

# Région de Bruxelles-Capitale

17 avril 2023 – version provisoire

**Plan de développement 2024 – 2034**

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

<b>1. NOTE DE SYNTHÈSE .....</b>	<b>7</b>
<b>1.1 Lignes directrices du Plan de Développement 2024 – 2034 .....</b>	<b>8</b>
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
<b>1.2 Description générale du réseau de transport belge .....</b>	<b>11</b>
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
<b>1.3 Développement du réseau de transport régional .....</b>	<b>17</b>
1.3.1 Principe du « n-1 » .....	17
1.3.2 Les triggers du développement .....	18
1.3.3 Restructurations du réseau .....	19
<b>1.4 Qualité d'approvisionnement.....</b>	<b>20</b>
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
<b>2. CONTEXTE .....</b>	<b>23</b>
<b>2.1 Cadre légal .....</b>	<b>24</b>
2.1.1 Elia Transmission Belgium .....	24
2.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale dans le marché libéralisé de l'électricité .....	24
2.1.3 L'établissement d'un Plan de Développement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale .....	28
<b>2.2 La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050 .....</b>	<b>30</b>
2.2.1 Le changement climatique est un défi mondial .....	33
2.2.2 Le moment charnière de l'Europe – un système énergétique neutre en carbone d'ici 2050.....	35
2.2.3 La transition énergétique en Belgique .....	36
2.2.4 La technologie dans la transition énergétique.....	36
<b>2.3 Motifs du développement du réseau.....</b>	<b>40</b>
2.3.1 Développement et sécurité d'approvisionnement européens .....	40
2.3.2 Durabilité.....	41
2.3.3 Clients et gestionnaires de réseau de distribution.....	42
2.3.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local .....	42
2.3.5 Conformité fonctionnelle et technologique .....	46
<b>2.4 Méthodologie du développement du réseau.....</b>	<b>47</b>
2.4.1 Les scénarios comme avenir possibles du système énergétique .....	47
2.4.2 Détection des besoins .....	48
2.4.3 Élaboration de solutions .....	53
2.4.4 Gestion dynamique de portefeuille .....	57

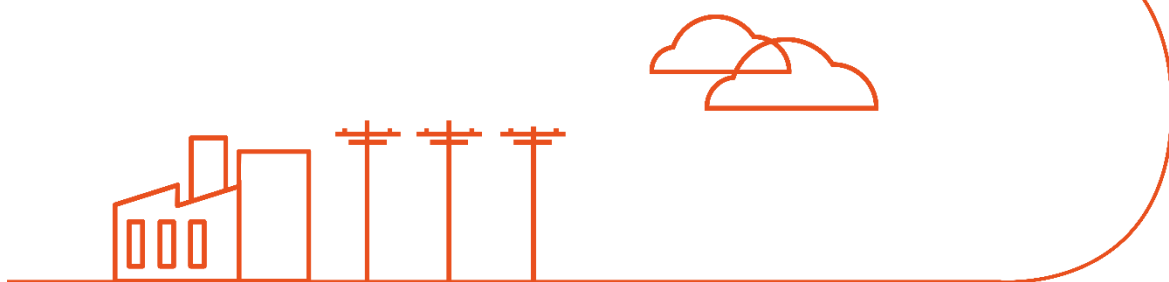
<b>2.5</b>	<b>L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia.....</b>	<b>58</b>
2.5.1	Lutte contre le changement climatique.....	58
2.5.2	Soutien public aux infrastructures .....	63
2.5.3	Protection de l'environnement .....	65
<b>3.</b>	<b>IDENTIFICATION DES BESOINS DU SYSTÈME .....</b>	<b>69</b>
<b>3.1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>70</b>
<b>3.2</b>	<b>Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées .....</b>	<b>70</b>
3.2.1	Impact sur la puissance de transformation vers la Moyenne Tension .....	71
3.2.2	Hypothèses.....	72
3.2.3	Résultats.....	75
3.2.4	Conclusions .....	76
<b>3.3</b>	<b>Besoins de remplacement.....</b>	<b>77</b>
3.3.1	Les équipements de protection .....	77
3.3.2	Les équipements de haute tension.....	78
3.3.3	Les équipements de lignes à haute tension et câbles sous-terrain .....	78
3.3.4	Méthodes d'optimisation de la gestion des remplacements développés par Elia.....	79
<b>4.</b>	<b>RÉSEAU DE TRANSPORT RÉGIONAL DE LA RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE .....</b>	<b>81</b>
<b>4.1</b>	<b>Visions générales du développement des réseaux de transport régional .....</b>	<b>82</b>
4.1.1	Rationalisation du réseau de transport régional 36 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés .....	82
4.1.2	Intégration de la production décentralisée .....	83
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 .....	84
4.1.4	Considération sur l'usage de la flexibilité .....	85
<b>4.2</b>	<b>Réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale: situation actuelle et vision long terme.....</b>	<b>86</b>
4.2.1	Adéquation du réseau d'électricité aux niveaux de production et de consommation .....	86
4.2.2	Diagnostic des goulets d'étranglement sur le réseau d'électricité .....	87
4.2.3	Politique de renforcement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale.....	87
<b>4.3</b>	<b>Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale .....</b>	<b>88</b>
4.3.1	Objectifs en matière de fiabilité d'approvisionnement.....	88
4.3.2	Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent.....	90
4.3.3	Suivi des mesures d'efficacité énergétique .....	91
<b>5.</b>	<b>INVENTAIRE DES PROJETS.....</b>	<b>99</b>
<b>5.1</b>	<b>Tableau des mises en service réalisées .....</b>	<b>101</b>

<b>5.2</b>	<b>Tableau des adaptations du réseau de transport régional</b>	<b>102</b>
<b>5.3</b>	<b>Schémas réseaux</b>	<b>107</b>
5.3.1	Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – référence	108
5.3.2	Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – horizon 2034	109
5.3.3	Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – référence	110
5.3.4	Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – horizon 2034	111
5.3.5	Réseau 150 kV de Bruxelles – référence	112
5.3.6	Réseau 150 kV de Bruxelles – horizon 2034	113
<b>6.</b>	<b>NOTES EXPLICATIVES DES PROJETS</b>	<b>115</b>
<b>6.0</b>	<b>Impact de l'incendie dans la galerie Saintelette sur le planning des projets</b>	<b>116</b>
<b>6.1</b>	<b>Evolution du réseau dans l'ouest de Bruxelles</b>	<b>117</b>
6.1.1	Bloc I : restructuration du réseau 150 kV (2019 – 2027)	119
6.1.2	Bloc II : réduction du nombre de poches 36 kV (2023-2027)	120
6.1.3	Bloc III : travaux « indépendants »	121
<b>6.2</b>	<b>Remplacements du poste de Point-Ouest</b>	<b>121</b>
<b>6.3</b>	<b>Remplacement de la cabine MT et de deux transformateurs au poste Marché</b>	<b>121</b>
<b>6.4</b>	<b>De Greef</b>	<b>122</b>
<b>6.5</b>	<b>Rénovations dans le poste de Schaerbeek</b>	<b>122</b>
<b>6.6</b>	<b>Remplacement des équipements de basse tension et des transformateurs au poste Démosthène</b>	<b>122</b>
<b>6.7</b>	<b>Remplacements au poste de Drogenbos</b>	<b>123</b>
<b>6.8</b>	<b>Remplacements au poste Point-Sud et mise en antenne sur Midi</b>	<b>123</b>
<b>6.9</b>	<b>Remplacements au poste Pêcherie</b>	<b>123</b>
<b>6.10</b>	<b>Evolution du réseau dans l'est de Bruxelles</b>	<b>124</b>
6.10.1	Relocalisation des injecteurs dans la zone Vilvorde-Machelen-Schaerbeek	125
6.10.2	Restructuration des poches Dhanis-Nouveau Ixelles et Ixelles-Ixelles-Rhode	126
<b>6.11</b>	<b>Restructuration de la zone Buda-Marly</b>	<b>127</b>
<b>6.12</b>	<b>Démolition du poste de Vilvoorde Park</b>	<b>128</b>
<b>6.13</b>	<b>Remplacements au poste de Machelen</b>	<b>128</b>
<b>6.14</b>	<b>Remplacement de la cabine MT au poste Houtweg</b>	<b>129</b>
<b>6.15</b>	<b>Rénovation du poste Josaphat et entrée-sortie d'un des câbles Schaerbeek-Dunant</b>	<b>129</b>
<b>6.16</b>	<b>Remplacement de la cabine MT au poste Charles-Quint</b>	<b>130</b>
<b>6.17</b>	<b>Remplacements au poste Dunant</b>	<b>130</b>

<b>6.18</b>	<b>Adaptations à Naples et implication pour Américaine.....</b>	<b>130</b>
<b>6.19</b>	<b>Rénovation du poste Dhanis.....</b>	<b>130</b>
<b>6.20</b>	<b>Rénovation du poste Ixelles.....</b>	<b>131</b>
<b>6.21</b>	<b>Cabines 5 kV et 11 kV au poste Volta .....</b>	<b>131</b>
<b>6.22</b>	<b>Remplacements au poste Elan .....</b>	<b>131</b>
<b>6.23</b>	<b>Remplacements au poste Woluwe .....</b>	<b>131</b>
<b>6.24</b>	<b>Remplacement des équipements obsolètes .....</b>	<b>132</b>
6.24.1	Remplacement des câbles 36 kV .....	132
6.24.2	Remplacement de cabines 36 kV .....	133
6.24.3	Remplacement des équipements basse tension.....	133
<b>6.25</b>	<b>Encuvement des transformateurs existants .....</b>	<b>133</b>
<b>6.26</b>	<b>Projets pour une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau .....</b>	<b>134</b>
6.26.1	Sécurité : protection des sous-stations et des sites .....	134
6.26.2	Black-out mitigation .....	134
6.26.3	Les besoins de développement du réseau Datacom .....	134
<b>7.</b>	<b>SOURCES.....</b>	<b>137</b>

# 1. Note de synthèse

Ce chapitre met en avant les tendances du Plan de Développement 2024-2034 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 2024 – 2034

### 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.

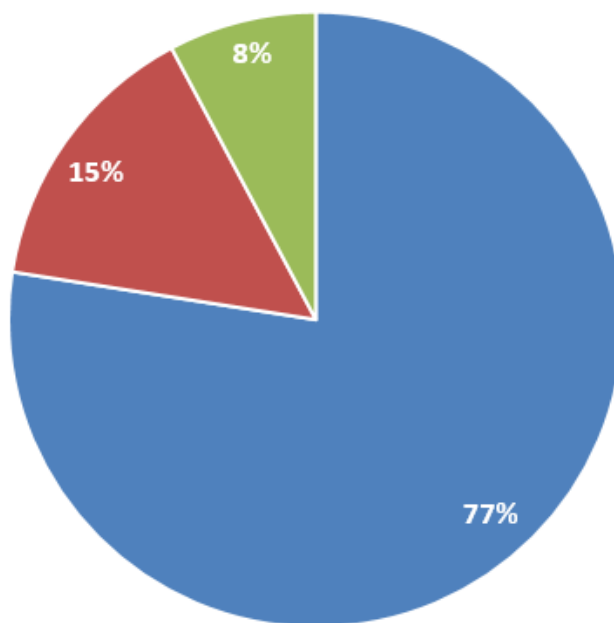
Ainsi, une rationalisation du réseau 36 kV est en cours, selon les lignes directrices suivies dans le cadre des études à long terme réalisées pour la Région de Bruxelles-Capitale :

- 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'injections 36/MT éloignés de cet axe 36 kV fort sont 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.

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 trois quarts des projets sont liés à la fiabilité de l'approvisionnement local en énergie. La réorganisation des réseaux de 36 kV contribue au développement durable.





■ Fiabilité de l'approvisionnement en énergie local ■ Développement durable ■ Utilisateurs directs du réseau et GRD

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 consommations et de productions 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 prenne pleinement 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, dont le plus sérieux s'est produit dans le pont Saintelette Nord, lorsqu'un incendie à dangereusement détérioré la structure du pont et détruit une bonne partie des câbles le traversant. Cet incendie et les dégâts qu'il a occasionnés sont aujourd'hui encore source de délais et de complexité pour les projets dans l'ouest de Bruxelles. Depuis de nombreuses années, nous attirons l'attention des autorités sur les risques liés à l'absence de gestion des galeries et caniveaux techniques. La situation est réellement problématique. Une initiative utile, visant à inventorier les galeries appartenant à la Région et organiser leur gestion, est en cours. Elle 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. A leurs extrémités, ils ressortent du sol afin d'être connectés à une sous-station (voir ci-dessous).



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, de Gas Insulated Substation. Dans cette technologie, du gaz SF<sub>6</sub><sup>1</sup> 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 SF<sub>6</sub> est un gaz à effet de serre dont l'effet de réchauffement est beaucoup plus important que celui du CO<sub>2</sub>. Par conséquent, une élimination progressive de l'utilisation du gaz SF<sub>6</sub> est prévue au niveau européen. L'impact de la nouvelle législation en cours d'élaboration sur l'utilisation du SF<sub>6</sub> dans nos sous-stations n'est pas encore connu, mais sera potentiellement très conséquent.

---

<sup>1</sup> SF<sub>6</sub> – 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. Etant 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.

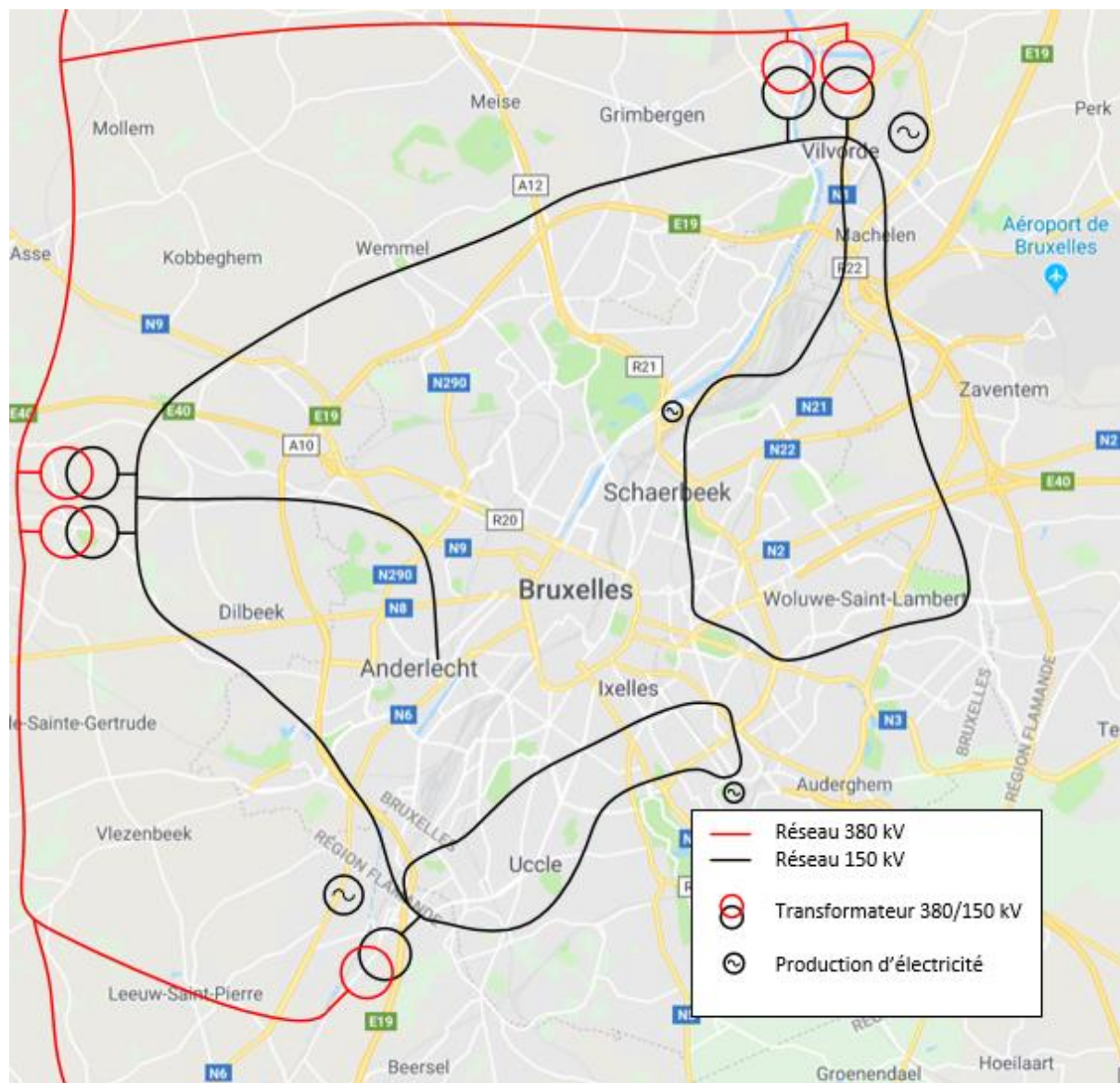


Figure 1.7 : structure simplifiée du réseau 150 kV en Région de Bruxelles-Capitale

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 (GRD). 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 en conséquence plus facilement s'intégrer dans des endroits à forte densité de population. Sa capacité de transport est par contre 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 cher 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.

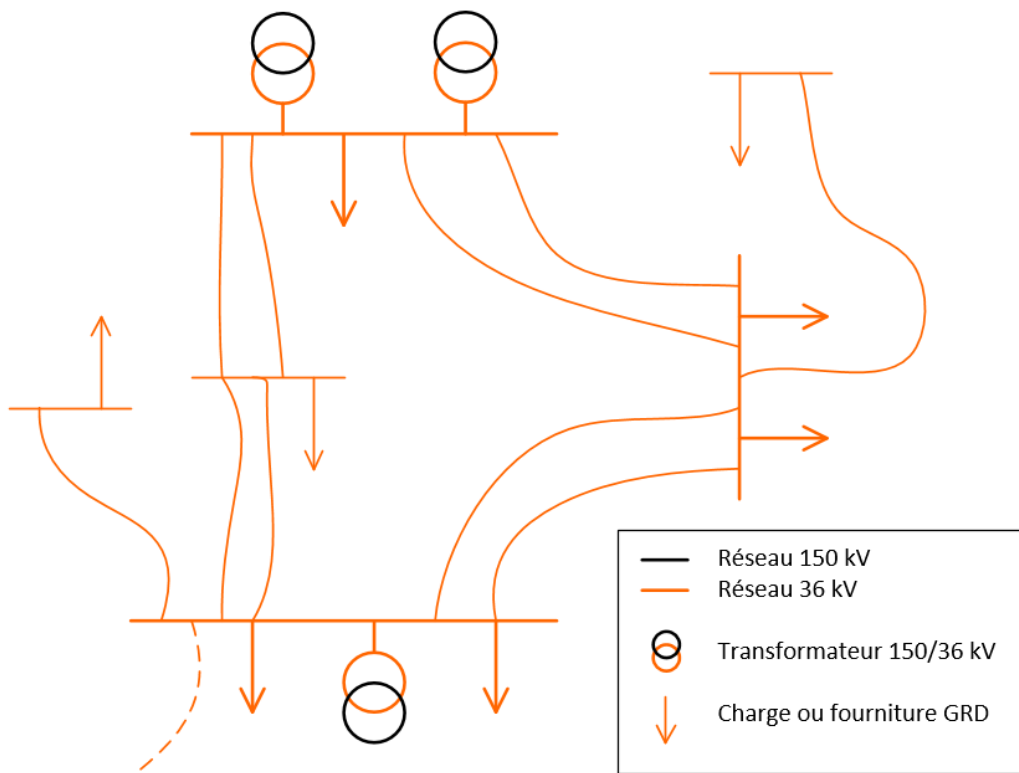


Figure 1.8 : structure type d'une poche 36 kV

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 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 §2.44. 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 de conséquence. 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 par contre 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 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 §6.15) : 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 en 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)
- Evolution de la charge
- Evolution 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. De manière générale, une stabilisation de la charge transitant par le réseau de transport est observée et une légère augmentation est attendue. 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 d'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. Les principales sont l'incinérateur de déchets raccordé sur Schaerbeek 36 kV et le turbojet raccordé sur Volta 11 kV (rue Volta, Ixelles). 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 récemment sur la zone de Bruxelles : l'étude de Bruxelles Ouest (§6.1) et l'étude de Bruxelles Est (voir §6.10). Elles ont mis en avant des opportunités de restructurations conséquentes du réseau de la capitale, amenant des économies budgétaires sans impacter le niveau de qualité d'alimentation. Les principes poursuivis tout au long de ces études se retrouvent en §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 §4.14.1.

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 grande qu'en 36 kV, cela 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'injections 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 découvrir plus de détails concernant ces études et les avantages qui en découlent, le lecteur est renvoyé vers les sections §6.1 et §6.10.

## 1.4 Qualité d’approvisionnement

En tenant compte des conditions énumérées ci-avant (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 2024-2034. 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 remblayer 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.

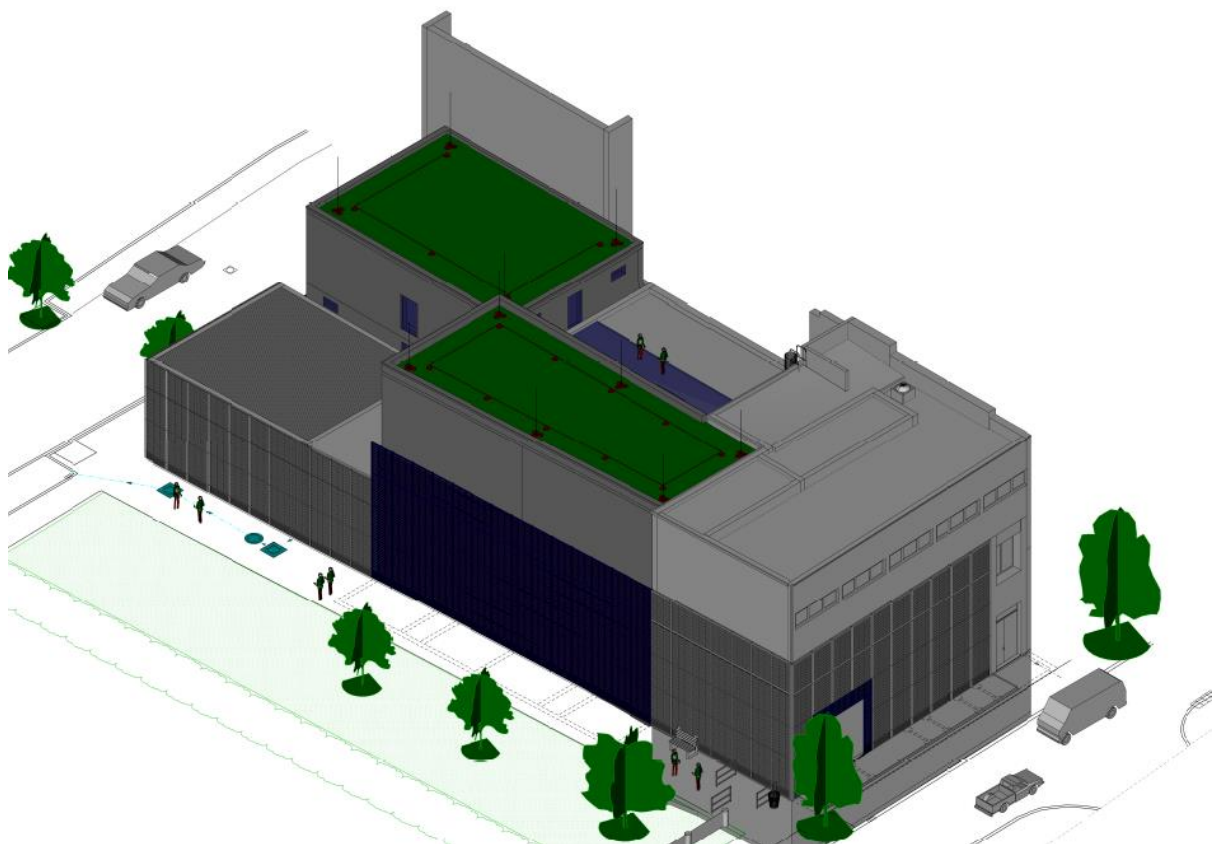


Figure 1.10 : projet de rénovation de la sous-station Hélioport

### 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.

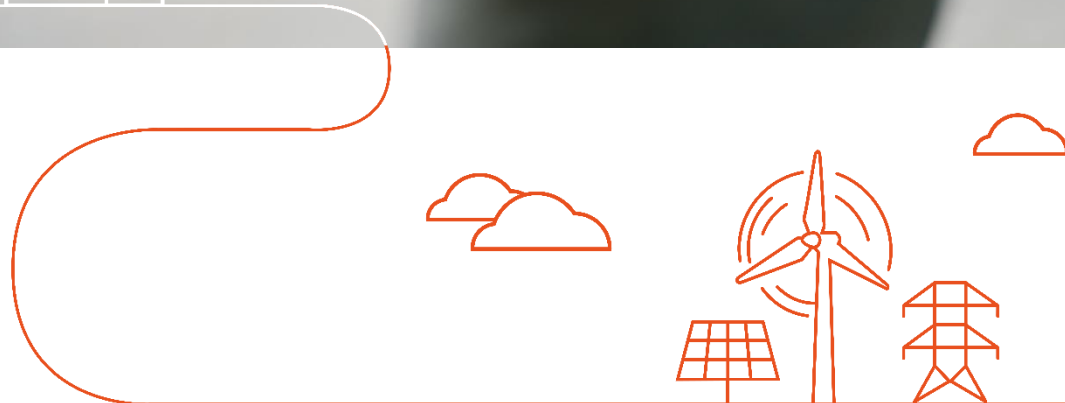
Un exemple d'un tel incident est celui qui a eu lieu en février 2017 dans la sous-station de Schaerbeek 36 kV. Il était assez exceptionnel : il est survenu sur un type d'équipement qui n'avait encore démontré aucun signe de faiblesse, à un endroit particulièrement sensible. Les conséquences de cet incident 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 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)<sup>2</sup>.

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 Belgique<sup>3</sup>.

### 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 par contre d'un monopole naturel. Les réseaux de transport jouent donc un rôle unique : ils assurent un support commun aux différents acteurs du marché, sous la supervision de régulateurs fédéral et régionaux, en fonction de la répartition des compétences en matière d'électricité.

---

<sup>2</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2020 par l'arrêté du gouvernement de la région de Bruxelles-Capitale du 19 décembre 2019.

<sup>3</sup> 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<sup>er</sup> juillet 2019.



La législation bruxelloise prévoit dans l’Ordonnance du 19 juillet 2001, modifiée par l’Ordonnance du 20 juillet 2011, les missions du gestionnaire de réseau de transport régional, ainsi que les dispositions relatives au Plan de Développement. A ce titre, l’article 5 décrit 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, on observe 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 nette zéro émissions. 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<sup>er</sup> juillet 2011<sup>4</sup>. 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 électrique<sup>5</sup>.

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

<sup>5</sup> 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 impacte 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 pas être stockée en masse, cet équilibre doit être maintenu en temps réel afin de garantir un approvisionnement fiable et une gestion opérationnelle efficace du réseau à haute tension.

Pour ce faire, la loi du 30 juillet 2018 a modifié la Loi Electricité 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 juillet 2021 [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 congestion<sup>6</sup>. 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 Package<sup>7</sup>, qui stipule que 70% minimum de la capacité des réseaux doit être mis à disposition du marché. Elia se

---

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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 Climat<sup>8</sup> 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 européenne<sup>9</sup>. 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.**



<sup>8</sup> 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 »).

<sup>9</sup> 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. Le Plan de Développement doit aussi contenir la politique menée en matière d'efficacité énergétique.

Le Plan de Développement couvre une période de 10 années et est adapté annuellement.

Au plan procédural, un projet de Plan de Développement est transmis au régulateur bruxellois Brugel pour le 31 mai. 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. Brugel consulte diverses parties dont les administrations concernées et les utilisateurs du réseau, ainsi que le conseil des usagers de l'électricité et du gaz. 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 de différents paramètres ;
- 3) une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant les trois 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 réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure ;
- 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 de qualité ;
- 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 est soumis à l'approbation du Gouvernement après avis du régulateur régional qui peut consulter, si nécessaire, les administrations concernées et les utilisateurs effectifs ou potentiels du réseau. 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. A 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 pour la période 2014-2019. Celui-ci met en exergue la nécessité d'agir sur la réduction de la consommation énergétique, la performance énergétique des bâtiments et l'utilisation rationnelle de l'énergie. Il identifie aussi les liens inextricables entre le développement urbain et la consommation et production énergétique. Entre temps, la Région de Bruxelles-Capitale a également rédigé un Plan Energie Climat 2030, dont une partie du contenu a servi de contribution au Plan National Energie Climat (PNEC) remis à la Commission européenne le 31 décembre 2019. 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-Capitale<sup>10</sup>, Elia doit établir les documents suivants pour le réseau de transport local ou régional qu'elle gère : un Plan d'Investissements pour la Région flamande<sup>11</sup> et un Plan d'Adaptation pour la Région wallonne<sup>12</sup>. 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

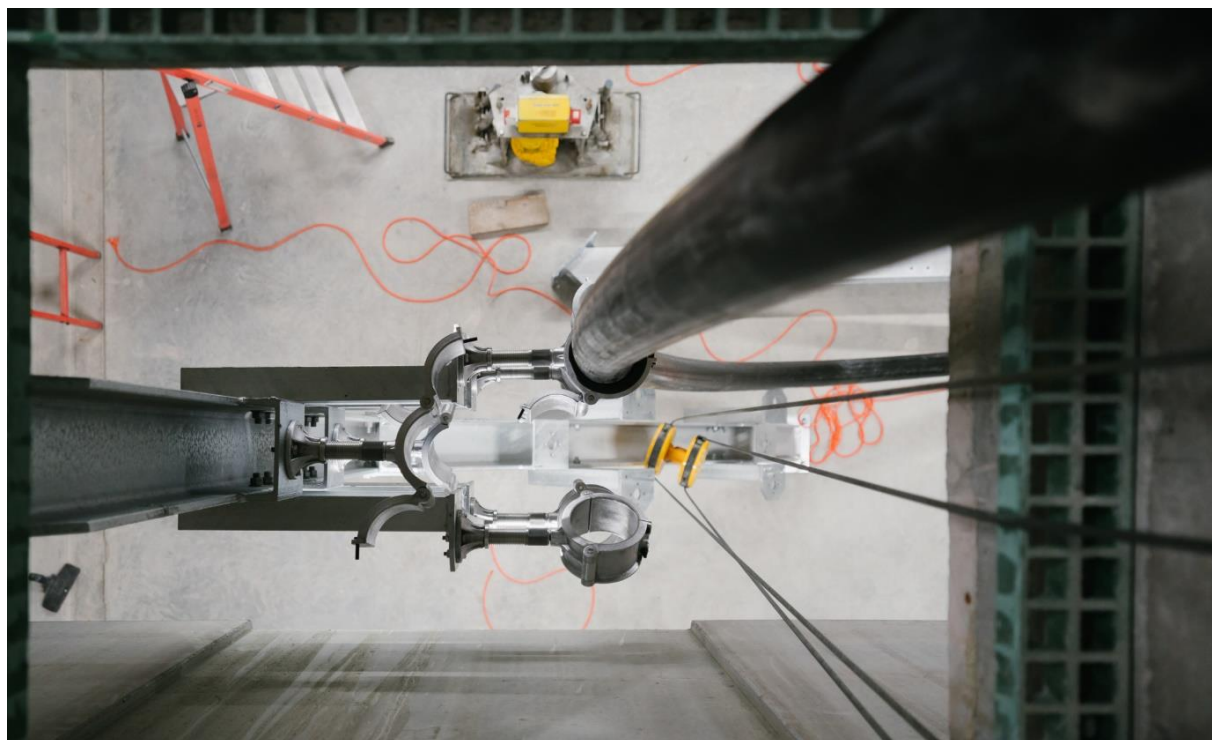
---

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> Plan d'Investissements prévu à l'article 4.1.19 du décret énergie du 8 mai 2009.

<sup>12</sup> 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.

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.



## 2.2 La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050

Ce chapitre décrit le contexte juridique, politique et socio-économique dans lequel s'inscrit les Plans de Développement fédéral et régional pour soutenir les objectifs européens, nationaux et régional. 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 récemment 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, le principal objectif 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 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 CO<sub>2</sub> (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 ci-dessous. En outre, il existe également une différence entre la somme des différents objectifs nationaux et l'objectif climatique le plus récent (COP26 à Glasgow). 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 ci-dessous 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, depuis la dernière conférence sur le climat COP26 à Glasgow, il y a juste assez d'idées et d'initiatives sur la table pour atteindre 1,8°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.

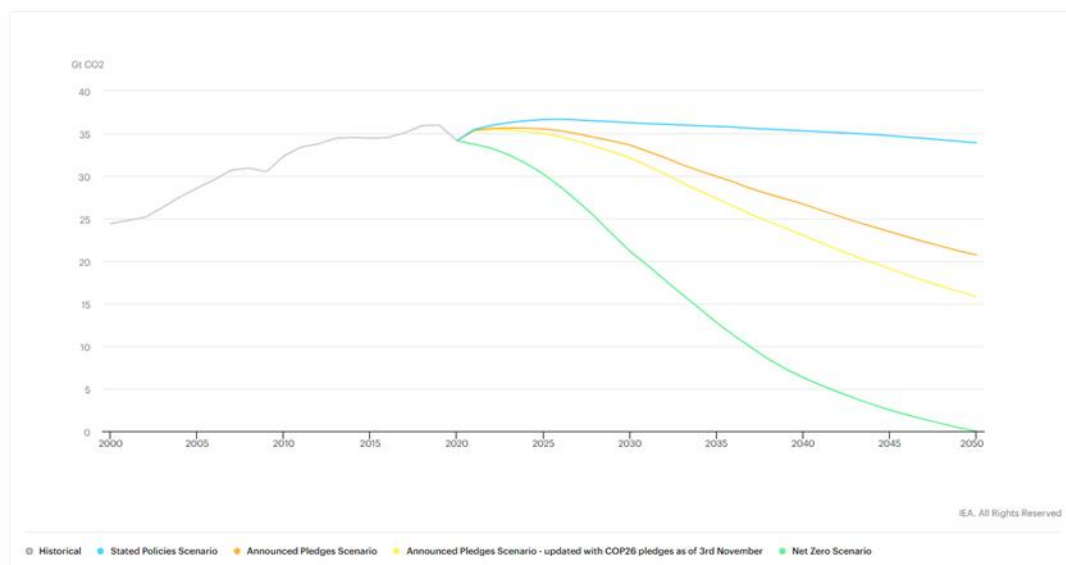


Figure 2.2 : Émissions de CO<sub>2</sub> dans les scénarios du World Energy Outlook au fil du temps, 2000-2050 – Graphiques [IEA-1]

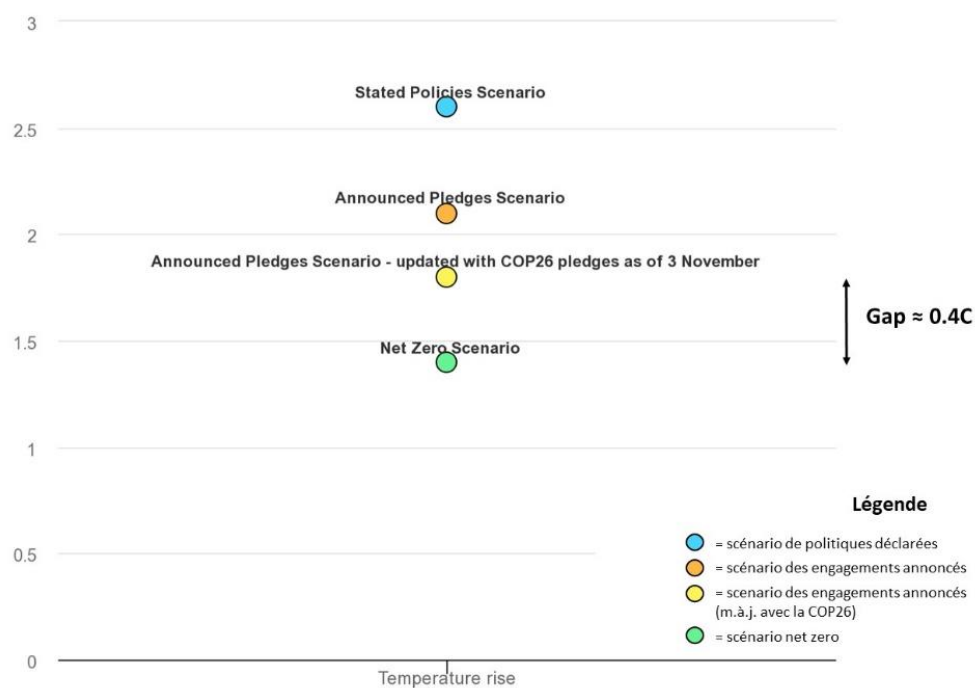


Figure 2.3: Augmentation de la température en 2100 par rapport à la période préindustrielle, par scénario [IEA-1]

Entre-temps, il est également clair que non seulement l'atténuation du changement climatique, mais aussi les mesures<sup>13</sup> 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 eu 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 2022, on constate que l'Europe émet environ 4 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, contre 35 à 40 milliards de tonnes dans le monde. Ceci est illustré par la figure 2.4 ci-dessous.

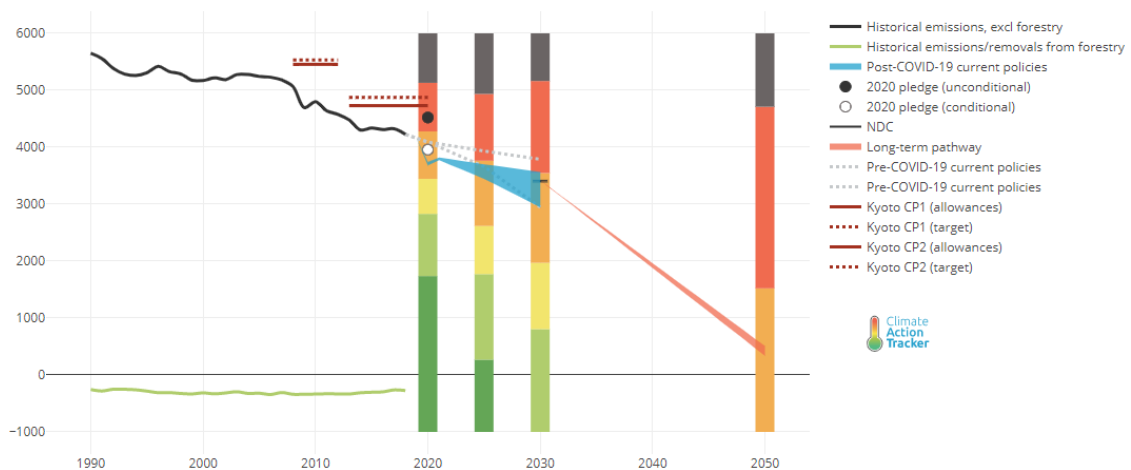


Figure 2.4: Émissions européennes de CO<sub>2</sub> (ou équivalent) dans tous les secteurs [CAT-1]

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

<sup>13</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 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 CO<sub>2</sub> pour tous les secteurs et l'intégration nécessaire des sources d'énergie renouvelable (SER) pour réduire suffisamment et à temps l'empreinte CO<sub>2</sub> 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, que vous pouvez trouver dans le plan de développement fédéral 2024-2034 qui sont décrites plus en détail dans ce chapitre.

### **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 SF<sub>6</sub>**

Le gaz SF<sub>6</sub> (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 SF<sub>6</sub> était principalement utilisé au sein du réseau de transport belge comme agent extincteur dans les disjoncteurs installés dans les postes AIS. AIS signifie Air Insulated System. 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 SF<sub>6</sub> par rapport à l'air ambiant permettent la construction d'installations beaucoup plus compactes. De telles installations sont appelées GIS : Gas Insulated System (voir Figure), c'est-à-dire une installation haute tension entièrement enveloppée de gaz SF<sub>6</sub>. Compte tenu de la pression croissante sur

l'utilisation de l'espace et de l'impact visuel<sup>14</sup> 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 Stevin

La très grande fiabilité, la sécurité et la faible maintenance de la technologie SF<sub>6</sub> ont eu un impact positif sur la disponibilité du réseau au cours des dernières décennies.

L'utilisation du SF<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> 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 investi massivement 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

---

<sup>14</sup> Ces GIS sont en effet généralement installés dans des bâtiments.

l'utilisation du gaz SF<sub>6</sub> dans les nouveaux équipements à haute et moyenne tension, en fonction de la disponibilité d'alternatives sur le marché.

D'ici la fin de 2023, plus de clarté est attendue quant à l'abandon progressif de l'utilisation du gaz SF<sub>6</sub> dans les postes à haute et moyenne tension, ce qui pourrait avoir un impact très important sur nos activités.

Afin de minimiser les rejets de gaz SF<sub>6</sub>, Elia a développé une politique d'investissement et de maintenance spécifique avec pour objectif d'atteindre un taux de fuite < 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 SF<sub>6</sub>, dans le but de minimiser la libération de gaz SF<sub>6</sub> lors des interventions ;
- Les installations utilisant le gaz SF<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> 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 2024 et un disjoncteur AIS (Air Insulated Switchgear) en 70 kV (Marcourt) dont la mise en service a été réalisée en 2021 (voir Figure).



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 SF<sub>6</sub> 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 au plus tôt.
- Le réseau dans d'autres pays européens présente rarement le 150 kV comme niveau de tension. La technologie de commutation sans SF<sub>6</sub> 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 même 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 présentées dans cette section :

- 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 Motifs 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 aux niveaux régional, national et européen. Avant de commencer les études détaillées [§2.4 Méthodologie de développement du réseau], il est important d'avoir une vue d'ensemble des motifs 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 motifs, qui sont présentés dans cette section. Ce chapitre donne une vue d'ensemble de ces clusters. La section suivante [§2.4 Méthodologie de développement du réseau] explique ensuite comment ces motifs 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 motifs suivants. Il est également important de noter que l'intention n'est pas de fournir une liste exhaustive de tous les motifs ou évolutions sous-jacents.

Les 5 clusters de motifs 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.



### 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 motifs 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 motifs. 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 fédéral de développement. 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 2024-2034, le développement de l'infrastructure du réseau de transport régional ne devrait pas être impacté 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 CO<sub>2</sub> 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 un impact majeur sur le développement du réseau du système horizontal.

### 2.3.3 Clients et gestionnaires de réseau de distribution

Elia consulte régulièrement ses 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 ensuite identifiées à travers ce parcours.

### 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

Pour pouvoir 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 et<sup>15</sup> disruptive<sup>16</sup>, 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 évolutif<sup>17</sup> au niveau belge.

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

---

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

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

<sup>17</sup> Des changements plus lents et moins soudains



Figure 2.7 : Principaux motifs 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 de la 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 sécurité, 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 Modèles pour l'état et la performance des équipements, explique comment Elia détermine quand un équipement est « obsolète ». Les exigences du système qui en résultent seront clarifiées dans §3.3 Besoins de remplacement.

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 la 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 dans son processus de gestion des risques. 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.

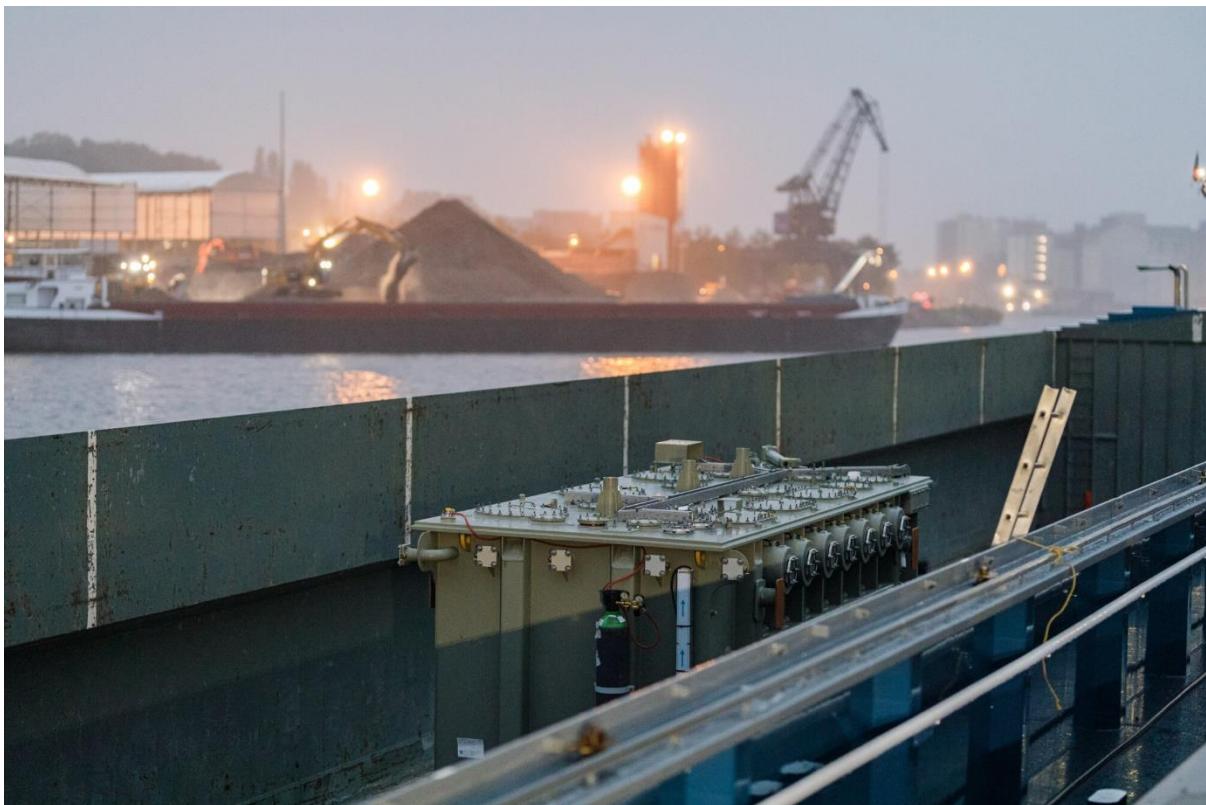
D'autres facteurs externes peuvent également nécessiter le remplacement des équipements. Par exemple, l'évolution des exigences dans l'environnement technologique et dans le logiciel de l'équipement, les conditions économiques, la disponibilité des pièces de rechange, l'expertise disponible du personnel 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 Black-out mitigation) 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 Les besoins dans le réseau Datacom). 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 motifs expliqués dans §1.3 Motifs du développement du réseau. 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 motifs, tel que discuté dans le chapitre précédent, n'est pas toujours univoque avec les étapes ci-dessus. Une grande partie des évolutions des motifs sont incorporées directement dans les scénarios, et donc incluses. D'autres motifs 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 **storylines** des scénarios sont élaborées. Les storylines de scénarios décrivent en termes qualitatifs ce à quoi le système électrique Belge peut ressembler à l'avenir. Les storylines 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 storylines 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 storylines 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 le plan de développement fédéral 2024-2034, qui ont été élaborés pour la première fois en consultation avec les acteurs du marché et d'autres parties prenantes, par la création d'un groupe de travail spécifique.

Les scénarios issus de ce processus de co-création ont déjà 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 motifs décrits dans la section §2.3 Axes de développement du réseau, il convient de noter que les études décrites ci-dessous peuvent couvrir plusieurs motifs.

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,... 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 représentatifs<sup>18</sup> :

- L'état sain ou la situation idéale dans laquelle tous les éléments du réseau et les unités de production prévus 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 + 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 on vérifie 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 Élaboration des solutions.



---

<sup>18</sup> 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 en donne une illustration.

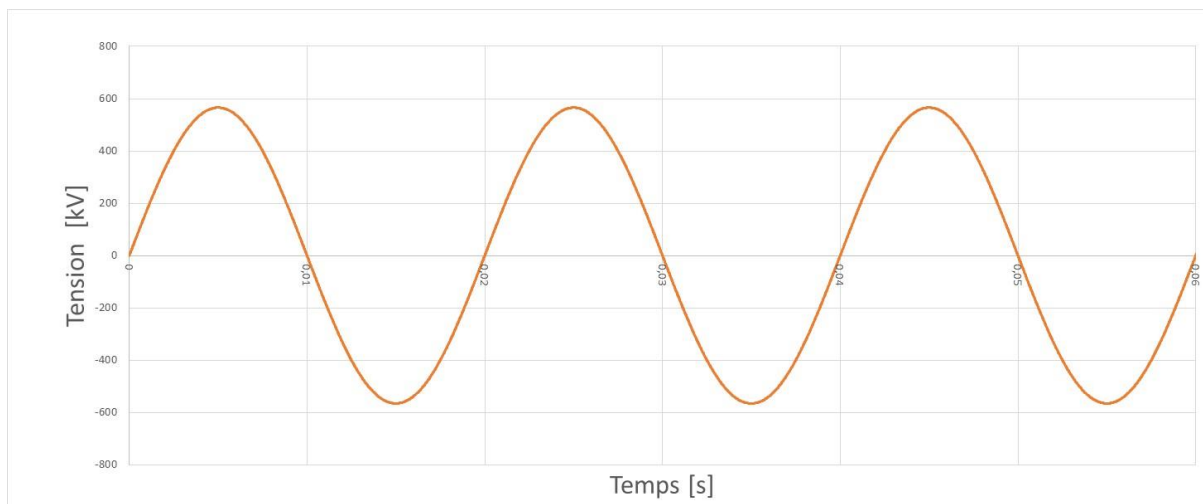


Figure 2.10 : Exemples d'une tension de réseau stable de 50 Hertz

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, l'exécution de certains circuits 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 sont toutefois expliquées dans le plan de développement fédéral.

### 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 =  $1 - \frac{[AIT (Elia\ interne + risque\ intrinsèque)]}{[nombre\ de\ minutes\ dans\ l'année]}$

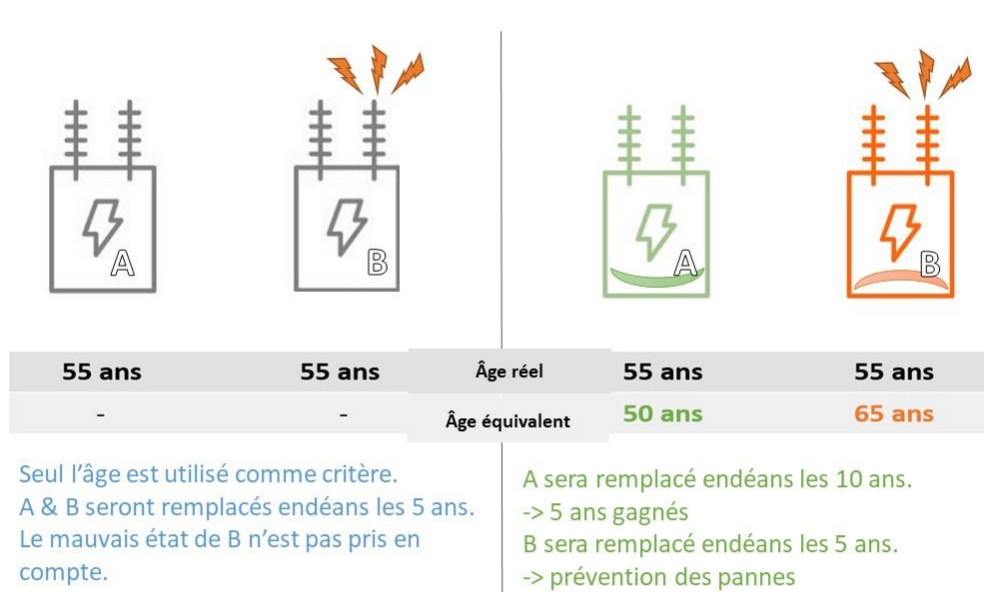
Où AIT signifie Average Interruption Time pour les interruptions de plus de 3 minutes.

	2018	2019	2020	2021
Disponibilité onshore aux points de connexion	0.99999039	0.99999671	0.999994	0,999996

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 Fiabilité de l'approvisionnement local en électricité et §2.3.5 Conformité fonctionnelle et technologique).

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 2.11: 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.

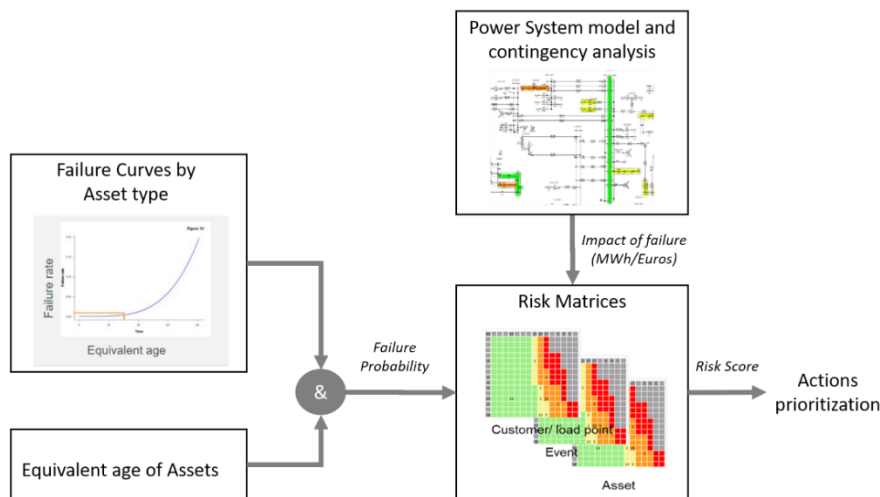


Figure 2.12: Prise de décision future basée sur le risque pour la gestion du déclassement ou du remplacement des équipements

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, on 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.

### 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 ici 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 2.12.

#### 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 Participation et communication).



### 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.

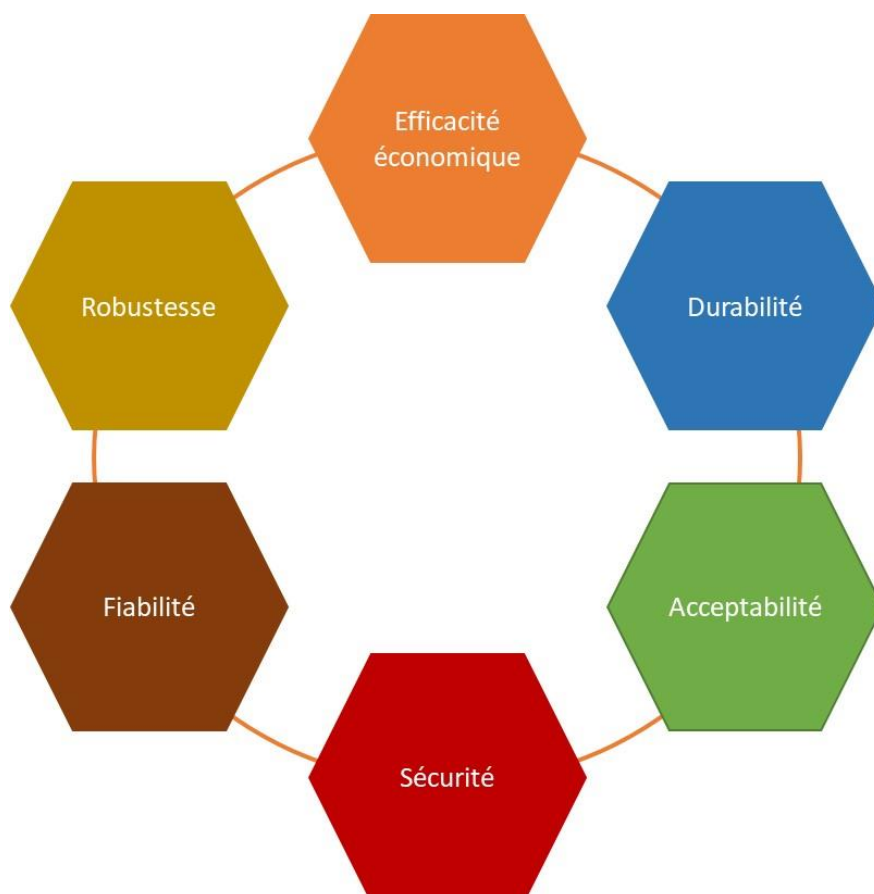


Figure 2.13 : Évaluation des solutions possibles



## 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.).



Figure 2.14 : Gestion dynamique du portefeuille de projets

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 cet exercice d'arbitrage qui a lieu régulièrement.

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 motifs et aussi à d'autres, elle peut donc réviser la planification de ce plan de développement en fonction de ces changements et des dates d'attribution.

## 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 durables. Elia contribue non seulement par ses activités à l'approvisionnement électrique du pays et à la transition énergétique, mais mène également ces 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 Transition énergétique – neutralité climatique d'ici 2050, 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 CO<sub>2</sub>. 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 SF<sub>6</sub>. Ainsi, Elia s'engage à contribuer à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans ces activités.

Dans une première phase, l'accent sera mis sur les mesures relatives à la mobilité (électrification, transports publics...) 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 CO<sub>2</sub> liées à la mobilité. Par ailleurs, Elia travaille un plan par étapes visant à réduire à terme l'utilisation du gaz SF<sub>6</sub>, un puissant gaz à effet de serre au potentiel de réchauffement de près de 24 000<sup>19</sup>, dans ses installations haute tension. Compte tenu de cet impact potentiel, il existe un mouvement mondial visant à développer des alternatives au gaz SF<sub>6</sub>. La section [2.2.4 Technologie et transition énergétique], donnera une explication sur l'état d'avancement de la recherche sur les alternatives au gaz SF<sub>6</sub>. Elia s'est également engagée à maintenir le taux de fuite de SF<sub>6</sub> 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 CO<sub>2</sub> (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 GRT et de durabilité du secteur énergétique que dans ses activités quotidiennes, Elia veut réduire son impact CO<sub>2</sub> en intégrant explicitement l'empreinte CO<sub>2</sub> dans toutes ses décisions.

### Perte 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

---

<sup>19</sup> Cela signifie que l'émission d'une tonne de SF<sub>6</sub> a le même effet sur le réchauffement de la planète que ~24 000 tonnes de CO<sub>2</sub>.

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 2 MW (2 000 000 W) à la haute tension et une perte de 4 MW (4 000 000 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 régionaux à des niveaux de tension inférieurs). En atteste la Figure 2.15.

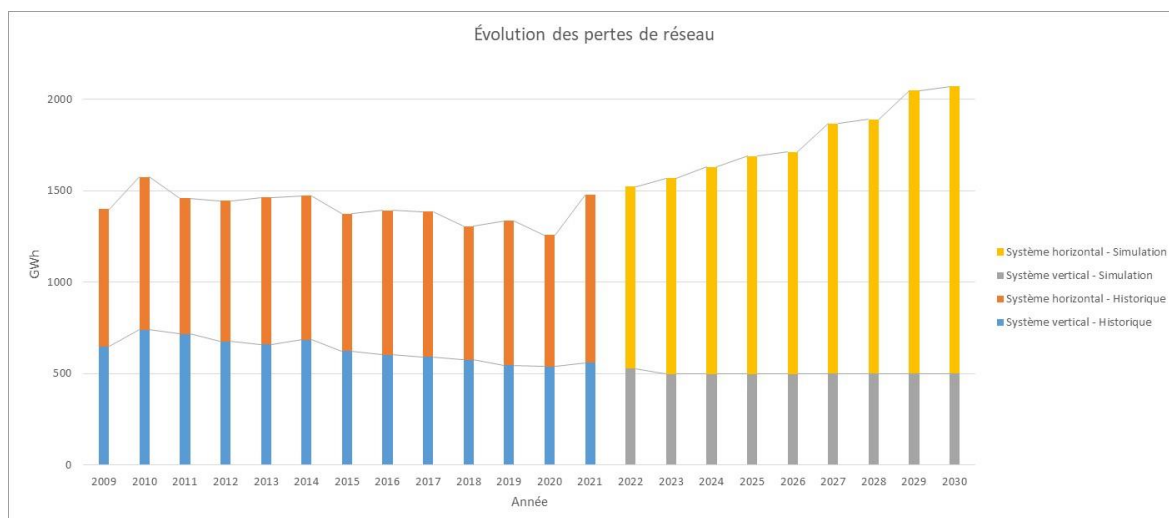


Figure 2.15 : Évolution des pertes de réseau pour le système horizontal et vertical belge.

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 Méthodologie de développement du réseau). 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>** par la réalisation de cette nouvelle infrastructure. En effet, une nouvelle liaison peut augmenter les pertes nettes du réseau, mais elle peut aussi avoir un effet réducteur sur les émissions de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 un récent rapport du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators - CEER)<sup>20</sup>, qui indique que les pertes du réseau de transport sont déjà faibles dans les pays européens : entre 0,5 et 3 %.<sup>21</sup>

### 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 Suivi des mesures d'efficacité énergétique]. L'efficacité énergétique dépend aussi de l'action quotidienne de nos équipes et des personnes sur le terrain.

---

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

<sup>21</sup> 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 les passants et qu'elle souhaite être un partenaire fiable pour les habitants et les autorités locales.

### 2.5.2.2 Optimisation de l'infrastructure existante

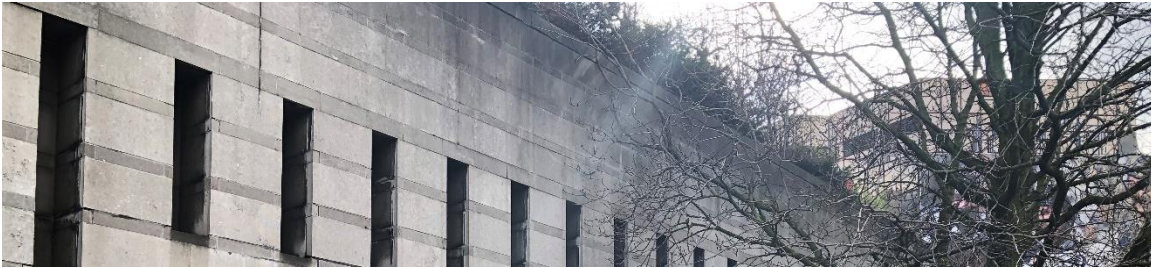
Elia veille à ce que l'infrastructure existante soit utilisée de manière optimale. S'il existe un besoin de capacité de transport supplémentaire, la première étape consistera à examiner si une ligne existante peut être renforcée en ajoutant un terme supplémentaire ou en remplaçant les conducteurs existants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

Ainsi, dans certains cas, de nouvelles liaisons sont réalisées en construisant des lignes, en profitant des avantages (coût, accessibilité, disponibilité...). Ces nouvelles lignes sont de préférence regroupées avec d'autres infrastructures de lignes (principe de regroupement), telles que d'autres lignes à haute tension, voirie publique, 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 systèmes de rails tubulaires par rapport aux anciennes stations équipées de systèmes de rails 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 SF<sub>6</sub>. Comme expliqué à la section §2.2.4.1 Alternatives au gaz SF<sub>6</sub>, 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  $\mu$ 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 et Elia prend 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. Dans une nouvelle ligne, les maisons sont évitées autant que possible. Les anciennes lignes existantes qui sont démantelées traversent le plus souvent des zones résidentielles. 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 soit être appliquées volontairement (dans le cadre réglementaire), soit être 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.

### **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 enquête sur le bruit est réalisée. Sur la base des mesures de bruit des transformateurs existants, une simulation est faite de la situation après l'amélioration de la transformation, 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 consiste à équiper les transformateurs d'une cuve en béton imperméable, qui peut tout contenir en cas de déversement accidentel d'hydrocarbures. Les cuves sont dimensionnées pour la situation la plus extrême où elles doivent être capables d'accueillir le plein volume. Pour que l'eau de pluie qui tombe sur les plantes puisse toujours être évacuée sans aucune pollution, les cuves sont équipées d'un séparateur d'hydrocarbures et d'un filtre de coalescence supplémentaire avec une vanne d'arrêt automatique. Elia a développé une procédure interne pour assurer une décontamination rapide et efficace. Si l'incident est important, Elia contactera les autorités compétentes.

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 Postes de la politique de gestion de l'eau

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, route en asphalte) et perméables (routes en gravier) et une quantité limitée d'eau utilisée pour l'assainissement. Lors de la construction de nouveaux postes, mais aussi lors de l'extension ou de la rénovation de postes existants, les investissements nécessaires sont prévus selon les principes suivants :

- Veiller à ce que les eaux de pluie qui aboutissent sur les installations (transformateurs) soient toujours évacuées sans aucune pollution (aux hydrocarbures).
- Réduire la surface imperméable. Pour ce faire, les chaussées sont construites avec des plaques de gravier renforcées et non plus avec de l'asphalte sur du béton. Dans le cas des chaussées existantes, les canaux de drainage sont évités et l'écoulement et l'infiltration naturels sont assurés le long de la route. Enfin, l'eau de pluie des toits est collectée pour être réutilisée (assainissement) et le trop-plein est infiltré sur les terrains de l'entreprise.

### 2.5.3.4 Politique de conservation de la nature

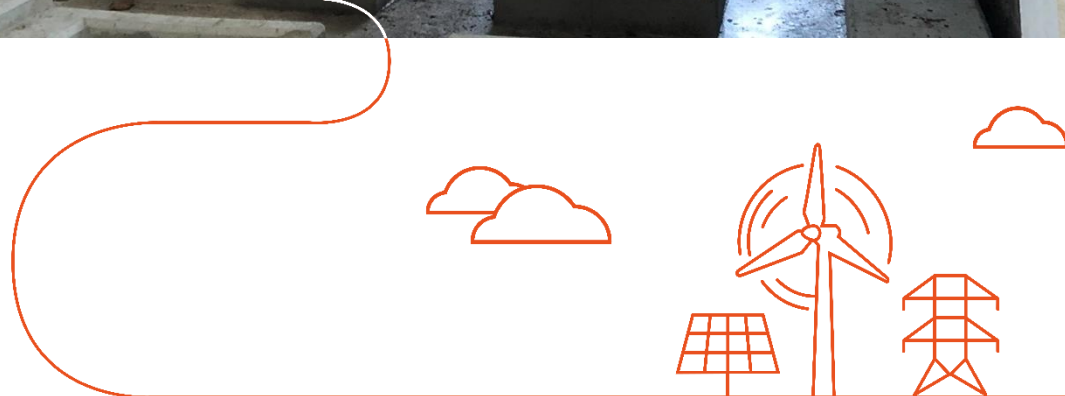
#### Gestion de la verdure

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. Jusqu'à récemment, 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	2017	2018	2019	2020	2021
Géré écologiquement (ha)	430	552	662	703	732



### 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 au paragraphe §2.4 Méthodologie de développement du réseau. 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.

Pour la première fois dans l'histoire du plan de développement, 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.

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

Dans le §2.2 La transition énergétique – Neutralité climatique d'ici 2050 ont été mis en évidence 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 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 **Réseaux 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'injections répartis sur le territoire belge.

Une part significative de ces injections sont réalisés 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. A 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'injections ou des surcharges sont attendues, celles-ci pouvant nécessiter des investissements afin d'y remédier.

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. Visions générales du développement des réseaux de transport régional

Elia n'a pas pu considérer toutes les formes de croissance de charge et de productions possibles. En particulier n'ont pas été considérés :

Les cogénérations (au gaz) dont on constate une localisation extrêmement hétérogène (« cluster ») peu propice à une étude globale et dont le développement à venir est soumis à de fortes incertitudes ;

L'électrification des consommateurs industriels actuellement raccordés dans les réseaux de distribution. Les données ne sont pas suffisamment mûres à ce jour pour faire une étude incluant des données géographiques. L'impact peut toutefois être considérable à la fois de par une augmentation de la charge dans les réseaux de distribution, mais également de par un transfert des charges vers le réseau Elia (avec donc une diminution de la charge dans les réseaux de distribution).

Dans le cadre de ce Plan de Développement 2024 -2034, l'impact est évalué à l'horizon 2034.

### 3.2.2 Hypothèses

Au moment de la réalisation de cette étude, le scénario tels qu'utilisés dans de plan de développement fédéral, n'étaient pas encore disponible. Les hypothèses prises en compte en termes de déploiement de véhicules électrique, pompes à chaleur, parcs éoliens et panneaux photovoltaïques, correspondent par conséquent à celle prises en compte dans le dernier rapport, à ce moment-là, qui analyse les besoins du système énergétique belge en matière d'adéquation et de flexibilité sur un horizon de 10 ans publié en juin 2021 [ELI-1]. Ces hypothèses sont très similaires à celles du scénario Established Policies et prendre en compte les ambitions régionales. Comme repris plus loin, cette étude devra connaître des mises à jour récurrentes, ce permettre également d'affiner les hypothèses prises en compte.



#### VEHICULES ELECTRIQUES

En termes de véhicules électriques, une pénétration équivalente de 2,2 millions de véhicules en Belgique, dont 116 000 dans la région de Bruxelles-Capitale, à l'horizon 2034 est prise en compte. Le nombre équivalent de véhicules a été calculé sur base d'un parc moyen de 17kWh/100km et 15000km/an.

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

- « Charge naturelle » : Il n'y a pas d'incitant pour optimiser la charge du véhicule. Les personnes chargent leur véhicule lorsque le besoin ou l'opportunité se présente, souvent après le travail. 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 » : 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.

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 à l'horizon 2034 étant jugé trop faible que pour impacter la puissance de transformation installée dans les points d'injection.

Le profil de charge global considéré est une combinaison de profil de charge « naturel » et « optimisé » en considérant une répartition à part égales des deux profils.



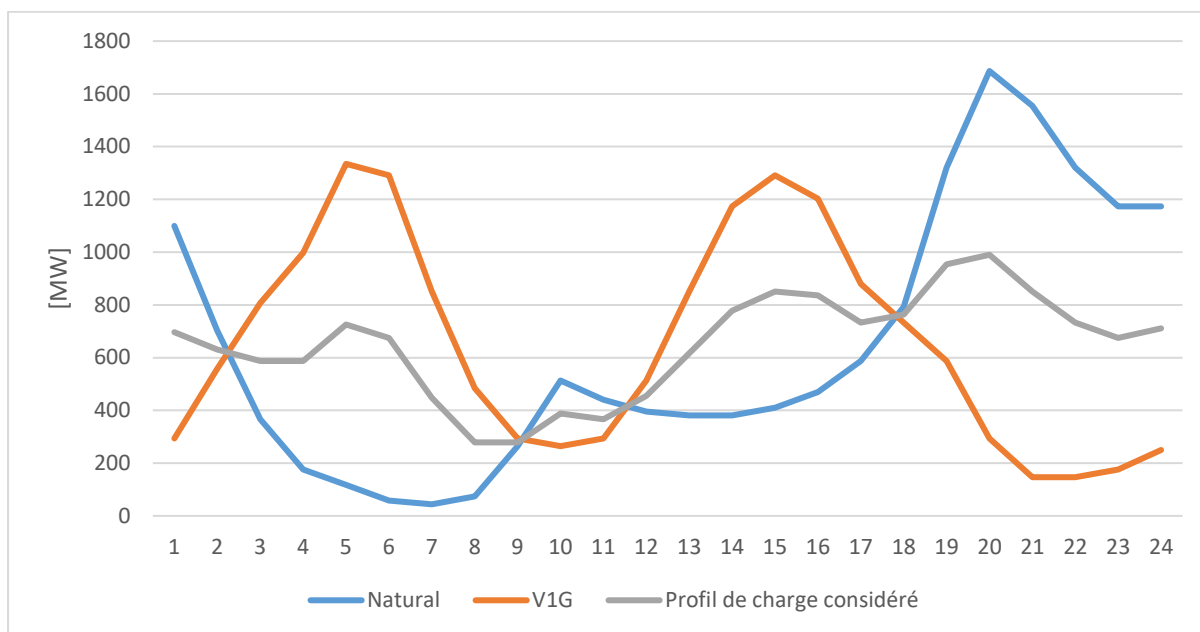


Figure 3.1 : Profil de charge global des véhicules électriques

A chaque point d'injection vers le Réseau à Moyenne Tension a été associé un poids pour 3 profils de charge caractéristiques. Ces profils de charges caractéristiques sont : « Charge résidentielle », « Charge au travail » et « Charge publique ». Leur profil est représenté schématiquement ci-dessous.

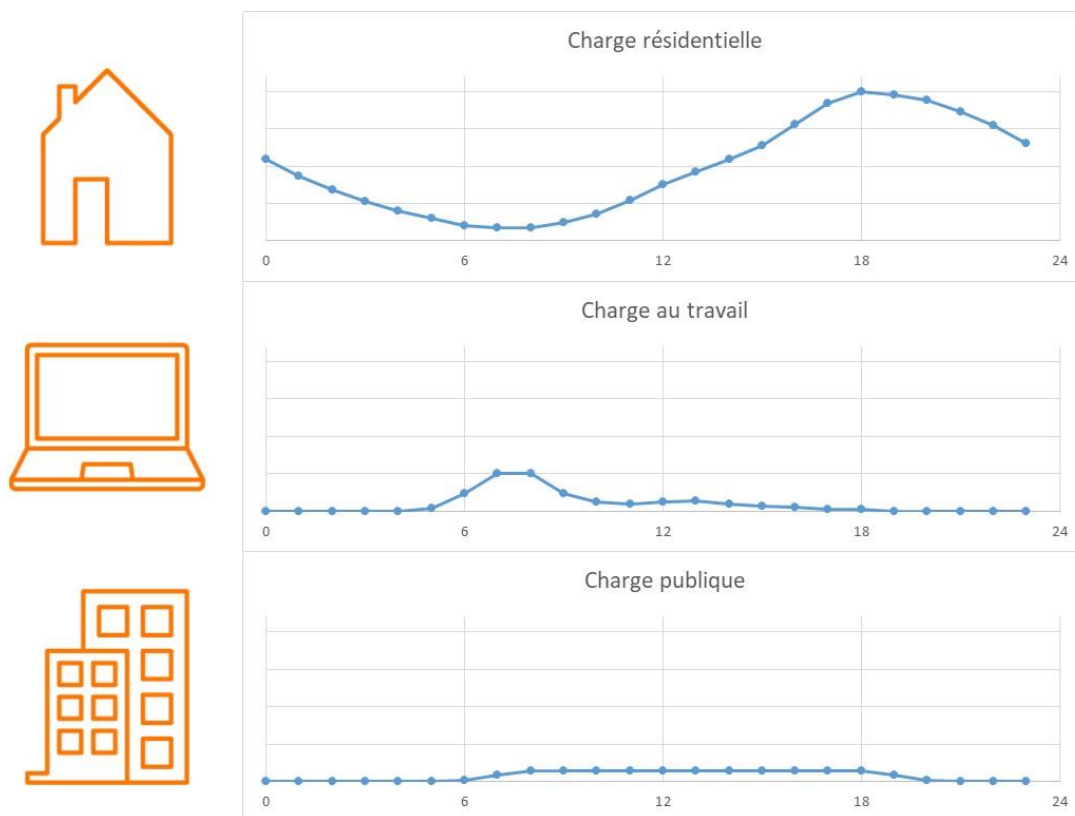


Figure 3.2 : Profils de charge

Ce poids a été déterminé en fonction des caractéristiques des municipalités 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 profil de charge global a ensuite été décomposé vers les différents point d'injection vers le **Réseau à Moyenne Tension**.

Le cas spécifique de la région Bruxelles-Capitale, avec l'interdiction prévue des moteurs à combustion à partir de 2035, n'a pas fait l'objet d'hypothèses spécifiques. L'impact de cette interdiction faisant 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, une pénétration de 5,5% a été considéré à l'horizon 2034. Cela correspond à une capacité installée supplémentaire de 1 GW en Belgique, dont 122 MW dans la région de Bruxelles-Capitale.

Le profil de consommation a été modelé en suivant les hypothèses également utilisées par ENTSO-E. Pour les besoins de l'étude, une charge des pompes à chaleur couvrant 90% des conditions climatiques a été considérée. L'objectif de l'étude étant bien de confirmer que les transformateurs présents dans les points d'injection vers les Réseau à Moyenne Tension sont en mesure d'alimenter la charge rencontrée.



## ONSHORE WIND

En termes d'éolien onshore, une capacité installée de 5,9 GW en Belgique est prise en compte. Toutefois, cela n'affecte pas les sous-stations de la Région de Bruxelles-Capitale.



## PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

En termes de panneaux photovoltaïques, une capacité installée de 13,4 GW en Belgique, dont 830 MW dans la région de Bruxelles-Capitale, est prise en compte.

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

L'étude dans le sens du prélèvement d'électricité (énergie du réseau d'Elia vers le réseau moyenne tension) montre que 4 des points d'injection d'Elia dans la Région de Bruxelles-Capitale risquent d'atteindre leurs limites en raison de l'augmentation du prélèvement. Dans 2 des 4 points d'injection, il est prévu de remplacer un ou plusieurs transformateurs qui arrivent en fin de vie. Cela augmentera la limite du point d'injection concerné. Pour un autre point d'injection, on s'attend à une surcharge des câbles d'alimentation de 36 kV. Comme le pic de charge a lieu en hiver, la surcharge temporaire du câble pourrait être acceptable. Des analyses sont en cours pour le vérifier. La situation sur le point d'injection restant sera analysée conjointement avec le gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre d'une analyse globale sur l'impact de l'électrification sur le réseau électrique bruxellois.

Il est à noter que l'introduction d'un profil de charge optimisé pour les véhicules électriques à un effet bénéfique mais faible sur le nombre de points d'injection atteignant leurs limites en prélèvement.

Il est à noter également que la part du potentiel d'électrification totale (sur le plus long terme) considérée pour cette étude est relativement limitée. Des parts croissantes d'électrification, pourront entraîner des surcharges bien plus conséquentes est sont dès lors à suivre de près.

Il est à noter enfin que, comme indiqué plus haut, l'électrification des consommateurs industriels actuellement raccordés dans les réseaux de distribution n'est pas prise en compte. La balance entre une charge plus élevée pour certains consommateurs et un déplacement vers un niveau de tension plus élevé pour d'autres consommateurs rend actuellement difficile une évaluation fiable de l'impact de cette électrification sur la puissance de transformation dans les points d'injection.

Comme prévu (voir aussi §4.1.2 Intégration de la production décentralisée), 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 pourront 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 2034. Ceci permet de limiter l'impact de la croissance de l'électrification et de la production à base d'énergies renouvelables 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.

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 simultanément signaux du marché et les situations de congestion 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...).

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

Les équipements du réseau ont chacun une durée de vie spécifique. Les transformateurs, les câbles et les lignes aériennes ont une durée de vie de 60, 70, voire 80 ans ou plus. Par contre, la durée de vie des équipements de protection diminue avec l'évolution des technologies (électromécaniques, électroniques puis numériques).

Le renouvellement des équipements du réseau de transport arrivés en fin de vie constitue donc un axe important. 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 suivante 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.

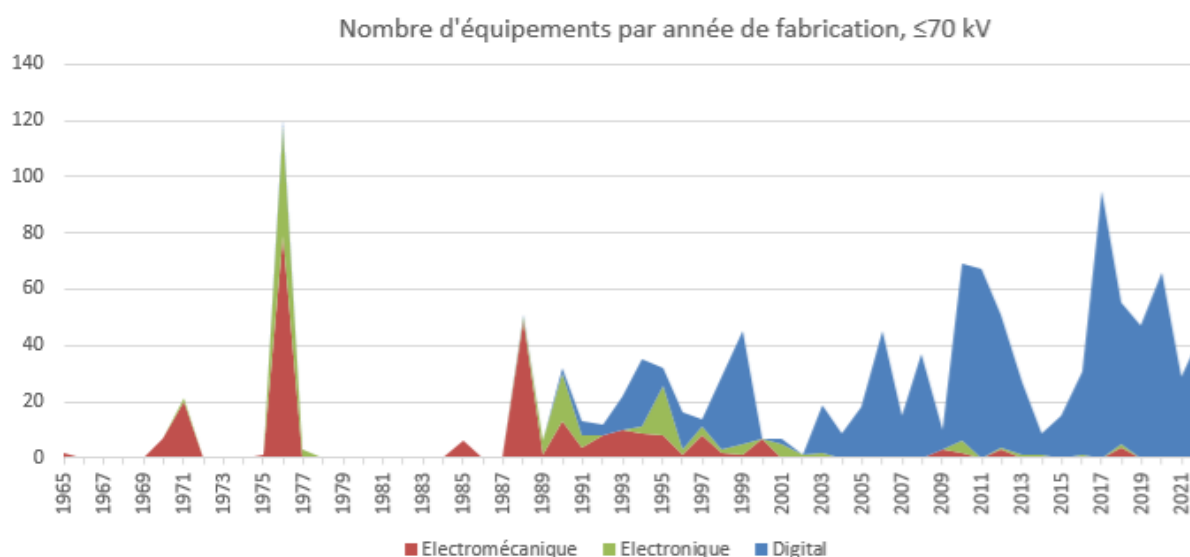


Figure 3.3 : Répartition des équipements de sécurité par année de construction

### 3.3.2 Les équipements de haute tension

Etant 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 3.4 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:

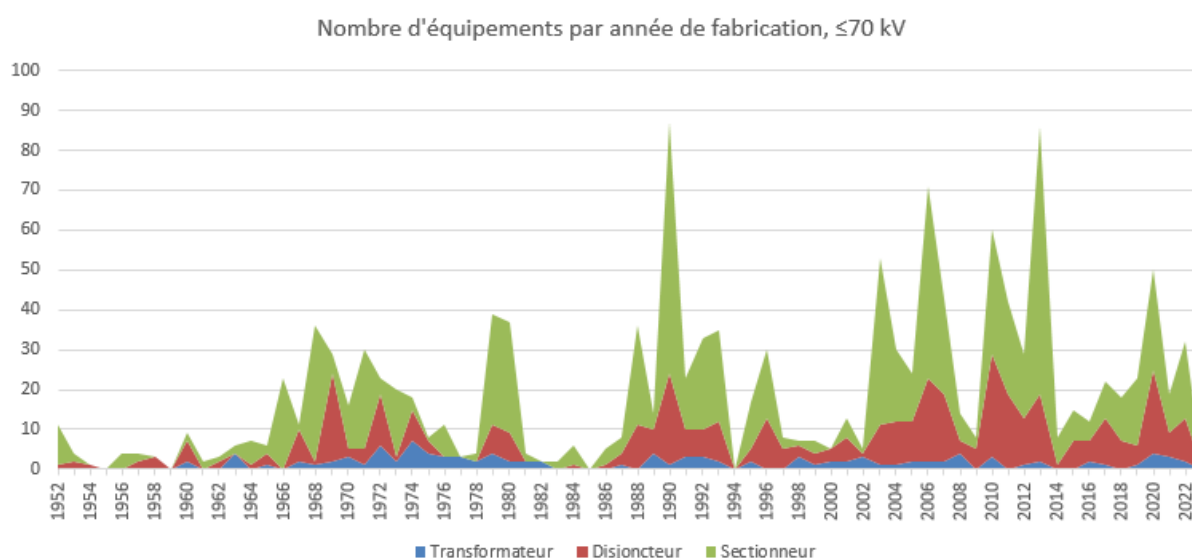


Figure 3.4 : Répartition des principaux équipements à haute tension par année de construction

### 3.3.3 Les équipements de lignes à haute tension et câbles sous-terrain



Figure 3.5 : Répartition des principaux équipements à haute tension par année de construction

La Figure 3.5 donne un aperçu du nombre de kilomètres de lignes de conducteurs avec la répartition par année de construction.

### 3.3.4 Méthodes d'optimisation de la gestion des remplacements développés 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.

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 de l'ensemble des résultats d'inspections, de mesures, données real-time obtenues concernant l'équipement. 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 leurs durées 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. A noter qu'au total cela représente pas moins de 180.000 équipements pour lesquels Elia assure un suivi de l'état de santé.

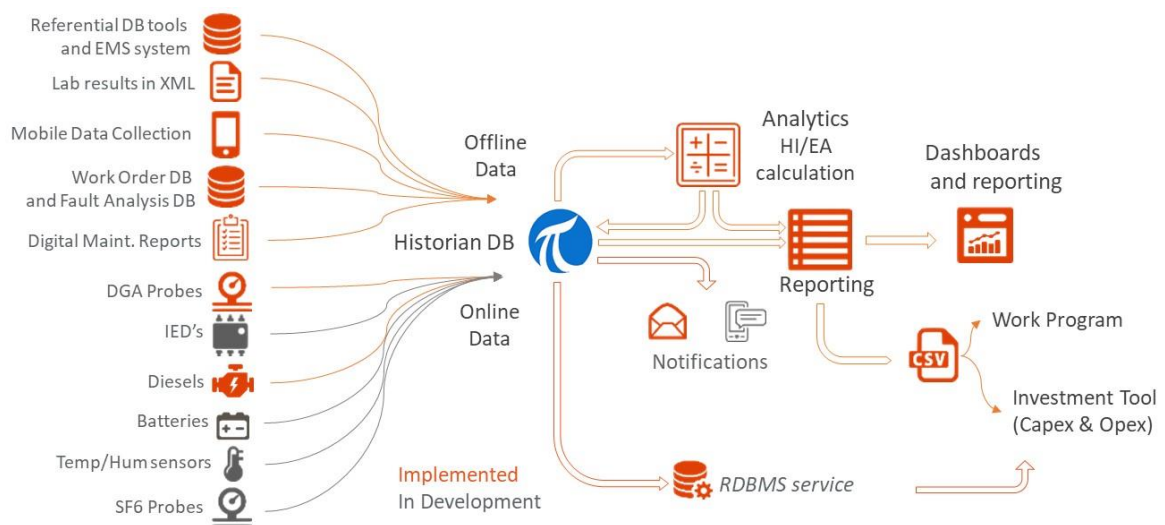


Figure 3.6 : Gestion de base de données

- 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 unetrofit<sup>22</sup>. 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.

---

<sup>22</sup> Le retrofit 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 Distribution<sup>23</sup>. 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, a souvent la préférence 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 l'on évite des renforcements du réseau 36 kV. Souvent, cet investissement répond aussi à un besoin de remplacement ou de renforcement d'un transformateur vers la moyenne tension. Ce principe vaut surtout à des endroits à forte densité de consommation, comme les zones urbaines ou industrielles.

Une évolution vers un niveau de tension plus élevé peut aussi être préférable en cas de restructurations importantes du réseau. De nombreux postes, transformateurs moyenne tension et liaisons des réseaux 36 kV 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.

---

<sup>23</sup> L'optimum est donc également concerté avec le GRD concerné.

#### 4.1.2 Intégration de la production décentralisée

A 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...). 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, ...) 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 42 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 45% et 44% de leur puissance garantie (ce qui correspond à 26,45 MVA en 27,37 MVA 25 respectivement). A Drogenbos, la capacité de cogénération installée est de 8,38 MVA. Enfin, le turbojet de Volta utilise une part importante de la capacité disponible.

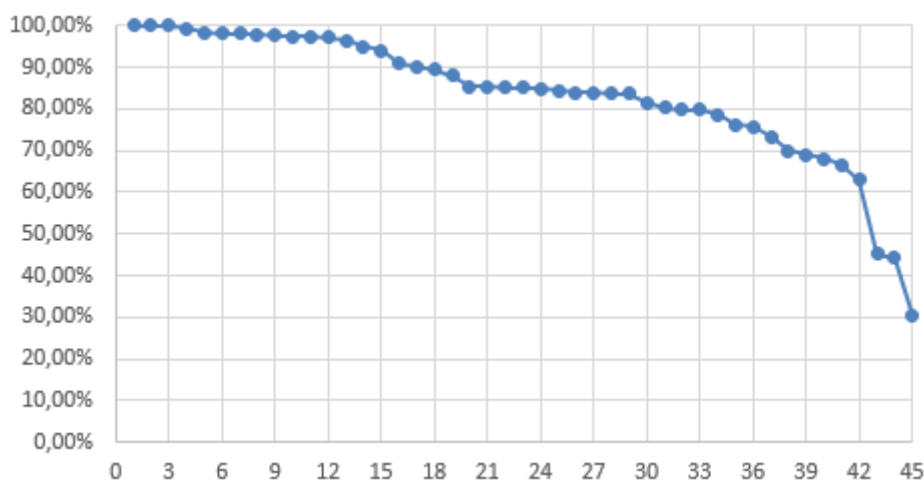


Figure 4.1 : Capacité traditionnelle restante dans les points de fourniture de Bruxelles

### **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, on recherche toujours l'optimum technico-économique en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution.

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 §4.2 Véhicules électriques, pompes à chaleur et sources d'énergie renouvelables décentralisées), Elia recherche toujours l'optimum technico-économique en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Une électrification croissante, telle que décrite au §4.2 Véhicules électriques, pompes à chaleur et sources d'énergie renouvelables décentralisées fait apparaître une pression accrue sur la puissance de transformation disponible. A l'horizon 2034, 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 :

- On vérifie, avec les gestionnaires de réseau de distribution, quelles sont les possibilités de basculer une partie de la charge vers les postes voisins afin d'éviter un renforcement du réseau ;
- Si un basculement de charge est impossible, on s'efforcera tout d'abord d'augmenter la puissance de la transformation présente en plaçant un transformateur supplémentaire ;
- En cas de niveaux de moyenne tension très faibles (5 et 6 kV), une rationalisation des niveaux de tension sera également étudiée en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés afin d'investir dans des transformateurs offrant des tensions de sortie supérieures, dans une vision à long terme ;
- Un nouveau site sera créé uniquement en cas de saturation complète des sites existants ou si un renforcement ou une extension du réseau 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 Considération sur l'usage de la flexibilité

Considérant les investissements en infrastructure souvent importants pour raccorder des charges complémentaires et 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.

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 4,2 TWh a été consommée en 2022 :

- 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.

Des schémas unifilaires permettant de visualiser la structure du réseau de transport régional, actuelle et future, sont fournis au chapitre 5 (voir §5.3 Schémas réseaux).

### 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.

A 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 Études de load flow). 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 en §6.1 pour l'ouest de Bruxelles et §6.10 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. A la fin de l'année 2022, ce réseau comportait 301 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 2022 a été transmis le 31 mars 2023. 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 : Evolution 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) : 4.42 min / consommateur ;
- fréquence des interruptions (AIF) : 0,06 interruption / consommateur ;
- durée moyenne des interruptions (AID) : 93.30 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

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2020, différents incidents ont eu lieu sur des câbles 36 kV, principalement suite à des travaux tiers (forages), nécessitant une mobilisation rapide des équipes de maintenance. Ainsi, six incidents sont à déplorer. Deux évènements importants ont nécessité une intervention urgente des services de garde d’Elia sur le réseau de transport régional.

- Suite à un court-circuit, l’un des deux câbles de 36 kV entre De Greef et Essegem a été mis hors tension le 19/11/2021. Comme l’autre câble entre De Greef et Essegem était hors service à ce moment-là, après avoir été endommagé par un tiers plus tôt le même jour, la sous-station De Greef a été mise hors tension. Des réparations sur le câble de 36 kV endommagé par un tiers ont alors été effectuées d’urgence afin que la sous-station De Greef puisse être remise sous tension.
- Suite à un court-circuit sur le réseau du gestionnaire du réseau de distribution, le transformateur 36/6 kV de Josaphat a été gravement endommagé le 06/04/2022. Le projet Josaphat était alors en cours et les transformateurs 11/6 kV avaient déjà été définitivement mis hors service. Durant cette phase du chantier, l’alimentation de secours était assurée par un câble de 6 kV en provenance de Voltaire. C’est précisément ce câble qui a été endommagé par un tiers et qui a provoqué le court-circuit. La cabine moyenne tension de Josaphat s’est alors retrouvée hors tension. Le gestionnaire du réseau de distribution a rapidement réparé le câble défectueux pour réalimenter la cabine moyenne tension. Le transformateur 36/6 kV étant trop endommagé, il a été remplacé d’urgence par un transformateur de rechange.

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%<sup>24</sup> 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 récemment sur le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale (voir §6.1 et §6.10), 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 en 1993, 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

---

<sup>24</sup> 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%.

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 propre d'un poste haute tension comprend la consommation de toute la consommation d'énergie dans les sous-stations est entièrement électrique. Dans la plupart des cas elle est fournie par le réseau Elia au travers d'un transformateur de services auxiliaires. Deux grandes catégories d'usagers peuvent être distinguées : l'ensemble 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 solaires.

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, représentant une surface de 132 000 m<sup>2</sup>, d'ici 2030. 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 solaires afin d'au moins compenser la consommation permanente de nos installations techniques par notre propre production<sup>25</sup>. En 2024, nous commencerons à installer les

---

<sup>25</sup> A 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.

premiers panneaux solaires sur nos postes, avec pour objectif d'installer un total de 46 000 m<sup>2</sup> de panneaux d'ici la fin de l'année 2030.

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.



#### 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 MV sous-stations (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 2022, plus de 1391 tests automatiques ont été réalisés, contre 950 et 240 tests en 2020 et 2019 respectivement. Cela a ainsi permis à Elia d'épargner un nombre équivalent de déplacements. Le déplacement moyen étant d'environ 80 km, plus de 110.000 km de déplacement ont été évités.

En 2023, 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 2024). 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 2023, l'ACC d'Elia prévoit de finaliser le développement annoncé de Remote Reading Tool. Cet outil sera capable de collecter des données dans les équipements de protection les plus récents de manière automatique. Cela s'avèrera surtout utile dans le cadre d'analyses après incident. Il ne sera alors plus nécessaire de passer dans les postes équipés de cette technologie. Les bases de l'outil ont déjà été développées et la

première série de tests était positive. A la fin de 2023 les impacts de l'outil commenceront à se faire ressentir.

### 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 en §4.1.2Intégration de la production décentralisée) 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.

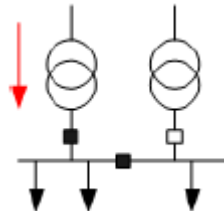


Figure 4.3 : Mise hors tension d'un transformateur de réserve

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  $\leq 70$  kV, soit un total de 665 transformateurs au sein du réseau Elia. L'étude est limitée aux transformateurs qui étaient en service au 1/04/2023. Le parc est réparti dans les trois régions du réseau belge : Wallonie, Bruxelles-Capitale et Flandre.

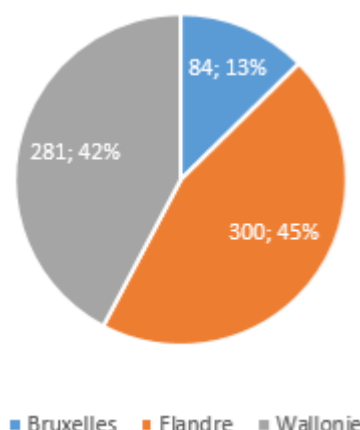


Figure 4.4 : Répartition des transformateurs de distribution  $\leq 70$  kV

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%.

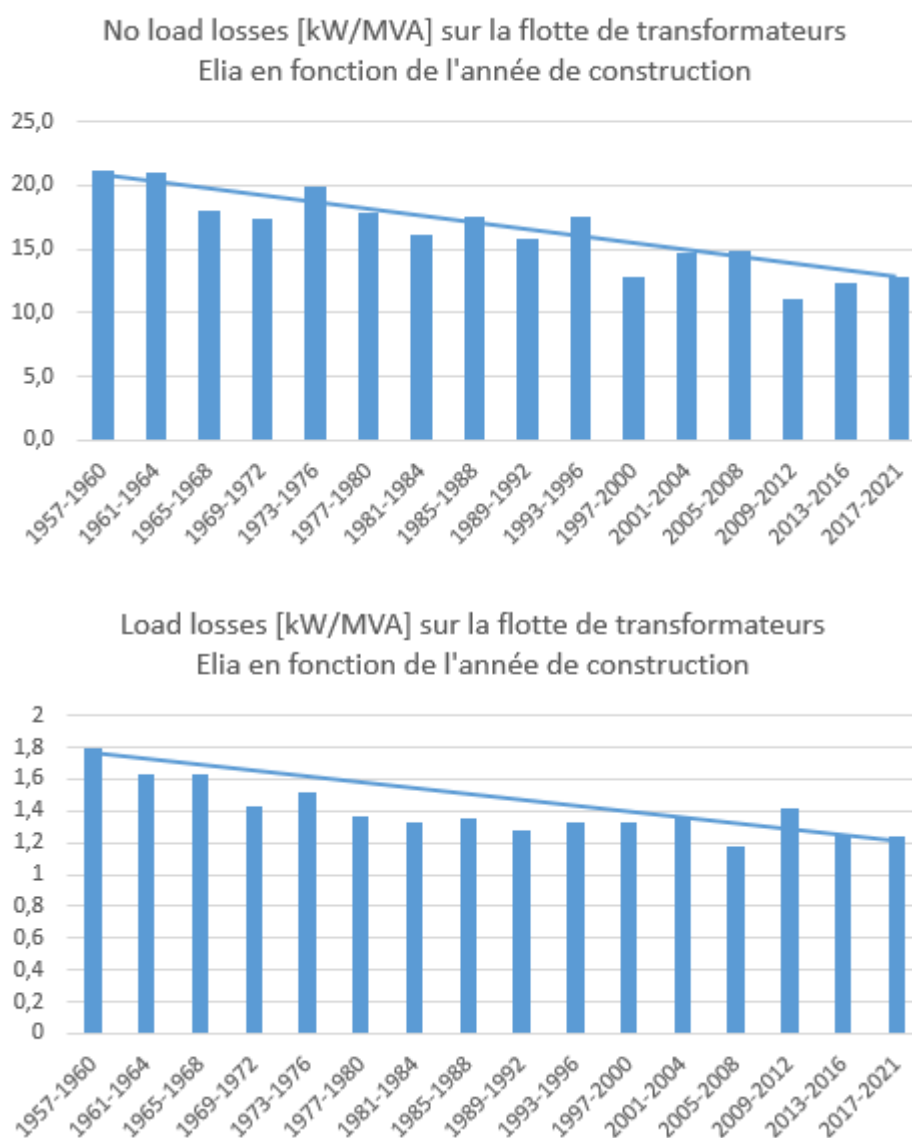


Figure 4.5: Pertes des transformateurs

La durée de vie des transformateurs est estimée à +/- 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 2034

Region	A remplacer d'ici	
	2034	Flotte totale
Bruxelles-Capitale	31	84
Flandre	108	300
Wallonie	101	281
<b>Total</b>	<b>240</b>	<b>665</b>

Tableau 4.6 : Nombre de transformateurs remplacés d'ici 2025

Le tableau ci-dessous donne le nombre de transformateurs dont le remplacement est prévu d'ici 2025. 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 2024-2034 est le réseau en service au 1<sup>er</sup> avril 2023. 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 envisagée se situe au-delà de l'horizon du Plan de Développement.
- 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

La table 4.1 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 en énergie local	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique		
Botanique - Hélicopt A	Remplacement de deux câbles 36 kV	✓				36	6.1.3
Botanique - Hélicopt A	Remplacement d'un câble 36 kV	✓				36	6.1.3
(Bruegel - Molenbeek)	Mise hors service d'un câble 150 kV	✓	✓			150	6.1.1
De Cuyper	Remplacement de la cabine MT et des protections	✓		✓		36/11	--
Hélicopt B	Ajout de 5 cellules 36 kV	✓	✓			36	6.1.1 6.1.3
Hélicopt B - Marché	Remplacement de trois câbles 36 kV	✓				36	6.1.3
(Hélicopt - Molenbeek)	Nouveau câble 150 kV	✓	✓			150	6.1.1
(Hélicopt - Pachéco)	Nouveau câble 150 kV	✓	✓			150	6.1.1
(Hélicopt - Schaerbeek)	Mise hors service d'un câble 150 kV	✓	✓			150	6.1.1
(Ixelles)	Remplacement du poste 150 kV	✓				150	--
(Midi)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV de 75 MVA par un transformateur de 125 MVA	✓				150	--

Table 4.1 : 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 2 024-2034	Année mise en service Plan 2023-2033	Moteur d'investissement				Niveau de tension [kV]	Note de renvoi
					Fiabilité de l'alimentation en énergie local	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique		
Berchem (= B-Ste-Agathe)	Mise hors service du poste 36 kV	En exécution	2023	2023	✓	✓			36	6.1.1
(Berchem)	Création d'un nouveau poste 150 kV	En exécution	2023	2023	✓	✓	✓		150	6.1.1
(Berchem - Bruegel)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2023	2022	✓	✓			150	6.1.1
(Berchem - Molenbeek)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2023	2023	✓	✓			150	6.1.1
Botanique	Remplacement des protections	A l'étude	2031	2031	✓				36	6.24.3
Bovenberg	Remplacement des protections	Planifié	2028	2028	✓				36	6.24.3
(Bruegel - Hélicoptère)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2024	2022	✓	✓			150	6.1.1
(Bruegel - Molenbeek)	Mise hors service d'un câble 150 kV	En exécution	2023	2023	✓	✓			150	6.1.1
Buda	Remplacement de la cabine 36 kV	En exécution	2025	2023	✓				36	6.11
Buda - Marly	Nouveau câble 36 kV	En exécution	2024	2023	✓	✓	✓		36	6.11
Buda - Marly	Remplacement d'un câble 36 kV	En exécution	2024	2023	✓		✓		36	6.11
Centenaire	Remplacement des protections	A l'étude	2031		✓				36	6.24.3
Centenaire - Schaerbeek	Remplacement d'un câble 36 kV	A l'étude	2030	2030	✓				36	6.1.3
Charles-Quint	Remplacement de la cabine MT	Planifié	Piste	Piste	✓		✓		36/11	6.16
Charles-Quint	Installation d'un 2ème transformateur 150/11 kV et démontage du poste 36 kV	A l'étude	2029	2027	✓	✓	✓		36	6.16
Chome-Wyns	Remplacement des protections	Planifié	2030	2029	✓				36	6.24.3
Chome-Wyns - Drogenbos	Remplacement des câbles 36 kV par deux nouvelles liaisons vers Quai Demets	Planifié	Piste	2029	✓				36	6.1.3
De Cuyper - Drogenbos	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2030	2030	✓				36	6.24.1

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2 024-2034	Année mise en service Plan 2023-2033	Moteur d'investissement				Niveau de tension [kV]	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement en énergie local	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique		
De Greef	Remplacement des protections et mise en antenne sur Essegem	A l'étude	2028	2028	✓				36	6.4
De Greef - Essegem	Remplacement des deux câbles 36 kV	A l'étude	2028	2028	✓				36	6.4
De Mot	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne des transformateurs de la STIB sur Dhanis	Planifié	2028	2026	✓				36	6.10.2
Démosthène	Remplacement des transformateurs et des protections	Planifié	2026	2026	✓				36	6.6
Dhanis	Remplacement des transformateurs T1 150/36 kV, T2 150/11 kV et T3 36/11 kV	Planifié	Piste	Piste	✓				150/36	6.19
Dilbeek	Mise hors service du poste (et des liaisons 36 kV qui y sont raccordées)	Planifié	2026	2026	✓	✓			36/150	6.1.2
Drogenbos	Remplacement des protections 36 kV	Planifié	2029	2029	✓				36	6.7
Drogenbos - Midi	Remplacement d'un câble 36 kV	A l'étude	Piste		✓				36	6.24.1
Drogenbos - Point-Sud	Remplacement des câbles 36 kV par une nouvelle liaison entre Midi et Point-Sud	A l'étude	2028	2028	✓	✓			36	6.8
(Drogenbos)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	A l'étude	2029		✓	✓			36	6.7
Dunant	Remplacement du transformateur TB 36/11 kV, de la cabine MT et des protections	A l'étude	2027	2027	✓				36	6.17
Dunant - Schaerbeek	Extension de la liaison 36 kV avec entrée-sortie dans le poste de Josaphat	Décidé	2024	2024	✓	✓			36	6.15
Dunant - Schaerbeek	Remplacement d'un câble 36 kV	Décidé	2024	2024	✓				36	6.15
(Eizeringen)	Remplacement des deux transformateurs 36/11 kV de 25 MVA par un transformateur 150/11 kV de 50 MVA	En exécution	2024	2024	✓	✓	✓		36/150	6.1.1
Elan	Remplacement des transformateurs et des protections	Planifié	2028	2026	✓				36	6.22
Espinette	Remplacement des protections	A l'étude	2033	2033	✓				36	6.24.3
Espinette - Ixelles	Mise hors service d'un câble 36 kV	Décidé	2026	2025	✓				36	6.10.2
Espinette - Rhode-Saint-Genèse	Remplacement d'un câble 36 kV	En exécution	2024	2024	✓				36	6.24.1

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2 024-2034	Année mise en service Plan 2023-2033	Moteur d'investissement				Niveau de tension [kV]	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement en énergie local	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique		
Essegem	Remplacement des protections	A l'étude	2028	2028	✓				36	6.24.3
Essegem - Hélicopt	Remplacement de deux câbles 36 kV	En exécution	2023	2022	✓				36	6.1.1
Forest	Remplacement des deux transformateurs 36/11 kV de 25 MVA par un transformateur 150/11 kV de 50 MVA	A l'étude	Piste	Piste	✓	✓	✓		36/150	6.1.3
Harenheide	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2030	2028	✓				36	6.24.2
Hélicopt	Encuvement d'un transformateur de services auxiliaires	A l'étude	2025					✓	11	6.25
Hélicopt A & Hélicopt B	Remplacement des protections	A l'étude	2031	2031	✓				36	6.24.3
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	2026	2026	✓	✓			36	6.1.2
(Hélicopt)	Installation d'un poste 150 kV et ajout d'un transformateur 150/36 kV	En exécution	2024	2024	✓	✓			150	6.1.1
Houtweg	Remplacement de la cabine MT	En exécution	2023	2023	✓		✓		36/11	6.14
Ixelles	Remplacement des protections	A l'étude	2029	2029	✓				36	6.20
Ixelles - Rhode-Saint-Genèse	Mise hors service d'un câble 36 kV	Décidé	2026	2025	✓				36	6.10.2
(Ixelles)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	Planifié	2029	2029	✓	✓			150	6.10.2
Josaphat	Remplacement du poste 36 kV et des transformateurs 36/6 et 11/6 kV par deux transformateurs 36/(11-)6 kV	En exécution	2024	2024	✓	✓			36	6.15
(Kobbegem)	Remplacement d'un transformateur 36/15 kV de 25 MVA par un transformateur 150/15 kV de 50 MVA	Planifié	2027	2027	✓	✓	✓		36	6.1.1
Machelen	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2029	2029	✓	✓			36	6.13
(Machelen)	Remplacement des transformateurs 150/36 kV	Planifié	2029	2029	✓	✓			150	6.13
Marché	Remplacement de deux transformateurs 36/11 kV et de la cabine MT	Planifié	2027	2026	✓		✓		36/11	6.3
Marly	Remplacement d'un transformateur 36/11 kV et installation d'un 2ème transformateur en antenne sur Buda	En exécution	2025	2024	✓	✓	✓		36	6.11

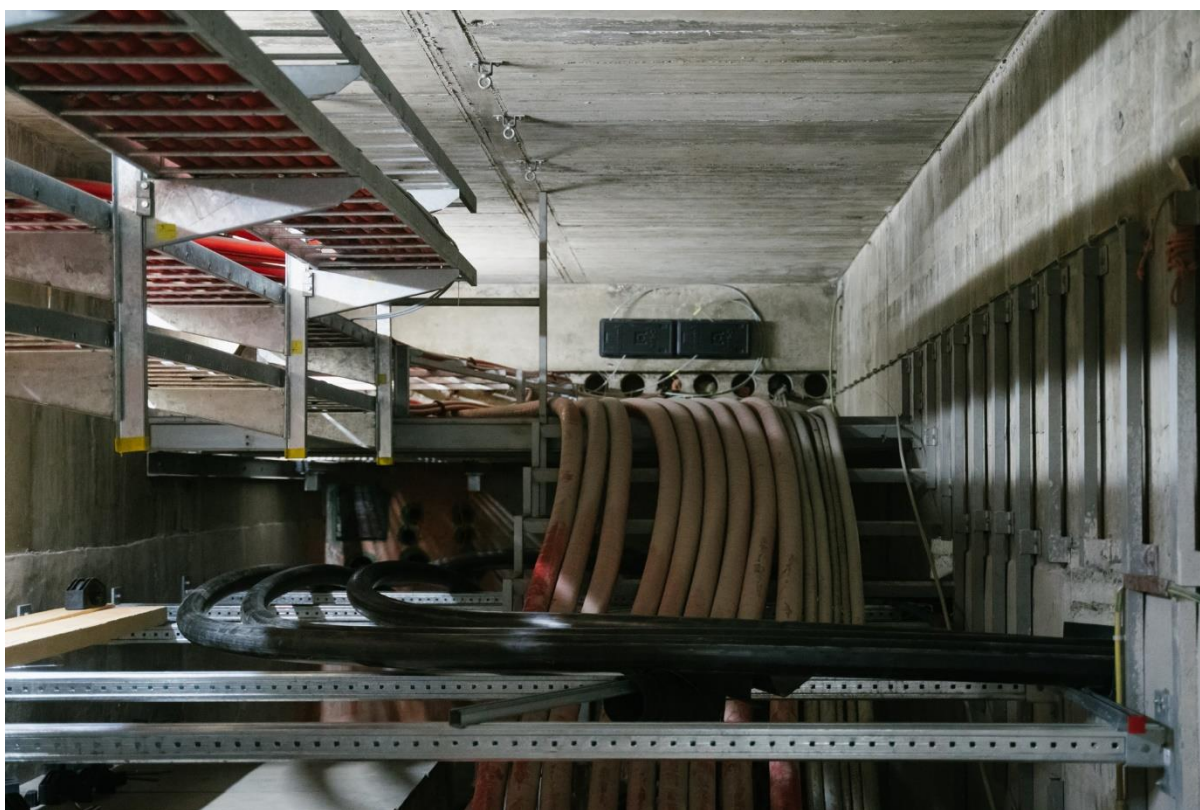


Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2 024-2034	Année mise en service Plan 2023-2033	Moteur d'investissement				Niveau de tension [kV]	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement en énergie local	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique		
Midi	Remplacement des protections	En exécution	2024	2024	✓				36	6.24.3
Molenbeek	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2027	2027	✓		✓		36	6.1.2
Molenbeek - Quai Demets	Nouveau câble 36 kV	Planifié	2026	2026	✓	✓			36	6.1.2
Molenbeek - Quai Demets	Remplacement d'un double câble 36 kV par deux câbles 36 kV	Planifié	2033	2029	✓				36	6.1.3
(Molenbeek)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	A l'étude	2027	2027	✓	✓			150	6.1.2
(Molenbeek)	Remplacement du poste 150 kV	En exécution	2024	2023	✓				150	6.1.1
(Molenbeek - Quai Demets)	Mise hors service du câble 150 kV	Planifié	2028	2028	✓				150	6.1.2
Naples	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne des transformateurs	A l'étude	2030	2030	✓				36	6.18
Naples	Encuvement de deux transformateurs de services auxiliaires	A l'étude	2025					✓	11	6.25
Nouveau Ixelles	Fusion du poste 36 kV avec celui d'Ixelles	Planifié	2029	2029	✓				36	6.10.2
Pêcherie	Remplacement de la cabine MT et des protections	En exécution	2024	2023	✓		✓		36/11	6.9
Point-Ouest	Passage du 5 kV au 11 kV	Décidé	2024				✓		11	6.2
Point-Ouest	Remplacement des transformateurs	Planifié	2028	2026	✓		✓		36/11	6.2
Point-Sud	Remplacement des protections, d'un transformateur et mise en antenne sur Midi	Planifié	2028	2028	✓		✓		36	6.8
Point-Sud	Abandon du 5 kV et installation d'un troisième transformateur 36/11 kV	A l'étude	2028	2028	✓	✓			36/11	6.8
Quai Demets	Remplacement du poste 36 kV et suppression du 150 kV	Planifié	2028	2028	✓	✓			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	Décidé	2026	2025	✓				36	6.10.2
(Rhode-Saint-Genèse)	Installation d'un deuxième transformateur 150/36 kV	Décidé	2026	2025	✓	✓			150	6.10.2

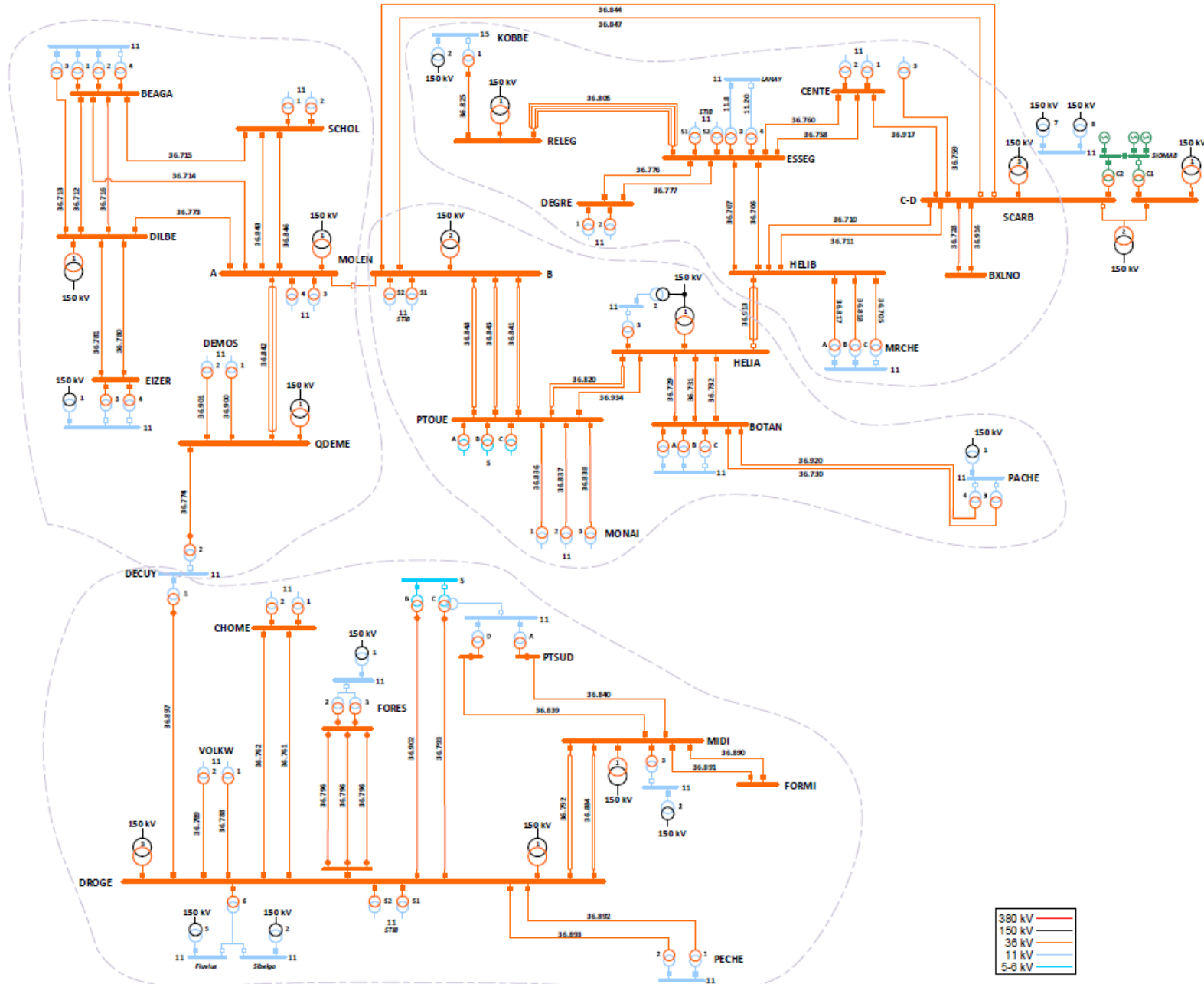
Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2 024-2034	Année mise en service Plan 2023-2033	Moteur d'investissement				Niveau de tension [kV]	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement en énergie local	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique		
Schaerbeek	Remplacement de la cabine C-D du poste 36 kV	En exécution	2024	2024	✓				36	6.5
Schaerbeek	Remplacement de la cabine A du poste 36 kV	Planifié	2027	2027	✓				36	6.5
(Schaerbeek)	Remplacement de deux transformateurs 150/36 kV	En exécution	2024	2024	✓				150	6.5
(Schaerbeek)	Installation d'un 4ème transformateur 150/36 kV	En exécution	2024	2024	✓	✓			150	6.5
(Schaerbeek)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	A l'étude	2027	2027	✓				150	6.5
Schols	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne sur Molenbeek	Planifié	2029	2028	✓				36	6.1.3
(Vilvoorde Park)	Suppression du poste 36 kV	En exécution	2025	2024	✓	✓			36	6.12
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	2029	2029	✓	✓	✓		36	6.21
Voltaire	Abandon du 6 kV	En exécution	2025	2025			✓		6	6.15
Voltaire	Remplacement des protections	A l'étude	2031	2031	✓				36	6.24.3
Wiertz	Remplacement de la cabine 36 kV	A l'étude	2032	2030	✓				36	6.24.2
Woluwé	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2029	2029	✓				36	6.23
(Woluwé)	Remplacement des transformateurs 150/36 kV	A l'étude	2029		✓				36	6.23
Réseau à fibres optiques	Extension et renforcement du réseau de fibre optique	En exécution	24-34	Piste				✓	--	6.25.3
Security	Protection des postes et des sites	En exécution	24-34					✓	--	6.25.1
Black-out mitigation	Installation de générateurs diesel	En exécution	24-34					✓	--	6.25.2

### 5.3 Schémas réseaux

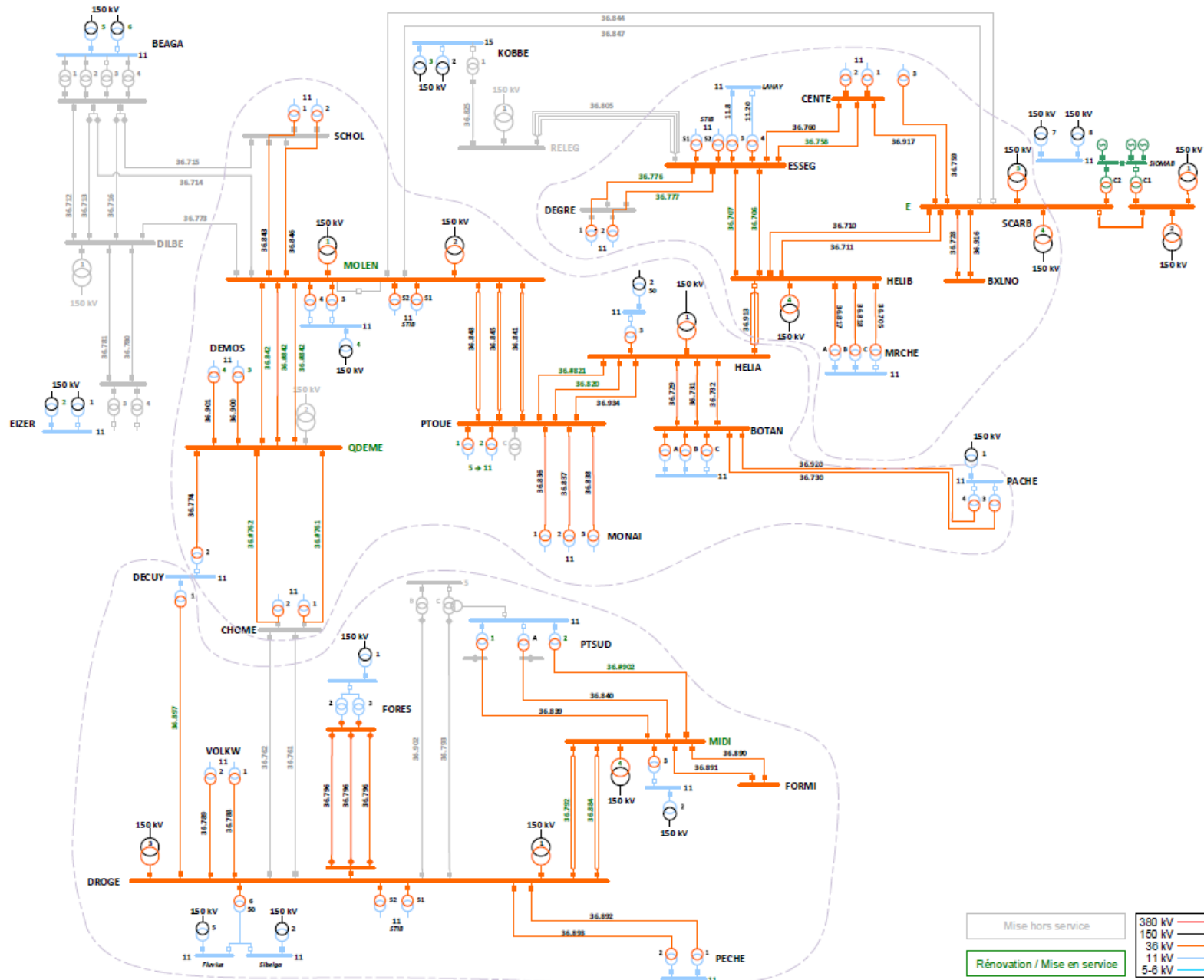
Les schémas unifilaires 36 kV et 150 kV présentés aux pages suivantes permettent de mieux appréhender l'ensemble des projets planifiés.



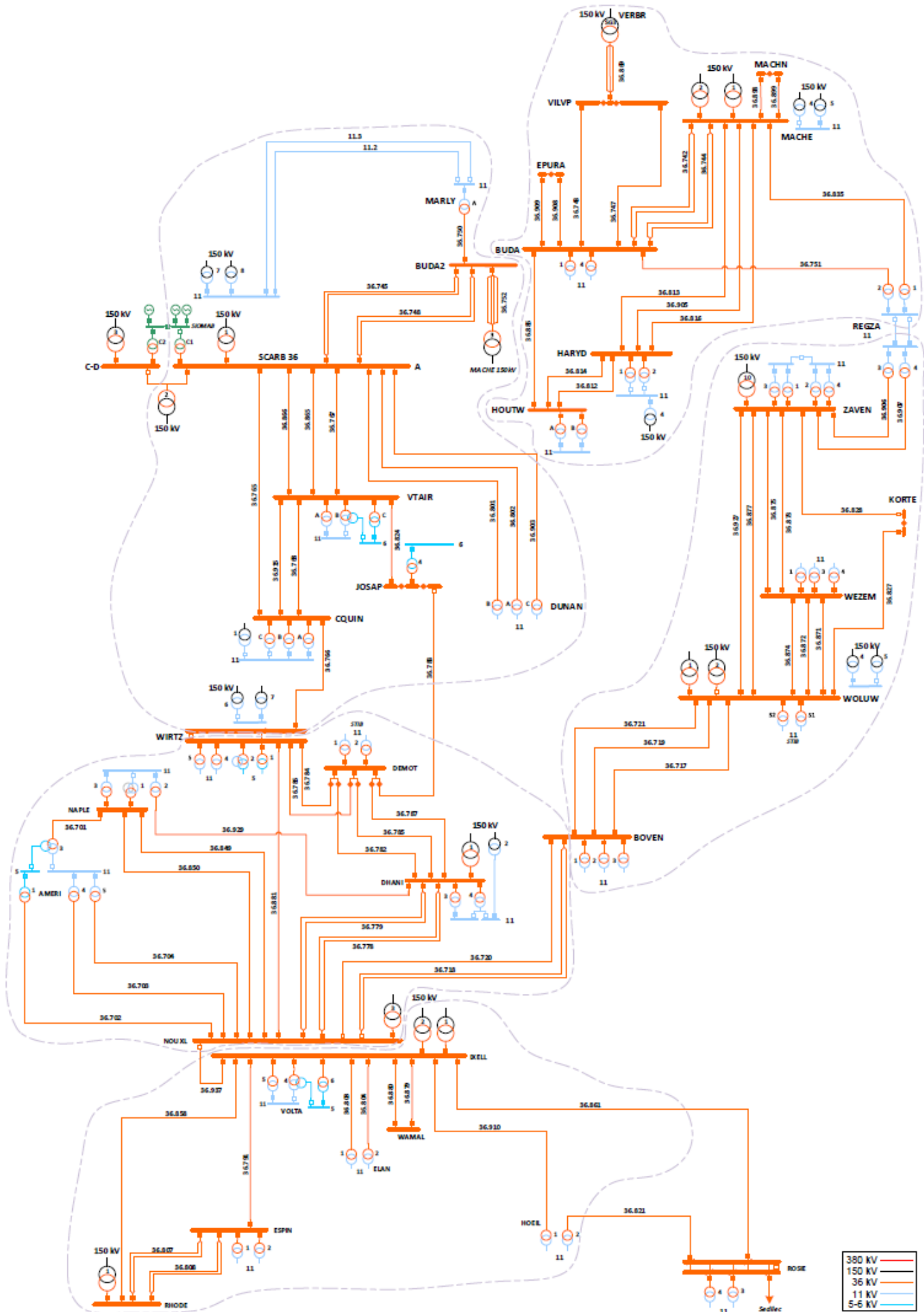
### 5.3.1 Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – référence



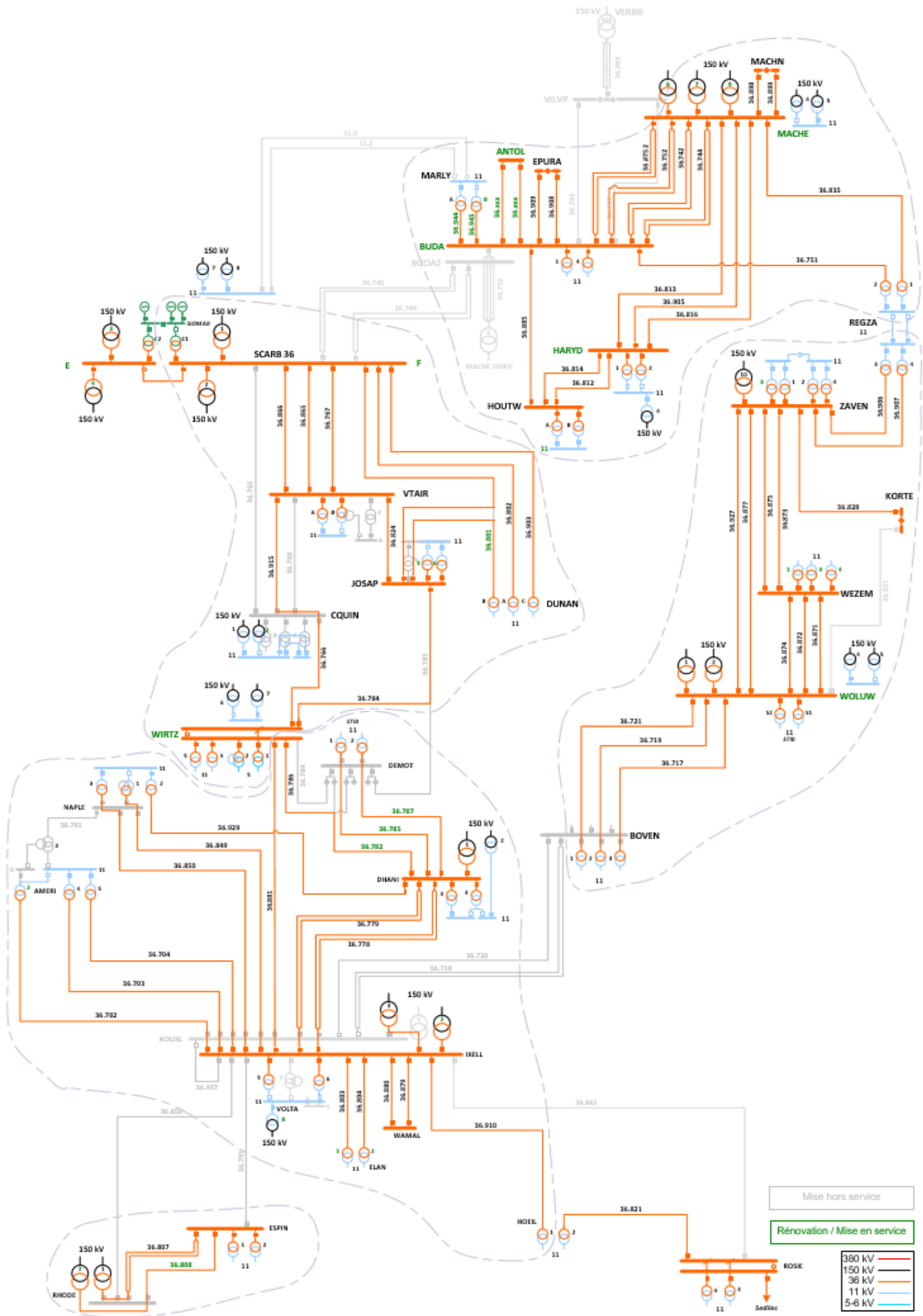
### 5.3.2 Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – horizon 2034



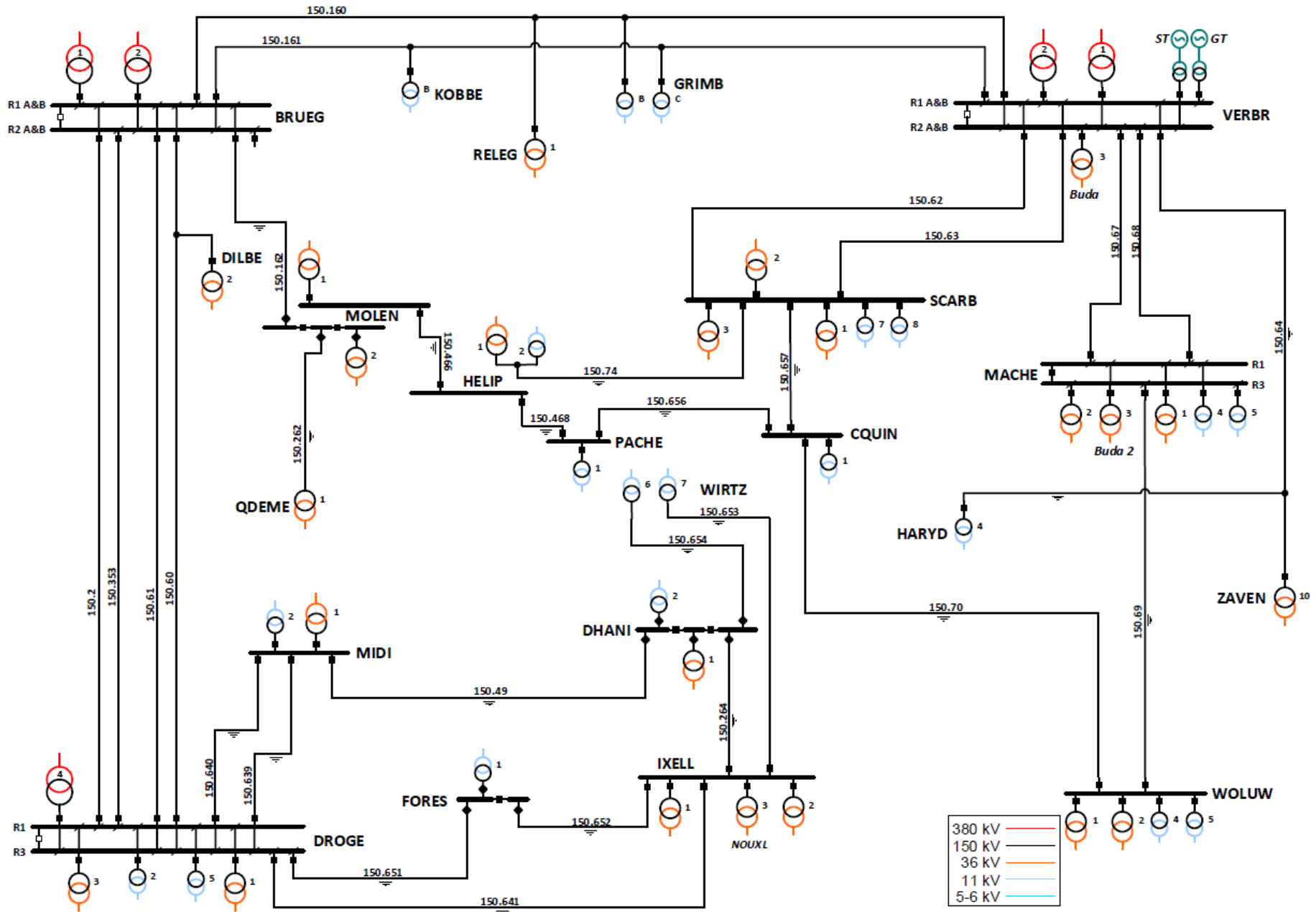
### 5.3.3 Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – référence



### 5.3.4 Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – horizon 2034

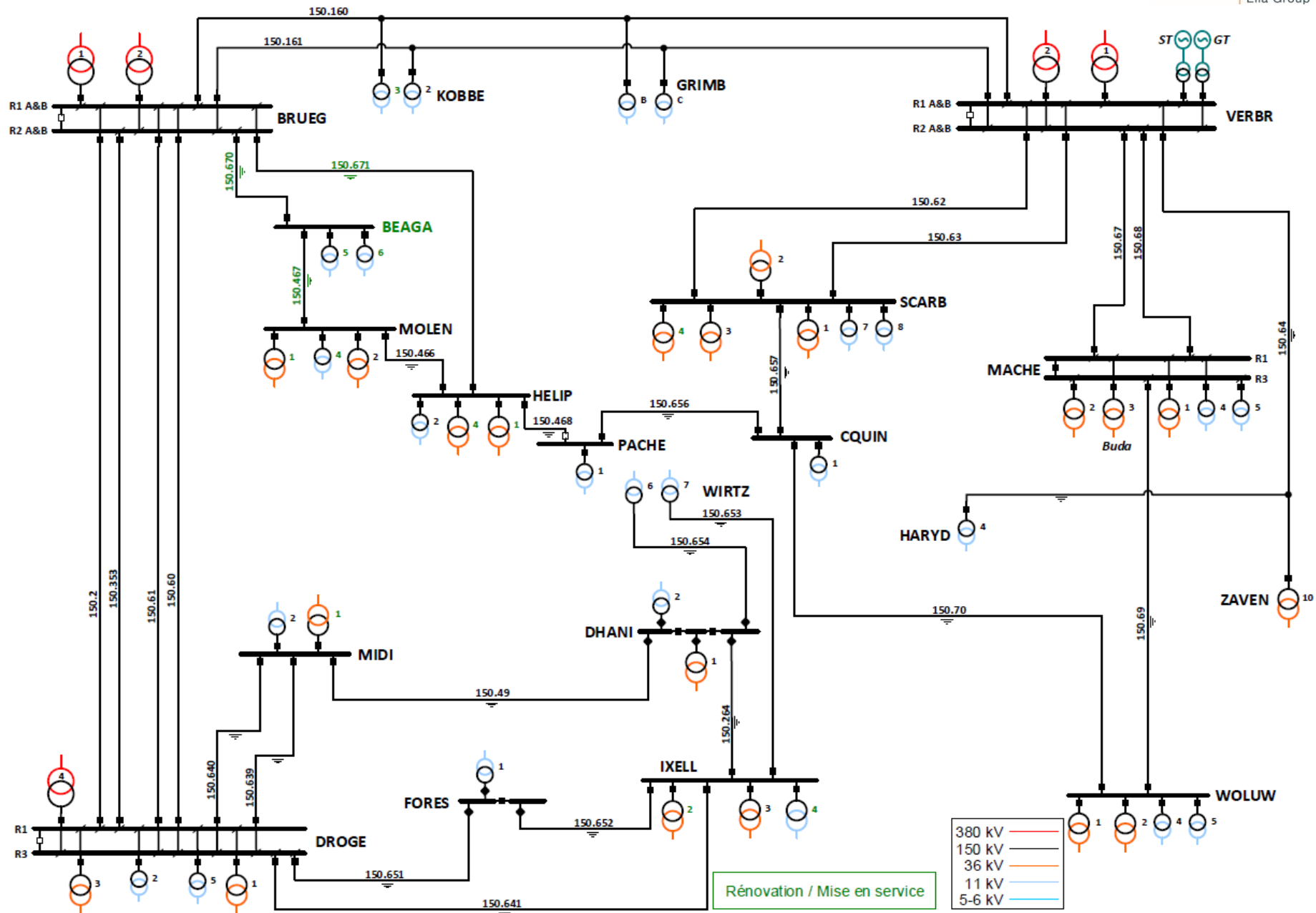


### 5.3.5 Réseau 150 kV de Bruxelles – référence





### 5.3.6 Réseau 150 kV de Bruxelles – horizon 2034





## 6. Notes explicatives des projets



## 6.0 Impact de l'incendie dans la galerie Saintelette sur le planning des projets

En mai 2021, un incendie s'est déclaré dans la galerie 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 récemment et allaient être prochainement mis en service. A l'heure de rédiger ces lignes, la date prévue pour la réparation du pont a déjà reportée à 3 reprises, entraînant des retards préoccupants sur la mise en œuvre de plusieurs projets.

Tel que présenté dans ce plan au chapitre 6.1, le réseau dans l'ouest de la Région de Bruxelles-Capitale est 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. Vu l'interdépendance des différents projets à réaliser pour cette restructuration, cet incident continue à entraîner des retards dans l'exécution de plusieurs projets. Le réseau est également dans un état dégradé, ce qui rend les coupures nécessaires à la réalisation des travaux plus difficiles à programmer.



## 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. A 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 est placée entre les postes Pachéco et Héliport. Cette deuxième liaison vers Pachéco permettra 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. Les injecteurs 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, Dilbeek et Eizeringen seront abandonnés et où le 36 kV sera également supprimé à Kobbegem et Relegem.

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.

Suite à cette modification en profondeur de la structure des réseaux 150 kV et 36 kV, un phasage spécifique doit être planifié afin de garantir en permanence la sécurité d'alimentation de la zone.



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

- de 2019 à 2027 : mise en place de la nouvelle structure 150 kV. Dans un premier temps, les quatre poches 36 kV sont maintenues en service. On rappellera que le planning de réalisation de ces projets dépend fortement de l'engagement des autorités régionales et communales et d'une acceptation des nouvelles règles de pose des câbles 150 kV par l'ensemble des parties impliquées ;
- 2023-2027 : 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 (2019 – 2027)

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 transfo 150/36 kV de Relegem sera supprimé, au profit d'un nouveau transfo 150/36 kV 125 MVA installé à Hélicopt.

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

- Installation d'un 2<sup>ème</sup> transfo 150/11 kV de 50 MVA sur le site d'Eizeringen, en repiquage sur la ligne 150.159 Bruegel – Ninove via l'ajout d'un deuxième terme et abandon de la liaison 36 kV Dilbeek – Eizeringen
- Remplacement des 2 câbles 36 kV Essegem – Hélicopt B par 2 câbles 630<sup>2</sup> 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.
- Création de la boucle 150 kV Bruegel – Berchem-Sainte-Agathe – Molenbeek – Hélicopt – Bruegel :
  - Pose d'un câble 150 kV 2500 mm<sup>2</sup> Alu Bruegel – Berchem-Sainte-Agathe
  - Création d'un poste 150 kV (GIS 4 travées) à Berchem-Sainte-Agathe avec 2 transfos 150/11 kV 50 MVA en vue de supprimer totalement le 36 kV de Berchem-Sainte-Agathe dans le cadre du bloc II.
  - Pose d'un câble 2500 mm<sup>2</sup> 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. La nouvelle sous-station a déjà été partiellement mise en service.
  - Pose d'un câble 2500 mm<sup>2</sup> Alu Hélicopt – Molenbeek
  - Pose d'un câble 2500 mm<sup>2</sup> Alu Bruegel – Hélicopt (≈ 10,5km). Suite à l'incendie de la galerie Sainctelette(voir §6.0), et à des problèmes de livraison, la mise en service a été reportée de un an.
  - Pose d'un câble 2000 mm<sup>2</sup> 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 transfo 150/36 kV destiné à reprendre le rôle du transfo 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.
- Installation d'un 2<sup>ème</sup> transfo 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 : transfo 150/36 kV, poste 36 kV et trunk Essegem – Relegem. Ceci ne peut être réalisé qu’après la mise en service du 2<sup>ème</sup> transfo 150/36 kV à Hélicopt, le remplacement des câbles 36 kV Essegem – Hélicopt B et l’installation du 2<sup>ème</sup> transfo 150/15 kV à Kobbegem.
- Mise hors service possible des deux liaisons 36 kV d’inter-appui Molenbeek – Schaerbeek (pour éviter leur remplacement).

### 6.1.2 Bloc II : réduction du nombre de poches 36 kV (2023-2027)

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 de un transfo 150/36 kV de Molenbeek par un nouveau transfo de 125 MVA.
- Pose d’un nouveau câble 36 kV 630<sup>2</sup> Alu Molenbeek- Quai Demets en vue de former la nouvelle poche Hélicopt – Molenbeek (HE-MO-).
- Renforcement de l’axe 36 kV Hélicopt A – Point-Ouest via la pose d’un câble 630<sup>2</sup> Alu supplémentaire. A noter que le câble 36 kV le plus ancien entre Hélicopt A et Point-Ouest arrive en fin de vie et seront remplacés en même temps que la pose du nouveau câble.
- Installation d’un transfo 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, on attendra pour lancer le projet.
- Mise hors service des injecteurs 150/36 kV de Dilbeek et Quai Desmets et formation de la nouvelle poche HE-MO-MO (via la fermeture du couplage entre Molenbeek 36 A et Molenbeek 36 B).
- 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





### 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<sup>ème</sup> transfo 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 630mm<sup>2</sup> Alu . À la suite d'un réévaluation des besoins, le projet a été reporté de quatre ans. ;
- remplacement d'un câble 36 kV Centenaire – Schaerbeek par un câble 630 mm<sup>2</sup> Alu.
- démolition du tableau 36 kV du poste Schols et mise en antenne des transfos sur les liaisons venant de Molenbeek. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté ;
- à la fin de vie des câbles 36 kV Botanique – Pachéco, installation d'un 2<sup>ème</sup> transfo 150/11 kV à PACHE et récupération pour mise en réserve stratégique des transfos 36/11 kV ;
- remplacement de la cabine 36 kV à Quai Demets.

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

## 6.3 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 transfos TA et TB 36/11 kV 25 MVA par des transfos de même gabarit. Suite à des discussions avec le propriétaire du bâtiment, le lancement du projet est temporisé.

## 6.4 De Greef

Les équipements 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.



## 6.5 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 (§6.10.1). 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.

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.

## 6.6 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.

## 6.7 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.



## 6.8 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.

A 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.

## 6.9 Remplacements au poste Pêcherie

En concertation avec le GRD, il est prévu de remplacer la cabine MT du poste Pêcherie. La rénovation des équipements de protection découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Après alignement du planning avec GRD, le projet a été reporté d'un an.



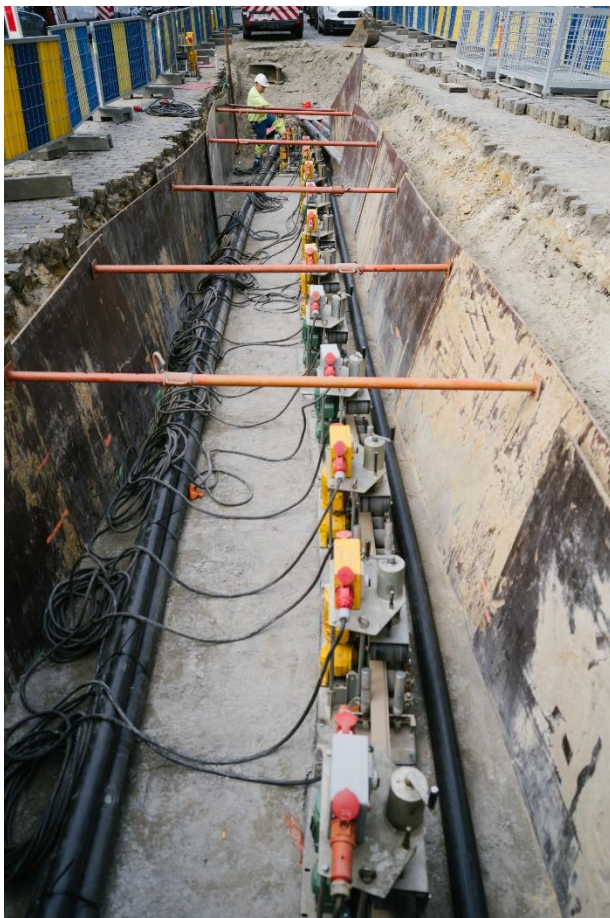
## 6.10 Evolution du réseau dans l'est de Bruxelles

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 transfos 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 transfos 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'injections 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.

### 6.10.1 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<sup>ème</sup> 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 transfos pour 2 poches à 3 transfos » ;
- 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 (§6.11 et §6.5).

### 6.10.2 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 Hoeilaert, 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 et de Hoeilaert 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. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté ; Le passage en antenne de Hoeilaert sur Ixelles (en principal) et sur Rosière (en secours) via la pose du nouveau câble 36 kV entre Hoeilaert et Ixelles.
- Le passage de la charge de Volta en 150 kV (§6.21).
- Le placement d'une double liaison entre les postes voisins d'Ixelles et Nouveau Ixelles. En vue d'optimiser les travaux à exécuter sur le site d'Ixelles, les remplacements de transformateurs, équipements de protections 36 kV et équipements haute tension de Nouveau Ixelles ont été regroupés. 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. Il n'est dès lors plus nécessaire de placer une double liaison entre les postes d'Ixelles et de Nouveau Ixelles.



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 (§6.15) 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.

## 6.11 Restructuration de la zone Buda-Marly

Deux des trois transformateurs du poste Buda arrivaient en fin de vie à court terme et le transfo 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 (§6.10.1). À la suite des problèmes rencontrés au cours du chantier la fin d'exécution du projet a été retardée.

Le transfo de Marly arrive en fin de vie et sera remplacé par un nouveau transfo 36/11 kV de 25 MVA. Un deuxième transfo 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. En raison du manque de disponibilité des entrepreneurs, le projet a été reporté.

## 6.12 Démolition du poste de Vilvoorde Park

Après mise hors service de l'injecteur TS3 150/36 kV à Verbrande Brug (voir §6.10.1), le poste de Vilvoorde Park 36 kV pourra être démantelé. Suite à des interdépendances entre projets, le démantèlement a 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.





## 6.14 Remplacement de la cabine MT au poste Houtweg

En concertation avec le GRD, il a été convenu de remplacer la cabine MT du poste Houtweg.



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

Le tableau 36 kV de Josaphat est de type hall. Il est assez rudimentaire et ne correspond plus aux standards techniques actuels. De plus, le secours est assuré depuis Schaerbeek par un câble 11 kV alimentant 2 transformateurs 11/6 kV qui arrivent 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 transfos actuels seront remplacés par deux nouveaux transfos 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.

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 (§6.10.2). 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.

## 6.16 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 éventuellement réalisés en coordination avec l'installation d'un deuxième transformateur 150/11 kV.

## 6.17 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.

## 6.18 Adaptations à Naples et implication pour Américaine

A 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).

## 6.19 Rénovation du poste Dhanis

A long terme, il est prévu de remplacer les transformateurs T1 (150/36 kV 125 MVA), T2 (150/11 kV 50 MVA) et T3 (36/11 kV 25 MVA) du poste Dhanis par des transformateurs du même gabarit.



## 6.20 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 partiellement le transformateur T4 36/11/5 kV de Volta (§6.21).

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.

## 6.21 Cabines 5 kV et 11 kV au poste Volta

Elia devra également remplacer le transfo T4 bitension 36/11/5 kV de 25 MVA à court terme. L'étude long terme Bruxelles-Est prévoit l'installation d'un transformateur 150/11 kV de 50 MVA permettant de transférer la charge de Volta vers le 150 kV. Vu l'impossibilité du GRD de sortir du 5 kV d'ici là, un transformateur commutable 36/(11-)5 kV sera également installé afin d'assurer le secours du 5 kV. Ce transformateur servira à terme de secours pour le poste 11 kV.

Pour rappel, le GRD prévoit la sortie du 5 kV à l'horizon 2030.

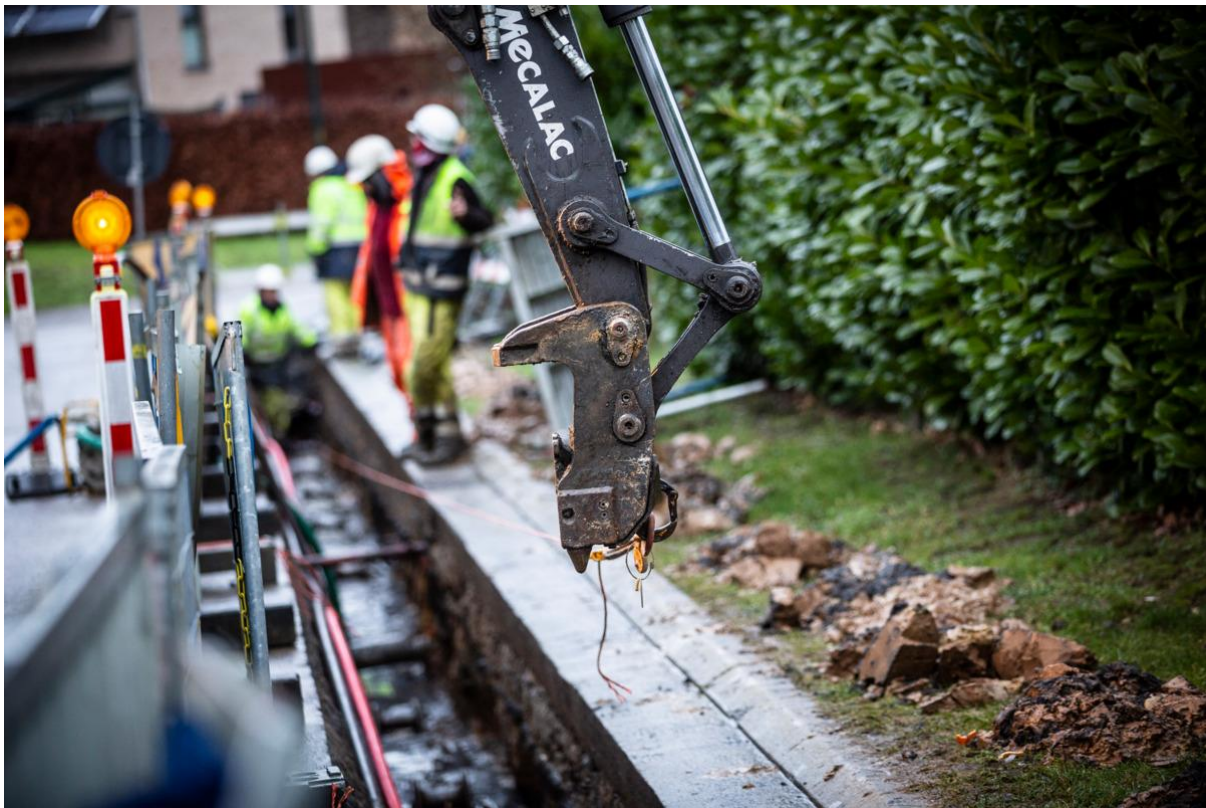
## 6.22 Remplacements au poste Elan

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

Une augmentation de la puissance garantie avait été envisagée dans le passé, mais suite à une restructuration d'une partie du réseau de distribution et à des transferts de charge définitifs vers le point d'interconnexion Dhanis, la charge maximale du poste Elan a diminué et les travaux visant à augmenter la puissance garantie dans le poste Elan ont été annulés.

## 6.23 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.



## 6.24 Remplacement des équipements obsolètes

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

### 6.24.1 Remplacement des câbles 36 kV

Les câbles 36 kV suivants seront remplacés :

- 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.

Suite à une révision des besoins, les remplacements suivants, qui étaient mentionnés dans la version précédente du Plan de Développement de la Région de Bruxelles-Capitale, ont été postposés de sorte qu'ils sortent de l'horizon du présent plan :

- Une des trois liaisons 36 kV qui alimentent Américaine depuis Nouvau-Ixelles ;
- Les trois liaisons 36 kV qui alimentent Bovenberg depuis Woluwé ;
- Une des deux liaisons 36 kV entre Centenaire et Essegem ;
- Deux des trois liaisons 36 kV entre Demot et Dhanis ;
- Les deux liaisons 36 kV entre Dhanis et Nouveau-Ixelles ;
- Deux des trois liaisons 36 kV qui alimentent Harenheide depuis Machelen ;
- Les deux liaisons 36 kV entre Héliport B et Schaerbeek ;
- Les deux liaisons 36 kV qui alimentent Schols depuis Molenbeek ;

### 6.24.2 Remplacement de cabines 36 kV

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

- Harenheide
- Wiertz

Suite à une révision interne des priorités, les projets ont été reportés.

### 6.24.3 Remplacement des équipements basse tension

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

- Botanique
- Bovenberg
- Centenaire
- Chome-Wyns
- Espinette
- Essegem
- Hélicoptère A et Hélicoptère B
- Midi
- Voltaire

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

## 6.25 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 Hélicoptère ;
- Deux transformateurs de services auxiliaires à Naples.

## 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 2024-2034 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)<sup>26</sup>. 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

---

<sup>26</sup> 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.

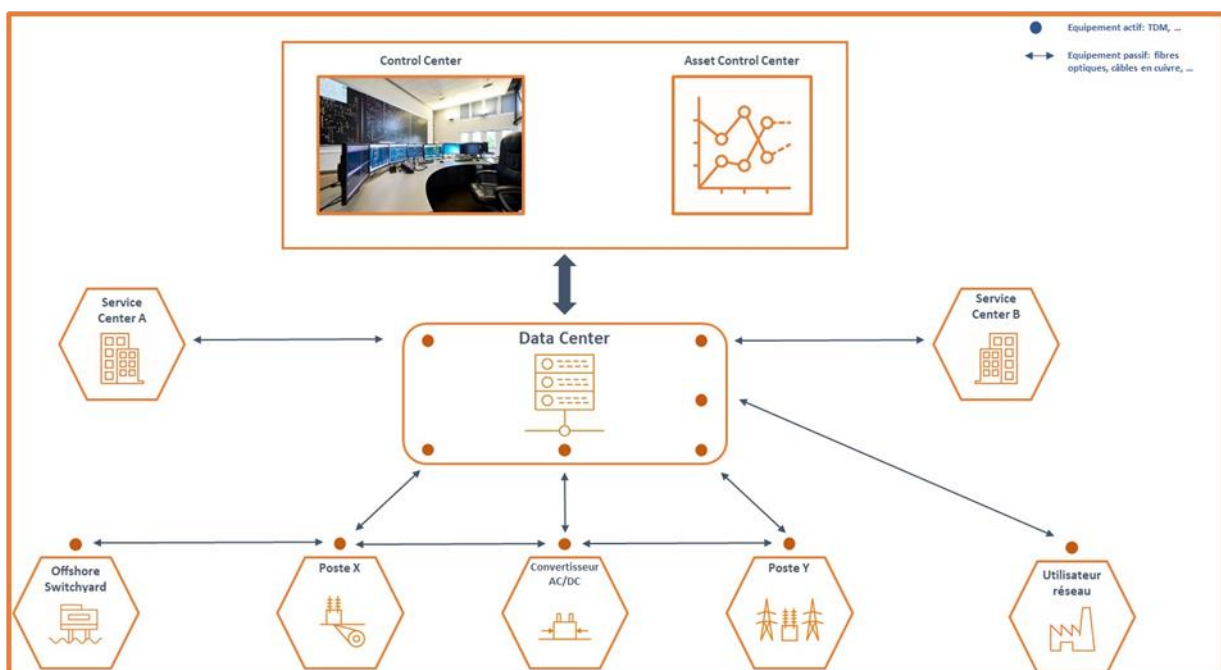


Figure 6.1 : Le Wide Area Network (WAN) d'Elia

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 distance<sup>27</sup> 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 différents 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.

---

<sup>27</sup> 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
4COffshore	[4CO-1]	<a href="https://www.4coffshore.com/">https://www.4coffshore.com/</a>
Applied Energy	[AEN-1]	<a href="https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115463">https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115463</a>
Belgium - Klimaat	[BEL-1]	<a href="https://klimaat.be/2050-nl">https://klimaat.be/2050-nl</a>
Belgium	[BEL-2]	<a href="https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap">https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap</a>
Belgium	[BEL-2]	<a href="https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap">https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap</a>
Belgium	[BEL-2]	<a href="https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap">https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap</a>
Belgium	[BEL-2]	<a href="https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap">https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap</a>
Belgium - NEK / PNEC	[BEL-3]	<a href="https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl/wat-is-het-nekp#het-definitief-plan">https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl/wat-is-het-nekp#het-definitief-plan</a>
Belgium - Thomas Dermine	[BEL-4]	<a href="https://dermine.belgium.be/sites/default/files/articles/NL%20-%20Nationaal%20plan%20voor%20herstel%20een%20veerkracht_1.pdf">https://dermine.belgium.be/sites/default/files/articles/NL%20-%20Nationaal%20plan%20voor%20herstel%20een%20veerkracht_1.pdf</a>
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-5]	<a href="https://www.tinnevanderstraeten.be/energiedoorbraak_versnellen_energietransitie_en_v_erzekeren_van_de_bevoorrading">https://www.tinnevanderstraeten.be/energiedoorbraak_versnellen_energietransitie_en_v_erzekeren_van_de_bevoorrading</a>
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-5]	<a href="https://www.tinnevanderstraeten.be/energiedoorbraak_versnellen_energietransitie_en_v_erzekeren_van_de_bevoorrading">https://www.tinnevanderstraeten.be/energiedoorbraak_versnellen_energietransitie_en_v_erzekeren_van_de_bevoorrading</a>
Belgium - Klimaat	[BEL-6]	<a href="https://klimaat.be/doc/climate-neutral-belgium-by-2050-report.pdf">https://klimaat.be/doc/climate-neutral-belgium-by-2050-report.pdf</a>
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-7]	<a href="https://d3n8a8pro7vhmx.cloudfront.net/tinnevanderstraeten/pages/133/attachments/original/1635844064/H2_strategie_NL.pdf?1635844064">https://d3n8a8pro7vhmx.cloudfront.net/tinnevanderstraeten/pages/133/attachments/original/1635844064/H2_strategie_NL.pdf?1635844064</a>
Belgique - Koninklijk besluit - Arrêté royal	[BEL-8]	<a href="https://www.health.belgium.be/sites/default/files/uploads/fields/fpshealth_theme_file/arrete_royal_paem_2020.pdf">https://www.health.belgium.be/sites/default/files/uploads/fields/fpshealth_theme_file/arrete_royal_paem_2020.pdf</a>
Best Paths	[BSP-1]	<a href="http://www.bestpaths-project.eu/">http://www.bestpaths-project.eu/</a>
Climate Action Tracker	[CAT-1]	<a href="https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/">https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/</a>
European Council	[CEU-1]	<a href="https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#:~:text=Fit%20for%2055%20refers%20to%20the%20EU%E2%80%99s%20target_framework%20for%20reaching%20the%20EU%27s%20climate%20objectives%2C%20which%3A">https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#:~:text=Fit%20for%2055%20refers%20to%20the%20EU%E2%80%99s%20target_framework%20for%20reaching%20the%20EU%27s%20climate%20objectives%2C%20which%3A</a>
Climact	[CMT-1]	<a href="https://climact.com/wp-content/uploads/2020/06/Climact_Target_Emissions_report_FINAL.pdf">https://climact.com/wp-content/uploads/2020/06/Climact_Target_Emissions_report_FINAL.pdf</a>
CREG	[CRG-1]	<a href="https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Varia/E-AutProd.pdf">https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Varia/E-AutProd.pdf</a>
Denmark	[DEN-1]	<a href="https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The_Esbjerg_Declaration_(002).pdf">https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The_Esbjerg_Declaration_(002).pdf</a>
Denmark	[DEN-1]	<a href="https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The_Esbjerg_Declaration_(002).pdf">https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The_Esbjerg_Declaration_(002).pdf</a>
Denmark	[DEN-1]	<a href="https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The_Esbjerg_Declaration_(002).pdf">https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The_Esbjerg_Declaration_(002).pdf</a>
Energinet Denmark	[EDK-1]	<a href="https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Long-term-development-power-grid">https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Long-term-development-power-grid</a>
EnergyVille	[EGV-1]	<a href="https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische">https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische</a>
EnergyVille	[EGV-1]	<a href="https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische">https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische</a>
EnergyVille	[EGV-2]	<a href="https://www.energyville.be/en/press/expert-talk-high-penetration-wind-and-sun-possible-minimal-costs-grid-reinforcement">https://www.energyville.be/en/press/expert-talk-high-penetration-wind-and-sun-possible-minimal-costs-grid-reinforcement</a>
e-Highway	[EHI-1]	<a href="http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/">http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/</a>

Source	Reference ID	Link
ELIA	[ELI-1]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf</a>
ELIA	[ELI-1]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf</a>
ELIA	[ELI-1]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf</a>
ELIA	[ELI-1]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf</a>
ELIA	[ELI-10]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_201_meteofrance_userguide.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_201_meteofrance_userguide.pdf</a>
ELIA	[ELI-11]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200603_total-electricity-demand-forecasting_en.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200603_total-electricity-demand-forecasting_en.pdf</a>
ELIA	[ELI-12]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20201120_accelerating-to-net-zero-redefining-energy-and-mobility.pdf?la=nl">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20201120_accelerating-to-net-zero-redefining-energy-and-mobility.pdf?la=nl</a>
ELIA	[ELI-13]	<a href="https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/%20documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210618_ELIA_CCMD-white-paper_EN.pdf">https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/%20documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210618_ELIA_CCMD-white-paper_EN.pdf</a>
ELIA	[ELI-14]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20191212_future_proofing_eu_system_2030.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20191212_future_proofing_eu_system_2030.pdf</a>
ELIA	[ELI-15]	<a href="https://www.elia.be/nl/publicaties/studies-en-rapporten">https://www.elia.be/nl/publicaties/studies-en-rapporten</a>
ELIA	[ELI-16]	<a href="https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/projets-infrastructure/brabo-III">https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/projets-infrastructure/brabo-III</a>
ELIA	[ELI-2]	<a href="https://www.elia.be/en/users-group/task-force-scenarios">https://www.elia.be/en/users-group/task-force-scenarios</a>
ELIA	[ELI-2]	<a href="https://www.elia.be/en/users-group/task-force-scenarios">https://www.elia.be/en/users-group/task-force-scenarios</a>
ELIA	[ELI-2]	<a href="https://www.elia.be/en/users-group/wg-belgian-grid/task-force-scenarios">https://www.elia.be/en/users-group/wg-belgian-grid/task-force-scenarios</a>
ELIA	[ELI-3]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf</a>
ELIA	[ELI-3]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf</a>
ELIA	[ELI-3]	<a href="https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf">https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf</a>
ELIA	[ELI-4]	<a href="https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/capacity-remuneration-mechanism">https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/capacity-remuneration-mechanism</a>
ELIA	[ELI-4]	<a href="https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/capacity-remuneration-mechanism">https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/capacity-remuneration-mechanism</a>
ELIA	[ELI-5]	<a href="https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/strategic-reserves">https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/strategic-reserves</a>
ELIA	[ELI-6]	<a href="https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies">https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies</a>
ELIA	[ELI-6]	<a href="https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies">https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies</a>
ELIA	[ELI-7]	<a href="https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen">https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen</a>
ELIA	[ELI-7]	<a href="https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen">https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen</a>
ELIA	[ELI-8]	<a href="https://www.elia.be/nl/infrastructuur-en-projecten/investeringsplannen">https://www.elia.be/nl/infrastructuur-en-projecten/investeringsplannen</a>
ELIA	[ELI-9]	<a href="https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report">https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report</a>
ELIA	[ELI-9]	<a href="https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report">https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report</a>
ENTSO-G	[ENG-1]	<a href="https://www.entso-g.eu/methodologies-and-modelling#consistent-and-interlinked-electricity-and-gas-model">https://www.entso-g.eu/methodologies-and-modelling#consistent-and-interlinked-electricity-and-gas-model</a>
ENTSO-E	[ENT-1]	<a href="https://2022.entsoe.eu/tyndp-scenarios/">https://2022.entsoe.eu/tyndp-scenarios/</a>

Source	Reference ID	Link
ENTSO-E	[ENT-10]	<a href="https://docstore.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx">https://docstore.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx</a>
ENTSO-E	[ENT-11]	<a href="https://tyndp.entsoe.eu/documents/">https://tyndp.entsoe.eu/documents/</a>
ENTSO-E	[ENT-12]	<a href="https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/static-synchronous-compensator-statcom">https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/static-synchronous-compensator-statcom</a>
ENTSO-E	[ENT-13]	<a href="https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser">https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser</a>
ENTSO-E	[ENT-2]	<a href="https://tyndp.entsoe.eu/">https://tyndp.entsoe.eu/</a>
ENTSO-E	[ENT-2]	<a href="https://tyndp.entsoe.eu/">https://tyndp.entsoe.eu/</a>
ENTSO-E	[ENT-2]	<a href="https://tyndp.entsoe.eu/">https://tyndp.entsoe.eu/</a>
ENTSO-E	[ENT-3]	<a href="https://tyndp.entsoe.eu/news/2020/02/revised-methodology-for-assessing-electricity-infrastructure-projects-submitted-to-acer/">https://tyndp.entsoe.eu/news/2020/02/revised-methodology-for-assessing-electricity-infrastructure-projects-submitted-to-acer/</a>
ENTSO-E	[ENT-4]	<a href="https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/loSN2020/200810_RegIP2020_NS_beforeconsultation.pdf">https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/loSN2020/200810_RegIP2020_NS_beforeconsultation.pdf</a>
ENTSO-E	[ENT-5]	<a href="https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/">https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/</a>
ENTSO-E	[ENT-6]	<a href="https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/l_entsoe_RM_MSPS_EX_SUM_01.pdf">https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/l_entsoe_RM_MSPS_EX_SUM_01.pdf</a>
ENTSO-E	[ENT-7]	<a href="https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/210125_Offshore%20Development_Interoperability.pdf">https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/210125_Offshore%20Development_Interoperability.pdf</a>
ENTSO-E	[ENT-8]	<a href="https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/loSN2020MainReport.pdf">https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/loSN2020MainReport.pdf</a>
ENTSO-E	[ENT-9]	<a href="https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/TYNDP2020_RegIPs_final.zip">https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/TYNDP2020_RegIPs_final.zip</a>
Environmental Research Letters	[ERL-1]	<a href="https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abbd02/pdf">https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abbd02/pdf</a>
National Grid ESO	[ESO-1]	<a href="https://www.nationalgrideso.com/future-energy/future-energy-scenarios/fes-2021#:~:text=Based%20on%20extensive%20stakeholder%20engagement%2C%20research%20and%20modelling%2C,energy%20may%20look%20like%20between%20now%20and%202050.">https://www.nationalgrideso.com/future-energy/future-energy-scenarios/fes-2021#:~:text=Based%20on%20extensive%20stakeholder%20engagement%2C%20research%20and%20modelling%2C,energy%20may%20look%20like%20between%20now%20and%202050.</a>
Euractiv	[EUA-1]	<a href="https://www.euractiv.com/section/energy/news/germany-unveils-major-electricity-sector-revamp/">https://www.euractiv.com/section/energy/news/germany-unveils-major-electricity-sector-revamp/</a>
European Commission	[EUC-1]	<a href="https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511">https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511</a>
European Commission	[EUC-1]	<a href="https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511">https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511</a>
European Commission	[EUC-10]	<a href="https://energy.ec.europa.eu/excel-files-mix-scenario_en">https://energy.ec.europa.eu/excel-files-mix-scenario_en</a>
European Commission	[EUC-11]	<a href="https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131">https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131</a>
European Commission	[EUC-12]	<a href="https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-strategy-offshore-renewable-energy_en">https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-strategy-offshore-renewable-energy_en</a>
European Commission	[EUC-13]	<a href="https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/rp_sustainable_europe_30-01_en_web.pdf">https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/rp_sustainable_europe_30-01_en_web.pdf</a>
European Commission	[EUC-14]	<a href="https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en">https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en</a>
European Commission	[EUC-15]	<a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&amp;from=EN">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&amp;from=EN</a>
European Commission	[EUC-15]	<a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&amp;from=EN">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&amp;from=EN</a>
European Commission	[EUC-16]	<a href="https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares">https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares</a>

Source	Reference ID	Link
European Commission	[EUC-17]	<a href="https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf">https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf</a>
European Commission	[EUC-18]	<a href="https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en">https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en</a>
European Commission	[EUC-19]	<a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex:32019R0943#:~:text=General%20principles%20of%20capacity%20allocation%20and%20congestion%20management">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex:32019R0943#:~:text=General%20principles%20of%20capacity%20allocation%20and%20congestion%20management</a>
European Commission	[EUC-2]	<a href="https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_nl">https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_nl</a>
European Commission	[EUC-20]	<a href="https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en">https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en</a>
European Commission	[EUC-20]	<a href="https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en">https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en</a>
European Commission	[EUC-21]	<a href="https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/ENERGY-BALANCE-GUIDE.pdf/de76d0d2-8b17-b47c-f6f5-415bd09b7750?t=1632139948586">https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/ENERGY-BALANCE-GUIDE.pdf/de76d0d2-8b17-b47c-f6f5-415bd09b7750?t=1632139948586</a>
European Commission	[EUC-22]	<a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&amp;qid=1605792629666">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&amp;qid=1605792629666</a>
European Commission	[EUC-23]	<a href="https://ec.europa.eu/home-affairs/pages/page/critical-infrastructure_en">https://ec.europa.eu/home-affairs/pages/page/critical-infrastructure_en</a>
European Commission	[EUC-3]	<a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN</a>
European Commission	[EUC-4]	<a href="https://ec.europa.eu/environment/nature/legislation/habitatsdirective/index_en.htm">https://ec.europa.eu/environment/nature/legislation/habitatsdirective/index_en.htm</a>
European Commission	[EUC-5]	<a href="https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en">https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en</a>
European Commission	[EUC-6]	<a href="https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf">https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf</a>
European Commission	[EUC-7]	<a href="https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en">https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en</a>
European Commission	[EUC-8]	<a href="https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en#:~:text=The%20national%20energy%20and%20climate%20plans%20%28NECPs%29%20were,outline%20how%20the%20EU%20countries%20intend%20to%20address">https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en#:~:text=The%20national%20energy%20and%20climate%20plans%20%28NECPs%29%20were,outline%20how%20the%20EU%20countries%20intend%20to%20address</a>
European Commission	[EUC-9]	<a href="https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en">https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en</a>
Febiac	[FEB-1]	<a href="https://www.frdo-cfdd.be/sites/default/files/content/4_laurent_willaert.pdf">https://www.frdo-cfdd.be/sites/default/files/content/4_laurent_willaert.pdf</a>
Fingrid Finland	[FNG-1]	<a href="https://www.fingrid.fi/en/news/news/2021/nordic-grid-development-perspective-2021-paves-the-way-towards-climate-neutral-nordic-power-system--webinar-recording-and-material-available/">https://www.fingrid.fi/en/news/news/2021/nordic-grid-development-perspective-2021-paves-the-way-towards-climate-neutral-nordic-power-system--webinar-recording-and-material-available/</a>
FOD Economie	[FOD-1]	<a href="https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energie/Etude-prospective-electricite-rapport-monitoring-securite-appvisionnement-decembre-2019.pdf">https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energie/Etude-prospective-electricite-rapport-monitoring-securite-appvisionnement-decembre-2019.pdf</a>
FOD Economie	[FOD-2]	<a href="https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energie/Etude-prospective-electricite-2021.pdf">https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energie/Etude-prospective-electricite-2021.pdf</a>
France - Elysée	[FRA-1]	<a href="https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2021/10/12/presentation-du-plan-france-2030">https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2021/10/12/presentation-du-plan-france-2030</a>
Germany	[GER-1]	<a href="https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1">https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1</a>
Germanwatch	[GWA-1]	<a href="http://www.germanwatch.org/en/10127">http://www.germanwatch.org/en/10127</a>
IEA	[IEA-1]	<a href="https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/temperature-rise-in-2100-by-scenario">https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/temperature-rise-in-2100-by-scenario</a>
IEA	[IEA-2]	<a href="https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021">https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021</a>
IEA	[IEA-2]	<a href="https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021">https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021</a>
IPCC	[IPC-1]	<a href="https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/">https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/</a>
IPCC	[IPC-1]	<a href="https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/">https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/</a>
MDPI	[MDP-1]	<a href="https://doi.org/10.3390/en14248306">https://doi.org/10.3390/en14248306</a>

Source	Reference ID	Link
Netbeheer Nederland	[NBN-1]	<a href="https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Samenvatting_rapport_Het_Energiesysteem_van_de_toekomst_198.pdf">https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Samenvatting_rapport_Het_Energiesysteem_van_de_toekomst_198.pdf</a>
Nederland	[NDL-1]	<a href="https://www.rijksoverheid.nl/regering/coalitieakkoord-omzien-naar-elkaar-vooruitkijken-naar-de-toekomst">https://www.rijksoverheid.nl/regering/coalitieakkoord-omzien-naar-elkaar-vooruitkijken-naar-de-toekomst</a>
Nederland	[NDL-2]	<a href="https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2020/03/31/klimaatneutrale-energiescenarios-2050">https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2020/03/31/klimaatneutrale-energiescenarios-2050</a>
Nederland	[NDL-3]	<a href="https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/noz-2030/vawoz-2030">https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/noz-2030/vawoz-2030</a>
Nationaal Energie- en Klimaatplan	[NEK-1]	<a href="https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl">https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl</a>
Nationaal Energie- en Klimaatplan	[NEK-2]	<a href="https://www.plannationalenergieclimat.be/admin/storage/nekp/pnec-partie-b.pdf">https://www.plannationalenergieclimat.be/admin/storage/nekp/pnec-partie-b.pdf</a>
Netzenwicklungsplan	[NEP-1]	<a href="https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf">https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf</a>
Belgium - Federal Planning Bureau	[PLN-1]	<a href="https://www.plan.be/uploaded/documents/202110180556490.WP_2108_12501.pdf">https://www.plan.be/uploaded/documents/202110180556490.WP_2108_12501.pdf</a>
RTE	[RTE-1]	<a href="https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-05/Bilan_previsionnel_2021_-_annexes_techniques.pdf">https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-05/Bilan_previsionnel_2021_-_annexes_techniques.pdf</a>
Siemens	[SIE-1]	<a href="https://www.siemens-energy.com/global/en/offersings/power-transmission/portfolio/flexible-ac-transmission-systems/synchronous-compensator.html">https://www.siemens-energy.com/global/en/offersings/power-transmission/portfolio/flexible-ac-transmission-systems/synchronous-compensator.html</a>
TenneT	[TNT-1]	<a href="https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2021.pdf">https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2021.pdf</a>
United Kingdom	[UKG-1]	<a href="https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy">https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy</a>
Vlaanderen - MOW	[VLA-1]	<a href="https://mow.vlaanderen.be/eca-nf-23/ECA30-SHP-0407-PON-CCL-NOT-0001-12.pdf">https://mow.vlaanderen.be/eca-nf-23/ECA30-SHP-0407-PON-CCL-NOT-0001-12.pdf</a>
Vlaanderen - DSI	[VLA-2]	<a href="https://dsi.omgeving.vlaanderen.be/fiche-detail/41208c70-6a2c-45d0-91f1-3182485a52ac">https://dsi.omgeving.vlaanderen.be/fiche-detail/41208c70-6a2c-45d0-91f1-3182485a52ac</a>
WindEurope	[WEU-1]	<a href="https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/">https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/</a>
WindEurope	[WEU-2]	<a href="https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20220518-Declaration-of-energy-ministers.pdf">https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20220518-Declaration-of-energy-ministers.pdf</a>

