

Région de Bruxelles-Capitale

22 avril 2025 – version provisoire pour consultation publique

Plan de développement 2026 – 2036

Photo de couverture : tirage de câbles devant le site d'Héliport

1. NOTE DE SYNTHÈSE	7
1.1 Lignes directrices du Plan de Développement 2026 – 2036	8
1.1.1 Importance croissante des projets de rénovation et évolution dans l'utilisation des niveaux de tension.....	8
1.1.2 Stabilité du prélèvement maximal sur le réseau Elia.....	9
1.1.3 Organisation des chantiers.....	9
1.2 Description générale du réseau de transport belge	11
1.2.1 Les composants du réseau	11
1.2.2 Architecture du réseau de transport dans et aux alentours de la Région de Bruxelles-Capitale.....	15
1.3 Développement du réseau de transport régional	17
1.3.1 Principe du « n-1 »	17
1.3.2 Les triggers du développement	18
1.3.3 Restructurations du réseau	19
1.4 Qualité d'approvisionnement.....	20
1.4.1 Pose de câbles 150 et 36 kV	20
1.4.2 Construction et rénovation de sous-stations	21
1.4.3 Qualité de l'alimentation et fiabilité des installations	22
2. CONTEXTE	25
2.1 Cadre légal	26
2.1.1 Elia Transmission Belgium	26
2.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale dans le marché libéralisé de l'électricité	26
2.1.3 L'établissement d'un Plan de Développement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale	30
2.2 La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050	33
2.2.1 Le changement climatique est un défi mondial	36
2.2.2 Le moment charnière de l'Europe – un système énergétique neutre en carbone d'ici 2050.....	38
2.2.3 La transition énergétique en Belgique	39
2.2.4 La technologie dans la transition énergétique.....	39
2.3 Moteurs d'investissement du développement du réseau	43
2.3.1 Développement et sécurité d'approvisionnement européens	43
2.3.2 Durabilité.....	44
2.3.3 Clients et gestionnaires de réseau de distribution.....	45
2.3.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local	45
2.3.5 Conformité fonctionnelle et technologique	49
2.4 Méthodologie du développement du réseau	50
2.4.1 Les scénarios comme avenir possibles du système énergétique	50
2.4.2 Détection des besoins	51
2.4.3 Élaboration de solutions	57
2.4.4 Gestion dynamique de portefeuille	61

2.5	L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia.....	62
2.5.1	Lutte contre le changement climatique.....	63
2.5.2	Soutien public aux infrastructures	68
2.5.3	Protection de l'environnement	70
3.	IDENTIFICATION DES BESOINS DU SYSTÈME	75
3.1	Introduction	76
	Alignement des Priorités avec gestionnaire du réseau de distribution	76
	Introduction.....	76
	Hypothèses et scénarios.....	76
	Alignement des besoins et du portefeuille de projets	76
	Conclusion.....	77
3.2	Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées	77
3.2.1	Impact sur la puissance de transformation vers la Moyenne Tension	78
3.2.2	Hypothèses.....	79
3.2.3	Résultats.....	81
3.2.4	Conclusions	82
3.3	Besoins de remplacement.....	82
3.3.1	Les équipements de protection	83
3.3.2	Les équipements de haute tension.....	83
3.3.3	Les équipements de câbles souterrains.....	84
3.3.4	Méthodes d'optimisation de la gestion des remplacements développées par Elia.....	85
4.	RÉSEAU DE TRANSPORT RÉGIONAL DE LA RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE	87
4.1	Visions générales du développement des réseaux de transport régional	88
4.1.1	Rationalisation du réseau de transport régional 36 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés	88
4.1.2	Intégration de la production décentralisée	89
4.1.3	Besoin de capacité de transformation supplémentaire en moyenne tension à la suite de la hausse des prélèvements dans le réseau à moyenne tension	90
4.1.4	Considérations sur l'usage de la flexibilité	91
4.2	Réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale: situation actuelle et vision long terme.....	92
4.2.1	Adéquation du réseau d'électricité aux niveaux de production et de consommation	92
4.2.2	Diagnostic des goulets d'étranglement sur le réseau d'électricité	93
4.2.3	Politique de renforcement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale.....	93
4.3	Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale	94
4.3.1	Objectifs en matière de fiabilité d'approvisionnement.....	94
4.3.2	Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent.....	96
4.3.3	Suivi des mesures d'efficacité énergétique	96

5. INVENTAIRE DES PROJETS	105
5.1 Tableau des mises en service réalisées	107
5.2 Tableau des adaptations du réseau de transport régional	108
6. NOTES EXPLICATIVES DES PROJETS	117
6.0 Impact des dégâts aux infrastructures publiques sur le planning des projets	118
6.1 Evolution du réseau dans l'ouest de Bruxelles	118
6.1.1 Bloc I : restructuration du réseau 150 kV	120
6.1.2 Bloc II : réduction du nombre de poches 36 kV	121
6.1.3 Bloc III : travaux « indépendants »	122
6.2 Remplacements du poste de Point-Ouest	123
6.3 Remplacement des équipements basse tension et de deux transformateurs au poste Botanique	123
6.4 Remplacement de la cabine MT et de deux transformateurs au poste Marché	123
6.5 De Greef	124
6.6 Rénovations dans le poste de Schaerbeek	124
6.7 Remplacement des équipements de basse tension et des transformateurs au poste Démosthène	125
6.8 Remplacements au poste de Drogenbos	125
6.9 Remplacements au poste Point-Sud et mise en antenne sur Midi	125
6.10 Remplacements au poste Pêcheurie	125
6.11 Évolution du réseau dans l'est de Bruxelles	126
6.11.1 Relocalisation des injecteurs dans la zone Vilvorde-Machelen-Schaerbeek	127
6.11.2 Restructuration des poches Dhanis-Nouveau Ixelles et Ixelles-Ixelles-Rhode	128
6.12 Restructuration de la zone Buda-Marly	130
6.13 Remplacements au poste de Machelen	130
6.14 Rénovation du poste Josaphat et entrée-sortie d'un des câbles Schaerbeek-Dunant .	132
6.15 Remplacement de la cabine MT au poste Charles-Quint	132
6.16 Remplacements au poste Dunant	132
6.17 Adaptations à Naples et implication pour Américaine	133
6.18 Rénovation du poste Dhanis	133

6.19	Rénovation du poste Ixelles.....	133
6.20	Remplacements au poste Elan	134
6.21	Remplacements au poste Woluwe	134
6.22	Remplacement des équipements obsolètes	134
6.22.1	Remplacement des câbles 36 kV	134
6.22.2	Remplacement de cabines 36 kV	135
6.22.3	Remplacement des équipements basse tension.....	135
6.23	Encuvement des transformateurs existants	135
6.24	Renforcement du nord-est de Bruxelles.....	136
6.25	Possibles renforcements suite aux augmentations de charge	136
6.26	Projets pour une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau.....	137
6.26.1	Sécurité : protection des sous-stations et des sites	137
6.26.2	Black-out mitigation	137
6.26.3	Les besoins de développement du réseau Datacom	137
7.	SOURCES.....	141

1. Note de synthèse

Ce chapitre met en avant les tendances du Plan de Développement 2026-2036 au paragraphe §1.1 et donne une explication générale du fonctionnement du réseau de transport au paragraphe §1.2 ainsi que de son développement au paragraphe §1.3. Suivent ensuite des explications quant à la qualité d’approvisionnement du réseau de la Région de Bruxelles-Capitale. Ces derniers éléments visent à cadrer les besoins d’investissements détaillés aux chapitres §5 et §6 .



1.1 Lignes directrices du Plan de Développement 2026 – 2036

1.1.1 Importance croissante des projets de rénovation et évolution dans l'utilisation des niveaux de tension

Les investissements liés aux besoins en rénovation prennent une part majoritaire dans les projets. Idéalement, ils sont combinés avec une optimisation du réseau existant. Ceci présuppose une vision d'avenir qui s'écarte de la reconstruction à l'identique des installations arrivées en fin de vie.

Ainsi, une rationalisation du réseau 36 kV est en cours, selon les lignes directrices suivies dans le cadre des études à long terme réalisées pour la Région de Bruxelles-Capitale :

- équilibrer les charges sur les sources 380 et 150 kV alimentant le réseau bruxellois ;
- rapprocher les injections 150/36 kV des centres de consommation afin d'éviter la pose de longs câbles 36 kV ;
- veiller à la cohérence géographique des poches 36 kV afin de les rendre les plus compactes possible ;
- créer des poches 36 kV à 3 injecteurs 150/36 kV fortes et autonomes afin de limiter la pose de longs câbles d'inter-appuis 36 kV venant d'une autre zone ;
- dans chaque poche, un axe 36 kV fort est maintenu entre les postes d'injection 150/36 kV. Les points d'injection 36/MT éloignés de cet axe 36 kV fort sont quant à eux, alimentés de manière radiale ;
- dans la mesure du possible, l'alimentation du gestionnaire du réseau de distribution passe de 36 kV à 150 kV. Dans la plupart des cas, cela a pour effet de mettre une capacité supplémentaire à la disposition du gestionnaire du réseau de distribution et de soulager le réseau de 36 kV. Cela laisse une marge pour l'augmentation de la consommation due à l'électrification croissante.

Ces investissements sont menés en étroite concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution (GRD).

La Figure 1.1 reprend la répartition des moteurs des investissements sur le réseau de transport régional. Les investissements liés aux réseaux 36 kV, moyenne tension et 150 kV avec impact sur les niveaux de tension 36 kV et moyenne tension y sont repris. On constate que près de la moitié des projets sont liés à la fiabilité de l'approvisionnement local en énergie. La réorganisation des réseaux de 36 kV contribue au développement durable.

Moteurs des investissements

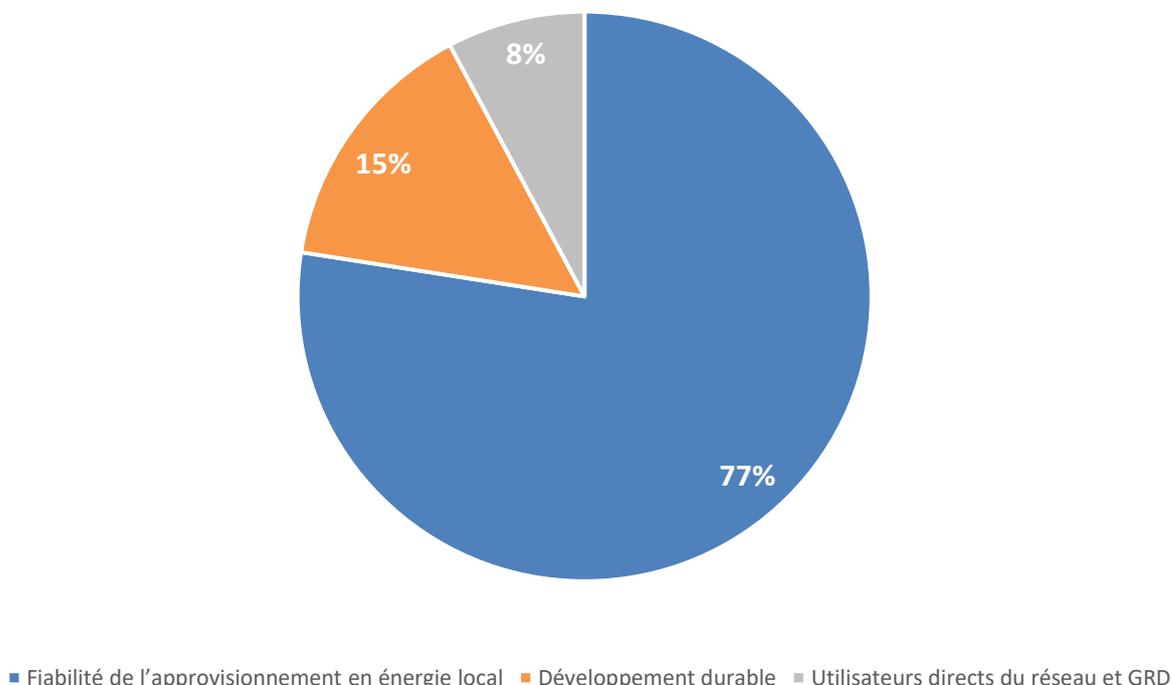


Figure 1.1 : Répartition des projets par moteur d’investissements

1.1.2 Stabilité du prélèvement maximal sur le réseau Elia

Le Plan de Développement de la Région de Bruxelles-Capitale s’appuie sur des hypothèses réconciliant un cadre macro-énergétique de référence et des prévisions de consommation et de production locales collectées annuellement auprès des utilisateurs du réseau. Ce sont principalement ces dernières qui influencent les investissements. Ainsi, Elia tient compte de l’arrivée des véhicules électriques, pompes à chaleur, intégration des énergies renouvelables décentralisées et de l’accroissement attendu de la population dans la capitale. De par le dimensionnement du réseau de transport de la région de Bruxelles-Capitale, l’impact de l’électrification et de la croissance démographique sur le réseau devrait rester limité à l’horizon de ce plan. Les renforcements complémentaires planifiés sont présentés dans ce plan.

1.1.3 Organisation des chantiers

Elia participe activement au processus permanent qui vise à améliorer la tenue des chantiers à Bruxelles, ainsi que leur coordination et la réduction de leurs impacts sur la qualité de vie et l’environnement.

A cet égard, nous notons le nombre actuellement important de projets urbanistiques et de rénovations de voiries et d'ouvrages d'art, qui nécessitent souvent des déplacements d'impétrants coûteux et complexes. Elia plaide pour une consultation de qualité, obligatoire, en amont de toute procédure de demande de permis, afin que la conception d'un projet dans l'espace public puisse pleinement prendre en compte la réalité du sous-sol et les contraintes techniques qui en découlent. Souvent, des adaptations minimales à ce stade permettraient des économies très significatives. Dans tous les cas, cette prise en compte permettrait une meilleure anticipation des travaux à effectuer par chacun. Elle serait donc bénéfique à l'ensemble des acteurs et des citoyens bruxellois, en termes financiers, de temps et de complexité des travaux.

Les dernières années ont par ailleurs été marquées par plusieurs incidents dans des galeries techniques ou ouvrages d'art. Celui qui a eu le plus d'impact s'est produit dans le pont Saintelette Nord, lorsqu'un incendie a dangereusement détérioré la structure du pont et détruit une bonne partie des câbles le traversant. Cet incendie et les dégâts qu'il a occasionnés ont été la source de retards et de complexité pour les projets dans l'ouest de Bruxelles.

En 2024, ce sont les dégradations des quais qui ont été particulièrement marquantes (Quai Monnoyer, du Hainaut et des Charbonnages), avec encore des conséquences très dommageables pour Elia.

Depuis de nombreuses années, Elia attire l'attention des autorités sur les risques liés à l'absence de gestion des galeries et caniveaux techniques et d'accorder une réelle priorité régionale à la gestion et l'entretien de l'infrastructure existante. Une initiative utile, visant à inventorier les galeries appartenant à la Région et organiser leur gestion, est en cours. Celle-ci ne pourra cependant être suivie d'effets que si un financement structurel est organisé.



1.2 Description générale du réseau de transport belge

1.2.1 Les composants du réseau

Le réseau électrique est constitué de liaisons et de sous-stations. Les liaisons permettent de transporter l'énergie électrique entre les sous-stations. Les sous-stations constituent les nœuds du réseau.

1.2.1.1 Les liaisons

Il y a lieu de faire la distinction entre deux types de liaisons à haute tension : celles qui sont apparentes – appelées lignes aériennes – et celles qui sont enterrées – appelées câbles souterrains.



Figure 1.2 : lignes aériennes

Une ligne aérienne se compose de pylônes, d'équipements et de conducteurs. Les pylônes sont le plus souvent de grandes structures métalliques. Pour les niveaux de tension les plus bas (30-70 kV), il peut s'agir de poteaux en béton. Les conducteurs sont des câbles dénudés (non isolés) qui assurent le transport de l'électricité tout le long de la ligne.

Les câbles souterrains sont des conducteurs entourés d'un isolant et d'une gaine protectrice. Ces derniers assurent une isolation du conducteur par rapport à l'environnement extérieur. Les câbles sont enterrés dans le sol. À leurs extrémités, ils ressortent du sol afin d'être connectés à une sous-station (Figure 1.3).



Figure 1.3 : câbles souterrains connectés sur un transformateur

1.2.1.2 Les sous-stations

Les liaisons aboutissent dans des sous-stations. Elles se composent d'équipements haute tension, de transformateurs et d'équipements secondaires.

Les équipements à haute tension sont regroupés en ensembles structurels : les travées et les jeux de barres. Les travées permettent de raccorder des éléments de réseau tels que des liaisons et des transformateurs aux jeux de barres. Les jeux de barres assurent la connexion entre les différentes travées. Cet ensemble constitue un véritable nœud dans le réseau.

Les travées se composent de différents appareils. Une première série d'appareils permet d'effectuer des mesures de tension et de courant. Une deuxième série comprend les appareils de coupure : un disjoncteur pouvant interrompre le courant passant dans la travée et des sectionneurs qui servent à isoler un élément du réseau. C'est grâce à ces derniers qu'il est possible d'entretenir les équipements en sécurité tout en conservant la majeure partie du réseau opérationnelle, et donc sous (haute) tension.

Il existe deux technologies d'équipements haute tension : les équipements isolés par l'air ambiant et les équipements isolés par du gaz sous pression. La première technologie, également appelée AIS (Air Insulated Substation), est la plus ancienne. Pour les niveaux de tension à partir du 70 kV, les équipements sont généralement visibles depuis l'extérieur.



Figure 1.4 : sous-station 150 kV de type AIS

La deuxième est appelée GIS (Gas Insulated Substation). Dans cette technologie, du gaz SF₆¹ est utilisé comme isolant. Il a l'avantage d'être 2,5 fois plus isolant que l'air. Il est de plus mis sous pression, jusqu'à 5 ou 6 bars, ce qui renforce son effet isolant. De par les hautes pressions utilisées, les équipements électriques sont confinés dans une épaisse enveloppe métallique. Le tout est abrité dans un bâtiment, afin de protéger les installations contre les conditions extérieures (pollution, pluie, variations de température, ...).

Le gain en isolation électrique permet de réduire considérablement les distances entre les éléments. Cela rend les sous-stations de type GIS beaucoup plus compactes que celles de type AIS. A titre d'exemple, une sous-station 150 kV permettant de connecter 6 lignes aériennes ou câbles souterrains et 5 transformateurs nécessiterait une superficie de 140 m x 40 m en AIS. La version GIS de cette même sous-station entre dans un bâtiment de 26 m x 10 m.

Cependant, le SF₆ est un gaz à effet de serre dont l'effet de réchauffement est beaucoup plus important que celui du CO₂. Par conséquent, une élimination progressive de l'utilisation du gaz SF₆ est prévue au niveau européen. L'impact de la nouvelle législation est décrite au paragraphe 2.2.4.1

¹ SF₆ – hexafluorure de soufre



Figure 1.5 : sous-station 150 kV de type GIS

Les transformateurs permettent de passer d'un niveau de tension à un autre.



Figure 1.6 : équipements secondaires d'une sous-station

Et enfin, tout ceci ne pourrait jamais fonctionner correctement sans les équipements secondaires, également appelés équipements basse tension ou protections. Ils assurent le déclenchement sélectif des installations en cas de court-circuit ainsi que les communications nécessaires au bon fonctionnement des installations et à la gestion du réseau à distance. Les protections sont essentielles pour garantir la sécurité des personnes se trouvant à proximité d'un équipement à haute tension, qu'il s'agisse d'équipements dans les sous-stations ou en dehors (lignes aériennes et câbles souterrains).

1.2.2 Architecture du réseau de transport dans et aux alentours de la Région de Bruxelles-Capitale

Le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale est alimenté depuis le réseau 380 kV en trois points de sa périphérie : Drogenbos, Bruegel (Dilbeek) et Verbrande Brug (Vilvorde). Les transformateurs 380/150 kV se trouvent dans ces trois points d'injection et assurent le transfert de l'énergie vers le réseau 150 kV qui entre dans Bruxelles. Étant alimenté par les principales unités de production nationales et les apports en provenance des pays voisins, le réseau 380 kV est une source sûre et fiable. Le réseau 150 kV constitue les artères principales du réseau de transport régional. On y retrouve des liaisons de secours entre les 3 sous-stations bénéficiant de l'injection 380 kV ainsi qu'une structure maillée (interconnectée) reliant les points d'injection vers les niveaux de tension inférieurs : le réseau 36 kV ou le réseau moyenne tension.

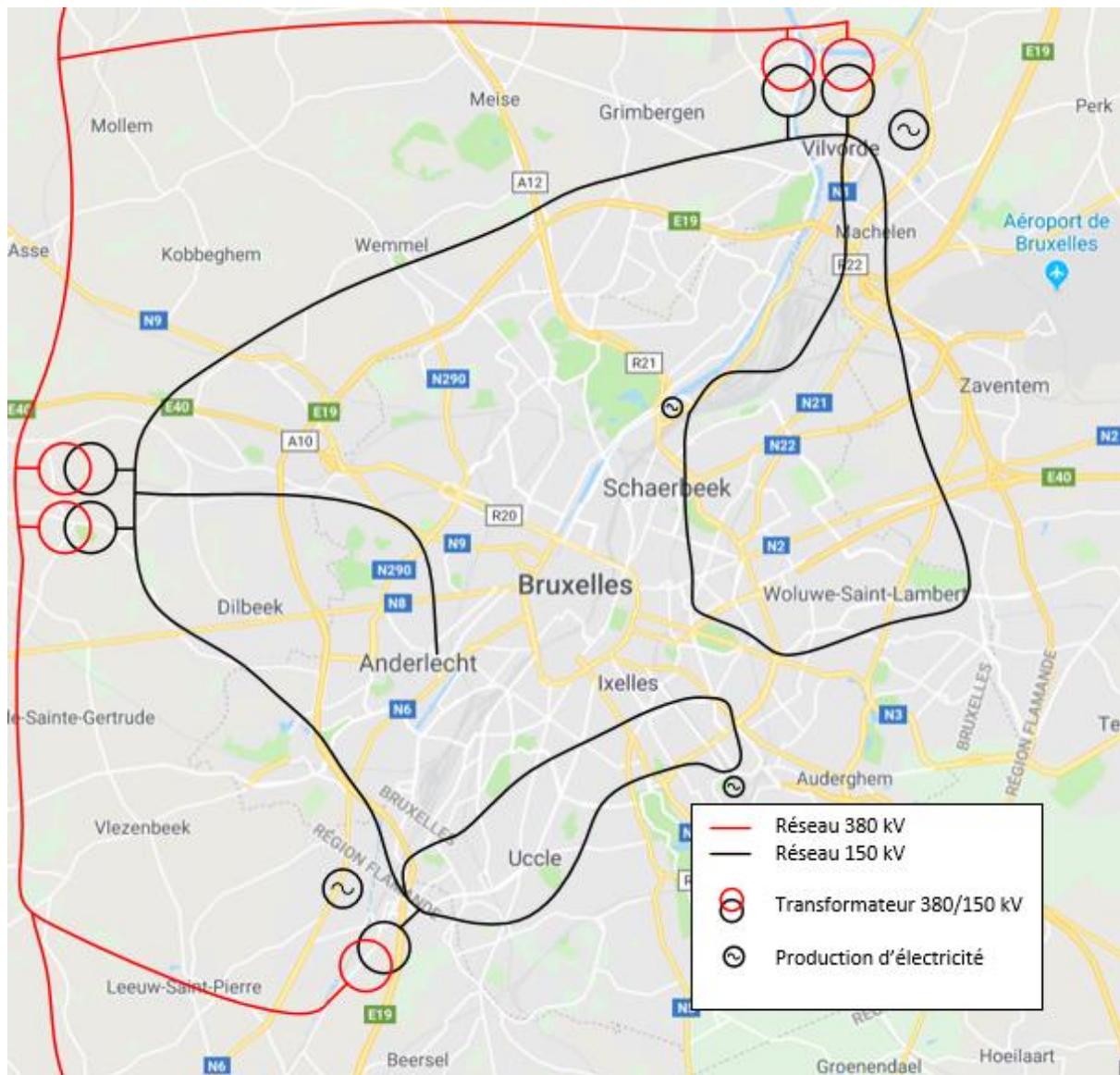


Figure 1.7 : structure simplifiée du réseau 150 kV en Région de Bruxelles-Capitale

Le réseau 36 kV est organisé en poches. Une poche comprend 2 ou 3 transformateurs injecteurs 150/36 kV, un réseau maillé de sous-stations reliées entre elles par des câbles souterrains, et des transformateurs de distribution. Ces derniers permettent d'alimenter le réseau moyenne tension géré par le gestionnaire du réseau de distribution. Certains clients industriels sont alimentés directement par le réseau 36 kV. En situation normale d'exploitation, il n'y a pas de lien entre les différentes poches 36 kV. Quelques liaisons d'inter-appuis permettent cependant de connecter une poche à une autre en cas de situation critique, en cas d'avarie d'un transformateur injecteur 150/36 kV par exemple. Le réseau 36 kV a l'avantage d'être moins onéreux que le réseau 150 kV. Il est également plus compact, et peut par conséquent plus facilement s'intégrer dans des endroits à forte densité de population. Sa capacité de transport est en revanche plus petite que celle du réseau 150 kV. Pour transporter des plus grandes puissances, il faut multiplier les installations 36 kV, ce qui finit dans certains cas par avoir un coût plus important qu'avec une infrastructure 150 kV. De plus, pour une même puissance transportée, les pertes réseaux sont 17 fois plus grandes en 36 kV qu'en 150 kV.

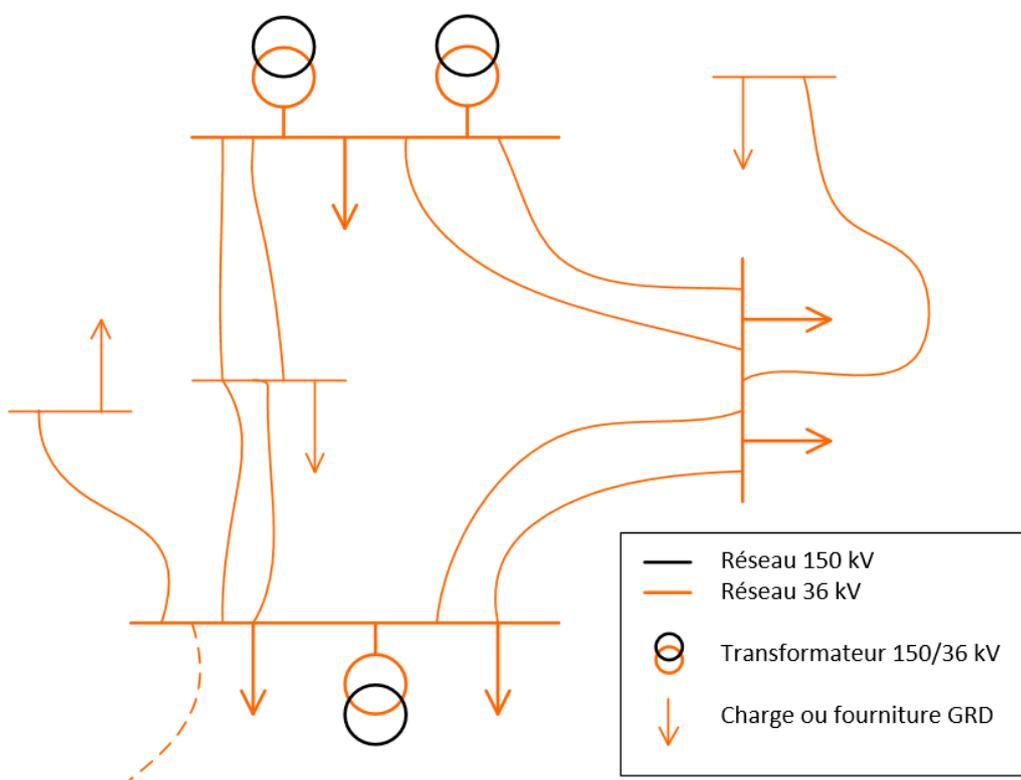


Figure 1.8 : structure type d'une poche 36 kV

Le réseau de moyenne tension, ou réseau de distribution, en Région de Bruxelles-Capitale est géré par Sibelga. Il est connecté au réseau de transport régional dans les points de fourniture. Pratiquement, ces points sont des sous-stations 150 et/ou 36 kV disposant de transformateurs de distribution qui alimentent une cabine moyenne tension. C'est en ces endroits que l'énergie est transmise du gestionnaire du réseau de transport régional, Elia, au gestionnaire de réseau de distribution ou GRD, Sibelga. Quand les conditions locales le permettent et si c'est économiquement justifié, les points de fourniture les plus gros sont alimentés directement depuis le réseau 150 kV. Dans les autres cas, ils sont alimentés par le

réseau 36 kV. Pour plus de détails concernant le réseau de distribution, le lecteur est renvoyé vers le plan d'investissements établi par Sibelga.

1.3 Développement du réseau de transport régional

Ci-dessous suit un résumé des informations reprises dans les sections §2.3 et §2.4. Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter ces sections.

1.3.1 Principe du « n-1 »

Lors du design du réseau de transport, il est toujours tenu compte du principe du « n-1 ». Il implique qu'à tout moment, le réseau de base peut subir la perte inattendue de n'importe quelle liaison sans qu'un utilisateur de réseau n'en subisse les conséquences. C'est ainsi qu'en situation normale d'exploitation, le déclenchement d'un câble 36 kV par exemple ne va pas générer de coupure longue auprès des consommateurs finaux. Il en est de même pour les transformateurs 150/36 kV. La perte d'un transformateur sera compensée par les autres transformateurs 150/36 kV alimentant la même poche 36 kV, avec l'aide éventuelle des liaisons d'inter-appuis vers une poche voisine.

Les incidents sur des équipements à haute tension trouvent leur origine dans des facteurs internes (défauts du matériel, comme une surchauffe dans un équipement suite à une erreur de fabrication ou de mise en œuvre) ou externes (intervention d'un tiers, comme l'endommagement d'un câble 36 kV lors de travaux d'excavation sur la voie publique). Ces défauts (incidents) peuvent survenir à n'importe quel moment. Le principe du « n-1 » permet d'assurer une sécurité d'alimentation adéquate des utilisateurs tout en tenant compte de ce caractère imprévisible. Il n'est en revanche pas tenu compte que deux incidents puissent survenir dans un court laps de temps dans une même zone. Cela mènerait en effet à des surcoûts déraisonnables pour couvrir un risque d'une probabilité infime.



Ce principe est également d'application pour les points de fourniture. La charge maximale qui peut être reprise par la cabine moyenne tension devrait être inférieure ou égale à la capacité d'alimentation de la sous-station. Cette dernière correspond à la puissance pouvant être

injectée depuis le réseau de transport régional en considérant la perte du transformateur de distribution le plus important. S'il est prévu ou établi avec le gestionnaire du réseau de distribution que la charge maximale dépasse la capacité d'approvisionnement à un point de livraison, une solution est recherchée conjointement. C'est ainsi que par exemple le projet suivant a été lancé pour répondre aux besoins de remplacement. La solution mise en œuvre permet en outre de résoudre des problèmes de dépassement de la capacité d'alimentation à court terme.

- Josaphat – Voltaire (voir §6.14) : ces deux points de fourniture sont proches l'un de l'autre (1 km à vol d'oiseau). Suite à de récentes évolutions aux alentours de Voltaire, la charge maximale du point de fourniture dépasse la capacité d'alimentation. Une étude conjointe réalisée avec le GRD, Sibelga, a démontré qu'il est plus intéressant de profiter des besoins de remplacement à la sous-station de Josaphat pour y renforcer la capacité d'alimentation. Suite à cela, et après passage du point de fourniture Josaphat en 11 kV, Sibelga pourra y transférer des charges depuis Voltaire. En attendant l'abandon du 6 kV à Josaphat en faveur du 11 kV, quelques charges de Voltaire ont momentanément été reportées par Sibelga vers d'autres points de fourniture voisins.

1.3.2 Les triggers du développement

Le réchauffement de la planète et le changement climatique qui l'accompagne, causé par l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre, sont reconnus scientifiquement, politiquement et juridiquement comme le défi mondial de cette génération et des générations futures depuis l'Accord de Paris sur le climat de 2015. Concrètement, cela signifie que le système électrique doit être préparé à des conditions de vent et de température plus extrêmes, à des écosystèmes perturbés ainsi qu'à d'éventuelles catastrophes telles que des inondations, des feux de forêt, etc.

Les triggers qui sont à l'origine des investissements dans le réseau de transport régional sont les suivants :

- Sécurité des personnes
- Sécurité des installations, souvent lié à la vétusté des équipements (voir §1.1.1)
- Sécurité de l'alimentation (voir §1.3.1)
- Évolution de la charge
- Évolution de la production

La sécurité des personnes est au cœur de l'attention d'Elia. Si une situation pouvant causer un dommage direct à une personne est détectée, il sera fait en sorte de mitiger le risque au plus vite. Lorsqu'une intervention plus conséquente permet de supprimer totalement le risque, elle sera prise en compte lors de la définition des projets de développement du réseau.

La section §2.4.4 présente les perspectives en termes d'évolution de la charge et son impact sur le réseau national. Une analyse plus détaillée pour la Région de Bruxelles-Capitale se trouve en §4.1.3. L'impact des véhicules électriques sur le réseau de transport régional est suivi de près par Elia. Selon les prévisions actuelles, leur avènement peut avoir un impact

limité sur le réseau de transport régional à l'horizon du présent plan de développement (voir §3.2).

De par sa densité, la Région de Bruxelles-Capitale ne dispose pas de beaucoup d'unités de production. La principale est l'incinérateur de déchets raccordé à Schaerbeek 36 kV. Une analyse de la saturation au niveau de la production sur le réseau de la région est disponible en §4.1.2. Elle démontre qu'il reste suffisamment de capacité pour accueillir des unités de production décentralisées sur l'ensemble de la Région.

1.3.3 Restructurations du réseau

Les besoins énoncés précédemment sont récoltés et analysés de manière simultanée dans le cadre d'études long terme. Une vision sur une zone plus ou moins étendue du réseau est élaborée en prenant en compte tous les paramètres disponibles. Deux études ont ainsi été réalisées sur la zone de Bruxelles : l'étude de Bruxelles Ouest (§6.1) et l'étude de Bruxelles Est (voir §6.11). Elles ont mis en avant des opportunités de restructurations conséquentes du réseau de la capitale, amenant des économies budgétaires sans affecter le niveau de qualité d'alimentation. Les principes poursuivis tout au long de ces études se retrouvent dans les sections §2.4 et §2.5. Il s'agit des principes généraux d'application pour l'ensemble du réseau de transport belge. Le contexte plus spécifique au réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale se trouve en section §4.1.

Un des atouts majeurs des études à long terme est d'installer des infrastructures 150 kV là où c'est techniquement réalisable et économiquement justifié. Leur capacité de transport pouvant être jusqu'à 6 fois plus importante qu'en 36 kV, permet de délester le réseau 36 kV là où il est surchargé, et de le supprimer là où il devient obsolète. Cette rationalisation du réseau 36 kV implique une légère augmentation de la longueur du réseau 150 kV. C'est ainsi que des nouveaux points d'injection depuis le réseau 150 kV vers la moyenne tension vont être créés.

L'étude réalisée sur l'ouest de Bruxelles permet également de répartir les charges transportées par le réseau 150 kV de manière plus équilibrée sur les points d'injection 380 kV de Bruegel et Drogenbos. Cette diversification des sources primaires sur une zone géographique permet d'en améliorer la sécurité d'alimentation. Une nouvelle boucle 150 kV issue de Bruegel viendra renforcer le nerf du réseau bruxellois. Elle reprendra par le même biais des charges 36 kV relativement excentrées du reste du réseau 36 kV. Finalement, un lien entre les boucles 150 kV issues de Bruegel et de Verbrande Brug assurera un ultime secours entre ces deux boucles, ce qui sécurisera une grande partie du réseau de la capitale (voir §6.1 : câble Hélicoptère – Pacheco).

Pour plus de détails concernant ces études et les avantages qui en découlent, le lecteur est renvoyé vers les sections §6.1 et §6.11.

1.4 Qualité d’approvisionnement

En tenant compte des conditions énumérées précédemment (voir §1.3) et de l’optimum technico-économique, Elia identifie des projets à mener sur les infrastructures du réseau de transport régional. Par le biais de ces projets, une sécurité d’alimentation optimale peut être garantie.

1.4.1 Pose de câbles 150 et 36 kV

Un nombre important de câbles 36 kV de la Région de Bruxelles-Capitale arrive en fin de vie à l’horizon Plan de Développement 2026-2036. Les études long terme réalisées sur l’ouest et l’est de la région ont permis d’éviter le renouvellement d’une grande partie de ces liaisons. Un nombre important de remplacements reste toutefois nécessaire à moyen terme.

Elia adopte une approche proactive afin de combiner au mieux le contexte sensible de la mobilité dans la région, les besoins des autres intervenants et ses propres besoins, dans un souci de réaliser dans les temps impartis les liaisons du réseau de demain. Outre sa participation active à la Commission de Coordination des Chantiers et aux différentes initiatives communales, une série d’initiatives particulières sont entreprises, par exemple pour informer et responsabiliser davantage ses entrepreneurs.

En général, la pose d’un nouveau câble se fait selon l’ordre suivant :

- 1) Ouverture d’une tranchée sur une longueur de +/- 800 m.
- 2) Tirage du câble sur toute la longueur de la tranchée en une fois.
- 3) Contrôles de l’état du câble.
- 4) Premier remblais et contrôles.
- 5) Deuxième remblais et finitions en surface sur toute la tranchée, à l’exception des extrémités.
- 6) Contrôle de la remise en état de la voirie.



Figure 1.9 : réfection d'une piste cyclable suite à la pose d'un câble

Afin de limiter l'impact sur la mobilité, la pose de gaines est cependant privilégiée sur certains segments et aux croisements. Cette méthode permet de reblayer plus rapidement les sections de tranchée sur lesquelles elle est appliquée.

Des conditions particulières aux câbles 150 kV sont par ailleurs prévues par le Protocole signé en 2017 par Elia et le gouvernement bruxellois.

1.4.2 Construction et rénovation de sous-stations

Le plus gros enjeu pour la construction et la rénovation de sous-stations dans la capitale est le manque de place. Lors du remplacement d'équipements, il est rarement possible d'implanter les nouvelles installations en lieu et place des anciennes. Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement pendant les travaux, il est souvent nécessaire de bâtir des nouveaux bâtiments lorsqu'il manque de place dans les infrastructures existantes.

Pour limiter les nuisances sonores et visuelles, les équipements haute tension et les transformateurs sont le plus souvent enfermés dans des bâtiments. En général, Elia a recours à des structures de bâtiment standard qui répondent de manière optimale aux besoins fonctionnels et visuels, tout en ayant un coût acceptable pour la communauté. Elia est également attentive à la bonne intégration visuelle de ses sous-stations dans leurs quartiers. Si le contexte le justifie, des efforts sont faits pour une meilleure intégration des bâtiments dans le style du quartier, et ce dans des limites budgétaires raisonnables.



Figure 1.10 : projet de rénovation de la sous-station Josaphat

1.4.3 Qualité de l'alimentation et fiabilité des installations

Le réseau de transport belge est composé d'un nombre élevé d'équipements. Elia se base sur un suivi des conditions des assets (qualité de l'huile dans les transformateurs, usure, ...), les faiblesses identifiées sur des appareils suite à des erreurs de conception et son expérience pour définir les besoins de remplacement de sorte à diminuer les risques de défaillance.

Malgré toutes les mesures prises, il reste toujours un risque d'incident qui mène à l'interruption d'alimentation pour des utilisateurs finaux. Chaque incident est analysé et des plans d'action sont élaborés et suivis. Elia tire de la sorte les conclusions nécessaires pour éviter que cela ne se reproduise.

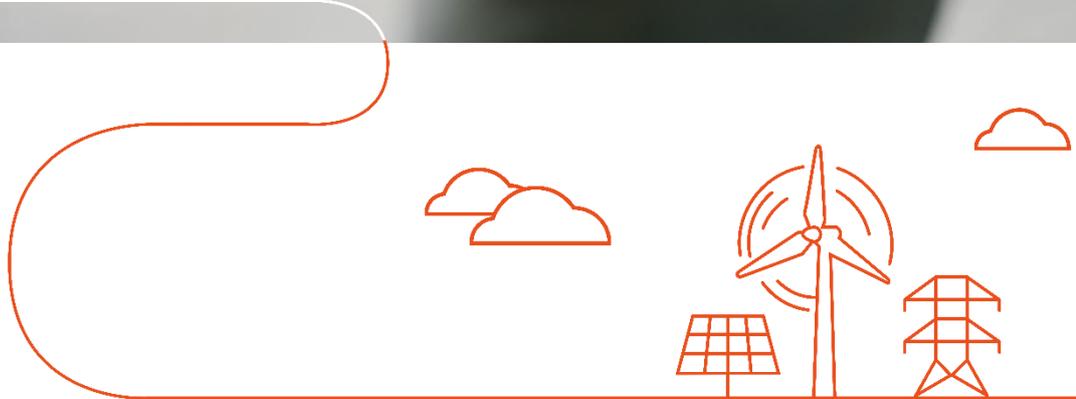
Un exemple d'un tel incident est celui qui a eu lieu en février 2017 dans la sous-station de Schaerbeek 36 kV. Plutôt exceptionnel, cet incident est survenu sur un type d'équipement qui n'avait encore démontré aucun signe de faiblesse, à un endroit particulièrement sensible dans le réseau. Les conséquences de cet incident furent anormalement grandes de par l'ampleur de la zone touchée (commune de Schaerbeek) et sa durée (jusqu'à 2 heures et 20 minutes). Des mesures ont été prises dans l'optique de réduire la probabilité d'un nouvel incident similaire sur le réseau de la Région de Bruxelles-Capitale.

Comme l'illustre le cas décrit ci-dessus, l'impact d'un incident sur le réseau de transport régional est souvent plus important que celui d'un incident survenant sur le réseau de distribution, au vu de la structure de ces réseaux. Le réseau de transport assure en effet l'alimentation d'un ensemble plus important de charges qu'au niveau du réseau de distribution. Les projets présentés dans ce plan ont donc pour objectif de limiter la probabilité que de tels incidents ne se produisent.

La section §4.3.1 présente les indicateurs utilisés pour définir le niveau de fiabilité du réseau de transport régional. Le lecteur y trouvera les statistiques relatives aux interruptions d'alimentation des utilisateurs finaux.



2. Contexte



2.1 Cadre légal

2.1.1 Elia Transmission Belgium

Elia Transmission Belgium (ETB) est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, dont les infrastructures sont détenues au travers de sa filiale Elia Asset, avec laquelle Elia Transmission Belgium forme une entité économique unique opérant sous le nom d'Elia.

Elia Transmission Belgium est désignée – selon les cadres réglementaires fédéral ou régionaux – pour les qualités 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)².

Elia est propriétaire de 100 % du réseau d'électricité à très haute tension (380 kV à 110 kV) et la quasi-intégralité des réseaux à haute tension (de 70 kV à 30 kV, sur base d'une liste nominative) en Belgique³.

2.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale 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 (UE) 2019/944, votée au niveau européen et concernant le marché intérieur de l'électricité, a été adoptée en mai 2019. Elle fait actuellement l'objet d'un trajet de transposition dans la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« Loi Électricité »).

Dans le cadre de cette législation européenne, la production et la fourniture d'électricité sont organisées selon les principes de libre concurrence. Le transport d'électricité relève en revanche 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 fédéral et régionaux, en fonction de la répartition des compétences en matière d'électricité.

² Au niveau fédéral, Elia a été désignée en tant que gestionnaire de réseau de transport par arrêté ministériel du 13 janvier 2020 pour un nouveau terme de 20 ans à partir du 1 janvier 2020. 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 mai 2020, également pour une durée de 20 ans. Pour la Région de Bruxelles-Capitale, Elia a été désignée gestionnaire de transport régional pour une nouvelle période de 20 ans à partir du 1^{er} janvier 2020 par l'arrêté du gouvernement de la région de Bruxelles-Capitale du 19 décembre 2019.

³ Elia est devenue propriétaire du réseau 70 kV de Nethys en région liégeoise qu'elle exploitait en tant que gestionnaire de réseau de transport local en région wallonne mais dont Nethys était restée propriétaire. Le transfert de propriété a pris effet le 1^{er} juillet 2019.

La législation bruxelloise prévoit dans l'ordonnance du 19 juillet 2001 les missions du gestionnaire du réseau de transport régional et les dispositions relatives au plan d'investissement. A cet égard, l'article 5 précise que le gestionnaire du réseau de transport régional est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau.

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



Figure 2.1 : Les trois missions d'Elia

GÉRER L'INFRASTRUCTURE

Alors qu'auparavant la gestion de l'infrastructure était surtout basée sur les besoins électriques, nous observons désormais la nécessité d'aborder cette gestion de manière plus large en tenant compte de l'évolution vers une économie durable, inclusive, neutre en carbone et circulaire, impliquant tous les secteurs. La neutralité carbone doit être atteinte d'ici 2050. Dans ce cadre, le secteur de l'électricité est clairement reconnu comme un catalyseur clé pour tous les secteurs d'une société zéro émission nette. Le réseau de transport doit dès lors être adapté afin de faciliter ces évolutions.

L'infrastructure du réseau de transport d'électricité est définie comme critique et il est donc nécessaire de prévoir certaines mesures de sécurité et de protection spécifiques. Celles-ci sont établies conformément aux dispositions du Chapitre 2 de la loi du 1^{er} juillet 2011⁴. De plus il est fondamental que le gestionnaire de réseau de transport puisse communiquer avec les utilisateurs de réseau de manière efficace et sûre même en cas d'absence d'approvisionnement électrique. C'est pour cela qu'Elia dispose d'un réseau de communication spécifique avec les solutions de secours nécessaires pour satisfaire au Chapitre 5 du code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique⁵.

⁴ Loi du 1er juillet 2011 relative à la sécurité et la protection des infrastructures critiques.

⁵ Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

GÉRER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

La transition énergétique affecte fortement la manière dont le réseau électrique est utilisé. D'une part, le mix énergétique de production évolue vers des sources de production décentralisées et renouvelables tandis que d'autre part, les habitudes de consommation évoluent avec de nouveaux usages (chauffage via pompes à chaleur, mobilité électrique, ...). Par nature, ces évolutions rendent les flux électriques de plus en plus volatiles et difficiles à prédire, pouvant rapidement varier dans l'espace et le temps. Pour garder le système électrique à l'équilibre entre la production et la consommation et gérer ces évolutions de flux, il faut disposer de plus en plus de moyens de gestion de la demande alors qu'auparavant la gestion de la production pouvait suffire. Il est dès lors essentiel de disposer d'outils – notamment digitaux – 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'électricité ne peut 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.

Pour ce faire, la loi du 30 juillet 2018 a modifié la Loi Électricité du 29 avril 1999 pour qu'Elia réalise tous les deux ans une étude qui analyse les besoins du système énergétique belge en matière d'adéquation et de flexibilité sur un horizon de 10 ans. La dernière étude d'adéquation et de flexibilité a été publiée en juin 2023 [ELI-1].

FACILITER LE MARCHÉ

Elia accomplit 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 en soutenant l'émergence de nouvelles technologies ou en rendant les conditions de participation neutre technologiquement et favorisent les échanges transfrontaliers sur différents horizons de temps. 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, qui a été étendue à une bonne partie de l'Europe continentale, et l'intégration des marchés infra journaliers au niveau pan-européen. Ces étapes importantes vers un marché de l'électricité intégré s'inscrivent dans l'implémentation actuelle du code de réseau relatif à l'allocation de capacité et à la gestion de la congestion⁶. Les capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers sont également appelées à augmenter avec la mise en œuvre progressive de la règle des 70 % issue de la mise en application du Clean Energy Package⁷, qui stipule que 70 % minimum de la capacité des réseaux doit être mis à disposition du marché. Elia se

⁶ Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

⁷ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

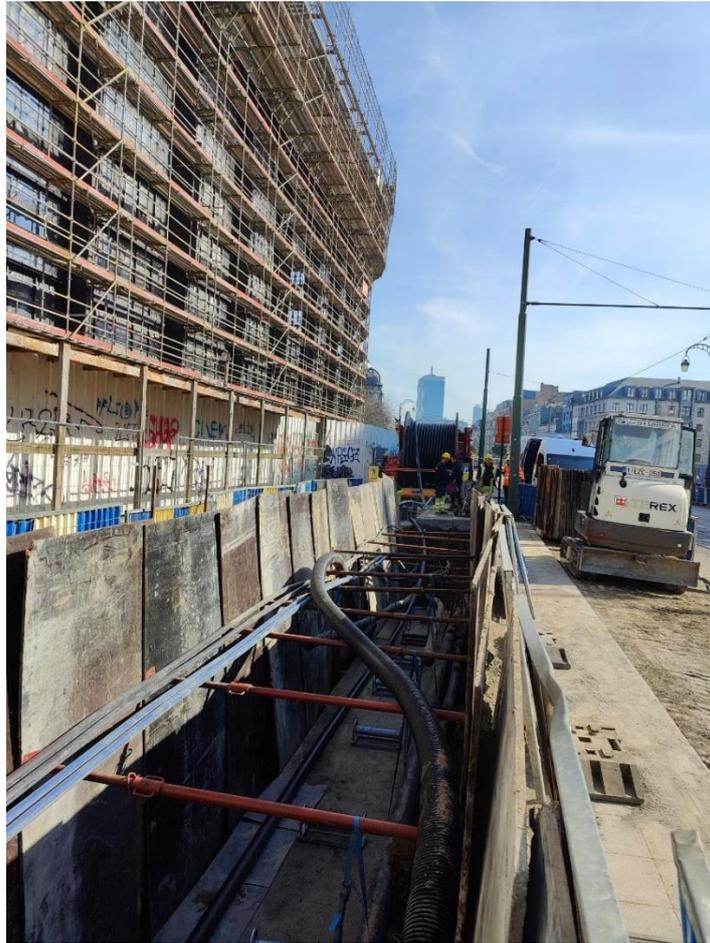
positionne de manière assez ambitieuse sur ce sujet, en bénéficiant d'une dérogation limitée et ciblée visant à couvrir les flux de bouclage qui trouvent leurs origines dans les pays voisins.

La politique énergétique future de la Belgique est également fortement influencée par les objectifs européens en matière de neutralité climat tels que présentés dans le Green Deal. La loi européenne sur le Climat⁸ inscrit dans une législation contraignante l'engagement de l'UE en faveur de la neutralité climatique et l'objectif intermédiaire de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030, par rapport aux niveaux de 1990. En outre, les directives européennes en matière de production d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique font l'objet d'une révision profonde pour tenir compte de ces nouveaux objectifs dans le cadre du paquet législatif « Fit for 55 » de l'Union européenne⁹. 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 2030. Par ailleurs, les impositions européennes en matière d'efficacité énergétique visent essentiellement à contenir le besoin d'énergie primaire. 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.

Alors que les missions de gestion de réseau continuent à se structurer autour de ces 3 axes principaux, leur traduction concrète en actions est largement impactée par les challenges posés par la transition énergétique, la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique.

⁸ Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) no 401/2009 et (UE) 2018/1999 (« loi européenne sur le climat »).

⁹ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. 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. Directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.



2.1.3 L'établissement d'un Plan de Développement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale

2.1.3.1 Contexte légal relatif au plan de développement

L'Ordonnance électricité, au travers de son article 12, charge le gestionnaire du réseau de transport régional d'établir un Plan de Développement « en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement » sur le réseau de transport régional. Cet article a été adapté en 2022 afin de prendre en compte l'évolution du cadre législatif européen.

Le Plan de Développement couvre une période de 10 années et est adapté tous les deux ans.

Au plan procédural, un projet de Plan de Développement est transmis au régulateur bruxellois Brugel pour le 15 juin, après consultation des parties prenantes concernées. Brugel informe Elia, en sa qualité de gestionnaire du réseau, de ses remarques pour le 15 juillet au plus tard. Elia élabore ensuite le projet définitif du Plan de Développement et le soumet à Brugel pour le 15 septembre. La proposition de Plan de Développement et l'avis de Brugel sont ensuite transmis pour le 30 octobre au Gouvernement bruxellois pour approbation.

Le Plan de Développement doit au moins contenir les éléments suivants :

- 1) une description détaillée de l'infrastructure existante ainsi que des principales infrastructures devant être construites ou mises à niveau durant les années couvertes par ledit plan ;
- 2) une estimation des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, des mesures d'efficacité énergétique promues par les autorités et envisagées par le gestionnaire de réseau, de la fourniture, de la consommation, des scénarii de développement des véhicules électriques, et des échanges avec les deux autres Régions et de leurs caractéristiques ;
- 3) une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, y compris, le cas échéant, les développements informatiques, le renforcement ou l'installation d'interconnexions de façon à assurer la correcte connexion aux réseaux auxquels le réseau est connecté, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant les cinq prochaines années et un calendrier pour ces projets d'investissement ;
- 4) la fixation des objectifs de qualité poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension ;
- 5) la politique menée en matière environnementale et en matière d'efficacité énergétique ;
- 6) la description de la politique de maintenance ;
- 7) la liste des interventions d'urgence réalisées durant l'année écoulée ;
- 8) l'état des études, projets et mises en œuvre des solutions techniques de la transition énergétique et des réseaux intelligents ;
- 9) la politique d'approvisionnement et d'appel de secours, dont la priorité octroyée aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou aux cogénérations à haut rendement ;
- 10) une description détaillée des aspects financiers des investissements envisagés ;
- 11) des informations sur les services, y compris les services de flexibilité à moyen et long terme à utiliser par le gestionnaire de réseau comme alternative à l'extension du réseau, y compris l'analyse coûts-avantages ;
- 12) la liste des infrastructures nécessaires pour connecter la nouvelle capacité de production et les charges, y compris les points de charge.

Ce plan sera soumis à l'approbation du Gouvernement après consultation publique et avis du régulateur régional. Cette consultation vise notamment à examiner si les investissements prévus couvrent tous les besoins recensés en matière d'investissement et si ce plan est cohérent avec le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne.

Une approbation lie les gestionnaires de réseau à la mise en œuvre du plan, surveillée et évaluée par le régulateur régional. À défaut de décision du Gouvernement au 31 décembre, ou au plus tard trois mois et demi après le dépôt des propositions de Plan de Développement, le Plan de Développement est réputé approuvé.

D'autre part, ce Plan de Développement est également conforme aux politiques énergétiques développées au niveau bruxellois, notamment définies dans l' Accord de Gouvernement le

plus récent pour la période 2019-2024. Celui-ci met en exergue la nécessité d’agir sur la réduction de la consommation énergétique, la performance énergétique des bâtiments et la promotion de l’énergie verte. La Région de Bruxelles-Capitale a également rédigé un Plan Énergie Climat 2030, dont une partie du contenu a servi de contribution au Plan National Énergie Climat (PNEC) dont la version actualisée a été soumise le 22 novembre 2023. Ce plan comprend à la fois des aspects fédéraux et régionaux.

2.1.3.2 Lien avec les autres plans régionaux et le plan fédéral

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

Il s’ensuit qu’en plus du Plan de Développement de la Région de Bruxelles-Capitale¹⁰, Elia doit établir les documents suivants pour le réseau de transport local ou régional qu’elle gère: un Plan d’Investissements pour la Région flamande¹¹ et un Plan d’Adaptation pour la Région wallonne¹². En plus de cela, Elia établit un Plan de Développement fédéral pour les réseaux dont le niveau de tension est supérieur à 70 kV.

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, allant du 380 kV au 30 kV.

¹⁰ Plan de développement prévu à l’art. 12 de l’Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l’organisation du marché d’électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

¹¹ Plan d’Investissements prévu à l’article 4.1.19 du décret énergie du 8 mai 2009.

¹² Plan d’Adaptation prévu à l’article 15 du décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l’organisation du marché régional de l’électricité.



2.2 La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050

Ce chapitre décrit le contexte juridique, politique et socio-économique dans lequel s'inscrivent les Plans de Développement fédéral et régionaux pour soutenir les objectifs européens, nationaux et régionaux. Le chapitre montre où se situent les défis à relever pour soutenir au maximum l'objectif primordial de décarbonation du système énergétique et accélérer la transition énergétique, en tenant compte des incidences socio-économiques.

Les Plans de Développement du système électrique visent à soutenir les trois piliers du trilemme énergétique : promouvoir le caractère abordable, la durabilité et la fiabilité du système électrique. Un réseau bien développé facilite en effet la diversification des sources de production grâce au développement des interconnexions et des renforcements internes, favorisant ainsi la sécurité d'approvisionnement et l'intégration des sources d'énergie renouvelables (SER). Le développement du marché européen et intérieur de l'électricité favorise l'accès à l'énergie et son caractère abordable, au bénéfice de la société et de la compétitivité de notre économie.

LES OBJECTIFS ET LES DÉFIS DU TRILEMME ÉNERGÉTIQUE



1. Un système fiable

Le système électrique est fiable lorsque la production et la demande sont constamment en équilibre et que les lumières restent allumées.

Un réseau de transport qui fonctionne bien achemine à tout moment l'électricité produite vers les centres de consommation et soutient ainsi le développement socio-économique.

Avec l'augmentation des volumes d'énergie renouvelable, la gestion des systèmes devient de plus en plus difficile.

Du côté de la production (plus ou moins de vent et de soleil), il existe de grandes variations qui doivent être absorbées du côté de la demande. Pour maintenir l'équilibre du système, la consommation du futur devra s'adapter davantage à la production du moment. C'est ce qu'on appelle le changement de paradigme.

2. Un système durable

Un système durable maximise l'intégration des sources d'énergie renouvelable. Outre l'accès à la production nationale (sur terre et en mer), un système durable permet également d'accéder à la production renouvelable à l'étranger (par le biais d'interconnecteurs) et en mer du Nord.

La durabilité signifie également que le système lui-même doit être efficace sur le plan énergétique et être développé de manière durable, en tenant compte de l'impact sur les personnes et l'environnement.

3. Un système abordable

Grâce à un réseau électrique fort et développé de manière optimale, les consommateurs ont accès aux sources d'énergie les plus efficaces, aussi bien en Belgique qu'à l'étranger. Cela garantit la convergence des prix avec les pays voisins et améliore notre position concurrentielle.

Le Groupe Elia est partisan d'un système énergétique axé sur les consommateurs permettant à ces derniers d'y participer activement. En adaptant leur consommation à la production actuelle, les consommateurs contribuent à maintenir l'équilibre du système et en sont financièrement récompensés (facture d'électricité moins élevée).

Toutefois, ces trois piliers sont fortement influencés et dominés par les ambitions politiques et socio-économiques spécifiques en Europe et au-delà, ainsi que par les politiques nationales et régionales. L'objectif européen ultime, depuis les ambitions affichées dans le Green Deal est **de devenir le premier continent climatiquement neutre du monde d'ici 2050**. Cet objectif concret nécessite une transition complète au niveau du système énergétique et pas seulement pour le système électrique. La traduction de ces ambitions en plans d'action concrets, qui représentent également une accélération par rapport au passé, est indispensable pour enrayer le changement climatique le plus rapidement possible et pour nous permettre de continuer à vivre durablement en tant que société sur une planète qui se réchauffe déjà.

La transition énergétique proprement dite doit être comprise comme la transformation de notre système énergétique en un système à faible émission de carbone qui s'appuie autant que possible sur des sources d'énergie renouvelables et d'autres technologies à faible émission de carbone pour son approvisionnement énergétique.

Cette transition énergétique durable est l'histoire d'énormes défis technologiques et socio-économiques, qui touchent transversalement tous les secteurs de la société. Le système électrique est au cœur de cette transition énergétique et doit se soutenir, mais aussi soutenir les autres secteurs (transports, bâtiments, agriculture, industrie, chauffage, etc.), dans leur cheminement vers une décarbonisation totale. La voie de la décarbonisation totale commence toujours par l'application du principe d'efficacité énergétique, l'objectif étant de réaliser des économies maximales sur les besoins en énergie primaire. L'efficacité énergétique se traduit généralement par une augmentation nette de la demande d'électricité due à l'électrification d'autres secteurs, malgré les gains d'efficacité associés à une réduction de la consommation d'électricité existante. L'électrification et la numérisation associée, en plus de servir l'objectif de décarbonisation, apporteront également une plus grande flexibilité au système, une nécessité absolue dans le monde des énergies renouvelables.

Le système électrique lui-même joue donc un rôle clé dans la contribution de la société à la décarbonisation pour réduire ses propres émissions directes et indirectes, ainsi qu'un rôle de facilitateur pour tous les autres secteurs, par l'électrification directe et indirecte. Outre l'écologisation de l'électricité, la décarbonisation d'autres vecteurs énergétiques (par exemple, les molécules) sera également indispensable, car toutes les utilisations ne seront pas électriques. Outre son rôle clé en tant que facilitateur de l'atténuation des effets néfastes du climat, le système électrique lui-même doit également réaliser les adaptations nécessaires pour faire face aux phénomènes météorologiques modifiés (températures plus extrêmes, conditions de vent, inondations, incendies de forêt, etc.) résultant du changement climatique.

L'objectif de neutralité climatique est également influencé par les nouvelles réalités géopolitiques, pour lesquelles la Commission européenne a formulé sa proposition d'approche à travers le plan RePowerEU [EUC-1]. La guerre en Ukraine et les conséquences de la pandémie de Covid ont contribué au fait qu'en très peu de temps, les prix du gaz et de l'électricité en Europe ont fortement augmenté et sont devenus volatils, avec un impact socio-économique extrême et une contribution à l'inflation générale. Pour contrer ce phénomène, un des principaux objectifs de l'Europe est désormais de réduire à court terme et à un rythme accéléré sa dépendance énergétique vis-à-vis des combustibles fossiles en provenance de la Russie, tout en s'attaquant à la crise climatique. Ces objectifs sont traduits par le plan REPowerEU et permettront d'accélérer la transition énergétique durable.

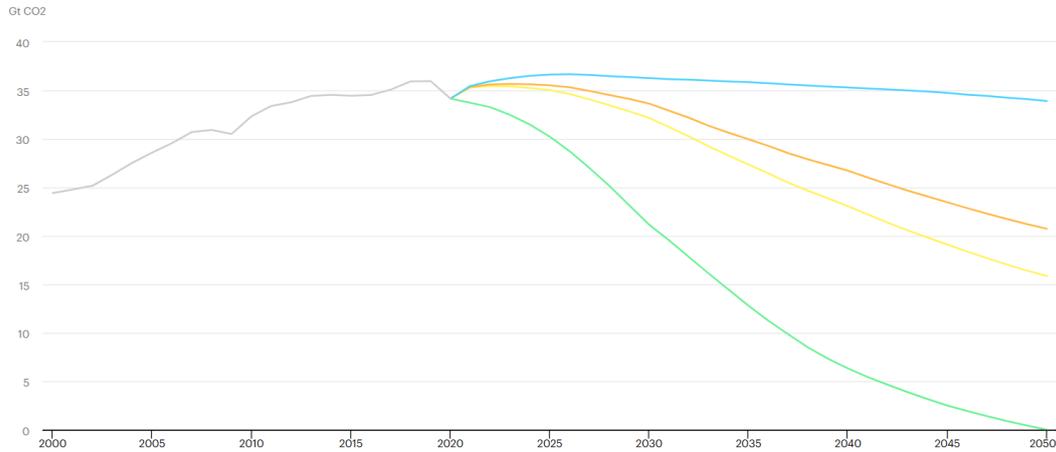
2.2.1 Le changement climatique est un défi mondial

Le réchauffement de la planète et le changement climatique qui l'accompagne, causé par l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre, sont reconnus scientifiquement, politiquement et juridiquement comme le défi mondial de cette génération et des générations futures depuis l'Accord de Paris sur le climat en 2015. Les émissions de carbone directes et équivalentes ayant un potentiel de réchauffement sont au centre de cet accord mondial, dans le but de maximiser leur réduction dès que possible. L'objectif ultime est de limiter l'augmentation de la température mondiale à un maximum de 2°C en moyenne en 2100, par rapport à l'ère préindustrielle, et de préférence à un maximum de 1,5°C [IPC-1].

L'objectif ultime est de limiter l'augmentation de la température mondiale à un maximum de 2°C en moyenne en 2100, par rapport à l'ère préindustrielle, et de préférence à un maximum de 1,5°C [IPC-1].

On estime que le réchauffement de la planète en 2022 se situe entre 1,2 et 1,3°C [CAT-1]. Le dernier rapport du GIEC [IPC-1] affirme sans équivoque que le moment est venu de réagir. Cela signifie que chaque molécule de CO₂ (ou équivalent) émise aujourd'hui et non captée contribue intégralement à une accélération exponentielle du changement climatique, pour laquelle tant les coûts d'adaptation au changement climatique que d'atténuation du changement climatique sont importants. Toutes les solutions qui peuvent être lancées à court terme doivent être explorées afin de limiter de manière significative l'augmentation de la température mondiale, car les systèmes humains et naturels sont confrontés à de graves risques supplémentaires, dont certains sont irréversibles.

Malgré cette urgence climatique et les promesses faites mondialement par les différentes nations pour la combattre, les émissions totales effectives de gaz à effet de serre ont continué d'augmenter au cours des dernières décennies, comme le montre la Figure 2.2. En outre, il existe également une différence entre la somme des différents objectifs nationaux et l'objectif climatique le plus récent (COP 29 à Bakou). En termes de mesures d'atténuation du changement climatique, le monde est donc à la traîne – c'est ce qu'on appelle également le déficit d'émissions, illustré dans la Figure 2.2 par la différence entre les courbes jaune et verte. Pour maintenir le réchauffement de la planète en dessous de 1,5°C, le monde doit s'engager sur la courbe verte ; alors qu'aujourd'hui, il y a juste suffisamment d'idées et d'initiatives sur la table pour atteindre 2,6 à 3,1 °C au maximum. En outre, ces idées n'ont pas encore été traduites en législation nationale et en objectifs contraignants, ces derniers plaçant pour l'instant le monde entre la courbe bleue et la courbe orange.



IEA, Licence: CC BY 4.0

● Historical ● Stated Policies Scenario ● Announced Pledges Scenario ● Announced Pledges Scenario - updated with COP26 pledges as of 3rd November ● Net Zero Scenario

Figure 2.2 : Émissions de CO2 dans les scénarios du World Energy Outlook au fil du temps, 2000-2050 – Graphiques [IEA-1]

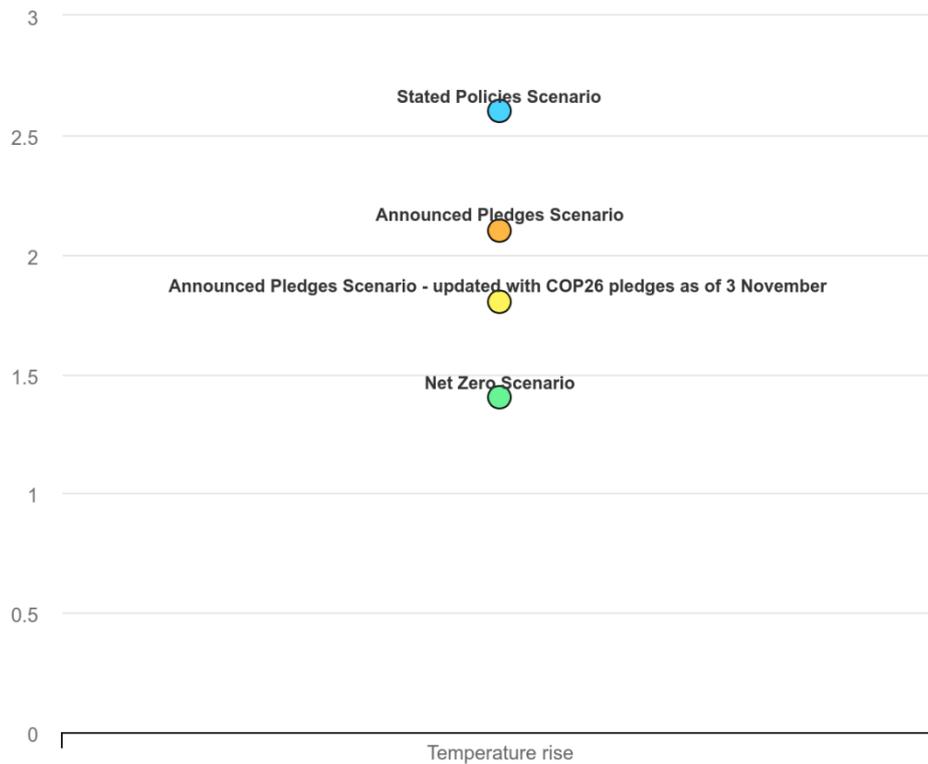


Figure 2.3 : Augmentation de la température en 2100 par rapport à la période préindustrielle, par scénario [IEA-2]

Entre-temps, il est également clair que non seulement l'atténuation du changement climatique, mais aussi les mesures¹³ et les investissements d'adaptation au changement climatique seront indispensables pour faire face aux effets durables du changement climatique qui se sont déjà produits. Les secteurs de l'énergie et les systèmes électriques devront se développer dans ce contexte d'adaptation. Concrètement, cela signifie que le système électrique doit être préparé à des conditions de vent et de température plus extrêmes, à des écosystèmes perturbés ainsi qu'à d'éventuelles catastrophes telles que des inondations, des feux de forêt, etc. Le dernier rapport du GIEC [IPC-1] souligne que, même si l'augmentation des phénomènes météorologiques et climatiques extrêmes a déjà entraîné des conséquences irréversibles, il faut agir maintenant pour limiter les pertes et les dommages. Tout nouveau retard dans l'action mondiale coordonnée et anticipée en matière d'adaptation et d'atténuation fera passer à côté d'une occasion courte et rapide de garantir un avenir vivable et durable pour tous. Malgré les progrès réalisés en matière de planification et de mise en œuvre de l'adaptation dans tous les secteurs et toutes les régions, le dernier rapport du GIEC suggère que, parallèlement au déficit d'émissions, un déficit de résilience analogue se manifeste également, lequel mérite une attention accrue.

2.2.2 Le moment charnière de l'Europe – un système énergétique neutre en carbone d'ici 2050

En 2025, on constate que l'Europe émet environ 3,3 milliards de tonnes de CO₂ par an, contre 50 à 55 milliards de tonnes dans le monde. Ceci est illustré par la Figure 2.4.

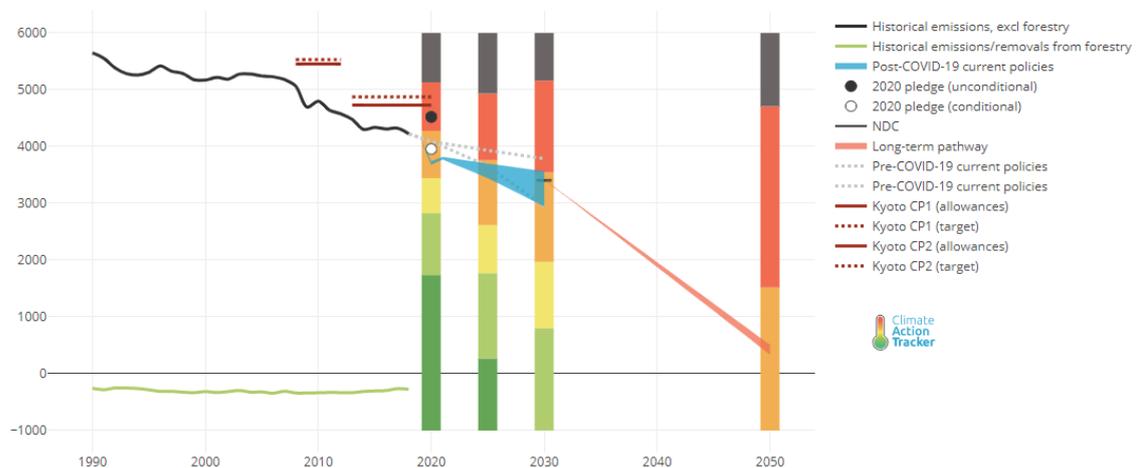


Figure 2.4 : Émissions européennes de CO₂ (ou équivalent) dans tous les secteurs [CAT-1]

L'Europe est donc sur une trajectoire descendante, contrairement au niveau mondial en termes d'émissions absolues. Cependant, l'ambition d'atteindre la neutralité carbone pour le continent européen d'ici 2050 nécessite une nouvelle accélération de la réduction des gaz à

¹³ Art.7 of Paris agreement on GGA = global goal of adaptation (Art.7 de l'accord de Paris sur le GGA = objectif global d'adaptation)

effet de serre, par rapport aux dernières décennies. Cette ambition de neutralité carbone s'est concrétisée en 2019 par le « Green Deal » et a été également consacrée juridiquement par la loi européenne sur le climat [EUC-2]. Une ambition intermédiaire de 55 % de réduction des émissions de CO₂ d'ici 2030 a également été fixée et sera concrétisée par diverses initiatives législatives qui, dans leur ensemble, constituent le paquet « Fit for 55 ».

Le Plan de Développement fédéral 2024-2034 [ELI-20] décrit plus en détail le Green Deal, de la loi sur le climat, du paquet « Fit for 55 » et du Plan REPowerEU et l'impact attendu sur le système énergétique européen en termes d'émissions de CO₂ pour tous les secteurs et l'intégration nécessaire des sources d'énergie renouvelable (SER) pour réduire suffisamment et à temps l'empreinte CO₂ de la production d'électricité.

2.2.3 La transition énergétique en Belgique

Dans le cadre de la politique énergétique européenne mentionnée ci-dessus, le gouvernement belge s'efforcera d'atteindre les objectifs fixés pour rendre possible une société belge neutre en carbone d'ici 2050 [BEL-1], et s'efforce d'assurer un approvisionnement énergétique fiable, abordable et durable tant pour les entreprises que pour les ménages. À cette fin, le gouvernement belge met en œuvre diverses politiques et mesures, qui peuvent être retrouvées dans le Plan de Développement fédéral 2024-2034 [ELI-20].

2.2.4 La technologie dans la transition énergétique

Pour réaliser la transition énergétique et intégrer à grande échelle les sources d'énergie renouvelables, le réseau électrique doit s'adapter à une vitesse sans précédent. Le progrès technique dans différents domaines est un pilier indispensable pour y parvenir.

Dans ce contexte, Elia est constamment à la recherche de nouvelles solutions et technologies pour transformer ces ambitions en réalité. L'objectif de cette section est de clarifier, pour certaines technologies cruciales, leur fonctionnement, leur rôle dans la transition énergétique, les défis qu'elles comportent et leur état de développement.

2.2.4.1 Alternatives au gaz SF₆

Le gaz SF₆ (hexafluorure de soufre) est un agent isolant et extincteur idéal pour les postes à haute tension et les équipements de commutation. À l'origine, le gaz SF₆ était principalement utilisé au sein du réseau de transport belge comme agent extincteur dans les disjoncteurs installés dans les postes AIS. Dans ce cas, les installations sont placées sur des isolateurs et l'air ambiant est utilisé comme isolant entre les parties sous tension. Mais les excellentes propriétés d'isolation du gaz SF₆ par rapport à l'air ambiant permettent la construction d'installations beaucoup plus compactes. De telles installations sont appelées GIS (Gas Insulated System) (Figure 2.5), c'est-à-dire une installation haute tension entièrement enveloppée de gaz SF₆. Compte tenu de la pression croissante sur l'utilisation de l'espace et

de l'impact visuel¹⁴ de l'infrastructure électrique, les GIS se sont de plus en plus imposés dans le réseau haute tension belge.



Figure 2.5 : Sous-station GIS de Berchem-Saint-Agathe

La très grande fiabilité, la sécurité et la faible maintenance de la technologie SF₆ ont eu un impact positif sur la disponibilité du réseau au cours des dernières décennies.

L'utilisation du SF₆ est depuis longtemps réglementée au niveau européen par le règlement sur les gaz à effet de serre fluorés (842/2006 CE). Avec sa révision en 2014 (517/2014 CE), les applications du SF₆ ont été interdites à l'exception des équipements haute tension et ce, en raison d'un manque d'alternatives valables.

Entre-temps, les fabricants ont massivement investi dans le développement d'installations utilisant des gaz ou des mélanges de gaz alternatifs dont le PRG (Potentiel de Réchauffement Global) est beaucoup plus faible. Actuellement, les premières alternatives sont disponibles sur le marché pour des applications standard jusqu'à 110 kV.

Dans le cadre du Green Deal, une révision de la réglementation sur les gaz F est en cours. La Direction générale du climat évalue actuellement une interdiction totale ou partielle de l'utilisation du gaz SF₆ dans les nouveaux équipements à haute et moyenne tension, en fonction de la disponibilité d'alternatives sur le marché.

En février 2024, l'Union Européenne a donné plus de clarté quant à l'abandon progressif de l'utilisation du gaz SF₆ dans les postes à haute et moyenne tension, ce qui aura un impact potentiellement très important sur les activités d'Elia.

¹⁴ Ces GIS sont en effet généralement installés dans des bâtiments.

Afin de minimiser les rejets de gaz SF₆, Elia a développé une politique d'investissement et de maintenance spécifique avec pour objectif d'atteindre un taux de fuite inférieur à 0,25 % pour l'ensemble de la flotte.

- Les nouvelles installations qu'Elia achète ont un taux de fuite très faible, comme le prescrit la norme. Les fabricants doivent garantir ce taux de fuite pendant la période de garantie. Les appareils installés historiquement sur notre réseau ont un taux de fuite maximum garanti de 1 % pendant la période de garantie. Pour les appareils installés aujourd'hui, ce taux de fuite n'est pas supérieur à 0,5 %. En raison du renouvellement de nos installations, notre parc installé évolue systématiquement d'appareils présentant un taux de fuite de conception garanti de 1 % vers 0,5 % ;
- Des procédures très strictes, des certifications et des équipements spécialisés sont mis en place lors de la réalisation de travaux sur des compartiments remplis de gaz SF₆, dans le but de minimiser la libération de gaz SF₆ lors des interventions ;
- Les installations utilisant le gaz SF₆ font également l'objet d'une surveillance stricte afin de pouvoir intervenir rapidement en cas de fuite.

Des actions supplémentaires sont mises en œuvre pour affiner la méthode de surveillance afin d'être également en mesure de surveiller les très petites fuites (< 0,25 %).

En outre, Elia participe intensivement à la recherche sur la technologie de commutation sans SF₆ et travaille sur un cadre stratégique pour assurer cette transition technologique en douceur. Avant d'installer de nouvelles technologies sur le réseau, il faut procéder à une analyse approfondie de la fiabilité à long terme, de la sécurité et de l'impact sur la santé des gaz alternatifs. En outre, ces technologies doivent également répondre aux exigences techniques imposées.

En effet, en raison de la stabilité plus faible des gaz alternatifs et de la nouvelle technologie qu'ils impliquent, il existe un risque d'indisponibilité plus élevée, de coûts de maintenance et éventuellement de durée de vie technique plus courte par rapport à la technologie SF₆ actuelle. Afin d'évaluer ces paramètres, deux projets pilotes sont en cours : une nouvelle installation GIS (Gas Insulated Switchgear) en 70 kV (Anthisnes) dont la mise en service est prévue pour 2026 et un disjoncteur AIS (Air Insulated Switchgear) en 70 kV (Marcourt) dont la mise en service a été réalisée en 2021 (Figure 2.6).



Figure 2.6 : Premier disjoncteur sans SF6 d'une nouvelle génération sur le réseau 70kV d'Elia (sous-station 70kV de Marcourt)

Les technologies alternatives, si elles sont évaluées positivement, seront utilisées comme norme pour les nouveaux équipements aux niveaux de tension 70 kV et 110 kV dans quelques années. Pour nos autres niveaux de tension, le développement est plus lent :

- Le réseau belge de 36 kV est une tension non normalisée par la CEI (Commission Électrotechnique Internationale) ($U_r = 40,5$ kV). Les constructeurs ont donc inscrit le développement d'une technologie de commutation sans SF₆ à la fin de leur feuille de route pour la moyenne tension. Par conséquent, les alternatives de 36 kV ne seront pas introduites avant 2025.
- Le réseau dans d'autres pays européens présente rarement le 150 kV comme niveau de tension. La technologie de commutation sans SF₆ pour le 150 kV n'est donc pas (encore) reprise dans la feuille de route R&D des constructeurs, ou seulement à la fin de celle-ci. Pour cette raison, les progrès devraient être plus rapides sur le 220 kV.

2.2.4.2 Projets innovants pour une utilisation plus optimale et plus sûre du réseau

Au-delà des projets d'extension et de renforcement du réseau, il est également crucial pour Elia de rester ouvert à toute opportunité qui permettrait d'améliorer l'utilisation de l'infrastructure existante. Par exemple, en adaptant certains processus, il est souvent possible d'exploiter le réseau plus près des limites opérationnelles et ainsi d'utiliser de manière plus optimale l'infrastructure existante et de retarder voire éviter certains investissements. Pour cette raison, Elia Group s'intéresse de près à l'innovation dans les processus d'exploitation du système. Deux initiatives sont mentionnées dans cette section et sont présentées plus en détails dans le cadre du Plan De Développement fédéral :

- L'application de l'intelligence artificielle (IA) ou de l'analyse avancée (*advanced analytics*) aux processus de dispatching afin de fournir une aide à la prise de décision dans des situations complexes qui conduiraient autrement à des situations dangereuses ;
- La stabilisation du comportement dynamique et harmonique du réseau à travers la recherche et le test des convertisseurs dit « grid forming ».

2.3 Moteurs d'investissement du développement du réseau

Comme expliqué dans les sections précédentes, le Plan de Développement doit fournir une vue d'ensemble des besoins en capacités de transport futures et du programme d'investissement correspondant, afin d'atteindre les objectifs poursuivis au niveaux régionaux, national et européen. Avant de commencer les études détaillées dans la section §2.4, il est important d'avoir une vue d'ensemble des moteurs d'investissement qui peuvent être à l'origine des besoins du système et, en fin de compte, des projets d'investissement. Un motif est la raison ou l'évolution sous-jacente qui peut créer des besoins de développement spécifiques pour le réseau de transport. Elia utilise 5 clusters de moteurs d'investissement, qui sont présentés dans cette section. Ce chapitre donne une vue d'ensemble de ces clusters. La section suivante §2.4 explique ensuite comment ces moteurs d'investissement sont traduits en besoins du système dans une première étape et en projets d'investissement dans une deuxième étape. Il convient de noter que les projets d'infrastructure élaborés répondent généralement à plus d'un des moteurs d'investissement suivants. Il est également important de noter que l'intention n'est pas de fournir une liste exhaustive de tous les moteurs d'investissement ou évolutions sous-jacentes.

Les 5 clusters de moteurs d'investissement sont :

1. Développement européen et sécurité d'approvisionnement ;
2. Durabilité ;
3. Clients et gestionnaires de réseau de distribution ;
4. Fiabilité de l'approvisionnement électrique local ;
5. Conformité fonctionnelle et technologique.

2.3.1 Développement et sécurité d'approvisionnement européens

Les projets relatifs à la facilitation de l'intégration du marché au niveau européen, à l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement et à l'accueil des productions décentralisées et centralisées concernent le niveau fédéral et sont donc décrits plus en détails dans le Plan de Développement fédéral 2024-2034 [ELI-20].

2.3.2 Durabilité

Comme décrit dans le Rapport annuel sur le Développement durable [ELI-7], Elia soutient le **Green Deal européen**. Ce cluster contient donc les moteurs d'investissement de développement du réseau de transport qui découlent de l'ambition d'atteindre les objectifs européens, nationaux et régionaux en matière d'énergies renouvelables, de climat et de décarbonisation. Ce cluster contient, bien entendu, un large éventail de moteurs d'investissement. Cependant, dans le contexte actuel, le développement des énergies renouvelables et l'électrification de divers secteurs sont les plus pertinents. Les deux sont abordés en termes généraux ci-dessous. Dans le chapitre 3, Identification des besoins du système, les besoins qui découlent de ces évolutions seront abordés plus en détail.

DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

L'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable dans le réseau de transport est l'une des évolutions les plus décisives dans ce contexte. Le développement de grandes quantités d'énergie renouvelable supplémentaire provenant de la mer du Nord (principalement l'énergie éolienne), tant dans les eaux belges qu'au-delà, affectera principalement le système horizontal (tant à terre qu'en mer). Le système horizontal est expliqué plus en détail dans le Plan de Développement fédéral [ELI-20]. L'intégration de la production renouvelable décentralisée en Belgique se fait principalement par le biais du système vertical, qui est partiellement proposée dans les plans régionaux.

Le réseau de transport existant offre déjà une capacité d'accueil importante pour la production décentralisée, à condition qu'elle soit géographiquement dispersée. Grâce à cette capacité, la plupart des productions existantes de ce type pouvaient déjà être connectées. À l'avenir également, il est important que ce type de production soit réalisé de préférence là où les réseaux à haute tension ont une capacité d'accueil restante suffisante. Dans certains cas, cependant, l'augmentation de la production décentralisée peut justifier un renforcement ou une extension spécifique du réseau.

Pour ce qui concerne la Région de Bruxelles-Capitale, périmètre du présent Plan de Développement 2026-2036, le développement de l'infrastructure du réseau de transport régional ne devrait pas être affecté outre mesure par l'essor des énergies renouvelables, sous réserve du développement de grands projets non encore connus à ce jour. La consommation d'énergie en Région de Bruxelles-Capitale est en effet principalement d'origine résidentielle et tertiaire : elle est suffisante pour absorber la production décentralisée annoncée. De plus, les contraintes urbanistiques et le tissu industriel relativement moins développé limitent le potentiel en matière de déploiement de la production renouvelable décentralisée.

ÉLECTRIFICATION

Comme expliqué dans le Plan de Développement fédéral, l'électrification est la bonne approche dans certains secteurs pour augmenter considérablement l'efficacité énergétique et donc réduire les émissions de CO₂ de ces secteurs. Dans le contexte actuel, les véhicules électriques et les pompes à chaleur sont les exemples les plus connus, mais on trouve également un potentiel important d'électrification dans certains secteurs industriels. De telles évolutions peuvent augmenter considérablement la consommation locale d'électricité et

nécessitent donc aussi des ajustements importants du réseau électrique, ou de sa gestion opérationnelle. Alors que les véhicules électriques et les pompes à chaleur affecteront principalement le système vertical, l'électrification de l'industrie aura aussi un impact majeur sur le développement du réseau du système horizontal.

2.3.3 Clients et gestionnaires de réseau de distribution

Elia consulte régulièrement les utilisateurs du réseau directement connectés et les gestionnaires de réseau de distribution afin de répondre efficacement à leurs besoins. Dans le cas des utilisateurs directs du réseau, cela peut se traduire par la nécessité d'augmenter la capacité du réseau de transport, ou par une expansion du réseau de transport.

En collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution, le besoin de capacité supplémentaire de la transformation moyenne tension est identifié en premier lieu. Il convient de noter ici qu'il existe un lien avec le motif précédent concernant la durabilité. En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de distribution et l'impact de l'électrification peuvent également affecter la capacité de transformation nécessaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Ces évolutions sont identifiées à travers cette étroite collaboration.

2.3.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local

Ce motif renvoie principalement à l'évolution de la consommation d'électricité et à la modernisation des équipements obsolètes.

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Afin d'anticiper à temps les augmentations de la consommation d'électricité, Elia établit des prévisions de la consommation future d'électricité. Le motif de l'électrification, tel que discuté ci-dessus dans le contexte de la durabilité, a naturellement aussi un impact sur la consommation d'électricité et est pris en compte dans ces prévisions. Cependant, en raison de sa nature spécifique et¹⁵ disruptive¹⁶, elle a été cataloguée dans la catégorie de la durabilité. Le motif de ce cluster est l'évolution générale de la consommation d'électricité due à la croissance démographique ou à l'augmentation de l'activité économique, qui ont un caractère plus évolutif¹⁷ au niveau belge.

La Figure 2.7 donne un aperçu schématique des paramètres les plus importants qui sont pris en compte dans ce contexte.

¹⁵ L'électrification accrue est une conséquence directe des ambitions de l'Europe en matière de durabilité.

¹⁶ Une forte augmentation est attendue dans un temps limité. Ensuite, une stabilisation aura lieu.

¹⁷ Des changements plus lents et moins soudains



Figure 2.7 : Principaux moteurs d'investissement déterminant la consommation d'électricité

● **Indicateurs macroéconomiques**

Une augmentation de la population ou de l'activité économique, comme le développement de nouvelles zones industrielles, aura une incidence sur la consommation d'électricité. Une augmentation du bien-être dans certaines régions entraîne généralement aussi une augmentation de la consommation d'électricité.

● **Température**

Il s'agit du fait que la consommation d'électricité dépend de la température ambiante ou de la thermo-sensitivité. Dans une année où les vagues de froid sont nombreuses, par exemple, la consommation d'électricité en hiver sera considérablement plus élevée que les autres années. Ces phénomènes exceptionnels sont corrigés dans les perspectives afin que les décisions d'investissement tiennent compte de l'(im)probabilité de tels événements.

● **Efficacité énergétique**

Un degré croissant d'efficacité énergétique grâce à un éclairage plus efficace, une meilleure isolation des maisons, etc. réduira la consommation d'électricité.

MODERNISATION D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES

Le réseau de transport régional Bruxellois s'est développé en même temps que le développement économique de la région. Elle est le résultat de plusieurs vagues d'investissements remontant à l'interconnexion des bassins industriels et à la création des compagnies d'électricité durant l'entre-deux-guerres, suivies d'une forte croissance économique après la Seconde Guerre mondiale, de l'émergence de l'énergie nucléaire, du raccordement des centrales à gaz au cycle combiné et enfin du contexte actuel d'obsolescence des équipements existants et du développement de la production renouvelable.

Les différents composants du réseau de transport ont chacun leur propre durée de vie typique. Les transformateurs, les câbles et les lignes aériennes ont respectivement une durée de vie de 60, 70 et même 80 ans et plus. La durée de vie des équipements de protection, en revanche, diminue avec l'évolution technologique (passage de l'électromécanique à l'électronique puis au numérique). La modernisation des équipements obsolètes est donc un facteur clé du réseau de transport. Ces équipements doivent être remplacés afin de continuer à garantir un très haut niveau de fiabilité et de sécurité pour les utilisateurs du réseau.

Il est important de comprendre que la « vétusté » va bien au-delà de la simple usure. Il s'agit d'équipements qui ne fonctionnent plus de manière optimale dans leur environnement, ce qui peut entraîner des risques considérables pour la fiabilité de l'approvisionnement énergétique (local) (par exemple, après la défaillance d'un équipement). La section §2.4.2.3, explique comment Elia détermine quand un équipement est « obsolète ». Les exigences du système qui en résultent seront clarifiées dans la section §3.3.

Une autre évolution importante de ce cadre consiste à traiter les conséquences du changement climatique, ou risques climatiques physiques. Les risques climatiques physiques se divisent en deux catégories : les risques chroniques et les risques aigus. Sur base des meilleurs scénarios climatiques disponibles aujourd'hui, une évaluation de la vulnérabilité de nos activités a été réalisée. Elle a souligné les effets potentiellement dommageables des vagues de chaleur, des vagues de froid, des tempêtes, de la sécheresse et des incendies de forêt sur l'infrastructure du réseau. Tous ces phénomènes font partie des risques physiques aigus.

Les conditions climatiques sévères ont déjà été prises en compte lors de la conception de nos infrastructures. Toutefois, d'autres améliorations peuvent être nécessaires à l'avenir. En effet, des événements d'une fréquence et d'une intensité sans précédent se sont déjà produits et la maturité croissante des scénarios climatiques continuera à fournir des informations sur des phénomènes extrêmes moins connus. Cette prise de conscience accrue conduira très probablement à des révisions des normes spécifiant la manière dont la conception structurelle des infrastructures électriques en Europe doit être effectuée et conduira à l'introduction de nouvelles directives européennes. En plus de ces changements réglementaires, Elia a intégré la gestion des risques climatiques physiques. Nos experts identifient et évaluent ces risques, ainsi que la pertinence de notre réponse. Cela peut conduire, entre autres, à une révision de nos spécifications ou à des besoins de développement spécifiques visant à augmenter la résilience de notre réseau.

Une analyse des risques est également en cours suite aux inondations de juillet 2021. Les livrables comprennent une liste de sous-stations à risque d'inondation et une liste de mesures pragmatiques visant à augmenter la résilience des infrastructures existantes et futures. Cette analyse est un exemple concret de la manière dont la résilience climatique peut mettre en évidence certains besoins pour notre réseau. D'autres exercices d'évaluation des risques suivront afin que tous les risques physiques aigus soient couverts et régulièrement revus.



Figure 2.8 : Inondation d'un poste à haute tension suite aux pluies extrêmes de juillet 2021

La vétusté de nos infrastructures est également un paramètre important qui doit être pris en compte lors de l'évaluation de la résilience de nos infrastructures aux risques climatiques. En effet, les matériaux et les structures seront inévitablement affectés par le temps, l'environnement et les charges mécaniques et électriques répétées. Le remplacement en temps utile de ces infrastructures, associé à une approche efficace de la circularité, permettra de répondre aux problèmes de résilience climatique et de maîtriser les risques liés au changement climatique.

D'autres facteurs externes peuvent également nécessiter le remplacement des équipements. Par exemple, l'évolution des exigences dans l'environnement technologique et dans le logiciel de l'équipement, les conditions économiques, la disponibilité des pièces de rechange, l'expertise disponible du personnel d'Elia et du fabricant, etc.

2.3.5 Conformité fonctionnelle et technologique

Les **changements de législation ou les ambitions** en matière de protection de l'environnement, de sécurité des personnes, de sécurité des postes à haute tension, d'autonomie après des incidents majeurs (§6.26.2) peuvent obliger Elia à adapter ses installations ou à les remplacer prématurément. Par exemple, les transformateurs contenant de l'huile d'amiante (PCB) ont été remplacés dans le passé, et un projet est actuellement en cours pour équiper systématiquement tous les transformateurs d'un réservoir de collecte d'huile.

Ce cluster comprend également les développements catalogués survenant dans le monde de la **communication de données** (§6.26.3). Un échange efficace de données est en effet fondamental pour le fonctionnement fiable du réseau et le bon fonctionnement des équipements de sécurité.

En outre, en fonction de l'évolution du domaine public, les liaisons à haute tension doivent être déplacées de temps à autre.



2.4 Méthodologie du développement du réseau

Les projets du Plan de Développement sont alignés sur les besoins futurs basés sur les moteurs d'investissement expliqués dans la section §2.3. Ils sont également conformes aux objectifs stratégiques pertinents de l'Europe, de la Belgique et des régions. Qu'il s'agisse d'accueil de sources d'énergie renouvelables de remplacement d'équipements obsolètes ou d'évolution de la consommation, les projets de ce plan sont définis sur la base d'une méthodologie qui se déroule en 4 étapes successives.



Figure 2.9 : Processus d'identification des projets du Plan de Développement

Le lien avec les moteurs d'investissement, tel que discuté dans le chapitre précédent, n'est pas toujours univoque avec les étapes ci-dessus. Une grande partie des évolutions des moteurs d'investissement sont incorporées directement dans les scénarios, et donc incluses. D'autres moteurs d'investissement sont directement abordés dans la deuxième étape « détection des besoins ».

2.4.1 Les scénarios comme avenir possibles du système énergétique

Dans un premier temps, les **lignes directrices** des scénarios sont élaborées. Les lignes directrices de scénarios décrivent en termes qualitatifs ce à quoi le système électrique belge peut ressembler à l'avenir. Les lignes directrices définissent ainsi les principes, règles et thèmes généraux pour lesquels les scénarios sont élaborés en détail. Elles définissent le cadre et les ambitions dans lesquels les scénarios doivent être développés. L'élaboration des storylines prend en compte les objectifs européens, belges et régionaux.

Les scénarios sont une traduction de ces lignes directrices en un ensemble complet de données cohérentes sur la capacité de production installée par type, la demande d'électricité, le niveau d'électrification, les données climatiques... pour tous les pays concernés. En général, le terme « scénarios » est utilisé pour désigner l'ensemble des lignes directrices et des scénarios détaillés quantifiés.

L'objectif de l'utilisation de scénarios n'est pas de prédire l'avenir, mais de saisir une gamme réaliste de futurs possibles. Chacun de ces éléments peut entraîner des défis spécifiques pour le système électrique. Cette approche permet de se faire une idée de la robustesse des choix de politique énergétique, ainsi que de l'influence de ces choix sur les besoins de développement du réseau.

Ce plan de développement suit les scénarios présentés dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique pour la période 2024-2034. Les scénarios ont été présentés au grand public lors d'une consultation publique distincte.

2.4.2 Détection des besoins

Après avoir élaboré tous les détails de ces scénarios, Elia réalise des études afin de déterminer une estimation détaillée des besoins en capacités futures, les besoins en mesures nécessaires pour garantir la stabilité dynamique du système dans les situations futures et en remplacement ou mise à niveau des équipements obsolètes. Bien que cette évaluation des besoins couvre dans sa totalité les besoins résultant des moteurs d'investissement décrits dans la section §2.3, il convient de noter que les études décrites ci-dessous peuvent couvrir plusieurs moteurs d'investissement.

Les études suivantes ont lieu périodiquement :

- 1) Les études de réseau sur la répartition de charge (ou « load flow ») montrent où se produit la « congestion » et donc où la capacité de transport du réseau menace d'être insuffisante ;
- 2) Les études sur la stabilité du système montrent quels risques de stabilité peuvent survenir et comment il faut les traiter ;
- 3) Les modèles relatifs à l'état et aux performances des équipements (sécurité et fiabilité) indiquent quels équipements doivent être renouvelés, modifiés ou renforcés.

En plus des besoins qui découlent de ces études périodiques, des besoins peuvent également apparaître de manière ponctuelle (ad hoc). Les exemples typiques sont les demandes de raccordement d'éventuels futurs utilisateurs du réseau, les évolutions sur les réseaux GRD, etc. L'explication ci-dessous suit le modèle des études périodiques, mais les principes de base s'appliquent également aux études ad hoc.

2.4.2.1 Études de load flow

Les études de réseau des flux de puissance sont souvent appelées « **load flow** ». Comme leur nom l'indique, ces études analysent, sur la base d'un modèle du système électrique, la distribution **future des flux et des tensions électriques** sur le réseau dans diverses configurations spécifiques du réseau ou dans des cas représentatifs. Un exemple de cas représentatif peut aussi être le futur réseau déjà planifié. En effet, les nouveaux scénarios peuvent avoir un impact sur les flux d'énergie par eux-mêmes, sans capacité de renforcement du réseau supplémentaire. Ces analyses permettent, entre autres, d'identifier les endroits où la capacité de transport sur le réseau interne menace d'être insuffisante et où des **problématiques** ou des « congestions » sont donc susceptibles de se produire.

Les scénarios élaborés et les équilibres de marché correspondants sont traduits en un modèle de réseau détaillé. Ce modèle est construit au sein d'Elia dans l'outil Powerfactory®. Plus

précisément, le parc de production et les conditions d'importation et d'exportation telles que déterminées par les équilibres du marché, ainsi que la configuration réelle du réseau et les données détaillées sur les consommateurs, sont introduits dans ce modèle. Étant donné que ce modèle inclut l'emplacement des unités de production, le prélèvement et les niveaux de tension inférieurs, contrairement à la modélisation du marché, il permet de calculer la distribution détaillée des flux d'électricité dans le réseau interne pour le système vertical.

Il est important, dans cette phase, d'étudier également les **différents états du réseau**. Le calcul des équilibres du marché est basé sur un « réseau idéal », c'est-à-dire la situation dans laquelle tous les éléments du réseau et toutes les unités de production prévues sont disponibles. Dans la réalité, d'autres situations se produiront, telles que des opérations de maintenance, des incidents, des conditions météorologiques extrêmes, etc. Étant donné que le système électrique doit être préparé à ces situations, les différentes conditions de réseau suivantes, par exemple, sont toujours examinées pour tous les cas représentatifs¹⁸ :

- L'état sain ou la situation idéale dans laquelle tous les éléments du réseau et les unités de production prévues sont disponibles ;
- Tous les états suite à un « **incident simple** » ou (N-1) caractérisé par la perte soudaine d'un seul élément (élément du réseau ou unité de production) ;
- Tous les états dans lesquels il y a un incident simple suite à l'indisponibilité d'un autre élément ou (N-1-1). Par exemple, la perte d'un élément du réseau pendant la maintenance d'un autre élément du réseau.

Pour chacune des situations décrites ci-dessus (cas représentatif et différents états du réseau), les différents paramètres électriques, tels que les courants à travers les éléments du réseau ou la tension dans les nœuds du réseau, sont ensuite calculés et nous vérifions s'ils restent dans les limites acceptables ou peuvent le rester si certaines actions, coordonnées par l'opérateur du réseau, sont prises. L'ensemble de ces limites « acceptables » est appelé **critères de développement du réseau**.

Si cette analyse montre, par exemple, que la capacité de transport du réseau électrique menace d'être insuffisante à certains moments dans le futur, on parle de goulets d'étranglements ou de congestions. Une telle congestion indique qu'il y a un besoin à ce moment-là pour lequel une solution structurelle doit être élaborée. Ce point est traité dans la section §2.4.3.

¹⁸ Cette liste n'est pas exhaustive, mais donne quelques exemples clairs.



2.4.2.2 Études sur la stabilité du système

Les études de flux de charge traitent du comportement des tensions et des courants dans le système électrique dans une situation stable. Stable signifie que toutes les tensions et tous les courants présentent une belle forme d'onde à 50 hertz pendant un temps indéfini et que l'amplitude de cette forme d'onde reste dans certaines limites. La Figure 2.10 en donne une illustration.

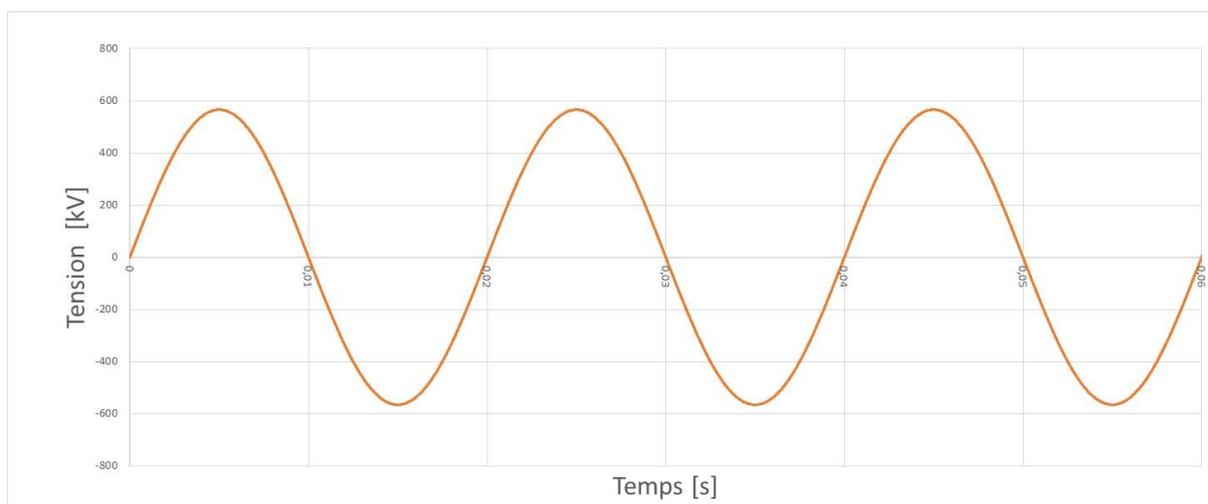


Figure 2.10 : Exemple d'une tension de réseau stable de 50 Hertz

Cependant, on connaît un large éventail de phénomènes qui font que les tensions et les courants dans le système électrique s'écartent de cette forme idéale. Par exemple, certains déclenchements dans le réseau (mise en ou hors service de certains éléments) ou l'apparition d'un court-circuit peuvent être une cause possible. Ces phénomènes sont étudiés au moyen d'un ensemble de différentes études spécifiques. Ce serait aller trop loin dans le cadre du Plan de Développement que d'expliquer tous ces phénomènes en détail, mais ces derniers sont toutefois expliqués dans le Plan de Développement fédéral.

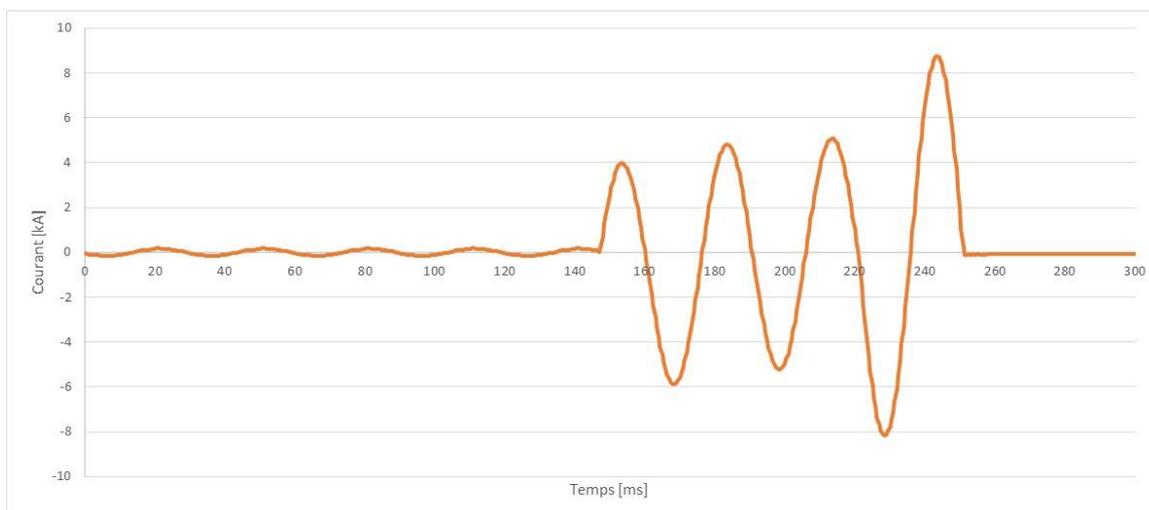


Figure 2.11 : Exemple de courant perturbé, suite à un court-circuit. Après avoir éliminé le court-circuit, le courant est de 0 kA.

2.4.2.3 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. Cette performance est due, entre autres, à une gestion optimisée des équipements du réseau prenant en compte toutes les phases de leur cycle de vie.

Disponibilité du réseau

La fiabilité du réseau est reflétée dans l'indicateur « **Disponibilité du réseau** » pour le réseau terrestre. Cet indicateur montre la disponibilité des points d'interface entre le réseau Elia et celui des utilisateurs du réseau connectés. Elle comprend toutes les interruptions causées par des dangers intrinsèques (météo, tiers, animaux à l'extérieur des bâtiments, etc.) ou par des problèmes internes à Elia (p. ex., panne d'équipement, erreur humaine) qui durent plus de trois minutes. Les interruptions directement causées par les utilisateurs du réseau ne sont pas incluses.

Méthode de calcul

Disponibilité onshore = $1 - \frac{AIT \text{ (Elia interne + risque intrinsèque)}}{\text{nombre de minutes dans l'année}}$

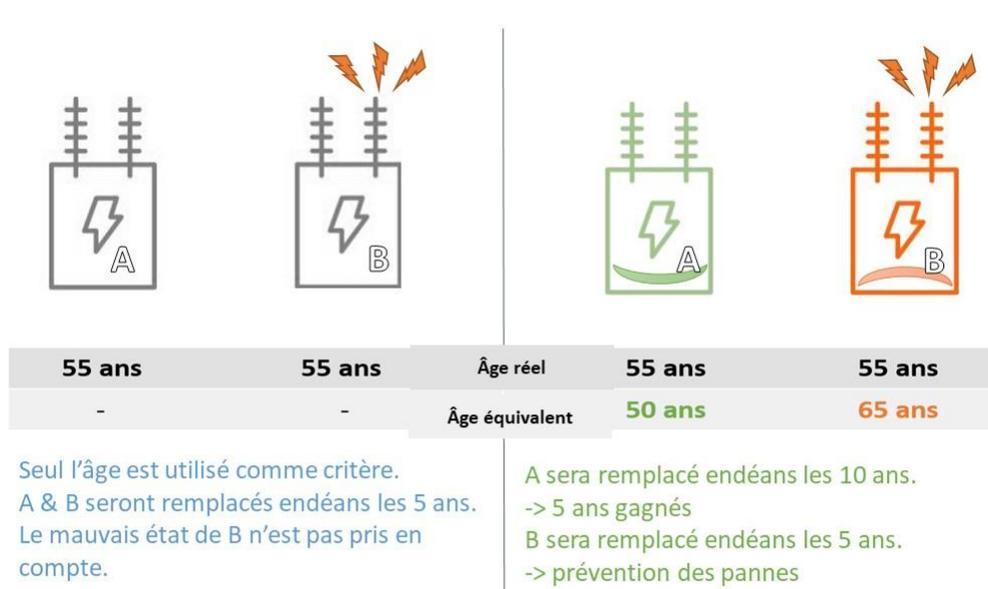
Où AIT signifie Average Interruption Time pour les interruptions de plus de 3 minutes.

Disponibilité onshore aux points de connexion	2021	2022	2023	2024
	0,999996	0,999996	0,999994	0,999998

Une telle gestion n'est possible que si l'on peut estimer l'évolution de l'état et des performances de chaque équipement du réseau, de sorte qu'il est possible de déterminer quand un équipement devient obsolète. Il est important de comprendre que la « vétusté » va bien au-delà de la simple usure. Il s'agit d'équipements qui ne fonctionnent plus de manière optimale dans leur environnement, ce qui peut entraîner des risques considérables pour la fiabilité de l'approvisionnement énergétique (local) (par exemple, après la défaillance d'un équipement) et/ou la conformité fonctionnelle et technologique (§2.3.4 et §2.3.5).

Plus longtemps un type d'équipement de réseau est utilisé de manière opérationnelle, plus il est connu et plus le modèle de performance s'améliore. Le but de cette approche est d'obtenir une bonne image de l'état réel de l'équipement afin de prendre des décisions sur cette base et pas seulement sur l'âge. Ainsi, pour une famille d'équipements donnée, on peut détecter des tendances générales qui donnent des indications sur la durée de vie réelle de cette famille. Cette durée de vie réelle peut être plus longue ou plus courte que la durée de vie théorique spécifiée par le fabricant. Cette durée de vie réelle est le résultat d'une évaluation complète des risques qui met en balance les risques futurs, année après année, découlant du dysfonctionnement de la famille d'équipements en question avec la sécurité d'approvisionnement ou la sûreté.

Sur la base de la durée de vie réelle, le moment idéal pour le déclassement peut alors être déterminé pour chaque famille d'équipements. Pour certains équipements, cette analyse débouchera sur un programme de remplacement (ou de déclassement) ; pour d'autres, il peut être décidé d'apporter des modifications plus importantes qui amélioreront sensiblement l'état et prolongeront ainsi la durée de vie jusqu'à ce que le moment optimal de renouvellement soit atteint. Bien entendu, il y a aussi une interaction avec la stratégie de maintenance, qui est optimisée en même temps.



A & B ont tous les deux 55 ans avec une durée de vie 60 ans. L'âge équivalent est calculé sur base de l'âge réel, de la durée de vie et de l'état de l'actif.

Figure 2.12 : Gestion des équipements basée sur le temps ou sur l'état des équipements

La stratégie ci-dessus sera encore optimisée à l'avenir en prenant également en compte la probabilité de défaillance d'un dispositif particulier et l'impact sur le réseau (en termes d'énergie non fournie ou de coût total) si ce dispositif venait à tomber en panne. L'impact sur le réseau est déterminé par les calculs du réseau.

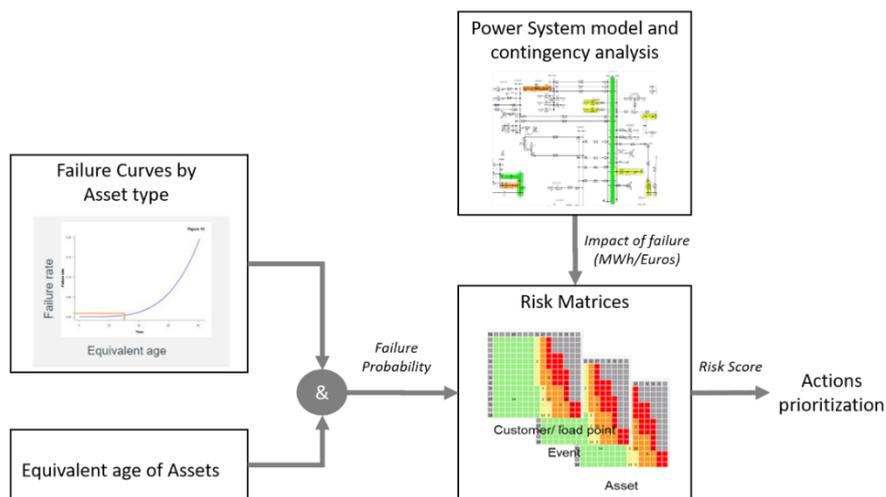


Figure 2.13 : Prise de décision future basée sur le risque pour la gestion du déclassement ou du remplacement des équipements

Un nouvel outil de gestion des actifs (Asset Management), basé sur ce concept, est en cours de développement et permettra de réaliser ces analyses et de prendre des décisions plus rapidement et plus efficacement.

Cette stratégie permet d'identifier précisément les **besoins de déclassement ou de remplacement des équipements**, afin de les prendre en compte dans la planification des projets d'investissement nécessaires.

2.4.3 Élaboration de solutions

Après l'identification des besoins de développement, des projets spécifiques sont élaborés pour répondre à un ou plusieurs de ces besoins. L'objectif étant de déterminer des solutions optimales et aussi rentables que possible pour les besoins concernés. Cet objectif est principalement atteint en définissant des investissements de réseau qui répondent à des besoins multiples. Ainsi, un investissement de remplacement, en plus d'assurer la sécurité des installations vis-à-vis de son propre personnel et des tiers, peut également répondre à d'autres besoins, comme l'augmentation de la capacité de transport. Avant d'envisager l'installation de nouvelles infrastructures, Elia examine toujours si l'amélioration de la gestion opérationnelle du système existant peut répondre aux besoins identifiés et libérer de nouvelles capacités. L'amélioration de la gestion opérationnelle comprend tant **l'intégration de dispositifs permettant une utilisation maximale de l'infrastructure existante** que le **développement et le déploiement de nouveaux produits et services**.

2.4.3.1 Utilisation maximale de l'infrastructure existante

Maximiser l'utilisation de l'infrastructure existante nécessite avant tout une vision précise des différents paramètres du réseau tels que la capacité, la production, la charge, etc. À cette fin, Elia dispose d'un réseau étendu de télécommunication et de communication des données. Les progrès de ces technologies permettent de collecter davantage de données pour déterminer le fonctionnement optimal du réseau.

La disponibilité de données de plus en plus nombreuses permet également d'effectuer des optimisations supplémentaires au niveau du logiciel. Elia étudie activement l'utilisation de l'intelligence artificielle pour diverses applications, comme l'optimisation de la gestion de la tension sur le réseau Elia ou la prise de mesures topologiques.

Il existe également la possibilité de réaliser certaines actions dans le domaine du « hardware ». Par exemple, Elia applique le « **Dynamic Line Rating** » (gestion dynamique des limites des lignes) lorsque cela est possible et utile pour les lignes aériennes proches de la saturation. Cela permet de mieux estimer leur capacité réelle de transport, en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge (d'où le terme « dynamique »).

En outre, l'exploitation du réseau prend en compte des actions curatives basées sur une surcharge temporaire validée des éléments du réseau afin d'optimiser l'utilisation de l'infrastructure. Au-delà de ces limites, les automatismes peuvent également être utilisés comme des actions curatives rapides pour des surcharges plus importantes, mais plus courtes.

2.4.3.2 Développer de nouveaux produits et services

Divers produits et services ont été développés dans le passé, parfois en coopération avec les gestionnaires de réseau de distribution, pour répondre aux besoins des utilisateurs du réseau tout en tenant compte des besoins de l'exploitation du système. Une liste exhaustive dépasse le cadre de ce plan de développement, mais quelques exemples sont donnés ci-dessous.

Un premier exemple concerne le principe de **l'accès flexible au réseau** : ce type d'accès est utilisé pour le raccordement d'unités de production, qui dans la plupart des cas sont autorisées à injecter sans restriction dans le réseau. Toutefois, dans certains cas moins courants, leur niveau d'injection doit être limité à la demande des gestionnaires de réseau pour éviter la congestion du réseau.

Un autre exemple est la **gestion dynamique de la demande**, qui permet d'éteindre ou de reporter la consommation aux heures de pointe, lorsqu'elle est particulièrement élevée. Cette flexibilité est également prise en compte dans les scénarios et joue donc un rôle dans tous les marchés énergétiques concernés, tant en termes de sécurité d'approvisionnement que d'optimisation des marchés de l'électricité et comme moyen de gérer plus efficacement la congestion.

Elia travaille constamment à l'amélioration et à l'intégration de ces systèmes et concepts. Actuellement, l'accent est mis sur le développement du nouveau concept de marché « **Consumer Centric Market Design** » (conception de marché centrée sur le consommateur), ce qui doit permettre d'exploiter le grand potentiel de flexibilité encore inutilisé du système. Pour une description complète du CCMD, veuillez vous reporter au « white paper » complet [ELI-13].



2.4.3.3 Développer un renforcement ou une extension du réseau de transport.

Si les options ci-dessus s'avèrent insuffisantes, un renforcement ou une extension du réseau de transport sera examiné. Un effort sera toujours fait pour définir les projets de manière à ce qu'ils répondent à des besoins multiples de la manière la plus efficace possible. Il est important de mentionner que le gestionnaire de réseau veille à ce que la longueur totale du réseau de transport aérien n'augmente pas (principe du statu quo). La conception finale nécessite toujours une analyse détaillée par projet où plusieurs variantes de solutions possibles sont comparées sur la base des éléments présentés dans la Figure 2.14.

Sécurité

La sécurité de ses propres employés, de ses sous-traitants et du public est une priorité absolue pour Elia, qui veille à ce que ses installations soient aussi sûres que possible et conformes à la législation en vigueur.

Fiabilité

Lorsque les études de réseau montrent que les critères de développement ne sont pas respectés, des renforcements ou des extensions de réseau doivent être identifiés pour

garantir que les critères requis soient à nouveau respectés. Par la suite, de nouvelles études sont réalisées pour vérifier si le réseau renforcé ou modifié répond aux critères de fiabilité du réseau.

Robustesse

Les solutions sélectionnées sont testées dans différents scénarios futurs et pour différents horizons temporels afin d'évaluer la robustesse de la solution. La robustesse désigne la mesure dans laquelle la variante en question continue d'offrir une solution aux besoins (éventuellement avec des renforcements de réseau supplémentaires optionnels) dans tous les différents scénarios futurs et dans quelle mesure une variante particulière peut être facilement adaptée aux circonstances changeantes.

Efficacité économique

Pour un besoin donné, les différentes solutions envisageables doivent être comparées sur la base des aspects économiques (coût ou bien-être). Selon le cas, cette comparaison peut inclure non seulement les coûts d'investissement, mais aussi les coûts d'exploitation pour l'entreprise, tels que le niveau des pertes de réseau, les coûts de maintenance et de service ou le coût d'utilisation de la flexibilité des utilisateurs du réseau.

Durabilité

L'impact environnemental et climatique des solutions à mettre en œuvre est limité autant que possible. Sans préjudice de l'obligation de réaliser une étude d'impact sur l'environnement, Elia s'efforce de minimiser l'impact de toutes ses installations sur l'homme, la nature, le climat et le paysage. Premièrement, en évitant les effets négatifs grâce à une conception bien pensée du projet et, deuxièmement, en essayant de compenser et/ou d'atténuer les effets sur l'environnement. Afin d'optimiser cela, une approche claire de communication et de participation est utilisée (§2.5.2.1).

Acceptabilité

Dès la phase de conception, l'acceptation sociale par le public et le gouvernement est recherchée. Ici aussi, l'approche de communication claire et de participation expliquée à la section précédente sera suivie.

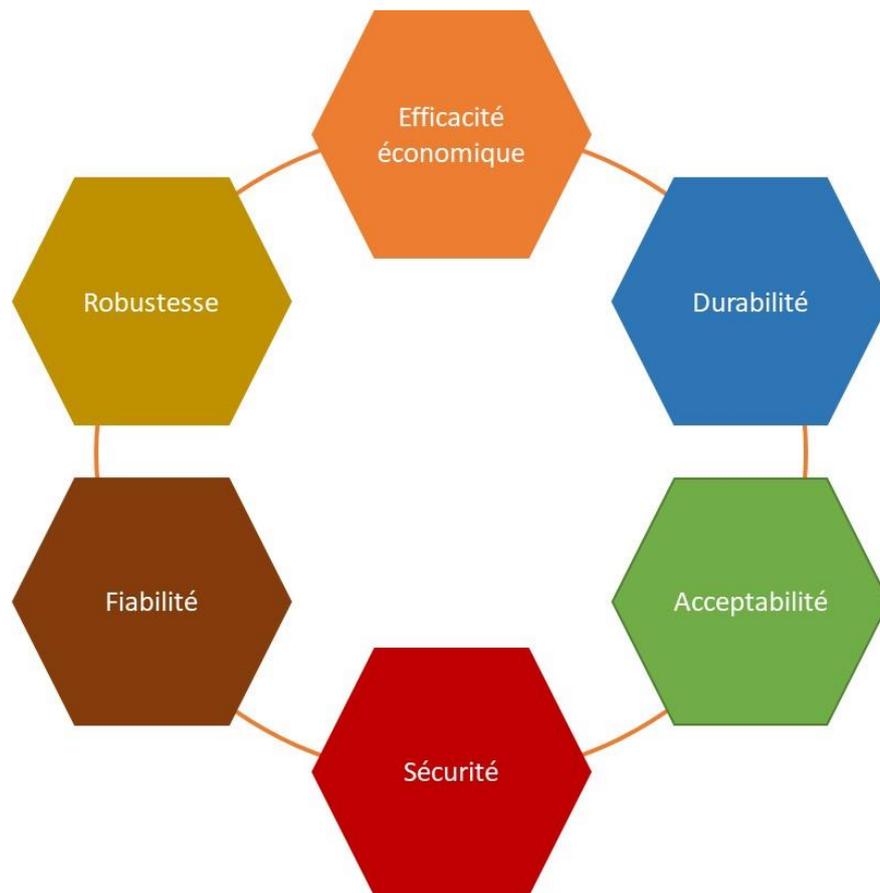


Figure 2.14 : Évaluation des solutions possibles

2.4.4 Gestion dynamique de portefeuille

La collection de l'ensemble des projets d'infrastructure, à différents stades de réalisation, est appelée portefeuille de projets. Ce portefeuille comprend des projets connus depuis longtemps et identifiés grâce à des perspectives à long terme. En outre, le portefeuille comprend des projets qui répondent à des besoins récemment identifiés (augmentation rapide de la consommation, défaillance d'un équipement, raccordement d'un utilisateur du réseau, etc.).

Ce mix de projets nécessite une révision annuelle du portefeuille. Compte tenu des nombreuses incertitudes (évolution du mix énergétique, délais d'obtention des autorisations, etc.), un équilibre doit être trouvé entre différentes exigences contradictoires. D'une part, la mise en œuvre des projets doit être engagée à temps afin de répondre pleinement aux besoins pour lesquels ils ont été définis (répondre à une évolution de la consommation, intégrer les énergies renouvelables, connecter les usagers, etc.) D'autre part, les projets ne doivent pas être lancés trop tôt, car les hypothèses sur lesquelles ils reposent doivent être suffisamment sûres, sinon les travaux risquent de ne pas être adaptés aux besoins. Un démarrage prématuré entraînerait également une utilisation prématurée des ressources disponibles, éventuellement au détriment d'autres projets prioritaires. Si les besoins ou

hypothèses sous-jacents sont abandonnés ou ne se concrétisent pas, les projets peuvent également être retirés du portefeuille.

Enfin, l'ensemble du portefeuille de projets doit être compatible avec les ressources humaines et financières disponibles dans le cadre réglementaire dans lequel opère le gestionnaire de réseau. La mise en œuvre opérationnelle des projets est donc aussi organisée de manière flexible conformément à un exercice d'arbitrage qui a lieu régulièrement.



Figure 2.15 : Gestion dynamique du portefeuille de projets

Concernant le présent Plan de Développement, la clause de non-responsabilité générale s'applique, à savoir que la planification des projets mentionnés dans le présent plan de développement comprend des dates cibles. Néanmoins, ces dates sont indicatives. Cette planification peut en effet être influencée, entre autres, par les dates d'obtention des autorisations nécessaires à la réalisation des projets, les possibilités de financement offertes par le cadre réglementaire sur base des conditions du marché, les ressources disponibles, ainsi que par les modifications du cadre juridique. Elia est soumise à ces contraintes et également à d'autres, Elia peut donc réviser la planification de ce plan de développement en fonction de ces contraintes.

2.5 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 société et s'engage donc à contribuer à une économie et une société durable. Elia contribue non seulement par ses activités à l'approvisionnement électrique du pays et à la transition énergétique, mais mène également ses activités avec une attention maximale aux riverains,

aux partenaires locaux, aux parties prenantes en général, à l'environnement et au climat. Les ambitions d'Elia en matière de durabilité et les mesures concrètes, tant préventives que curatives, qui en découlent sont expliquées en détail dans le rapport annuel de durabilité [ELI-7].

Bien entendu, cette stratégie a également un impact sur le plan de développement. Une vue d'ensemble de toutes ces influences serait trop vaste dans ce contexte, on a donc décidé de mettre en lumière un certain nombre d'éléments spécifiques dans cette section.

2.5.1 Lutte contre le changement climatique

La lutte contre le changement climatique, comme expliqué dans la section §2.2, affecte Elia de deux manières. D'une part, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport, Elia doit faciliter la durabilité du secteur énergétique et y préparer le réseau de transport en temps utile, comme l'intégration des énergies renouvelables et la poursuite de l'électrification. Ce dernier est une partie intrinsèque et un motif décisif de l'actuel Plan de Développement.

D'autre part, les activités quotidiennes d'exploitation et de maintenance du réseau de transport génèrent également des émissions de CO₂. Elles sont liées à la mobilité, à la consommation dans les immeubles de bureaux, à la consommation dans les sous-stations et au rejet de gaz SF₆. Ainsi, Elia s'engage à contribuer à la réduction des émissions de CO₂ dans ces activités.

Dans une première phase, l'accent sera mis sur les mesures relatives à la mobilité (électrification, transports publics, etc.) et à la consommation propre dans les bureaux et les sous-stations (efficacité énergétique, énergies renouvelables...). Des objectifs concrets ont été fixés pour ces activités d'ici à 2030, comme la réduction de 90 % des émissions de CO₂ liées à la mobilité. Par ailleurs, Elia travaille un plan par étapes visant à réduire à terme l'utilisation du gaz SF₆, un puissant gaz à effet de serre au potentiel de réchauffement global de près de 24 000¹⁹, dans ses installations haute tension. Compte tenu de cet impact potentiel, il existe un mouvement mondial visant à développer des alternatives au gaz SF₆. La section §2.2.4, donne une explication sur l'état d'avancement de la recherche sur les alternatives au gaz SF₆. Elia s'est également engagée à maintenir le taux de fuite de SF₆ en dessous de 0,25 %.

Pour les émissions liées à l'exploitation du réseau (pertes de réseau, gestion de l'équilibrage de la puissance active et réactive du bloc LFC belge, gestion de la congestion des lignes/câbles), l'objectif est d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2040. Une interprétation correcte des pertes de réseau étant importante dans le contexte de la transition énergétique, une explication plus détaillée est incluse dans la section suivante.

D'une manière générale, le CO₂ (et ses équivalents) est déjà un paramètre important dans le processus décisionnel d'Elia et son poids va augmenter dans les années à venir. Tant dans son rôle de gestionnaire de réseau et de durabilité du secteur énergétique que dans ses

¹⁹ Cela signifie que l'émission d'une tonne de SF₆ a le même effet sur le réchauffement de la planète que ~24 000 tonnes de CO₂.

activités quotidiennes, Elia veut réduire son impact CO₂ en intégrant explicitement l'empreinte CO₂ dans toutes ses décisions.

Pertes de réseau

Lorsque l'électricité est transportée, une partie de l'énergie est inévitablement convertie en chaleur. Les équipements du réseau tels que les lignes aériennes, les câbles souterrains, les transformateurs, etc. ont en effet tous une petite résistance électrique, ce qui les fait chauffer dès qu'un courant électrique les traverse. La quantité d'énergie qui est convertie en chaleur par le transport est appelée **pertes de réseau**. Bien entendu, ces pertes doivent également être produites dans les générateurs, en plus de la consommation « utile ». Selon le mix de production à ce moment-là, cela peut entraîner des émissions supplémentaires. Plus l'intégration des énergies renouvelables est importante, plus ces émissions supplémentaires sont réduites, ce qui permettra à terme de tendre vers la neutralité carbone.

L'ampleur des pertes sur le réseau dépend de nombreux paramètres, dont les plus importants sont :

- **La technologie utilisée**
D'une part, il y a les évolutions technologiques au sein d'équipements déjà connus, comme les transformateurs. Les progrès technologiques permettent d'augmenter l'efficacité énergétique des nouveaux appareils. D'autre part, de nouvelles technologies peuvent apparaître. Celles-ci peuvent avoir plus ou moins de pertes internes que les technologies déjà connues.
- **Le niveau de tension**
Pour une même puissance, un niveau de tension plus élevé entraînera un courant plus faible dans les conducteurs. Cela permettra de réduire les pertes de réseau.

Un exemple simple illustre l'effet de la tension sur les pertes. La puissance (P) est exprimée en watts [W] et est calculée en multipliant la tension (U) par le courant (I).

$$P[H] = U[V] \times I[A]$$

La tension est exprimée en volts [V] et le courant en ampères [A].

Le courant nécessaire pour une puissance et une tension données peut être calculé comme suit :

$$I[A] = \frac{P[W]}{U[V]}$$

Pour alimenter une charge d'une puissance de 1 GW (ou 1 000 000 W), un courant de 2 kA (ou 2000 A) circulera à une tension de 500 kV (ou 500 000 V). À une tension de 250 kV (ou 250 000 V), le courant sera de 4 kA.

La perte dans la liaison peut être calculée par

$$P_{pertes} = R \times I^2$$

Si la liaison a une résistance de 1 Ohm, il y aura une perte de 4 MW (4 000 000 W) à la haute tension et une perte de 16 MW (16 000 000 W) à la basse tension.

- **La puissance à transporter**
À tension constante, une plus grande puissance à transporter donnera lieu à un courant plus élevé et donc à des pertes plus importantes.
- **La distance sur laquelle l'énergie doit être transportée**
Plus la liaison est longue, plus la résistance électrique est élevée et plus les pertes sont importantes.
- **L'emplacement des centrales électriques**
Si l'électricité est produite dans un endroit éloigné, comme c'est le cas pour les énergies renouvelables en mer, cette énergie doit être transportée sur une plus longue distance, ce qui entraîne des pertes plus importantes.

Elia calcule systématiquement les pertes attendues sur le réseau haute tension belge, en faisant une distinction entre le système horizontal (partie belge du réseau européen interconnecté de 380 kV) et le système vertical (réseaux à des niveaux de tension inférieurs). En atteste la Figure 2.16.

Évolution des pertes de réseau (Historique & Projection)

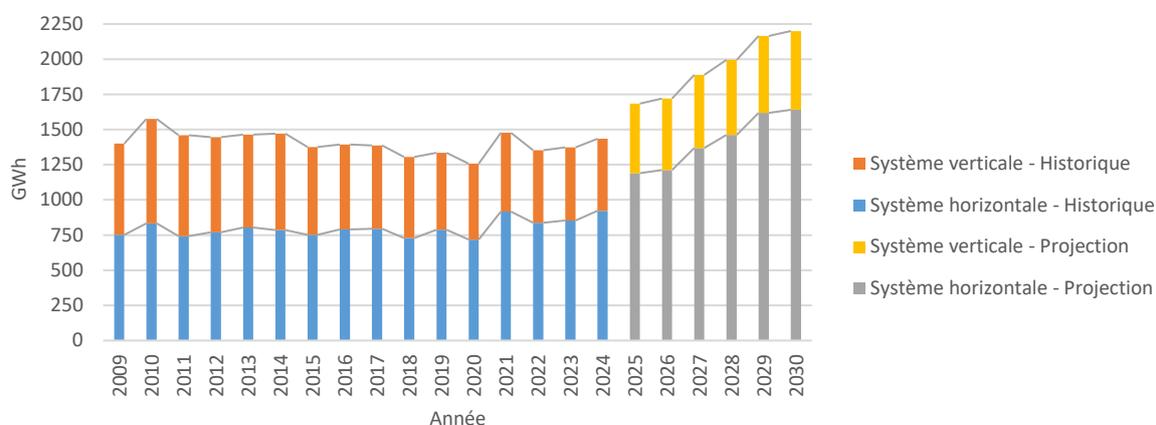


Figure 2.16 : Évolution des pertes de réseau pour le système horizontal et vertical belge

En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique entraîne une augmentation des flux d'électricité qui doivent être transportés sur une plus grande distance. Pour permettre cette intégration et transmettre les flux associés, Elia s'engage fortement à utiliser l'infrastructure existante de la manière la plus efficace possible (§2.4). Cela se fait, par exemple, en utilisant des conducteurs à haute performance, des déphaseurs, etc. Ces technologies entraînent une augmentation des pertes de réseau au niveau des équipements. L'effet de l'intégration progressive de l'énergie éolienne offshore sur les pertes totales est également clairement visible.

Les émissions de CO₂ liées à ces pertes de réseau sont déterminées par la composition du parc de production et, compte tenu du marché européen intégré de l'électricité, doivent être évaluées à l'échelle européenne.

Compte tenu des évolutions ci-dessus, **l'intégration des énergies renouvelables dans le système est le bon levier pour réduire les émissions de CO₂ liées aux pertes de réseau.** En effet, une trop grande importance accordée à la réduction directe des pertes de réseau entraîne des effets indésirables, tels que le retard de l'intégration des énergies renouvelables, et pourrait même conduire à la mise en place de plus d'infrastructures que nécessaire : plus de liaisons réduisent la résistance et les pertes associées.

Lors de l'évaluation d'une **nouvelle infrastructure de transport**, il est donc important de toujours considérer la perspective du système et de toujours combiner l'impact sur les pertes du réseau avec l'impact sur les **émissions de CO₂** par la réalisation de cette nouvelle infrastructure. En effet, une nouvelle liaison peut augmenter les pertes nettes du réseau, mais elle peut également avoir un effet réducteur sur les émissions de CO₂ grâce à l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable.

La réduction des pertes en réseau n'est pas en soi un facteur de développement du réseau de transport, car une focalisation trop étroite peut entraîner des effets pervers et même ralentir l'intégration des énergies renouvelables. Lors de l'évaluation d'une nouvelle infrastructure de transport, il est important de toujours prendre en compte la perspective du système et de toujours combiner l'impact sur les pertes du réseau avec l'impact sur les émissions de CO₂ dues à la réalisation de cette nouvelle infrastructure.

Dans le système vertical, une stabilisation des pertes du réseau est visible. Premièrement, la production décentralisée dans les réseaux régionaux signifie que l'électricité à ce niveau doit être transportée sur de plus courtes distances et subit donc moins de pertes. D'autre part, la tendance à mettre les réseaux régionaux davantage sous terre (pour des raisons d'acceptation par le public) entraîne des pertes supplémentaires. Les deux effets s'annulent plus ou moins mutuellement.

Bien qu'il faille donc s'attendre à une augmentation des pertes de réseau à l'horizon du plan, Elia s'efforce de limiter autant que possible les pertes de réseau liées à l'infrastructure de transport lorsque cela se justifie. Pour les nouveaux appareils, Elia inclut l'efficacité énergétique de l'appareil comme paramètre d'évaluation pour le choix final du fournisseur. Elia vise également des niveaux de tension plus élevés et la réduction progressive des niveaux de tension inférieurs. Le remplacement du réseau 70 kV par un réseau 150 kV a un impact significatif (~50%) sur la réduction des pertes.

Enfin, il est également important de noter que les gestionnaires de réseau de transport ont déjà géré efficacement les pertes de réseau dans le passé. C'est également ce que montre le rapport du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators - CEER)²⁰, qui indique que les pertes du réseau de transport sont déjà faibles dans les pays européens : entre 0,5 et 3 %²¹.

Sous-stations à haut rendement énergétique

La consommation d'énergie des 400 sous-stations est un axe majeur de notre stratégie visant à devenir climatiquement neutre d'ici 2030. Les mesures prises par Elia pour améliorer l'efficacité énergétique de ce grand nombre de bâtiments sont expliquées à la section §4.3.3. L'efficacité énergétique dépend aussi de l'action quotidienne de nos équipes et des personnes sur le terrain.

²⁰ Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)

²¹ CEER, *2nd CEER Report on Power Losses*, Ref: C19-EQS-101-03, 23 March 2020, p.7.

2.5.2 Soutien public aux infrastructures

Les mesures ont pour but de renforcer le soutien aux activités et projets d'Elia afin de faciliter la réalisation des projets d'infrastructure.

2.5.2.1 Participation et communication

Les travaux d'infrastructure ont toujours un impact important sur les riverains, les commerçants et les autres acteurs locaux. Les travaux d'Elia ne sont pas différents à cet égard. L'obtention et le maintien d'un soutien sont donc essentiels. C'est pourquoi Elia investit dans des relations stables et à long terme avec les parties prenantes au niveau fédéral, régional et local. Elia s'engage à impliquer les parties prenantes locales dès le début du processus, par le biais d'un flux d'information rationalisé et cohérent, de séances d'information et de discussions. Cela signifie qu'Elia communique de manière transparente à tout moment, qu'elle est ouverte au dialogue avec l'ensemble des acteurs et qu'elle souhaite être un partenaire fiable pour les habitants et les autorités locales.

2.5.2.2 Optimisation de l'infrastructure existante

Elia veille à ce que l'infrastructure existante soit utilisée de manière optimale. S'il existe un besoin de capacité de transport supplémentaire, la première étape consistera à examiner si une ligne existante peut être renforcée en ajoutant un terre supplémentaire ou en remplaçant les conducteurs existants par un type ayant une capacité plus élevée.

Toutefois, dans certains cas, de nouvelles liaisons sont réalisées en construisant des lignes, au vu des avantages (coût, accessibilité, disponibilité, etc.). Ces nouvelles lignes sont de préférence regroupées avec d'autres infrastructures (principe de regroupement), telles que d'autres lignes à haute tension, voiries publiques, des cours d'eau, etc. Elia veille également à ce que la longueur totale du réseau de transport aérien en Belgique n'augmente pas (standstill principe). Certaines lignes existantes pourront, le cas échéant et en fonction des possibilités, être supprimées ou enterrées à titre de compensation.

2.5.2.3 Intégration visuelle

Lors de la mise en place de nouveaux postes à haute tension, un plan de situation est établi en concertation avec les autorités compétentes. Une étude de l'impact de la station à haute tension sur le paysage peut également être réalisée. L'étude pourra alors proposer des mesures telles que la plantation d'écrans verts autour du poste à haute tension.

En outre, l'impact visuel des stations modernes sur leur environnement est fortement réduit par l'utilisation de barres tubulaires par rapport aux anciennes stations équipées de câbles tendus. Enfin, la possibilité de construire des installations plus compactes de type GIS (Gas Insulated Switchgear) est étudiée au cas par cas. Cependant, la décision finale doit toujours inclure une évaluation de l'impact possible de l'utilisation du gaz SF₆. Comme expliqué dans la section §2.2.4.1, Elia étudie l'utilisation de gaz alternatifs dans ce contexte.



2.5.2.4 Politique sur les champs électromagnétiques

Elia est consciente des préoccupations concernant les risques potentiels des champs électromagnétiques pour la santé, c'est pourquoi elle y accorde toute l'attention nécessaire.

Dans le cas des champs magnétiques, à des niveaux d'exposition extrêmement élevés, qui ne se produisent pas dans la pratique, on observe des effets aigus pour lesquels le lien de cause à effet a été clairement établi. Pour cette raison, il existe des valeurs limites claires au niveau de la région Bruxelles-Capitale que toutes nos installations doivent respecter, à savoir 100 μ T.

À proximité de nos installations à haute tension, ces valeurs sont beaucoup plus faibles. Par conséquent, aucun effet aigu ne se produira jamais. Cependant, cela fait près de 40 ans que l'on discute des éventuels effets à long terme d'une exposition quotidienne à de très faibles niveaux de champs magnétiques. Des études épidémiologiques ont révélé un lien faible et statistiquement significatif entre le fait de vivre à proximité de lignes électriques et un risque accru de leucémie infantile. Toutefois, de nombreuses études n'ont pas permis d'établir une relation de cause à effet entre les champs magnétiques et la leucémie infantile. Il n'existe pas non plus de mécanisme connu pour expliquer comment les champs magnétiques peuvent provoquer un cancer.

La garantie absolue de l'absence d'effet sur la santé est scientifiquement impossible à établir. L'hypothèse d'un éventuel effet sur la santé ne peut pas être définitivement écartée. Par conséquent, il y a des règlements qu'Elia suit strictement. Elia prend par ailleurs des précautions telles que :

- Réutiliser les lignes aériennes existantes afin de ne pas couvrir de nouvelles zones
- Dans le cas de nouvelles lignes aériennes, optimisez le tracé de manière à éviter autant que possible les lieux où les enfants passent de longues périodes (crèches, écoles et zones résidentielles)
- Ajustement de la configuration de la ligne pour que le champ magnétique soit toujours aussi faible que possible. Cela peut se faire en modifiant la conception du pylône ou l'ordre des fils électriques.

Comme mentionné ci-dessus, Elia applique le **principe de standstill** pour les lignes aériennes. Lors de la construction d'une nouvelle ligne, les maisons sont évitées autant que possible. Les anciennes lignes existantes qui sont démantelées traversent par ailleurs le plus souvent des zones résidentielles. Par conséquent, dans l'ensemble, le nombre de

maisons/personnes situées dans la zone de champ magnétique diminuera, car le nombre de maisons concernées par le projet de démolition est supérieur à celui de la nouvelle ligne.

Enfin, Elia reste engagée à faire progresser les connaissances scientifiques et à informer de manière transparente toutes les parties prenantes. À cette fin, Elia soutient différents centres de recherche et universités en Belgique, regroupés dans le Belgian BioElectroMagnetics Group (BBEMG), ainsi qu'au niveau international par le biais de l'Electric Power Research Institute (EPRI), une organisation sans but lucratif dédiée à la recherche sur l'énergie et l'environnement.

Pour informer au mieux les riverains et autres parties prenantes, Elia fournit des mesures gratuites sur demande et dispose d'une page Web, de fiches d'information et de brochures. En outre, des communications spécifiques sont organisées dans le cadre des projets, telles que des bulletins d'information et des sessions d'information, éventuellement avec le soutien d'un expert indépendant.

Le Protocole obligatoire relatif à la pose de nouveaux câbles haute tension en Région de Bruxelles-Capitale, signé en 2017 par Elia et le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale, permet par ailleurs d'assurer une prise en compte de la question dès la phase d'étude des projets.

2.5.2.5 Politique de rémunérations et de compensations

Si un certain impact ne peut être évité par des mesures préventives ou correctives, des mesures compensatoires sont appliquées. Elles peuvent être soit appliquées volontairement (dans le cadre réglementaire), soit stipulées par la loi avant l'obtention de toutes les autorisations légales nécessaires au développement d'un projet.

Auparavant, des mesures ad hoc étaient élaborées pour chaque projet. En 2020, il a été décidé de mettre en place une politique claire et structurée. Cette politique est affichée de manière transparente sur notre site Web.²²

2.5.3 Protection de l'environnement

2.5.3.1 Politique de réduction du bruit

La principale source de pollution sonore dans le réseau est liée au fonctionnement des transformateurs. L'achat de transformateurs silencieux fait partie de la politique environnementale d'Elia depuis de nombreuses années. En outre, lorsqu'une nouvelle sous-station est construite ou lorsque la capacité de transformation d'une sous-station existante est augmentée, une étude de bruit est réalisée. Sur la base des mesures de bruit des

²² Pour de plus amples renseignements sur les indemnités et les remboursements ainsi que sur la politique utilisée, veuillez consulter [ELI-2]

transformateurs existants, une simulation est faite de la situation après le renforcement, afin d'estimer les niveaux de bruit associés. Grâce à cette approche, des mesures de réduction du bruit, telles que des murs antibruit, sont déjà prévues dans la phase de conception du projet, afin que l'ensemble de l'infrastructure (nouvelle et existante) respecte les normes de bruit imposées par la réglementation environnementale.

2.5.3.2 Politique de protection des eaux souterraines et des sols

La principale source potentielle de pollution du sol, des eaux souterraines et de surface est le grand volume d'huile minérale contenu dans les transformateurs.

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 d'Elia consiste à équiper tous les nouveaux transformateurs d'une telle cuve en béton imperméable. Pour les transformateurs existants qui ne disposent pas d'une cuve de confinement, Elia dispose d'un programme d'investissement pour les enfermer le plus rapidement possible. Cela se fait systématiquement lorsque des projets de génie civil sont réalisés dans les postes concernés ou par le biais de projets spécifiques si aucun autre investissement n'est prévu dans le poste concerné dans un délai raisonnable.

Ces démarches sont en ligne avec la législation de la Région de Bruxelles-Capitale en la matière.

2.5.3.3 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. La gestion de l'eau dans les quelque 600 postes à haute tension exploités par Elia en Belgique consiste principalement en de l'eau de pluie qui se retrouve 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. Lors 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) ;
- 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.

2.5.3.4 Politique de protection de la nature

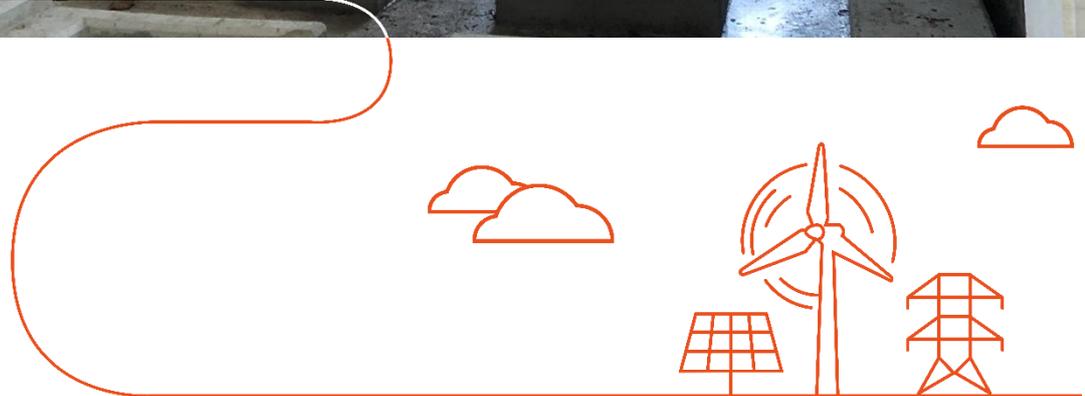
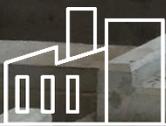
Gestion de la verdure

Afin d'éviter les risques de sécurité liés aux chutes d'arbres ou aux courts-circuits, aucun arbre ne doit pousser à proximité des lignes à haute tension. La gestion régulière consistait à dégager une bande sous les lignes de végétation montante tous les 5 à 8 ans. Dans le cadre de la nouvelle approche, tant pour les lignes à haute tension existantes que pour les nouvelles, on examine, toujours sur la base du tracé (planifié), si, dans les zones forestières, les zones naturelles et éventuellement même sous les pieds des pylônes dans les zones agricoles, le couloir traversé par la ligne et qui doit normalement être maintenu sans végétation verticale, peut néanmoins être aménagé avec une valeur ajoutée pour la nature dans la région en introduisant une végétation stable, et ce selon les principes du projet Life Elia. Cette nouvelle approche est non seulement meilleure pour la biodiversité, mais à long terme, elle permettra également de réduire les coûts de maintenance du réseau.

Corridor	2020	2021	2022	2023	2024
Géré écologiquement (ha)	733,4	763,7	804,0	870,3	916,7



3. Identification des besoins du système



3.1 Introduction

Le portefeuille de projets expliqué aux chapitres 5 et 6 est le résultat d'un processus décrit à la section §2.4. Après l'élaboration des scénarios, plusieurs études détaillées sont menées dans le but d'identifier les endroits où la capacité de transport future du réseau ne sera plus suffisante pour transporter les flux attendus, où des risques concernant la stabilité du système peuvent apparaître ou encore où il est nécessaire de remplacer ou d'adapter des équipements arrivés en fin de vie.

Un chapitre entier a été consacré à l'explication des études réalisées dans le but d'identifier certains besoins du système. Les paragraphes suivants contiennent une sélection, basée sur l'impact sur le plan de développement, de l'ensemble des analyses effectuées.

Alignement des Priorités avec gestionnaire du réseau de distribution

Introduction

Dans le cadre des plans de développement d'Elia et du gestionnaire du réseau de distribution, Sibelga, une coopération constante est entretenue entre ces parties. Il est impératif que, dans leurs niveaux de compétences respectives, Elia et Sibelga s'alignent sur les priorités du réseau bruxellois du futur. Le réseau évolue en continu et il est donc nécessaire d'être alignés sur les hypothèses, les évolutions possibles et les priorités découlant de celles-ci. C'est pour cette raison qu'Elia et Sibelga planifient le développement du réseau côte à côte.

Hypothèses et scénarios

Les scénarios repris dans chacun des plans prennent en compte les futurs possibles du réseau de transport pour Elia et du réseau de distribution pour Sibelga. Ces scénarios sont basés sur des hypothèses à plusieurs niveaux, notamment à un niveau macroéconomique et à un niveau microéconomique. Ces scénarios incluent aussi les nécessités du futur et mènent à l'identification des besoins en termes de développement du réseau. Les hypothèses prises sont élaborées au §3.2. Des multiples moments de consultations sont tenus entre les deux parties pour aligner les hypothèses en continu.

Alignement des besoins et du portefeuille de projets

En tenant compte des analyses respectives concernant le réseau de transport (Elia) et le réseau de distribution (Sibelga), les points de fourniture avec des besoins futurs ont été identifiés. Elia et Sibelga ont établi une liste commune des points de fourniture nécessitant soit un projet, soit une étude conjointe pour le réseau bruxellois. Les priorités qui sont ressorties de cette analyse conjointe sont De Brouckère, Voltaire 11 kV, Elan, Démosthène, Schols, Charles Quint 150/11 kV, Volta, Marly, De Cuyper et Pêcherie. Ces priorités sont mentionnées dans la section 0 du plan de développement bruxellois pour plus d'information.

D'autres postes à l'horizon plus large sont également détectés (Centenaire, Américaine 11 kV, Houtweg, Chôme Wyns, Forest, Drogenbos, Dunant (Cimetière) et Schaerbeek). Pour ces postes, des études sont encore à réaliser en concertation Elia-Sibelga en tenant compte des évolutions (éventuelles) des hypothèses prises à l'horizon 2040-2050.

Elia et Sibelga étudient ces aspects conjointement. Ces efforts peuvent amener à des renforcements du réseau pour répondre au mieux aux besoins ou à d'autres solutions. Les possibilités d'optimisation offrent également une approche possible pour ces pistes de projet en tenant compte des zones d'influence et de la réserve disponible des postes en général.

Conclusion

Elia et Sibelga continueront à s'engager ensemble pour établir un réseau plus robuste et plus fiable pour la région bruxelloise. Une fois de plus, la coopération entre Elia et Sibelga aide à démonter les priorités et les complexités du réseau de transport et du réseau de distribution bruxellois. Il est évident qu'aussi bien Elia que Sibelga retrouvent les mêmes besoins dans leur vision pour la région bruxelloise. L'alignement des priorités restera une nécessité que les gestionnaires de réseaux considèrent comme primordiale.

3.2 Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées

Dans la section §2.2, la nécessité d'une croissance simultanée de l'électrification et de la production à base d'énergies renouvelables afin de rencontrer les objectifs de décarbonisation de la société a été mise en évidence.

A côté de l'intégration d'une électrification massive du secteur industriel, une électrification touchant à terme chaque ménage belge est en cours de déploiement. Il s'agit de l'électrification du transport et du chauffage domestique, respectivement au travers de l'intégration des véhicules électriques et des pompes à chaleur.

De même, à côté de l'intégration de grands parcs éoliens en mer du nord, une part importante de production à base d'énergies renouvelables proviendra du déploiement de parcs éoliens et panneaux photovoltaïques onshore.

La totalité de l'évolution de ces nouvelles charges et productions sera raccordée au réseau Elia au travers de **Système Vertical**. Une part significative le sera également au travers des **Réseaux à Moyenne Tension** des **Gestionnaires de Réseaux de Distribution**.

Dans la grande majorité des cas, Elia est propriétaire et gestionnaire des transformateurs vers le **Réseau à Moyenne Tension**. Ceux-ci permettent de réaliser le lien entre la **Haute Tension** acheminée par Elia et la **Moyenne Tension** des **Gestionnaires de Réseaux de Distribution** dans les quelque 400 points d'injection répartis sur le territoire belge.

Une part significative de ces injections sont réalisées depuis le réseau de transport local en Région flamande et Région wallonne et depuis le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale ; en d'autres termes, depuis des réseaux avec une tension située entre 30 et 70 kV. Néanmoins, de nombreuses injections se font également depuis le réseau de transport d'électricité fédéral ; en d'autres termes, depuis des réseaux avec une tension de 220, 150 ou 110 kV. À ce jour, il n'y a pas d'injection vers le réseau d'un Gestionnaire de Réseaux de Distribution depuis le réseau 380 kV. La part des injections provenant du réseau de transport d'électricité fédéral tend à croître.

3.2.1 Impact sur la puissance de transformation vers la Moyenne Tension

De par son rôle de gestionnaire du système électrique, Elia a étudié l'impact de l'intégration croissante dans les **Réseaux à Moyenne Tension** des Gestionnaires de Réseaux de Distribution des véhicules électriques, pompes à chaleur, parcs éoliens et panneaux photovoltaïques sur la puissance de transformation installée dans les points d'injection en Belgique. L'objectif principal étant de détecter les points d'injection où des surcharges sont attendues, celles-ci pouvant nécessiter des investissements afin d'y remédier. En plus des 4 facteurs mentionnés ci-dessus, l'électrification des consommateurs industriels actuellement connectés aux réseaux de distribution prend également de l'ampleur. À Bruxelles, cependant, les prévisions actuelles sont relativement faibles pour ce secteur, de sorte qu'aucun impact significatif sur la capacité de transformation en moyenne tension n'est attendu.

Pour cette étude, Elia a tenu à considérer simultanément les 4 facteurs décrits ci-dessus, une augmentation de la production à base d'énergies renouvelables peut en effet compenser les effets d'une charge croissante, et vice-versa.

Il est à noter toutefois que cette étude se concentre uniquement sur la puissance de transformation des points d'injection et ne considère pas le réseau en amont. Ce dernier ne peut en effet faire l'objet d'une étude globale mais doit faire l'objet d'études spécifiques à chaque zone concernée (voir également §4.1).

Dans le cadre de ce Plan de Développement 2026 -2036, l'impact est évalué à l'horizon 2036.

3.2.2 Hypothèses

Les hypothèses décrites se basent sur les données présentées dans le cadre de l'étude Adequacy and Flexibility la plus récente au moment de la réalisation de l'étude pour l'identification des besoins du système dans le plan actuel. Celle-ci était celle de l'horizon 2024-2034 [ELI-1], publié en juin 2023. Le scénario central a été utilisé pour les hypothèses présentées en termes de déploiement de véhicules électriques, de pompes à chaleur et de panneaux photovoltaïques, lesquelles correspondent à celles reprises dans l'étude "Adequacy and Flexibility."

Ces hypothèses prennent en compte les ambitions régionales et les politiques annoncées pour établir des projections. Comme repris plus loin, cette étude devra connaître des mises à jour récurrentes, ce afin de permettre également d'affiner les hypothèses prises en compte.



VEHICULES ELECTRIQUES

En termes de véhicules électriques, une pénétration équivalente de 2,64 millions de véhicules en Belgique, dont 233 000 dans la région de Bruxelles-Capitale à l'horizon 2035. Une moyenne de 18 kWh/100km et 20 000 km/an est prise en compte.

Pour cette étude le profil de charge des véhicules électriques a été catégorisé en 2 groupes :

- « Charge naturelle » : Les personnes chargent leur véhicule lorsque le besoin ou l'opportunité se présente. Il en résulte qu'une part importante de la charge des véhicules se suppose au moment de la pointe de consommation électrique déjà observée en soirée.
- « Charge optimisée » (V1M) : les véhicules sont combinés avec une technologie de recharge intelligente unidirectionnelle (sans possibilité d'injecter de l'énergie vers le réseau) pour optimiser la charge en dehors de heures de pointe de consommation électrique, en fonction des prix du marché selon des contrats dynamiques.

L'étude n'a pas considéré un profil de type « Vehicule-to-Grid » permettant de faire usage de la capacité inutilisée des batteries pour stocker de l'énergie et de l'injecter vers le réseau à d'autres moments. Le taux de pénétration de ce type de technologie étant jugé trop faible que pour impacter la puissance de transformation installée dans les points d'injection.

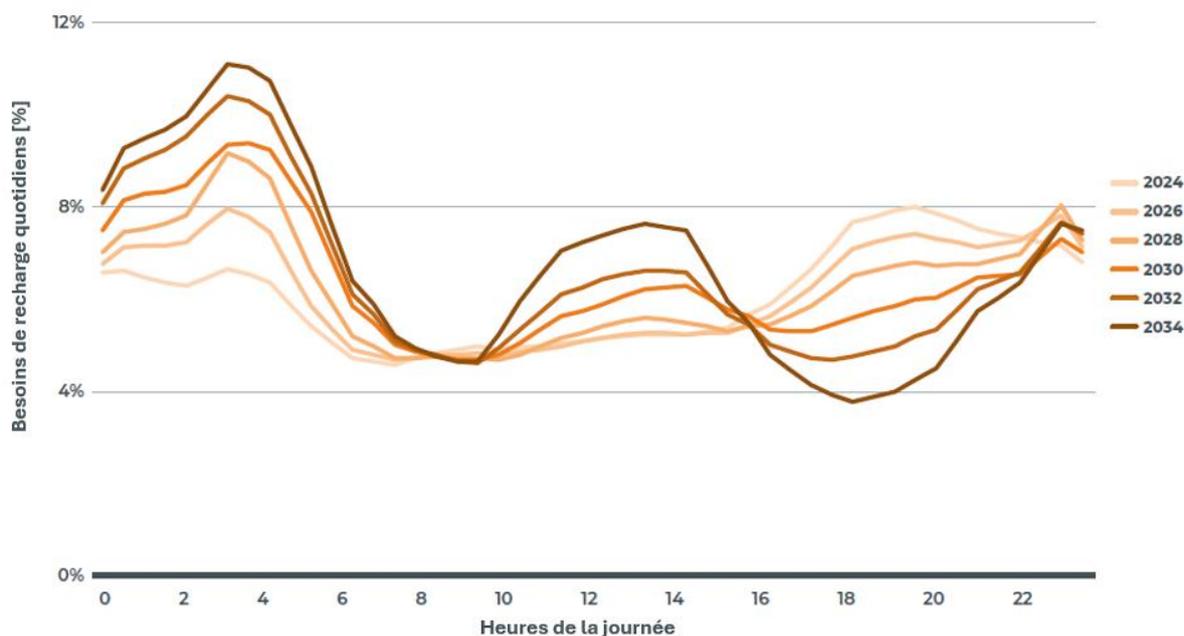


Figure 3.1 : Profils de charge moyen des voitures électriques (exemple illustratif)

Le profil de charge global considéré à Bruxelles est une combinaison de profil de charge « naturel » et « optimisé ».

Ce profil global est ensuite décomposé vers les différents points d’injection vers le réseau moyenne tension de manière pondérée.

Ces poids ont été déterminés en fonction des caractéristiques des villes aux alentours (nombres d’emplois, surfaces commerciales, revenus...) ; le but étant de tenir compte de caractéristiques très différentes des points d’injection vers le **Réseau à Moyenne Tension**. Par exemple, un point d’injection entouré principalement de zones résidentielles rencontrera un profil de charge très différent d’un point d’injection entouré également de nombreux zonings industriels.

Le cas spécifique de la région Bruxelles-Capitale, avec l’interdiction prévue des moteurs à combustion à partir de 2035, a aussi spécifiquement été pris en compte. Cependant, l’impact de cette interdiction fait encore l’objet de multiples interrogations : évolutions des habitudes en termes de mobilité (voitures partagées, mobilité douce...), part de la population achetant un véhicule électrique.

En ce qui concerne les transports publics dans la Région de Bruxelles-Capitale, la STIB fait ses propres prévisions d’évolution de la charge, en tenant compte, entre autres, de l’électrification des bus. Ces prévisions sont prises en compte par Elia.



POMPES A CHALEUR

En termes de pompes à chaleur, la quantité de pompes à chaleur dans la région de Bruxelles-Capitale est estimée à 101 500 unités dont 18 000 pompes à chaleur résidentiels de type air-

air et 43 000 résidentiels de type hydronique (air/sol – eau). Le restant des pompes à chaleur étant soit des pompes à chaleur hybride ou de type non-résidentiel.



ONSHORE WIND

En termes d'éolien onshore, une capacité installée de 6,9 GW en Belgique est prise en compte en 2034. Toutefois, cela n'affecte pas les sous-stations de la Région de Bruxelles-Capitale vu l'absence de l'éolien dans cette région.



PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

En termes de panneaux photovoltaïques, une capacité installée de 450 MWp dans la région de Bruxelles-Capitale, est prise en compte pour 2030. Cette capacité est en ligne avec les objectifs de la capitale pour 2030 et sont ensuite extrapolés pour l'horizon plus large de ce plan.

La puissance encore à installer a été répartie géographiquement conformément à des données urbanistiques. Par la suite elle a été attribuée aux points d'injection vers le **Réseau à Moyenne Tension** en considérant des données géographiques.

3.2.3 Résultats

Les priorités qui ressortent de cette analyse se concentrent sur le renforcement de la capacité de transformation vers le réseau de distribution dans plusieurs points de fourniture, dont De Brouckère, Voltaire 11 kV, Elan, Démosthène, Schols, Charles Quint 150/11 kV, Volta, Marly, De Cuyper et Pêcherie. Ces priorités sont expliquées plus en détail au chapitre 0 du Plan d'investissement de Bruxelles. Ces postes sont considérés comme prioritaires.

De plus, d'autres besoins concernant des sous-stations avec un horizon plus large ont été détectées, telles que Centenaire, Américaine 11 kV, Houtweg, Chomé Wyns, Forest, Drogenbos, Dunant (Cimetière) et Schaerbeek. Pour ces sites, des études complémentaires doivent être menées en coordination avec le gestionnaire de réseau de distribution ainsi que pour tenir compte d'éventuelles évolutions futures et des hypothèses changeantes qui ont été retenues pour l'horizon 2040-2050.

Et enfin, un renforcement du maillage dans la future poche 36 kV Héliport-Schaerbeek-Schaerbeek deviendra peut-être nécessaire à la fin de l'horizon de ce plan. A ce stade, un nouveau câble 36 kV entre Essegem et Schaerbeek est prévu à cet effet.

Elia remarque que l'introduction d'un profil de charge optimisé pour les véhicules électriques a un effet bénéfique mais faible sur le nombre de points d'injection atteignant leurs limites en prélèvement. Les évolutions concernant les véhicules électrique doivent être suivies de près

afin garder une vision correcte de la charge sur le réseau de distribution et de transport bruxellois.

Comme prévu (voir aussi §4.1.2), l'étude montre qu'en ce qui concerne le flux d'alimentation (énergie du réseau moyenne tension vers le réseau Elia), aucun problème n'est à prévoir dans la Région de Bruxelles-Capitale.

3.2.4 Conclusions

Des investissements seront nécessaires dans le réseau Elia afin d'accueillir la croissance simultanée de l'électrification des secteurs et de la production à base d'énergies renouvelables dans les **Réseaux à Moyenne Tension**.

Moyennant une exploitation flexible des réseaux, les investissements requis pourraient rester sous contrôle.

Une part significative des transformateurs générant des limitations dans les points d'injection vers les **Réseaux à Moyenne Tension** auront atteint leur fin de vie avant 2036. Ceci permet de limiter l'impact de la croissance de l'électrification sur les investissements d'Elia.

Pour la Région de Bruxelles-Capitale, une analyse globale de l'impact de l'électrification sur le réseau électrique a été initiée avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les premiers résultats sont présentés dans le présent plan.

L'utilisation d'algorithmes de charge optimisée, basés sur des signaux du marché, afin que les consommateurs puissent adapter la charge de leur véhicule électrique aux conditions du système (charge en cas d'énergie renouvelable abondante) ne permettra pas d'éviter de manière significative les investissements dans le réseau Elia. Des algorithmes de charge avancés, prenant en compte des signaux du marché simultanément avec des situations de congestions locales seront au moins nécessaires afin de pouvoir avoir un impact significatif sur les investissements requis dans le réseau Elia, sans toutefois pouvoir éviter tout renforcement. Il en ira de même pour d'autres applications (pompes à chaleur, batteries, etc.).

Ces résultats permettent d'appréhender un ordre de grandeur des investissements requis. Chaque point d'injection doit néanmoins faire l'objet d'un suivi régulier et approfondi, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés, avant de prendre une décision d'investissement, ceci afin de pouvoir tenir compte des réalités locales et des approximations du modèle utilisé.

3.3 Besoins de remplacement

Le renouvellement des équipements du réseau de transport arrivés en fin de vie constitue un axe important. Les équipements obsolètes doivent être renouvelés pour maintenir un niveau de fiabilité en fonction de l'importance de l'élément du réseau et garantir la sécurité pour les utilisateurs du réseau.

3.3.1 Les équipements de protection

En raison d'un raccourcissement de la durée de vie théorique des équipements de protection propre à la technologie numérique, nous avons assisté à une augmentation des besoins de remplacements pour ces équipements. Cependant, ces besoins de remplacements ont toujours été couverts. Il est important de les réaliser de manière à ne pas accumuler un retard par la suite.

La Figure 3.2 illustre la répartition des équipements de protection, sur les réseaux électriques d'une tension inférieure à 110 kV, par année de construction. Cela donne un bon aperçu de l'évolution des technologies utilisées, des dispositifs de protection électromécaniques aux dispositifs de protection numériques en passant par les dispositifs électroniques.

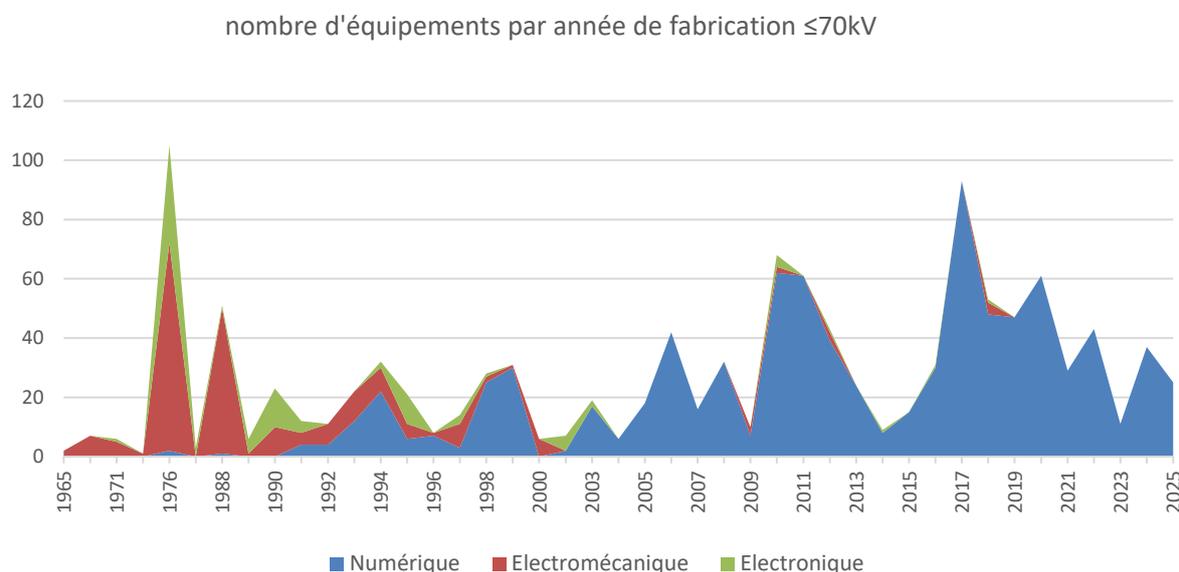


Figure 3.2 : Répartition des équipements de sécurité par année de construction

3.3.2 Les équipements de haute tension

Étant donné la durée de vie théorique des équipements haute tension et leurs dates de mise en service dans le réseau, il faudra continuer à investir dans le remplacement des équipements à haute tension dans les années à venir. Les pics éventuels pourront être étalés grâce aux méthodologies de gestion du risques mises en place, comme expliqué au paragraphe « Méthodes d'optimisation de gestion des remplacements développées par Elia ».

La Figure 3.3 indique la répartition des principaux équipements à haute tension, sur les réseaux électriques dont le niveau de tension est inférieur à 110 kV, par année de construction :

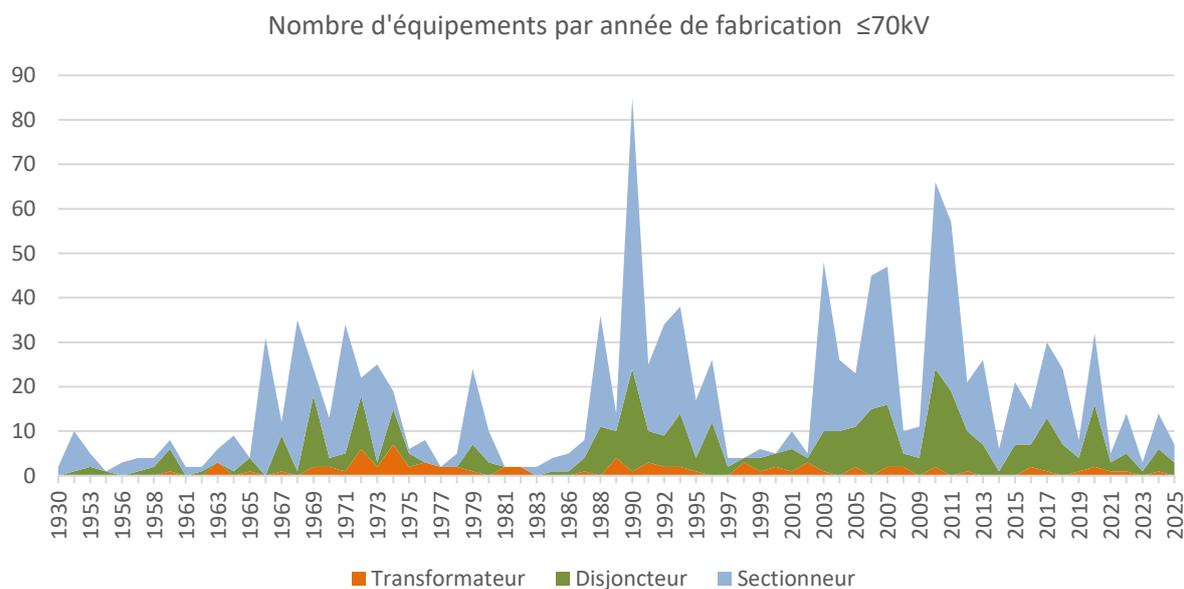


Figure 3.3 : Répartition des principaux équipements à haute tension par année de construction

3.3.3 Les équipements de câbles souterrains

La Figure 3.4 montre la répartition en fonction de l'année de construction des liaisons.

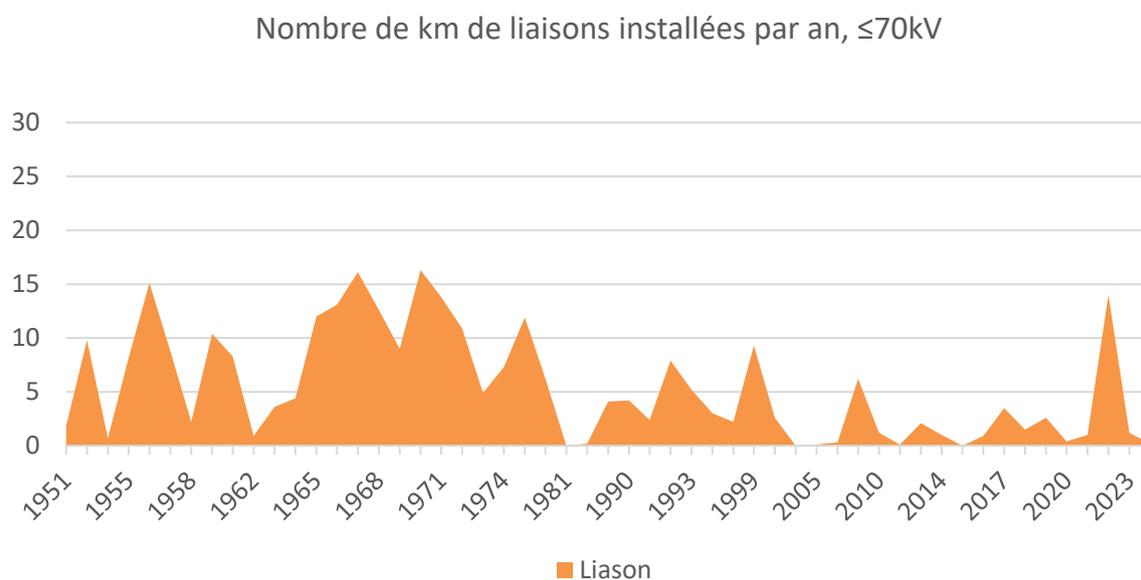


Figure 3.4 : Répartition des années de construction des liaisons

3.3.4 Méthodes d'optimisation de la gestion des remplacements développées par Elia

Afin de limiter l'impact de ces besoins et de laisser suffisamment de ressources disponibles pour le développement du réseau, une série d'initiatives ont été prises ces dernières années afin d'aplanir les pics de remplacement d'équipements et de prolonger leur durée de vie.

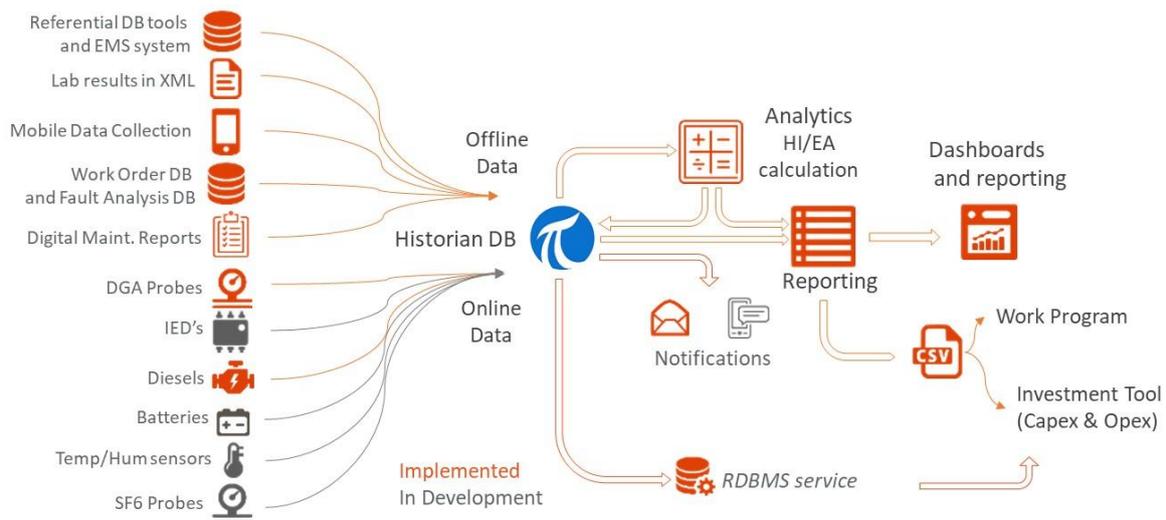


Figure 3.5 : Gestion de base de données

Ci-dessous ces différentes initiatives sont discutées plus en détail :

- Pour nos équipements linéaires (lignes, câbles) ainsi que nos équipements haute tension, des indicateurs de santé sont à présent calculés. Ces indicateurs se basent sur l'ensemble des résultats d'inspections, de mesures et de données real-time obtenues concernant l'équipement en question. Ceci nous permet de suivre de près la condition de l'équipement et d'adapter à la hausse – le plus souvent – ou à la baisse sa durée de vie, ainsi que de prendre des actions court terme lorsque cela est nécessaire ou le cas échéant d'ajuster la réserve stratégique de nos équipements. À noter qu'au total cela ne représente pas moins de 180.000 équipements pour lesquels Elia assure un suivi de l'état de santé.
- Afin de pouvoir évaluer le niveau de risque associé à l'équipement, l'impact potentiel en cas de défaillance a également été analysé de façon détaillée. Ainsi, chacun de nos équipements a un score d'impact réseau associé (en fonction de l'impact que pourrait avoir la défaillance de cet équipement sur le réseau). Ceci nous permet d'accepter de maintenir sur le réseau plus longtemps des équipements moins critiques, tout en mettant le bon niveau d'attention pour les plus critiques.

De plus, un suivi rapproché des taux de défaillance des équipements est assuré sur les équipements en service de manière à entreprendre en temps voulu les actions les

plus opportunes. Cette approche nous permet d'optimiser les décisions relatives à la gestion de la maintenance et des remplacements.

- Lorsque l'équipement atteint sa fin de vie, un exercice est également réalisé afin d'analyser s'il est possible de postposer cette fin de vie en réalisant un rétrofit²³. Si le rapport coût/bénéfice (tous aspects considérés) s'avère positif, des retrofits sont réalisés permettant ainsi de réduire le volume de remplacement à réaliser. Des retrofits ont par exemple été réalisés sur certains types de transformateurs ainsi que des travées GIS.
- Afin de maximiser l'efficacité des projets et d'ainsi faciliter la bonne couverture des besoins de remplacement à venir pour la basse tension, de nouvelles approches basées sur la technologie digitale sont en cours de déploiement. Ces solutions sont basées sur la standardisation des solutions, tant au niveau hardware que software, afin de pouvoir réduire les durées d'étude et d'exécution des projets. Ces initiatives, couplées à l'utilisation de protocoles de communication, permettent l'application de solutions innovantes, comme par exemple l'automatisation des tests de réception. En parallèle, le prochain pallier technologique, basé sur la digitalisation complète des interfaces entre la haute tension et la basse tension et visant à atteindre des gains encore plus importants, est en en cours de préparation.

Cette recherche d'amélioration continue ne s'arrête pas là. Nous développons actuellement des méthodologies afin d'améliorer nos modèles de gestion du risque et d'obtenir un suivi plus proche du real-time.

²³ Le rétrofit consiste à remplacer des composants anciens ou en fin de vie par des composants plus récents, en général en utilisant une technologie plus récente, tout en gardant la même fonction

4. Réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale



4.1 Visions générales du développement des réseaux de transport régional

4.1.1 Rationalisation du réseau de transport régional 36 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés

Elia vise un optimum global pour le réseau électrique, que ce soit au niveau du réseau haute tension qu'Elia gère sur la base des compétences régionales et fédérales ou au niveau du réseau moyenne tension géré par le Gestionnaire de Réseau de Distribution²⁴. C'est la raison pour laquelle ce Plan de Développement comprend également des investissements qui bénéficient aux niveaux de tension plus 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 local. Une évolution vers un niveau de tension plus puissant, tel que le 150 kV, est souvent privilégié par rapport à un nouveau renforcement du réseau local. 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 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 moyenne tension à partir des niveaux de tension plus élevés plutôt que des réseaux 36 kV. En procédant de la sorte, on décharge en effet ces niveaux de tension moins élevés et on évite des renforcements du réseau 36 kV. Souvent, cet investissement répond également 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 arrivent en effet en fin de vie, ce qui constitue une opportunité de réaliser cette transition. Ainsi, les longues liaisons 36 kV qui arrivent en fin de vie sont remplacées par des transformateurs 150/36 kV afin de continuer d'assurer l'alimentation des réseaux 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.

²⁴ L'optimum est donc également concerté avec le GRD concerné.

4.1.2 Intégration de la production décentralisée

À ce jour, l'impact de la production décentralisée sur le réseau Elia en Région de Bruxelles-Capitale est limité. Le caractère urbain de la région et la proximité de l'aéroport ne sont pas propices au développement de productions éoliennes. Cependant, la densité de population et l'importance du bâti peuvent être avantageusement mises à profit pour le développement des filières solaires et de cogénération de chaleur et d'électricité. Ce potentiel est localisé à proximité des consommateurs et, selon les projections actuelles, il reste inférieur aux niveaux de consommation d'électricité de la Région. Selon les projections disponibles, le développement de ce potentiel ne devrait amener que peu de contraintes sur le réseau de transport régional, a fortiori si une gestion nouvelle des réseaux électriques de distribution est mise en place à moyen terme (adaptation des courbes de consommation, compteurs intelligents, smart grids, etc.). Dans le cadre du dimensionnement du réseau de transport à Bruxelles et de la détection des besoins de renforcements, une réévaluation de l'impact de la production décentralisée (principalement l'installation de panneaux photovoltaïques), mais aussi des contraintes spécifiques liées à la capitale (consommation résidentielle différente de celle des bureaux, air conditionné, etc.) est réalisée périodiquement. Un effet de simultanéité (ou de non-simultanéité) de ces paramètres pourrait déplacer les moments de l'année où la pointe de consommation est réalisée.

La Figure 4.1 illustre la capacité traditionnelle théorique restante dans les points de fourniture de la capitale. Dans 37 points de fourniture, il est encore possible de raccorder au minimum 63 % de la puissance garantie en production décentralisée. Cette capacité théorique restante ne tient pas compte de l'évolution de l'enlèvement au cours de la journée aux points de livraison. Dans la pratique, il existe donc une marge supplémentaire. Les sous-stations de Drogenbos et Schaerbeek ont une capacité restante entre 44 % et 50 % de leur puissance garantie (ce qui correspond à 25,81 MVA et 31,27 MVA respectivement). A Drogenbos, la capacité de cogénération installée est de 8,38 MVA.

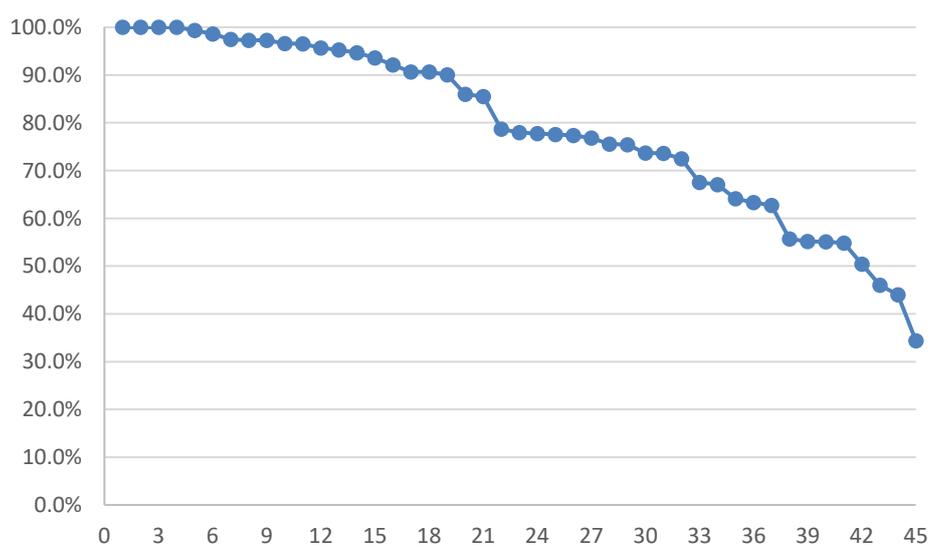


Figure 4.1 : Capacité traditionnelle restante dans les points de fourniture de Bruxelles

4.1.3 Besoin de capacité de transformation supplémentaire en 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 (voir également §3.2), Elia recherche toujours l'optimum technico-économique en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Une électrification croissante, telle que décrite au §3.2 fait apparaître une pression accrue sur la puissance de transformation disponible. À l'horizon 2036, les impacts semblent relativement modérés. Néanmoins, une vigilance accrue est indispensable afin de pouvoir anticiper au mieux les investissements nécessaires.

En cas de dépassement de la capacité de transformation en moyenne tension dans un poste, l'approche est la suivante :

- Elia 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 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.

Le développement du réseau bruxellois tient également compte de la sortie des réseaux 5 et 6,6 kV à Bruxelles.

Elia et le gestionnaire du réseau de distribution ont collaboré à l'élaboration d'une stratégie permettant d'obtenir une vision commune sur l'évolution du réseau de transport et de distribution d'électricité afin d'éliminer les niveaux de tension 5 et 6,6 kV de Bruxelles et d'harmoniser les tensions de distribution MT vers le 11 kV à l'horizon 2030.

Une note conjointe concernant l'élimination à terme du réseau 5 et 6,6 kV à Bruxelles existe. Les solutions techniques y ont été définies pour chaque poste concerné et s'inscrivent de manière cohérente avec les investissements planifiés dans le cadre du présent Plan de Développement.

Le transfert des activités TTC (Télé-Commande Centralisée) à Bruxelles ont depuis été entièrement reprises par le gestionnaire du réseau de distribution.



4.1.4 Considérations sur l'usage de la flexibilité

Considérant les investissements en infrastructure souvent importants pour raccorder des charges complémentaires et de nouvelles productions décentralisées, Elia s'efforce à implémenter des mesures de flexibilité afin d'assurer une exploitation optimale des infrastructures existantes. Les moyens pouvant être mis en œuvre sont :

- Raccordement flexible d'unités de productions, ces dernières pouvant être sujettes à des contraintes d'exploitation, souvent lorsque le réseau est en mode dégradé ;
- Dans des cas spécifiques, des contraintes d'exploitation pour des prélèvements (charges) sont convenues ;

Dans certains cas, des contraintes d'exploitations complémentaires sont prises par Elia afin de dégager des capacités complémentaires :

- Intégration des plannings des entretiens ou arrêts de clients dans les plannings de coupure Elia ;
- Confirmation de certaines coupures en fonction des conditions météorologiques ;
- Prise en compte de possibilités de surcharge temporaire des équipements pour le développement des réseaux.

Les mesures décrites ci-dessus peuvent adopter un caractère définitif ou temporaire (par exemple en attendant l'implémentation d'un projet d'infrastructure). Elles ont prouvé leur efficacité mais ont toutefois leurs limites et ne pourront résoudre toutes les contraintes de réseau. Une flexibilité plus avancée pourra être obtenue au travers de l'implémentation d'un CCMD (Consumer Centric Market Design), en particulier s'il intègre des algorithmes de gestion de congestions locales. Pour une description complète du CCMD, veuillez vous

reporter au « white paper » complet [ELI-13]. Dans la Région de Bruxelles-Capitale, de tels accords ne sont pas encore d'application.

4.2 Réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale: situation actuelle et vision long terme

Les principes à la base du fonctionnement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale sont les suivants, sur lequel une énergie totale de 4,3 TWh a été consommée en 2024 :

- les consommateurs de la Région de Bruxelles-Capitale sont alimentés par le réseau de niveau de tension 36 kV, par le réseau à moyenne tension (11 kV, 6,6 kV et 5 kV) ou encore par des infrastructures à basse tension. Le réseau à moyenne tension est quant à lui alimenté, soit à partir du réseau 36 kV, soit directement à partir du réseau 150 kV ;
- le réseau de niveaux de tension 150 kV et 36 kV est géré par Elia ; le réseau de niveaux de tension inférieurs est géré par le gestionnaire de réseau de distribution.

4.2.1 Adéquation du réseau d'électricité aux niveaux de production et de consommation

Le dimensionnement du réseau 36 kV de la Région de Bruxelles-Capitale est essentiellement lié à l'évolution et à la localisation de la consommation et, dans une mesure limitée, de la production décentralisée. Les prévisions relatives à ces éléments sont adaptées chaque année après une concertation étendue avec le gestionnaire de réseau de distribution.

Les prévisions de consommation sont basées :

- d'une part, d'un point de vue macroéconomique, sur les prévisions d'accroissement de la demande électrique les plus récentes au moment de l'élaboration des hypothèses ;
- d'autre part, d'un point de vue microéconomique, sur les prévisions d'accroissement local communiquées par les utilisateurs du réseau ou établies en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution. Ces perspectives sont revues sur base annuelle.

À court terme, pour tous les postes 36 kV qui alimentent le réseau à moyenne tension, le calcul des prévisions de consommation locale est le plus fortement influencé par les informations fournies par les utilisateurs de réseau et le gestionnaire de réseau de distribution. Ces informations traduisent les perspectives de développement économique local. Les renforcements de la puissance de transformation vers les réseaux moyenne tension sont directement induits par ces prévisions. Dans le cadre des concertations avec le gestionnaire de réseau de distribution, les possibilités de transfert de charge vers des postes voisins sont examinées pour éviter tout renforcement inutile.

4.2.2 Diagnostic des goulets d'étranglement sur le réseau d'électricité

Elia modélise les écoulements de charge selon les prévisions de consommation établies à un horizon de 3 ans (voir également §2.4.2.1). Les surcharges potentielles peuvent ainsi être détectées à l'avance. Certains goulets d'étranglements – c'est-à-dire les points critiques où les critères techniques d'adéquation ne sont plus respectés suite, par exemple, à l'évolution de la consommation d'électricité et/ou du parc de production – sont ainsi anticipés sur le réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale.

4.2.3 Politique de renforcement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale

Le réseau d'électricité est adapté en permanence de façon à éliminer les goulets d'étranglement. Si de tels points critiques sont décelés, les renforcements du réseau qui génèrent à nouveau la capacité requise doivent être identifiés, sur base de critères techniques, économiques, environnementaux et d'efficacité énergétique.

La solution retenue constitue ainsi l'optimum pour la collectivité

Des études ont été réalisées sur l'évolution à long terme du réseau bruxellois. Les résultats sont présentés dans les sections §6.1 pour l'ouest de Bruxelles et §6.11 pour l'est de Bruxelles. Il en résulte une restructuration du réseau 36 kV qui repose sur les principes suivants :

- création de poches 36 kV alimentées par trois transformateurs 150/36 kV de sorte à pouvoir :
 - utiliser plus efficacement la puissance installée de ceux-ci ;
 - simplifier et sécuriser l'exploitation du réseau 36 kV ;
- transfert de consommation du réseau 36 kV vers le réseau 150 kV par l'installation de transformateurs 150/11 kV, à chaque fois que la situation est envisageable et que le niveau de charge de la poche 36kV le nécessite. Ceci permet de délester le réseau 36 kV, la transformation 150/36 kV et d'éviter de devoir renforcer le réseau 36 kV ;
- création d'axes 36 kV forts entre les différents injecteurs d'une même poche afin d'avoir un bon soutien en cas d'indisponibilité d'un des injecteurs ;
- création de structures radiales au départ des postes sources, c'est à dire des postes recevant une injection depuis le 150 kV ou des postes 36 kV présents sur un axe reliant différents injecteurs 150/36 kV ;
- renforcement des postes par :
 - le remplacement des transformateurs 150/36 kV de 70 MVA par des transformateurs de 125 MVA ;
 - le remplacement des transformateurs 36/11 kV de 16 MVA par des transformateurs de 25 MVA quand le réseau le permet ;
- recherche de l'optimum économique : à cette fin, une concertation est organisée entre le gestionnaire du réseau de transport régional et le gestionnaire de réseau de distribution afin d'identifier l'optimum économique pour l'utilisateur final. Il s'agit en effet

d'éviter des investissements légers en haute tension qui induiraient des investissements importants en moyenne tension et vice-versa.



4.3 Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

Ce chapitre reprend les différents éléments d'information demandés dans le cadre de l'Ordonnance électricité et qui ne sont pas mentionnés dans les autres sections du plan.

4.3.1 Objectifs en matière de fiabilité d'approvisionnement

4.3.1.1 Les indicateurs de fiabilité d'approvisionnement

Les indicateurs de fiabilité sont définis comme suit :

- temps moyen d'interruption de fourniture d'électricité (ou Average Interruption Time (AIT)) : nombre moyen de minutes par an pendant lesquelles un consommateur n'est pas alimenté en électricité ;
- fréquence des interruptions de fourniture d'électricité (ou Average Interruption Frequency (AIF)) : nombre moyen de fois qu'un consommateur perd son alimentation électrique sur une année ;
- durée moyenne des interruptions de fourniture d'électricité (ou Average Interruption Duration (AID)) : nombre moyen de minutes par interruption.

Le réseau de transport régional bruxellois est relativement peu étendu. À la fin de l'année 2024, ce réseau comportait 284,9 km de câbles souterrains 36 kV et 53 points de prélèvement (des clients directs ou du gestionnaire du réseau de distribution).

Par ailleurs, le nombre annuel d'interruptions de l'alimentation sur le réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale est limité (10 à 15 incidents par an). Ce nombre, la durée et la fréquence des interruptions varient nettement d'une année à l'autre de telle façon que les indicateurs de fiabilité suivent la même dynamique.

Chaque année, Elia transmet au régulateur le « Rapport Power Quality Elia - Réseau de transport régional bruxellois ». Le rapport de l'année 2024 a été transmis le 31 mars 2025. Il contient des informations relatives à des perturbations ou des interruptions d'utilisateurs du réseau de transport régional de la région de Bruxelles-Capitale.

En raison du nombre restreint de points d'accès sur le réseau de transport régional bruxellois, une interruption de l'alimentation de l'un d'eux a un grand impact sur les indicateurs et les chiffres annuels sont statistiquement non-significatifs. Une période d'observation de 5 à 10 ans est nécessaire pour obtenir une image correcte de la continuité moyenne de l'alimentation. Ceci vaut bien entendu aussi pour la continuité aux points d'accès avec la moyenne tension (interconnexion avec le gestionnaire du réseau de distribution).

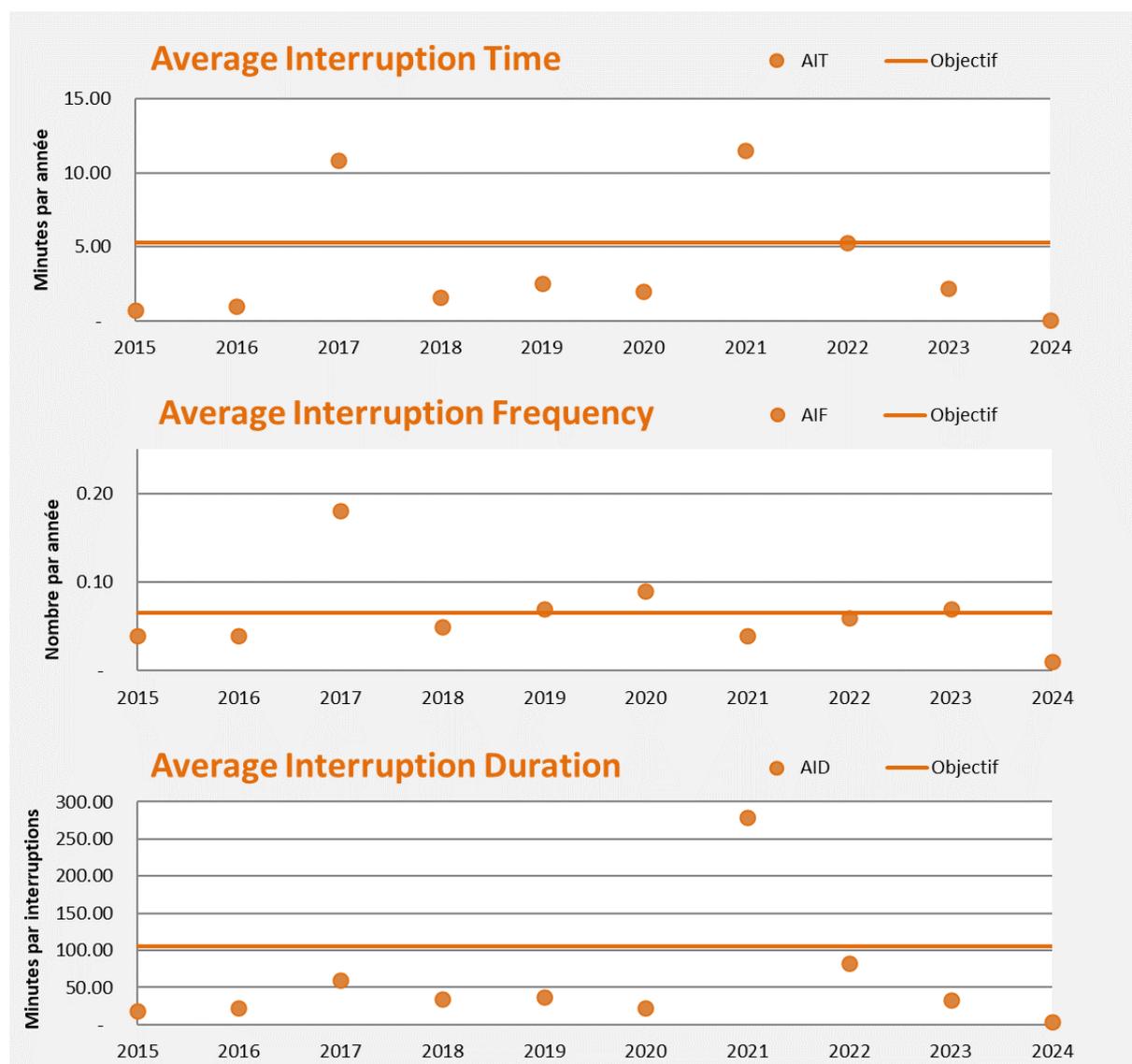


Figure 4.2 : Évolution des indicateurs de fiabilité sur les 10 dernières années

4.3.1.2 Valeurs cible des indicateurs de fiabilité d’approvisionnement

Elia développe, entretient et exploite le réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale de façon à le maintenir au niveau moyen de fiabilité d’approvisionnement observé dans le passé (comparaison avec la moyenne des quatre dernières années), comme mentionné dans le Plan d’Investissements 2006-2013.

Les valeurs cibles annuelles des indicateurs sont les suivantes :

- temps moyen d’interruption (AIT) : 5,25 min / consommateur ;
- fréquence des interruptions (AIF) : 0,07 interruption / consommateur ;
- durée moyenne des interruptions (AID) : 104,72 min / interruption.

Ces valeurs cibles, ainsi que celles reprises à la Figure 4.2 sont relatives au réseau de transport régional uniquement. Des éventuelles interruptions d’alimentation dues à des incidents sur le réseau de distribution ne sont pas prises en compte.

4.3.2 Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent

Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent :

Depuis le 1er avril 2022, différents incidents ont eu lieu dans le réseau 36 kV ou inférieur, nécessitant une mobilisation rapide des équipes de maintenance. Ainsi, douze incidents sont à déplorer. Un évènement important a nécessité une intervention urgente des services de garde d’Elia sur le réseau de transport régional.

Une entrée d’eau a eu lieu dans le bâtiment d’un utilisateur du réseau dans lequel la sous-station 36 kV Elia De Mot est présente. Plusieurs courts-circuits se sont produits dans la sous-station 36 kV De Mot provoquant l’interruption de la totalité de la sous-station 36 kV. L’alimentation de ce même utilisateur du réseau a été interrompue. L’utilisateur du réseau a pu rétablir son alimentation au travers d’autres raccordements. Une intervention d’urgence a toutefois eu lieu afin de rétablir la situation.

En cas d’urgence, les utilisateurs du réseau directement connectés au réseau de transport local peuvent appeler le dispatching d’Elia. Les utilisateurs du réseau connectés au réseau de distribution doivent contacter le gestionnaire du réseau de distribution.

4.3.3 Suivi des mesures d’efficacité énergétique

Augmentation de la tension du réseau haute tension – Statut : Réalisé

Dans le cadre du développement de son réseau de transport, Elia étudie, lorsque cela s’avère nécessaire, l’intérêt du maintien de plusieurs niveaux de tensions au sein de la même zone géographique.

Dans le cadre de ses études, Elia prend plusieurs facteurs en compte, notamment les prévisions de charge et de production, la fin de vie des différents équipements, l'harmonisation du réseau, la gestion du réseau, mais également les éventuels impacts sur les pertes réseaux.

Dans différentes zones du pays, il existe déjà des visions d'upgrade du niveau de tension de certains réseaux, voire « d'optimisation » des différents niveaux de tensions existants.

Ces optimisations permettent une réduction théorique des pertes réseaux de l'ordre de 50 % à 60 %²⁵ selon les zones considérées. Cependant, il est à noter que le caractère maillé du réseau de transport rend très complexe le calcul précis ainsi que la mesure de ces gains.

Suite à des études réalisées sur le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale (voir §6.1 et §6.11), une partie du réseau 36 kV disparaîtra au profit du 150 kV. La diminution des pertes de transport en 150 kV au lieu de 36 kV, lorsque le programme d'investissements aura été finalisé, est estimé à au moins 4,2 GWh par an.

Utilisation de transformateurs énergétiquement efficaces – Statut : Réalisé

Le facteur "efficacité énergétique" est pris en considération dans les cahiers des charges des contrats cadre établis pour l'achat de transformateurs.

Depuis son établissement, Elia travaille avec des accords cadre dans lesquels le concept de capitalisation des pertes a été introduit en vue de limiter les pertes totales sur la durée de vie complète des transformateurs de puissance. Cela signifie en pratique que les constructeurs optimisent leur design sur base d'un coût capitalisé des pertes, tant en charge qu'hors charge. L'attribution des contrats cadre se fait sur base du TCO (Total Cost of Ownership) dans lequel le coût des pertes est actualisé. Lors de l'entrée en vigueur du nouveau règlement européen sur l'EcoDesign (EU 548/2014 relative à la mise en œuvre de la Directive 2009/125/EC), Elia a contrôlé l'ensemble des transformateurs de ses contrats cadre et a constaté que tous satisfont déjà aux exigences reprises à l'annexe 1 du règlement (application à partir du 21/07/2021).

Il est également prévu de satisfaire au règlement européen lors du renouvellement des contrats cadre visant l'achat de nouveaux types de transformateurs pour le réseau Elia.

Diminution de la consommation propre dans les postes – Statut : en exécution

La consommation dans les sous-stations est entièrement électrique et dans la plupart des cas, elle est fournie par le réseau Elia au travers d'un transformateur de services auxiliaires. Deux grandes catégories d'utilisateurs peuvent être distinguées : l'ensemble

²⁵ Les pertes Joules sont proportionnelles au carré du courant transité. Une élévation de tension réduit les pertes Joules dans le rapport inverse des tensions au carré. Par exemple, un passage du niveau tension 6,6 kV vers le niveau de tension 11 kV entraîne une réduction théorique des pertes de 64%.

des installations qui garantissent le fonctionnement de la sous-station d'une part, les bâtiments et leur éclairage et chauffage d'autre part. Il n'y a peu, voire pas de marge pour intervenir au niveau de la consommation des installations techniques. Notre stratégie est en conséquence centralisée sur l'efficacité énergétique des bâtiments dans les plus de 400 sous-stations Elia, ainsi que la compensation de la consommation restante, dans la mesure du possible, par une production renouvelable propre au moyen de panneaux photovoltaïques.

Les actions suivantes aideront à améliorer l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments tout comme les bâtiments existants :

- La rénovation de toitures : une isolation sera prévue lors de la rénovation de toitures arrivant en fin de vie.
- Le remplacement des bâtiments les plus vieux : lors du renouvellement ou de l'extension de sous-stations, la priorité est donnée aux nouveaux bâtiments plutôt qu'à la rénovation de bâtiments plus anciens.
- La surveillance et le contrôle centralisés du chauffage et de la ventilation pour les bâtiments existants et futurs, ce qui devrait permettre de minimiser le nombre d'heures de fonctionnement (chauffage). L'objectif est d'équiper environ 600 bâtiments existants dans toute la Belgique, représentant une surface de 132 000 m², d'ici 2030. Fin 2024, le chauffage de huit bâtiments, totalisant 2670 m², a été équipé avec succès d'une installation pilote. Le déploiement débutera dès que le contrat-cadre sera disponible, au 2^{ème} semestre 2025.
- Lors de nouvelles constructions, des pompes à chaleur pour le chauffage et le refroidissement seront prévues. En plus du gain en efficacité, nous anticipons également les risques de surchauffe en raison du changement climatique. Dans les bâtiments existants, les moyens de chauffage plus anciens et moins efficaces seront également remplacés par des pompes à chaleur, en fonction du cycle de vie et des éventuels besoins de refroidissement.
- La production de notre propre énergie renouvelable : nos nouveaux bâtiments et certaines sous-stations existantes seront équipés de panneaux photovoltaïques afin d'au moins compenser la consommation permanente de nos installations techniques par notre propre production²⁶. En 2024, trois petites installations pilotes ont été installées sur des bâtiments existants, pour un ensemble 335 m². En 2025, des installations plus grandes seront également prévues au sol et à partir de 2026, les nouveaux bâtiments seront systématiquement équipés si le projet le permet. L'objectif est de pouvoir installer au moins 4000 m² de panneaux solaires chaque année.

En complément, la sensibilisation de nos collaborateurs constitue un bras de levier important. L'utilisation rationnelle de l'énergie dépend également des actions journalières de nos équipes et collaborateurs sur le terrain.

²⁶ À noter que les toits sur lesquels des panneaux solaires peuvent être placés doivent répondre à un certain nombre de critères. Il n'y a dès lors qu'un nombre limité de sous-stations dans lesquelles le placement de panneaux solaires pourrait être envisagé dans la Région de Bruxelles-Capitale.



Diminution du nombre de déplacements grâce à la télérelève et la télémaintenance – Statut : en exécution

L'ensemble des compteurs Elia est équipé pour la télérelève et la télémaintenance. En d'autres mots, tout peut être réalisé à distance. Les compteurs sont en outre tous compatibles avec le smart-metering.

L'ensemble des disjoncteurs du réseau Elia est également commandable à distance. Il en va de même pour tous les sectionneurs des grands postes 70 kV et de tous les postes d'un niveau de tension supérieur à 150 kV.

La commande à distance des équipements et la lecture à distance des compteurs sont donc déjà relativement bien développées sur le réseau Elia.

Elia cherche donc de nouvelles techniques innovantes ayant recours aux technologies à distance afin d'atteindre les objectifs suivants :

- la diminution du nombre d'entretiens sur le matériel haute tension grâce à une meilleure évaluation du statut des équipements et une planification adaptée des entretiens ;
- l'entretien à distance des batteries ;
- une diminution des entretiens sur le matériel basse tension et une exécution de ces derniers à distance ;
- la mesure à distance pendant les incidents : il y a annuellement environ 500 incidents. En utilisant la télérelève, il sera possible d'éviter des déplacements grâce aux relevés de mesures et à la localisation des défauts à distance.

Suite à un test de concept positif (2013-2016), le projet d'implémentation Asset Condition & Control (ACC) a été lancé en janvier 2017.

L'ACC a pour but d'augmenter la disponibilité et la fiabilité du réseau. L'ACC suit entretemps la condition de plus de 218 000 assets. Les équipements concernés sont les transformateurs de puissance, les réactances shunt, les disjoncteurs, les sectionneurs et les transformateurs de mesure dans les sous-stations MV (Medium Voltage) les sous-stations de type AIS (ou Air Insulated Substation), ainsi que toutes les sous-stations de type GIS (ou Gas Insulated Switchgear), les lignes aériennes, les câbles souterrains et les groupes diesel. Ces résultats sont utilisés depuis 2018 pour optimiser les maintenances et les remplacements de ces équipements. Tenir compte de la condition des équipements lors de la planification de la maintenance permet de diminuer le nombre d'entretiens à effectuer. En conséquence, le nombre de déplacements nécessaires pour effectuer les entretiens diminue.

Elia a également développé en 2018 un système pour des essais mensuels et automatiques des diesels à distance, de sorte que des déplacements ne sont plus nécessaires pour ce type d'essais et la main d'œuvre en est limitée. Un entretien annuel sur site, exécuté par le fournisseur, reste cependant nécessaire. En 2024, plus de 2734 essais automatiques ont été réalisés, contre 1629 et 1391 essais en 2023 et 2022 respectivement. Cela a ainsi permis à Elia d'épargner un nombre équivalent de déplacements. Le déplacement moyen étant d'environ 80 km, plus de 218 000 km de déplacement ont été évités.

En 2025, Elia ajoutera encore plus d'assets dans l'ACC. Les développements sont en cours pour la maintenance à distance des batteries (des tests sont en cours, mais le développement à grande échelle n'est pas prévu avant fin 2025). Ceci toujours dans le même but d'optimiser l'entretien, détecter les besoins de remplacement de manière plus efficace et limiter les déplacements et la main d'œuvre.

En septembre 2024, l'ACC d'Elia a finalisé le développement annoncé du Remote Reading Tool. Cet outil collecte automatiquement des données dans les équipements de protection les plus récents de manière automatique. Les postes équipés de ces dispositifs ne devront donc plus être visités après un incident pour obtenir ces informations. Aujourd'hui, 186 dispositifs de protection de la génération la plus récente sont déjà connectés. L'objectif est de connecter également la génération précédente en 2025, ce qui permettra qu'environ 25 % des postes Elia soient connectés à distance par un ou plusieurs équipements de protection.

Recours au Dynamic Line Rating – Statut : Réalisé

Le « Dynamic Line Rating » (DLR) permet de déduire la température instantanée des conducteurs aériens via une mesure de leur élongation. Il est ainsi possible de mieux estimer la puissance pouvant être transportée par la liaison. Le DLR est essentiellement utilisé sur les lignes aériennes les plus critiques afin de lever les congestions. Il aide entre-autres à mitiger l'impact des longues coupures nécessaires à l'installation de

conducteurs à hautes performances thermiques et joue un rôle important dans l'optimisation des échanges transfrontaliers.

Cette technologie est surtout utilisée pour les niveaux de tension les plus élevés (150-380 kV), mais elle dispose clairement d'un potentiel pour des applications sur le réseau de transport régional. Des modules DLR ont ainsi été installés sur une ligne 70 kV en Wallonie. Cela permet de limiter l'énergie renouvelable flexibilisée en cas d'indisponibilité d'une liaison voisine.

Le remplacement des conducteurs sur certaines lignes 380 kV par des conducteurs à faible dilatation et exploitables à haute température libère des modules DLR qui sont réaffectés sur des lignes 150 ou 70 kV.

Vu la faible proportion d'unités de production décentralisée (voir §4.1.2) et l'absence de lignes aériennes dans le réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale, cette mesure n'est mentionnée qu'à titre informatif dans le cadre du présent plan.

Raccordement flexible d'unités de production décentralisée – Statut : Réalisé

Ce moyen utilisant l'infrastructure existante de manière plus efficiente est de plus en plus proposé pour le raccordement d'unités de production décentralisée. On ne compte cependant aucun raccordement de ce type en Région de Bruxelles-Capitale à l'heure actuelle, et cette mesure est donc mentionnée à titre informatif dans le cadre du présent Plan.

Mise hors tension des transformateurs de réserve – Statut : Réalisé

De nombreux postes sont équipés de deux transformateurs et exploités avec un transformateur en service, le deuxième servant de réserve. En cas de coupure du premier transformateur, un transfert rapide est prévu vers le transformateur de réserve.

Le transformateur de réserve ne reste en principe sous tension que pendant les mois d'hiver, en-dessous d'un certain seuil de température. Le maintien hors tension des transformateurs de réserve permet limiter les pertes fers de manière considérable, comme illustré sur le schéma ci-dessous.

Concrètement, on estime la réduction de pertes réalisée de la sorte sur l'ensemble du réseau Elia à 22 GWh par an. En considérant un prix moyen de l'énergie de 44,44 €/MWh, cette mesure permet d'économiser environ 978 k€/an. Pour la Région de Bruxelles-Capitale, seul un transformateur de réserve peut être maintenu hors tension. Cela correspond à une réduction de la consommation énergétique de 117 MWh par an.

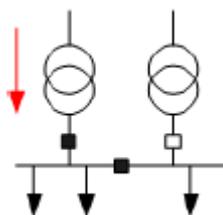


Figure 4.3 : Mise hors tension d'un transformateur de réserve

Par ailleurs, le développement des productions décentralisées amène au maintien des deux transformateurs en service afin d'accueillir un maximum de production de ce type sur l'infrastructure existante (voir section précédente).

Encartage de l'évolution de la flotte de transformateurs en termes d'efficacité énergétique – Statut : Réalisé

Dans une optique d'efficacité énergétique, Elia a mis en carte l'évolution du parc de transformateurs en service et leurs pertes relatives. L'évolution de ces pertes est analysée en fonction des investissements de remplacement planifiés.

Sont concernés les transformateurs vers la distribution avec une tension primaire ≤ 70 kV, soit un total de 657 transformateurs au sein du réseau Elia. L'étude est limitée aux transformateurs qui étaient en service au 31/03/2025. Le parc est réparti dans les trois régions du réseau belge : Wallonie, Bruxelles-Capitale et Flandre.

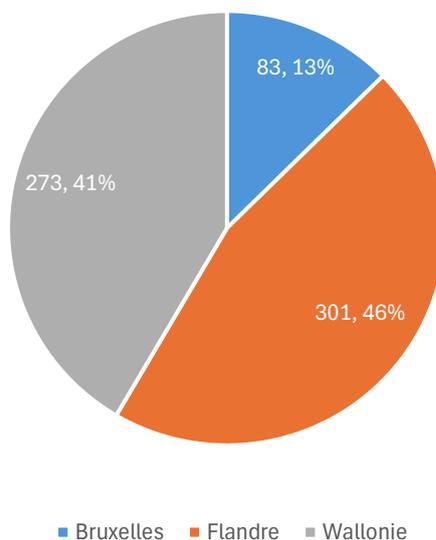


Figure 4.4 : Répartition des transformateurs de distribution ≤ 70 kV

Les pertes d'un transformateur sont déterminées par les 'No load losses', indépendantes du niveau de charge, et les 'Load losses', dépendantes du niveau de charge. Pour cette étude, la charge sur chacun des transformateurs est considérée à 60 %.

Les transformateurs les plus vieux ont des pertes plus élevées que les transformateurs récents, comme le montre les graphiques ci-dessous. Sur la période 1960 à 2020, les 'No load losses' ont diminué en moyenne de 35 % et les 'Load losses' de 20 %.

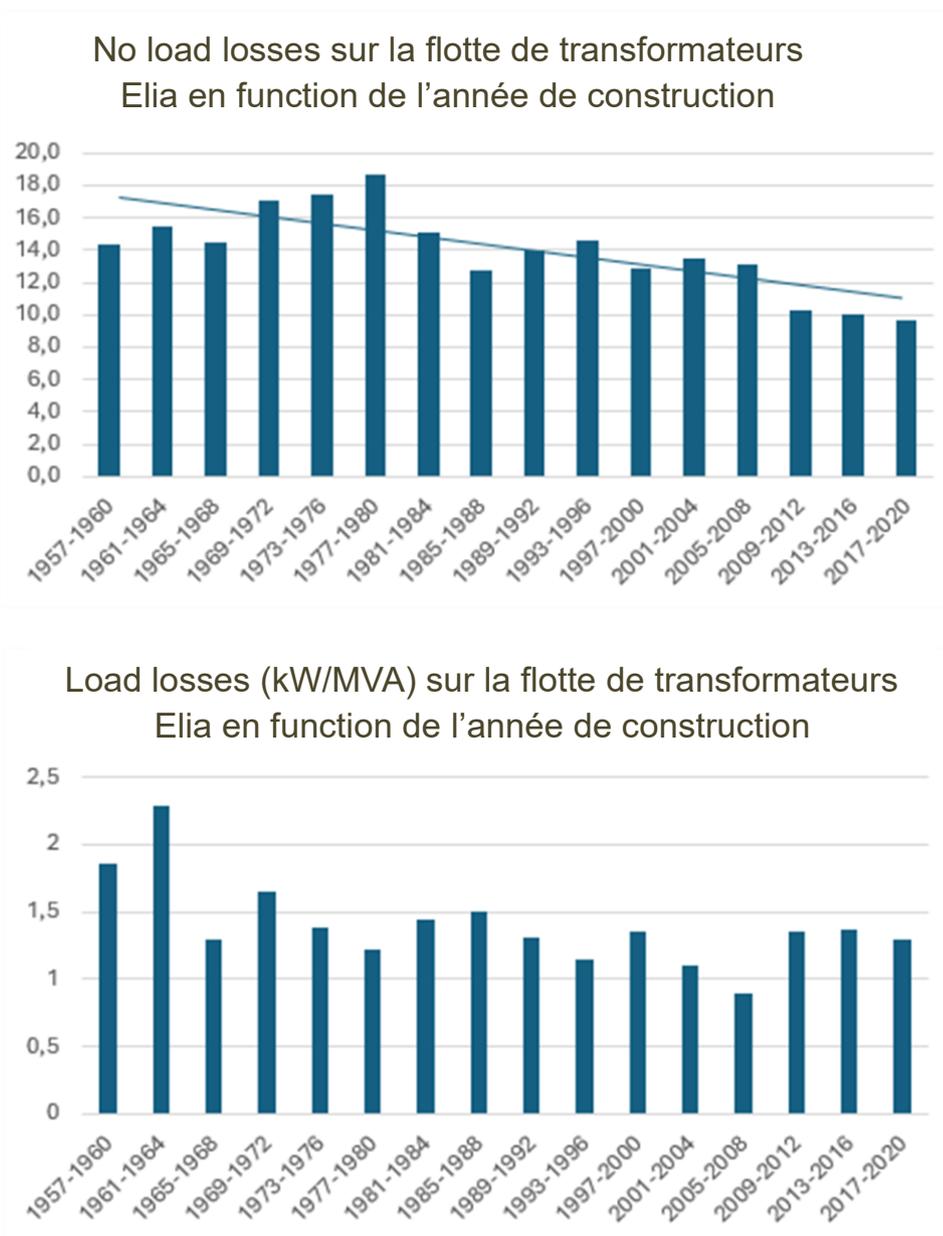


Figure 4.5 : Pertes des transformateurs²⁷

²⁷ Le graphique ne représente pas de catégorie pour 2021 – 2024 car il n'y a pas de transformateur de cette catégorie dans la région bruxelloise.

La durée de vie des transformateurs est estimée à plus ou moins 60 ans. En fonction de leur état et de l'évolution des besoins du réseau, les transformateurs sont repris dans le portefeuille de projets et remplacés.

Remplacements de transformateurs ≤ 70 kV prévus d'ici 2036		
Région	À remplacer d'ici 2036	Flotte totale
Bruxelles-Capitale	30	83
Flandre	111	301
Wallonie	125	273
Total	266	657

Tableau 4.1 : Nombre de transformateurs remplacés d'ici 2036

Le Tableau 4.1 donne le nombre de transformateurs dont le remplacement est prévu d'ici 2036. Les nouveaux transformateurs seront plus efficaces, conformément au contrat cadre actuel (moyenne des 'No load losses' = 9,8 kW ; 'Load losses' = 4,3 kW/MVA).

L'impact en termes d'efficacité énergétique des remplacements planifiés en Région de Bruxelles-Capitale dans le cadre du présent plan est de 7 % d'économie sur les pertes propres des transformateurs.

5. Inventaire des projets



Le réseau de référence considéré dans le cadre du Plan de Développement 2026-2036 est le réseau en service au 1^{er} avril 2025. Le tableau ci-après reprend tous les projets d'adaptation du réseau, classés par ordre alphabétique selon le nom du (des) poste(s) concerné(s).

Par projet, outre un descriptif court du projet, sont repris :

- Le **statut** du projet :
 - **Réalisé** : l'investissement est réalisé.
 - **En exécution** : le projet est entré en phase d'exécution ; des engagements financiers sont pris : commandes, réalisation, ...
 - **Décidé** : le projet est approuvé ; les études peuvent commencer, des engagements financiers peuvent être pris mais le chantier n'est pas encore ouvert.
 - **Planifié** : le projet est retenu dans le cadre d'une évolution à plus long terme, avec une date de mise en service indicative. La mise en exécution du projet sera décidée ultérieurement, si l'évolution prévue se confirme.
 - **A l'étude** : la solution envisagée reste à confirmer.
 - **Annulé** : l'investissement a été annulé suite à la mise en œuvre d'une alternative ou à la disparition du besoin.
- L'année de mise en (hors) service industriel prévue au présent plan comparée au plan précédent. Le qualificatif « Piste » se rapporte à des projets dont l'année de réalisation prévue tombe après la fin de la durée du plan de développement ou pour laquelle la période de réalisation est encore à l'étude
- Le moteur d'investissement du projet.
- Une note de renvoi vers un texte expliquant le projet plus en détail, les éventuelles alternatives qui ont été analysées mais non retenues, une référence à un accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution, le cas échéant. Plusieurs projets peuvent renvoyer le lecteur vers un même texte dès lors que ces projets constituent un ensemble cohérent.

Pour rappel, les renforcements du réseau 150 kV liés à des renforcements dans le réseau 36 kV sont repris à titre indicatif afin de fournir une description complète et cohérente des investissements. Il en est de même pour les tronçons situés en Région flamande de renforcements en 36 kV qui affectent le réseau 36 kV de la Région de Bruxelles-Capitale. Ces renforcements figurent toutefois entre parenthèses car ils relèvent respectivement du Plan de Développement fédéral et du Plan d'Investissements de la Région flamande.

Il est à noter que les reports de projets sur lesquels Elia a une emprise et qui ont été décidés par Elia lors de la révision de son portefeuille d'investissements, tiennent compte d'une mitigation des risques pour la sécurité et la qualité d'approvisionnement des utilisateurs de réseau dans la Région de Bruxelles-Capitale.

5.1 Tableau des mises en service réalisées

Le Tableau 5.1 reprend les projets qui ont été réalisés depuis le plan de développement précédent.

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Moteur d'investissement				Niveau de tension [kV]	Note de renvoi
		Fiabilité de l'approvisionnement	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et		
(Berchem)	Création d'un nouveau poste 150 kV	✓	✓	✓		150	6.1.1
(Eizeringen)	Remplacement des deux transformateurs 36/11 kV de 25 MVA par un transformateur 150/11 kV de 50 MVA	✓	✓	✓		36/150	6.1.1
(Héliport)	Installation d'un poste 150 kV	✓	✓			150	6.1.1
Pêcherie	Remplacement de la cabine MT et des protections	✓		✓		36/11	6.10
(Schaerbeek)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	✓				150	6.6
(Schaerbeek)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	✓				150	6.6

Tableau 5-1 : Projets réalisés depuis le plan de développement précédent

5.2 Tableau des adaptations du réseau de transport régional

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2026-2036	Année mise en service Rapport d'exécution du Plan 2024-2034	Moteur d'investissement				Niveau de tension [kV]	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement et en énergie local	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique		
Américaine	Remplacement des protections	A l'étude	2030		✓				36	6.22.3
Américaine - Nouveau Ixelles	Remplacement de deux câbles 36 kV	A l'étude	2032		✓	✓	✓		36	6.22.1
Berchem (= B-Ste-Agathe)	Mise hors service du poste 36 kV	En exécution	2025	2025	✓	✓			36	6.1.1
Botanique	Remplacement des protections et de deux transformateurs 36/11 kV	A l'étude	2031	2031	✓				36	6.3
Bovenberg	Remplacement des protections	Planifié	2030	2030	✓				36	6.22.3
(Bruegel - Hélicopt)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2025	2024	✓	✓			150	6.1.1
(Bruegel - Molenbeek)	Mise hors service d'un câble 150 kV	En exécution	2025	2025	✓	✓			150	6.1.1
Buda	Remplacement de la cabine 36 kV	En exécution	2027	2026	✓				36	6.12
Buda - Marly	Nouveau câble 36 kV	En exécution	2025	2025	✓	✓	✓		36	6.12
Buda - Marly	Remplacement d'un câble 36 kV	En exécution	2025	2025	✓		✓		36	6.12
Buda - Marly	Nouveau câble 36 kV	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.12
Centenaire - Schaerbeek	Remplacement d'un câble 36 kV	A l'étude	2032	2030	✓				36	6.1.3
Charles-Quint	Remplacement de la cabine MT	Planifié	2028	Piste	✓		✓		36/11	6.15

Charles-Quint	Installation d'un 2ème transformateur 150/11 kV, suppression du poste 36 kV et mise en antenne d'un nouveau transformateur 36/11 kV sur Voltaire	A l'étude	2029	2029	✓	✓	✓		36	6.15
Chome-Wyns	Remplacement des protections	Planifié	2035	2030	✓				36	6.22.3
Chome-Wyns - Drogenbos	Remplacement des câbles 36 kV par deux nouvelles liaisons vers Quai Demets	Planifié	2030	Piste	✓				36	6.1.3
De cuyper	Installation d'un troisième transformateur 36/11 kV en antenne sur Quai Demets	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25
De Cuyper - Drogenbos	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2027	2027	✓				36	6.22.1
De Cuyper - Quai Demets	Nouveau câble 36 kV	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25
De Greef	Remplacement des protections et mise en antenne sur Essegem	Planifié	2029	2029	✓				36	6.5
De Greef	Installation d'un troisième transformateur 36/11 kV en antenne sur Essegem	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.5
De Greef - Essegem	Remplacement des deux câbles 36 kV	Décidé	2026	2026	✓				36	6.5
De Greef - Essegem	Nouveau câble 36 kV	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.5
De Mot	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne des transformateurs de la STIB sur Dhanis	Planifié	2030	2028	✓				36	6.11.2
Démsthène	Remplacement des transformateurs et des protections	Planifié	2028	2028	✓				36	6.7
Démsthène	Installation d'un troisième transformateur 36/11 kV en antenne sur Quai Demets	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25
Démsthène - Quai Demets	Nouveau câble 36 kV	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25

Dhanis	Remplacement des transformateurs T1 150/36 kV et T2 150/11 kV	Planifié	2032	Piste	✓				150	6.18
Dhanis	Remplacement des protections 36 kV et d'un transformateur 36/11 kV	A l'étude	Piste		✓				36	6.18
Dilbeek	Mise hors service du poste (et des liaisons 36 kV qui y sont raccordées)	Planifié	2028	2028	✓	✓			36/150	6.1.2
Drogenbos	Remplacement des protections 36 kV	Décidé	2028	2028	✓				36	6.8
Drogenbos - Midi	Remplacement d'un câble 36 kV	A l'étude	Piste	Piste	✓				36	6.22.1
Drogenbos - Pêcherie	Nouveau câble 36 kV	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25
Drogenbos - Point-Sud	Remplacement des câbles 36 kV par une nouvelle liaison entre Midi et Point-Sud	A l'étude	2030	2029	✓	✓			36	6.9
(Drogenbos)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	Décidé	2028	2028	✓	✓			36	6.8
Dunant	Remplacement du transformateur TB 36/11 kV, de la cabine MT et des protections	A l'étude	2029	2029	✓				36	6.16
Dunant - Schaerbeek	Extension de la liaison 36 kV avec entrée-sortie dans le poste de Josaphat	En exécution	2025	2025	✓	✓			36	6.14
Dunant - Schaerbeek	Remplacement d'un câble 36 kV	En exécution	2025	2025	✓				36	6.14
Elan	Remplacement des transformateurs et des protections	Planifié	2029	2029	✓				36	6.20
Elan	Installation d'un troisième transformateur 36/11 kV en antenne sur Ixelles	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25
Elan - Ixelles	Nouveau câble 36 kV	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25
Espinette - Ixelles	Mise hors service d'un câble 36 kV	En exécution	2026	2026	✓				36	6.11.2
Espinette - Rhode-Saint-Genèse	Remplacement d'un câble 36 kV	En exécution	2025	2024	✓				36	6.22.1

Essegem	Remplacement des protections	Planifié	2029	2029	✓				36	6.22.3
Essegem - Hélicopt	Remplacement de deux câbles 36 kV	En exécution	2025	2024	✓				36	6.1.1
Essegem - Schaerbeek	Nouveau câble 36 kV	A l'étude	Piste			✓			36	6.25
Forest	Remplacement des deux transformateurs 36/11 kV de 25 MVA par un transformateur 150/11 kV de 50 MVA	A l'étude	2032	Piste	✓	✓	✓		36/150	6.1.3
Harenheide	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2029	2030	✓				36	6.22.2
Hélicopt	Encuvement d'un transformateur de services auxiliaires	A l'étude	2028	2026				✓	11	6.23
Hélicopt A & Hélicopt B	Remplacement des protections	A l'étude	2033	2033	✓				36	6.22.3
Hélicopt A - Point-Ouest	Remplacement d'un câble 36 kV et renforcement de l'axe HELIA-PTOUE via la pose d'un câble 36 kV supplémentaire	A l'étude	2028	2028	✓	✓			36	6.1.2
Hélicopt B - Schaerbeek	Remplacement de deux câbles 36 kV	A l'étude	2035		✓	✓			36	6.22.1
(Hélicopt)	Ajout d'un transformateur 150/36 kV	En exécution	2026	2025	✓	✓			150	6.1.1
Ixelles	Remplacement des protections	A l'étude	2030	2030	✓				36	6.19
Ixelles - Rhode-Saint-Genèse	Mise hors service d'un câble 36 kV	En exécution	2026	2026	✓				36	6.11.2
(Ixelles)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	Planifié	2030	2030	✓	✓			150	6.11.2
Josaphat	Remplacement du poste 36 kV et des transformateurs 36/6 et 11/6 kV par deux transformateurs 36/(11-6) kV	En exécution	2027	2026	✓	✓			36	6.14
Josaphat	Installation d'un troisième transformateur 36/11 kV	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25

(Kobbegem)	Remplacement d'un transformateur 36/15 kV de 25 MVA par un transformateur 150/15 kV de 50 MVA	Décidé	2027	2027	✓	✓	✓		36	6.1.1
(Machelen)	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2030	2029	✓	✓			36	6.1.3
(Machelen)	Remplacement des transformateurs 150/36 kV	Planifié	2030	2029	✓	✓			150	6.1.3
Marché	Remplacement de deux transformateurs 36/11 kV et de la cabine MT	Planifié	2030	2028	✓		✓		36/11	6.4
Marly	Remplacement d'un transformateur 36/11 kV et installation d'un 2ème transformateur en antenne sur Buda	En exécution	2026	2025	✓	✓	✓		36	6.1.2
Marly	Installation d'un troisième transformateur 36/11 kV en antenne sur Buda	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.2.5
Midi	Remplacement des protections	En exécution	2025	2025	✓				36	6.2.2.3
Molenbeek	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2029	2028	✓		✓		36	6.1.2
Molenbeek - Point Ouest	Remplacement d'un câble 36 kV	A l'étude	2033		✓				36	6.2.2.1
Molenbeek - Quai Demets	Nouveau câble 36 kV	Planifié	2028	2028	✓	✓			36	6.1.2
Molenbeek - Quai Demets	Remplacement d'un double câble 36 kV par deux câbles 36 kV	Planifié	2030	2035	✓				36	6.1.3
Molenbeek - Schols	Nouveau câble 36 kV	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.2.5
(Molenbeek)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	Planifié	2029	2028	✓	✓			150	6.1.2
(Molenbeek)	Remplacement du poste 150 kV	En exécution	2025	2025	✓				150	6.1.1
(Molenbeek - Quai Demets)	Mise hors service du câble 150 kV	Planifié	2030	2029	✓				150	6.1.2
Monnaie - Point Ouest	Remplacement d'un câble 36 kV	A l'étude	2033		✓				36	6.2.2.1

Naples	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne des transformateurs	A l'étude	2030	2030	✓				36	6.17
Naples	Encuvement de deux transformateurs de services auxiliaires	A l'étude	2028	2026			✓		11	6.23
Nouveau Ixelles	Fusion du poste 36 kV avec celui d'Ixelles	Planifié	2030	2030	✓				36	6.11.2
Pêcherie	Installation d'un troisième transformateur 36/11 kV en antenne sur Drogenbos	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25
Point-Ouest	Remplacement des transformateurs	Planifié	2031	2029	✓		✓		36/11	6.2
Point-Sud	Remplacement des protections, d'un transformateur et mise en antenne sur Midi	Planifié	2030	2029	✓		✓		36	6.9
Point-Sud	Abandon du 5 kV et installation d'un troisième transformateur 36/11 kV	A l'étude	2029	2029	✓	✓			36/11	6.9
Quai Demets	Remplacement du poste 36 kV et suppression du 150 kV	Planifié	2030	2029	✓	✓			36	6.1.3
(Relegem)	Suppression du poste	Décidé	2027	2027	✓				150/36	6.1.1
(Rhode-Saint-Genèse)	Suppression du poste 36 kV et mise en anti-antenne des transformateurs 150/36 kV sur Espinette	En exécution	2026	2026	✓				36	6.11.2
(Rhode-Saint-Genèse)	Installation d'un deuxième transformateur 150/36 kV	En exécution	2026	2026	✓	✓			150	6.11.2
Schaerbeek	Remplacement de la cabine C-D du poste 36 kV	En exécution	2026	2025	✓				36	6.6
Schaerbeek	Remplacement de la cabine A du poste 36 kV	Décidé	2029	2027	✓				36	6.6
(Schaerbeek)	Installation d'un 4ème transformateur 150/36 kV	En exécution	2026	2025	✓	✓			150	6.6

(Schaerbeek)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	Décidé	2029	2027	✓				150	6.6
Schols	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne sur Molenbeek	Planifié	2029	2029	✓				36	6.1.3
Schols	Installation d'un troisième transformateur 36/11 kV en antenne sur Molenbeek	A l'étude	Piste			✓	✓		36	6.25
Volta	Remplacement d'un transformateur bitension 36/11/5 kV de 25 MVA par un transformateurs 150/11 kV de 50 MVA et un transformateur 36/(11-)5 kV de 25 MVA	Planifié	2030	2030	✓	✓	✓		36	6.19
Voltaire	Abandon du 6 kV	En exécution	2027	2026			✓		6	6.14
Wiertz	Remplacement de la cabine 36 kV	A l'étude	2032	2032	✓				36	6.22.2
Woluwé	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2029	2029	✓				36	6.21
(Woluwé)	Remplacement des transformateurs 150/36 kV	Planifié	2029	2029	✓				36	6.21
(Woluwé - Zaventem)	Nouveau câble 150 kV	Planifié	2029			✓	✓		150	6.24
(Zaventem Recyclagepark)	Création d'un nouveau poste 150/36/11 kV et installation d'un transformateur 150/36 kV	Planifié	2030			✓	✓		150	6.24
Réseau à fibres optiques	Extension et renforcement du réseau de fibre optique	En exécution	Piste	Piste				✓	--	6.26.3
Security	Protection des postes et des sites	En exécution	Piste	Piste				✓	--	6.26.1
Black-out mitigation	Installation de générateurs diesel	En exécution	Piste	Piste				✓	--	6.26.2

Tableau 5-2 : Tableau des projets



6. Notes explicatives des projets



6.0 Impact des dégâts aux infrastructures publiques sur le planning des projets

En mai 2021, un incendie s'est déclaré dans le pont Saintelette, à la frontière entre Molenbeek et la Ville de Bruxelles. Les câbles 150 kV Bruegel – Héliport et Héliport – Molenbeek y ont été fortement endommagés. Ces derniers avaient été posés et allaient être mis en service. Les nouveaux tronçons de câble ont entretemps été posés à cet endroit, mais le timing des projets liés à ces investissements a cette année encore été impacté. Tel que présenté dans ce plan au section 6.1, le réseau dans l'ouest de la Région de Bruxelles-Capitale est en effet soumis à une restructuration visant la création d'une boucle 150 kV. Ceci implique divers projets de mises hors services et de nouvelles liaisons telles que la mise en service des deux câbles décrits ci-dessus.

Début janvier 2024, le quai Léon Monnoyer s'est affaissé à proximité directe de la sous-station de Schaerbeek. Cela a fortement perturbé l'accès au site et nécessité de déplacer plusieurs câbles haute tension dans cette zone, ce qui a engendré des retards dans l'exécution des projets à Schaerbeek qui se répercutent également, via un jeu d'interdépendances, sur d'autres projets.



6.1 Evolution du réseau dans l'ouest de Bruxelles

Une étude à long terme sur le centre-ville et la partie ouest de Bruxelles a été réalisée en 2011 et 2012 afin d'obtenir une vision claire, robuste et suffisamment flexible pour le futur de la capitale belge.

Cette étude a été initiée suite aux nombreux besoins identifiés par les politiques de remplacement. Notons principalement les besoins de remplacement des câbles 150 kV de type SCOF (Self-Contained Oil-Filled), l'arrivée en fin de vie des câbles 36 kV de type IPM (isolation en papier imprégné et écran en plomb) et la nécessité de renouveler le parc des transformateurs injecteurs 150/36 kV. À cela s'ajoutent également des besoins de

renforcement ou le vieillissement des équipements au niveau local. Citons, par exemple, le problème de dépassement de la puissance conventionnelle fournie de Kobbegem et Eizeringen ou le besoin de rénovation des postes 36 et 150 kV de Molenbeek.

Trois objectifs principaux ont été poursuivis lors de cette étude, à savoir :

- assurer le remplacement des infrastructures arrivant en fin de vie ;
- assurer la sécurité d'alimentation des différents sites tout en équilibrant les consommations raccordées aux 2 grandes boucles 150 kV (depuis Bruegel et Verbrande Brug) ;
- s'adapter à l'évolution des centres de gravité de la consommation tout en garantissant l'optimum technico-économique global.

De manière plus détaillée, cette étude a proposé de réaliser une boucle 150 kV au départ du poste Bruegel et passant par Berchem-Sainte-Agathe, Molenbeek et Héliport. Le poste Berchem-Sainte-Agathe 36 kV sera mis hors service et la charge sera déplacée vers le niveau de tension 150 kV. Les postes de Molenbeek, Berchem-Sainte-Agathe et Héliport seront adaptés. Les charges des postes Eizeringen et Kobbegem passeront également complètement en alimentation 150 kV (actuellement seule l'alimentation principale est faite depuis le 150 kV).

Une liaison 150 kV a entretemps été placée entre les postes Pachéco et Héliport. Cette deuxième liaison vers Pachéco permet d'alimenter la charge également en secours depuis le réseau 150 kV. De plus, cette liaison augmente la fiabilité du réseau 150 kV en permettant d'obtenir un ultime secours entre les poches de consommation alimentées depuis Verbrande Brug et Bruegel.

Les injecteurs 150/36 kV de Dilbeek et Relegem, fort éloignés du centre-ville de Bruxelles, seront mis hors service. L'injecteur du poste Quai Demets sera également mis hors service. Deux nouveaux injecteurs seront alors placés dans les postes Héliport et Schaerbeek.

Cette recentralisation des injections 150/36 kV nécessite la révision en profondeur de la structure 36 kV sous-jacente. La simplification du réseau 36 kV se manifeste principalement dans l'actuelle poche Dilbeek-Molenbeek-Quai Demets où les postes et liaisons 36 kV à Berchem-Sainte-Agathe et Dilbeek seront abandonnés et où le 36 kV sera également supprimé à Kobbegem et Relegem. Le réseau 36 kV a entretemps été supprimé à Eizeringen.

Les deux poches à trois et deux injecteurs 150/36 kV seront restructurées pour créer une poche avec trois injecteurs. Le nombre de poches 36 kV dans la zone étudiée est ainsi réduit de 4 à 3. Cette restructuration évitera de devoir renouveler les deux longues liaisons d'inter-appui entre les postes Molenbeek et Schaerbeek.

Cette simplification du réseau 36 kV est particulièrement perceptible au niveau de la longueur totale des câbles 36 kV qui passera, à terme, de 220 à 110 km. Cette diminution se fera au prix d'une légère augmentation des câbles posés en 150 kV nécessaires, à savoir 27 km au lieu de 22.



L'ensemble des projets nécessaires à cette restructuration peut être regroupé en trois blocs :

- mise en place de la nouvelle structure 150 kV. Dans un premier temps, les quatre poches 36 kV sont maintenues en service ;
- adaptations de la structure 36 kV nécessaires au passage de 4 à 3 poches dans la zone étudiée ;
- le troisième bloc regroupe l'ensemble des remplacements / renforcements dont le timing n'est pas lié au maintien de la sécurité d'approvisionnement pendant la restructuration. Ces projets peuvent être réalisés de manière relativement indépendante du reste, lorsque le besoin s'en fait sentir.

6.1.1 Bloc I : restructuration du réseau 150 kV

Ce premier bloc comprend essentiellement des projets destinés à mettre en place la nouvelle structure 150 kV au départ du poste Bruegel. Son timing est principalement dicté par l'arrivée en fin de vie de la structure 150 kV entre Bruegel et Molenbeek (câbles + poste), le besoin de remplacement du trunk 36 kV Relegem – Essegem et le dépassement de la puissance conventionnelle fournie à Kobbegem. Au cours de cette première phase, le transformateur 150/36 kV de Relegem sera supprimé, au profit d'un nouveau transformateur 150/36 kV 125 MVA installé à Héliport.

Détail des restructurations prévues dans ce premier bloc, dans l'ordre chronologique théorique nécessaire :

- Installation d'un 2^{ème} transformateur 150/11 kV de 50 MVA sur le site d'Eizingen, en repiquage sur la ligne 150.159 Bruegel – Ninove via l'ajout d'un deuxième terre et abandon de la liaison 36 kV Dilbeek – Eizingen

- Remplacement des 2 câbles 36 kV Essegem – Hélicopt B par 2 câbles 630² Alu. Ce remplacement doit être anticipé par rapport à la date de fin de vie suite au « déménagement » de l'injection 150/36 kV de Relegem vers Hélicopt. Suite à des imprévus rencontrés lors de l'exécution, la mise en service des nouveaux câbles a été reportée.
- Création de la boucle 150 kV Bruegel – Berchem-Sainte-Agathe – Molenbeek – Hélicopt – Bruegel :
 - Pose d'un câble 150 kV 2500 mm² Alu Bruegel – Berchem-Sainte-Agathe
 - Création d'un poste 150 kV (GIS 4 travées) à Berchem-Sainte-Agathe avec 2 transformateurs 150/11 kV 50 MVA en vue de supprimer totalement le 36 kV de Berchem-Sainte-Agathe dans le cadre du bloc II. Le nouveau poste a déjà été partiellement mis en service.
 - Pose d'un câble 2500 mm² Alu Berchem-Sainte-Agathe – Molenbeek.
 - Remplacement du poste AIS 150 kV Molenbeek par un nouveau poste GIS 5 travées. Dans cette première phase, le câble Molenbeek – Quai Demets et les 2 transfos 150/36 kV de Molenbeek sont raccordés sur le nouveau poste. Le nouveau poste a déjà été partiellement mis en service.
 - Pose d'un câble 2500 mm² Alu Hélicopt – Molenbeek
 - Pose d'un câble 2500 mm² Alu Bruegel – Hélicopt (≈ 10,5km). Suite à l'incendie de la galerie Saintelette (voir §6.06.0), la mise en service a été reportée d'un an.
 - Pose d'un câble 2000 mm² Alu Hélicopt – Pacheco, en synergie avec le remplacement des câbles 36 kV Hélicopt – Botanique et Hélicopt – Marché.
 - Création d'un poste 150 kV GIS 7 travées à Hélicopt. Dans un premier temps, sont raccordés à ce poste les câbles Hélicopt – Molenbeek, Bruegel – Hélicopt et Hélicopt – Pacheco. Les transformateurs existants T1 150/36 kV et T2 150/11 kV, ainsi que le nouveau transformateur 150/36 kV destiné à reprendre le rôle du transformateur 150/36 kV de Relegem peuvent ensuite être connectés. Le nouveau transformateur 150/36 kV sera raccordé sur une nouvelle cellule 36 kV du tableau Hélicopt B. Le nouveau poste a déjà été partiellement mis en service.
- Installation d'un 2^{ème} transformateur 150/15 kV 50 MVA sur le site de Kobbegem, en repiquage sur la ligne 150.160 Bruegel – Verbrande Brug et abandon du secours 36 kV depuis Relegem
- Mise hors service du poste 150/36 kV Relegem : transformateur 150/36 kV, poste 36 kV et trunk Essegem – Relegem. Ceci ne peut être réalisé qu'après la mise en service du 2^{ème} transformateur 150/36 kV à Hélicopt, le remplacement des câbles 36 kV Essegem – Hélicopt B et l'installation du 2^{ème} transformateur 150/15 kV à Kobbegem.

6.1.2 Bloc II : réduction du nombre de poches 36 kV

Ce deuxième bloc comprend les travaux 36 kV nécessaires à la réduction du nombre de poches de 4 à 3, ainsi que la finalisation de la nouvelle structure 150 kV cible. Son timing est principalement lié à la fin de vie des câbles 36 kV, des postes 36 kV et des injecteurs 150/36 kV dans la poche Dilbeek-Molenbeek-Quai Demets (DI-MO-QD).

Détail des restructurations prévues dans ce deuxième bloc, dans l'ordre chronologique théorique nécessaire :

- Remplacement d'un transformateur 150/36 kV de Molenbeek par un nouveau transformateur de 125 MVA. Suite à une analyse plus approfondie du projet, la mise en service a été reportée.
- Pose d'un nouveau câble 36 kV 630² Alu Molenbeek – Quai Demets en vue de former la nouvelle poche Héliport-MolenbeekMolenbeek (HE-MO-MO).
- Renforcement de l'axe 36 kV Héliport A – Point-Ouest via la pose d'un câble 630² Alu supplémentaire. A noter que le câble 36 kV le plus ancien entre Héliport A et Point-Ouest arrive en fin de vie et sera remplacé en même temps que la pose du nouveau câble.
- Installation d'un transformateur 150/11 kV à Molenbeek pour alimenter en principal la charge de Lessines. Pour ce faire, on pourra réutiliser la travée câble vers Quai Demets. Comme il reste suffisamment de marge au point d'alimentation de Lessines, le lancement du projet a été temporisé.
- Mise hors service des injecteurs 150/36 kV de Dilbeek et Quai Desmets et formation de la nouvelle poche HE-MO-MO.
- Remplacement du poste 36 kV Molenbeek. L'abandon des liaisons câbles vers Berchem-Sainte-Agathe et Dilbeek ainsi que la fusion des deux sections 36 kV permettent d'économiser de nombreuses travées. Suite à une analyse plus approfondie du projet, la mise en service a été reportée.



6.1.3 Bloc III : travaux « indépendants »

Certains renforcements ou remplacements sont indépendants des autres restructurations dans le réseau. Certains de ces projets s'inscrivent hors de l'horizon de ce plan et sont donc uniquement repris à titre d'information :

- installation d'un 2^{ème} transformateur 150/11 kV 50 MVA à Forest et mise hors service des liaisons 36 kV provenant de Drogenbos ;
- passage en antenne du poste Chome-Wyns 36 kV sur Quai Demets.
- remplacement du câble 36 kV Molenbeek – Quai Demets par un double câble 630mm² Alu . À la suite d'une réévaluation des besoins, le projet a été avancé ;

- remplacement d'un câble 36 kV Centenaire – Schaerbeek par un câble 630 mm² Alu. Suite à une réévaluation des besoins, le projet a été reporté ;
- démolition du tableau 36 kV du poste Schols et mise en antenne des transformateurs sur les liaisons venant de Molenbeek ;
- à la fin de vie des câbles 36 kV Botanique – Pachéco, installation d'un 2ème transformateur 150/11 kV à Pachéco et récupération pour mise en réserve stratégique des transformateurs 36/11 kV ;
- remplacement de la cabine 36 kV à Quai Demets. Suite à une analyse plus approfondie du projet, la mise en service a été reportée.

6.2 Remplacements du poste de Point-Ouest

Le remplacement des transformateurs actuels (36/11-5 kV) du poste Point-Ouest par des nouveaux transformateurs de 25 MVA suivra après que le gestionnaire du réseau de distribution aura quitté le 5 kV (abandon du 5 kV prévu pour 2024). Selon les prévisions de charges actuelles, deux transformateurs devraient être suffisants dans un premier temps. Cela sera réévalué lors du lancement du projet. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

6.3 Remplacement des équipements basse tension et de deux transformateurs au poste Botanique

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Démosthène découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Deux des trois transformateurs 36/11 kV doivent également être remplacés.

6.4 Remplacement de la cabine MT et de deux transformateurs au poste Marché

En concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution, il est prévu de remplacer la cabine MT du poste Marché à moyen terme. Dans le cadre de ce projet, Elia remplacera également les transformateurs TA et TB 36/11 kV 25 MVA par des transformateurs de même gabarit. Suite à des discussions avec le propriétaire du bâtiment, le lancement du projet est temporisé.

6.5 De Greef

Les équipements de haute et basse tension de la sous-station De Greef et les câbles de 36 kV qui alimentent De Greef depuis Essegem arrivent en fin de vie. Les câbles et équipements de protection seront remplacés. Les installations haute tension ne seront pas renouvelées, et les transformateurs seront directement connectés sur les câbles 36 kV.



6.6 Rénovations dans le poste de Schaerbeek

Le poste Schaerbeek C-D est un poste de type Hall et ne répond plus aux standards techniques actuels, tant au niveau des équipements haute tension que des équipements basse tension.

Son remplacement intégral était planifié et a été confirmé dans le cadre de l'étude long terme sur l'est de Bruxelles, conjointement avec l'ajout d'un injecteur 150/36 kV supplémentaire (§6.11). Suite aux restructurations du réseau aux alentours de ce poste (alimentation de la MT via le réseau 150 kV, abandon de l'alimentation vers Pachéco, etc) le nombre de travées nécessaires dans le poste Schaerbeek C-D sera sensiblement inférieur après la rénovation. Suite aux problèmes de stabilité sur le quai Léon Monnoyer (voir §6.0), le projet a été reporté.

Le remplacement des injecteurs T1 et T2 150/36 kV par deux nouveaux injecteurs de 125 MVA a également été initié suite à la constatation d'une dégradation accélérée de ces deux transformateurs. Le remplacement de l'injecteur T3 150/36 kV, arrivant également en fin de vie, suivra quelques années plus tard.

Le poste 36 kV Schaerbeek A sera entièrement remplacé à l'horizon de l'injecteur T3. L'espace nécessaire à l'installation des nouveaux équipements sera pris en compte dans la construction du nouveau bâtiment prévu dans le projet de remplacement C-D. Suite à une analyse plus approfondie du projet, la mise en service a été reportée.

6.7 Remplacement des équipements de basse tension et des transformateurs au poste Démosthène

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Démosthène découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Les transformateurs 36/11 kV doivent également être remplacés.

6.8 Remplacements au poste de Drogenbos

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Drogenbos découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Le transformateur 150/36 kV de 106 MVA sera également remplacé par un transformateur de 125 MVA.



6.9 Remplacements au poste Point-Sud et mise en antenne sur Midi

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Point-Sud découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Le transformateur TD 36/11 kV devra également être remplacé. Parallèlement au remplacement des équipements de protection et du transformateur, les transformateurs seront mis en antenne à Midi.

À la fin de vie des câbles 36 kV alimentant le poste Point-Sud 5 kV depuis Drogenbos, le GRD devra abandonner le 5 kV à Point-Sud. Un nouveau câble 36 kV sera posé entre Midi et Point-Sud afin d'y raccorder un troisième transformateur 36/11 kV.

Suite à une révision interne des priorités, le projet a été reporté.

6.10 Remplacements au poste Pêcherie

En concertation avec le GRD, la cabine MT du poste Pêcherie a été remplacée.



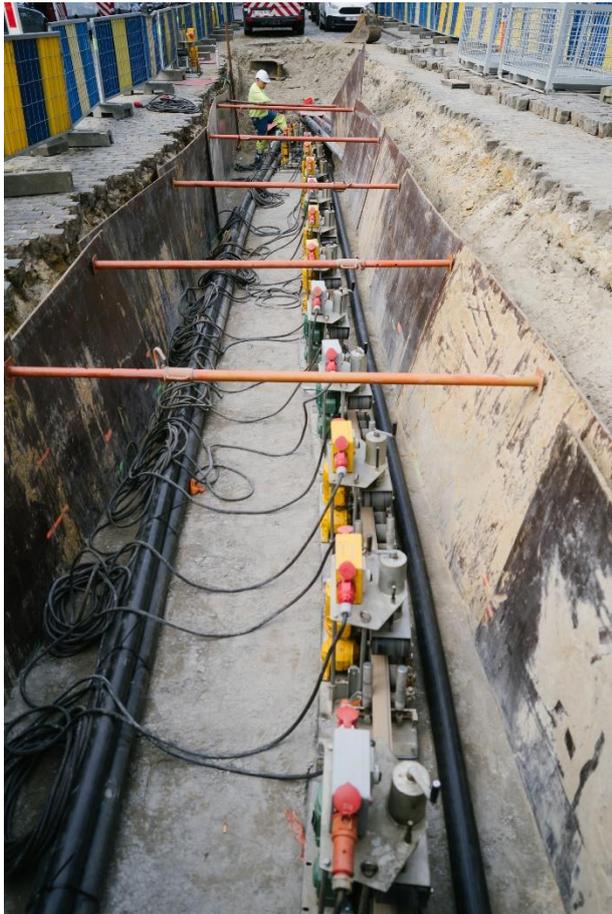
6.11 Évolution du réseau dans l'est de Bruxelles

Une étude à long terme a également été réalisée sur la partie est de Bruxelles. Cette étude a été finalisée fin 2016 et offre une vision claire, robuste et suffisamment flexible pour la partie du réseau régional qui n'avait pas été couverte par l'étude Bruxelles-Ouest.

L'étude a défini une stratégie de restructuration des réseaux 150 et 36 kV de l'est de Bruxelles, suite aux nombreux besoins de remplacement, principalement des transformateurs 150/36 kV et des câbles 36 kV.

Une rationalisation du réseau 36 kV est proposée et se base sur les grands principes suivants :

- rapprocher les injections 150/36 kV des centres de consommation afin d'éviter les longs gros câbles 36 kV ;
- veiller à la cohérence géographique des poches 36 kV afin de les rendre les plus compactes possible ;
- créer des poches 36 kV à 3 transformateurs 150/36 kV fortes et autonomes afin d'éviter les longs inter-appuis 36 kV ;
- dans chaque poche, un axe 36 kV fort est maintenu entre les postes d'injection 150/36 kV. Les points d'injection 36/MT éloignés de cet axe 36 kV fort sont eux alimentés de manière radiale.



La topologie retenue permet de réduire drastiquement la longueur totale de câbles 36 kV à poser (-85 km) sans entraîner une augmentation significative des câbles 150 kV.

On notera qu'un ensemble de sous-variantes sur base d'optimisations locales ont été étudiées. Certaines de ces optimisations pourront encore faire l'objet d'une étude d'optimisation détaillée ultérieurement.

Dans le cadre de cette étude, certains projets de remplacements identifiés de longue date ont été confirmés. D'autres ont vu la solution proposée et/ou leur planning d'exécution modifiés afin de pouvoir les inscrire dans le scénario de restructuration de la zone.

Ce dernier peut être découpé en deux zones distinctes. Notons toutefois que ces zones étant liées, des interdépendances sont à prendre en compte dans la planification des différents projets.

6.11.1 Relocalisation des injecteurs dans la zone Vilvorde-Machelen-Schaerbeek

La zone du nord-est de Bruxelles comprise entre Vilvorde et Schaerbeek correspond aux poches 36 kV « Machelen-Machelen-Vilvorde » (MA-MA-VI) et « Schaerbeek-Schaerbeek-Buda » (SK-SK-BU). La dénomination de ces poches se base sur le nom des postes 36 kV sur lesquels sont raccordés les transformateurs 150/36 kV qui les alimentent.

Ces poches sont caractérisées par un excentrement de certains de leurs injecteurs 150/36 kV par rapport aux charges qu'ils alimentent et elles font face, à court terme, à un ensemble de besoins de remplacement importants relatifs à leurs points d'injection.

- l'injecteur TSG3 de Verbrande Brug, dit injecteur « VI » est à remplacer ;
- les câbles 36 kV reliant cet injecteur au poste de Buda, via Vilvoorde Park, atteignent leurs fin de vie théorique ;
- les câbles 36 kV reliant le poste de Buda 2 au poste de Schaerbeek, permettant d'amener la puissance de l'injecteur « BU » jusqu'à Schaerbeek, atteignent également leurs fin de vie théorique.

L'étude long terme « Bruxelles-Est » a identifié un scénario d'évolution du réseau prévoyant une relocalisation des injecteurs 150/36 kV de ces deux poches. Cette approche permet d'éviter des investissements conséquents à long terme moyennant une légère anticipation de certains investissements déjà identifiés.

La relocalisation des injecteurs permet en effet de fortement limiter les investissements de remplacement en 36 kV, les longs câbles 36 kV reliant les injecteurs excentrés aux poches 36 kV qu'ils alimentent pouvant être abandonnés.

En pratique, le fil rouge pour cette zone se traduit par :

- l'installation d'un 4^{ème} transformateur injecteur 150/36 kV au poste de Schaerbeek pour remplacer le transformateur T3 de Machelen, dit « BU » ;
- de la sorte, la poche SK-SK-BU devient SK-SK-SK ;
- ce nouveau transformateur sera « partagé » entre les poches SK-SK-SK et HE-SK-SK selon le concept de « 5 transformateurs pour 2 poches à 3 transformateurs » ;
- le transformateur T3 de Machelen, anciennement alloué à la poche SK-SK-BU, est connecté sur Buda et utilisé pour alimenter la poche MA-MA-VI en remplacement du TSG3 de Verbrande Brug ;
- la poche MA-MA-VI devient la poche MA-MA-BU ;
- le TSG3 de Verbrande Brug peut être abandonné ;
- les câbles 36 kV Verbrande Brug – Vilvoorde Park – Buda peuvent être abandonnés ;
- les câbles 36 kV Buda 2 – Schaerbeek peuvent être abandonnés ;

Les adaptations décrites ci-dessus nécessitent des travaux importants sur les postes 36 kV de Schaerbeek C-D et Buda. Par ailleurs, les remplacements de ces deux postes en fin de vie étaient déjà repris dans les Plans de Développement précédents (§6.12 et §6.6).

6.11.2 Restructuration des poches Dhanis-Nouveau Ixelles et Ixelles-Ixelles-Rhode

La poche 36 kV « Ixelles-Ixelles-Rhode » (XL-XL-RH) couvre le sud-est de la Région de Bruxelles-Capitale et une partie du Brabant Flamand au sud de Bruxelles. La majorité de la charge alimentée par cette poche se situe proche des injecteurs d'Ixelles. Le reste de la charge correspond aux postes d'Espinette en bord de Forêt de Soignes et de Hoeilaart, deux postes géographiquement excentrés et reliés au reste de la poche via une série de longs câbles 36 kV. La majorité de ces câbles 36 kV arrivent en fin de vie, mettant en péril l'alimentation des charges excentrées d'Espinette ainsi que la liaison entre l'injecteur situé à Rhode-Saint-Genèse et le reste de la poche.

Une restructuration complète de la poche XL-XL-RH a été identifiée comme solution technico-économique la plus avantageuse.

Cette restructuration prévoit les projets suivants :

- Le placement d'un deuxième injecteur 150/36 kV à Rhode-Saint-Genèse et un isolement de la charge d'Espinette sur Rhode-Saint-Genèse, ce qui permet de ne pas devoir remplacer les longues liaisons 36 kV en fin de vie. Il sera simultanément procédé à la suppression du poste 36 kV et à la connexion des injecteurs 150/36 kV directement sur les câbles allant vers Espinette ;
- Le passage de la charge de Volta en 150 kV.
- Suite à la restructuration des poches Dhanis-Nouveau Ixelles (DH-NX) et XL-XL-RH, les postes 36 kV d'Ixelles et Nouveau Ixelles peuvent être fusionnés. Un nombre limité de cellules de 36 kV devront pour cela être ajoutées à Ixelles. Avec la récupération d'un certain nombre de cellules qui seront mises hors service à Ixelles, la sous-station 36 kV de Nouveau Ixelles pourra alors être entièrement transférée à la sous-station d'Ixelles et mise hors service ultérieurement.



La restructuration de la poche Dhanis-Nouveau Ixelles (DH-NX) repose elle sur les projets suivants :

- le poste De Mot qui arrive en fin de vie ne sera pas remplacé et les câbles l'alimentant seront jonctionnés de sorte à passer les deux transformateurs alimentant la STIB en antenne sur le poste de Dhanis et à maintenir les liaisons 36 kV Dhanis – Wiertz et Wiertz – Josaphat. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté ;
- le transfert de la charge de Wiertz vers la poche SK-SK-BU, rendu possible grâce à l'entrée-sortie dans le nouveau poste de Josaphat d'un des trois câbles reliant Schaerbeek à Dunant (§6.14) afin de renforcer le maillage du réseau 36 kV entre Josaphat et Schaerbeek.

Le passage de la charge de Wiertz sur Schaerbeek, le transfert de la charge de Volta vers le 150 kV et l'isolement de la charge d'Espinette sur Rhode-Saint-Genèse permettent de fusionner la poche DH-NX et le reliquat de la poche XL-XL-RH pour former une nouvelle poche DH-XL-XL.

De la sorte, un seul des deux transformateurs 150/36 kV d'Ixelles doit être remplacé et les inter-appuis 36 kV entre les postes Ixelles et Bovenberg peuvent être supprimés.

6.12 Restructuration de la zone Buda-Marly

Deux des trois transformateurs du poste Buda arrivaient en fin de vie à court terme et le transformateur du poste Marly à moyen terme.

Buda et Marly étant relativement proches, il était logique de se poser la question de la pertinence du maintien à l'identique du réseau dans cette zone.

Suite aux prévisions d'évolution de la charge, il a été estimé préférable, en concertation avec les deux gestionnaires de réseau de distribution concernés, de maintenir les deux points d'injection et de leur fournir une puissance conventionnelle délivrable de 30 MVA chacun. Le poste Buda pouvant encore être renforcé à terme si cela s'avère nécessaire.

Au cours de la première phase, les deux transformateurs T2 et T3 de la sous-station de Buda ont été remplacés par un nouveau transformateur 36/11 kV de 25 MVA et la cabine MT a été rénovée.

Une rénovation complète du tableau 36 kV de Buda a lieu. Ce remplacement a été pris en compte dans le cadre de l'étude long terme Bruxelles-Est et s'inscrit dans le fil rouge qui en découle (§6.11.1). Suite à des interdépendances avec le projet à Schaerbeek, la fin d'exécution du projet a été retardée.

Le transformateur de Marly arrive en fin de vie et sera remplacé par un nouveau transformateur 36/11 kV de 25 MVA. Un deuxième transformateur sera raccordé par un nouveau câble 36 kV depuis Buda à l'occasion de ces travaux. Ceci permettra également d'abandonner les câbles de secours 11 kV en fin de vie et d'augmenter la puissance conventionnelle délivrable à 30 MVA. Le câble 36 kV existant entre Buda et Marly devra également être remplacé. Ce projet étant intimement lié au projet à Buda, il a également été reporté.

6.13 Remplacements au poste de Machelen

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Machelen découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Par ailleurs, les transformateurs injecteurs 150/36 kV et la cabine 36 kV arrivent en fin de vie et leur remplacement est prévu en synergie avec les équipements de protections. Suite à une analyse plus approfondie du projet, la mise en service a été reportée.



6.14 Rénovation du poste Josaphat et entrée-sortie d'un des câbles Schaerbeek-Dunant

L'ancien tableau 36 kV de Josaphat était de type hall. Il était assez rudimentaire et ne correspondait plus aux standards techniques actuels. De plus, le secours était assuré depuis Schaerbeek par un câble 11 kV alimentant 2 transformateurs 11/6 kV qui arrivaient également en fin de vie. Il n'y a pas de besoin de remplacement sur la cabine MT du gestionnaire du réseau de distribution, celle-ci ayant été remplacée en 2004.

Dans le cadre de ce projet, un nouveau tableau 36 kV, ainsi que de nouvelles protections, seront installés. Les trois transformateurs actuels seront remplacés par deux nouveaux transformateurs commutables 36/(11-6) kV de 25 MVA. Ces transformateurs pourront, une fois que le GRD aura quitté le niveau de tension 6 kV, rester en service et alimenter le 11 kV. L'injection 36/6 kV à la sous-station Voltaire voisine, qui sert d'alimentation de secours au réseau 6 kV isolé de Josaphat, sera alors mise hors service. Suite à des problèmes rencontrés pendant l'exécution, le projet a été retardé.

Conformément aux conclusions de l'étude long terme sur l'est de Bruxelles, le nouveau tableau 36 kV sera équipé de deux travées supplémentaires permettant de faire rentrer une des trois liaisons Schaerbeek – Dunant afin de renforcer le maillage de la future poche 36 kV Schaerbeek – Schaerbeek – Schaerbeek en vue de pouvoir reprendre totalement la charge du poste de Wiertz sur cette poche (§6.11.2). Une des trois liaisons 36 kV alimentant le poste Dunant depuis Schaerbeek devant également être remplacée à court terme, il a finalement été décidé de fusionner les deux travaux afin d'optimiser les coûts et les efforts.

6.15 Remplacement de la cabine MT au poste Charles-Quint

En concertation avec le GRD, il est prévu de remplacer la cabine MT du poste Charles-Quint après 2025. Le GRD ne s'est pas encore prononcé sur le timing des travaux. Ces travaux seront réalisés en coordination avec l'installation d'un deuxième transformateur 150/11 kV, la suppression du poste 36 kV et la mise en antenne d'un transformateur 36/11 kV sur Voltaire.

6.16 Remplacements au poste Dunant

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Dunant découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Le transformateur TB 36/11 kV sera remplacé ainsi que les équipements de protection. Des efforts sont faits avec le GRD pour remplacer la cabine MT en même temps.

6.17 Adaptations à Naples et implication pour Américaine

À terme, il est prévu de ne pas remplacer le poste Naples, mais de raccorder les deux transformateurs restants en antenne sur les deux câbles venant de Nouveau Ixelles (NOUXL). La structure finale permettra de raccorder jusqu'à trois transformateurs 36/11 kV sur Naples et Américaine, ceux-ci étant reliés en antenne depuis le poste Nouveau Ixelles (pour les transformateurs du poste Américaine) et Nouveau Ixelles et Dhanis (pour ceux du poste Naples).

6.18 Rénovation du poste Dhanis

Il est prévu de remplacer les transformateurs T1 (150/36 kV 125 MVA) et T2 (150/11 kV 50 MVA) et du poste Dhanis par des transformateurs du même gabarit. À plus long terme, les équipements basse tension du poste 36 kV et le transformateur T3 (36/11 kV 25 MVA) seront également remplacés.



6.19 Rénovation du poste Ixelles

Les injecteurs T1 et T2 150/36 kV de 70 et 75 MVA arrivent en fin de vie et leur remplacement a été pris en compte dans le cadre de l'étude long terme sur l'est de Bruxelles. Comme indiqué précédemment, suite à la fusion des poches 36 kV, seul un de ces transformateurs devra être remplacé. La logette de l'injecteur non remplacé servira à accueillir le transformateur 150/11 kV qui remplacera le transformateur T4 36/11/5 kV de Volta. Le GRD prévoit la sortie du 5 kV à l'horizon 2030.

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Ixelles découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Les travaux seront réalisés en même temps que le transfert de Nouveau Ixelles à Ixelles.

6.20 Remplacements au poste Elan

À terme, il est prévu de remplacer les deux transformateurs 36/11 kV existants par des transformateurs de même gabarit. Les protections arrivant également en fin de vie, elles seront remplacées en synergie.

6.21 Remplacements au poste Woluwe

Initialement, sur base de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires, seule la rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Woluwe était prévue. Après une analyse plus détaillée, il a été décidé de remplacer l'ensemble de la cabine 36 kV et les deux transformateurs 150/36 kV.



6.22 Remplacement des équipements obsolètes

Compte tenu des politiques de remplacement des différents assets/fleets, les remplacements ci-dessous sont prévus.

6.22.1 Remplacement des câbles 36 kV

Les câbles 36 kV suivants seront remplacés :

- Une des trois liaisons 36 kV qui alimentent Américaine depuis Nouvau-Ixelles ;
- La liaison 36 kV qui alimente De Cuyper depuis Drogenbos ;
- Une des deux liaisons 36 kV entre Drogenbos et Midi ;
- Une des deux liaisons 36 kV qui alimentent Espinette depuis Rhode-Saint-Genèse.
- Les deux liaisons 36 kV entre Héliport B et Schaerbeek ;
- Une des trois liaisons 36 kV entre Molenbeek et Point Ouest.
- Une des trois liaisons 36 kV qui alimentent Monnaie depuis Point Ouest.

Suite à des problèmes rencontrés lors de la phase de préparation du chantier, le remplacement du câble Espinette – Rhode-Saint-Genèse a été reporté.

6.22.2 Remplacement de cabines 36 kV

Les équipements de haute et basse tension seront remplacés dans les sous-stations 36 kV suivantes :

- Harenheide
- Wiertz

Suite à une demande de raccordement sur le poste de Harenheide, le projet a été avancé.

6.22.3 Remplacement des équipements basse tension

Les équipements basse tension seront remplacés dans les postes 36 kV suivants :

- Américaine
- Bovenberg
- Chome-Wyns
- Essegem
- Héliport A et Héliport B
- Midi

Suite à une révision interne des priorités, le projet à Chome-Wyns a été reporté.

6.23 Encuvement des transformateurs existants

L'encuvement de transformateurs existants doit être vérifié. Si des écarts par rapport aux normes applicables sont constatés, il y sera remédié. Les transformateurs concernés sont les suivants :

- Un transformateur de services auxiliaires à Héliport ;
- Deux transformateurs de services auxiliaires à Naples.

Suite à une révision interne des priorités, le projet a été reporté.

6.24 Renforcement du nord-est de Bruxelles

Suite à des récentes demandes de raccordement, des congestions sont attendues dans la poche WO-WO-ZA (Woluwé – Zaventem). Il est dès lors prévu de poser une nouvelle liaison 150 kV entre Woluwé et Zaventem. Cette liaison passera par un nouveau poste 150/36/11 kV, Zaventem Recyclagepark. Un transformateur 150/36 kV y sera installé ainsi qu'une cabine 36 kV qui sera intégrée à la poche WO-WO-ZA.

6.25 Possibles renforcements suite aux augmentations de charge

Si les augmentations de charge identifiées dans l'analyse conjointe Elia-Sibelga se confirment (section 0) des possibles pistes de renforcement de réseau sont les suivantes :

- Ajout d'un troisième transformateur en antenne sur Quai Demets à De Cuyper, moyennant la pose d'un nouveau câble 36 kV.
- Ajout d'un troisième transformateur en antenne sur Essegem à De Greef, moyennant la pose d'un nouveau câble 36 kV.
- Ajout d'un troisième transformateur en antenne sur Quai Demets à Demosthène, moyennant la pose d'un nouveau câble 36 kV.
- Ajout d'un troisième transformateur en antenne sur Ixelles à Elan, moyennant la pose d'un nouveau câble 36 kV.
- Ajout d'un troisième transformateur à Espinette. La pose d'un nouveau câble 36 kV entre Espinette et Rhode-Saint-Genèse sera également nécessaire afin de renforcer l'injection sur Espinette.
- Ajout d'un troisième transformateur à Josaphat.
- Ajout d'un troisième transformateur en antenne sur Buda à Marly, moyennant la pose d'un nouveau câble 36 kV.
- Ajout d'un troisième transformateur en antenne sur Drogenbos à Pêcherie, moyennant la pose d'un nouveau câble 36 kV.
- Ajout d'un troisième transformateur en antenne sur Molenbeek à Schols, moyennant la pose d'un nouveau câble 36 kV.

Ces solutions devront être analysées plus en détails et conjointement avec Sibelga afin d'assurer que la meilleure solution de développement de réseau soit retenue. La faisabilité devra également être vérifiée.

Un nouveau câble 36 kV entre Essegem et Schaerbeek pourrait également être nécessaire afin d'alimenter de nouvelles charges au nord-ouest de Bruxelles.

6.26 Projets pour une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau

6.26.1 Sécurité : protection des sous-stations et des sites

Le projet concerne des investissements pour l'horizon 2026-2036 dans des mesures de sécurité afin d'optimiser le niveau de protection d'infrastructures spécifiques (critiques) ainsi que du réseau IT d'Elia. Ceci, entre autres, dans le cadre du suivi de la directive EPCIP [EUC-23], qui a été traduite en « Loi sur les infrastructures critiques » le 1er juillet 2011. Afin de pouvoir prendre des mesures de sécurité uniformes, une politique de protection a été élaborée qui prévoit une subdivision - par catégorie - des différentes infrastructures d'Elia. Chaque type de catégorie se voit attribuer un niveau de protection approprié en fonction de son importance pour le réseau haute tension belge. En outre, un processus de screening des personnes entrant dans certaines zones critiques a été prévu. Ces investissements sont destinés à donner à Elia la possibilité de répondre aux (nouvelles) menaces potentielles qui peuvent survenir en raison de l'évolution du contexte géopolitique et social. Il s'agit à la fois de prévention – c'est-à-dire limiter l'occurrence des incidents – et de réaction – c'est-à-dire limiter au strict minimum les dommages causés par un incident.

6.26.2 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.

Sur base du règlement européen concernant l'état d'urgence et la reconstitution du réseau, Elia a mis en place le projet Black-out Mitigation (BoM)²⁸. Le projet Black-Out Mitigation (atténuation du risque de blackout) concerne le renforcement des services auxiliaires dans certains postes à haute tension grâce à la mise à niveau des batteries existantes ainsi qu'à l'équipement de plus de 400 postes à haute tension identifiés comme prioritaires avec, d'une part, des générateurs diesel et, d'autre part, des batteries avec une autonomie de plus de 24 heures. Le déploiement des générateurs diesel est prévu pour la période 2018-2028. Assurer la continuité du réseau Datacom pendant plus de 24 heures figure dans les objectifs. Il est à noter qu'au niveau national, les plans sont approuvés par la Ministre de l'Énergie.

6.26.3 Les besoins de développement du réseau Datacom

La data communication, i.e. communication des données, joue un rôle de plus en plus essentiel dans le bon fonctionnement des entreprises. Les technologies de l'information et de la communication sont utilisées à tous les niveaux – à la fois pour répondre aux besoins

²⁸ Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

administratifs, commerciaux et spécifiques liés aux activités principales. Afin de satisfaire ces besoins spécifiques, Elia, en tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, se doit d'opérer un réseau de communication infaillible.

La *data communication* est un concept essentiel dans la création de réseaux informatiques. Auparavant, les données devaient être physiquement transférées d'un appareil à un autre. Grâce aux réseaux numériques, non seulement la tâche est plus simple, mais elle se fait également de manière bien plus rapide. Au vu de nombreuses innovations technologiques dans le domaine, les personnes peuvent communiquer et partager de l'information de manière virtuelle et instantanée à travers le globe. De plus, comme expérimenté à la suite de la pandémie du COVID-19, l'éducation et le travail peut se réaliser à distance – quelle que soit la position des individus.

Le besoin crucial de garantir une interconnexion continue du réseau Datacom pour Elia n'est plus à démontrer. Sa fiabilité et sa performance doivent satisfaire un degré d'exigence très élevé afin d'éviter quelconque interruption de connexion. Dans les faits, le réseau Datacom WAN – *Wide Area Network* – d'Elia s'étend sur toute la Belgique et permet de connecter les sous-stations, les sites administratifs, les Control Centers et les Data Centers. Un Data Center est un lieu regroupant les équipements constitutifs d'un système d'information tels que des serveurs et des ordinateurs centraux. Le Data Server sert également comme interface avec le Control Center (ou « Dispatching ») du réseau électrique. Au moyen d'un ensemble d'outils, également appelé EMS (Energy Management System), des données de mesure sont collectées sur le terrain et sont mis à disposition des utilisateurs sous forme de graphiques ou d'outils de surveillance, dans le Control Center, afin d'assurer une meilleure gestion des ressources énergétiques. Dans l'autre directions, des signaux de commande peuvent être envoyés d'EMS vers les équipements sur le terrain.

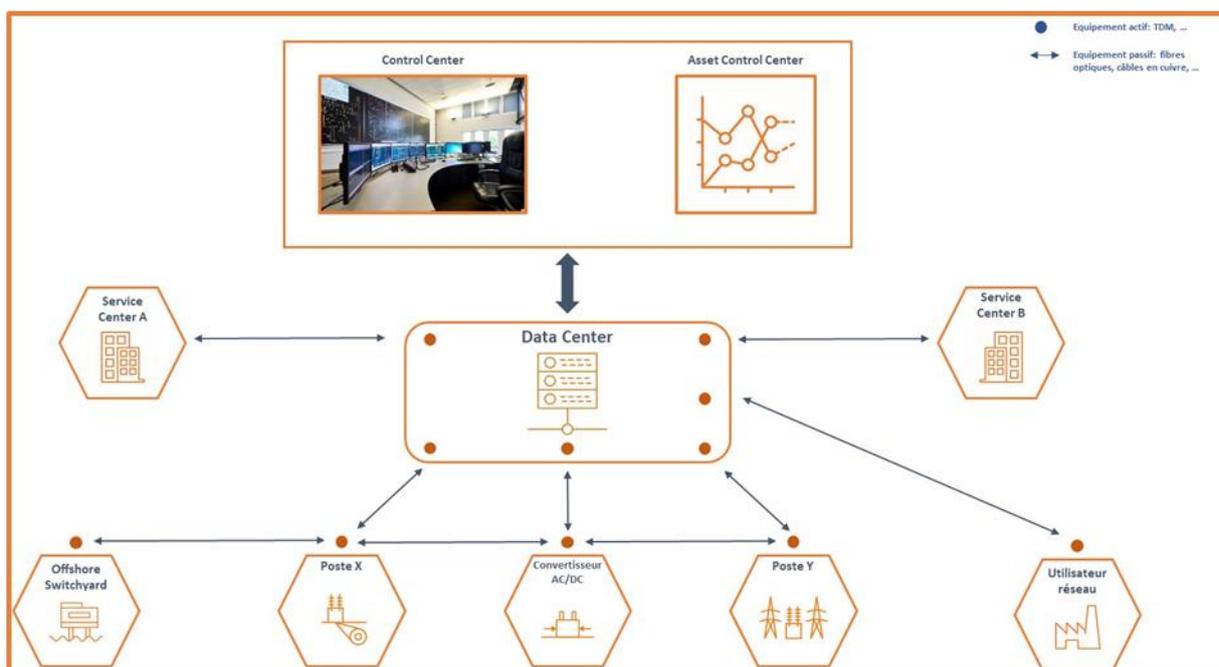


Figure 6.1 : Le Wide Area Network (WAN) d'Elia

Au vu de son évolution historique et son développement, le réseau Datacom d'Elia joue un rôle fondamental dans la gestion actuelle et future du réseau. Ce dernier occupe une place centrale et constitue un atout d'envergure dans le bon fonctionnement du cœur de métier chez Elia. En termes de services et applications, le réseau Datacom permet actuellement :

- **La supervision et gestion** : pour surveiller et gérer le réseau en temps réels
 - Tension / courant / signalisation de la RTU – *Remote Terminal Unit* – de la sous-station vers le logiciel EMS
 - Commande à distance²⁹ dans la sous-station à travers l'utilisation du logiciel EMS.
 - Appel provenant de la sous-station vers le dispatching
- **La sécurité d'approvisionnement** : pour protéger le réseau électrique
 - Le WAN est utilisé à travers les informations de sécurité depuis et vers l'équipement de protection entre différentes sous-stations afin de détecter et localiser les défaillances sur les lignes à haute tension
- **La facturation** : pour le comptage de tous les compteurs électriques du réseau d'Elia
 - Mesure des compteurs des sous-stations via le Data Center
- **La sécurité** : pour assurer la sécurité physique
 - Surveillance camera dans les sous-stations et pour la supervision.
- **L'efficacité** : pour pouvoir travailler dans les sous-stations comme dans tout autre site administratif.
 - Intranet et internet
 - Maintenance de l'équipement

Face au progrès technologique exponentiel, inéluctablement, le réseau Datacom devra évoluer et s'adapter de sorte à répondre aux plus hautes exigences requises par ces nouveaux services et applications. La généralisation de la vidéo surveillance à très haute définition (ultra HD ou 4K), la digitalisation des sous-stations, le roll-out du CCMD (Consumer Centric Market Design) ainsi que l'évolution des réseaux des transports et de distribution électrique utilisant des technologies *Smart Grid* sont des exemples notables.

Vous trouverez plus informations sur le réseau Datacom dans le Plan de Développement fédéral 2024-2034 [ELI-20].

²⁹ Il s'agit du fait qu'il permet de commander à distance les équipements du poste : commutation des disjoncteurs ou des séparateurs, changement des prises des transformateurs et ainsi de suite.

7. Sources

Source	Reference ID	Link
Belgium Klimaat	[BEL-1]	https://klimaat.be/2050-nl
Climate Action Tracker	[CAT-1]	https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies
ELIA	[ELI-7]	https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen
ELIA	[ELI-13]	https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/%20documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210618_ELIA_CCMD-white-paper_EN.pdf
ELIA	[ELI-20]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/investment-plans/federal-developement-plan/2023/20230508_plan_de_developpement_federal_du_reseau_d_e_transport_2024-2034.pdf
European Commission	[EUC-1]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
European Commission	[EUC-2]	https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_nl
European Commission	[EUC-23]	https://ec.europa.eu/home-affairs/pages/page/critical-infrastructure_en
IEA	[IEA-1]	CO2 emissions in World Energy Outlook scenarios over time, 2000-2050 – Charts – Data & Statistics - IEA
IPCC	[IPC-1]	https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/
ELIA	[ELI-2]	https://www.elia.be/fr/durabilite/participation-communautaire/compensation-measures

Source	Reference ID	Link
IEA	[IEA-2]	https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/temperature-rise-in-2100-by-scenario

