécret devra être remplacée par une double liaison 110 kV ;
- la basse tension du poste Champion 380 kV sera renouvelée ;
- la basse tension des postes 380 kV Tihange 2 et Tihange Bis sera renouvelée ;
- la basse tension du poste Haute-Sarte 150 kV doit être renouvelée ainsi que quelques équipements à haute tension ;
- la basse tension du poste Auvelais 150 kV doit être renouvelée.



Figure 5.7 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Namur

5.9 PROVINCE DE FLANDRE-ORIENTALE

5.9.1 PROJETS LIÉS AU *BACKBONE* INTERNE 380 KV

La région est caractérisée par différents projets qui s'inscrivent dans le renforcement du *backbone* interne 380 kV.

Le projet STEVIN, qui prévoyait l'agrandissement du réseau 380 kV jusqu'à la côte était, durant la période écoulée, le principal projet relatif au *backbone* 380 kV dans cette région. Différentes modifications seront également apportées dans ce cadre au réseau 150 kV, dont l'enfouissement des lignes souterraines 150 kV entre Bruges et Eeklo Noord. Les travaux de démantèlement des lignes 150 kV entre Bruges et Eeklo Pokmoer doivent encore être réalisés, vu qu'ils ne pourront être entamés qu'après la mise en service des nouvelles liaisons câblées 150 kV entre Bruges et Eeklo Noord. Étant donné que ces liaisons câblées génèrent une importante quantité de Mvar, une nouvelle réactance shunt 150 kV sera également placée à Eeklo Noord en compensation.

Comme exposé aux §4.1.10 et §5.1.2, un accroissement des flux sur le *backbone* 380 kV pourrait engendrer certaines congestions dans les réseaux 150 kV sous-jacents. Les travaux de découplage des réseaux 150 kV dans les provinces de Flandre-Orientale et Occidentale (« ouverture des réseaux ») ont débuté dans ce cadre. Des études complémentaires ont montré que la solution indiquée consiste à installer un deuxième transformateur 380/150 kV d'une puissance de 555 MVA à Rodenhuize, et à découpler le réseau 150 kV à Heimolen et Nieuwe Vaart. Le découplage du réseau 150 kV à Heimolen requiert une adaptation de la configuration des lignes aériennes 150 kV autour de Heimolen. Concrètement, des lignes aériennes supplémentaires seront raccordées au poste 150 kV, ce qui procurera la flexibilité nécessaire à l'exploitation du réseau. À Nieuwe Vaart, le poste rénové 150 kV offre déjà les possibilités d'exploitation nécessaires.

L'impact des projets *backbone* 380 kV suivants, tel que le développement de la Kustlus, sur le réseau 150 kV sous-jacent est encore à l'étude actuellement et dépendra des tracés retenus, des choix technologiques, etc. comme exposé au §4.1.10.

5.9.2 EEKLO

À Eeklo Pokmoer, les transformateurs 150/36 kV arriveront en fin de vie prochainement. Malgré l'implantation de la nouvelle transformation 150/36 kV à Eeklo Noord, le renouvellement des transformateurs 150/36 kV à Eeklo Pokmoer est la piste la plus indiquée pour poursuivre l'exploitation maximale du réseau 150 kV et 36 kV présent. Cette transition doit en outre être mise en œuvre graduellement pour éviter d'importants investissements anticipés dans, entre autres, de nouveaux câbles 36 kV en direction du poste 36 kV d'Eeklo Noord. Les investissements à Eeklo Noord dans un hub 36 kV et une nouvelle transformation vers la moyenne tension jouent actuellement le rôle de point de raccordement tant pour le prélèvement et la production existants que futurs dans la partie nord de la zone Eeklo conformément à l'étude réalisée conjointement par Elia et le gestionnaire du réseau de distribution.

5.9.3 PORT DE GAND

Sur la rive gauche, il est prévu, en fonction de l'arrivée d'une nouvelle charge et/ou production, de renforcer l'alimentation du réseau 36 kV depuis le 150 kV par le placement d'un transformateur 150/36 kV supplémentaire. Vu que le potentiel est localisé au nord, il est envisagé de placer le nouveau transformateur 150/36 kV dans le futur site à haute tension de Kluizendok. L'alimentation 150 kV sera prévue depuis les lignes 150 kV entre Eeklo Noord et Rodenhuize, qui passent à proximité de Kluizendok. Dans un premier temps, il avait été imaginé d'alimenter à la fois le nouveau poste 36 kV et 12 kV de Kluizendok depuis le réseau 150 kV via respectivement des transformateurs 150/36 kV et 150/12 kV. Des analyses et informations complémentaires concernant le potentiel de production et charge ont toutefois invalidé cette vision. Actuellement, la capacité du réseau 36 kV et la transformation 150/36 kV à Langerbrugge pour le raccordement des premiers utilisateurs du réseau suffisent. Le renforcement du réseau sera dès lors plutôt prévu à moyen terme.

5.9.4 CENTRE DE GAND

Au sud de Gand, un important accroissement de la charge dans les environs de Saint-Denis-Westrem et Lathem-Saint-Martin a été prévu, rendant nécessaire un renforcement de l'alimentation du réseau 36 kV dans la région de Tronchiennes. Plus précisément, il était prévu de remplacer le transformateur 150/36 kV existant à Tronchiennes par un nouveau transformateur 125 MVA et d'installer un transformateur 150/36 kV supplémentaire. De nouvelles analyses montrent que le placement d'un transformateur 150/36 kV 125 MVA supplémentaire à Tronchiennes peut être évité en renforçant le couplage en 36 kV entre la partie sud et nord du centre de Gand. Cela permettra en effet aux transformateurs 150/36 kV de Ham et Nieuwe Vaart, situés au nord de Gand, de mieux soutenir ceux de Flora et Tronchiennes. Il est toujours prévu de remplacer le transformateur 150/36 kV existant à Tronchiennes par un nouveau de 125 MVA.

À la suite des travaux effectués sur le nœud du R4 à hauteur de Wondelgem, quelques pylônes de la ligne 150 kV entre Langerbrugge et Nieuwe Vaart seront déplacés.

5.9.5 SAINT-NICOLAS – TAMISE – HAMME

Des analyses récentes révèlent que l'état de la liaison 70 kV entre Schelle et Saint-Nicolas permet un maintien en service pendant de longues années encore sans devoir effectuer de gros travaux de réparation. Il était initialement prévu de mettre cette liaison hors service. Il avait aussi été prévu de démanteler les installations 70 kV à Hamme et Saint-Nicolas, étant donné qu'elles arrivaient également en fin de vie. Une nouvelle étude a toutefois montré qu'il est conseillé de prolonger l'alimentation 70 kV dans

les deux postes. Ainsi, le passage intégral à 150 kV à Saint-Nicolas a été reporté d'au moins 20 ans, ce qui permettra notamment de réaliser la restructuration du réseau 150 kV autour de Heimolen de manière plus efficace et plus sûre (voir section §5.9.1). Le nouveau transformateur 70/10 kV à Saint-Nicolas sera toutefois raccordé à une travée haute tension au gabarit 150 kV de sorte que la transition puisse s'effectuer à l'avenir sans frais inutiles. Les équipements de la ligne entre Heimolen et Saint-Nicolas ont également été remplacés par du matériel autorisant une exploitation en 150 kV.

5.9.6 ALOST – TERMONDE

La ligne 70 kV entre Baasrode et Saint-Gilles-Termonde ainsi que les installations 70 kV à Saint-Gilles-Termonde doivent être remplacées à moyen terme. En remplacement de cette ligne, on prévoit l'édification d'un poste 150 kV à Saint-Gilles-Termonde grâce auquel la charge sera entièrement alimentée depuis le réseau 150 kV. L'alimentation de réserve via le réseau 70 kV peut alors être abandonnée, mais cela requiert le placement d'un transformateur 150/15 kV de 50 MVA supplémentaire à Saint-Gilles-Termonde.

Dans le cadre de l'augmentation de consommation dans la région d'Alost, l'installation d'un deuxième transformateur 150/70 kV à Alost constituait une piste à plus long terme. Les dernières perspectives ne confirmant toutefois pas cette nécessité, cette vision a été abandonnée. Afin de disposer d'une capacité de transformation 150/70 kV suffisante pour pouvoir alimenter le réseau 70 kV dans la région d'Alost, il est toutefois nécessaire de remplacer le transformateur 150/70 kV de 90 MVA de Merchtem par un transformateur de 145 MVA et de remplacer le transformateur 150/15 kV de 40MVA par un transformateur de 50 MVA.

5.9.7 RIVE GAUCHE DU PORT D'ANVERS : RACCORDEMENT DE PRODUCTIONS RENOUVELABLES ET DÉCENTRALISÉES

Un poste 150 kV à part entière a été érigé à Ketenisse dans le cadre du projet BRABO. Simultanément, les transformateurs 150/36 kV de 65 MVA y ont été remplacés par des transformateurs de 125 MVA, principalement en vue de la possibilité de raccorder une production décentralisée supplémentaire.

À Beveren-Waas, des capacités de raccordement pour la production décentralisée ont également été créées en installant un transformateur 150/30 kV de 110 MVA. Une même solution a été réalisée à Lokeren pour le raccordement de clusters éoliens supplémentaires. Le transformateur 150/30kV de réserve pour ces deux postes a été érigé à Beveren Waas. Vu l'importante quantité de production décentralisée qui est déjà raccordée à Beveren-Waas et le fait que la disponibilité du premier transformateur est notamment déterminée par la disponibilité de la ligne 150 kV entre Mercator et Kallo sur laquelle il est repiqué, il est envisagé de raccorder aussi le transformateur de réserve 150/30 kV sur Beveren-Waas, à condition qu'il reste disponible comme réserve pour d'autres sites 150/30 kV.

5.9.8 RÉGION D'AALTER

Le réseau 36 kV dans la région d'Aalter est alimenté via deux transformateurs 150/36 kV de 65 MVA dans le poste d'Aalter Bekaertlaan. Un des deux transformateurs arrive en fin de vie. Son remplacement est prévu par un transformateur de 125 MVA. La reprise de l'alimentation de réserve sur une zone voisine ne constitue en effet pas une solution qui se justifie sur le plan économique. Le remplacement du deuxième transformateur 150/36 kV de 65 MVA s'impose à plus long terme, ou pourrait être nécessaire plus rapidement si la charge dans la région d'Aalter devait augmenter plus fortement que prévu.

5.9.9 PORT DE WAASLAND

Dans le cadre du futur développement du port d'Anvers, le début des travaux de construction en vue de la création du dock de Saeftinghe est planifié – voir aussi §4.1.7. Différentes lignes à haute tension et différents pylônes se trouvent dans la zone du projet, ce qui nécessitera un déplacement de ces lignes, dès la première phase de construction du dock.

À la demande du Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen, Elia a étudié différents scénarios de déplacement afin d'élaborer une solution adaptée pour les lignes impliquées :

- deux lignes 380 kV entre Doel et Mercator comptant chacune deux liaisons 380 kV seront déplacées et surélevées ;
- 1 trajet de ligne 150 kV entre Ketenisse et Doel sera enfoui à hauteur du dock.

5.9.10 PROJETS DE REMPLACEMENT

En outre, des projets de remplacement à proprement parler sont prévus dans plusieurs postes : le remplacement des couplages longitudinaux et d'équipements basse et haute tension à Doel 380 kV et le remplacement d'équipements basse et haute tension dans les postes 150 kV Doel, Mercator (également 380 kV), Heimolen, Ninove, Lokeren, Flora, Ringvaart (uniquement basse tension), Kennedylaan, Tronchiennes, Alost (70 kV et 150 kV), Alost Nord (uniquement basse tension), Aalter, Eeklo Pokmoer, Ruien, Wortegem, Deinze, Audenarde et Zele Industrie.

Des analyses complémentaires ont montré que les remplacements nécessaires sur la liaison 150 kV entre Langerbrugge et Eeklo Pokmoer pour pouvoir la conserver à long terme se limitent aux conducteurs. Étant donné que cette ligne 150 kV assure l'alimentation de la transformation 150/36 kV à Eeklo Pokmoer, et qu'une nouvelle liaison 150 kV entre Langerbrugge et Eeklo Noord peut être établie via cette ligne en cas de nécessité, il est prévu de remplacer les conducteurs.



Figure 5.8 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Flandre-Orientale

5.10 PROVINCE DU BRABANT FLAMAND

Le nombre de projets dans cette région est limité, étant donné qu'une grande partie de la zone est alimentée depuis le réseau 70 kV existant, réseau qui ne fait pas partie du Plan de Développement fédéral.

5.10.1 DÉVELOPPEMENTS LIÉS À LA RESTRUCTURATION DU RÉSEAU EN RÉGION BRUXELLOISE

Dans le cadre des études à long terme portant sur le réseau à Bruxelles, un certain nombre d'investissements ont également été identifiés et prévus en périphérie de la Région bruxelloise.

À terme, les postes de Relegem et Dilbeek seront totalement démolis.

Afin de répondre à l'évolution de la consommation locale et de remplacer les équipements obsolètes, les injections vers la moyenne tension à Eizeringen et Kobbegem seront entièrement alimentées depuis le réseau 150 kV.

Un deuxième transformateur 150/36 kV sera installé à Rhode-Saint-Genèse. Il permettra de quitter le réseau 36 kV situé à proximité.

Les trois transformateurs 150/36 kV du poste de Machelen seront également remplacés, étant donné qu'ils arrivent en fin de vie. Une piste, qui doit encore être confirmée, prévoit de placer l'un des trois nouveaux transformateurs à Buda.

5.10.2 LOUVAIN

Le transformateur 150/70 kV supplémentaire installé à Gasthuisberg permettra de démanteler la ligne 70kV vers Tirlemont, arrivée en fin de vie. Vu que Tirlemont perdra à son tour le soutien en tension depuis Louvain, un deuxième transformateur 150/70 kV sera installé à Tirlemont.

5.10.3 TIRLEMONT – SAINT-TROND

Comme exposé au §5.5.3, quelques lignes 70 kV arrivent en fin de vie dans la région comprise entre Tirlemont et Saint-Trond. On étudie actuellement dans quelle mesure et selon quel timing le réseau 70 kV pourrait y être démantelé progressivement au profit du réseau 150 kV ou s'il serait malgré tout plus optimal de le conserver, éventuellement partiellement. La solution actuelle prévoit d'ores et déjà un transformateur 150/70 kV supplémentaire à Tirlemont afin qu'une partie de la ligne aérienne 70 kV Heverlee-Tirlemont puisse être abandonnée moyennant une liaison 70 kV supplémentaire entre Louvain et Heverlee.

La ligne 70 kV entre Tirlemont, Saint-Trond et Landen pourra être abandonnée grâce au renforcement de transformation 150/70 kV à Tirlemont et une liaison câblée 70 kV supplémentaire depuis Tirlemont vers Jodoigne.

5.10.4 REMPLACEMENT DE LA LIGNE 150 KV ENTRE LES POSTES DE GOUY ET DROGENBOS

Voir Brabant wallon § 5.11.2.

5.10.5 PROJETS DE REMPLACEMENT

La période 2020-2030 comporte également différents projets de remplacement indépendants de changements de structure, à savoir :

- le remplacement de la basse tension et d'un disjoncteur au poste 150 kV de Grimbergen ;
- le remplacement de la liaison 150 kV entre les postes Bruegel et Drogenbos ;
- le remplacement de quelques équipements à haute tension dans les postes 150 kV et 380 kV de Bruegel ;
- le remplacement de la basse tension et de quelques équipements à haute tension dans le poste 380 kV de Verbrande Brug ;
- remplacement de la haute et de la basse tension du poste 150 kV à Diest ;
- remplacement de la haute et de la basse tension du poste 150 kV à Wespelaar ;
- projet de remplacement à Malderen qui se fera en coordination avec l'installation d'un transformateur 150/70 kV venant de Schelle à la suite de la restructuration du réseau 70 kV autour de Schelle. Ces travaux seront terminés dans le courant 2018.

Le remplacement des conducteurs et des équipements des lignes 150 kV entre Verbrande Brug et Bruegel est actuellement à l'étude et prévu d'ici la fin de la période 2020 - 2030.

Le remplacement des tronçons restants de câbles à huile 150 kV est également prévu, à savoir :

- un tiers (4 km) de la liaison entre Machelen et Woluwe ;
- la partie de câble (1,2 km) de la liaison entre Verbrande Brug et Machelen.

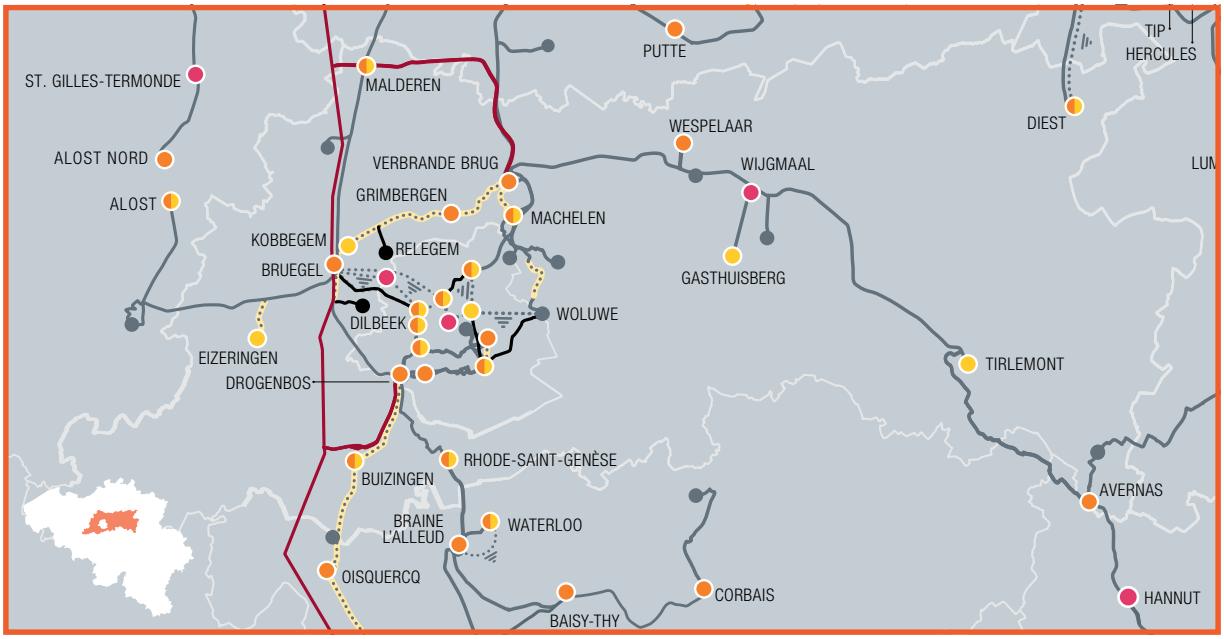


Figure 5.9 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Brabant flamand

5.11 PROVINCE DU BRABANT WALLON

5.11.1 RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION VERS LA MOYENNE TENSION À WATERLOO

La capacité de transformation vers la moyenne tension du poste 36 kV de Waterloo est actuellement déjà fortement sollicitée et en cas de nouvel accroissement, elle ne sera plus en mesure de pourvoir à l'alimentation de la consommation sur ce poste.

Dans ce contexte, l'installation d'un second transformateur 150/11kV dans ce poste est envisagée à long terme. Ce nouveau transformateur serait alimenté par un câble 150 kV à poser depuis le poste 150 kV de Braine-l'Alleud. Vu les délais d'obtention des permis et autorisations pour ce type d'infrastructure, une phase intermédiaire de renforcement, consistant en l'installation d'un transformateur 36/11 kV à Waterloo, a été mise en œuvre.

Sur base des perspectives actuelles effectives, la consommation n'augmente pas ou que très faiblement et elle ne constituera donc un point d'attention qu'à très long terme. Le besoin d'un renforcement complémentaire est réévalué annuellement.

5.11.2 REMPLACEMENT DE LA LIGNE 150 KV ENTRE LES POSTES DE GOUY ET DROGENBOS

Pour une raison de vétusté, la ligne 150 kV entre les postes de Gouy et Drogenbos passant par les postes de Oisquercq, de Clabecq et de Buizingen est en cours de remplacement complet.

Cette ligne assure une fonction de transport de l'énergie électrique vers deux points importants de prélèvement (Oisquercq et Buizingen) et de transit important entre les deux transformateurs injecteurs 380/150kV qui alimentent le Brabant wallon.

Le remplacement de cette ligne se déroule parallèlement à la rénovation des postes de Oisquercq, de Buizingen et de Clabecq, y compris la restructuration et la rénovation des transformateurs injecteurs vers la moyenne tension au poste de Buizingen.

Cette refonte importante demandera plusieurs années pour atteindre la structure de réseau ciblée.

5.11.3 REMPLACEMENT DE LA LIGNE 70 KV GOUY - BAULERS

Le remplacement prévu de la liaison 70 kV actuelle entre Gouy et Baulers par une ligne 150 kV devrait permettre de conserver l'exploitation en 70 kV. Un audit approfondi a toutefois montré que les travaux de réparation permettront de maintenir cette ligne 70 kV en exploitation jusqu'après 2030.

5.11.4 PROJETS DE REMPLACEMENT

De façon complémentaire, des remplacements indépendants et des changements structurels sont prévus. Des travaux sont ainsi prévus à Oisquercq 150 kV, Corbais 150 kV, Nivelles 150 kV et Braine-l'Alleud 150 kV.

De la place a été libérée sur le site de Baisy-Thy à la suite de la disparition des installations 70 kV, l'alimentation de Court-Saint-Etienne étant prévue en 36 kV. Cela permettra de construire une travée de couplage 150 kV qui améliorera la fiabilité de l'exploitation de ce poste 150 kV important pour le Brabant wallon.

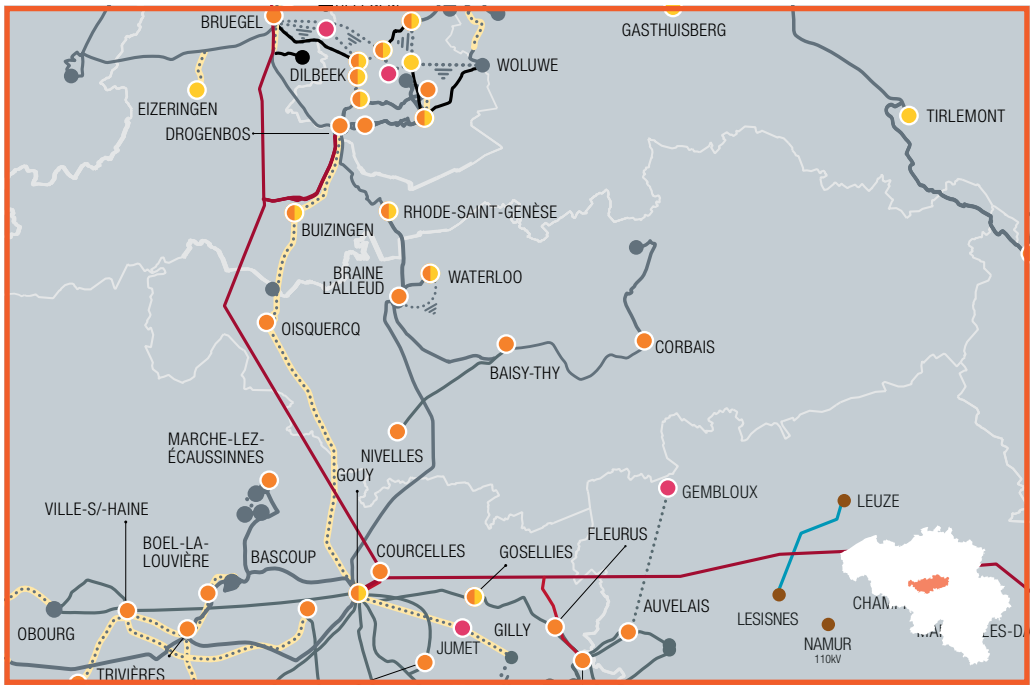


Figure 5.10 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Brabant wallon

5.12 PROVINCE DE FLANDRE-OCCIDENTALE

Le nombre de projets dans cette région est limité, étant donné qu'une grande partie de la zone est alimentée depuis le réseau 70 kV existant, réseau qui ne fait pas partie du Plan de Développement fédéral.

5.12.1 PROJETS LIÉS AU *BACKBONE* INTERNE 380 KV

La région est caractérisée par différents projets qui s'inscrivent dans le renforcement du *backbone* 380 kV.

Le projet STEVIN prévoyait une extension du réseau 380 kV jusqu'à la côte. Cette extension a été raccordée à Zeebruges au réseau 150 kV existant via deux nouveaux transformateurs 380/150 kV. Différentes adaptations du réseau 150 kV ont également été réalisées dans ce cadre, dont l'enfouissement des lignes 150 kV entre Bruges et Eeklo Noord. Les travaux de démantèlement des lignes 150 kV entre Bruges et Eeklo Pokmoer doivent encore être réalisés, vu qu'ils ne pourront être entamés qu'après la mise en service des nouvelles liaisons câblées 150 kV entre Bruges et Eeklo Noord. Étant donné que ces liaisons câblées génèrent une importante quantité de Mvar, une nouvelle réactance shunt 150 kV de 75 Mvar a également été prévue à Slijkens pour en assurer la compensation.

Dans le cadre du découplage des réseaux 150 kV dans les provinces de Flandre-Orientale et Flandre-Occidentale, une série de travaux doivent être réalisés dans cette région (voir aussi section §4.1.10). Concrètement, un élément de réseau limiteur de flux doit être prévu sur la liaison câblée entre Coxyde et Slijkens. Cela doit être réalisé à court terme, vu l'augmentation de la charge de ce câble, avec notamment l'arrivée d'une production éolienne offshore supplémentaire et l'accroissement des flux sur l'axe 380 kV Mercator – Horta – Avelgem à la suite du passage à des conducteurs à haute performance. Une dernière analyse est en cours afin de confirmer le choix d'un transformateur-déphaseur initialement prévu, en tenant également compte d'autres développements futurs dans la région, à l'instar de l'arrivée de la Kustlus et du potentiel de production décentralisée onshore supplémentaire.

Dans le cadre du renforcement de la frontière sud, le poste Avelgem 380 kV devait être mis à niveau. Cette adaptation était nécessaire à la suite de la mise à niveau des liaisons avec des conducteurs HTLS.

L'impact des projets *backbone* suivants sur le réseau 150 kV sous-jacent, tel que le développement de la Kustlus, est encore à l'étude actuellement et dépendra des tracés retenus, des choix technologiques, etc.

5.12.2 RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSFORMATION 150/36 KV À COXYDE ET ZEDELGEM

La capacité de transformation 150/36 kV à Zedelgem, qui assure l'alimentation du réseau 36 kV dans la région de Zedelgem, est fortement sollicitée. Grâce à des soutiens venant des réseaux 36 kV proches des régions de Slijkens et Bruges, il est possible d'éviter des congestions avec la situation de charge actuelle. Le renforcement ou la création de ces soutiens ne constitue pas une piste d'évolution conseillée. En outre, un certain nombre de ces soutiens arriveront en fin de vie dans 10 à 15 ans. Une solution structurelle consistera dès lors à placer un transformateur 150/36 kV de 125 MVA supplémentaire à Zedelgem. Il conviendra pour cela de construire également un poste 150 kV à Zedelgem. La perspective de l'absence d'augmentation significative de la charge à prévoir dans la région de Zedelgem est confirmée depuis plusieurs années déjà. Cet investissement est dès lors lié à l'arrivée en fin de vie de différents câbles 36 kV, ce qui ne se manifestera qu'à plus long terme.

À Coxyde, il est également prévu de placer un transformateur 150/36 kV de 125 MVA supplémentaire pour pouvoir assurer l'alimentation du poste de Lombardsijde entièrement depuis Coxyde. Cet investissement évitera de devoir rénover un câble 36 kV d'une longueur de plus de 20 km entre Slijkens et Lombardsijde. Le renforcement de la capacité de transformation 150/36 kV 125 MVA à Coxyde crée aussi une capacité de raccordement supplémentaire de petits clusters de production décentralisée, comme la production éolienne éventuelle le long de la E40.

5.12.3 RÉGION DE COURTRAI

Un réseau 70 kV avait été initialement posé dans la région pour le transport local. Dans une phase ultérieure, ce réseau a été développé davantage en 150 kV entre des postes plus importants et le réseau 70 kV s'est surtout vu attribuer un rôle de réserve.

Étant donné qu'un certain nombre d'installations 70 kV arrivent en fin de vie, le réseau 70 kV actuel peut être optimisé/simplifié par le transfert intégral de la charge vers le réseau 150 kV. Tant à Desselgem qu'à Oostrozebeke, le poste 70 kV évoluera vers une structure simplifiée servant uniquement d'alimentation de réserve. La charge sera entièrement alimentée depuis le réseau 150 kV. À Vive-Saint-Bavon, le poste 70 kV sera entièrement simplifié et le transformateur 150/70 kV servira de soutien au réseau 70 kV.

À la suite de la diminution de l'utilisation des installations 70/10 kV, le nombre de transformations 150/70 kV qui arrivent en fin de vie pourra être réduit. Tel est le cas à Izegem, où le transformateur 150/70 kV sera mitraillé et ne sera pas remplacé.

Les installations 150 kV qui arrivent en fin de vie doivent généralement être remplacées à l'identique. C'est par exemple le cas dans les postes d'Izegem, Mouscron, Vive-Saint-Bavon et pour la ligne Izegem - Ruien.

5.12.4 WESTHOEK

Le réseau dans la région du Westhoek est confronté à une série de défis.

Un premier défi réside dans la capacité de prélèvement insuffisante vers les réseaux de distribution de Bas-Warneton et Ypres. À Bas-Warneton, la capacité de transformation existante ainsi que la capacité du réseau 70 kV supérieur sont encore insuffisantes pour réponde aux besoins existants, alors qu'Ypres a aussi quasiment atteint la limite de ses possibilités.

On observe ensuite des problèmes relatifs à la qualité de la tension : le réseau de distribution étendu de Poperinge jusqu'à la frontière française était desservi depuis le point de fourniture d'Ypres via des boucles de distribution qui peuvent avoir jusqu'à 30 km de longueur, ce qui entraîne des problèmes de tension. Bas-Warneton était alimenté par deux longues lignes 70 kV qui, en cas de hausse de la consommation, ne peuvent pas non plus garantir la tension de manière suffisante.

Le dernier défi réside dans l'arrivée en fin de vie des installations. Une multitude d'installations 70 kV telles qu'à Noordschote, Bas-Warneton, Coxyde, Mouscron sont en fin de vie et doivent être remplacées pour continuer de garantir la fiabilité du réseau.

À cette fin, la totalité des installations 70 kV de cette région, de Coxyde à Mouscron, sera entièrement démantelée à terme. Cela permettra une simplification dont résultera une structure 150 kV offrant une solution rationnelle aux défis du futur.

La première phase de la restructuration, qui a couvert les besoins les plus urgents, a été réalisée. Lors de cette phase, un premier câble 150 kV a été posé entre Ypres et Bas-Warneton parallèlement à la réalisation de nouveaux postes 150 kV à Ypres et à Bas-Warneton. Pour ce faire, la ligne haute tension existante Ypres-Nord - Ypres a également été dédoublée à deux ternes. Un nouveau poste a également été mis en service à Poperinge Sappenleen avec un câble 150 kV depuis Ypres.

Dans une deuxième phase, le poste 70 kV de Bas-Warneton sera entièrement démoli au profit du poste 150 kV pour lequel un deuxième câble 150 kV sera posé. Pour remplacer le réseau 70 kV vétuste entre Ypres et Coxyde, un nouveau réseau 150 kV sera mis en œuvre. Le tracé pour une nouvelle liaison 150 kV Ypres – Noordschote – Coxyde à laquelle un nouveau poste de transformation 150/15 kV à Noordschote sera raccordé, sera examiné en détail. Le tracé définitif et l'implémentation, soit en ligne soit en câble, de cette liaison doivent encore être définis.

5.12.5 PITTEM - BEVEREN - RUMBEKE

Les postes de Beveren et Pittem sont notamment raccordés à une ligne 70 kV. Les conducteurs sont placés sur des pylônes qui devaient initialement servir à une liaison 150 kV. Vu l'arrivée en fin de vie de la majorité des installations 70 kV, tant à Beveren qu'à Pittem, il est intéressant d'upgrader cette ligne 70 kV en 150 kV et d'harmoniser ainsi l'ensemble de la région en un seul réseau 150 kV. Cette piste continue d'être étudiée.

Vu l'accroissement constant de la charge au poste de Rumbeke, un accroissement de la capacité du transformateur est prévu. Outre les transformateurs existants, deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50MVA seront installés. Ce renforcement ira de pair avec des remplacements à l'identique de la structure existante.

5.12.6 ZEEBRUGES

Deux des trois transformateurs 150/36 kV 65MVA de Zeebruges arriveront en fin de vie prochainement. Il est envisagé de les remplacer par deux nouveaux transformateurs 150/36 kV de 125 MVA. Cela s'explique par l'importance de la charge et de la production qui est déjà raccordé au réseau 36 kV dans la région de Zeebruges. En outre, la région présente encore un potentiel considérable de charges et productions supplémentaires, et ce principalement dans l'arrière-port de Zeebruges. La reprise de l'alimentation sur une zone 36 kV proche, telle que Bruges ou Slijkens, n'est pas une piste réaliste.

5.12.7 REMPLACEMENT DE LA LIGNE 150 KV ENTRE BRUGES ET SLIJKENS

La liaison 150 kV entre Bruges et Slijkens présente différents besoins de remplacement. Des premiers travaux de réparation seront dès lors réalisés à court terme dans l'attente d'une solution définitive à plus long terme. Elle est actuellement à l'étude et tient compte, outre d'un renouvellement de la ligne, de possibilités de synergie avec le nouveau trajet 380 kV du « Kustlus », de nouvelles liaisons 150 kV par câble en direction de Slijkens devant être posées.

5.12.8 PROJETS DE REMPLACEMENT

Dans les postes 150 kV de Slijkens, Tielt, Wevelgem, Menen-West, Kuurne, Beerst, Harlebeke, Westrozebeke, Mouscron et Heule, des projets de remplacement à l'identique sont prévus.

Sur les liaisons Ruien-Deinze et Mouscron-Wevelgem, le remplacement des conducteurs est prévu, tandis que sur la liaison Ruien-Thieulain, un rétrofit complet est prévu.



Figure 5.11 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Flandre-Occidentale



6

ANNEXE 1 : TABLEAUX RÉCAPITULATIFS ET LÉGENDES DES CARTES

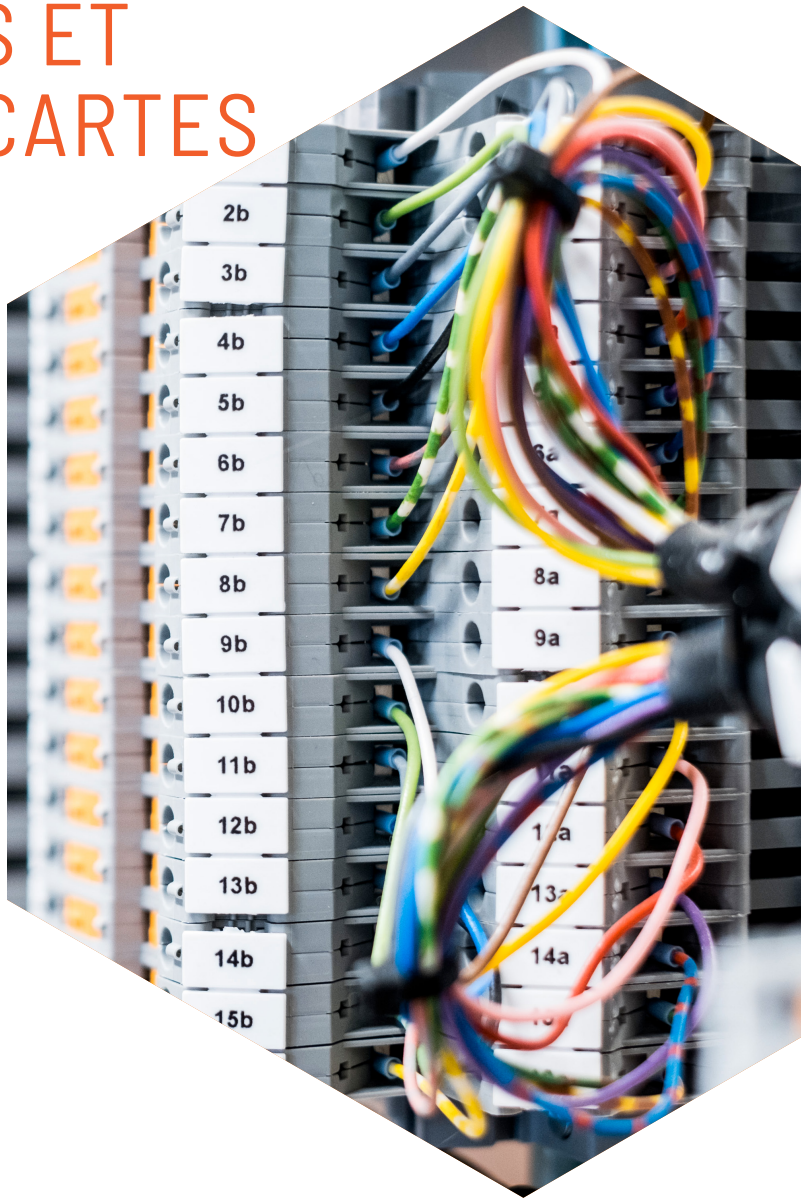
6.1 - Introduction

6.2 - Tableau récapitulatif des projets pour le développement du réseau de transport 380 kV, des interconnexions (jusqu'à 220 kV), et des développements du réseau offshore

6.3 - Tableau récapitulatif des projets pour le développement des réseaux de transport 220-150-110 kV

6.4 - Tableau récapitulatif de l'état d'avancement des projets

6.5 - Légende des cartes



6.1 INTRODUCTION

Les tableaux suivants donnent un aperçu exhaustif de tous les projets repris dans le présent Plan de Développement fédéral.

1. **Le premier tableau** donne un aperçu de tous les projets liés au développement du réseau de transport 380 kV, aux interconnexions (jusqu'à 220 kV) et aux développements du réseau offshore. Ces projets sont classés alphabétiquement selon le cluster auquel ils appartiennent. Pour chaque projet, le n° d'identification de ce Plan de Développement, le n° d'identification du TYNDP2018, la localisation, une description sommaire des travaux, le statut du projet, la mise en service prévue et les motivations sont présentés. Le statut d'un projet doit être interprété de manière chronologique comme le montre la figure ci-dessous.
2. **Le deuxième tableau** donne un aperçu de tous les projets liés au développement des réseaux 220, 150 et 110 kV. Les projets sont regroupés par province puis classés alphabétiquement selon leur localisation[1]. Lorsqu'il s'agit d'une liaison, la province est déterminée selon le premier poste cité dans la description géographique. Pour chaque projet, la province, le n° d'identification de ce Plan de Développement, la localisation, une description sommaire, le statut, la mise en service prévue et les motivations sont présentés.

   Les plannings des projets pour les niveaux de tension 220-150-110kV (chapitre 5) avec une date de mise en service prévue dans la période 2025-2030 sont indicatifs. Ils seront réévalués dans les prochains Plans de Développement à mesure que les hypothèses sous-jacentes se précisent.
3. **Le troisième tableau récapitulatif**, enfin, présente un état d'avancement des projets déjà mentionnés dans le Plan de Développement fédéral 2015-2025. Ces projets sont classés par n° d'identification du précédent Plan de Développement. Le tableau donne ensuite, pour chaque projet, la localisation, une description sommaire, la date de mise en service du plan précédent et du plan actuel, le statut du projet et une explication d'une éventuelle modification de la mise en service prévue.

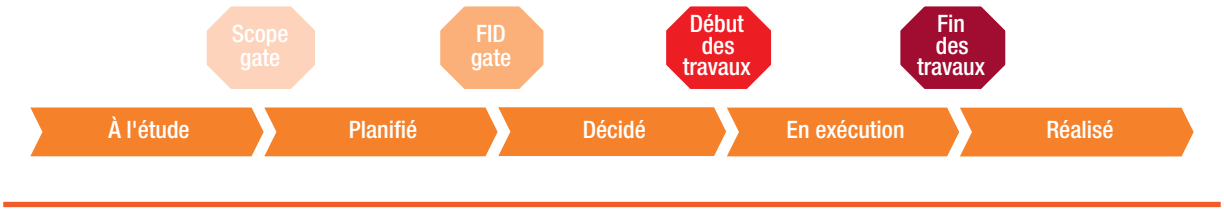


Figure 6.1: Succession des différents statuts d'un projet[2]

1 Pour certains projets, la province de la localisation concernée peut différer de la section dans laquelle ils sont décrits au chapitre 5. Cela s'explique par le fait qu'au chapitre 5, les projets sont regroupés selon une perspective fonctionnelle du réseau et non selon leur province de localisation. L'ordre des projets est en plus basé sur le nom néerlandais afin de garder un alignement entre les IDs des projets

2 Les définitions utilisées pour déterminer le statut d'un projet dans le présent plan de développement diffèrent des définitions utilisées par TYNDP

6.2 TABLEAU RÉCAPITULATIF DES PROJETS POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT 380 KV, DES INTERCONNEXIONS (JUSQU'À 220 KV), ET DES DÉVELOPPEMENTS DU RÉSEAU OFFSHORE

							MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP - ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
ALEGrO	1	92 (146)	Lixhe - Oberzier (A)	Nouvelle liaison internationale en courant continu Belgique - Allemagne	En exécution	2020		✓			
Aubange - Brume - Gramme	2	/	Aubange - Brume - Gramme	Installation d'un deuxième terne (Aubange - Brume) et renforcement avec des conducteurs à haute performance (Brume - Gramme) 380 kV	À l'étude	Conditionnel, à déterminer		✓			
Courcelles 380	3	/	Courcelles	Nouvelle travée de raccordement pour production centralisée dans poste existant 380 kV	À l'étude	1,5 à 2 ans après décision		✓			
Gramme - Van Eyck	4	/	Dilsen - Stokkem	Nouveau poste pour un raccordement des unités de production centralisée 380 kV	À l'étude	2,5 à 3 ans après décision		✓			
Interaction entre le réseau 380 kV et le réseau de transport sous-jacent	5	/	Kallo	Renforcement de la capacité de transformation à Kallo 380/150 kV	À l'étude	2022	✓				
Interaction entre le réseau 380 kV et le réseau de transport sous-jacent	6	/	Lillo	Renforcement de la capacité de transformation à Lillo 380/150 kV	À l'étude	2022	✓				
Interaction entre le réseau 380 kV et le réseau de transport sous-jacent	7	/	Rodenhuize	Deuxième transformateur à Rodenhuize 380/150 kV	Planifié	2022		✓			
Interaction entre le réseau 380 kV et le réseau de transport sous-jacent	8	/	À l'étude Hainaut, Flandre-Occidentale, Limbourg	Besoins supplémentaires pour renforcer la capacité de transformation dans le Hainaut, la Flandre-Occidentale et le Limbourg 380 kV	À l'étude	2025	✓				
Renforcement backbone interne centre - est	9	252 (1516)	Bruegel - Courcelles	Renforcement conducteurs classiques de la liaison existante par des conducteurs HTLS 380 kV	À l'étude	2035		✓			
Renforcement backbone interne centre - est	10	252 (1515)	Gramme - Courcelles	Mise à niveau des conducteurs classiques de la liaison existante par des conducteurs HTLS 380 kV	À l'étude	2033		✓			

							MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP - ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
Renforcement backbone interne centre - est	11	252 (1050)	Gramme - Van Eyck	Mise à niveau des conducteurs classiques de la liaison existante par des conducteurs HTLS 380 kV	À l'étude	2029		✓			
Renforcement backbone interne centre - est	12	252	Mercator-Lint	Pose du 4e terne 380 kV	À l'étude	2030		✓			
Renforcement backbone interne centre - est	13	252 (1456)	Massenhoven	Extension poste avec couplage 380 kV	À l'étude	2024		✓			
Renforcement backbone interne centre - est	14	252 (1456)	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Installation d'un deuxième terne en conducteurs HTLS 380 kV, qui remplace le terne 150 kV existant sur pylônes entre Massenhoven et Heze	À l'étude	2024		✓			
Renforcement backbone interne centre - est	15	252 (1456)	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Mise à niveau du terne existant par des conducteurs HTLS 380 kV	À l'étude	2024		✓			
Renforcement backbone interne centre - est	16	252 (1517)	Mercator - Bruegel	Mise à niveau des conducteurs classiques de la liaison existante par des conducteurs HTLS 380 kV	À l'étude	2025		✓			
Transition énergétique potentielle à long terme	17	40 (650)	Aubange - LU/A (à l'étude)	Étude trilatérale avec CREOS & Amprion pour un renforcement de l'interconnexion avec Luxembourg	À l'étude	2035		✓			
Transition énergétique potentielle à long terme	18	/	Frontière nord et sud	Étude sur le développement futur des corridors onshore dans la région de la mer du Nord et sur les besoins que les nouveaux corridors aux frontières nord et sud peuvent combler	À l'étude	TBD		✓			
Transition énergétique potentielle à long terme	19	/	North Sea Offshore Grid	Étude en vue de la poursuite du développement et de l'intégration d'un réseau maillé transfrontalier en mer du Nord	À l'étude	TBD		✓	✓		
Mercator 380	20	/	Mercator	Restructuration du poste 380 kV	À l'étude	2025	✓	✓			
Dispositifs de gestion de la tension - phase 1	21	/	À l'étude: Wevelgem 150 kV, Mouscron 150 kV, Ruien 150 kV, Rodenhuize 150 kV, Awirs 150 kV, Zandvliet 380 kV	Batteries de condensateurs 225 MVAr	À l'étude	2020		✓			
Dispositifs de gestion de la tension - phase 2	22	/	À l'étude: Wevelgem 150 kV, Mouscron 150 kV, Ruien 150 kV, Rodenhuize 150 kV, Awirs 150 kV, Zandvliet 380 kV	Batteries de condensateurs 355 MVAr	À l'étude	2021-2022		✓			
Dispositifs de gestion de la tension - phase 2	23	/	Aubange 220 kV, Verbrande Brug 150 kV, Horta 380 kV, Rimière 220 kV	Réactances shunt 540 MVAr 150 kV/220 kV/380 kV	À l'étude	2021-2022		✓			

							MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP - ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
Dispositifs de gestion de la tension - phase 3	24	/	À l'étude	Dispositifs de réglage de la tension statique et dynamique supplémentaires liés à la sortie du nucléaire, aussi bien pour l'injection que pour l'absorption d'énergie réactive	À l'étude	2025		✓			
Modular Offshore Grid - phase 2	25	120 (1625)	Offshore - Onshore	Infrastructure réseau offshore supplémentaire	À l'étude	2026-2028		✓	✓		
Nautilus : deuxième interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni	26	121 (934)	Belgique - Royaume-Uni	Nouvelle interconnexion HVDC Royaume-Uni - Belgique	À l'étude	≥ 2028		✓			
Nouveau corridor Avelgem–Centre (« Boucle du Hainaut »)	27	340 (1519)	Avelgem - Centre	Nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV, y compris les adaptations des postes et l'installation des PSTs. Peut-être aussi des transformateurs.	À l'étude	2026-2028	✓	✓			
Nouveau corridor Stevin–Avelgem (« Kustlus »)	28	329 (1518)	Stevin - Izegem/Avelgem	Intégration de l'axe Stevin dans un nœud de réseau plus loin à l'intérieur du pays (p. ex. Izegem/Avelgem) via une nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV, y compris les adaptations des postes. Peut-être aussi des transformateurs.	À l'étude	2026-2028	✓	✓	✓		
Frontière nord : BRABO II	29	297 (445)	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Nouvelle ligne à deux ternes 380 kV	En exécution	2020	✓	✓			
Frontière nord : BRABO II	30	/	Lillo - Zandvliet	Mise en souterrain de la ligne existante 150 kV	En exécution	2020	✓	✓			
Frontière nord : BRABO III	31	/	Kallo - FINF (Beveren)	Mise en souterrain de la ligne existante 150 kV	À l'étude	2025		✓			
Frontière nord : BRABO III	32	297 (604)	Liefkenshoek - Mercator	Mise à niveau de la liaison 150 kV existante en nouvelle liaison 380 kV	À l'étude	2025	✓	✓			
Frontière nord : Van Eyck-Maasbracht	33	377 (1561)	Van Eyck-Maasbracht	Mise à niveau des lignes par des conducteurs HTLS et des PST supplémentaires 380 kV	À l'étude	2030		✓			
Frontière nord : Zandvliet-Rilland	34	262 (1257)	Zandvliet	Deux transformateurs-déphaseurs à Zandvliet 380 kV	Planifié	2022		✓			
Frontière nord : Zandvliet-Rilland	35	262 (1257)	Zandvliet-Rilland	Remplacement des lignes par des conducteurs HTLS 380 kV	Planifié	2022		✓			
Saeftinghedok ("CPECA")	36	/	Doel - Mercator	Déplacement & rehaussement de 4 ternes 380 kV et 1 terne 150 kV pour le passage des bateaux	À l'étude	2023					✓
STEVIN	37	/	Brugge - Eeklo Noord	Démantèlement ligne 150 kV	Décidé	2020	✓	✓	✓		
STEVIN	38	/	Brugge - Eeklo Noord	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2020	✓	✓	✓		
STEVIN	39	/	Brugge - Eeklo Pokmoer	Démantèlement ligne 150 kV	Décidé	2020	✓	✓	✓		

							MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP - ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
Deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne	40	225 (1107)	Belgique - Allemagne	Nouvelle interconnexion HVDC Allemagne - Belgique	À l'étude	≥ 2028		✓			
Frontière sud : Aubange-Moulaine	41	173 (1281)	Aubange-Moulaine	Installation de 2 transformateurs-déphaseurs à Aubange 220 kV	Planifié	2021		✓			
Frontière sud : Avelin-Horta	42	23 (60)	Avelin - Avelgem - Horta	Mise à niveau de la ligne par des conducteurs HTLS 380 kV	Planifié	2021		✓	✓		
Frontière sud : Lonny-Achêne-Gramme	43	280 (1008)	Lonny-Achêne-Gramme	Phase 1: Installation d'un transformateur-déphaseur 380 kV	À l'étude	2025		✓			
Frontière sud : Lonny-Achêne-Gramme	44	280 (1008)	Lonny-Achêne-Gramme	Phase 2: mise a nouveau des conducteurs HTLS et deuxième PST ou solution alternative 380 kV	À l'étude	2030		✓			
Exploitation ou une gestion plus efficace du réseau: BOM	45	/	Nationale	Installation de générateurs diesel et d'un réseau satellite privé dans 456 postes	À l'étude	2018-2029					✓
Exploitation ou une gestion plus efficace du réseau: sécurité	46	/	Nationale	Protection des postes et des sites	À l'étude	nvt					✓
Exploitation ou une gestion plus efficace du réseau: réseau de fibre optique	47	/	Nationale	Extension et renforcement du réseau de fibre optique	À l'étude	nvt					✓
Exploitation ou une gestion plus efficace du réseau: DLR & RTTR	48	/	Nationale	Investissements pour l'installation d'Ampacimons	À l'étude	nvt					✓

6.3 TABLEAU RÉCAPITULATIF DES PROJETS POUR LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX DE TRANSPORT 220-150-110 KV

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
Province d'Anvers													
49	Amoco (Geel)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2021		✓							5.2.6
50	Balen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2021		✓							5.2.6
51	Beerse	Nouveau poste 150/15 kV	À l'étude	2022	✓	✓							5.2.1
52	Beerse - Rijkevorsel	Nouveau câble 150 kV	Décidé	2020	✓	✓							5.2.1
53	Beerse - Turnhout - Mol	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (150 kV)	À l'étude	2022	✓	✓							5.2.1
54	Burcht	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Planifié	2021		✓							5.2.6
55	Damplein	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA dans un poste existant	À l'étude	2025 - 2030	✓								5.2.2
56	Ekeren	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2021		✓							5.2.6
57	Heist-op-den-berg	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.2.6
58	Herentals	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	À l'étude	2021		✓							5.2.1
59	Herentals - Heze	Nouveau câble 150 kV	À l'étude	2021		✓							5.2.1
60	Herentals - Poederlee	Nouveau câble 150 kV	À l'étude	2025 - 2030	✓	✓							5.2.1
61	Hoogstraten	Nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA et transformateur 150/15 kV de 50 MVA	À l'étude	2025 - 2030					✓				5.2.1
62	Hoogstraten - Rijkevorsel	Nouveau câble 150 kV	À l'étude	2025 - 2030					✓				5.2.1
63	Lint	Remplacement supplémentaire de la haute tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
64	Lint	Remplacement d'un transformateur 380/150 kV par un de 555 MVA et remplacement haute tension du poste 380 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
65	Lint - Mortsel	Upgrade des conducteurs de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
66	Lint - Putte	Remplacement des équipements de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
67	Lint - Schelle	Upgrade des conducteurs de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
68	Malle	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.2.6
69	Massen-hoven	Remplacement haute tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.2.6
70	Massen-hoven - Merksem	Remplacement de la ligne 150 kV	À l'étude	2023	✓	✓							5.2.6
71	Massen-hoven - Poederlee	Remplacement de la ligne existante 150 kV par la boucle campinoise	Planifié	2020	✓	✓							5.2.6
72	Meerhout	Implantation d'une transformation 150/15 kV avec deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	En exécution	2020	✓				✓				5.2.3
73	Merksem	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	En exécution	2021		✓							5.2.6
74	Merksem - Damplein	Déplacement des câbles 150 kV vers le nouveau tunnel de conduites	En exécution	2021							✓		5.2.6
75	Merksem - Mortsel	Upgrade des conducteurs de la ligne 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.2.6
76	Mol - Poederlee	Remplacement de la ligne existante 150 kV par la boucle campinoise	À l'étude	2023	✓	✓			✓				5.2.6
77	Mortsel	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	En exécution	2020		✓							5.2.6
78	Mortsel - Zurenborg	Remplacement du câble 150 kV	À l'étude	2021		✓							5.2.6
79	Oelegem	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
80	Petrol (Anvers Sud)	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA et remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030	✓	✓							5.2.2
81	Petrol (Anvers Sud) - Zurenborg	Remplacement du câble 150 kV	Décidé	2020		✓							5.2.6
82	Putte	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.2.6

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
83	Rijkevorsel	Démantèlement du poste 70 kV et remplacement du transformateur 70/15 kV par un nouveau 150/15 kV 50 MVA	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.1
84	Rijkevorsel	Nouveau poste 150 kV	En exécution	2020	✓	✓			✓				5.2.1
85	Scheldelaan	Remplacement haute tension du poste 150 kV	En exécution	2020		✓							5.2.6
86	Scheldelaan	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
87	Sidal (Duffel)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.2.6
88	Turnhout	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA dans un poste existant	À l'étude	2022	✓	✓			✓				5.2.1
89	Wommelgem	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.2.6
90	Zandvliet	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
91	Zevende Havendok	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
92	Zwijndrecht	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Décidé	2022		✓							5.2.6
Région de Bruxelles-Capitale													
93	Bruegel - Héliport	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2020	✓	✓							5.3.2
94	Bruegel - Berchem-Sainte-Agathe	Nouveau câble 150 kV	Décidé	2021	✓	✓							5.3.2
95	Dhanis	Remplacement du transformateur 150/36 kV 125 MVA par un de 125 MVA	Planifié	Après 2030		✓							5.3.4
96	Ixelles	Remplacement des transformateurs 150/36 kV par des nouveaux de 125 MVA	Planifié	2022	✓	✓							5.3.3
97	Héliport	Implantation d'un poste 150 kV et un nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	En exécution	2021	✓								5.3.2
98	Héliport - Pachéco	Nouveau câble 150 kV	Décidé	2020	✓								5.3.2
99	Charles-Quint	Nouveau transformateur 150/11 kV 50 MVA	À l'étude	2025 - 2030	✓	✓				✓			5.3.3
100	Molenbeek	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA	Planifié	2024		✓				✓			5.3.2

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
101	Molenbeek	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	En exécution	2021		✓							5.3.2
102	Molenbeek - Berchem-Sainte-Agathe	Nouveau câble 150 kV	Décidé	2021	✓	✓							5.3.2
103	Quai Demets	Remplacement du transformateur 150/36 kV 70 MVA par un de 125 MVA	Planifié	2025 - 2030	✓	✓							5.3.2
104	Schaerbeek	Nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	Planifié	2023	✓								5.3.3
105	Schaerbeek	Remplacement du transformateur 150/36 kV de 125 MVA	Planifié	2023		✓							5.3.2
106	Berchem-Sainte-Agathe	Nouveau poste 150 kV	Décidé	2021	✓	✓							5.3.2
107	Forest	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.3.4
108	Midi	Remplacement basse tension du poste 150 kV	Planifié	2021		✓							5.3.4
Province du Hainaut													
109	Antoing - Mouscron	Rétrofit de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.4.13
110	Bascoup	Démantèlement du poste 70 kV et remplacement haute tension du poste 150 kV	En exécution	2022		✓							5.4.3
111	Baudour	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.4.13
112	Baudour - Chièvres	Rétrofit de la ligne 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.4.13
113	Binche - Trivières	Nouveau câble 150 kV	À l'étude	2022		✓							5.4.13
114	Binche - Trivières	Remplacement de la ligne (150 kV)	À l'étude	2022		✓							5.4.13
115	Boel La Louvière	Remplacement basse tension du poste 150 kV et restructuration du 30 kV	Planifié	2025 - 2030		✓				✓		✓	5.4.13
116	Chièvres - Gaurain	Rétrofit de la ligne 150 kV	À l'étude	2020		✓							5.4.13
117	Ciply	Restructuration du poste (migration partielle vers 150 kV) et installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	Décidé	2022		✓			✓	✓		✓	5.4.7
118	Ciply - Pâturages	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2021		✓			✓				5.4.7

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
119	Couvin	Nouveau poste 150 kV et nouveau transformateur 150/12 kV 50 MVA	À l'étude	Après 2030		✓			✓				5.4.11
120	Dottignies	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Planifié	2025 - 2030		✓							5.4.13
121	Fleurus	Remplacement basse tension du poste 150 kV	Planifié	2025 - 2030		✓							5.4.13
122	Gaurain - Ruien	Rétrofit de la liaison existante 150 kV	Planifié	2020		✓							5.12.8
123	Gilly - Jumet - Gouy	Nouvelle liaison 150 kV	Planifié	2025 - 2030		✓							5.4.6
124	Distribution à Gosselies	Création d'une 2ème injection 150 kV vers la moyenne tension	À l'étude	2025 - 2030	✓								5.4.5
125	Gouy	Remplacement haute tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.4.12
126	Gouy	Remplacement haute tension du poste 150 kV et transformateur 150/70 kV de 90 MVA	Planifié	2025 - 2030		✓							5.4.13
127	Gouy	Remplacement basse tension du poste 380 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.4.13
128	Gouy	Remplacement basse tension du poste 380 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.4.13
129	Gouy - Monceau	Rétrofit de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.4.13
130	Hanzinelle	Nouveau poste 150 kV avec deux transformateurs 150/70 kV 90 MVA	À l'étude	2025 - 2030		✓			✓				5.4.11
131	Harchies - Quevaucamps	Remplacement de la ligne 150 kV	Décidé	2022		✓			✓				5.4.13
132	Harmignies	Nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA dans un nouveau poste	Décidé	2022		✓			✓			✓	5.4.7
133	Harmignies - Ciply	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure sur un terne (150 kV)	Décidé	2022		✓			✓	✓			5.4.7
134	Harmignies - Ville-sur-Haine	Exploitation du 2e terne de la ligne existante en 150 kV	Planifié	2021		✓			✓				5.4.7
135	Jemappes	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Planifié	2024		✓							5.4.13
136	Jumet	Deux nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA dans un poste existant 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓						✓	5.4.6
137	Marche-lez-Écaussinnes	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	En exécution	2020		✓							5.4.13

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
138	Marquain	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Planifié	2025 - 2030		✓							5.4.13
139	Mouscron	Remplacement haute et basse tension par un nouveau poste GIS 150 kV	Décidé	2022		✓							5.12.8
140	Mouscron - Wevelgem	Remplacement des conducteurs de la ligne 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.12.8
141	Monceau	Remplacement haute tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.4.13
142	Montignies - Hanzinelle - Neuville	Nouveau câble 150 kV	À l'étude	2025 - 2030					✓				5.4.11
143	Neuville	Nouveau poste 150 kV avec un nouveau transformateur 150/11 kV 50 MVA et une réactance shunt 150 kV 75 Mvar, et raccordement des liaisons 150 kV et du transformateur existant 150/70 kV sur ce nouveau poste	À l'étude	2025 - 2030		✓			✓				5.4.11
144	Neuville - Couvin	Deux nouveaux câbles 150 kV (exploitation en 70 kV)	À l'étude	Après 2030		✓			✓				5.4.11
145	Pâturages	Restructuration du poste (migration partielle vers 150 kV) et installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	Décidé	2021		✓			✓			✓	5.4.7
146	Tergnée	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.4.13
147	Thuillies	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA en repiquage sur une ligne existante	Planifié	2021	✓					✓			5.4.9
148	Thy-le-Château	Nouveau transformateur 150/70 kV 90 MVA	À l'étude	2025 - 2030					✓				5.4.11
149	Thy-le-Château - Hanzinelle	Nouveau câble 150 kV (exploitation en 70 kV)	À l'étude	2025 - 2030		✓			✓				5.4.11
150	Thy-le-Château - Solre	Deux nouveaux câbles 150 kV (dont un exploité en 70 kV)	À l'étude	Après 2030		✓			✓				5.4.11
151	Trivières	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2022		✓							5.4.13
152	Ville-sur-Haine	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA, nouveau transformateur 150/70 kV 90 MVA et remplacement parti II haute et basse tension du poste 150 kV	Décidé	2022		✓			✓				5.4.5

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
Province du Limburg													
153	Beringen	Démantèlement du poste 70 kV et remplacement des transformateurs 70/10 kV par des nouveaux 150/10 kV 40 MVA	À l'étude	2023		✓							5.5.2
154	Beringen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/10 kV par un nouveau de 40 MVA	En exécution	2021		✓							5.5.4
155	Beringen - Tessenderlo Industrie-park	Nouveau câble 150 kV	À l'étude	2023	✓	✓							5.5.2
156	Brustem	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.5.4
157	Eisden	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/70 kV par un nouveau de 145 MVA	À l'étude	2022		✓							5.5.4
158	Eisden	Remplacement du transformateur 150/10 kV par un de 40 MVA	À l'étude	2023		✓							5.5.4
159	Godsheide	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2021		✓							5.5.4
160	Hercules (Beringen)	Remplacement basse tension du poste 150 kV	En exécution	2021		✓							5.5.4
161	Herderen (Riemst)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.5.4
162	Lanaken	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.5.4
163	Langerlo - Stalen	Remplacement des conducteurs de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.5.4
164	Lommel	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2021		✓							5.5.4
165	Lummen	Démantèlement de la ligne 70 kV et remplacement du transformateur 70/10 kV par un transformateur de 150/10 kV 40 MVA	À l'étude	2023		✓							5.5.2
166	Overpelt	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Décidé	2021		✓							5.5.4
167	Stalen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/70 kV par un nouveau de 145 MVA	À l'étude	2022		✓							5.5.4
168	Stalen - Eisden	Remplacement des conducteurs de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.5.4
169	Tessenderlo Industrie-park	Nouveau transformateur 150/70 kV dans un poste existant 150 kV	À l'étude	2023	✓	✓							5.5.2

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
Province de Liège													
170	Amblève	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA dans un poste existant	Planifié	2023					✓				5.6.1
171	Amblève - Saint-Vith	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	À l'étude	Après 2030					✓				5.6.1
172	Amblève - Stephanshof	Découplage des deux ternes 110 kV	Décidé	2023		✓			✓				5.6.1
173	Ans	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	Planifié	2023	✓	✓							5.6.2
174	Avernas	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2022		✓							5.6.6
175	Awirs	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	Planifié	2022	✓	✓							5.6.2
176	Awirs	Remplacement basse tension du poste 220 kV	À l'étude	2024		✓							5.6.6
177	Awirs - Rimière	Démantèlement de la ligne 220 kV	À l'étude	2023		✓							5.6.2
178	Bévercé	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA dans un poste existant	Décidé	2023					✓				5.6.1
179	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	Décidé	2023		✓			✓				5.6.1
180	Bressoux	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	À l'étude	2024		✓					✓		5.6.5
181	Bronrome - Heid-de-Goreux	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.6.1
182	Brume	Nouveau transformateur 380/110 kV de 300 MVA	Décidé	2022		✓			✓				5.6.1
183	Brume	Remplacement haute et basse tension du poste 220 kV	À l'étude	2022		✓							5.6.6
184	Brume	Remplacement haute et basse tension du poste 380 kV	Décidé	2021		✓							5.6.6
185	Brume - Trois-Ponts	Découplage des deux ternes 110 kV	Décidé	2023		✓			✓				5.6.1
186	Butgenbach	Nouveau transformateur 110/15 kV dans un poste existant	Décidé	2023					✓				5.6.1
187	Cheratte	Deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA et remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Décidé	2020		✓					✓		5.6.3

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
188	Eupen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Planifié	2024		✓							5.6.6
189	Hannut	Nouveau poste avec un transformateur 150/70 kV de 90 MVA et deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	Décidé	2021	✓	✓			✓				5.6.2
190	Haute-Sarte	Remplacement basse tension du poste 150 kV	Planifié	2023		✓							5.8.4
191	Heid-de-Goreux	Extension du poste en 110 kV (exploité en 70 kV)	Planifié	2024		✓							5.6.1
192	Houffalize	Remplacement basse tension du poste 220 kV	À l'étude	2023		✓							5.6.6
193	Jupille	Remplacement basse tension du poste 220 kV	Planifié	2022		✓							5.6.6
194	Leval	Remplacement basse tension du poste 220 kV	À l'étude	2021		✓							5.6.6
195	Lixhe	Adaptations de la ligne 150 kV : travaux de bretellage	Décidé	2020		✓							5.6.2
196	Lixhe	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2022		✓							5.6.6
197	Romsée	Remplacement basse tension du poste 220 kV	Décidé	2020		✓							5.6.6
198	Romsée, Houffalize, Seraing	Déplacement du transformateur 220/70/15 de 90 MVA de Romsée à Houffalize Déplacement du transformateur 220/70/15 de 60 MVA de Houffalize à Seraing"	Décidé	2021		✓			✓				5.6.2
199	Sart-Tilman	Nouveau câble 220 kV (repiquage du transformateur 220/70/70 kV sur la ligne Seraing - Romsée)	Planifié	2020		✓							5.6.2
200	Sart-Tilman	Déplacement du transformateur 220/70/70 kV de 2*80 MVA de Jupille à Sart-Tilman	Décidé	2020	✓	✓							5.6.2
201	Tihange	Remplacement basse tension du poste 380 kV	À l'étude	2021		✓							5.8.4
202	Trois-Ponts	Nouveau poste 110 kV et nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA	Décidé	2022		✓			✓				5.6.1
203	Vottem	Adaptations de la ligne 150 kV : travaux de bretellage	Décidé	2020		✓							5.6.2

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
Province du Luxembourg													
204	Aubange - Villeroux	Réparations des fondations de la ligne 220 kV - 2ème phase	À l'étude	2021		✓							5.7.4
205	Bomal	Nouveau transformateur 220/70 kV de 110 MVA en repiquage sur la ligne Rimière-Villeroux	À l'étude	Après 2030		✓							5.7.1
206	Bomal	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	Décidé	2022		✓				✓			5.7.1
207	Fays-les-Veneurs - Orgeo	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	À l'étude	2025 - 2030		✓			✓	✓			5.7.2
208	Fays-les-Veneurs	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	Décidé	2021		✓				✓			5.7.4
209	Latour	Nouveau transformateur 220/15 kV de 50 MVA	Planifié	2025 - 2030		✓							5.7.4
210	Marcourt	Restructuration du poste 220 kV	À l'étude	Après 2030		✓							5.7.1
211	Neuf-château	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	Décidé	2021		✓				✓	✓		5.7.4
212	Neuf-château - ligne Orgeo-Villeroux	Nouveau câble 110 kV	Planifié	2022					✓				5.7.2
213	Orgeo	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	Planifié	2023		✓							5.7.4
214	Saint-Vith	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	Planifié	2025 - 2030		✓							5.7.4
215	Villeroux	Remplacement haute et basse tension du poste 220 kV	À l'étude	2022		✓							5.7.4
216	Villers-sur-Semois	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	Planifié	2023		✓							5.7.4
Province de Namur													
217	Auvelais	Remplacement basse tension du poste 150 kV	Planifié	2023		✓							5.8.4
218	Auvelais - Gembloux	Renforcement de la liaison au gabarit 150 kV	Décidé	2022		✓			✓				5.8.2
219	Bois-de-Villers - Fosse-La-Ville	Nouvelle ligne 110 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓			✓				5.8.2
220	Champion	Remplacement basse tension du poste 380 kV	À l'étude	2023		✓							5.8.4
221	Florée - Miécret	Nouvelle ligne 110 kV	À l'étude	2023		✓			✓				5.8.4

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
222	Hastière - Pondrôme	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	Planifié	2024		✓			✓				5.7.2
223	Les Isnes	Nouveau transformateur 110/12 kV de 40 MVA en antenne à Leuze	À l'étude	Après 2030	✓								5.8.4
224	Leuze - Waret	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	À l'étude	Après 2030	✓								5.8.4
225	Marche-les-Dames	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	En exécution	2021	✓	✓							5.8.4
226	Miecret	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	Planifié	2024		✓							5.8.4
227	Seilles	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	Planifié	2024		✓							5.8.3
228	Warnant	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	Planifié	2021		✓				✓			5.8.4
Province de Flandre-Orientale													
229	Alost	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/70 kV de 125 MVA par un de 145 MVA	À l'étude	2023		✓							5.9.6
230	Alost Nord	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.9.10
231	Aalter	Remplacement basse et haute tension du poste 150 kV	Décidé	2021		✓							5.9.10
232	Aalter Bekaertlaan	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV 65 MVA par un nouveau transformateur 125 MVA	À l'étude	2024		✓							5.9.8
233	Deinze	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.9.10
234	Deinze - Ruien	Remplacement des conducteurs de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.8
235	Doel	Remplacements couplages longitudinaux ainsi que haute et basse tension du poste 380 kV	À l'étude	2022		✓							5.9.10
236	Doel - Mercator	Adaptations des pylônes de la ligne 380 kV pour Saeftinghedok	À l'étude	2023							✓		5.9.8
237	Tron-chiennes	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/36 kV 65 MVA par un nouveau de 125 MVA	À l'étude	2025 - 2030	✓	✓							5.9.4

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
238	Eeklo Pokmoer	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et des transformateurs 150/36 kV 65 MVA par des nouveaux de 125 MVA	À l'étude	2023		✓							5.9.2
239	Eeklo Pokmoer - Langer-brugge	Remplacement des conducteurs de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.9.10
240	Flora (Merelbeke)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.9.10
241	Heimolen	Restructuration du poste et remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2022		✓	✓						5.9.1
242	Kennedy-laan	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.9.10
243	Kluizendok (Gand)	Nouveau transformateur 150/36 kV 125 MVA sur nouveau site en repiquage sur ligne existante 150 kV	À l'étude	2025 - 2030					✓				5.9.3
244	Langer-brugge - Nieuwe Vaart	Remplacement des pylônes de la ligne 150 kV	À l'étude	2020							✓		5.9.4
245	Lokeren Vijgenstraat	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.9.10
246	Mercator (Kruibeke)	Remplacement basse tension du poste 380 kV suite à la nouvelle structure réseau 380 kV	En exécution	2020			✓						5.9.10
247	Merchtem	Remplacement basse tension du poste 150 kV, du transformateur 150/70 kV et du transformateur 150/15 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.9.6
248	Ninove	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.9.10
249	Audenarde	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.9.10
250	Ringvaart	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2022		✓							5.9.10
251	Ruien	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	En exécution	2020		✓							5.9.10
252	Saint-Gille-Termonde	Nouveau poste 150 kV et nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.9.6
253	Wortegem	Remplacement basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/10 kV de 40 MVA	À l'étude	2023		✓							5.9.10
254	Zele Industrie	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.9.10

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
Province du Brabant flamand													
255	Bruegel	Remplacement haute tension du poste 150 kV	En exécution	2021		✓							5.10.2
256	Bruegel	Remplacement haute tension du poste 380 kV	À l'étude	2023		✓							5.10.2
257	Bruegel - Dilbeek	Remplacement de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.10.2
258	Bruegel - Verbrande Brug	Remplacement des conducteurs et des équipements de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.10.2
259	Diest	Nouveau transformateur 150/70 kV 145 MVA	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.4
260	Diest	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.10.2
261	Diest - Meerhout	Nouveau câble 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.4
262	Dilbeek	Démantèlement du poste 150 kV	À l'étude	2023	✓								5.10.1
263	Eizeringen	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA en repiquage sur ligne existante	À l'étude	2021	✓								5.10.1
264	Gast-huisberg (Louvain)	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA et nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	En exécution	2020	✓								5.10.2
265	Grimbergen	Remplacement basse tension et certains appareils haute tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.10.2
266	Heist-op-den-berg	Nouveau poste 150 kV et nouveau transformateur 150/10 kV 40 MVA	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.4
267	Kobbegem	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA en repiquage sur ligne existante	Planifié	2024	✓					✓			5.10.1
268	Lint - Verbrande Brug	Remplacement des équipements de la ligne 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.2.6
269	Machelen	Remplacement de deux transformateurs 150/36 kV par des nouveaux de 125 MVA	Planifié	2025 - 2030	✓	✓							5.10.1
270	Machelen - Woluwe	Nouveau câble 150 kV pour remplacer un ancien câble à huile	À l'étude	2020		✓					✓		5.10.2
271	Relegem	Démantèlement du repiquage 150 kV, du poste 150 kV et du transformateur 150/36 kV	À l'étude	2024		✓							5.10.1

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
272	Rhode-Saint-Genèse	Remplacement basse tension du poste 150 kV et installation d'un second transformateur 150/36 kV 125 MVA	Planifié	2021		✓							5.10.1
273	Tirlemont	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	Décidé	2020		✓							5.10.3
274	Verbrande Brug	Remplacement haute et basse tension du poste 380 kV et 150 kV	À l'étude	2022		✓							5.10.2
275	Verbrande Brug - Vilvoorde Haven-doklaan	Nouveau câble 150 kV pour remplacer un ancien câble à huile	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.10.2
276	Wespelaar	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.10.2
Province du Brabant wallon													
277	Braine-l'Alleud	Remplacement basse tension du poste 150 kV	Planifié	2022		✓				✓			5.11.1
278	Corbais	Remplacement basse tension du poste 150 kV et restructuration du 36 kV	Planifié	2025 - 2030		✓							5.11.1
279	Nivelles	Remplacement basse tension du poste 150 kV	Planifié	2025 - 2030		✓							5.11.1
280	Oisquercq	Extension du poste 150 kV	En exécution	2022		✓							5.11.2
281	Oisquercq	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Décidé	2022		✓							5.11.1
282	Oisquercq - Buizingen	Remplacement de la ligne 150 kV par un câble	Planifié	2021		✓							5.11.2
283	Oisquercq - Gouy	Remplacement de la ligne 150 kV	Décidé	2023		✓							5.11.2
284	Waterloo	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA	Planifié	2025 - 2030	✓	✓				✓			5.11.1
285	Waterloo - Braine-l'Alleud	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA raccordé au nouveau câble 150 kV	Planifié	2025 - 2030	✓	✓				✓			5.11.1
Province de Flandre-Occidentale													
286	Beerst	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.8
287	Beveren	Ajout d'une nouvelle travée ligne 150 kV et remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2022		✓							5.12.5

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
288	Beveren-Pittem	Upgrade de la ligne 70 kV existante pour permettre une exploitation à 150 kV	À l'étude	2022	✓								5.12.5
289	Brugge Waggel-water - Slijkens	Travaux de réparation de la ligne 150 kV	À l'étude	2020		✓							5.12.7
290	Brugge Waggel-water - Slijkens	Remplacement de la ligne 150 kV existante	À l'étude	2025 - 2030	✓	✓			✓				5.12.7
291	Desselgem	Remplacement basse tension du poste 150 kV	Décidé	2020		✓							5.12.3
292	Harlebeke	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.12.8
293	Heule	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.8
294	Ypres	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	À l'étude	2023		✓			✓				5.12.4
295	Ypres - Noord-schote	Nouvelle liaison (ligne/câble) 150 kV	À l'étude	2024	✓	✓							5.12.4
296	Ypres Nord	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.4
297	Izegem	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	Décidé	2022		✓							5.12.3
298	Izegem - Harlebeke - Desselgem	Remplacement de la ligne 150 kV	À l'étude	Après 2030		✓							5.12.3
299	Coxyde	Nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	À l'étude	2025 - 2030	✓	✓			✓				5.12.2
300	Coxyde	Extension du poste 150 kV avec un nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.4
301	Coxyde - Noord-schote	Nouvelle liaison (ligne/câble) 150 kV	À l'étude	2024	✓	✓							5.12.4
302	Coxyde - Slijkens	Nouvel élément limiteur de flux (réactance shunt ou transformateur-déphaseur 150/150 kV)	À l'étude	2021			✓						5.12.1
303	Kuurne	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.8

					MOTEUR D'INVESTISSEMENT								
					FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL		DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS		INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DÉCENTRALISÉE DANS LE SYSTÈME BELGE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE		
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	RENOUVELLEMENT D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES	FACILITER L'INTÉGRATION DU MARCHÉ ET AUGMENTER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	ACCUEIL D'UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉE			LÉGISLATION	EXPLOITATION OU GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU	RÉFÉRENCE
304	Menen West	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2024		✓							5.12.8
305	Bas-Warneton	Extension du poste 150 kV avec deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	Planifié	2023	✓	✓				✓			5.12.4
306	Bas-Warneton - Ypres	Deuxième nouveau câble 150 kV	À l'étude	2023	✓	✓							5.12.4
307	Noord-schote	Upgrade du poste pour permettre une exploitation à 150 kV	À l'étude	2024	✓	✓							5.12.4
308	Oost-rozebeke	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.3
309	Pittem	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA et remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2022		✓							5.12.5
310	Pittem	Remplacement du transformateur 150/10 kV de 40 MVA	À l'étude	2022	✓								5.12.5
311	Rumbeke	Deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA et remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023	✓	✓				✓			5.12.5
312	Vive-Saint-Bavon	Simplification du poste 70 kV, extension/remplacement du poste 150 kV	À l'étude	2021		✓							5.12.3
313	Slijkens	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.8
314	Tielt	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.8
315	West-rozebeke	Remplacement basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2025 - 2030		✓							5.12.8
316	Wevelgem	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	À l'étude	2023		✓							5.12.8
317	Zedelgem	Nouveau poste 150 kV et nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	À l'étude	2025 - 2030	✓				✓				5.12.2
318	Zeebruges	Remplacement de deux transformateurs 150/ 36 kV par des nouveaux de 125 MVA	À l'étude	2025 - 2030	✓	✓			✓				5.12.6

6.4 TABLEAU RÉCAPITULATIF DE L'ÉTAT D'AVANCEMENT DES PROJETS

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
1	Zandvliet	Installation d'un transformateur-déphaseur (en série) 380 kV	2015	2015	Réalisé	
2	Doel	Nouveau transformateur 380/150 kV de 150 MVA et remplacement des parties haute et basse tension	2016	2016	Réalisé	
3	Doel - Zandvliet	Mise à niveau de la liaison 150 kV existante en nouvelle liaison 380 kV	2016	2016	Réalisé	
4	Kallo - Ketenisse - Lillo	Nouveau câble 150 kV	2016	2019	Réalisation en cours	Modification du programme de travail - certaines parties déjà réalisées
5	Ketenisse	Extension d'un poste et renforcement de la transformation (125 MVA au lieu de 65 MVA) 150 kV	2016	2016	Réalisé	
6	Zandvliet	Installation d'un transformateur-déphaseur (en parallèle) 380 kV	2016	2016	Réalisé	
7	Ketenisse - Doel	Mise en souterrain d'une partie de la ligne existante 150 kV	2020	2019	Décidé	Modification du programme de travail - certaines parties déjà réalisées
8	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Nouvelle ligne à deux ternes 380 kV	2020	2020	Réalisation en cours	
9	Lillo	Nouveau transformateur 555 MVA dans un nouveau poste GIS 380/150 kV	2019	2019	Réalisation en cours	
10	Lillo - Zandvliet	Mise en souterrain de la ligne existante 150 kV	2020	2020	Réalisation en cours	
11	Lillo - Merksem	Mise en souterrain d'une partie de la ligne existante 150 kV	2020	2018	Réalisé	Modification du plan de travail
12	Mercator	Ajout d'un couplage longitudinal dans poste existant 380 kV	2020	2017	Réalisé	
13	Beveren-Waas	Reconfiguration du poste : mise en antenne sur Mercator et Kallo 150 kV	2023	2016	Réalisé	La mise en antenne des transformateurs n'est pas réalisée car elle doit être alignée sur les travaux de la ligne Brabo Mercator-Kallo
14	Kallo - FINF (Beveren)	Mise en souterrain de la ligne existante 150 kV	2023	2025	À l'étude	Ceci fait partie des travaux planifiés de BRABO 3
15	Liefkenshoek - Mercator	Mise à niveau de la liaison 150 kV existante en nouvelle liaison 380 kV	2023	2025	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (l'augmentation de la charge du port d'Anvers demande d'abord un renforcement du réseau à 150 kV)
16	Van Eyck-Maasbracht	Mise à niveau des lignes par des conducteurs HTLS et PSTs supplémentaires 380 kV	À l'étude	2030	À l'étude	La phase d'étude se poursuit pour Van Eyck-Maasbracht tandis que le renforcement Noordgrens Zandvliet-Rilland à la frontière nord est devenu un projet concret.
16	Zandvliet	Deux transformateurs-déphaseurs à Zandvliet 380 kV	À l'étude	2022	Planifié	Partiellement en cours de réalisation (troisième PST en cours de réalisation). Le reste du projet est planifié.

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
16	Zandvliet-Rilland	Remplacement des lignes par des conducteurs HTLS 380 kV	À l'étude	2022	Planifié	Les travaux seront réalisés par Tennet en 2021.
17	Aubange-Moulaine	Installation de 2 transformateurs-déphaseurs à Aubange 220 kV	À l'étude	2021	Planifié	
18	Avelin - Avelgem - Horta	Mise à niveau de la ligne par des conducteurs HTLS 380 kV	2022	2021	Planifié	
19	Gezelle (Bruges) - Richborough (RU)	NEMO Link – nouvelle liaison internationale en courant continu 380 kV	2019	2019	Réalisation en cours	
20	Lixhe - Oberzier (A)	ALEGrO – nouvelle liaison internationale en courant continu 380 kV	2020	2020	Réalisation en cours	
21	Aubange	Travée pour une interconnexion avec le Luxembourg : installation d'un transformateur-déphaseur à Schifflange 220 kV	2015	2015	Réalisé	
22	Aubange - LU/A (à l'étude)	Étude trilatérale avec CREOS & Amprion pour un renforcement de l'interconnexion	2022	2035	À l'étude	Modification du plan de travail suite à l'exercice de détection des besoins
23	André Dumont (Genk)	Nouveau transformateur 555 MVA sur un nouveau site 380/150 kV, avec réalisation d'une liaison 150 kV sur (partiellement) une rangée de pylônes existants d'André Dumont vers Langerlo	2015	2015	Réalisé	
24	Dilsen - Stokkem	Nouveau poste pour raccordement des unités de production centralisées 380 kV	± 3 ans après décision	2,5 à 3 ans après décision	À l'étude	Pas de commande - mais capacité réservée Dilsen 1/2
25	Van Eyck - Zutendaal	Installation du deuxième terne avec conducteurs HTLS 380 kV	2015	2016	Réalisé	
26	Van Eyck (Kinrooi)	Nouveau poste sur site existant 380 kV	2015	2016	Réalisé	
27	Van Eyck (Kinrooi)	Nouvelle travée de raccordement pour production centralisée dans poste existant 380 kV	± 2 ans après décision	/	Annulé	Pas de commande
28	Lixhe	Deux nouveaux transformateurs 380/220 kV de 300 MVA dans un nouveau poste	2017	2019	Réalisé	Transformateurs 380/220 kV mis en service en 2017 (15/06/2017 et 06/07/2017)
29	Lixhe	Nouveau transformateur 555 MVA dans un poste existant (à l'arrivée d'ALEGrO) 380/150 kV, y compris un couplage dans le poste 150 kV	2020	2019	Réalisation en cours	
30	Lixhe - Herderen	Installation du deuxième terne avec conducteurs HTLS 380 kV	2017	2017	Réalisé	
31	Meerhout	Extension du poste 380 kV avec deux jeux de barres et un couplage	2017	2017	Réalisé	
32	Gramme - Van Eyck	Mise à niveau des conducteurs classiques de la liaison existante par des conducteurs HTLS 380 kV	2020 - 2025	2029	À l'étude	
33	Massenhoven	Extension poste avec couplage 380 kV	2020 - 2025	2024	À l'étude	
34	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Installation d'un deuxième terne en conducteurs HTLS 380 kV, pour remplacer le terne 150 kV existant sur pylônes entre Massenhoven et Heze	2020 - 2025	2024	À l'étude	
35	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Mise à niveau du terne 380 kV existant par des conducteurs HTLS	2020 - 2025	2024	À l'étude	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
36	Baekeland (Oostakker)	Nouveau poste 380 kV	± 2,5 à 3 ans après décision	/	Annulé	Pas de commande
37	Horta - Mercator	Mise à niveau de la ligne par des conducteurs HTLS 380 kV	2019	2019	Réalisation en cours	
38	Horta (Zomergem)	Nouveau poste 380 kV	2015	2015	Réalisé	
39	Courcelles	Nouvelle travée de raccordement pour production centralisée dans poste existant 380 kV	1,5 à 2 ans après décision	± 1,5 à 2 ans après décision	À l'étude	Pas de commande - mais capacité réservée Seneffe
40	Chièvres	Installation d'une batterie de condensateurs 75 Mvar 150 kV	2016	2018	Réalisé	
41	La Croyère	Installation d'une batterie de condensateurs 75 Mvar 150 kV	2016	2017	Réalisé	
42	Aubange	Nouvelle réactance shunt 75 Mvar 220 kV	2016	2018	Réalisé	Retard dans la livraison de la réactance shunt
43	Avernas	Nouvelle réactance shunt 75 Mvar 150 kV	2016	2017	Réalisé	
44	Baekeland	Nouveau transformateur de 555 MVA sur un nouveau site 380/150 kV	2018	/	Annulé	Pas de commande car un nouveau poste à Baekeland n'est pas nécessaire
45	Baekeland - Rodenhuize	Deux nouveaux câbles pour l'intégration d'un transformateur 150 kV	2018	/	Annulé	Pas de commande car un nouveau poste à Baekeland n'est pas nécessaire
46	Bruegel	Nouvelle réactance shunt 75 Mvar (sur enroulement tertiaire 36 kV) 380/150/36 kV	2016	2018	Réalisation en cours	Validation de la solution technique
47	Brugge Waggelwater	Nouvelle réactance shunt 75 Mvar 150 kV	2015	2015	Réalisé	
48	Courcelles	Nouveau transformateur 555 MVA dans un poste existant 380/150 kV	2018	2018	Réalisation en cours	
49	Courcelles - Gouy	Deux nouveaux câbles pour l'intégration d'un transformateur 150 kV	2018	2018	Réalisation en cours	
50	Bruges - Eeklo Noord	Démantèlement ligne 150 kV	2018	2020	Décidé	Retardé car démantèlement en deux parties pour la sécurité du réseau
51	Bruges - Eeklo Noord	Nouveau câble 150 kV	2018	2020	Réalisation en cours	Retardé par une nouvelle demande de permis, un permis d'environnement et une étude de trajet complexe
52	Bruges- Eeklo Pokmoer	Démantèlement ligne 150 kV	2019	2020	Décidé	Pose retardée d'un nouveau câble
53	Horta - Stevin	Nouvelle liaison 380 kV HORTA-STEVN en partie souterraine	2017	2017	Réalisé	
54	Stevin	Deux nouveaux transformateurs 555 MVA dans un nouveau poste 380/150 kV	2017	2017	Réalisation en cours	Mise en service réalisée, en attente du parc d'éoliennes
55	Stevin	Quatre nouveaux transformateurs 600 MVA 380/220 kV dans un nouveau poste 220 kV	2017	2017	Réalisation en cours	Mise en service réalisée, en attente du parc d'éoliennes
56	Stevin - Zeebruges	Nouvelles liaisons 150 kV Stevin - Zeebrugge	2017	2017	Réalisation en cours	
57	Offshore - Onshore	Infrastructure réseau offshore supplémentaire	2025	2026-2028	À l'étude	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
58	Belgique - Allemagne	Nouvelle interconnexion HVDC Allemagne - Belgique	2025	2028	À l'étude	
59	Lonny-Achêne-Gramme	Installation d'un transformateur-déphaseur 380 kV	2025	2025	À l'étude	Étude scindée en deux phases
59	Lonny-Achêne-Gramme	Mise à niveau par des conducteurs HTLS et deuxième PST ou solution alternative 380 kV	2025	2030	À l'étude	Étude scindée en deux phases
60	Belgique - Royaume-Uni	Nouvelle interconnexion Royaume-Uni - Belgique	2025	2028	À l'étude	
n/a	Frontière nord et sud	Installation Ampacimons 380 kV - Dynamic Line Rating (DLR) et RTTR (Real Time Thermal Rating)	/	2014-2016	Réalisé	
n/a	Backbone interne (Doel-Zandvliet, VanEyck - Lixhe-Gramme, Gramme-Courcelles, Mercator-Horta-Avelgem)	Installation Ampacimons 380 kV - Dynamic Line Rating (DLR) et RTTR (Real Time Thermal Rating)	/	2015-2017	Réalisé	
n/a	Lillo	Nouvelle travée GIS 380 kV	/	2019	Réalisation en cours	
n/a	Offshore - Stevin	Installation du premier réseau modulaire offshore (MOG) et trois câbles courant alternatif 220 kV jusqu'à Stevin 380/220 kV à Zeebrugge	/	2019	Réalisation en cours	
n/a	Rimie	Transformateur de réserve 380/220 kV	/	2018	Réalisation en cours	
n/a	Slykens	Nouvelle réactance shunt 75 MVAR 150 kV	/	2018	Réalisation en cours	
n/a	Eeklo Noord	Nouvelle réactance shunt 75 MVAR 150 kV	/	2018	Réalisation en cours	
n/a	Van Eyck	Installation d'un relais switch synchro sur 2 transformateurs-déphaseurs 380 kV	/	2018	Décidé	
n/a	Zandvliet	Installation d'un relais switch synchro sur transformateur-déphaseur 380 kV	/	2018	Réalisation en cours	
n/a	Bruegel	Transformateur de réserve 380/150 kV	/	2019	Réalisation en cours	
61	Amoco (Geel)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2021	À l'étude	
62	Balen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2021	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
63	Beerse	Nouveau poste 150/15 kV	2020-2025	2022	À l'étude	
64	Beerse - Rijkevorsel	Nouveau câble 150 kV	2018	2020	Décidé	Obtention des permis et révision du programme de travail
65	Beerse - Turnhout - Mol	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (150 kV)	2020-2025	2022	À l'étude	
66	Burcht	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2021	Planifié	Révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
67	Damplein	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA dans un poste existant	En fonction de l'évolution de la charge	2025 - 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
68	Ekeren	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2021	À l'étude	Révision du programme de travail
69	Heist-op-den-berg	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2023	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
70	Heze	Nouveau transformateur 150/15 kV 50 MVA dans un nouveau poste 150 kV	2016	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
71	Hoogstraten	Nouveau poste 150 kV	2015	2015	Réalisé	
72	Hoogstraten - Rijkevorsel	Nouveau câble 150 kV	En fonction de l'évolution de la production	2017	Réalisé	
73	Lier	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	2015	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
74	Lillo	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2019	En exécution	
75	Lint	Remplacement haute tension du poste 150 kV	2015	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
76	Lint	Remplacement d'un transformateur 380/150 kV par un de 555 MVA et remplacement haute tension du poste 380 kV	Après 2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision du programme de travail
77	Lint - Mortsel	Upgrade des conducteurs de la ligne 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	
78	Lint - Schelle	Upgrade des conducteurs de la ligne 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision du programme de travail
79	Massenhoven	Remplacement haute et basse tension du poste 380 kV	2015	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
80	Massenhoven - Poederlee	Remplacement de la ligne existante 150 kV par la boucle campinoise	2018	2020	Planifié	Obtention des permis et révision du programme de travail
81	Meerhout	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2015	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
82	Merksem	Deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	2017	2019	En exécution	Révision du programme de travail
83	Merksem	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2021	En exécution	
84	Merksem - Mortsel	Upgrade des conducteurs de la ligne 150 kV	2020-2025	2024	À l'étude	
85	Mol	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2015	2015	Réalisé	
86	Mol - Poederlee	Remplacement de la ligne existante 150 kV par la boucle campinoise	2020-2025	2023	À l'étude	
87	Mortsel	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2020	En exécution	Obtention des permis et révision du programme de travail
88	Mortsel - Zurenborg	Remplacement du câble 150 kV	2019	2021	À l'étude	Obtention des permis et révision du programme de travail
89	Petrol (Anvers Sud)	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA et remplacement basse tension du poste 150 kV	En fonction de l'évolution de la charge	2025 - 2030	À l'étude	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
90	Petrol (Anvers Sud) - Zurenborg	Remplacement du câble 150 kV	2018	2020	Décidé	Obtention des permis et révision du programme de travail
91	Rijkevorsel	Nouveau poste 150 kV	2018	2020	En exécution	Obtention des permis et révision du programme de travail
92	Scheldelaan	Remplacement haute tension du poste 150 kV	2019	2020	En exécution	Révision du programme de travail
93	Schelle	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2017	2017	Réalisé	
94	Schelle Dorp	Utilisation du transformateur 150/70 kV en provenance de Zurenborg en repiquage sur la ligne existante	2015	2015	Réalisé	
95	Sidal (Duffel)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2023	À l'étude	
96	Turnhout	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA dans un poste existant	2020-2025	2022	À l'étude	
97	Zandvliet	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2017	2017	Réalisé	
98	Zurenborg	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	2018	2018	En exécution	
99	Zwijndrecht	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2022	Décidé	Révision du programme de travail
100	Charles-Quint	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA dans un nouveau poste	2016	2019	En exécution	Obtention des permis
101	Charles-Quint - Pachéco	Nouveau câble 150 kV	2016	2019	En exécution	Obtention des permis
102	Charles-Quint - Schaerbeek	Nouveau câble 150 kV	2016	2019	En exécution	Obtention des permis
103	Charles-Quint - Woluwe-Saint-Lambert	Nouveau câble 150 kV	2016	2019	En exécution	Obtention des permis
104	Dhanis	Remplacement du transformateur 150/36 kV 125 MVA par un de 125 MVA	2020-2025	Après 2030	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
105	Dhanis - Ixelles	Remplacement du câble 150 kV	2016	2019	En exécution	Obtention des permis
106	Forest	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2024	À l'étude	
107	Héliport	Implantation d'un poste 150 kV et un nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	2019	2021	En exécution	Obtention des permis
108	Héliport - Molenbeek	Nouveau câble 150 kV	2019	2019	En exécution	
109	Héliport - Pachéco	Nouveau câble 150 kV	Après 2025	2020	Décidé	Optimisation par solution alternative
110	Ixelles	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2017	2019	En exécution	Obtention des permis
111	Ixelles	Remplacement des transformateurs 150/36 kV par des nouveaux de 125 MVA	2020-2025	2022	Planifié	
112	Midi	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2021	Planifié	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
113	Molenbeek	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2018	2021	En exécution	Obtention des permis
114	Molenbeek	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA	2020-2025	2024	Planifié	
115	Pachéco	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA	2017	2019	En exécution	Obtention des permis
116	Quai Demets	Remplacement du transformateur 150/36 kV 70 MVA par un de 125 MVA	2020-2025	2025 - 2030	Planifié	Révision du programme de travail
117	Schaerbeek	Remplacement du transformateur 150/36 kV de 125 MVA	2020-2025	2023	Planifié	
118	Schaerbeek	Nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	2020-2025	2023	Planifié	
119	Berchem-Sainte-Agathe	Nouveau poste 150 kV	2019	2021	Décidé	Obtention des permis
120	Air-Liquide	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2017	2019	En exécution	Report du client
121	Amercoeur	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et travaux de sécurité	2016	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
122	Antoing	Deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	2016	2018	Réalisé	Report du client
123	Antoing - Gaurain	Remplacement des pylônes de la ligne 150 kV	2017	2018	En exécution	Révision du programme de travail
124	Bascoup	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA et remplacement basse tension du poste 150 kV	2016	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
125	Bascoup - Ville-sur-Haine	Upgrade deuxième terne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (150 kV)	2018	2018	Réalisé	
126	Bas-Warneton	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA en antenne sur site existant	2017	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
127	Bas-Warneton	Extension du poste 150 kV avec deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	2020-2025	2023	Planifié	
128	Bas-Warneton - Ypres	Nouveau câble 150 kV	2016	2017	Réalisé	Obtention des permis
129	Bas-Warneton - Ypres	Deuxième nouveau câble 150 kV	Après 2025	2023	À l'étude	Optimisation par solution alternative
130	Baudour	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2024	À l'étude	
131	Baudour - Chièvres	Installation modules Ampacimon sur plusieurs lignes 150 kV	2015	2015	Réalisé	
132	Binche - Trivières	Nouveau câble 150 kV	2020-2025	2022	À l'étude	
133	Binche - Trivières	Remplacement de la ligne (150 kV)	2020-2025	2022	À l'étude	
134	Charleroi	Deux nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA et remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2019	En exécution	
135	Charleroi - Monceau	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (150 kV)	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
136	Chièvres	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2018	2018	En exécution	
137	Chièvres	Nouveau transformateur déphaseur 150/150 kV de 250 MVA	2019	2019	En exécution	
138	Ciply	Restructuration du poste (migration partielle vers 150 kV) et installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2020-2025	2022	Décidé	
139	Courcelles	Remplacement haute et basse tension du poste 380 kV	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
140	Dampremy	Démantèlement du poste 30 kV et transformation 150/30 kV	2019	2019	Décidé	
141	Farciennes	Deux nouveaux transformateurs 150/10 kV de 50 MVA et remplacement basse tension du poste 150 kV	2017	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
142	Fleurus	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	Planifié	
143	Fontaine-l'Évêque	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2016	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
144	Gaurain - Ruien	Rétrofit de la liaison existante 150 kV	2019	2020	Planifié	Révision du programme de travail
145	Ghlin	Remplacement du transformateur 150/30 kV par un nouveau de 110 MVA	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
146	Gilly	Nouveau poste 150 kV	Après 2025	/	Annulé	Optimisation par solution alternative
147	Gilly	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2017	2017	Réalisé	
148	Gilly - Jumet - Gouy	Nouvelle liaison 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	Planifié	
149	Gilly - Montignies	Nouveau câble 150 kV	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
150	Gouy	Nouveau transformateur 150/70 kV de 90 MVA et remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2016	2016	Réalisé	
151	Gouy	Remplacement haute tension du poste 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision du programme de travail
152	Gouy - Ville-sur-Haine	Nouveau câble 150 kV	2018	2018	En exécution	
153	Harchies - Quevaucamps	Remplacement de la ligne 150 kV	2020-2025	2022	Décidé	
154	Harmignies	Nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA dans un nouveau poste	2020-2025	2022	Décidé	
155	Ciply - Pâturages	Nouveau câble 150 kV	2017	2021	En exécution	Obtention des permis
156	Harmignies - Ville-sur-Haine	Exploitation du 2e terne de la ligne existante en 150 kV	2020-2025	2021	Planifié	
157	Jemappes	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2024	Planifié	
158	Jumet	Deux nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA dans un poste existant 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	
159	La Croyère	Trois nouveaux transformateurs 150/10 kV de 50 MVA dans un nouveau poste	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
160	Marche-lez-Écaussinnes	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2020	En exécution	Révision du programme de travail
161	Marquain	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	Planifié	
162	Mouscron	Démantèlement du poste 70 kV, extension/remplacement du poste en 150 kV	2019	2019	Décidé	
163	Mouscron - Wevelgem	Remplacement des conducteurs de la ligne 150 kV	2020-2025	2023	À l'étude	
164	Monceau	Remplacement haute tension du poste 150 kV	Après 2025	2025 - 2030	À l'étude	
165	Monceau	Extension du poste 150 kV	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
166	Monceau	Remplacement du transformateur-déphaseur 220/150 kV de 400 MVA	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
167	Monceau - Fontaine-l'Evêque - Beauregard	Déjumelage d'une ligne existante 150 kV	2016	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
168	Montignies	Remplacement des transformateurs par deux nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA	2015	2016	Réalisé	Révision du programme de travail
169	Montignies	Extension du poste 150 kV	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
170	Obourg	Restructuration du poste et installation de nouveaux transformateurs 150/6 kV de 40 MVA	2017	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
171	Pâturages	Restructuration du poste (migration partielle vers 150 kV) et installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2020-2025	2021	Décidé	
172	Tergnée	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	
173	Tergnée	Nouveau transformateur 150/70 kV de 90 MVA	2016	2016	Réalisé	
174	Tertre	Remplacement d'un transformateur 150/30 kV de 60 MVA par un nouveau transformateur 150/30 kV de 110 MVA	2016	2019	En exécution	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
175	Thuillies	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA en repiquage sur une ligne existante	2020-2025	2021	Planifié	
176	Trivières	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2022	À l'étude	
177	Ville-sur-Haine	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA, nouveau transformateur 150/70 kV 90 MVA et remplacement parti II haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2022	Décidé	
178	Ville-sur-Haine	Voir 177	/	/	/	
179	Ville-sur-Haine	Nouvelle réactance shunt 150 kV 75 Mvar et remplacement parti I haute et basse tension du poste 150 kV	2018	2019	En exécution	Report du client
180	Beringen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/10 kV par un nouveau de 40 MVA	2019	2021	En exécution	Révision du programme de travail
181	Brustem	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
182	Eisden	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/70 kV par un nouveau de 145 MVA	2018	2022	À l'étude	Révision du programme de travail
183	Eisden	Remplacement du transformateur 150/10 kV par un de 40 MVA	2020-2025	2023	À l'étude	
184	Godsheide	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2021	À l'étude	
185	Hercules (Beringen)	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2021	En exécution	
186	Herderen (Riemst)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2024	À l'étude	
187	Lanaken	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2023	À l'étude	
188	Langerlo	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
189	Langerlo	Remplacement du transformateur 150/70 kV	2020-2025	/	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
190	Lommel	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2021	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
191	Overpelt	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2018	2021	Décidé	Révision du programme de travail
192	Stalen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/70 kV par un nouveau de 145 MVA	2019	2022	À l'étude	Révision du programme de travail
193	Beringen - Tessenderlo Industriepark	Nouveau câble 150 kV	Après 2025	2023	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
193	Tessenderlo Industriepark	Nouveau transformateur 150/70 kV dans un poste existant 150 kV	Après 2025	2023	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
194	Amblève	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA dans un poste existant	2020-2025	2023	Planifié	
195	Amblève - Saint-Vith	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	2020-2025	Après 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
196	Ans	Deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA et un transformateur 150/70 kV de 145 MVA (récupéré de Bressoux) dans un nouveau poste	2017	2019	En exécution	Obtention des permis
197	Ans	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	2020-2025	2023	Planifié	
198	Awirs	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	2020-2025	2022	Planifié	
199	Awirs	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
200	Battice	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	2017	2019	En exécution	Obtention des permis et révision du programme de travail
201	Battice - Rabossée	Nouveau câble 150 kV	2017	2019	En exécution	Obtention des permis et révision du programme de travail
202	Battice - Eupen	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (150 kV)	2017	2019	En exécution	Obtention des permis et révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
203	Bévercé	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA dans un poste existant	2020-2025	2023	Décidé	Révision du programme de travail
204	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	2020-2025	2023	Décidé	Révision du programme de travail
205	Bévercé - Stephanshof - Butgenbach	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes (exploitée en 70 kV)	2016	2016	Réalisé	
206	Bressoux	Remplacement basse tension du poste 150 kV et nouveau transformateur 150/15-11/6 kV de 40 MVA (au lieu de deux transformateurs 70/15 kV de 20 MVA)	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
207	Bressoux - Jupille	Adaptation de la ligne existante 150 kV	2016	2016	Réalisé	
208	Brume	Nouveau transformateur 110/36 kV de 125 MVA dans un poste existant	2020-2025	/	Annulé	Optimisation par solution alternative
209	Brume	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA	2020-2025	/	Annulé	Optimisation par solution alternative
210	Brume	Nouveau transformateur 380/110/36 kV de 300 MVA (exploité en 380/36 kV)	En fonction de la décision du client	/	Annulé	Optimisation par solution alternative
211	Brume	Remplacement haute et basse tension du poste 380 kV	2019	2021	Décidé	Révision du programme de travail
212	Brume	Remplacement haute et basse tension du poste 220 kV	2020-2025	2022	À l'étude	
213	Butgenbach	Nouveau transformateur 110/15 kV dans un poste existant	2020-2025	2023	Décidé	Révision du programme de travail
214	Butgenbach	Extension du poste en 110 kV (exploité en 70 kV)	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
215	Clermont-sous-Huy	Démantèlement du poste 150/70 kV	2016	2016	Réalisé	
216	Eupen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2024	Planifié	
217	Gramme - Rimière	Travaux de remplacement de la ligne 150 kV (exploitation en 70 kV)	2016	2019	En exécution	Obtention des permis
218	Hannut	Nouveau poste avec un transformateur 150/70 kV de 90 MVA et deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	2018	2021	Décidé	Obtention des permis et révision du programme de travail
219	Heid-de-Goreux	Extension du poste en 110 kV (exploité en 70 kV)	2020-2025	2024	Planifié	
220	Jupille	Nouveau transformateur 220/150 kV de 300 MVA	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
221	Jupille	Remplacement basse tension du poste 220 kV	2020-2025	2022	Planifié	
222	Leval	Remplacement basse tension du poste 220 kV	2020-2025	2021	À l'étude	
223	Lixhe	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2022	À l'étude	
224	Lixhe	Adaptations de la ligne 150 kV : travaux de bretellage	2018	2020	Décidé	Révision du programme de travail
225	Petit-Rechain	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2015	2017	Réalisé	Révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
226	Rimière	Nouveau transformateur 220/70 kV de 90 MVA	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
227	Romsée	Remplacement basse tension du poste 220 kV	2017	2020	Décidé	Révision du programme de travail
228	Seraing	Remplacement du transformateur 220/70 kV par celui de Romsée	2019	/	Annulé	Optimisation par solution alternative
229	Seraing	Deux nouveaux transformateurs 220/15 kV de 50 MVA	2017	2018	En exécution	Révision du programme de travail
230	Stephanshof - Amblève	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	2016	2016	Réalisé	
231	Vottem	Adaptations de la ligne 150 kV : travaux de bretellage	2018	2020	Décidé	Révision du programme de travail
232	Aubange	Nouveau transformateur 220/15 kV de 50 MVA dans un poste existant	Après 2025	/	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
233	Aubange	Remplacement haute et basse tension du poste 220 kV	2015	2015	Réalisé	
234	Aubange	Démantèlement du poste 150 kV et nouvelle réactance shunt 220 kV de 130 MVA	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
235	Aubange	Remplacement basse tension du poste 380 kV	2017	2018	En exécution	Révision du programme de travail
236	Aubange - Villeroux	Réparations des fondations de la ligne 220 kV	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
237	Aubange - Villeroux	Réparations des fondations de la ligne 220 kV - 2ème phase	2020-2025	2021	À l'étude	
238	Bomal	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	2019	2022	Décidé	Obtention des permis
239	Bomal	Nouveau transformateur 220/70 kV de 110 MVA en repiquage sur la ligne Rimière-Villeroux	Après 2025	Après 2030	À l'étude	
240	Fays-les-Veneurs	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	2018	2021	Décidé	Obtention des permis
241	Heinsch	Remplacement du poste 220 kV	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
242	Marcourt	Restructuration du poste 220 kV	Après 2025	Après 2030	À l'étude	
243	Neufchâteau	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	2019	2021	Décidé	Révision du programme de travail
244	Neufchâteau - ligne Orgeo-Villeroux	Nouveau câble 110 kV	2020-2025	2022	Planifié	
245	Orgeo	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	2019	2023	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
246	Saint-Mard	Nouveau transformateur 220/15 kV de 50 MVA et remplacement basse tension du poste 220 kV	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
247	Saint-Mard, Marcourt ou Heinsch	Nouveau transformateur 220/70 kV de 75 MVA dans un poste existant	En fonction de l'évolution de la production et de la charge	/	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
248	Saint-Vith	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	2020-2025	2025 - 2030	Planifié	Révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
249	Soy	Nouveau poste 110 kV	2018	/	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
250	Villeroux	Remplacement haute et basse tension du poste 220 kV	2019	2022	À l'étude	Révision du programme de travail
251	Villers-sur-Semois	Remplacement du poste 110 kV (exploité en 70 kV)	2020-2025	2023	Planifié	
252	Achêne	Remplacement haute et basse tension du poste 380 kV	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
253	Auvelais	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2023	Planifié	
254	Auvelais - Gembloux	Remplacement de la ligne 150 kV	2020-2025	2022	Décidé	
255	Champion	Remplacement basse tension du poste 380 kV	2020-2025	2023	À l'étude	
256	Gramme	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2016	2016	Réalisé	
257	Gramme	Remplacement haute et basse tension du poste 380 kV	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
258	Hastière - Pondrôme	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2018	2024	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
259	Haute-Sarte	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2023	Planifié	
260	Les Isnes	Nouveau transformateur 110/12 kV de 40 MVA en antenne à Leuze	2020-2025	Après 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
261	Leuze - Waret	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2020-2025	Après 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
262	Marche-les-Dames	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2020-2025	2021	En exécution	
263	Miecret	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2020-2025	2024	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
264	Namur	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2016	2018	En exécution	Révision du programme de travail
265	Plate-Taille	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2015	2016	Réalisé	Report du client
266	Pondrôme	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2017	2019	En exécution	Révision du programme de travail
267	Romedenne	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2018	/	Annulé	Optimisation par solution alternative
268	Seilles	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2020-2025	2024	Planifié	
269	Warnant	Remplacement et upgrade du poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2017	2021	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
270	Alost	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA dans un poste existant	2020-2025	/	Annulé	Optimisation par solution alternative

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
271	Alost	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/70 kV de 125 MVA par un de 145 MVA	2019	2023	À l'étude	Obtention des permis et révision du programme de travail
272	Alost Nord	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2024	À l'étude	
273	Afrikalaan - Ham	Mise en souterrain d'une partie de la ligne 150 kV Ham - Ringvaart	2016	2018	En exécution	Révision du programme de travail
274	Doel	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2017	2019	En exécution	Révision du programme de travail
275	Doel	Remplacements couplages longitudinaux ainsi que haute et basse tension du poste 380 kV	2017	2022	À l'étude	Révision du programme de travail
276	Doel - Mercator	Adaptations des pylônes de la ligne 380 kV pour Saeftinghedok	2020-2025	2023	À l'étude	
277	Doel - Mercator	Adaptations des pylônes de la ligne 150 kV pour Saeftinghedok	2020-2025	2019	À l'étude	
278	Tronchiennes	Nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	Après 2025	/	Annulé	Optimisation par solution alternative
279	Tronchiennes	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/36 kV 65 MVA par un nouveau de 125 MVA	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	
280	Eeklo Noord	Deux nouveaux transformateurs 150/12 kV de 50 MVA et un nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	2016	2016	Réalisé	
281	Eeklo Noord	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2018	2018	En exécution	
282	Eeklo Pokmoer	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV et des transformateurs 150/36 kV 65 MVA par des nouveaux de 125 MVA	2020-2025	2023	À l'étude	
283	Eeklo Pokmoer - Langerbrugge	Remplacement des conducteurs de la ligne 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
284	Flora (Merelbeke)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
285	Flora (Merelbeke)	Diminution de l'incidence sonore des transformateurs 150/36 kV	2015	2016	Réalisé	Révision du programme de travail
286	Heimolen	Restructuration du poste et remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2022	À l'étude	
287	Heimolen - Saint-Nicolas	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (150 kV)	2017	2018	Décidé	Révision du programme de travail
288	Kluizendok (Gand)	Nouveau transformateur 150/36 kV 125 MVA sur nouveau site en repiquage sur ligne existante 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
289	Kluizendok (Gand)	Deux nouveaux transformateurs 150/12 kV de 50 MVA sur nouveau site en repiquage sur ligne existante 150 kV	2020-2025	/	Annulé	Optimisation par solution alternative
290	Langerbrugge	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2017	2019	En exécution	Révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
291	Langerbrugge - Rechteroever Gent	Upgrade de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure et nouvelle partie de câble 150 kV	2015	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
292	Mercator (Kruibeke)	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
293	Nieuwe Vaart	Remplacement basse et haute tension du poste 150 kV et nouveau transformateur 150/12 kV de 50 MVA	2016	2018	En exécution	Révision du programme de travail
294	Nieuwe Vaart	Restructuration du poste 150 kV	2016	2018	En exécution	Révision du programme de travail
295	Rechteroever Gent	Transfert du transformateur 150/36 kV de 125 MVA de Sadacem à Rechteroever	2015	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
296	Rodenhuize	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2019	2019	En exécution	
297	Ruien	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2020	En exécution	
298	Sadacem	Démantèlement du poste 150 kV	2016	2016	Réalisé	
299	Saint-Gille-Termonde	Nouveau poste 150 kV et nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision du programme de travail
300	Saint-Nicolas	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2017	2019	En exécution	Révision du programme de travail
301	Saint-Nicolas	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2015	2016	Réalisé	Révision du programme de travail
302	Wortegem	Remplacement basse tension du poste 150 kV et du transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2020-2025	2023	À l'étude	
303	Zele Industrie	Remplacement haute et basse tension duposte 150 kV	Après 2025	2025 - 2030	À l'étude	
304	Bruegel	Remplacement haute tension du poste 150 kV	2017	2021	En exécution	Révision du programme de travail
305	Bruegel	Remplacement haute tension du poste 380 kV	2020-2025	2023	À l'étude	
306	Bruegel - Dilbeek	Remplacement de la ligne 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	
307	Bruegel - Héliport	Nouveau câble 150 kV	2019	2020	En exécution	Obtention des permis
308	Bruegel - Berchem-Sainte-Agathe	Nouveau câble 150 kV	2019	2021	Décidé	Obtention des permis
309	Diest	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2023	À l'étude	
310	Drogenbos	Restructuration du poste 150 kV	2017	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
311	Buizingen	Extension du poste 150 kV en un poste complet - restructuration 150 kV	2020-2025	2019	En exécution	Révision du programme de travail
311	Drogenbos - Buizingen	Remplacement de la ligne complète 150 kV - restructuration du 150 kV	2020-2025	2019	Planifié	Révision du programme de travail
312	Eizeringen	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA en repiquage sur ligne existante	2020-2025	2021	À l'étude	
313	Gasthuisberg (Louvain)	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA et nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2018	2020	En exécution	Obtention des permis

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
314	Gasthuisberg (Louvain) - Wijgmaal	Nouveau câble 150 kV	2016	2018	Réalisé	Obtention des permis
315	Kobbegem	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA en repiquage sur ligne existante	2020-2025	2024	Planifié	
316	Malderen	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2019	En exécution	Révision du programme de travail
317	Malderen	Transfert d'un transformateur 150/70 kV de Schelle à Malderen	2018	2019	En exécution	Révision du programme de travail
318	Rhode-Saint-Genèse	Remplacement basse tension du poste 150 kV et installation d'un second transformateur 150/36 kV 125 MVA	2019	2021	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
319	Tirlemont	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	2018	2020	Décidé	Obtention des permis et révision du programme de travail
320	Baulers - Gouy	Remplacement d'une ligne 150 kV (exploitation en 70 kV)	2019	/	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
321	Oisquercq	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2022	Décidé	
322	Waterloo	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA	2020-2025	2025 - 2030	Planifié	Révision du programme de travail
323	Waterloo - Braine-l'Alleud	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA raccordé au nouveau câble 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	Planifié	
325	Beveren	Ajout d'une nouvelle travée ligne 150 kV et remplacement basse tension du poste 150 kV	2019	2022	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
326	Beveren-Pittem	Upgrade de la ligne 70 kV existante pour permettre une exploitation à 150 kV	2020-2025	2022	À l'étude	
327	Blauwe Toren	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
328	Brugge Waggelwater - Langerbrugge - Nieuwe Vaart	Installation modules Ampacimon sur plusieurs lignes 150 kV	2015	2015	Réalisé	
329	Brugge Waggelwater	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2015	2016	Réalisé	Révision du programme de travail
330	Brugge Waggelwater - Slijkens	Remplacement de la ligne 150 kV existante	Après 2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
331	Deinze - Ruien	Remplacement des conducteurs de la ligne 150 kV	Après 2025	2025 - 2030	À l'étude	
332	Ypres	Nouveau poste 150 kV	2017	2018	Réalisé	Révision du programme de travail
333	Ypres	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	2020-2025	2023	À l'étude	
334	Ypres - Ypres Nord	Déjumelage d'une ligne existante 150 kV	2016	2017	Réalisé	Révision du programme de travail
335	Ypres - Noordschote	Nouvelle liaison (ligne/câble) 150 kV	2020-2025	2024	À l'étude	
336	Ypres - Poperinge	Nouveau câble 150 kV	2017	2018	En exécution	Révision du programme de travail
337	Ypres Nord	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision du programme de travail

ID - FOP 2015 - 2025	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
338	Izegem	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2018	2022	Décidé	Révision du programme de travail
339	Izegem - Harlebeke - Desselgem	Remplacement de la ligne 150 kV	2020-2025	Après 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
340	Izegem - Vive-Saint-Bavon	Nouveau poste en repiquage sur liaison existante (câble) 150 kV	2015	2016	Réalisé	Révision du programme de travail
341	Coxyde	Extension du poste 150 kV avec un nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	
342	Coxyde - Noordschote	Nouvelle liaison (ligne/câble) 150 kV	2020-2025	2024	À l'étude	
343	Coxyde - Slijkens	Nouvel élément limiteur de flux (réactance shunt ou transformateur-déphaseur 150/150 kV)	2019	2021	À l'étude	Révision du programme de travail
344	Noordschote	Upgrade du poste pour permettre une exploitation à 150 kV	2020-2025	2024	À l'étude	
345	Pittem	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA et remplacement basse tension du poste 150 kV	2019	2022	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
346	Pittem	Remplacement du transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2020-2025	2022	À l'étude	
347	Poperinge	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA sur nouveau site	2017	2018	En exécution	Révision du programme de travail
348	Schoondale (Waregem)	Deux nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA dans un poste existant 150 kV	2015	2016	Réalisé	Révision du programme de travail
349	Vive-Saint-Bavon	Simplification du poste 70 kV, extension/ remplacement du poste 150 kV	2019	2021	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
350	Tielt	Remplacement basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision du programme de travail
351	Wevelgem	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV	2020-2025	2023	À l'étude	
352	Zedelgem	Nouveau poste 150 kV et nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	2020-2025	2025 - 2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
353	Marquain	Remplacement du transformateur 150/15 kV par un de 50 MVA	2019	2019	Décidé	
354	Aalter	Remplacement basse et haute tension du poste 150 kV	2018	2021	Décidé	Révision du programme de travail
n/a	Dilbeek	Diminution de l'incidende sonore	/	2017	Réalisé	
n/a	Gramme	Remplacement de plusieurs appareils haute tension du poste 380 kV	/	2017	Réalisé	
n/a	Heze	Installation d'une travée de ligne supplémentaire 150 kV	/	2018	Réalisé	
n/a	Plate-Taille	Remplacement haute et basse tension du poste 150 kV (suite)	/	2018	Réalisé	
n/a	Zandvliet	Remplacement des disjoncteurs 40 kA par 50 kA du poste 150 kV	/	2019	À l'étude	

6.5 LÉGENDE DES CARTES

- Poste existant (380 kV)
- Poste existant (220 kV)
- Poste existant (150 kV)
- Poste existant (110 kV)
- Poste existant (70 kV)

- Nouveau poste (380 et/ou 220 et/ou 150 et/ou 110 kV)
- Augmentation de la capacité de transformation ou des moyens de réglage de la tension (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Remplacement et/ou restructuration dans un poste existant (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Augmentation de la capacité de transformation et remplacements dans un poste existant (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Démantèlement poste

- Liaison HVDC existante
- Liaison 380 kV existante
- Liaison 220 kV existante
- Liaison 150 kV existante
- Liaison 110 kV existante

- Nouvelle ligne 380 kV
- Nouvelle ligne 220 kV
- Nouvelle ligne 150 kV
- Nouvelle ligne 110 kV

- Nouvelle liaison HDVC
- Nouveau câble 380 kV
- Nouveau câble 220 kV
- Nouveau câble 150 kV
- Nouveau câble 110 kV

- Adaptation d'une liaison 380 kV existante
- Adaptation d'une liaison 220 kV existante
- Adaptation d'une liaison 150 kV existante
- Démantèlement ligne ou mise hors service câble