



Région de Bruxelles-Capitale

15 septembre 2021 – version définitive

Plan d'Investissements 2022 – 2032

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

1. NOTE DE SYNTHÈSE	5
1.1 Lignes directrices du plan d'investissements 2022 – 2032	6
1.1.1 Importance croissante des projets de rénovation et évolution dans l'utilisation des niveaux de tension.....	6
1.1.2 Stabilité du prélèvement maximal sur le réseau Elia.....	7
1.1.3 Impact de la mobilité et des processus d'autorisation sur les chantiers	7
1.2 Description générale du réseau de transport belge	8
1.2.1 Les composants du réseau	8
1.2.2 Architecture du réseau de transport dans et aux alentours de la Région de Bruxelles-Capitale.....	11
1.3 Développement du réseau de transport régional	13
1.3.1 Principe du « n-1 »	13
1.3.2 Les triggers du développement	15
1.3.3 Restructurations du réseau	16
1.4 Qualité d'approvisionnement.....	17
1.4.1 Pose de câbles 150 et 36 kV	17
1.4.2 Construction et rénovation de sous-stations	18
1.4.3 Qualité de l'alimentation et fiabilité des installations	19
2. CONTEXTE	21
2.1 Cadre légal	22
2.1.1 Elia Transmission Belgium	22
2.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale dans le marché libéralisé de l'électricité	22
2.1.3 L'établissement d'un Plan d'Investissements du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale	25
2.2 Axes de développement du réseau	28
2.2.1 Développement et sécurité d'approvisionnement européens	28
2.2.2 Intégration de l'énergie renouvelable et décentralisée	28
2.2.3 Utilisateurs directs du réseau et gestionnaires de réseau de distribution	29
2.2.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local	30
2.2.5 Conformité fonctionnelle et technologique	34
2.3 Méthodologie du développement du réseau	36
2.3.1 Différents futurs possibles	36
2.3.2 Etablir les besoins.....	37
2.3.3 Élaboration de solutions	40
2.3.4 Programmation dynamique des investissements.....	45
2.4 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia.....	46
2.4.1 Acceptation sociale des infrastructures	46
2.4.2 Sauvegarde de l'environnement.....	48

3. RÉSEAU DE TRANSPORT RÉGIONAL DE LA RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE 51

3.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport régional 52

3.2 Visions générales du développement des réseaux de transport régional 53

- 3.2.1 Rationalisation du réseau de transport régional 36 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés 53
- 3.2.2 Intégration de la production décentralisée 54
- 3.2.3 Besoin de capacité de transformation supplémentaire en moyenne tension à la suite de la hausse des prélèvements dans le réseau à moyenne tension 55

3.3 Réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale : situation actuelle et vision long terme..... 58

- 3.3.1 Adéquation du réseau d'électricité aux niveaux de production et de consommation 58
- 3.3.2 Diagnostic des goulets d'étranglement sur le réseau d'électricité 59
- 3.3.3 Politique de renforcement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale..... 59

3.4 Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale 61

- 3.4.1 Objectifs en matière de fiabilité d'approvisionnement 61
- 3.4.2 Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent 63
- 3.4.3 Politique en matière d'efficacité énergétique..... 63

4. INVENTAIRE DES PROJETS 75

4.1 Tableau des mises en service réalisées 77

4.2 Tableau des adaptations du réseau de transport régional 78

4.3 Schémas réseaux 85

- 4.3.1 Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – référence 86
- 4.3.2 Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – horizon 2032..... 87
- 4.3.3 Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – référence 88
- 4.3.4 Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – horizon 2032..... 89
- 4.3.5 Réseau 150 kV de Bruxelles – référence 90
- 4.3.6 Réseau 150 kV de Bruxelles – horizon 2032 91

5. NOTES EXPLICATIVES DES PROJETS 93

5.0 Impact de l'incendie dans la galerie Saintelette sur le planning des projets 94

5.1 Le développement du réseau dans le centre de Bruxelles (Pentagone)..... 94

- 5.1.1 Renforcement de la transformation au poste de Charles-Quint..... 95
- 5.1.2 Renforcement de la transformation vers le 11 kV à Pachéco 97

5.2 Remplacement de la cabine MT au poste Charles-Quint..... 97

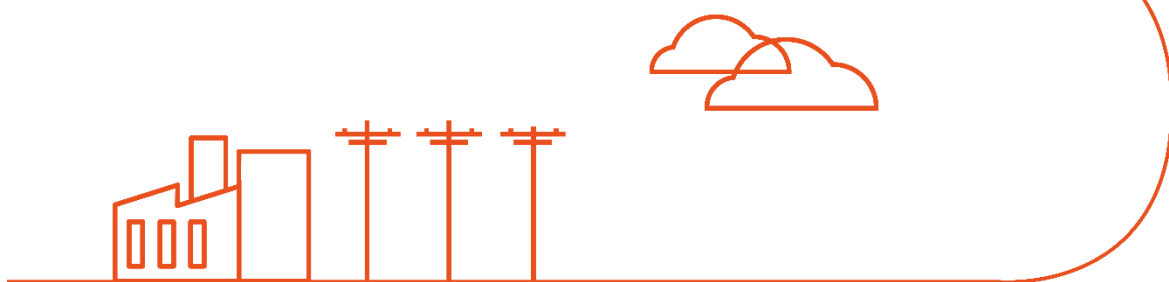
5.3 Remplacement des équipements de basse tension au poste Botanique 97

5.4	Evolution du réseau dans l'ouest de Bruxelles	98
5.4.1	Bloc I : restructuration du réseau 150 kV (2019 – 2026).....	100
5.4.2	Bloc II : réduction du nombre de poches 36 kV (2023-2026).....	101
5.4.3	Bloc III : travaux « indépendants »	102
5.5	Remplacements aux postes de Point-Ouest et Monnaie	103
5.6	Remplacement des équipements de basse tension aux postes 36 kV Héliport A et B .	103
5.7	Remplacement de la cabine MT et de deux transformateurs au poste Marché	103
5.8	De Greef et Essegem	103
5.9	Rénovation du poste 36 kV Schaerbeek C-D et des injecteurs 150/36 kV et ajout d'un injecteur 150/36 kV	104
5.10	Remplacement des câbles 36 kV entre les postes Molenbeek et Schols	104
5.11	Remplacement des équipements de basse tension et des transformateurs au poste Démosthène	104
5.12	Remplacements au poste De Cuyper	105
5.13	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes De Cuyper et Drogenbos	105
5.14	Remplacement des équipements de basse tension aux postes Chome-Wyns, Drogenbos et Midi	105
5.15	Remplacement du transformateur 150/36 kV au poste de Midi.....	105
5.16	Remplacements au poste Point-Sud et mise en antenne sur Midi	106
5.17	Remplacements au poste Pêcherie.....	106
5.18	Evolution du réseau dans l'est de Bruxelles.....	107
5.18.1	Relocalisation des injecteurs dans la zone Vilvorde-Machelen-Schaerbeek	108
5.18.2	Restructuration des poches Dhanis-Nouveau Ixelles et Ixelles-Ixelles-Rhode	109
5.19	Restructuration de la zone Buda-Marly	110
5.20	Démolition du poste de Vilvoorde Park	111
5.21	Remplacements au poste de Machelen	111
5.22	Remplacement de 2 câbles 36 kV entre les postes Machelen et Harenheide.....	112
5.23	Remplacement de la cabine 36 kV au poste Harenheide	112
5.24	Remplacement de la cabine MT au poste Houtweg	112
5.25	Rénovation du poste 36 kV Schaerbeek A	112
5.26	Abandon du poste Scailquin et des liaisons l'alimentant	112

5.27	Rénovation du poste Josaphat et entrée-sortie d'un des câbles Schaerbeek-Dunant .	113
5.28	Abandon du 6 kV à Voltaire et remplacement des équipements basse tension	114
5.29	Remplacement des équipements basse tension au poste Dunant.....	114
5.30	Remplacement des équipements basse tension et de la cabine 36 kV au poste Wiertz	114
5.31	Remplacement de la liaison Dhanis-Ixelles 150 kV	114
5.32	Restructuration de la boucle Nouveau Ixelles – Naples – Américaine.....	114
5.33	Naples : sortie du 5 kV.....	115
5.34	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Nouveau Ixelles et Américaine.....	115
5.35	Rénovation du poste Dhanis.....	115
5.36	Remplacement de câbles 36 kV entre les postes Nouveau Ixelles, Dhanis et De Mot ..	116
5.37	Remplacement du poste 36 kV Nouveau Ixelles	116
5.38	Rénovation du poste Ixelles.....	116
5.39	Cabines 5 kV et 11 kV au poste Volta	117
5.40	Remplacements au poste Elan	117
5.41	Remplacement de la cabine 36 kV au poste Woluwe	118
5.42	Remplacement des équipements de basse tension au poste Bovenberg	118
5.43	Remplacements au poste Wezembeek	118
5.44	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Wezembeek et Zaventem	118
5.45	Remplacement des équipements basse tension et d'un transformateur à Zaventem ..	118
5.46	Remplacement des câbles 36 kV entre les postes Woluwe et Bovenberg	119
5.47	Remplacement des équipements basse tension à Espinette.....	119
5.48	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Espinette et Rhode-Saint-Genèse...	119
5.49	Extension et renforcement du réseau de fibre optique	119

1. Note de synthèse

Ce chapitre met en avant les tendances du Plan d'Investissements 2022-2032 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 4 et 5.



1.1 Lignes directrices du plan d'investissements 2022 – 2032

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.

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 des politiques de remplacement d'équipements arrivés en fin de vie.

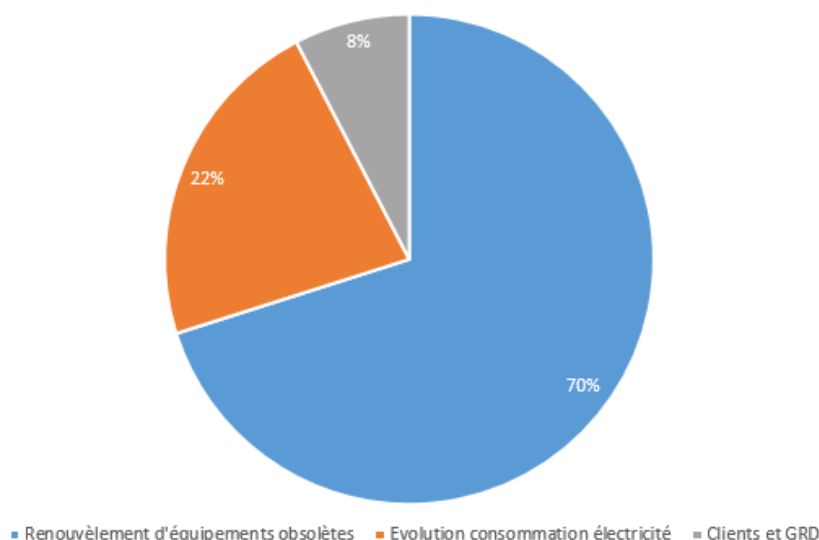


Figure 1.1 : Répartition des projets par moteur d'investissements

1.1.2 Stabilité du prélèvement maximal sur le réseau Elia

Le Plan d'Investissements 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 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 des véhicules électriques sur le réseau devrait rester limité à l'horizon de ce plan. L'accroissement de population, principalement prévu le long du canal, est davantage sensible : cette zone étant toutefois déjà bien desservie, les renforcements complémentaires planifiés sont présentés dans ce plan.

1.1.3 Impact de la mobilité et des processus d'autorisation sur les chantiers

La problématique de la mobilité lors de la réalisation de chantier, très actuelle à Bruxelles, reste à souligner. La conjonction de plusieurs facteurs – une multiplication des chantiers d'infrastructures majeurs (tunnels, métro, égouttage, réaménagements en surface, etc.), des investissements importants nécessaires dans le réseau de transport Elia et un protocole imposant des distances de poses des câbles 150 kV par rapport aux façades des habitations – complexifie la réalisation des projets. Elia participe pleinement aux efforts réalisés par la Région pour continuer à améliorer la coordination des chantiers et les synergies entre les différents acteurs. Nous attirons cependant l'attention sur la complexité des processus d'obtention d'autorisations et de coordination au niveau régional, pouvant impacter de manière importante les délais d'obtention des autorisations d'exécution ainsi que les coûts des projets. Par ailleurs, la juxtaposition de processus d'autorisations sur deux niveaux décisionnels, communal et régional, prolonge sensiblement le processus de lancement de certains travaux.

Une complexité administrative croissante est également perçue pour l'obtention de permis d'urbanisme pour les travaux dans les postes à haute tension. Des impositions de plus en plus poussées visant une meilleure intégration visuelle des infrastructures électriques dans l'environnement risquent notamment d'engendrer un certain retard dans l'exécution des travaux annoncés dans le présent plan avec pour conséquence le maintien en service prolongé d'installations devenues obsolètes.

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

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



Figure 1.5 : sous-station 150 kV de type GIS

¹ SF₆ – hexafluorure de soufre

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.

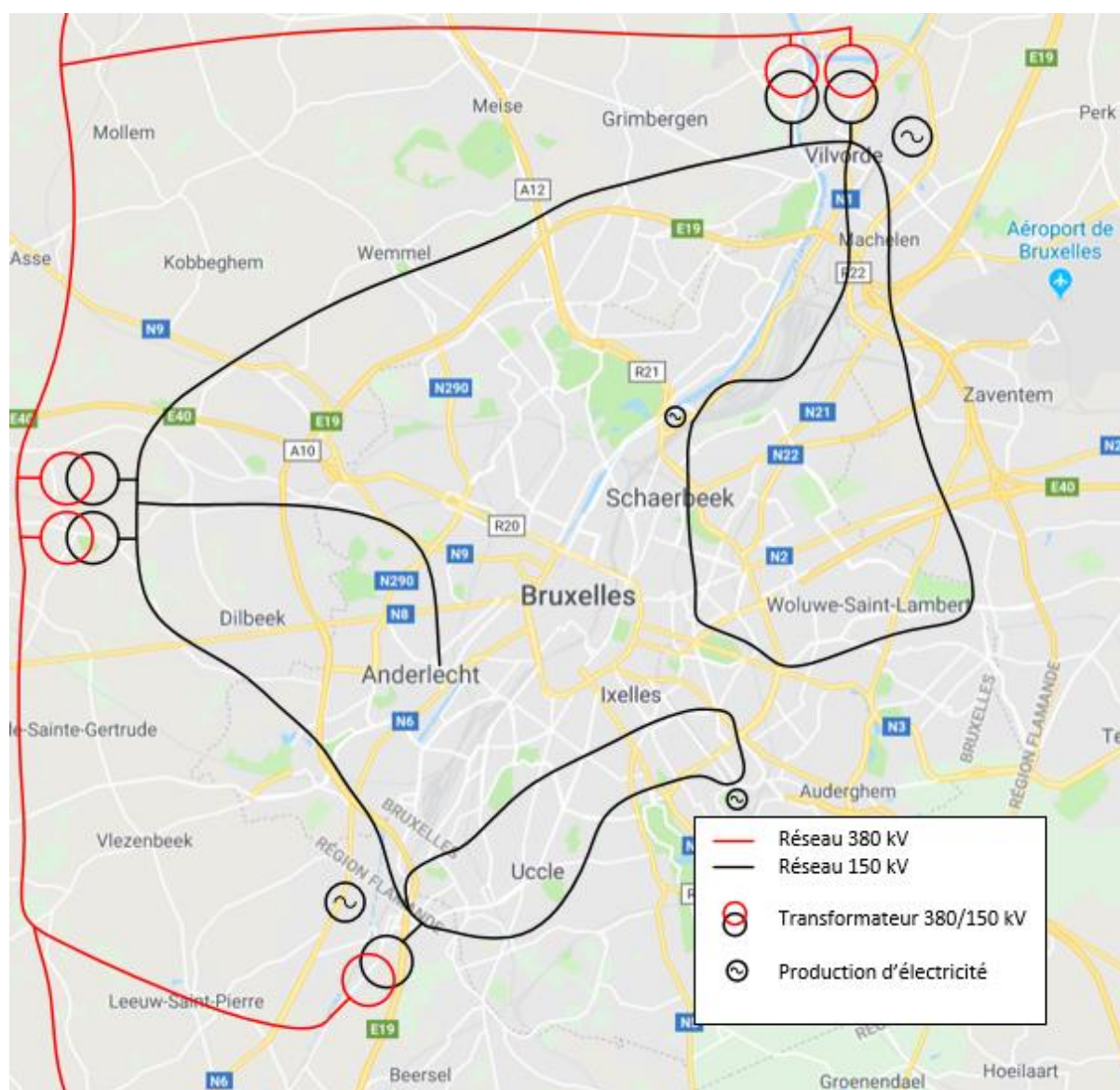


Figure 1.7 : structure simplifiée du réseau 150 kV en Région de Bruxelles-Capitale

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.

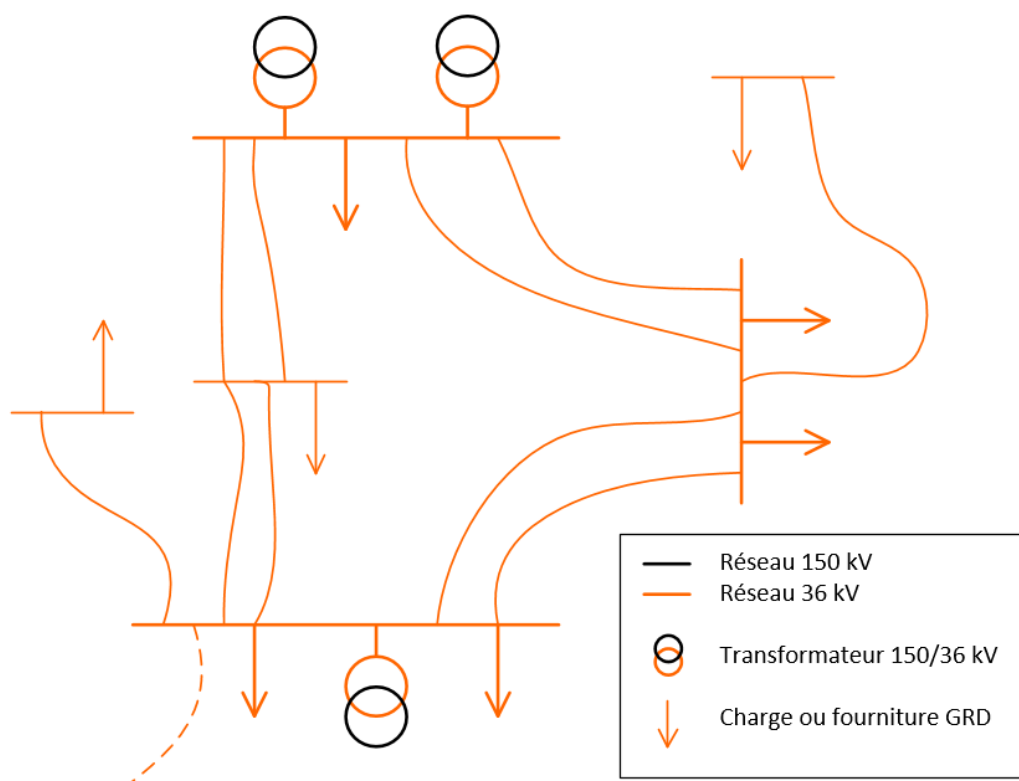


Figure 1.8 : structure type d'une poche 36 kV

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 §2.2 et §2.3. 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. Le projet suivant a été initié suite à des 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 §5.27) : 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

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 §2.2.4.1 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 §3.2.3. De manière générale, une stabilisation de la charge transitant par le réseau de transport est observée et une légère augmentation est attendue à long terme. L'impact des véhicules électriques sur le réseau de transport régional est suivi de près par Elia. Selon les prévisions actuelles, leur avènement n'aura pas d'impact sur le réseau de transport régional à l'horizon du présent plan d'investissements.

Une analyse des prédictions de charge et de la capacité d'alimentation par point de fourniture à l'horizon du présent plan d'investissements démontre que, à l'exception du point de fourniture Voltaire (voir ci-dessous), tous disposent d'une marge de minimum 14%². Sur l'ensemble des points de fourniture, 57% de la capacité d'alimentation est utilisée en moyenne. Sans réaliser d'investissements complémentaires à ceux repris dans les sections §4.2 et §0, il est possible de raccorder 770 MW de nouvelles charges dans la Région de Bruxelles-Capitale.

La charge maximale annoncée sur le point de fourniture Voltaire (avenue Voltaire) est proche de sa capacité d'alimentation. Comme expliqué en §1.3.1, une partie de la charge a temporairement été délestée par Sibelga vers des points de fourniture voisins. Après la sortie du 6 kV à Josaphat (avenue Gustave Latinis), ces charges pourront être reprises par Josaphat 11 kV.

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 §3.2.2. Elle démontre qu'il reste

² Un point de fourniture d'une capacité d'alimentation de 50 MW peut ainsi encore accueillir pour minimum 7 MW de charge supplémentaire.

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 (§5.4) et l'étude de Bruxelles Est (voir §5.18). 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 §2.3 et §2.4. 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 §3.2.

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 §5.4 : câble Héliport – Pacheco).

Pour découvrir plus de détails concernant ces études et les avantages qui en découlent, le lecteur est renvoyé vers les sections §5.4 et §5.18.

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 du Plan d'Investissements 2022-2032. 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.

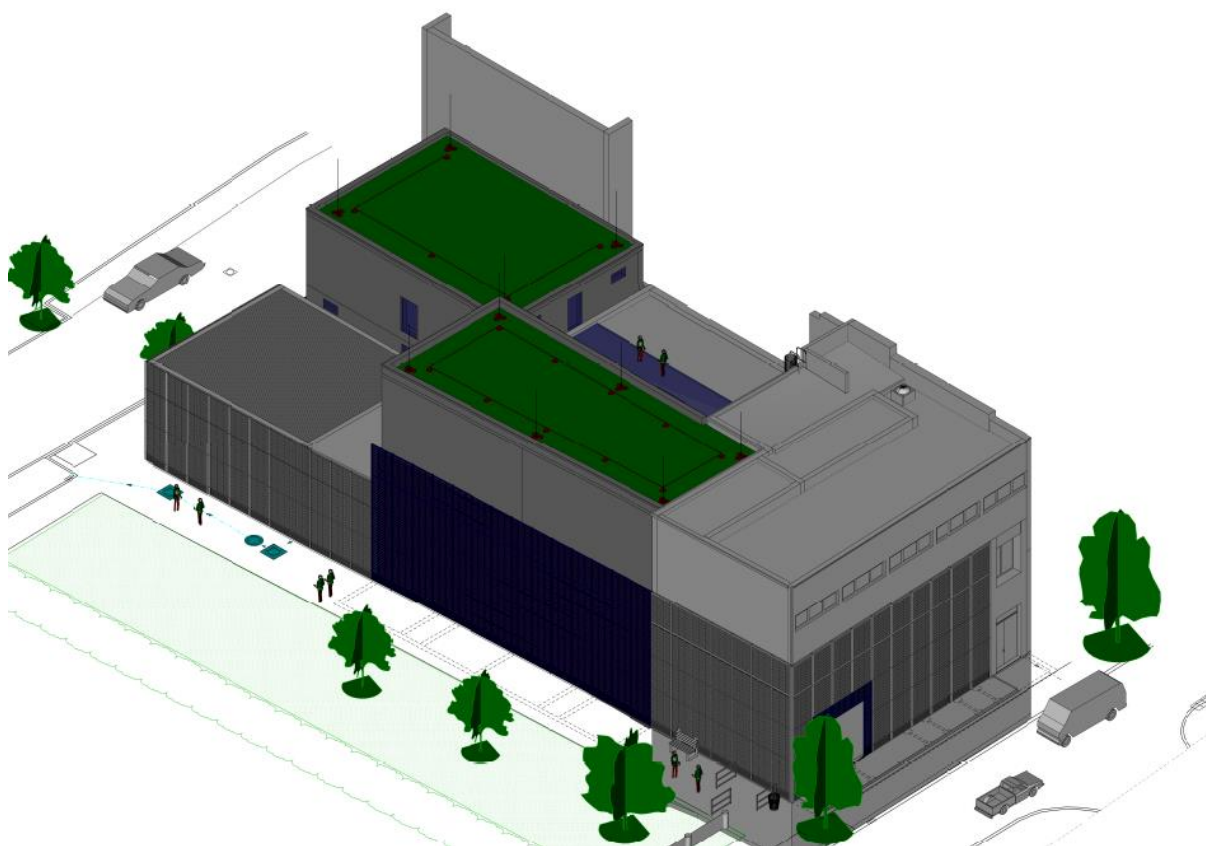


Figure 1.10 : projet de rénovation de la sous-station Hélioport

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 §3.4.1 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 est constituée de deux entités légales opérant en tant qu'entité économique unique : Elia Transmission Belgium, détenteur des licences de gestionnaire de réseau, et Elia Asset, propriétaire du réseau. Le réseau maillé géré par Elia Transmission Belgium (« Elia »), couvre les niveaux de tension allant de 380 kV à 30 kV, en ce compris la transformation vers la moyenne tension, et constitue un tout du point de vue de la gestion technique. Le présent Plan d'Investissements proprement dit ne couvre que les niveaux de tension entre le 70 kV et le 30 kV en Région de Bruxelles-Capitale.

Mise à part la licence fédérale de gestionnaire de réseau d'électricité pour les niveaux de tension 380/220/150/110 kV, Elia détient au niveau régional les licences suivantes : 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 (« plaatselijk 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). En ce qui concerne la Région de Bruxelles-Capitale, Elia détient une licence qui a pris cours au 31 décembre 2019, date à laquelle la désignation d'Elia System Operator SA a pris fin, par Arrêté du 19 décembre 2019, pour un terme de 20 ans, et se terminera le 30 décembre 2039. C'est à ce titre qu'Elia élabore ce Plan d'Investissements. Le réseau de transport régional est défini à l'article 2 de l'Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

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. Cette Directive contient succinctement des obligations de base pour les gestionnaires de réseaux en matière d'investissements pour le développement de leurs réseaux.

Cette directive a été abrogée le 1er juillet 2004 pour être remplacée par la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Cette directive a complété les obligations existantes en matière de développement du réseau par la poursuite du couplage des réseaux et a prévu une surveillance accrue afin que le réseau puisse satisfaire correctement, à long terme, à la demande de distribution d'électricité. De plus, en continuation de la directive 96/92/CE, il a été prévu que le gestionnaire de réseau est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau.

Un troisième changement majeur dans le paysage énergétique européen, mieux connu sous le nom de troisième paquet énergétique, visait notamment le remplacement de la directive 2003/54/CE. Le 13 juillet 2009, la directive européenne 2009/72/CE concernant des règles

communes pour le marché intérieur de l'électricité a été adoptée. Elle a été transposée au niveau fédéral par la loi du 8 janvier 2012 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité. A Bruxelles, la directive européenne a été transposée par l'ordonnance du 20 juillet 2011 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires.

Par ailleurs, les règlements européens suivants sont directement d'application depuis 2009 :

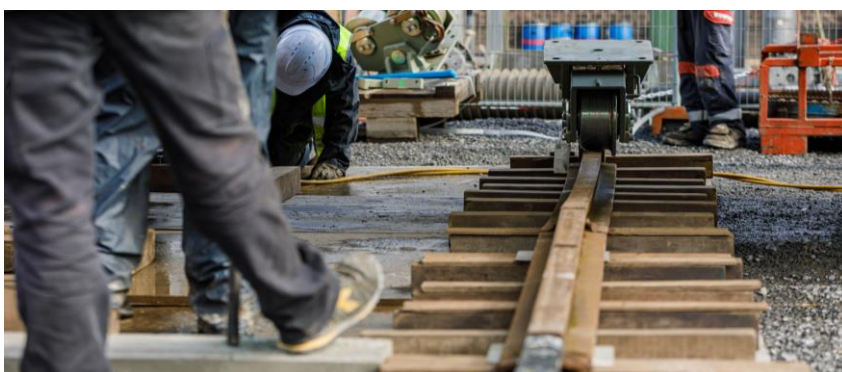
- Règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité ; L211/15, du 14/08/2009 ;
- Règlement (CE) n° 713/2009 du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie, L211/1 du 14/08/2009.

La directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique ont été transposées en droit bruxellois par arrêté, le 26 mai 2011 et le 14 juin 2018 respectivement.

Enfin, un paquet législatif complet sur l'énergie a été adopté au niveau européen. Il s'agit du paquet intitulé « une énergie propre pour tous les européens », qui vise à intégrer la stratégie de l'UE dans le cadre de son action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 et à plus long-terme. Ce paquet comprend plusieurs directives et règlements sur la gouvernance, l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, la conception du marché et la performance énergétique des bâtiments. Parmi ces nouvelles législations, on retrouve entre autres :

- Une révision de la directive 2009/72 sur les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et des règlements n° 714/2009 et n°713/2009 afin de faciliter l'intégration des marchés nationaux au sein du marché européen ;
- Une modification de la directive 2009/28 sur les énergies renouvelables pour la période 2020-2030.

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 d'Investissements. 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.



A travers les législations, les trois missions principales d'Elia peuvent être résumées comme suit :

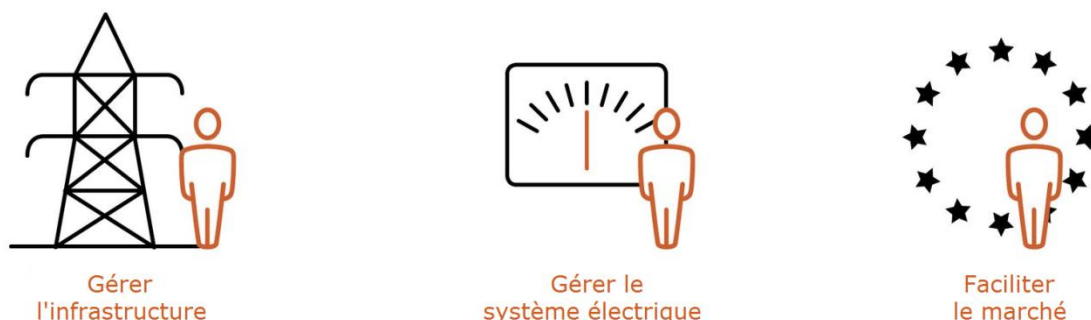


Figure 2.1 : Les trois missions d'Elia

GERER L'INFRASTRUCTURE

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

GERER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

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

La loi du 26 mars 2014 a modifié la Loi Électricité du 29 avril 1999 en introduisant un mécanisme dit de « réserve stratégique »³. Ce mécanisme doit permettre d'assurer un niveau suffisant de sécurité d'approvisionnement en Belgique pendant les périodes hivernales.

FACILITER LE MARCHÉ

Elia souhaite assurer pleinement ce rôle en organisant des services et des mécanismes qui facilitent l'accès des utilisateurs au réseau, contribuent à la liquidité du marché de l'électricité et favorisent la libre concurrence entre les différents acteurs du marché. Plusieurs

³ Cette intégration s'est déroulée par le biais de la loi du 26 mars 2014 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (M.B. 1/04/2014).

mécanismes ont été mis en place par Elia à cette fin, au niveau du marché belge et de la gestion des interconnexions internationales.

Ces dernières années, plusieurs étapes ont été franchies dans l'intégration du marché européen, avec entre autres le lancement du couplage de marché basé sur les flux (*flow-based*) dans les marchés *day-ahead* de la région du centre-ouest de l'Europe, et l'intégration des marchés intrajournaliers belges et néerlandais avec les marchés intrajournaliers français, allemands, suisses et autrichiens. Ces étapes importantes vers un marché de l'électricité intégré s'inscrivent dans l'implémentation actuelle des codes de réseau relatifs à l'allocation de capacité et à la gestion de la congestion et seront encore intensifiées sous l'impulsion des législations comprises dans le paquet européen « une énergie propre pour tous les européens ».



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

2.1.3.1 Contexte légal relatif au Plan d'Investissements

L'Ordonnance électricité, au travers de son article 12, charge le gestionnaire du réseau de transport régional d'établir un Plan d'Investissements « en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement » sur le réseau de transport régional. Le Plan d'Investissements doit aussi contenir la politique menée en matière d'efficacité énergétique.

Le Plan d'Investissements couvre une période de 10 années et est adapté annuellement.

Au plan procédural, un projet de Plan d'Investissements 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 d'investissements 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 d'Investissements et l'avis de Brugel sont ensuite transmis pour le 30 octobre au Gouvernement bruxellois pour approbation.

Le Plan d'Investissements 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.

L'Ordonnance électricité, au travers de son article 12, charge le gestionnaire du réseau de transport régional d'établir annuellement un Plan d'Investissements « en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement » sur le réseau de transport régional. 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 d'investissements, le Plan d'Investissement est réputé approuvé.

D'autre part, ce Plan d'Investissements 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

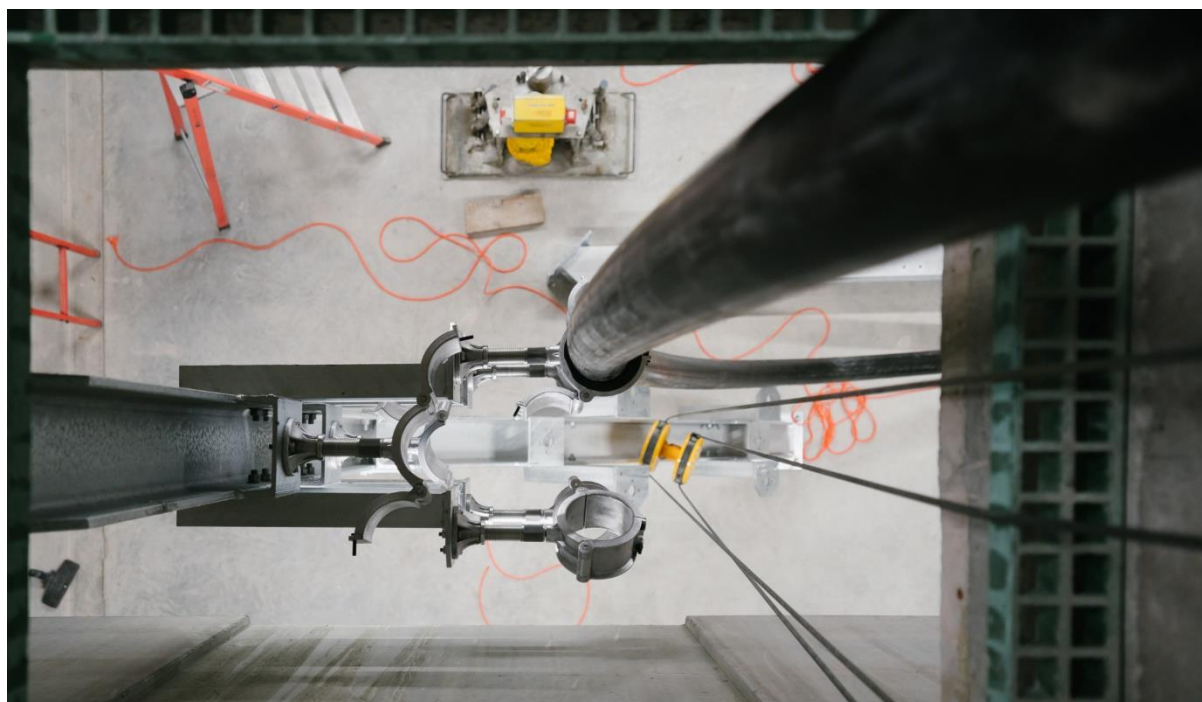
contribution au Plan National Energie Climat (PNEC) remis à la Commission européenne le 31 décembre 2019. Ce plan comprend à la fois des aspects fédéraux et régionaux.

2.1.3.2 Lien avec les autres plans régionaux et le plan fédéral

A côté du Plan d'Investissements pour le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale, Elia est amenée également à établir les documents suivants : un Plan d'Investissements pour la Région flamande et un Plan d'Adaptation pour la Région wallonne. En outre, un plan d'investissements fédéral est également établi pour les réseaux dont le niveau de tension est supérieur à 70kV.

Pour Elia, l'indivisibilité technique et économique des matières relatives au développement du réseau requiert une définition, une optimisation, une programmation et une mise en œuvre homogène de projets à l'échelle fédérale et régionale. Les différents plans introduits par Elia à l'échelle fédérale et régionale constituent un ensemble cohérent visant l'optimum pour le réseau dans sa globalité, du 380 kV au 30 kV. Le présent Plan d'Investissements se focalise toutefois uniquement sur les niveaux de tension 36 kV et inférieures. Certains renforcements du réseau à des tensions supérieures à 36 kV sont repris à titre indicatif, afin de fournir une description complète et cohérente des investissements. Ils relèvent toutefois du Plan de Développement fédéral.

Les coûts relatifs aux projets dont le besoin a été identifié dans le cadre du Plan d'Investissements bruxellois sont intégrés dans la proposition tarifaire qu'Elia adresse tous les 4 ans pour l'ensemble de ses missions légales à la CREG. Dans ce cadre, Elia fournit une analyse coûts bénéfices ou une fiche détaillée pour les projets dont les coûts dépassent les montants fixés dans la Méthodologie tarifaire établie par la CREG.



2.2 Axes de développement du réseau

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

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

- 1. Développement du marché européen et sécurité d'approvisionnement**
 - Facilitation de l'intégration du marché et augmentation de la sécurité d'approvisionnement
 - Accueil des productions centralisées
- 2. Intégration des énergies renouvelables et décentralisées**
 - Accueil des productions à base de sources d'énergie renouvelables
 - Accueil des productions décentralisées
- 3. Clients et gestionnaires du réseau de distribution**
 - Besoins des utilisateurs directs du réseau ou un renforcement/ajustement du couplage avec le réseau de distribution
- 4. Fiabilité de l'approvisionnement électrique local**
 - Evolution locale de la consommation d'électricité
 - Renouvellement d'équipements obsolètes
- 5. Conformité fonctionnelle et technologique**
 - Rendre les installations conformes à la nouvelle législation
 - Exploitation ou gestion plus efficace du réseau

Chacun de ces clusters sont explicités ci-dessous, avec une attention plus particulière sur les clusters 2, 3, 4 et 5 lesquels sont d'avantage pertinents pour le réseau de transport régional.

2.2.1 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.

2.2.2 Intégration de l'énergie renouvelable et décentralisée

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

Le réseau de transport existant offre une grande capacité d'accueil pour la production décentralisée, pour autant que celle-ci soit géographiquement répartie. Cette capacité a

permis de déjà raccorder la totalité de la production existante de ce type. À l'avenir, la production décentralisée devra donc être installée en priorité là où les réseaux à haute tension disposent d'une capacité d'accueil restante suffisante.

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

Dans d'autres cas, l'accroissement de production décentralisée peut aussi justifier un renforcement spécifique ou des extensions du réseau. Néanmoins, afin de limiter la réalisation de tels renforcements coûteux sans mettre en péril l'objectif d'intégration des sources d'énergie renouvelable, une vision coordonnée des zones de développement prioritaire pour les sources d'énergie renouvelable et du réseau de transport associé est souhaitable.

Pour ce qui concerne la Région de Bruxelles-Capitale, périmètre du présent Plan d'Investissements 2022-2032, 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.

2.2.3 Utilisateurs directs du réseau et gestionnaires de réseau de distribution

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

2.2.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local

2.2.4.1 L'évolution locale de la consommation d'électricité

Depuis quelques années, la consommation électrique totale en Région de Bruxelles-Capitale reste assez stable. La tendance à la baisse constatée ces dernières années s'est toutefois arrêtée. Les perspectives en matière de consommation électrique totale sont essentiellement déterminées par⁴ :

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

Une tendance à la hausse est donc prévue pour la période 2020-2040 (voir section §3.1) et Elia considère que le réseau de transport doit être renforcé pour faire face à l'augmentation de la consommation (l'augmentation de la consommation a été l'un des moteurs historiques de l'évolution des réseaux électriques).

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

Outre l'évolution de la consommation finale régionale, les évolutions démographiques à l'échelle sous régionale doivent également être prises en compte. Ces augmentations de la consommation locale peuvent engendrer des problèmes là où le réseau n'est pas suffisamment dimensionné pour offrir un niveau satisfaisant de fiabilité. Le réseau de transport devra alors être renforcé ou étendu, par exemple pour supporter l'activité d'un zoning industriel en expansion ou pour accompagner l'évolution de la consommation dans les zones à forte densité démographique.

⁴ Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, p. 33-36

2.2.4.2 Le renouvellement d'équipements obsolètes

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

Les équipements du réseau électrique ont chacun une durée de vie spécifique. Les transformateurs, les câbles et les lignes aériennes ont une durée de vie de respectivement 60, 55 à 65 (selon la technologie des câbles) et 80 ans voire plus pour les lignes. Par contre, la durée de vie des équipements de protection diminue avec l'évolution des technologies (électromécaniques ≈ 40 ans, électroniques ≈ 30 ans, puis numériques < 20 ans). Le renouvellement des équipements du réseau de transport arrivés en fin de vie constitue donc un axe important de son développement. Les équipements obsolètes doivent être renouvelés pour maintenir un très haut niveau de fiabilité et garantir la sécurité pour les utilisateurs du réseau.

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

PARAMÈTRES INTRINSÈQUES

L'histoire du développement du réseau bruxellois se traduit directement dans les pyramides d'âge du parc du matériel en place dans le réseau. La figure 2.2 illustre la répartition en fonction de l'année de construction des principaux équipements en haute tension, à savoir les transformateurs, les disjoncteurs et les sectionneurs. La figure 2.3 montre la répartition en fonction de l'année de construction des liaisons. La figure 2.4 représente la répartition des équipements de protection selon leur technologie et le niveau de tension qu'ils protègent. La figure 2.5 donne la répartition en fonction de l'année de construction des équipements de protection mettant en lumière l'évolution des technologies utilisées, passant des protections électromécaniques aux protections électroniques puis numériques.

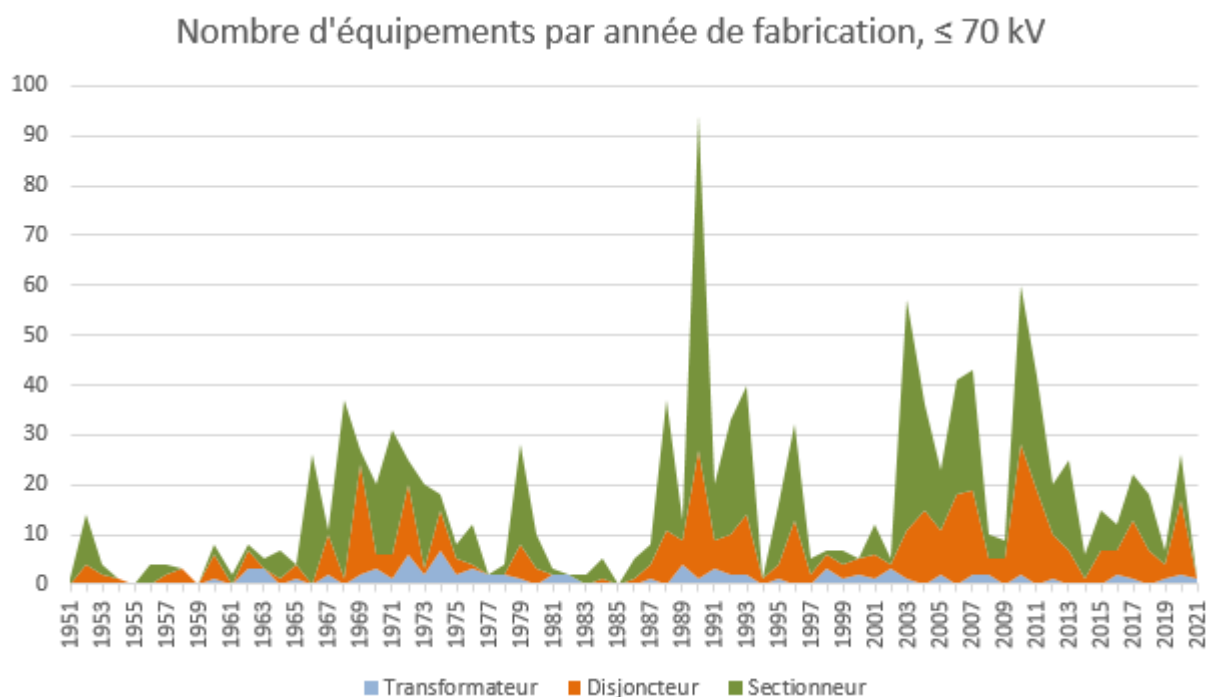


Figure 2.2 : Répartition des années de construction des principaux équipements en haute tension

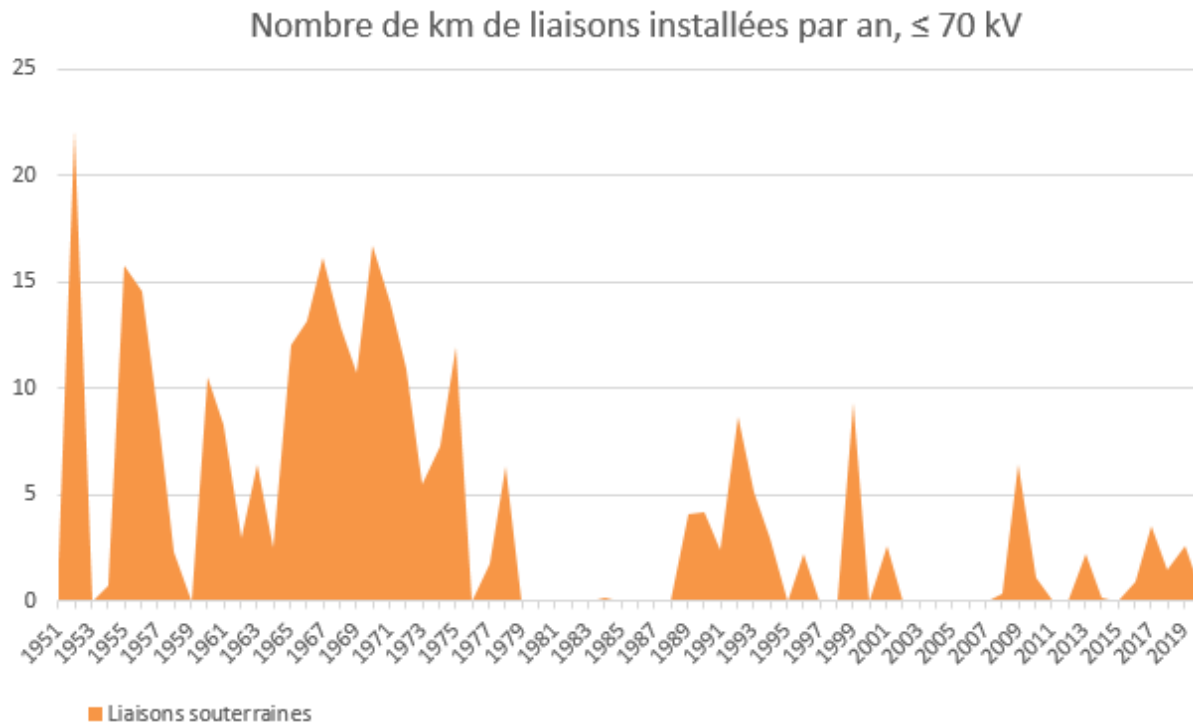


Figure 2.3 : Répartition des années de construction des liaisons

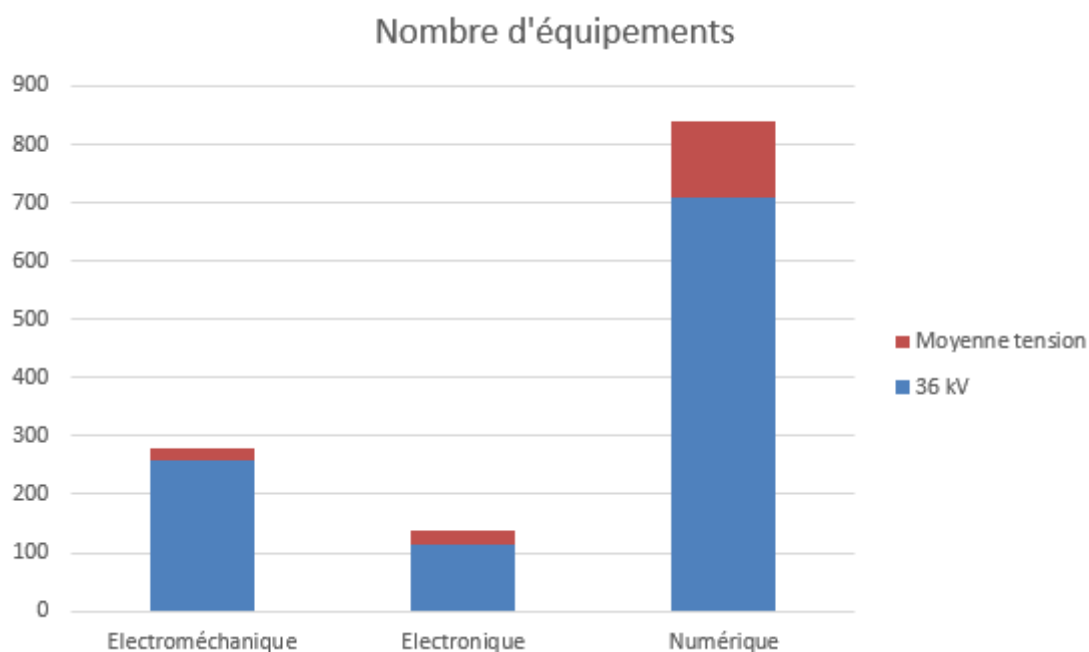


Figure 2.4 : Répartition des équipements de protection en fonction de la technologie et du niveau de tension

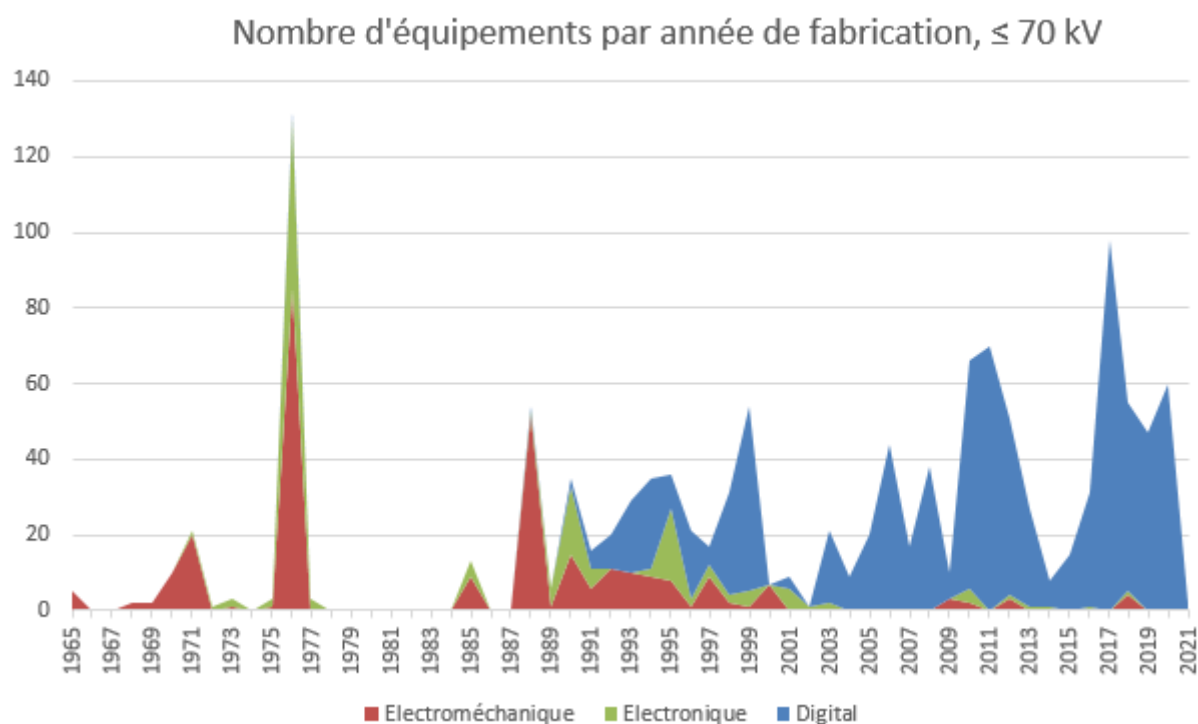
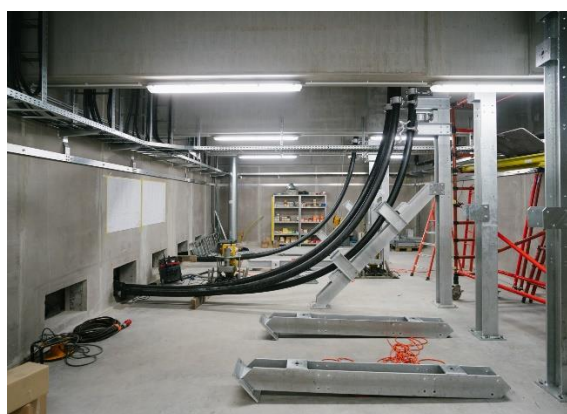


Figure 2.5 : Répartition des années de construction des équipements de protection

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

PARAMÈTRES EXTRINSÈQUES

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



2.2.5 Conformité fonctionnelle et technologique

2.2.5.1 Rendre les installations conformes à la nouvelle législation

Une évolution de la législation en matière environnementale ou de sécurité des personnes peut amener Elia à adapter ses installations ou à les remplacer de façon anticipée. A titre d'exemple, un projet actuellement en cours de lancement vise à équiper systématiquement tous les transformateurs d'une cuve de collecte d'huile avec filtre à coalescence. Les impositions légales relatives au bruit de nos installations peuvent également mener à des aménagements des postes à haute tension.

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

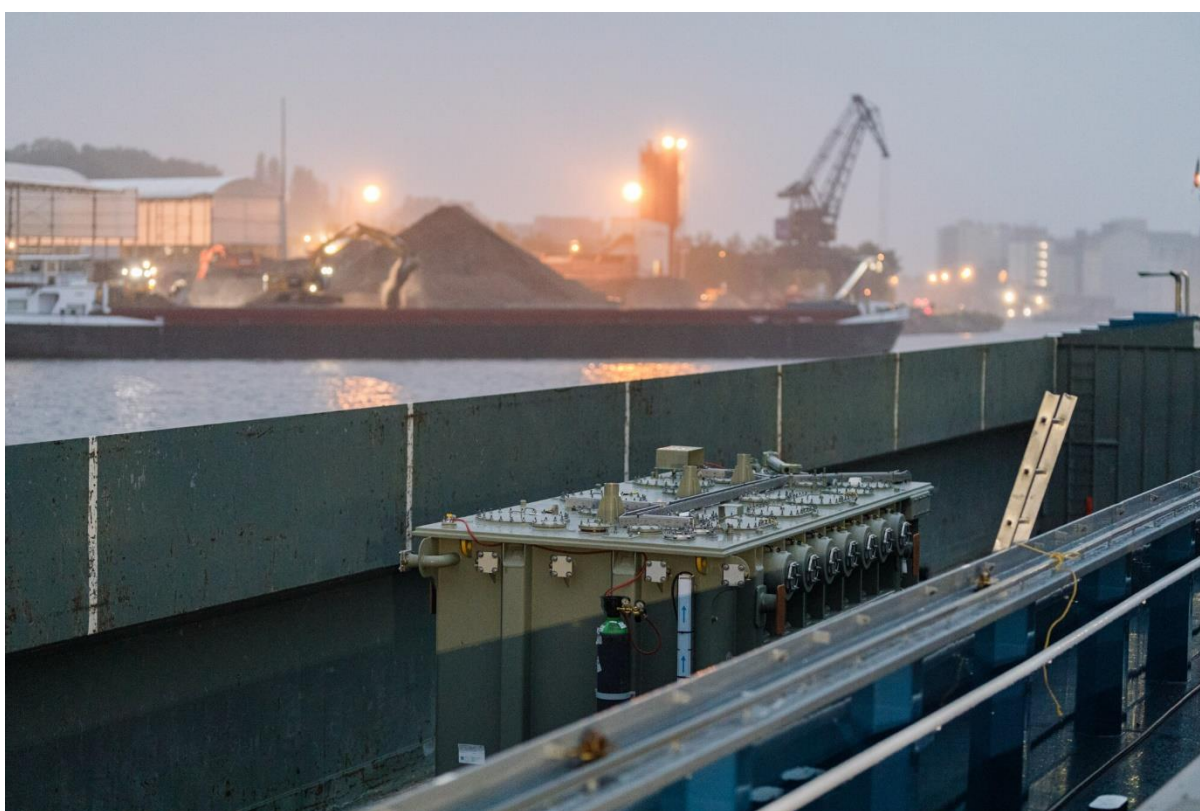
Dans le cadre de projets, des reconnaissances de l'état du sol, aussi bien sur le domaine public que dans les sites de postes à haute tension, sont parfois à développer. Sur base des résultats des analyses, la gestion des terres excavées est à inclure dans ces projets.

Outre le respect des législations en vigueur, Elia tente également d'anticiper l'évolution future du cadre légal (utilisation d'herbicides, possibles impositions plus strictes concernant l'amiante, ...).

2.2.5.2 Exploitation ou gestion plus efficace du réseau

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

- Black-Out Mitigation : investissements destinés à augmenter l'autonomie et la redondance des systèmes de back-up dans les postes et des systèmes de communication (de données) pour la gestion du système.
- Security : investissements destinés à renforcer le niveau de protection des postes, des assets, des bâtiments et du réseau IT en cas d'intrusion malveillante.
- Réseau de fibre optique : investissements destinés à étendre et renforcer le réseau de fibre optique lié à la demande croissante de bande passante pour les applications dans les sous-stations et à l'évolution du marché de la technologie TDM⁵ en technologie IP pour la communication de données et, en particulier, pour garantir le bon fonctionnement des appareils de protection et de surveillance.
- DLR (Dynamic Line Rating) : investissements destinés à installer des Ampacimons (= *dynamic line rating*) sur différentes lignes qui sont presque saturées afin de mieux évaluer leur capacité de transport réelle en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge.



⁵ Time Division Multiplexing

2.3 Méthodologie du développement du réseau

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

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



Figure 2.6 : Processus d'identification des projets du Plan d'Investissements

2.3.1 Différents futurs possibles

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

Pour mener à bien cet exercice, les tendances déterminantes pour les besoins en capacité de réseau ont été identifiées : la réalisation des objectifs régionaux en matière d'électricité, les objectifs climatiques européens, belges et régionaux, l'évolution de la consommation électrique, l'évolution du parc de production centralisé (nouveaux projets et mises hors service), et l'évolution du prix du CO₂.

2.3.2 Etablir les besoins

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

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

2.3.2.1 Études de load flow

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

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

- un modèle de *load flow*⁶ ;
- un modèle de calcul de la puissance de court-circuit dans chaque nœud du réseau⁷ ;
- un modèle de stabilité statique et dynamique d'un réseau⁸ ;
- un modèle de stabilité de tension⁹.

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

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

⁶ Les modèles de load flow analysent la répartition des flux électriques en fonction de la localisation de la production et de la consommation sur la base des lois de la physique.

⁷ Selon la méthode de superposition, permise dans la norme CEI 60909.

⁸ La stabilité statique et dynamique d'un réseau est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone des unités de production lorsqu'il est soumis à des perturbations respectivement faibles et importantes.

⁹ Le modèle de stabilité de tension permet de vérifier si les creux de tension entre les nœuds du réseau, générés par les transferts de puissance, restent dans des normes admissibles même en cas d'incident.

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

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

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

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

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

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



2.3.2.2 Des modèles pour la condition et la performance des équipements

L'infrastructure électrique d'Elia est l'une des plus fiables d'Europe¹⁰. Cette performance est entre autres le résultat d'une gestion optimisée des équipements du réseau prenant en compte l'ensemble des étapes de leur cycle de vie.

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

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

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

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

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

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

Dans le cadre du *Condition Based Asset Management*, Elia a mis sur pied une nouvelle activité : *Asset Condition & Control (ACC)*. L'équipe ACC utilise des données en ligne et hors

¹⁰ <https://www.elia.be/fr/publications/rapports-annuels>

ligne pour évaluer la condition des équipements. Les résultats de leurs évaluations sont ensuite utilisés afin d'optimiser les mesures de remplacement et d'entretien.

2.3.3 Élaboration de solutions

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

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

2.3.3.1 Intégrer des équipements permettant la maximalisation de l'utilisation de l'infrastructure en place

Pour contrôler en permanence les différents paramètres du réseau en termes de capacité, de production, de charge du réseau ainsi que les besoins des utilisateurs, un certain nombre de mesures et de contrôles doivent être réalisés tout au long de la chaîne production-transport-distribution-consommation afin de déterminer l'utilisation optimale du réseau. À cette fin, Elia dispose de systèmes de mesures, de contrôle et de commande de ses différentes infrastructures. Ces systèmes s'appuient sur un large réseau de télécommunication (voir section §2.2.5.2) entre les postes. À chaque occasion, Elia étend ces dispositifs et les modernise en utilisant les dernières technologies en la matière :

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

Par ailleurs, l'utilisation du *dynamic line rating* (voir section §2.2.5.2) sur les lignes aériennes qui sont presque saturées permet de mieux évaluer leur capacité de transport réelle, en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge.

2.3.3.2 Développer des produits et services combinant besoins des utilisateurs du réseau et contraintes de gestion du système électrique

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

Leur énumération exhaustive sort du cadre de ce Plan d'Investissements.

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

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

2.3.3.3 Critères d'évaluation des nouvelles infrastructures

Liaisons

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

Lorsque de nouvelles liaisons sont nécessaires, Elia favorise en règle générale la pose de câbles souterrains pour de nouvelles liaisons dans les niveaux de tension inférieurs ou égaux à 150 kV, dans le souci de minimiser l'impact environnemental du réseau. Dans ce cas, Elia étudiera plusieurs alternatives, restructurant parfois en profondeur un large périmètre de réseau afin de limiter les longueurs des liaisons souterraines.

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

Postes à haute tension

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

2.3.3.4 Réaliser de nouvelles infrastructures

Quand de nouvelles infrastructures sont envisagées pour développer de nouvelles capacités, les solutions envisageables sont évaluées et comparées au niveau de :

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

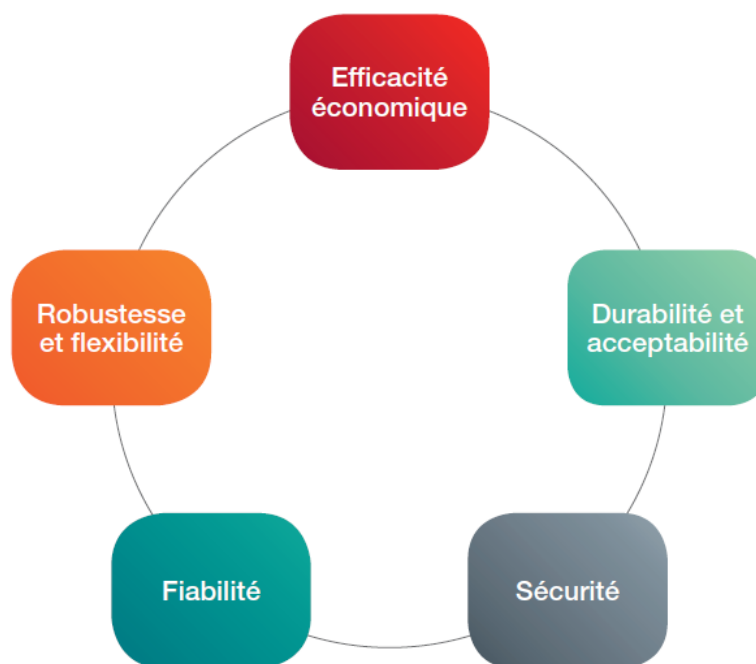


Figure 2.7 : Évaluation des solutions possibles

Sécurité

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

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

Fiabilité

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

Robustesse et flexibilité

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

Efficacité économique

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

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

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

Durabilité et acceptabilité

Dans le cadre du développement de ses infrastructures, Elia tend à limiter autant que possible l'impact de ses installations sur l'environnement et le cadre de vie. Cela se traduit par une approche proactive en amont et une analyse approfondie. Lorsque cela s'avère nécessaire, des mesures complémentaires peuvent être proposées afin de compenser et/ou atténuer cet impact. Cette politique est mise en œuvre grâce à une communication et une participation clairement définies avec l'objectif d'atteindre la meilleure solution concertée (cf. sujet est abordé plus en détail à la section §2.4.1.1), en s'inscrivant dans une approche durable et en répondant tant aux objectifs européens, belges et régionaux.



2.3.4 Programmation dynamique des investissements

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

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

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

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

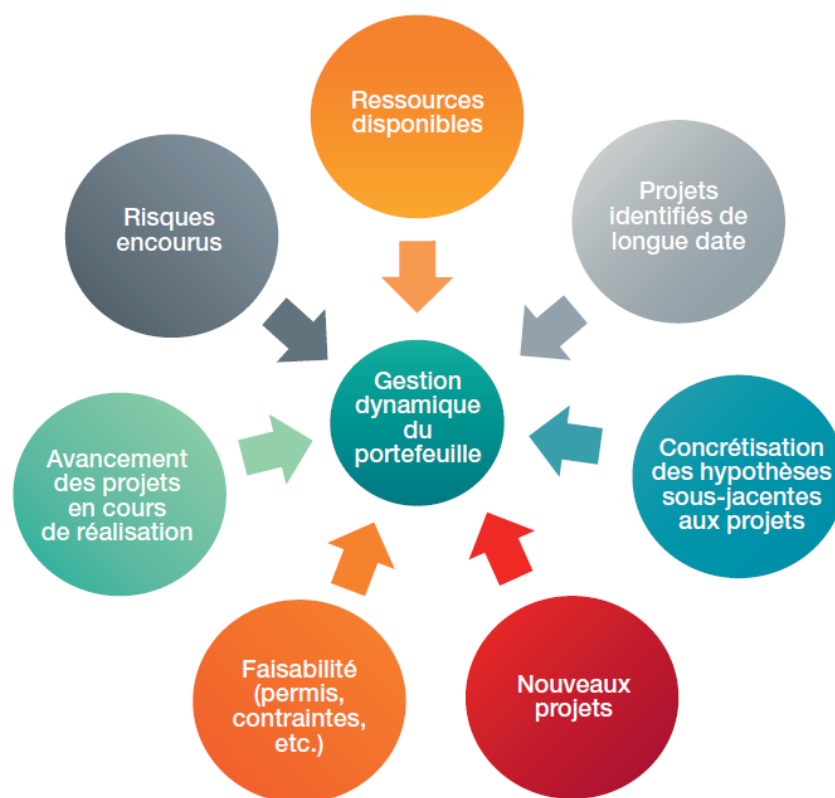


Figure 2.8 : Gestion dynamique du portefeuille de projets

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

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

En tant que gestionnaire de réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale, Elia agit dans l'intérêt de la communauté. Elia contribue par le biais de ses activités à l'approvisionnement électrique du pays et à la transition énergétique et s'efforce de mener ses activités en portant une attention maximale aux riverains, aux partenaires locaux, aux personnes concernées en général et à l'environnement. Dans cette optique, Elia a pris des mesures concrètes, préventives et curatives, à plusieurs niveaux.

Nous agissons dans l'intérêt de la communauté. Dans tout ce que nous faisons, nous nous demandons ce que veut la société et quelle est la valeur ajoutée que nous pouvons lui apporter.

2.4.1 Acceptation sociale des infrastructures

2.4.1.1 Participation et communication

Les travaux d'infrastructure ont parfois un impact significatif sur l'environnement des riverains, des commerçants et autres acteurs locaux. Afin d'assurer une indispensable compréhension des enjeux et d'obtenir le soutien nécessaire, Elia investit par conséquent dans des relations stables et de longue durée avec les parties prenantes aux niveaux fédéral, régional et local. Elia communique de manière transparente, est ouverte au dialogue et agit en tant que partenaire fiable vis-à-vis des riverains et des autorités.

2.4.1.2 Politique d'intégration visuelle

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

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

2.4.1.3 Politique en matière de champs électromagnétiques

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

Il existe au niveau européen et belge des valeurs limites claires auxquelles l'ensemble de nos installations doivent satisfaire, à savoir 100 μ T pour le champ magnétique. En Région de Bruxelles-Capitale, il existe par ailleurs, tout comme en Région Wallonne, des conditions sectorielles datant de 2005 quant à l'exploitation de transformateurs de puissance soumise à la limite de 100 μ T.

À proximité de nos installations à haute tension, l'exposition aux champs électriques et magnétiques est toutefois bien inférieure aux valeurs limites utilisées. Cependant, les effets potentiels à long terme d'une exposition quotidienne à de très faibles niveaux de champs magnétiques nourrissent bien des discussions depuis 40 ans. Des études épidémiologiques ont en effet révélé un lien très faible, mais néanmoins significatif d'un point de vue statistique, entre le fait d'habiter le long de lignes à haute tension et un risque accru de leucémie chez l'enfant. Les scientifiques restent toutefois nuancés par rapport à un éventuel lien causal, c'est-à-dire que les occurrences de leucémie infantile observées ne peuvent pas être attribuées à la présence des liaisons à haute tension. Bon nombre d'études n'ont pu démontrer aucun lien de cause à effet entre les champs magnétiques et la leucémie chez l'enfant. De récentes études épidémiologiques ont en outre modéré ce risque accru. Toutefois, l'incertitude subsistera tant qu'une démonstration scientifique ne sera pas apportée à ce lien statistique.



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

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.

2.4.1.4 Politique d'indemnités et de compensations

Elia a adopté plusieurs mesures pour pouvoir indemniser de manière correcte et acceptable les dommages occasionnés lors de travaux.

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

2.4.2 Sauvegarde de l'environnement

2.4.2.1 Politique de limitation des pertes sur le réseau

Elia tient compte de l'évolution des pertes d'énergie dans le réseau électrique et s'efforce de les maintenir au niveau le plus bas possible. Les pertes sur le réseau s'inscrivent dans le suivi de l'empreinte CO₂ d'Elia¹¹.

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

2.4.2.2 Politique de réduction des nuisances sonores

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

¹¹ (« Rapport sur l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Belgique », conformément à l'article 15.2 de la Directive européenne 2012/27/UE, 2015) et <https://www.elia.be/fr/durabilite/environnement/attenuation-des-changements-climatiques-et-emissions>)

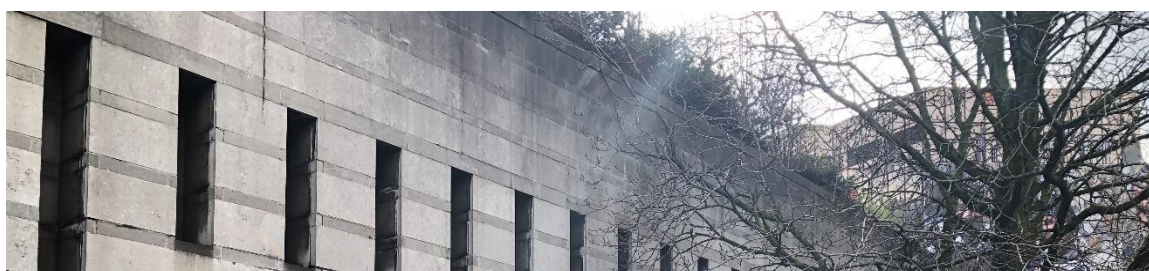
2.4.2.3 Politique de protection des nappes phréatiques et du sol

L'huile minérale contenue dans les transformateurs constitue la principale source potentielle de pollution du sol, des nappes phréatiques et des eaux de surface.

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

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

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



2.4.2.4 Politique de gestion des eaux dans les postes

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

- garantir que les eaux de pluie tombant sur les installations (transformateurs) soient toujours évacuées sans la moindre trace de pollution (à l'huile) (voir section §2.2.5.1) ;
- limiter les surfaces imperméables. Dans cette optique, les axes routiers sont aménagés avec des bacs de gravier renforcés et non plus de l'asphalte sur du béton. Les canalisations d'évacuation sont évitées pour les revêtements existants, et nous prévoyons un système naturel d'écoulement et d'infiltration à côté de la route. Enfin, l'eau de pluie sur les toits est récupérée pour être réutilisée (sanitaires) et le trop-plein est infiltré sur le terrain même.

2.4.2.5 Politique de protection de la nature¹²

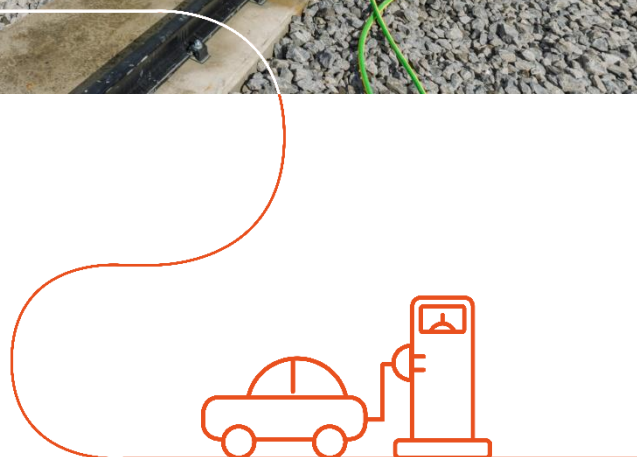
Les risques de collision pour les oiseaux concernent surtout les lignes aériennes à haute tension. Elia détermine les endroits de risques importants sur les lignes à haute tension sur base des études des organisations de protection des oiseaux Natuurpunt et Natagora. Le balisage est ensuite intégré dans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

Aucun arbre ne peut pousser à proximité des lignes à haute tension afin de prévenir tout court-circuit ou problème de sécurité causés par les chutes d'arbres. Jusqu'il y a peu, la gestion régulière consistait à libérer de toute végétation ascendante un couloir passant sous les lignes, et ce, tous les 5 à 8 ans. Dans le cadre de la nouvelle approche, Elia effectue une analyse pour les lignes à haute tension nouvelles et existantes en fonction du tracé (prévu). Nous déterminons si, dans les zones boisées, les espaces naturels, voire même sous les pieds de pylône dans les régions agricoles, le corridor traversé par la ligne, qui doit normalement être libéré de toute végétation ascendante, peut tout de même être aménagé afin de créer une valeur ajoutée pour la nature environnante en apportant des végétations stables, et ce, selon les principes du projet Life Elia¹³. Cette nouvelle approche est non seulement bénéfique pour la biodiversité mais générera aussi des frais d'entretien du réseau moins élevés à terme.

¹² <https://www.elia.be/fr/durabilite/environnement/reduire-impact-sur-environnement>

¹³ <https://www.elia.be/fr/durabilite/environnement/biodiversite-et-rehabilitation-des-habitats-naturels>

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



3.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport régional

Parmi les nombreux facteurs influençant le dimensionnement, deux jouent un rôle important : les prévisions de charge et le raccordement de nouvelles productions décentralisées au niveau local. Pour déterminer les prévisions de consommation au niveau local, une réunion avec chaque gestionnaire de réseau de distribution est organisée annuellement. Les données au niveau de la production décentralisée sont échangées à une fréquence plus importante. Par ailleurs, Elia demande à ses clients directs l'estimation de leur propre évolution en termes de consommation et de production.

Les hypothèses à la base de ce plan d'investissements 2022-2032 sont caractérisées par une tendance générale à l'augmentation modérée de la consommation. A l'horizon de ce plan, une légère croissance est prévue, avec un coefficient moyen d'accroissement annuel¹⁴ de 1,03% de l'énergie brute prélevée par les utilisateurs du réseau.

Par ailleurs, sur base des discussions avec le gestionnaire de réseau de distribution et sur base de sa propre expérience, Elia estime les productions décentralisées susceptibles de se raccorder sur les réseaux de distribution ou sur le réseau Elia.



Cela ne conduit pas forcément, d'un point de vue de la planification, à un soulagement des réseaux, car la disponibilité de la production décentralisée n'est pas garantie dans la plupart des moments qui sont critiques pour le dimensionnement des réseaux, par exemple lors de la pointe.

Une croissance importante de la production décentralisée peut par ailleurs donner naissance à des réseaux moyenne tension au sein desquels la production est plus élevée que la consommation locale. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité doit

¹⁴ L'approche utilisée pour déterminer l'évolution de la consommation totale d'électricité belge est décrite dans la dernière étude d'Adequacy et Flexibilité 2020-2030 (https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study_en.pdf, section 2.5.1.1).

faire en sorte que cet excédent de production soit acheminé vers d'autres lieux de consommation, parfois par le développement de nouvelles infrastructures de réseau. La collaboration entre Elia et les gestionnaires de réseau de distribution concernés joue ici un rôle capital dans la mise au point de solutions optimales, sur le plan technique et économique, pour la communauté.

3.2 Visions générales du développement des réseaux de transport régional

3.2.1 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 Distribution¹⁵. C'est la raison pour laquelle ce Plan d'Investissements 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 de 36 kV. Une évolution vers un niveau de tension plus élevé, tel que le 150 kV, permettant un accroissement de la puissance transportée, 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. Elle limite également l'infrastructure du réseau total lorsque le réseau 36 kV, qui présente en outre des besoins de remplacement, est démantelé.

Il apparaît également préférable de prévoir une transformation vers les réseaux à moyenne tension à partir des niveaux de tension plus élevés plutôt que du réseau 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 à population plus dense ou industrielles.

Une évolution vers un niveau de tension plus élevé est également préférable en cas de restructurations importantes du réseau. De nombreux postes, transformateurs moyenne tension et liaisons du réseau 36 kV arrivent en effet en fin de vie, constituant 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 du réseau 36 kV tout en limitant la fonction de transport de ce réseau. Cela peut également s'avérer nécessaire lorsque 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.

¹⁵ L'optimum est donc également concerté avec le GRD concerné.

3.2.2 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 3.1 illustre la capacité traditionnelle restante dans les points de fourniture de la capitale. Dans 40 points de fourniture, il est encore possible de raccorder au minimum 80% de la puissance garantie en production décentralisée. Les sous-stations de De Greef, Marly, Schaerbeek, Houtweg et Drogenbos ont une capacité restante entre 68 et 80% de leur puissance garantie (ce qui correspond à 25,28 MVA, 23,67 MVA, 42,28 MVA, 21,63 MVA et 39,87 MVA respectivement). Le point de fourniture de Marly est partagé avec Fluvius. 7,8 MVA de panneaux photovoltaïques et de cogénération y sont raccordés.

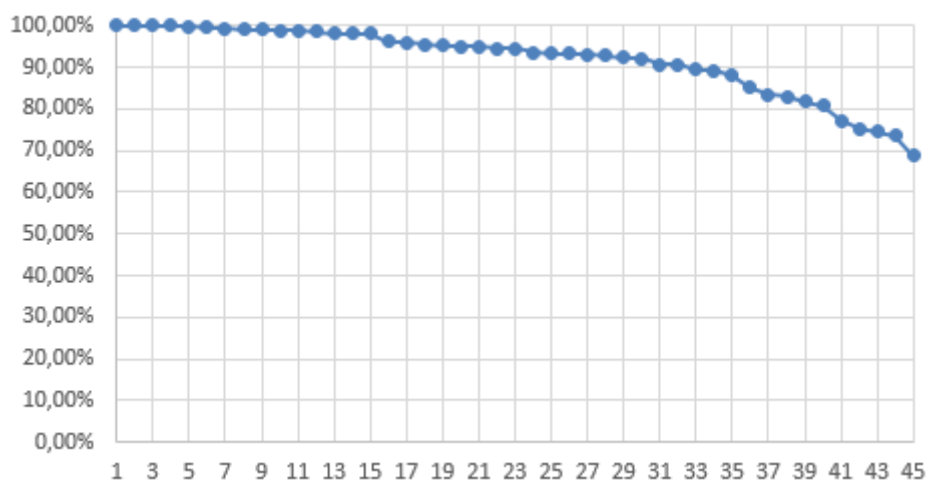


Figure 3.1 : Capacité traditionnelle restante dans les points de fourniture de Bruxelles

3.2.3 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.

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

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

Afin de faire face à l'évolution démographique à Bruxelles, le Gouvernement bruxellois a mis en place une politique volontariste d'aménagement du territoire et a identifié dix nouveaux quartiers qui seront développés à terme dans le but de répondre à cette augmentation.

Pour assurer l'alimentation de la zone du Canal, du site de Tour & Taxis et du site de Schaerbeek-Formation, le réseau Elia dispose de plusieurs postes forts à proximité du canal susceptibles d'absorber l'augmentation de consommation :

- le poste 36 kV Point-Ouest au centre-ville près du canal ;
- les postes Chomé-Wijns et Quai Demets près des abattoirs (il n'y a pas de cabine MT à Quai Demets à l'heure actuelle, mais la création d'un point d'injection y est possible) ;
- le poste 150 kV Héliport situé près de Tour & Taxis ;
- les postes Schaerbeek 150 kV et Buda 36 kV proches du site Schaerbeek Formation.

La restructuration du pôle Reyers, ainsi que les sites de « Josaphat » et « Delta » acquis par la Région sont également considérés pour la construction de logements. La puissance fournie conventionnelle du poste Josaphat, proche du site du même nom, sera augmentée à moyen terme suite au remplacement des transformateurs arrivant en fin de vie. A côté du site de Delta, les postes 150 et 36 kV Ixelles et Volta devraient également être en mesure d'absorber l'augmentation de la consommation.

La restructuration du plateau du Heysel (notamment via le projet Neo) est en cours d'étude en partenariat avec les gestionnaires de réseaux de distribution.

Ensuite viennent la reconversion des prisons de Saint-Gilles et de Forest, le développement du pôle Midi, le quartier de la gare de l'Ouest, le site des casernes d'Etterbeek, la zone Otan Léopold III. Il existe encore peu d'informations concrètes au sujet de ces sites. L'éventuel impact sera analysé en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution.

D'autres besoins de renforcements locaux pourraient par ailleurs être identifiés et réalisés en fonction de l'évolution future de la consommation.

Le développement du réseau bruxellois tient également compte des facteurs suivants : la sortie des réseaux 5 et 6,6 kV à Bruxelles, le transfert des activités TTC (Télé-Commande Centralisée) et l'arrivée des véhicules électriques. Ceux-ci sont repris de manière plus détaillée dans les sections suivantes.

3.2.3.1 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.

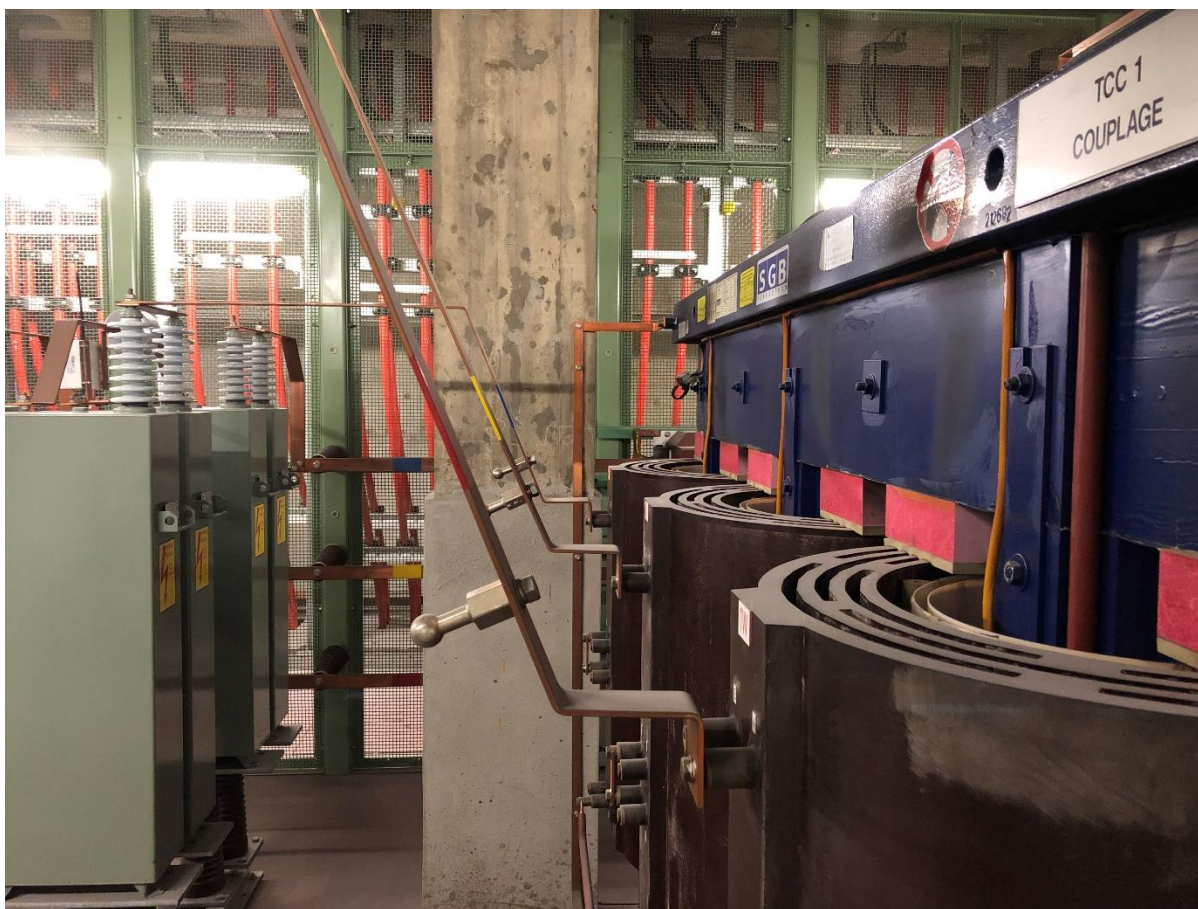
Une note conjointe concernant l'élimination à terme du réseau 5 et 6,6 kV à Bruxelles existe. Les solutions techniques y ont été définies pour chaque poste concerné et s'inscrivent de manière cohérente avec les investissements planifiés dans le cadre du présent Plan d'Investissements.

3.2.3.2 Transfert des activités TCC

En concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution, un plan de transfert des activités TCC (Télé-Commande Centralisée¹⁶) a été établi en 2014. Pour fin 2021 au plus tard, le gestionnaire du réseau de distribution assurera ce service de manière autonome.

Le plan de sortie concerté représente un « optimum technico-économique » cohérent, à la fois avec la vision du GRD sur la reprise de la TCC, et avec la position d'Elia quant au démantèlement progressif de ses installations. Ce plan se traduit par un programme d'investissements dont la réalisation et les éventuels besoins adaptations sont évalués sur base régulière par Elia et le GRD.

¹⁶ Le service TCC permet l'envoi d'informations vers les compteurs via la génération d'impulsions à une fréquence donnée



3.2.3.3 Arrivée des véhicules électriques

En tant que gestionnaire du réseau de transport national, Elia suit de près les évolutions et études européennes en la matière. Si l'impact sur le réseau est faible à court terme, il pourrait devenir significatif d'ici 10 à 15 ans. Elia travaille conjointement avec les gestionnaires de réseau de distribution sur le développement d'un accès flexible et intelligent des véhicules électriques au réseau. Eurelectric a mené une enquête en 2021 auprès de ses membres dont le rapport s'intitule « Debunking the myth of the grid as a barrier to e-mobility »¹⁷. Celle-ci montre que la recharge des véhicules électriques – 70 millions en Europe d'ici 2030 – ne représente qu'une part de 8% des investissements nécessaires pour la modernisation des réseaux. Néanmoins ces investissements peuvent être réduits au moyen de chargeurs intelligents et flexibles (gestion de la demande) afin d'utiliser les réseaux existants de façon optimale.

¹⁷ https://cdn.eurelectric.org/media/5275/debunking_the_myth_of_the_grid_as_a_barrier_to_e-mobility_-_final-2021-030-0145-01-e-h-0F0F06B9.pdf?utm_source=Brussels+Update+mailing+list&utm_campaign=9c873c694d-EMAIL_CAMPAIGN_2019_11_05_04_57_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_affd84c1d9-9c873c694d-129706066

3.3 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 :

- 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 4 (voir §4.3).

3.3.1 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.

3.3.2 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 §2.3.2.1). Les surcharges potentielles peuvent ainsi être détectées à l'avance. Certains goulets d'étranglements – c'est-à-dire les points critiques où les critères techniques d'adéquation ne sont plus respectés suite, par exemple, à l'évolution de la consommation d'électricité et/ou du parc de production – sont ainsi anticipés sur le réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale. Ceux-ci concernent principalement le centre de Bruxelles, caractérisé par une progression de la consommation électrique, entraînant à terme une saturation des réseaux 36 kV et de la transformation vers la moyenne tension.

3.3.3 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.

Trois types d'investissements peuvent être envisagés dans le cadre du Plan d'Investissements au niveau du renforcement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale :

- les investissements nécessaires pour faire face à l'accroissement des consommations du réseau à moyenne tension ;
- les investissements relatifs à la restructuration du réseau 36 kV et visant à une configuration en poches 36 kV plus indépendantes alimentées par trois transformateurs 150/36 kV ;
- les investissements nécessaires pour raccorder les unités de production décentralisées.



Le lecteur est renvoyé aux sections suivantes :

- §2.3 pour de plus amples informations au sujet des critères de développement de réseau de transport régional ;
- §2.2.2 et §3.2.2 pour de plus amples informations au sujet de l'intégration des énergies renouvelables et décentralisées.

Des études ont été réalisées sur l'évolution à long terme du réseau bruxellois. Les résultats sont présentés en §5.4 pour l'ouest de Bruxelles et §5.18 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.



3.4 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.

3.4.1 Objectifs en matière de fiabilité d'approvisionnement

3.4.1.1 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 2020, ce réseau comportait 313 km de câbles souterrains 36 kV et 54 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 2020 a été transmis le 31 mars 2021. 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).

3.4.1.2 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) : 3,99 min / consommateur ;
- fréquence des interruptions (AIF) : 0,09 interruption / consommateur ;
- durée moyenne des interruptions (AID) : 38,37 min / interruption.

Ces valeurs cibles, ainsi que celles reprises à la figure 3.2 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.

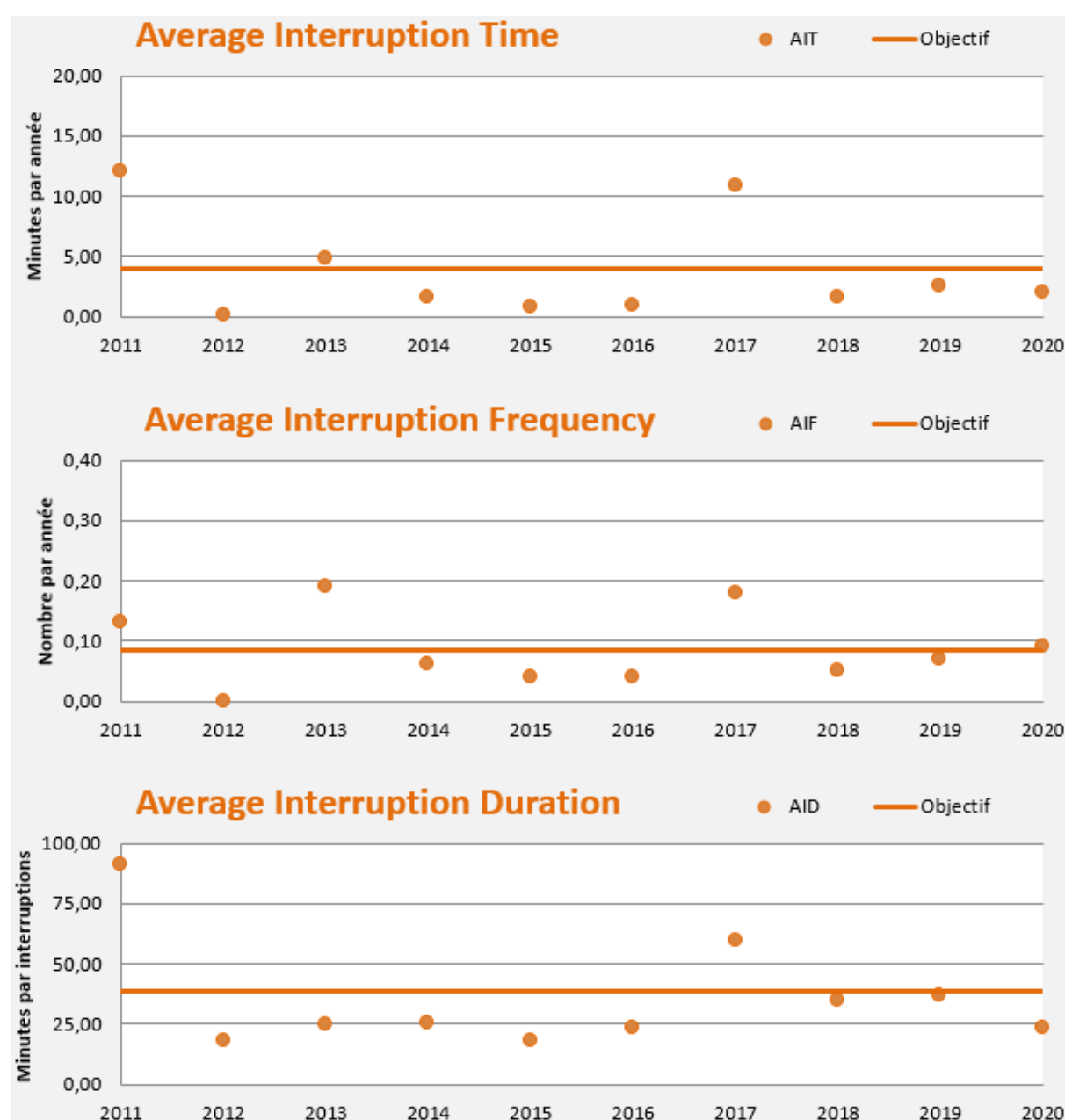


Figure 3.2 : Evolution des indicateurs de fiabilité sur les 10 dernières années

3.4.2 Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent

Depuis le 1^{er} 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. Deux événements importants ont nécessité une intervention urgente des services de garde d'Elia sur le réseau de transport régional.

- Le 18/09/2020, le câble 36 kV reliant Molenbeek à Quai Demets est endommagé par un tiers et déclenche. Le transformateur 150/36 kV de Quai Demets étant alors hors service pour une intervention, le poste de Démosthène tombe hors tension. L'intervention est alors immédiatement arrêtée et le transformateur de Quai Demets est restitué en urgence afin de permettre la réalimentation du poste 11 kV de Démosthène.
- Le 05/02/2021, le transformateur 36/11 kV du poste de Scailquin déclenche suite à un court-circuit sur le câble 36 kV reliant Scailquin à Schaerbeek. Pour rétablir la situation, le câble en défaut doit être isolé localement. Un agent est envoyé en urgence sur place, mais il trouve l'accès principal au poste bloqué par des travaux tiers. Il doit attendre l'arrivée d'un agent du GRD pour avoir accès aux installations Elia.



3.4.3 Politique en matière d'efficacité énergétique

3.4.3.1 Contexte légal

La Directive européenne 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique a été adoptée le 25 octobre 2012. Cette directive comporte une multitude de dispositions, dont quelques-unes ont trait au transport et à la distribution d'électricité. L'article 15, §2 dispose en particulier :

« Le 30 juin 2015 au plus tard, les États membres veillent à ce que :

- une évaluation soit réalisée en ce qui concerne le potentiel d'efficacité énergétique de leurs infrastructures de gaz et d'électricité, en particulier sur le plan du transport, de la distribution, de la gestion de la charge et de l'interopérabilité, ainsi que du raccordement des installations de production d'électricité, y compris les possibilités d'accès pour les micro-installations de production d'énergie ;*
- des mesures concrètes et des investissements soient identifiés en vue d'introduire des améliorations rentables de l'efficacité énergétique dans les infrastructures de réseau, avec un calendrier pour leur introduction. »*

Au terme de discussions entre les gestionnaires de réseau au sein de l'association Synergrid et d'une concertation entre, d'une part, les gestionnaires de réseau (Synergrid) et, d'autre part, l'ensemble des régulateurs (FORBEG), une décision a été prise quant à la manière dont les principes énoncés seront mis en œuvre. En 2014, les gestionnaires de réseau ont réalisé « l'étude Synergrid » en réponse à l'article 15.2 de la directive relative à l'efficacité énergétique 2012/27/UE du Parlement et du Conseil Européen à la date du 25 octobre 2012 (v2015.02.10) et remis celle-ci le 12 février 2015 aux régulateurs et autorités compétentes.

L'analyse se concentrait sur deux objectifs centraux : la diminution de l'utilisation d'énergie et l'utilisation plus efficace de l'infrastructure (de réseau). Plusieurs mesures touchant trois domaines différents, à savoir les investissements, l'exploitation et les comportements, ont été étudiés en vue de réaliser ces objectifs de manière optimale.

3.4.3.2 Etude Synergrid sur l'efficacité énergétique

Le tableau ci-dessous, repris de l'étude Synergrid réalisée en 2014, décrit l'ensemble des mesures étudiées par les gestionnaires de réseaux :

	Influence principale sur l'efficacité		
	Réduction consommation d'énergie	utilisation efficace de l'infrastructure disponible	utilisation du potentiel dépend du comportement des utilisateurs réseaux?
Augmentation de la tension existante dans les réseaux de distribution HT et BT	X	(x)	non
Choix optimal de la section du câble	X		non
Utilisation des transformateurs de distribution (plus) efficaces au niveau énergétique	X		non
Réduction de l'autoconsommation des postes et cabines ou autoconsommations par production locale	X		non
Réduction du nombre de déplacements grâce à télécommande / télérelevage	X		non
Choix ciblé d'un point ouvert dans une boucle de distribution	X	(x)	non
Installation d'un transformateur de distribution autorégulant		X	non
Dynamic line rating		X	non
Raccordement avec accès flexible		X	oui
Impact des tarifs adaptés sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure du réseau	X	X	oui
Le gaz naturel: applications innovatives au gaz naturel		X	oui
Le gaz naturel comme carburant pour véhicules		X	oui
Potentiel d'efficacité de l'éclairage public	X		dépend du type de convention entre GR et commune

Tableau 3.1 : Répartition des moteurs des investissements

Elia a étudié plusieurs de ces mesures en vue d'évaluer leur potentiel et de définir les moyens nécessaires à une mise en œuvre efficiente de ces dernières. Certaines mesures sont déjà complètement ou partiellement mises en œuvre, d'autres nécessitent plus d'analyse et sont encore en phase d'évaluation.

La section suivante fournit un statut et une explication sur les différentes mesures étudiées par Elia.

3.4.3.3 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%¹⁸ 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 §5.4 et §5.18), 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 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).

¹⁸ 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%.

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 une série d'installations techniques (batteries, sécurités, redresseurs...) ainsi que le chauffage et l'éclairage des bâtiments dans lesquels se trouvent ces installations techniques. L'ensemble est désigné par les termes « services auxiliaires ». Ces services auxiliaires sont souvent alimentés directement par le réseau à haute tension Elia via les transformateurs de services auxiliaires. Ces alimentations ne disposant pas de compteurs, il n'existe pas d'informations fiables à propos de la consommation propre des postes et cabines.

Le réseau Elia en Belgique comprend quelques 800 postes à haute tension (y compris des postes clients) dont environ 470 postes avec des services auxiliaires qui sont la propriété d'Elia.

Afin d'obtenir des informations fiables et structurées pour évaluer la consommation des services auxiliaires, un projet a été entrepris pour équiper plusieurs postes de comptages sur leurs services auxiliaires.

Une sélection de 60 postes a été faite sur l'ensemble du réseau Elia, ces postes représentant un échantillon statistiquement significatif. Ces postes ont été équipés de compteurs sur l'alimentation principale des services auxiliaires. Pour 19 postes, des compteurs additionnels ont été placés sur les différents éléments de consommation (luminaires, chauffage, batteries, ...).



Le placement des comptages, presque 400 au total, a été finalisé en 2016. Suite à un problème de configuration de ces derniers, les mises en service ont dû être décalées à la mi-2018 – début 2019. Avec les comptages de 2019 et 2020, nous disposons de données sur la consommation pour deux années complètes. Les consommations enregistrées varient entre moins de 20 MWh par an pour les plus petits postes et 500 MWh par an pour les plus grands sites avec plusieurs plans de tension.

Les données des compteurs additionnels installés dans les 19 postes indiquent clairement que le chauffage est le consommateur principal. Il intervient pour au minimum 30% dans la consommation annuelle des services auxiliaires. Pour les sites disposant de vieux bâtiments, cela peut même monter jusqu'à 60%. Le second plus gros consommateur est la famille des ensembles batteries-redresseurs. La consommation des batteries est toutefois nettement inférieure à celle des chauffages. Elle varie entre 5 et 30 MWh par an et représente en moyenne 20% de la consommation annuelle. Elle sert à alimenter les équipements de contrôle, de commande ainsi que les équipements de protection. Plus la sous-station est importante, plus la consommation pour ces fonctions est importante.

Des analyses plus approfondies relatives aux différents consommateurs dans les 19 postes équipés de compteurs additionnels sont en cours. Elles se penchent notamment sur les caractéristiques des bâtiments et des installations. Elles permettront d'identifier les principaux éléments de consommation dans les postes à haute tension Elia ainsi que les améliorations envisageables.

Outre les mesures déjà entreprises dans les postes existants (voir plus bas), des mesures supplémentaires telles que l'installation de panneaux solaires, de pompes à chaleur etc. seront également envisagées. Pour ce type de mesures plus complexes en technicité, des *proof of concept* (PoC) seront réalisés avant une mise en œuvre à grande échelle. Le cas échéant, les mesures seront discutées avec le(s) régulateur(s) concerné(s) avant d'être implémentées.

A titre illustratif : équiper un poste¹⁹ avec 300 m² de panneaux photovoltaïques revient à environ 75.000 € et permet une production annuelle de 34,5 MWh. Sans prise en compte d'éventuels certificats verts, le retour sur investissement est d'environ 25 ans. L'énergie produite ne serait bien évidemment utilisée que pour compenser la consommation des postes. Elle ne serait pas mise sur le marché. De cette manière, les règles relatives à l'*unbundling* du gestionnaire de réseau sont respectées. Cela est déjà d'application dans la Région de Bruxelles-Capitale, où des panneaux photovoltaïques ont été installés sur le toit du bâtiment passif de Monnoyer.

Une analyse des surfaces disponibles en toiture dans les sous-stations sélectionnées démontre que le placement de panneaux solaires ne pourrait compenser que

¹⁹ 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.

partiellement la consommation propre des sous-stations : dans beaucoup de sous-stations, l'énergie produite au cours d'une année serait inférieure à celle consommée par les services auxiliaires.

Sur base des connaissances actuelles, une série de mesures sont déjà entreprises pour les postes existants : isolation des toitures et des murs, remplacement des portes et fenêtres, renouvellement du système de chauffage et des thermostats, amélioration du réglage de la ventilation, recours à des éclairages LED, ...

Un audit des toitures des bâtiments dans les postes a également été réalisé. Sur base des résultats de cet audit, un programme a été établi en vue de renouveler et d'isoler 1650 m² de toitures annuellement.

Lors de la construction de nouveaux postes, l'amélioration des performances énergétiques est également prise en compte. Une étude réalisée par Arcadis a démontré que les nouveaux bâtiments construits par Elia sont suffisamment isolés. Une isolation supplémentaire permettrait d'économiser de l'énergie de chauffage en hiver, mais cette économie serait compensée par un besoin de rafraîchissement en été. Des lignes directrices ont également été établies pour déterminer s'il faut isoler une toiture lors de son remplacement ou rénovation (partielle).



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 180.000 assets. Les équipements concernés sont les transformateurs de puissance, les réactances shunt, les disjoncteurs, les sectionneurs et les transformateurs de mesure à partir du 70kV dans 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.

Elia a également développé en 2018 un système pour des essais mensuels et automatiques des diésels 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 2020, plus de 500 essais automatiques ont été réalisés, alors que quelques 240 essais avaient été réalisés en 2019. Cela a ainsi permis à Elia d'épargner un nombre équivalent de déplacements. Le déplacement moyen étant d'environ 80 km, plus de 40.000 km de déplacement ont

été évités. L'économie sera encore plus grande en 2021, étant donné que le nombre de diésels va continuer d'augmenter.

En 2021, Elia ajoutera encore plus d'assets dans l'ACC. Les développements sont en cours pour la maintenance à distance des batteries. 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.

Le développement d'un Remote Reading Tool est au programme de l'ACC Elia 2021-2022. 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.

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 ci-dessous et en §3.2.2) et l'absence de lignes aériennes dans le réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale, cette mesure n'est mentionnée qu'à titre informatif dans le cadre du présent plan.

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

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

Mise hors tension des transformateurs de réserve – Statut : Réalisé

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

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

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

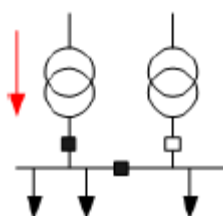


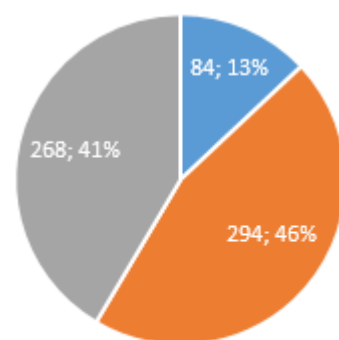
Figure 3.3 : Mise hors tension d'un transformateur de réserve

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

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

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

Sont concernés les transformateurs vers la distribution avec une tension primaire ≤ 70 kV, soit un total de 646 transformateurs au sein du réseau Elia. L'étude est limitée aux transformateurs qui étaient en service au 1/04/2021. Le parc est réparti dans les trois régions du réseau belge : Wallonie, Bruxelles-Capitale et Flandre.



■ Bruxelles ■ Flandre ■ Wallonie

Figure 3.4 : Répartition des transformateurs de distribution <= 70kV

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%.

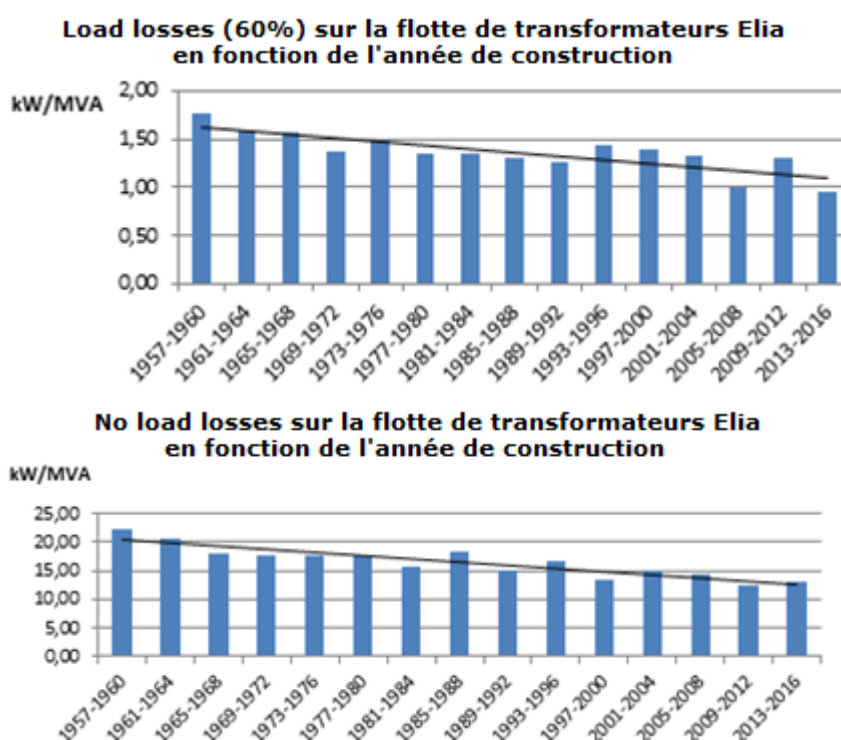


Figure 3.5: Pertes des transformateurs

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.

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).

Remplacements de transformateurs ≤ 70 kV prévus d'ici 2025

Region	A remplacer d'ici 2025	Flotte totale
Bruxelles-Capitale	10	84
Flandre	30	294
Wallonie	39	268
Total	79	646

Tableau 3.2 : Nombre de transformateurs remplacés d'ici 2025

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.





4. Inventaire des projets



Le réseau de référence considéré dans le cadre du Plan d'Investissements 2022-2032 est le réseau en service au 1 mai 2021. 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 d'Investissements.
- 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.

4.1 Tableau des mises en service réalisées

La table 4.1 reprend les projets qui ont été réalisés depuis le plan d'investissements précédent.

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2022-2032	Année mise en service Plan 2021-2031	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvi- sionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
(Charles-Quint)	Nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA dans un nouveau poste 150 kV	Réalisé	2021	2021	✓						150/11	5.1.1
(Charles-Quint - Pachéco)	Nouveau câble 150 kV	Réalisé	2020	2020	✓	✓					150	5.1.2
(Dhanis - Ixelles)	Remplacement d'un câble 150 kV	Réalisé	2020	2020	✓	✓					150	5.31
Monnaie	Remplacement de la cabine MT	Réalisé	2020	2020		✓		✓			11	5.5
Naples	Passage de 5 kV en 11 kV	Réalisé	2020	2020				✓			11	5.33
Pachéco	Mise en antenne et remplacement des transformateurs 36/11 kV et de la cabine MT	Réalisé	2020	2020	✓	✓		✓			36/11	5.1.2
(Pachéco)	Nouveau transformateur 150/11kV dans un nouveau poste 150 kV	Réalisé	2020	2020	✓	✓		✓			150/11	5.1.2

Table 4.1 : Projets réalisés depuis le plan d'investissements précédent

4.2 Tableau des adaptations du réseau de transport régional

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2022-2032	Année mise en service Plan 2021-2031	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvelément d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
Américaine - Nouveau Ixelles	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2030	2030		✓					36	5.34
Berchem-Ste-Agathe	Mise hors service du poste 36 kV	En exécution	2022	2022	✓	✓					36	5.4.1
(Berchem-Ste-Agathe)	Création d'un nouveau poste 150 kV	En exécution	2022	2022	✓	✓		✓			150	5.4.1
(Berchem-Ste-Agathe - Bruegel)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2022	2022	✓	✓					150	5.4.1
(Berchem-Ste-Agathe - Molenbeek)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2022	2022	✓	✓					150	5.4.1
Botanique	Remplacement des protections	A l'étude	2028	2028		✓					36	5.3
Botanique - Héliport A	Remplacement de deux câbles 36 kV	En exécution	2021	2021		✓					36	5.4.3
Botanique - Héliport A	Remplacement d'un câble 36 kV	En exécution	2021	2021		✓					36	5.4.3
Bovenberg	Remplacement des protections	Planifié	2026	2025		✓					36	5.42
Bovenberg - Woluwé	Remplacement de trois câbles 36 kV	Planifié	2030	2029		✓					36	5.46
(Bruegel - Héliport)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2022	2020	✓	✓					150	5.4.1
(Bruegel - Molenbeek)	Mise hors service d'un câble 150 kV	En exécution	2023	2022	✓	✓					150	5.4.1
(Bruegel - Molenbeek)	Mise hors service d'un câble 150 kV	En exécution	2023	2022	✓	✓					150	5.4.1
Buda	Rénovation du poste 36kV	En exécution	2023	2022		✓					36	5.19
Buda - Marly	Nouveau câble 36 kV	En exécution	2023	2023	✓	✓		✓			36	5.19
Buda - Marly	Remplacement d'un câble 36 kV	En exécution	2023	2023		✓		✓			36	5.19

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2022-2032	Année mise en service Plan 2021-2031	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvi- sionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
Centenaire - Essegem	Remplacement d'un câble 36 kV	A l'étude	2030	2029		✓					36	5.4.3
Centenaire - Schaerbeek	Remplacement d'un câble 36 kV	A l'étude	2030	2029		✓					36	5.4.3
Charles-Quint	Remplacement de la cabine MT	Planifié	Piste	Piste		✓		✓			36/11	5.2
Charles-Quint	Installation d'un 2ème transformateur 150/11 kV et démontage du poste 36 kV	A l'étude	2027	2026	✓	✓		✓			36	5.1.1
Chome-Wyns	Remplacement des protections et mise en antenne sur Drogenbos	Planifié	2027	2026		✓					36	5.14
Chome-Wyns - Drogenbos	Remplacement des câbles 36 kV par deux nouvelles liaisons vers Quai Demets	Planifié	2027	2026		✓					36	5.4.3
De Cuyper	Remplacement de la cabine MT et des protections	Décidé	2022	2022		✓		✓			36/11	5.12
De Cuyper - Drogenbos	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2030	2028		✓					36	5.13
De Greef	Remplacement protections et mise en antenne sur Essegem	A l'étude	2026	2026		✓					36	5.8
De Greef - Essegem	Remplacement des deux câbles 36 kV	A l'étude	2026	2026		✓					36	5.8
De Mot	Suppresion du poste 36 kV et mise en antenne des transformateurs de la STIB sur Dhanis	Planifié	2026	2025		✓					36	5.18.2
De Mot - Dhanis	Remplacement de trois câbles 36 kV	A l'étude	2030	2029		✓					36	5.36
Démosthène	Remplacement des transformateurs et des protections	Planifié	2026	2025		✓					36	5.11
Dhanis	Remplacement des transformateurs T1 150/36 kV, T2 150/11 kV et T3 36/11 kV	Planifié	Piste	Piste		✓					150/36	5.35
Dhanis - Nouveau Ixelles	Remplacement de deux câbles 36 kV	Planifié	2030	2029		✓					36	5.36
(Dilbeek)	Mise hors service du poste (et des liaisons 36 kV qui v sont raccordées)	Planifié	2025	2023	✓						36/150	5.4.2

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2022-2032	Année mise en service Plan 2021-2031	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
Drogenbos	Remplacement des protections 36 kV	Planifié	2026	2025		✓					36	5.14
Drogenbos - Point-Sud	Remplacement des câbles 36 kV par une nouvelle liaison entre Midi et Point-Sud	A l'étude	2028	2028	✓	✓					36	5.16
Dunant	Remplacement des protections	A l'étude	2026	2025		✓					36	5.29
Dunant - Schaerbeek	Extension de la liaison 36 kV avec entrée-sortie dans le poste de Josaphat	Planifié	2024	2023	✓						36	5.27
Dunant - Schaerbeek	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2024	2029		✓					36	5.27
(Eizeringen)	Remplacement des deux transformateurs 36/11 kV de 25 MVA par un transformateur 150/11 kV de 50 MVA	Planifié	2023	2022	✓	✓		✓			36/150	5.4.1
Elan	Remplacement des transformateurs et des protections	Planifié	2026	2026		✓					36	5.40
Espinette	Remplacement des protections	A l'étude	2028	2028		✓					36	5.47
Espinette - Hoeilaert	Mise hors service d'un câble 36 kV	En exécution	2021	2021		✓					36	5.18.2
Espinette - Ixelles	Mise hors service d'un câble 36 kV	Décidé	2024	2023		✓					36	5.18.2
Espinette - Rhode-Saint-Genèse	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2023	2027		✓					36	5.48
Essegem	Remplacement des protections	A l'étude	2026	2026		✓					36	5.8
Essegem - Héliport	Remplacement de deux câbles 36 kV	En exécution	2022	2022		✓					36	5.4.1
Harenheide	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2027	2026		✓					36	5.23
Harenheide - Machelen	Remplacement de deux câbles 36 kV	Planifié	2030	2029		✓					36	5.22
Héliport 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	2025	2023	✓						36	5.4.2

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2022-2032	Année mise en service Plan 2021-2031	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
Héliport A & Héliport B	Remplacement des protections	A l'étude	2028	2027		✓					36	5.6
Héliport B	Ajout de 5 cellules 36 kV	En exécution	2022	2021	✓	✓					36	5.4.1 5.4.3
Héliport B - Marché	Remplacement de trois câbles 36 kV	En exécution	2022	2021		✓					36	5.4.3
Heliport B - Schaerbeek	Remplacement de deux câbles 36 kV	A l'étude	2030	2028		✓					36	5.4.3
(Héliport)	Installation d'un poste 150 kV et ajout d'un transformateur 150/36 kV	En exécution	2023	2021	✓						150	5.4.1
(Héliport - Molenbeek)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2022	2020	✓	✓					150	5.4.1
(Héliport - Pachéco)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2022	2021	✓						150	5.4.1
(Héliport - Schaerbeek)	Mise hors service d'un câble 150 kV	En exécution	2022	2020	✓	✓					150	5.4.1
Hoeilaert - Ixelles	Nouveau câble 36 kV	En exécution	2021	2021		✓					36	5.18.2
Houtweg	Remplacement de la cabine MT	En exécution	2022	2022		✓		✓			36/11	5.24
Ixelles	Remplacement des protections	A l'étude	2027	2026		✓					36	5.38
Ixelles - Nouveau Ixelles	Pose d'un trunk 36 kV entre les postes d'IXELL et de NOUXXL	Annulé		2022	✓	✓					36	5.18.2
Ixelles - Rhode-Saint-Genèse	Mise hors service d'un câble 36 kV	Décidé	2024	2023		✓					36	5.18.2
(Ixelles)	Remplacement du poste 150 kV	En exécution	2022	2021		✓					150	5.38
(Ixelles)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	Planifié	2027	2022	✓	✓					150	5.18.2
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	2022	✓	✓					36	5.27

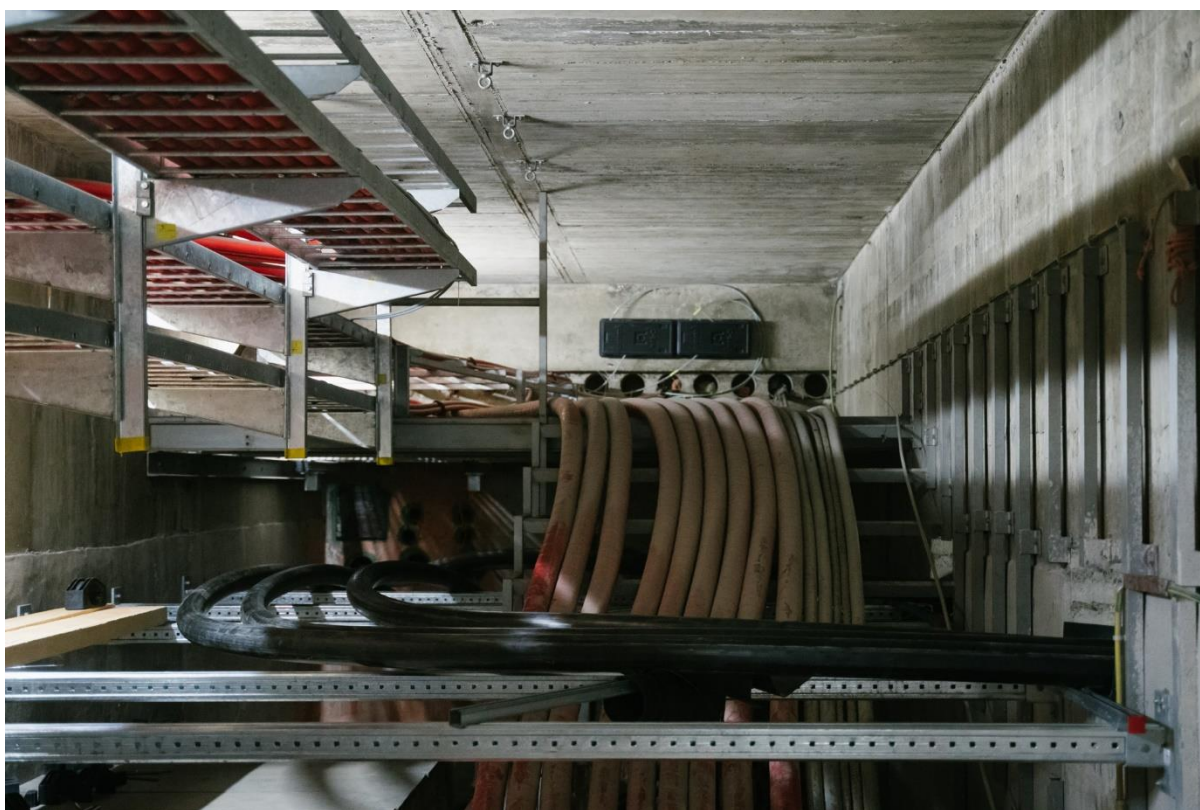
Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2022-2032	Année mise en service Plan 2021-2031	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
(Kobbegem)	Remplacement d'un transformateur 36/15 kV de 25 MVA par un transformateur 150/15 kV de 50 MVA	Planifié	2026	2025	✓	✓		✓			36	5.4.1
Machelen	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2027	2027	✓	✓					36	5.21
(Machelen)	Remplacement des transformateurs 150/36 kV	Planifié	2027	2027	✓	✓					150	5.21
Marché	Remplacement de deux transformateurs 36/11 kV et de la cabine MT	Planifié	2026	2025		✓		✓			36/11	5.7
Marly	Remplacement d'un transformateur 36/11 kV et installation d'un 2ème transformateur en antenne sur Buda	Planifié	2023	2023	✓	✓		✓			36	5.19
Midi	Remplacement des protections	Décidé	2023	2023		✓					36	5.14
(Midi)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV de 75 MVA par un tranformateur de 125 MVA	Décidé	2023	2023		✓					150	5.15
(Midi - Quai Demets)	Nouveau câble 150 kV	Planifié	2026	2026		✓					150	5.4.2
Molenbeek	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2025	2024		✓		✓			36	5.4.2
Molenbeek - Quai Demets	Renforcement de l'axe Molenbeek - Quai Demets via la pose de deux câbles 36 kV en remplacement de la liaison existante	Planifié	2029	2029		✓					36	5.4.3
Molenbeek - Schols	Remplacement de deux câbles 36 kV	A l'étude	2030	2029		✓					36	5.10
(Molenbeek)	Mise hors service d'un transformateur 150/36 kV et nouveau transformateur 150/11 kV	A l'étude	2025	2024	✓	✓					150	5.4.2
(Molenbeek)	Remplacement du poste 150 kV	En exécution	2022	2021		✓					150	5.4.1
(Molenbeek - Quai Demets)	Mise hors service du câble 150 kV	Planifié	2026	2026		✓					150	5.4.2

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2022-2032	Année mise en service Plan 2021-2031	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
Naples	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne des transformateurs	A l'étude	2030	2030		✓					36	5.32
Nouveau Ixelles	Fusion du poste 36 kV avec celui d'Ixelles	Planifié	2027	2025		✓					36	5.37
Pêcherie	Remplacement de la cabine MT et des protections	Planifié	2023	2023		✓		✓			36/11	5.17
Point-Ouest	Remplacement des transformateurs	Planifié	2026	2025		✓		✓			36/11	5.5
Point-Ouest - Quai Demets	Nouveau câble 36 kV	Planifié	2025	2023	✓						36	5.4.2
Point-Sud	Remplacement des protections, d'un transformateur et mise en antenne sur Midi	Planifié	2025	2023		✓		✓			36	5.16
Point-Sud	Abandon du 5 kV et installation d'un troisième transformateur 36/11 kV	A l'étude	2028	2028	✓	✓					36/11	5.16
Quai Demets	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2026	2026	✓	✓					36	5.4.3
(Quai Demets)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	Planifié	2026	2026	✓	✓					150	5.4.2
Relegem	Suppression du poste	Décidé	2026	2025		✓					150/36	5.4.1
Rhode-Saint-Genèse	Suppression du poste 36 kV et mise en anti-antenne des transformateurs 150/36 kV sur Espinette	Décidé	2024	2023		✓					36	5.18.2
(Rhode-Saint-Genèse)	Installation d'un deuxième transformateur 150/36 kV	Décidé	2024	2023	✓	✓					150	5.18.2
Scailquin	Suppression du poste 36 kV	Décidé	2021	2020		✓					36/11	5.26
Schaerbeek	Remplacement de la cabine C-D du poste 36 kV	En exécution	2023	2023		✓					36	5.9
Schaerbeek	Remplacement de la cabine A du poste 36 kV	Planifié	2026	2025		✓					36	5.25

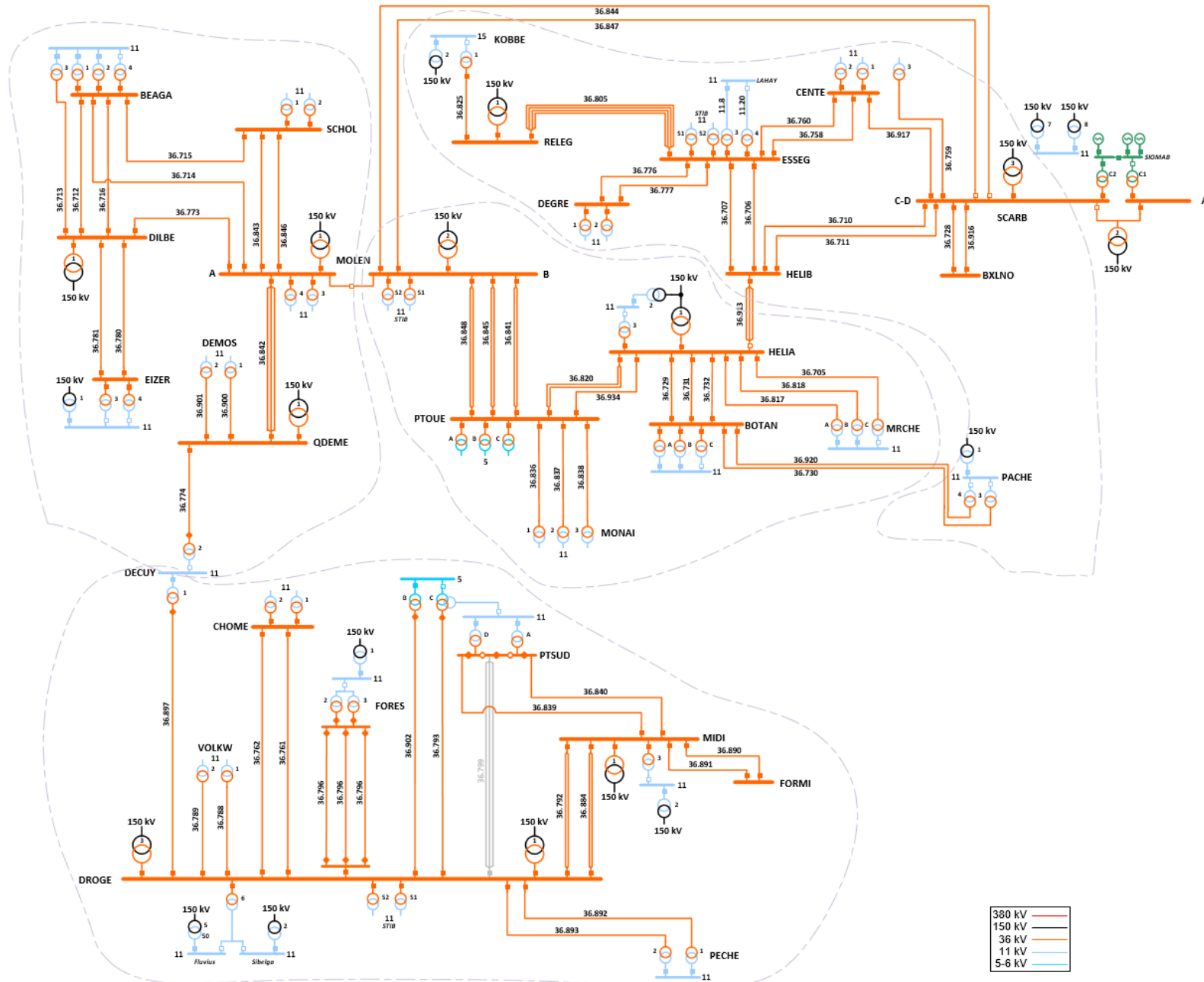
Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2022-2032	Année mise en service Plan 2021-2031	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
(Schaerbeek)	Remplacement de deux transformateurs 150/36 kV	En exécution	2023	2023		✓					150	5.9
(Schaerbeek)	Installation d'un 4ème transformateur 150/36 kV	En exécution	2023	2023	✓						150	5.9
(Schaerbeek)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV	A l'étude	2026	2025		✓					150	5.9
Schols	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne sur Molenbeek	Planifié	2026	2025		✓					36	5.4.3
Vilvoorde Park	Suppression du poste 36 kV	En exécution	2023	2022	✓						36	5.20
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	2027	2022	✓	✓		✓			36	5.39
Voltaire	Abandon du 6 kV	En exécution	2024	2022				✓			6	5.28
Voltaire	Remplacement des protections	A l'étude	2028	2027		✓					36	5.28
(Wezembeek)	Remplacement de la cabine MT	En exécution	2021	2020		✓		✓			36	5.43
(Wezembeek)	Remplacement du poste 36 kV et de deux transformateurs	Planifié	2027	2026		✓					36	5.43
(Wezembeek - Zaventem)	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2028	2029		✓					36	5.44
Wiertz	Remplacement du poste 36 kV	A l'étude	2028	2027		✓					36	5.30
Woluwé	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2027	2025		✓					36	5.41
(Zaventem)	Remplacement des protections (et d'un transformateur 36/11 kV)	A l'étude	2027	2026		✓					35	5.45
Réseau à fibres optiques	Extension et renforcement du réseau de fibre optique	Planifié	Piste	Piste		✓					--	5.49

4.3 Schémas réseaux

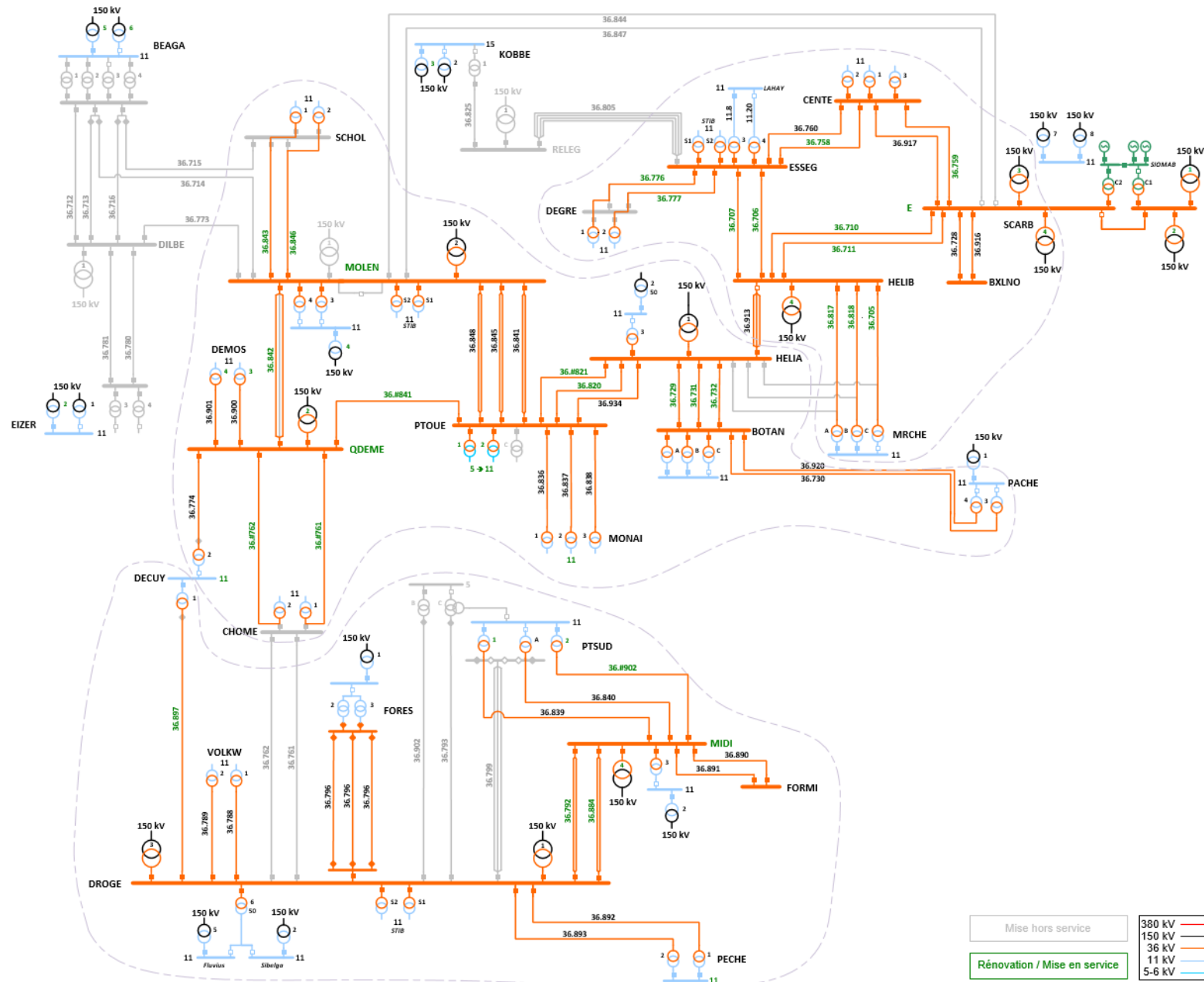
Les schémas unifilaires 36 kV et 150 kV présentés aux pages suivantes permettent de mieux appréhender l'ensemble des projets planifiés.



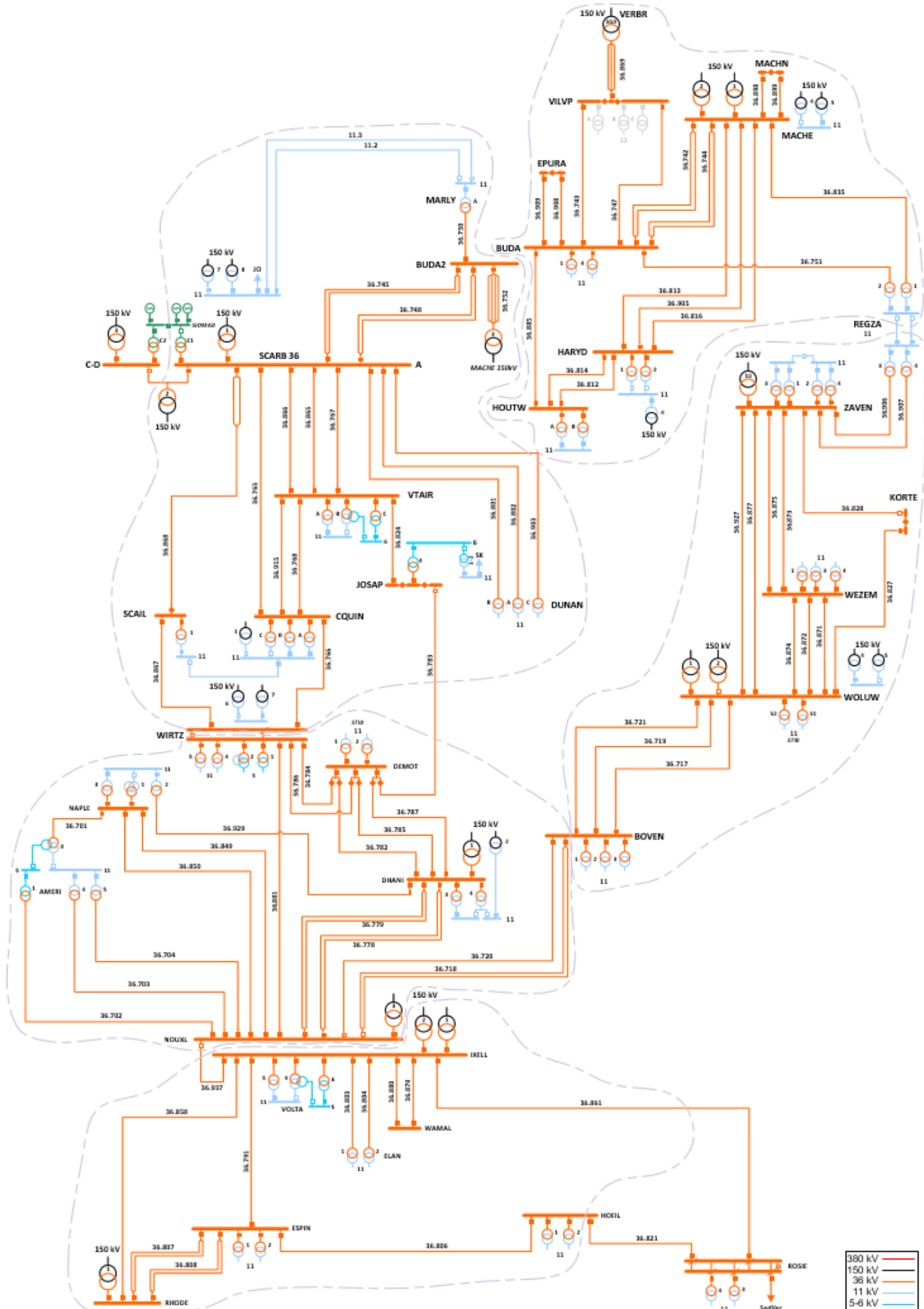
4.3.1 Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – référence



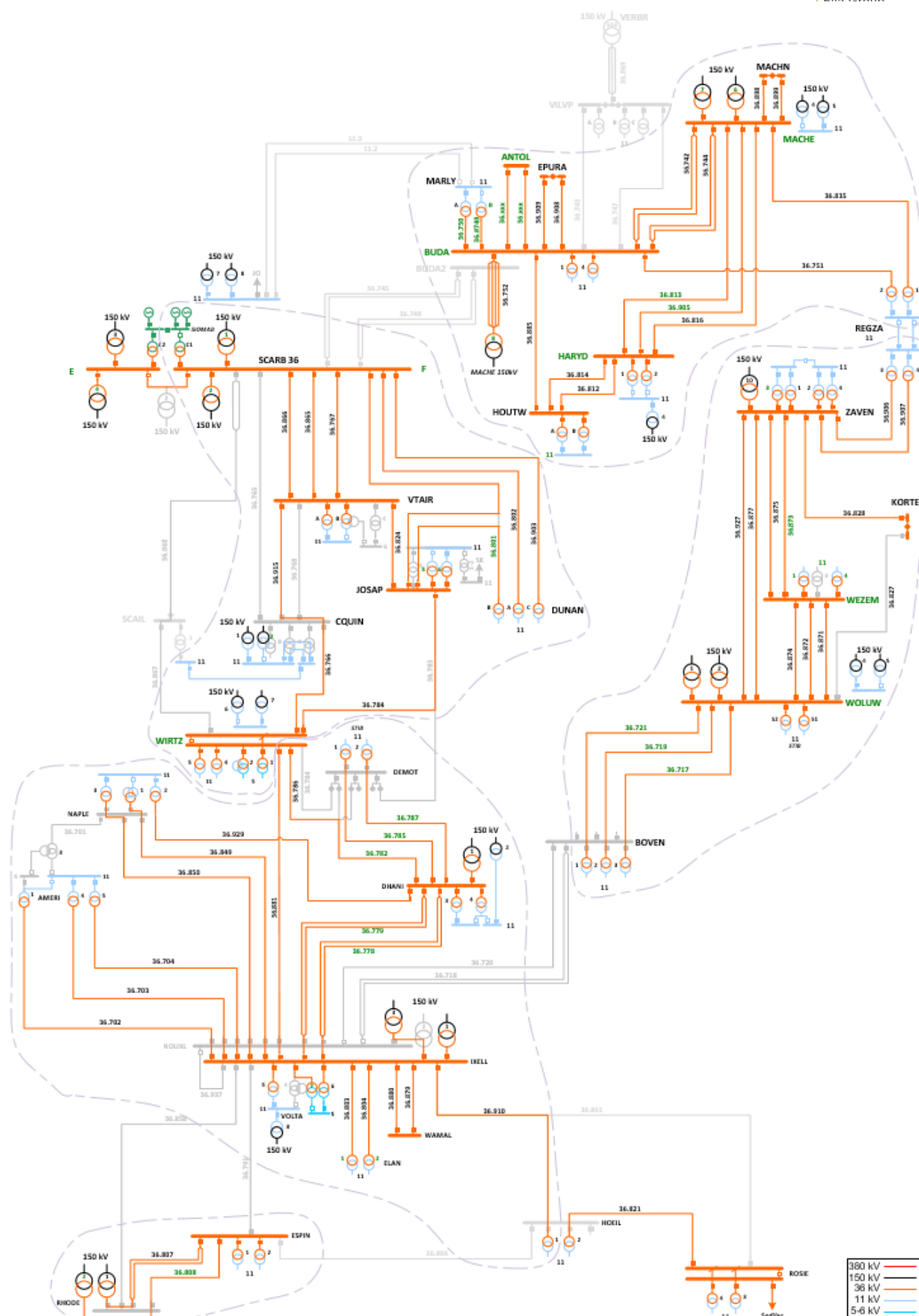
4.3.2 Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – horizon 2032



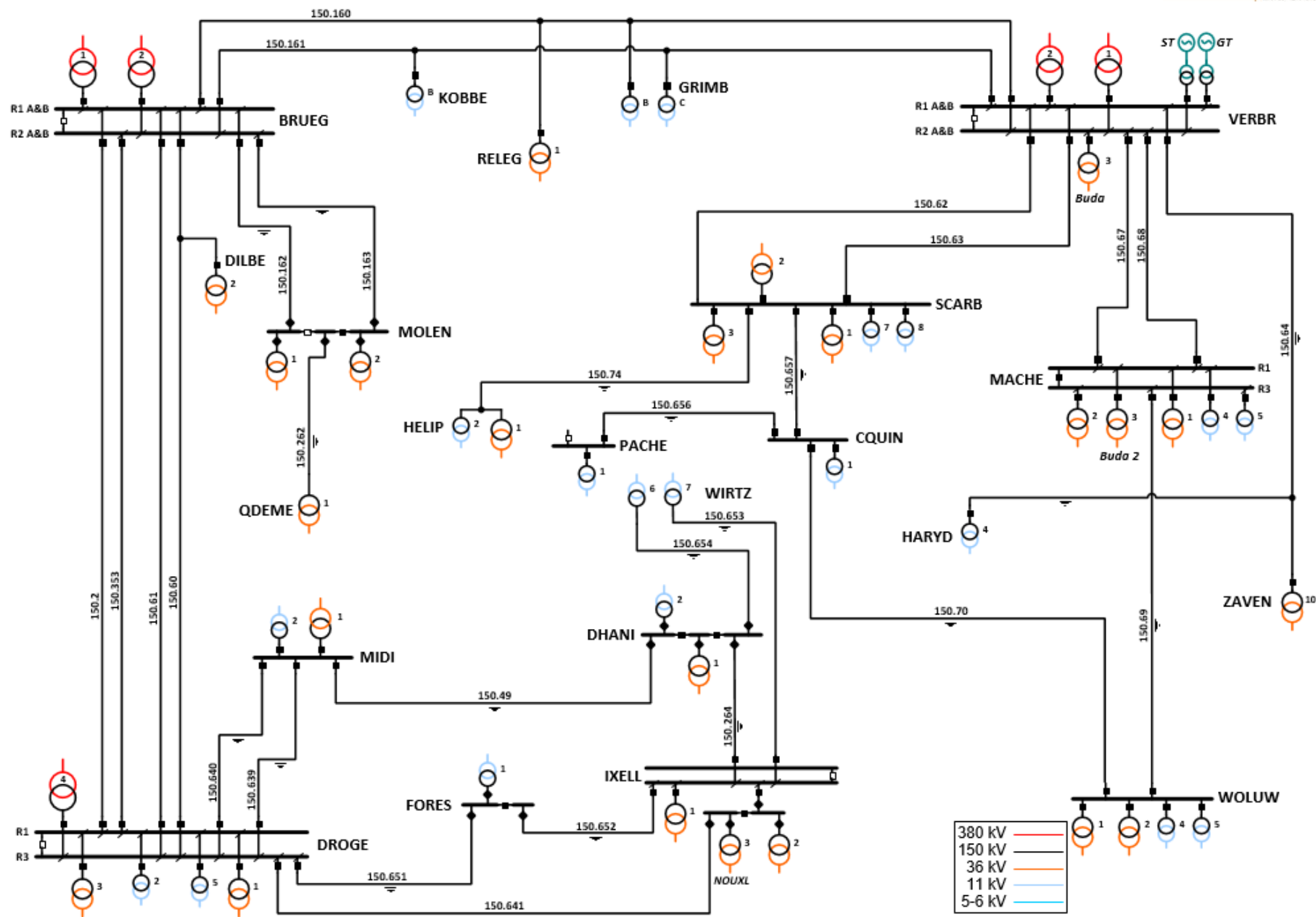
4.3.3 Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – référence



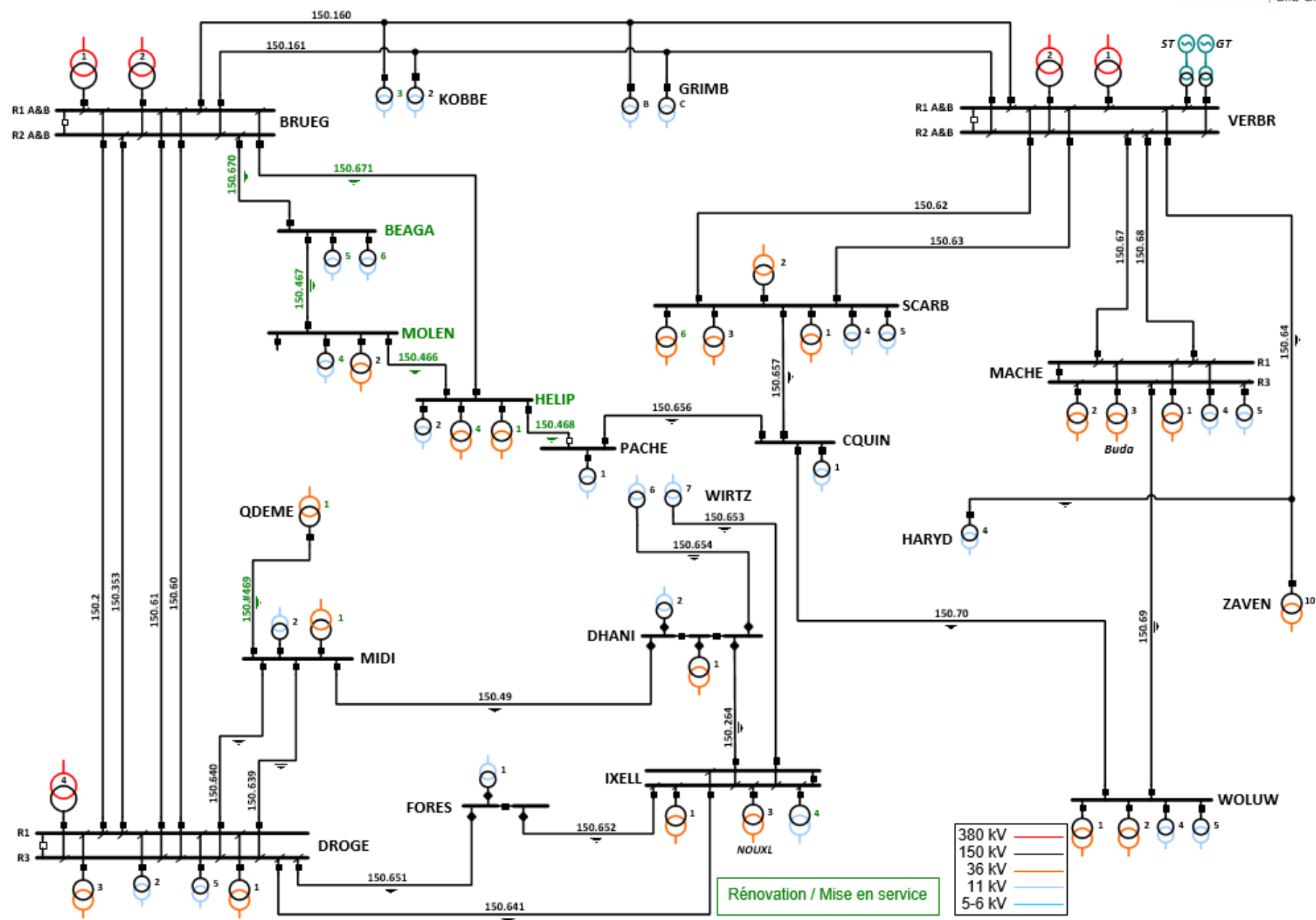
4.3.4 Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – horizon 2032



4.3.5 Réseau 150 kV de Bruxelles – référence



4.3.6 Réseau 150 kV de Bruxelles – horizon 2032





5. Notes explicatives des projets



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

Début mai, 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 (voir §5.4.1).

Tel que présenté dans ce plan au chapitre 5.4, 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 engendrera des retards dans l'exécution de plusieurs projets. L'ampleur de ces retards est encore incertaine. Elia a toutefois procédé à un état des lieux et une révision du planning des projets concernés, sur base des résultats des analyses préliminaires et du planning des travaux de réparation de la galerie. Elia reste en contact étroit avec les différentes parties impliquées pour assurer un suivi des réparations.



5.1 Le développement du réseau dans le centre de Bruxelles (Pentagone)

Pour rappel, la progression soutenue de la consommation électrique dans le centre de Bruxelles, plus particulièrement au niveau des poches 36 kV Héliport-Molenbeek et Relegem-Schaerbeek, laissait présager une saturation à terme des réseaux 36 kV et de la transformation vers la moyenne tension. Elia a dès lors réalisé, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution, une étude à long terme visant à déterminer le développement optimal de ces poches à un horizon de 15 années. L'étude s'est appuyée sur les prévisions de consommation communiquées par le gestionnaire de réseau de distribution ainsi que sur un ensemble de besoins de remplacement identifiés. Elle s'est attachée à

identifier les développements de réseau globalement optimaux à long terme permettant de résoudre les limitations escomptées à moyen terme sur les réseaux 150 kV, 36 kV et au niveau de la transformation vers la moyenne tension.

La solution retenue comporte **deux volets**.

Un **premier volet** consistait à ouvrir un nouveau poste de transformation du 150 kV vers la moyenne tension à Hélioport, afin de soulager les postes Marché, Botanique et Monnaie. Cet ouvrage est **en service depuis 2009**.

Le **second volet** résulte de l'examen global des réseaux 150 kV et 36 kV autour du centre de Bruxelles, qui a donné lieu à **deux pistes d'investissements supplémentaires**.

5.1.1 Renforcement de la transformation au poste de Charles-Quint

Un nouveau transformateur 150/11 kV (50 MVA) a été mis en service en 2021 dans un nouveau poste 150 kV sur le site de Charles-Quint, intégré au nouvel axe entre Schaerbeek et Woluwe. Ce dernier reprend la fonctionnalité des anciens câbles Schaerbeek – Ixelles et Ixelles – Woluwe.

Cet investissement soulagera à la fois le réseau 36 kV depuis Schaerbeek vers le centre de Bruxelles et la transformation vers la moyenne tension aux postes Voltaire et Charles-Quint. Le poste 36 kV de Scailquin pourra quant à lui être supprimé.

Pour rappel, le blocage du câble 150 kV Charles-Quint – Woluwe s'inscrit dans le cadre plus général de la problématique EMF²⁰ (voir en §5.1.1.1). Suite à des plaintes de riverains, les communes de Woluwe Saint-Lambert et de Schaerbeek ont décidé, en leur qualité de gestionnaires de voirie, de ne pas octroyer d'autorisation de chantier pour la finalisation de deux parties du tracé du câble.

Suite à l'établissement du Protocole obligatoire relatif à la pose de nouveaux câbles 150 kV en Région de Bruxelles-Capitale, le projet a été débloqué dans un premier temps sur la commune de Woluwe-Saint-Lambert. Une alternative de tracé a dû être proposée sur la commune de Schaerbeek, permettant d'arriver à un accord final.

On notera que la mise en service du nouveau poste 150 kV de Charles-Quint n'était pas le seul projet bloqué par la non-finalisation du chantier du câble Charles-Quint – Woluwe. Le §5.1.1.1 aborde cette problématique plus en détails.

Suite à l'étude long terme sur l'est de Bruxelles, une piste envisagée consiste à installer un deuxième transformateur 150/11 kV au poste de Charles-Quint et à supprimer complètement le poste 36 kV et les transformateurs 36/11 kV. Cette solution permet également d'éviter le remplacement de plusieurs kilomètres de câbles 36 kV arrivant en fin de vie mais doit faire l'objet d'une concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution.

²⁰ ElectroMagnetic Fields – Champs électromagnétiques

5.1.1.1 Problématique EMF et impact sur les projets

L'engagement actif de la Région, prévu par le texte du protocole de 2017 relatif à la pose de nouveaux câbles haute tension en Région de Bruxelles-Capitale, a été déterminant pour assurer la finalisation des projets bloqués et retardés. La réalisation de ces derniers est un prérequis à la réalisation d'autres investissements indispensables en vue de garantir la fiabilité du réseau de transport régional.

La mise en service du poste 150 kV de Charles-Quint est en effet une pré-condition à :

- la mise hors service du poste 36 kV de Scailquin en fin de vie (§5.26) ;
- la mise en service du poste 150 kV Pachéco (§0) ;
- la mise hors service d'un ensemble important d'infrastructures 36 kV en fin de vie et ne présentant plus toutes les garanties nécessaires à une bonne fiabilité du réseau (§5.1) ;
- le remplacement du poste 150 kV d'Ixelles qui présente un risque élevé pour la sécurité des personnes suite à sa fragilisation par un incident en 2013 (§5.38) ;



5.1.2 Renforcement de la transformation vers le 11 kV à Pachéco

Le poste Pachéco est parfaitement situé, en termes de position dans le réseau et de localisation de la consommation, pour absorber les augmentations de la consommation prévues dans cette zone.

Il est équipé d'un nouveau transformateur 150/11 kV, alimenté par un câble 150 kV raccordé au nouveau poste Charles-Quint. Ce développement d'une nouvelle injection 150/11 kV est la solution retenue pour réduire les investissements 36 kV dans les poches Héliport-Molenbeek et Relegem-Schaerbeek.

Une fois cette injection en service, l'axe 36 kV Schaerbeek – Pachéco – Point-Sud a pu être abandonné étant donné que l'alimentation de réserve de la moyenne tension à Pachéco se fait par deux transfos 36/11 kV alimentés en antenne depuis le poste Botanique.

Ce renforcement de la transformation vers la moyenne tension est un développement d'infrastructure majeur qui doit s'intégrer dans les projets immobiliers planifiés autour du boulevard Pachéco.

Comme le matériel à moyenne tension 11 kV du poste Pachéco arrivait en fin de vie, Elia a pris des dispositions, en coordination avec le gestionnaire de réseau de distribution, afin de pouvoir procéder au remplacement des équipements 11 kV avant la mise en service du nouveau poste 150 kV. Cette décision était nécessaire pour ne pas mettre en péril la fiabilité d'alimentation de la zone. Les nouvelles installations 11 kV ont été mises en service à la fin de l'année 2020. Le poste actuel pourra être libéré courant 2021.

5.2 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 (§5.1.1).

5.3 Remplacement des équipements de basse tension au poste Botanique

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Botanique découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type.

5.4 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 propose 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 sera 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 augmentera 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. Un des injecteurs du poste Molenbeek sera également mis hors service. Deux nouveaux injecteurs seront alors placés dans les postes Héliport et Schaerbeek. Afin de diversifier les sources d'alimentation 150/36 kV, l'injecteur de Quai Demets ne sera plus raccordé sur le poste Molenbeek (alimenté depuis Bruegel 380/150 kV), mais sur le poste Midi, qui est alimenté depuis Drogenbos 380/150 kV.

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 liaison 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 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 2026 : 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 ;
- 2023-2026 : 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.

5.4.1 Bloc I : restructuration du réseau 150 kV (2019 – 2026)

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 Héliport.

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

- Installation d'un 2^{ème} transfo 150/11 kV 50 MVA sur le site d'Eizeringen, en repiquage sur la ligne 150.159 Bruegel – Ninove via l'ajout d'un deuxième terre et abandon de la liaison 36 kV Dilbeek – Eizeringen²¹. Suite à la crise sanitaire, l'installation a été postposée d'un an.
- Remplacement des 2 câbles 36 kV Essegem – Héliport B par 2 câbles 630² Alu. Ce remplacement doit être anticipé par rapport à la date de fin de vie suite au « déménagement » de l'injection 150/36 kV de Relegem vers Héliport.
- Création de la boucle 150 kV Bruegel – Berchem-Sainte-Agathe – Molenbeek – Héliport – Bruegel :
 - Pose d'un câble 150 kV 2500 mm² Alu Bruegel – Berchem-Sainte-Agathe (≈ 5,7 km).
 - 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 mm² Alu Berchem-Sainte-Agathe – Molenbeek (≈ 3km).
 - 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. Suite à des problèmes rencontrés lors de l'exécution, la mise en service a été reportée d'un an.
 - Pose d'un câble 2500 mm² Alu Héliport – Molenbeek (≈ 3km). Suite à la crise sanitaire et suite à l'incendie dans la galerie Saintelette (voir §5.0), la mise en service a été reportée de deux ans.
 - Pose d'un câble 2500 mm² Alu Bruegel – Héliport (≈ 10,5km). Suite à un délai dans le processus d'obtention des autorisations pour la pose du câble et suite à l'incendie dans la galerie Saintelette (voir §5.0), la mise en service a été reportée de deux ans.
 - Pose d'un câble 2000 mm² Alu Héliport – Pacheco, en synergie avec le remplacement des câbles 36 kV Héliport – Botanique et Héliport – Marché. Suite à l'incendie dans la galerie Saintelette (voir §5.0), la mise en service du câble Héliport – Pacheco a été reportée d'un an.

²¹ Tant que ces travaux sont réalisés avant le démarrage du bloc II, il n'y a pas d'impact sur le réseau.

- Création d'un poste 150 kV GIS 7 travées à Hélicopt. Dans un premier temps, sont raccordés à ce poste les futurs 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. Suite à la crise sanitaire, le projet a été retardé de deux ans.
- Installation d'un 2^{ème} 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. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté d'un an.
- 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^{ème} transfo 150/36 kV à Hélicopt, le remplacement des câbles 36 kV Essegem – Hélicopt B et l'installation du 2^{ème} transfo 150/15 kV à Kobbegem.
- Mise hors service possible des deux liaisons 36 kV d'inter-appui Molenbeek – Schaerbeek (pour éviter leur remplacement).

5.4.2 Bloc II : réduction du nombre de poches 36 kV (2023-2026)

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 du transfo 150/36 kV de Quai Demets par un nouveau transfo de 125 MVA.
- Pose d'un nouveau câble 150 kV 2000 mm² Alu Midi – Quai Demets (≈ 3km) pour alimenter le transfo 150/36 kV de Quai Demets en antenne depuis Midi au lieu de Molenbeek tel qu'actuellement.
- Pose d'un nouveau câble 36 kV 630² Alu Quai Demets – Point-Ouest en vue de former la nouvelle poche Hélicopt – Molenbeek – Quai Demets (HE-MO-QD). Ce câble ne pourra être mis en service qu'après la mise hors service des transfos 150/36 kV de Dilbeek et Molenbeek (T1), car avant ce stade, les deux postes extrémités de ce câble appartiennent à deux poches différentes. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.
- Renforcement de l'axe 36 kV Hélicopt A – Point-Ouest via la pose d'un câble 630² Alu supplémentaire. A noter que le câble 36 kV le plus ancien entre Hélicopt A et Point-Ouest arrive en fin de vie et sera remplacé en synergie avec le renforcement de l'axe Quai Demets – Point-Ouest – Hélicopt A (voir §5.4.3). Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

- 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.
- Mise hors service des injecteurs 150/36 kV de Dilbeek et Molenbeek (T1) et formation de la nouvelle poche HE-MO-QD (via la fermeture du couplage entre Molenbeek 36 A et Molenbeek 36 B et l'enclenchement du câble 36 kV Point-Ouest – Quai Demets). Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.
- Remplacement du poste 36 kV Molenbeek. L'abandon des liaisons câbles vers Berchem-Sainte-Agathe et Dilbeek ainsi que la fusion des deux sections 36 kV permettent d'économiser de nombreuses travées. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.



5.4.3 Bloc III : travaux « indépendants »

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

- installation d'un 2^{ème} 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. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté ;
- remplacement du câble 36 kV Molenbeek – Quai Demets par un double câble 400 mm² Alu ;
- remplacement de deux des trois câbles Molenbeek – Point-Ouest par des câbles 630 mm² Alu ; abandon du troisième câble ;
- rénovation des axes 36 kV Essegem – Centenaire, Centenaire – Schaerbeek et Schaerbeek – Héliport B ; remplacement par des câbles 630 mm² Alu, à l'exception d'un des câbles Centenaire – Essegem (36.760) qui est abandonné. Suite à une réévaluation des besoins, les remplacements ont été reportés ;
- remplacement des 3 câbles 36 kV Héliport A – Botanique par 3 câbles 400 mm² Alu ;
- remplacement des 3 câbles 36 kV Héliport A – Marché par 3 câbles 400 mm² Alu Héliport B – Marché : la TCC ayant été démontée à Héliport, le tableau 36 kV d'Héliport B peut être étendu pour accueillir un couplage et les 3 câbles 36 kV vers Marché. Suite à l'incendie dans la galerie Saintelette (voir §5.0), les mises en service ont été reportées d'un an ;
- démolition du tableau 36 kV du poste Schols et mise en antenne des transfos sur les liaisons venant de Molenbeek. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée ;

- à la fin de vie des câbles 36 kV Botanique – Pachéco, installation d'un 2ème 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.

5.5 Remplacements aux postes de Point-Ouest et Monnaie

Les transformateurs de Monnaie ayant été mis en antenne sur Point-Ouest et le tableau 36 kV ayant été démantelé, le gestionnaire du réseau de distribution a pu récupérer l'espace libéré pour procéder au renouvellement de sa cabine moyenne tension.

Le remplacement des transformateurs actuels (36/11-5 kV) du poste Point-Ouest par des nouveaux transformateurs de 25 MVA suivra une fois que le gestionnaire du réseau de distribution aura quitté le 5 kV (abandon du 5 kV prévu à l'horizon 2023). Selon les prévisions de charges actuelles, deux transformateurs devraient être suffisants dans un premier temps. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.6 Remplacement des équipements de basse tension aux postes 36 kV Héliport A et B

La rénovation des équipements de protection 36 kV des postes Héliport A et Héliport B découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.7 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 une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.8 De Greef et Essegem

Les équipements haute et basse tension du poste De Greef arrivent en fin de vie, ainsi que les câbles 36 kV reliant le poste De Greef à Essegem. 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.

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Essegem découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type.



5.9 Rénovation du poste 36 kV Schaerbeek C-D et des injecteurs 150/36 kV et ajout d'un injecteur 150/36 kV

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 (§5.18.1). 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. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, le remplacement du T3 a été retardé.

5.10 Remplacement des câbles 36 kV entre les postes Molenbeek et Schols

Les deux liaisons 36 kV reliant les postes Molenbeek et Schols doivent être remplacées. Suite à une réévaluation des besoins, le remplacement a été reporté.

5.11 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. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.12 Remplacements au poste De Cuyper

En concertation avec le GRD, il est prévu de remplacer la cabine MT du poste De Cuyper en 2022. La rénovation des équipements de protection découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type.

5.13 Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes De Cuyper et Drogenbos

La liaison 36 kV alimentant le poste De Cuyper depuis Drogenbos doit être remplacée à l'horizon 2030. Suite à une réévaluation des besoins, le projet a été reporté de deux ans.

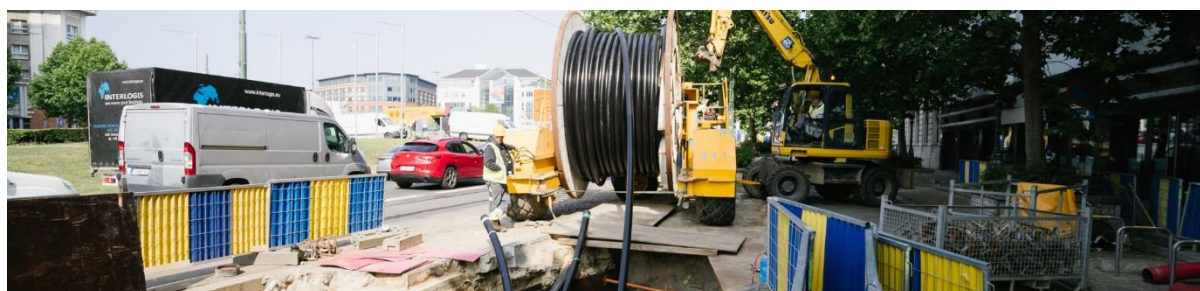
5.14 Remplacement des équipements de basse tension aux postes Chome-Wyns, Drogenbos et Midi

La rénovation des équipements de protection 36 kV des postes Chome-Wyns, Drogenbos et Midi découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin des projets à Chome-Wyns et Drogenbos a été retardée.

En synergie avec le remplacement des équipements de protections et des câbles 36 kV en provenance de Drogenbos, les transformateurs de Chome-Wyns seront mis en antenne sur Quai Demets. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.15 Remplacement du transformateur 150/36 kV au poste de Midi

Le transformateur injecteur 150/36 kV du poste de Midi est un des 3 injecteurs de la poche Drogenbos-Drogenbos-Midi. Ce transformateur est en bon état mais n'est pas suffisamment puissant pour reprendre seul l'entièreté de la charge de la poche, ce qui rend risqué l'entretien d'un des deux autres transformateurs injecteurs de la poche situés à Drogenbos. Suite à l'étude « Bruxelles-Est », il a été décidé d'installer un transformateur plus puissant à Midi. Le transformateur remplacé sera mis en réserve.



5.16 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. Le poste 36 kV de Point-Sud n'étant plus nécessaire suite à l'abandon de l'axe Schaerbeek – Pacheco – Point-Sud – Drogenbos (§5.1.1), il sera procédé simultanément à la mise en antenne des transformateurs sur le poste de Midi. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

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.

5.17 Remplacements au poste Pêcherie

En concertation avec le GRD, il est prévu de remplacer la cabine MT du poste Pêcherie en 2023. La rénovation des équipements de protection découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type.



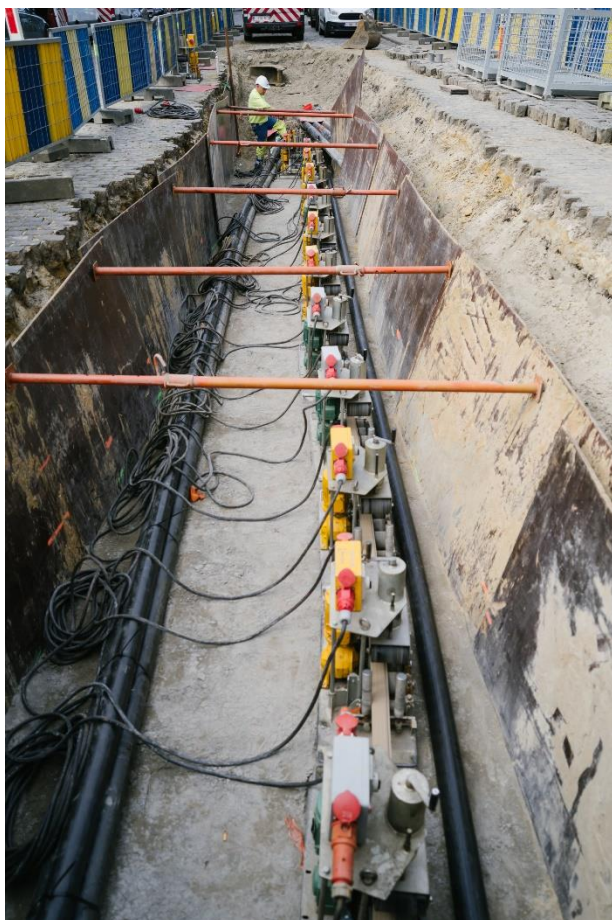
5.18 Evolution du réseau dans l'est de Bruxelles

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 (7/14 d'ici 2025) et des câbles 36 kV (83% des câbles 36 kV d'ici 2035, dont 98,2 km d'ici 2024)

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.

5.18.1 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 sont annoncés en fin de vie théorique en 2020 ;
- 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, sont annoncés en fin de vie théorique en 2017.

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

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

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

- l'installation d'un 4^{ème} transformateur injecteur 150/36 kV au poste de Schaerbeek pour remplacer le transformateur T3 de Machelen, dit « BU » ;
- de la sorte, la poche SK-SK-BU devient SK-SK-SK ;
- ce nouveau transformateur sera « partagé » entre les poches SK-SK-SK et HE-SK-SK selon le concept de « 5 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 d'Investissements précédents (§5.19 et §5.9) et un renouvellement complet de leurs installations haute et basse tension est nécessaire.

5.18.2 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. Ce deuxième injecteur devait être récupéré du poste de Midi (voir §5.15), mais il s'est avéré trop bruyant que pour être installé dans un environnement urbain. Finalement, un nouveau transformateur sera installé à Rhode-Saint-Genèse. 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 analyse plus détaillée du projet, sa fin de chantier a été reportée.
- Le passage en antenne de Hoeilaert sur Ixelles (en principal) et sur Rosière (en secours) via la pose d'un nouveau câble 36 kV entre Hoeilaert et Ixelles.
- Le passage de la charge de Volta en 150 kV (§5.39).
- 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. Il n'est dès lors plus nécessaire de placer une double liaison entre les postes d'Ixelles et de Nouveau Ixelles. Suite à cette réorganisation, certains délais d'exécution ont été retardés.



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 nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée ;
- 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 (§5.27) 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. Suite à l'optimisation des travaux à Ixelles (voir ci-dessus), le remplacement du transformateur 150/36 kV a été retardé.

5.19 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.

Ces deux postes 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.

La première phase des travaux au poste Buda, comprenant le remplacement des deux transfos T2 et T3 par un nouveau transformateur 36/11 kV de 25 MVA, la rénovation de la cabine MT ainsi que le remplacement des protections 36 kV des travées transfos a été finalisée en 2016.

A l'horizon 2023, une rénovation complète du tableau 36 kV de Buda aura 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 (§5.18.1). Suite à une demande de tiers imprévue, la fin d'exécution du projet a été retardée.

Lors de son arrivée en fin de vie, le transfo de Marly 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.

5.20 Démolition du poste de Vilvoorde Park

Après mise hors service de l'injecteur TS3 150/36 kV à Verbrande Brug (voir §5.18.1), le poste de Vilvoorde Park 36 kV pourra être démantelé. Suite à des interdépendances entre projets, le démantèlement a été reporté.

5.21 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.



5.22 Remplacement de 2 câbles 36 kV entre les postes Machelen et Harenheide

Deux liaisons 36 kV alimentant le poste Harenheide depuis Machelen doivent être remplacées à l'horizon 2030. Suite à une réévaluation des besoins, le projet a été reporté d'un an.

5.23 Remplacement de la cabine 36 kV au poste Harenheide

Initialement, sur base de la politique de remplacement globale des systèmes secondaires, seule la rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Harenheide était prévue. Après une analyse plus détaillée, il a été décidé de remplacer l'ensemble de la cabine 36 kV. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.24 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 en 2022.

5.25 Rénovation du poste 36 kV Schaerbeek A

Le poste 36 kV Schaerbeek A doit être complètement remplacé à l'horizon 2026. L'espace nécessaire à l'installation des nouveaux équipements est pris en compte dans le cadre de la construction du nouveau bâtiment prévu dans le projet de remplacement de la partie C-D (§5.9). Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.26 Abandon du poste Scailquin et des liaisons l'alimentant

Le tableau 36 kV de Scailquin (type Reyrolle) ainsi que les deux câbles 36 kV (type IPM) alimentant le poste Scailquin ont atteint leur fin de vie.

De plus, des analyses ont montré que le transformateur 36/11 kV avait également atteint sa fin de vie de façon prématurée. En concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution il a été décidé de supprimer ce point de fourniture moyennant certains travaux supplémentaires sur les tableaux 11 kV du poste Charles-Quint (voir §5.1.1).

Cet abandon ne sera possible qu'une fois les travaux au poste de Charles-Quint finalisés. Suite à la crise sanitaire, la mise hors service a été reportée d'un an.

Dans un premier temps, il avait été envisagé de jonctionner les câbles alimentant le poste Scailquin et de conserver la liaison entre Schaerbeek et Wiertz, mais il a finalement été opté

pour un abandon de cette liaison lors de l'abandon du poste vu l'état de vétusté des câbles. Cette décision a par ailleurs été validée dans le cadre de l'étude long terme sur l'est de Bruxelles.



5.27 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. Suite à la crise sanitaire, le processus de demande de permis et le projet ont été retardés.

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 (§5.18.2). 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. L'entrée-sortie de la liaison sur Josaphat se voit légèrement retardée, et le remplacement du câble avancé.

5.28 Abandon du 6 kV à Voltaire et remplacement des équipements basse tension

Le gestionnaire du réseau de distribution a transféré les clients raccordés en 6 kV au poste de Voltaire en 11 kV ou sur le poste 6 kV de Josaphat. Le point de fourniture Voltaire 6 kV est conservé pour assurer une alimentation de secours durant les travaux réalisés à Josaphat (voir §5.27). A la fin du projet à Josaphat, les installations 6 kV à Voltaire seront démantelées.

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Voltaire découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.29 Remplacement des équipements basse tension 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. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.30 Remplacement des équipements basse tension et de la cabine 36 kV au poste Wiertz

La rénovation des équipements de protection du poste Wiertz découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. La cabine 36 kV arrive en fin de vie et sera également remplacée. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.31 Remplacement de la liaison Dhanis–Ixelles 150 kV

Le câble Woluwe – Ixelles ayant été mis hors service (voir §5.1), le tronçon rénové récemment (entre le poste Ixelles et le boulevard du Triomphe) a été réutilisé dans le cadre du remplacement de la liaison 150 kV entre Dhanis et Ixelles.

5.32 Restructuration de la boucle Nouveau Ixelles – Naples – Américaine

Comme annoncé dans le Plan d'Investissements 2012-2019, suite à une étude d'optimisation de la zone cadrant dans la politique de sortie du 5 kV établie conjointement avec le GRD, le poste Américaine n'a pas été reconstruit à l'identique. Les quatre transformateurs (2

transformateurs 36/11 kV, un 36/5 kV et un 36/11/5 kV) ont été placés en antenne sur les câbles venant des postes Nouveau Ixelles et Naples. Cette modification de la structure nécessitait la pose d'un câble 36 kV entre les postes Dhanis et Naples sur lequel le transformateur T2 de Naples a été mis en antenne.

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. La structure finale permettra de raccorder jusqu'à trois transformateurs 36/11 kV sur chaque poste, 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).

5.33 Naples : sortie du 5 kV

Le GRD ayant quitté le niveau de tension 5 kV, le transformateur de type 36/11-5 kV est maintenu en service pour alimenter le 11 kV, faisant ainsi passer la puissance conventionnelle fournie à 50 MVA.

5.34 Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Nouveau Ixelles et Américaine

Une des liaisons 36 kV alimentant le poste Américaine depuis Nouveau Ixelles doit être remplacée à l'horizon 2030.

5.35 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.



5.36 Remplacement de câbles 36 kV entre les postes Nouveau Ixelles, Dhanis et De Mot

Deux des liaisons 36 kV reliant les postes Nouveau Ixelles et Dhanis doivent être remplacées à l'horizon 2030. Suite à une réévaluation des besoins, le projet a été reporté.

Trois des liaisons 36 kV reliant les postes De Mot et Dhanis doivent être remplacées à l'horizon 2030. Suite à une réévaluation des besoins, le projet a été reporté.

5.37 Remplacement du poste 36 kV Nouveau Ixelles

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Nouveau Ixelles découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. La cabine 36 kV arrive également en fin de vie et sera remplacée en même temps que les protections. Comme précisé en §5.18.2, les postes 36 kV d'Ixelles et Nouveau Ixelles vont être fusionnés. A la place d'un renouvellement complet du poste de Nouveau Ixelles, celui d'Ixelles sera étendu.

5.38 Rénovation du poste Ixelles

Suite à la restructuration du réseau 150 kV à Bruxelles, plusieurs travées 150 kV de type GIS se libéreront à Ixelles. Pour des raisons de sécurité des personnes, il était prévu d'intégrer les dernières travées AIS dans le poste blindé actuel.

Début 2013, un incident s'est produit dans le poste blindé, entraînant la détérioration de la travée couplage. Après une étude approfondie des causes de l'incident et des éventuels risques liés au maintien de ce poste blindé jusqu'à sa fin de vie théorique (+/- 2030), son remplacement anticipé a été décidé.

Les travaux comprennent la construction d'un nouveau poste GIS 150 kV qui regroupera toutes les travées existantes. Suite à la crise sanitaire et à des problèmes rencontrés lors de l'exécution, la mise en service du nouveau poste a été reportée.

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 (§5.39).

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.

Suite à l'optimisation des travaux sur le site d'Ixelles (voir §5.18.2), certains délais de réalisation ont été allongés.

5.39 Cabines 5 kV et 11 kV au poste Volta

La cabine 5 kV du poste Volta a été remplacée en 2019.

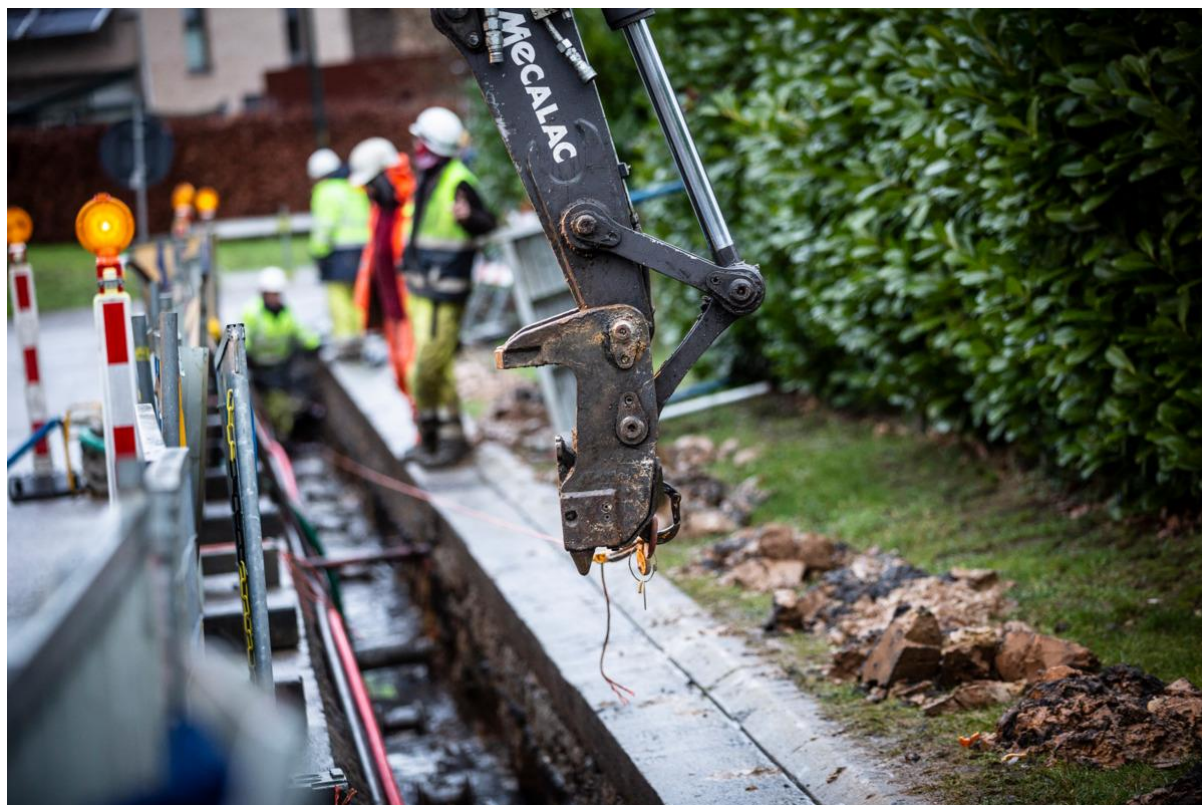
Elia devra également remplacer le transfo T4 bitension 36/11/5 kV de 25 MVA à court terme. L'étude long terme Bruxelles-Est prévoit l'installation d'un transformateur 150/11 kV de 50 MVA permettant de transférer la charge de Volta vers le 150 kV. Vu l'impossibilité du GRD de sortir du 5 kV d'ici là, 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. Ces travaux font également l'objet de l'optimisation sur le site d'Ixelles (voir §5.18.2 et §5.38).

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

5.40 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.

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.



5.41 Remplacement de la cabine 36 kV 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. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.42 Remplacement des équipements de basse tension au poste Bovenberg

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Bovenberg découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.43 Remplacements au poste Wezembeek

Le remplacement de la cabine MT du poste Wezembeek est en cours d'exécution. En coordination avec le GRD concerné, la fin des travaux a été reportée.

Suite à des analyses détaillées de l'état de vétusté des transformateurs, le remplacement des T1 et T3 sera réalisé simultanément avec le remplacement complet du poste 36 kV. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.44 Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Wezembeek et Zaventem

Une des liaisons 36 kV reliant les postes Wezembeek et Zaventem doit être remplacée à moyen terme. Suite à une réévaluation des besoins, le projet a été avancé d'un an.

5.45 Remplacement des équipements basse tension et d'un transformateur à Zaventem

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Zaventem découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Le transformateur T3 36/11 kV arrive en fin de vie et sera également remplacé. Suite à une nouvelle estimation des délais d'exécution, la fin du projet a été retardée.

5.46 Remplacement des câbles 36 kV entre les postes Woluwe et Bovenberg

Les trois liaisons 36 kV alimentant le poste Bovenberg depuis Woluwe doivent être remplacées à l'horizon 2030. Suite à une réévaluation des besoins, le projet a été reporté d'un an.

5.47 Remplacement des équipements basse tension à Espinette

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Espinette découle de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type.

5.48 Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Espinette et Rhode-Saint-Genèse

Une des deux liaisons 36 kV alimentant le poste Espinette depuis Rhode-Saint-Genèse doit être remplacée à moyen terme. Suite à une optimisation des travaux, le projet a été avancé.

5.49 Extension et renforcement du réseau de fibre optique

Le projet de réseau de fibre optique concerne les investissements dans l'horizon 2020-2030 dans une extension et un renforcement du réseau de fibre optique en vue d'une intégration optimale de la supervision et de la gestion des assets dans les activités opérationnelles d'Elia.

Les principaux moteurs sont :

- le remplacement, en ligne avec l'évolution du marché, du TDM²² par une technologie IP pour la communication de données. Cette évolution requiert, pour garantir le bon fonctionnement des dispositifs de protection, que la télécommunication passe par la fibre optique ;
- le besoin croissant en bande passante des IED²³ des postes (remote asset management, surveillance par caméra, cyber sécurité, *hub & spoke approach*, capteurs, etc.) ;
- la nécessité de remplacer les anciennes liaisons en cuivre en fin de vie et/ou qui offrent une bande passante insuffisante.

²² Time Division Multiplexing

²³ Intelligent Electronic Devices

