



Région de Bruxelles-Capitale

14 septembre 2018

Plan d'Investissements 2019 – 2029



Photo de couverture : nouveau poste 150 kV de Charles Quin

1. EXECUTIVE SUMMARY	5
2. CONTEXTE	9
2.1 Cadre légal	10
2.1.1 Elia System Operator	10
2.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale dans le marché libéralisé de l'électricité	10
2.1.3 L'établissement d'un Plan d'Investissements du réseau de transport local de la Région de Bruxelles-Capitale	13
2.2 Axes de développement du réseau	15
2.2.1 Développement et sécurité d'approvisionnement européens	15
2.2.2 Intégration de l'énergie renouvelable et décentralisée en Région de Bruxelles-Capitale	15
2.2.3 Utilisateurs directs du réseau et gestionnaires de réseau de distribution	16
2.2.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local	17
2.2.5 Conformité fonctionnelle et technologique	21
2.3 Méthodologie du développement du réseau	23
2.3.1 Différents futurs possibles	23
2.3.2 Etablir les besoins	24
2.3.3 Élaboration de solutions	27
2.3.4 Programmation dynamique des investissements	31
2.4 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia	33
2.4.1 Acceptation sociale des infrastructures	33
2.4.2 Sauvegarde de l'environnement	35
3. RÉSEAU DE TRANSPORT LOCAL DE LA RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE	39
3.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport local	40
3.2 Visions générales du développement des réseaux de transport local	41
3.2.1 Rationalisation du réseau de transport local 36 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés	41
3.2.2 Intégration de la production décentralisée	42
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	42
3.3 Réseau de transport local en Région de Bruxelles-Capitale : situation actuelle et vision long terme	45
3.3.1 Adéquation du réseau d'électricité aux niveaux de production et de consommation	45
3.3.2 Diagnostic des goulets d'étranglement sur le réseau d'électricité	46
3.3.3 Politique de renforcement du réseau de transport régional de la Région de Bruxelles-Capitale	46
3.4 Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale	48
3.4.1 Objectifs en matière de fiabilité d'approvisionnement	48

3.4.2	Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent.....	50
3.4.3	Politique en matière d'efficacité énergétique.....	50

4. INVENTAIRE DES PROJETS..... 61

4.1	Tableau des mises en service réalisées.....	63
4.2	Tableau des adaptations du réseau de transport local.....	64
4.3	Schémas réseaux.....	71
4.3.1	Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – référence.....	72
4.3.2	Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – horizon 2029.....	73
4.3.3	Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – référence.....	74
4.3.4	Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – horizon 2029.....	75
4.3.5	Réseau 150 kV de Bruxelles – référence.....	76
4.3.6	Réseau 150 kV de Bruxelles – horizon 2029.....	77

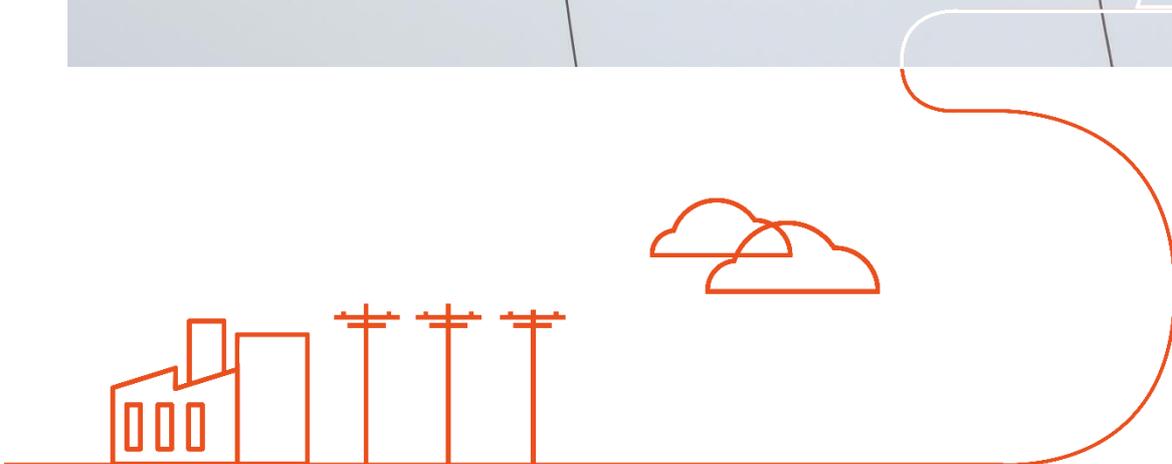
5. NOTES EXPLICATIVES DES PROJETS..... 79

5.1	Le développement du réseau dans le centre de Bruxelles (Pentagone).....	80
5.1.1	Renforcement de la transformation au poste de Charles-Quint.....	80
5.1.2	Renforcement de la transformation vers le 11 kV à Pachéco.....	83
5.2	Remplacement de la liaison Dhanis–Ixelles 150 kV.....	84
5.3	Evolution du réseau dans l'ouest de Bruxelles.....	84
5.3.1	Bloc I : restructuration du réseau 150 kV (2018 – 2020).....	86
5.3.2	Bloc II : réduction du nombre de poches 36 kV (2023-2024).....	87
5.3.3	Bloc III : travaux «indépendants».....	88
5.4	Evolution du réseau dans l'est de Bruxelles.....	89
5.4.1	Relocalisation des injecteurs dans la zone Vilvorde – Machelen - Schaerbeek.....	90
5.4.2	Restructuration des poches Dhanis-Ixelles et Ixelles-Ixelles-Rhode.....	91
5.5	Naples : sortie du 5 kV.....	92
5.6	Restructuration de la boucle Nouveau Ixelles – Naples – Américaine.....	93
5.7	Restructuration de la zone Héliport – Point-Ouest – Monnaie.....	93
5.8	Restructuration de la zone Buda-Marly.....	94
5.9	Rénovation de la transformation au poste Elan.....	94
5.10	Rénovation du poste Dhanis.....	94
5.11	Abandon du poste Scailquin et des liaisons l'alimentant.....	95
5.12	Rénovation du poste 36 kV Schaerbeek C-D et des injecteurs T1 et T2 150/36 kV et ajout d'un injecteur 150/36 kV.....	95
5.13	Remplacement de la cabine 36 kV au poste Harenheide.....	96

5.14	Rénovation du poste Josaphat.....	96
5.15	Entrée-sortie d'un des câbles Schaerbeek-Dunant sur le poste de Josaphat	97
5.16	Remplacement de la cabine 36 kV au poste Woluwe.....	97
5.17	Installation d'un second transformateur à Essegem (Lahaye)	97
5.18	Remplacement des équipements de basse tension au poste Midi.....	97
5.19	Remplacement des équipements de basse tension au poste Drogenbos.....	98
5.20	Remplacement de la cabine MT et de deux transformateurs au poste Marché	98
5.21	Remplacements au poste Wezembeek.....	98
5.22	Rénovation du poste Ixelles.....	98
5.23	Cabines 5 kV et 11 kV au poste Volta	99
5.24	Remplacement de la cabine MT au poste Houtweg	99
5.25	Remplacement de la cabine MT au poste Charles-Quint.....	99
5.26	Remplacement de la cabine MT au poste De Cuyper.....	99
5.27	Remplacement de la cabine MT au poste Pêcheries.....	100
5.28	Assainissement des nuisances sonores au poste Schols	100
5.29	Remplacement du transformateur 150/36 kV au poste de Midi.....	100
5.30	Remplacement des équipements de basse tension au poste Bovenberg.....	100
5.31	Remplacement des équipements de basse tension au poste Chome-Wyns.....	100
5.32	Remplacement des équipements de basse tension au poste Démosthène	101
5.33	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes De Cuyper et Drogenbos	101
5.34	Remplacements 36 kV au poste de Machelen.....	101
5.35	Remplacement de 3 câbles 36 kV entre les postes Machelen et Harenheide.....	102
5.36	Remplacement du poste 36 kV Nouveau-Ixelles.....	102
5.37	Remplacement de deux câbles 36 kV entre les postes Nouveau-Ixelles et Dhanis.....	102
5.38	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Nouveau-Ixelles et Américaine	102
5.39	Remplacements au poste Point-Sud et mise en antenne sur Midi	102
5.40	Rénovation du poste 36 kV Schaerbeek A	103

5.41	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Schaerbeek et Dunant.....	103
5.42	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Wezembeek et Zaventem.....	103
5.43	Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Woluwe et Bovenberg.....	103
5.44	Démolition du poste de Vilvoorde Park.....	103

1. Executive summary



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 croissante 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 de 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 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.

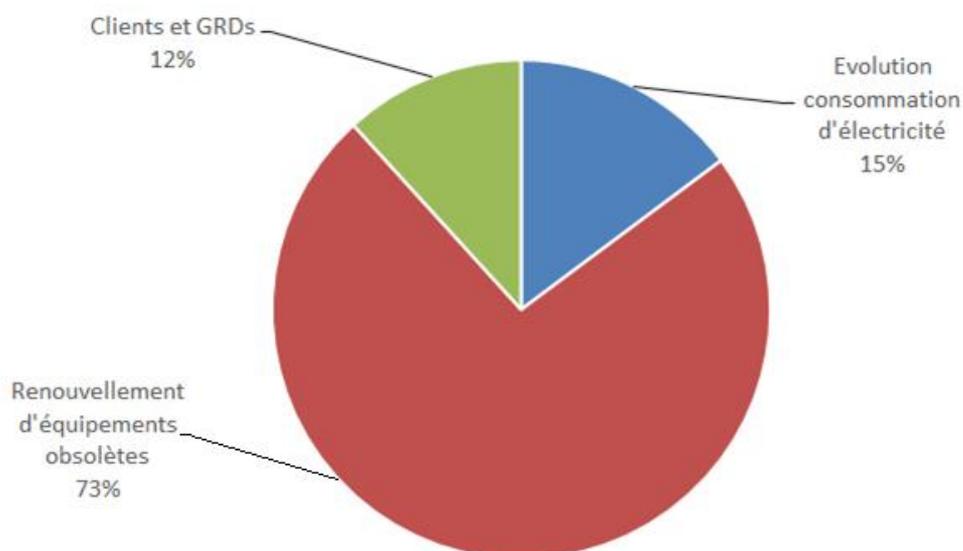


Figure 1.1 : Répartition des projets par moteur d'investissements (hors 150 kV)

Stabilité de la charge maximale transportée par 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 a tenu compte de l'arrivée des véhicules électriques et de l'accroissement attendu de la population dans la capitale. Si l'impact des véhicules électriques sur le réseau de transport de la région de Bruxelles-Capitale devrait resté limité à l'horizon de ce plan, l'accroissement de population, principalement prévu le long du canal, est sensible. La zone est toutefois déjà bien desservie et les renforcements complémentaires planifiés sont présentés dans ce plan.

Contexte des champs électromagnétiques (EMF¹)

Un Protocole obligatoire relatif à la pose de nouveaux câbles haute tension en Région de Bruxelles-Capitale a été établi. Il précise l'ensemble des bonnes pratiques à mettre en œuvre dans le cadre des projets de pose de câbles 150 kV, parmi lesquelles le respect de distances cibles par rapport aux habitations établies en tenant compte des champs magnétiques. Il constitue une avancée en aidant à clarifier les règles pour l'exécution et est d'application pour tous les projets concernés initiés depuis sa signature. Les modalités d'application fonctionnelles ont également été définies, en tenant compte des contraintes techniques et des procédures d'autorisation préexistantes.

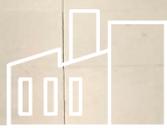
Le respect des bonnes pratiques édictées dans le Protocole susmentionné vise à permettre à Elia de réaliser les investissements nécessaires pour garantir la régularité et la qualité de l'approvisionnement électrique de la Région, conformément à la mission qui lui a été confiée par les autorités régionales. Elia espère donc que, conformément à l'esprit du Protocole obligatoire, l'ensemble des autorités régionales et locales impliquées continueront à collaborer activement à la recherche de solutions responsables et à délivrer les autorisations nécessaires pour une réalisation des projets d'infrastructures électriques haute tensions de la Région de Bruxelles-Capitale dans des délais compatibles avec les impératifs de mise en service des installations.

¹ Electromagnetic Fields

Impact de la mobilité sur les chantiers

Une attention toute particulière devra également être accordée à l'engagement de l'ensemble des parties concernées, en ce compris les acteurs de la mobilité. Si le Gouvernement Bruxellois a décidé de favoriser l'exécution des projets « fut-ce au détriment – momentané – de la mobilité », on ne peut ignorer la situation critique de cette dernière problématique sur le territoire régional. Le Protocole imposant de poser les câbles 150 kV sur des voiries plus importantes, l'impact des chantiers sur la mobilité sera d'autant plus marqué. Elia met dès lors tout en œuvre pour maximiser les synergies avec les autres chantiers (entre autres par le biais de la Commission de Coordination des Chantiers) afin de minimiser l'impact des chantiers sur la mobilité.

2. Contexte



2.1 Cadre légal

2.1.1 Elia System Operator

Elia est constituée de deux entités légales opérant en tant qu'entité économique unique : Elia System Operator, détenteur des licences de gestionnaire de réseau, et Elia Asset, propriétaire du réseau. Le réseau maillé géré par Elia System Operator (« 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 à la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance du 19 juillet 2001, par Arrêté du 13 juillet 2006, pour un terme de 20 ans, et se terminera le 26 novembre 2021. 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.

Enfin, 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.

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 »². Ce mécanisme doit permettre d'assurer un niveau suffisant de sécurité d'approvisionnement en Belgique pendant les périodes hivernales.

FACILITER LE MARCHÉ

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

Ces dernières années, plusieurs étapes ont été franchies dans l'intégration du marché européen, avec entre autres le lancement du couplage de marché basé sur les flux (*flow-based*) dans les marchés *day-ahead* de la région du centre-ouest de l'Europe, et l'intégration des marchés 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.



2 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).

2.1.3 L'établissement d'un Plan d'Investissements du réseau de transport local 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 couvre une période de 10 années et est adapté annuellement.

Depuis 2014, le Plan d'Investissements doit aussi contenir la politique menée en matière d'efficacité énergétique.

Au plan procédural, la proposition de Plan d'Investissements est transmise au régulateur bruxellois BRUGEL pour le 15 septembre. BRUGEL remet ensuite son avis. La proposition de Plan d'Investissements et l'avis de BRUGEL sont ensuite transmis 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 aussi en ligne avec 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. En outre, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale a approuvé en décembre 2017 le Pacte énergétique interfédéral, définissant la vision énergétique pour la Belgique à l'horizon 2050.

2.1.3.2 Lien avec les plans régionaux

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.

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 local.

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 en Région de Bruxelles-Capitale

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 2019-2029, 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 par ³ :

- 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.

³ Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, p. 33-36

2.2.4.2 Le renouvellement d'équipements obsolètes

Le réseau de transport local 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 60, 70 et 80 ans voire plus. Par contre, la durée de vie des équipements de protection diminue avec l'évolution des technologies (électromécaniques, électroniques puis numériques). Le renouvellement des équipements du réseau de transport arrivés en fin de vie constitue donc un axe important 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.

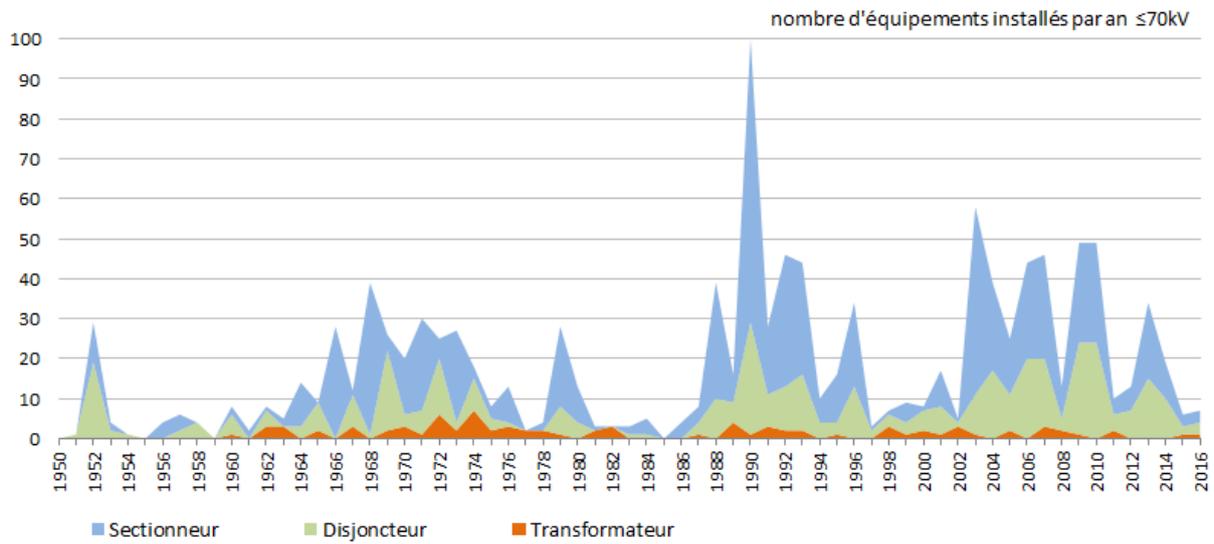


Figure 2.2 : Répartition des années de construction des principaux équipements en haute tension

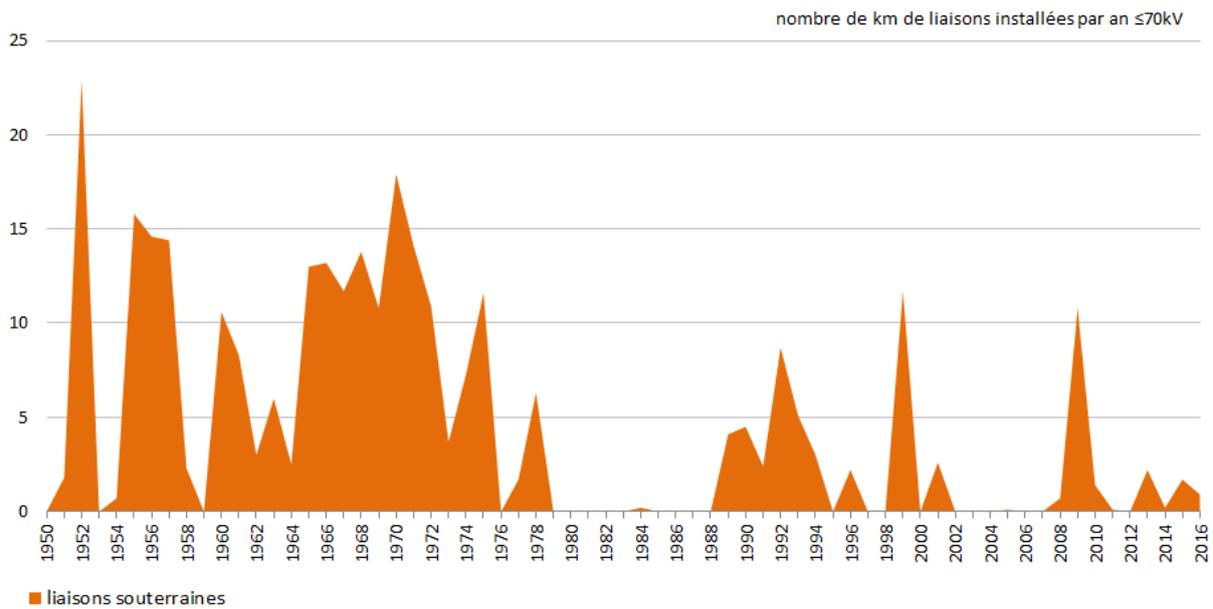


Figure 2.3 : Répartition des années de construction des liaisons

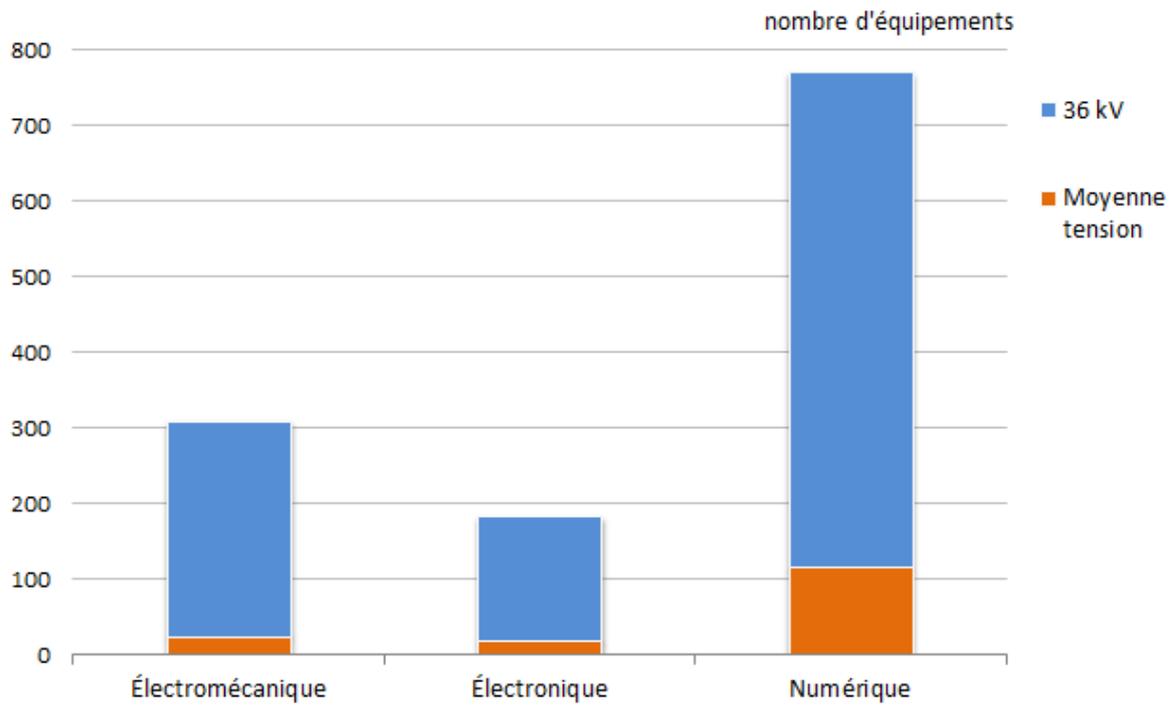


Figure 2.4 : Répartition des équipements de protection en fonction de la technologie et du niveau de tension

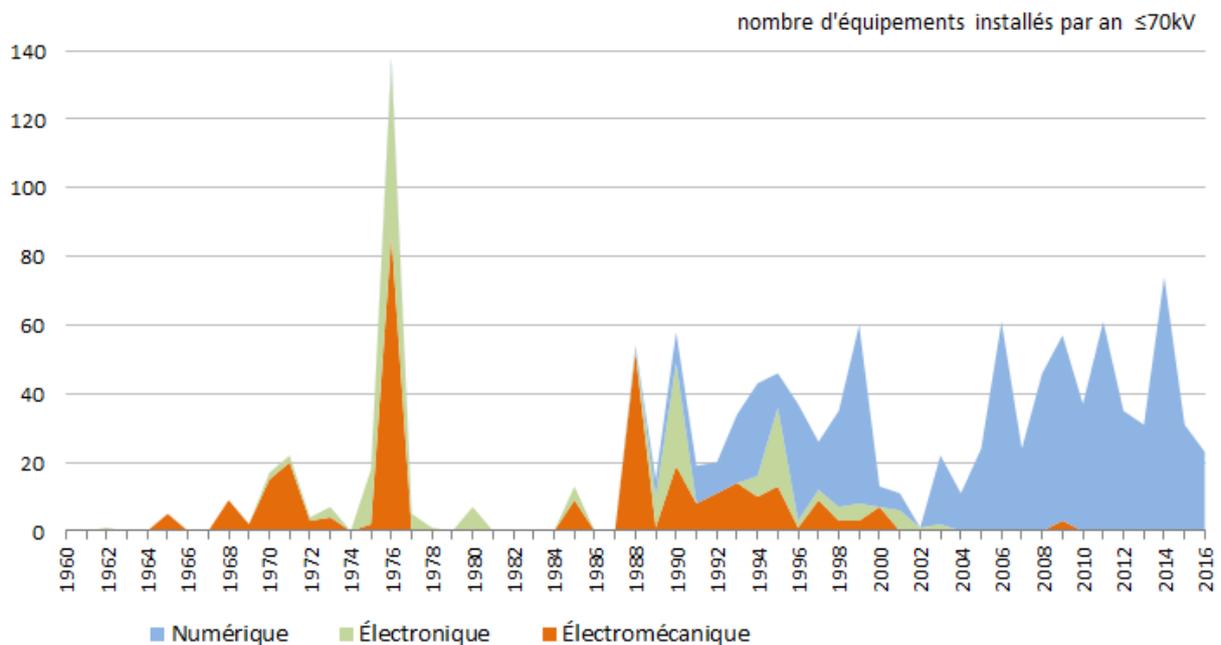


Figure 2.5 : Répartition des années de construction des équipements de protection

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 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.
- 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 TDM⁴ en technologie IP pour la communication de données et, en particulier, pour garantir le bon fonctionnement des appareils de protection.
- 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.



⁴ 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*⁵ ;
- un modèle de calcul de la puissance de court-circuit dans chaque nœud du réseau⁶ ;
- un modèle de stabilité statique et dynamique d'un réseau⁷ ;
- un modèle de stabilité de tension⁸.

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

⁵ 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

⁶ Selon la méthode de superposition, permise dans la norme CEI 60909

⁷ 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.

⁸ 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.

représentatif donné, différents états du réseau sont susceptibles de se présenter et font à tour de rôle l'objet d'un examen :

- l'état sain, cas idéal, où tous les éléments du réseau et les unités de production prévus sont disponibles ;
- tous les états en « incident simple » caractérisés par la perte d'un élément unique (élément de réseau ou unité de production) – c'est-à-dire le critère 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'Europe⁹. 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.

⁹ Elia, Rapport annuel 2017, https://annualreport.elia.be/2017/?_ga=2.207643218.1705009044.-1523113115600327400.1518508436

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

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.

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

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

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.

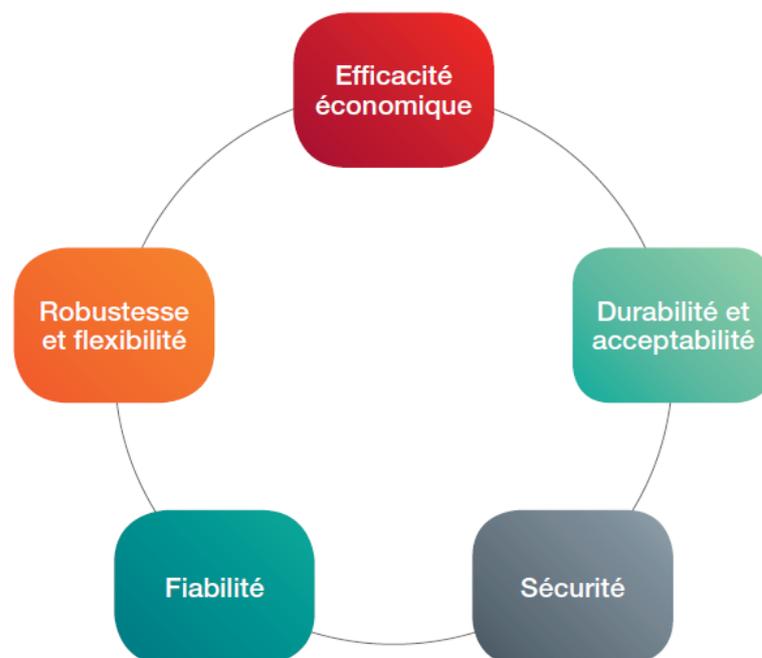


Figure 2.7 : Évaluation des solutions possibles

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.

Pour les projets qui pourraient avoir un impact significatif sur l'environnement, Elia est tenu d'effectuer des études environnementales au niveau régional. Après concertation avec les autorités compétentes, la planification spatiale et les permis octroyés contiennent souvent des mesures visant à minimiser l'impact sur l'environnement.

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.

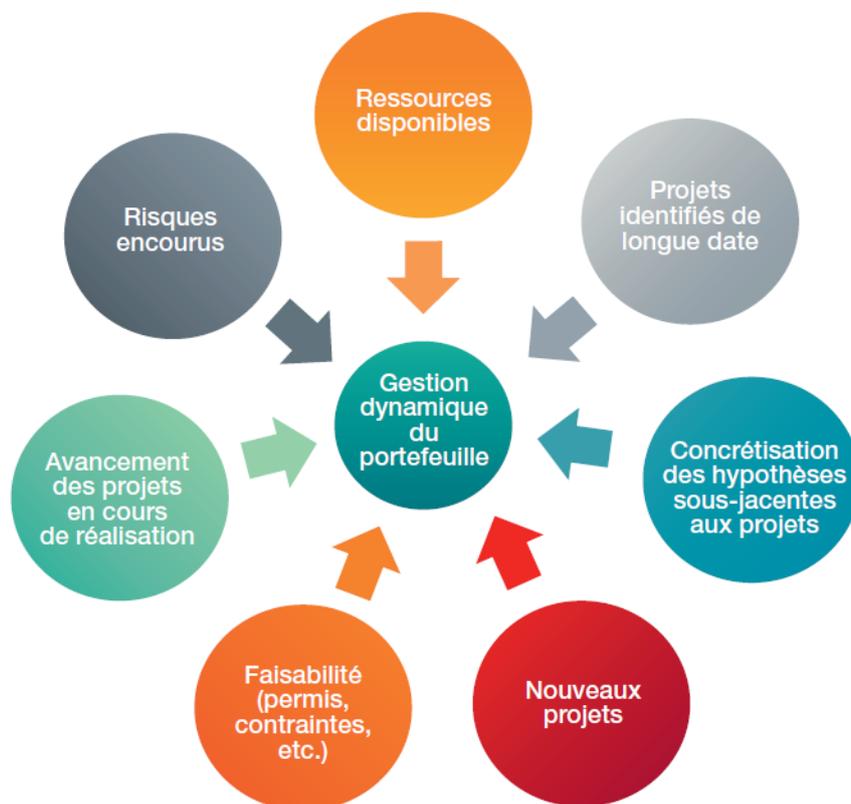


Figure 2:8 : Gestion dynamique du portefeuille de projets

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 local 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 mais s'efforce de mener ces activités en portant une attention maximale aux riverains, aux partenaires locaux, aux personnes concernées en général et à l'environnement. Dans cette optique, Elia a pris des mesures concrètes, préventives et curatives, à plusieurs niveaux. Le renforcement de ces mesures, dans le cadre des activités et projets d'Elia, a pour objectif de faciliter la réalisation des projets d'infrastructure.

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

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 Switch-gear* ») 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 μT 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 μT .

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



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

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

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'Elia¹⁰.

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.

¹⁰ (« Rapport sur l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Belgique », conformément à l'article 15.2 de la Directive européenne 2012/27/UE, 2015) et <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/reduire-les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre>)

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 nature¹¹

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

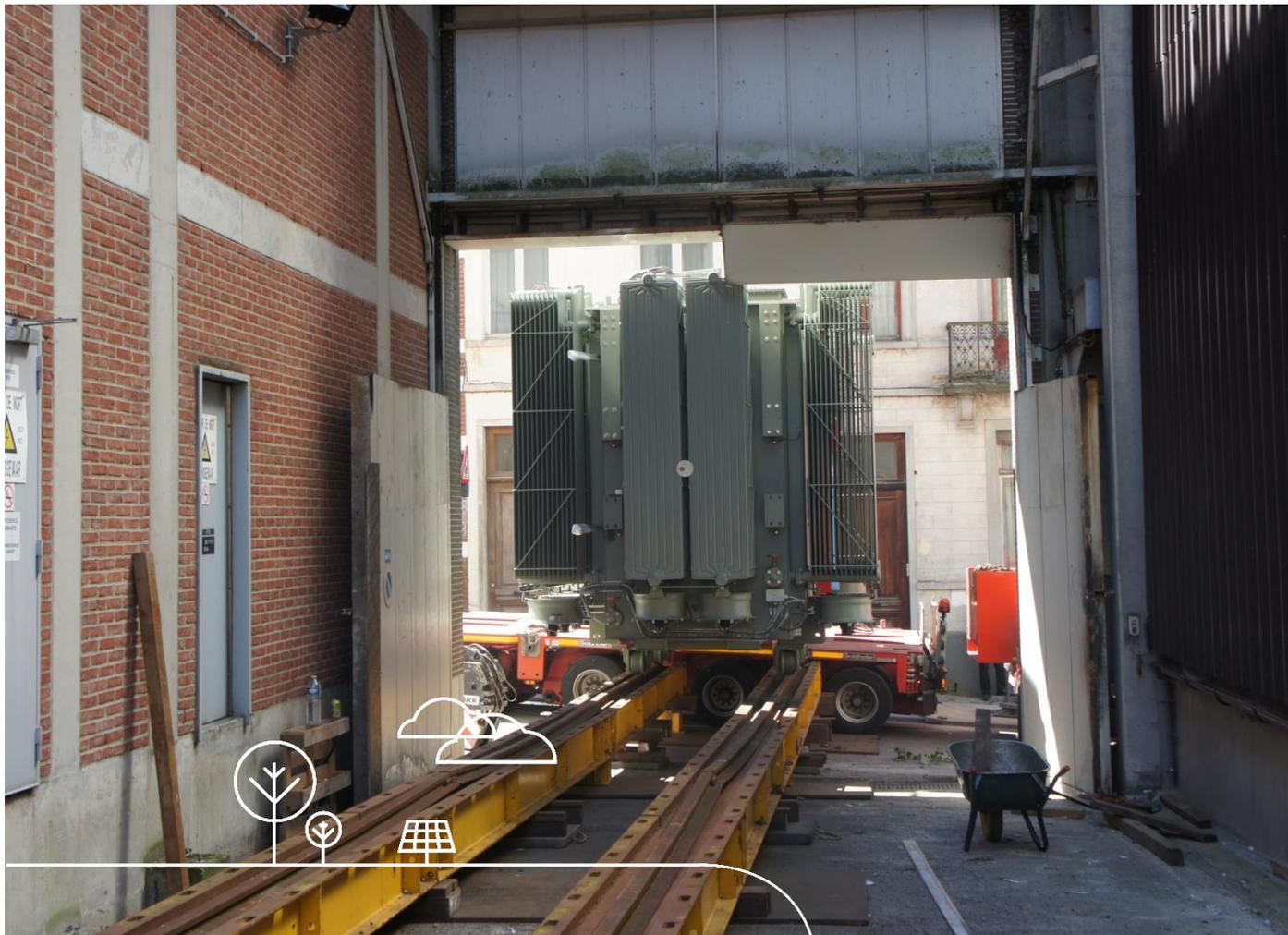
Aucun arbre ne peut pousser à proximité des lignes à haute tension afin de prévenir tout court-circuit ou problème de sécurité causés par les chutes d'arbres. Jusqu'il y a peu, la gestion régulière consistait à libérer de toute végétation ascendante un couloir passant sous les lignes, et ce, tous les 5 à 8 ans. Dans le cadre de la nouvelle approche, Elia effectue une analyse pour les lignes à haute tension nouvelles et existantes en fonction du tracé (prévu). Nous déterminons si, dans les zones boisées, les espaces naturels, voire même sous les pieds de pylône dans les régions agricoles, le corridor traversé par la ligne, qui doit normalement être libéré de toute végétation ascendante, peut tout de même être aménagé afin de créer une valeur ajoutée pour la nature environnante en apportant des végétations stables, et ce, selon les principes du projet Life Elia de 2011-2017¹². Cette nouvelle approche est non seulement bénéfique pour la biodiversité mais générera aussi des frais d'entretien du réseau moins élevés à terme.

¹¹ Elia, <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/reduire-l-impact-environnemental-de-nos-installations>

¹² Elia, <http://www.elia.be/fr/securite-et-environnement/Projet-Life-Elia>



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



3.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport local

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 2019-2029 sont caractérisées par une tendance générale d'une augmentation modérée de la consommation. A l'horizon de ce plan, une légère croissance est prévue, avec un coefficient moyen d'accroissement annuel de 0,24% 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 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 local

3.2.1 Rationalisation du réseau de transport local 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 Distribution¹³. 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.

¹³ 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.

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 ;
- 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 Centralisée¹⁴) 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.

3.2.3.3 Arrivée des véhicules électriques

Le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé une étude sur l'impact des véhicules électriques sur le réseau en 2011.

Celle-ci concluait que l'intégration des véhicules électriques ne présentera pas de difficulté ou, en tout cas, pas de rupture majeure dans le rythme des investissements, tenant compte des autres moteurs d'investissements liés à la saturation ou au renouvellement des infrastructures pour cause de vétusté.

En 2012, Elia a également réalisé une étude sur le sujet. Celle-ci a été décrite dans les Plans d'Investissements 2013-2023 et 2014-2024 et concluait qu'il serait possible de suivre l'impact de l'évolution du parc de véhicules électriques chaque année lors de la détection des besoins et, si nécessaire, de lancer des projets de renforcement local.

Actuellement, il n'y a pas de nouveaux éléments ou d'initiatives concrètes remettant en cause les hypothèses ou les résultats de ces analyses.

¹⁴ Le service TCC permet l'envoi d'informations vers les compteurs via la génération d'impulsions à une fréquence donnée

3.3 Réseau de transport local 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 §5.3 pour l'ouest de Bruxelles et §5.4 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 de minutes par consommateur par an ;
- fréquence des interruptions de fourniture d'électricité (ou Average Interruption Frequency (AIF)) : nombre d'interruptions par consommateur par an ;
- durée moyenne des interruptions de fourniture d'électricité (ou Average Interruption Duration (AID)) : nombre de minutes par interruption.

Le réseau de transport régional bruxellois est relativement peu étendu. A la fin de l'année 2017, ce réseau comportait 310 km de câbles souterrains 36 kV et 55 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 2017 a été transmis le 14 mai 2018. 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) : 1,99 min / consommateur ;
- fréquence des interruptions (AIF) : 0,08 interruption / consommateur ;
- durée moyenne des interruptions (AID) : 22,6 min / interruption.

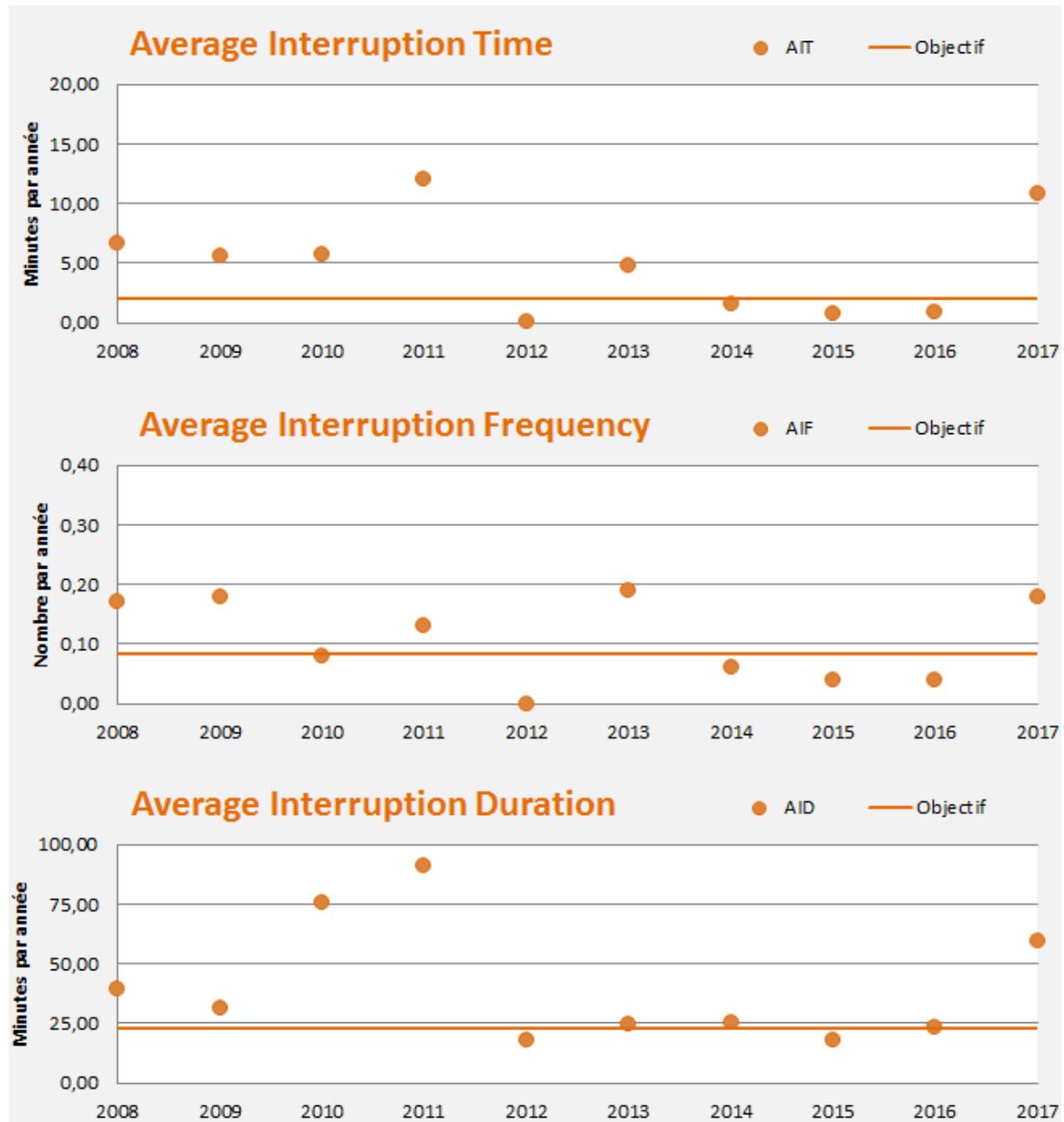


Figure 3.1 : Evolution des indicateurs de fiabilité sur les 10 dernières années

3.4.2 Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent

Depuis le 1^{er} août 2017, deux évènements importants ont nécessité une intervention urgente des services de garde d'Elia sur le réseau de transport local.

- Le 07/09/2017, trois câbles 36 kV sont endommagés suite à l'effondrement de la chaussée de Louvain. Des équipes Elia sont envoyées sur place pour réparer les sections endommagées.
- Le 24/10/2017, le transformateur 36/11/15 kV du poste de Naples déclenche de manière non souhaitée alors que la seconde alimentation des rails 11 kV du poste venait d'être mise hors service pour une intervention. L'intervention est alors immédiatement arrêtée et la liaison est restituée en urgence afin de permettre la réalimentation du poste 11 kV de Naples.

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 :

- a) 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 ;*
- b) 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%¹⁵ 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.

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 de la nouvelle directive européenne 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 spécifications minimales reprises dans la phase 2 – les spécifications les plus strictes – de la directive (application à partir du 21.07.2021).

Il est également prévu de satisfaire à la Directive Européenne 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. Étant donné que ces alimentations ne disposent pas de compteurs, il n'existe pas d'informations fiables à propos de la consommation propre des postes et cabines.

¹⁵ 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 %.

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 61 postes a été faite sur l'ensemble du réseau Elia, ces postes représentant un échantillon statistiquement significatif.



Les premiers comptages des six installations pilotes montrent un profil très varié, mais quelques tendances peuvent être dégagées dès à présent :

- la consommation dans le cas d'un poste construit récemment est nettement inférieure à celle d'un poste plus ancien ;
- le chauffage et les batteries représentent la consommation la plus importante ;
- la consommation par poste peut présenter des pics jusqu'à 16 kW avec une consommation totale en 2014 de 17 MWh.

Le placement des comptages a été finalisé en 2016. Suite à un problème de configuration de ces derniers, leur mise en service a dû être décalée mi-2018. Mi-2019, nous disposerons ainsi de données validées pour une année complète. Les analyses suivantes pourront alors être entreprises :

- détermination de la consommation totale des services auxiliaires sur le réseau Elia ;
- distinction des principaux paramètres qui influencent la consommation (âge, superficie du bâtiment du poste, puissance du transformateur de services auxiliaires...);
- identification des principaux postes de consommation sur la base des comptages partiels.

Ces analyses permettront d'identifier les principales composantes de consommation dans les postes à haute tension Elia et de déterminer le potentiel d'amélioration possible.

Dans l'attente des résultats des comptages, Elia a réalisé quelques simulations en vue d'évaluer le potentiel de certains investissements permettant de réduire la consommation énergétique.

Plusieurs mesures d'isolation ont ainsi été évaluées en considérant un bâtiment théorique non isolé consommant une moyenne annuelle de 100 MWh en chauffage (voir tableau 3.2 ci-dessous).

En pratique, la consommation en chauffage peut être sensiblement inférieure et entraîner de facto une augmentation de la durée du retour sur investissement mais il est tout de même évident que l'isolation des toitures s'avère être la mesure la plus efficace avec le retour sur investissement le plus court.

Pratiquement, sur base des connaissances actuelles, une série de mesures sont donc 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, ...

Mesure	Coût [k€]	Gain annuel (MWh)	Gain [%]	Retour sur investissement [ans]
Double vitrage	13,2	3,6	3%	82
Isolation toit	5,6	21,5	21%	6
Isolation façades (totale)	17,9	6,7	7%	60
Isolation façades (partielle)	5,9	9,7	10%	13

Hypothèse : 44,44€/MWh¹⁶

Tableau 3.2 : Evaluation théorique des mesures d'isolation

Un audit des toitures des bâtiments dans les postes a été 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. Concrètement, des possibilités d'améliorations des standards techniques sont évaluées sur base d'une analyse coûts-bénéfices. Par exemple, une optimisation des réglages des thermostats pour le

¹⁶ Estimation du prix de gros moyen à court-terme sur le marché de l'électricité

chauffage et la ventilation tout en évitant un risque de condensation pour les équipements.

Une autre piste analysée est l'installation de panneaux solaires dans un ensemble de postes sélectionnés.

A titre illustratif : équiper un poste 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. Il faut cependant encore clarifier cette option sur le plan juridique et s'assurer qu'il soit permis que le gestionnaire du réseau de transport puisse placer des panneaux solaires en vue de couvrir ses besoins propres.

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 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 :

- 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. Les premiers résultats ont été obtenus fin 2017 et concernent l'estimation de la condition des transformateurs d'interconnexion et de distribution, ainsi que les disjoncteurs, sectionneurs et TI/TP à partir du 70kV. Le but est qu'en 2018 ces résultats soient utilisés pour optimiser les maintenances et remplacements de ces équipements.

En 2018, l'ACC va implémenter le même principe pour les câbles et les lignes à haute tension. Par ailleurs, Elia développe un système pour des essais mensuels et automatiques des diésels à distance, pour limiter les déplacements et la main d'œuvre.

En 2019, Elia ajoutera encore plus d'assets dans le système ACC et appliquera la maintenance à distance sur les batteries, pour limiter les déplacements et la main d'œuvre.

Recours au Dynamic Line Rating – Statut : Réalisé

Lignes aériennes

Elia continue de développer l'utilisation du « Dynamic Line Rating » (DLR) sur ses lignes aériennes les plus critiques. En 2017, 7 lignes 380kV supplémentaires ont été équipées de modules DLR notamment sur l'axe Mercator-Horta-Avelgem afin de mitiger l'impact des longues coupures nécessaires à l'installation de conducteurs à hautes performances thermiques.

Elia utilise également les prévisions d'ampacité dans les processus opérationnels J-2 et J-1. Ainsi, si les prévisions d'ampacité le permettent, 15 branches critiques du marché de couplage flow-based bénéficient potentiellement d'une augmentation de capacité de 5% par rapport aux limites saisonnières durant les heures de pointes et de 9% durant les heures hors pointes¹⁷. En cas de vague de froid, Elia peut même augmenter le gain potentiel jusqu'à 10%.

Ces techniques ne sont actuellement utilisées que pour des niveaux de tension tombant hors du périmètre de ce plan. Mais elles disposent clairement d'un potentiel pour une application future sur des niveaux de tension inférieurs.

Liaisons souterraines

Fort de l'expérience acquise avec le DLR pour les lignes aériennes, Elia a aussi implémenté en 2016 une gestion dynamique de la capacité de transport des câbles souterrains appelée DTS-RTTR (Distributed Temperature Sensing – Real-Time Thermal Rating).

La technique mise en œuvre utilise l'inertie thermique du câble et du sol autorisant des surcharges temporaires.

Le système calcule, pour des conditions données, la charge maximale possible pendant une période de temps déterminée, en prenant en compte les conditions de charge des dernières 24h.

¹⁷ Heures de pointes = 9h – 20h, hors pointes le reste de la journée.

Actuellement, seul le câble 150 kV Koksijde-Slijkens est équipé d'un tel système et les résultats obtenus étant positifs, l'installation sur d'autres câbles est à l'étude.

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.

Au 1er juin 2018, au niveau belge, 134 unités disposent d'un raccordement flexible (133 chez le gestionnaire de réseau de distribution et 1 chez Elia). Ce qui correspond à une puissance installée de 662 MW, dont 514 MW de production éolienne.

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 d'une coupure du premier transformateur, un transfert rapide est prévu.

Le transformateur de réserve ne reste en principe sous tension que pendant les mois d'hiver. 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 en 2017 sur l'ensemble du réseau Elia à 22 GWh. En considérant un prix moyen de l'énergie de 44,44 €/MWh, cette mesure permet d'économiser environ 978 k€/an.

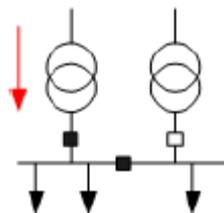


Figure 3.2 : Mise hors tension d'un transformateur de réserve

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 654 transformateurs au sein du réseau Elia. L'étude est limitée aux transformateurs qui étaient déjà en service au 1/03/2018. Le parc est réparti dans les trois régions du réseau belge : Wallonie, Bruxelles-Capitale et Flandre.

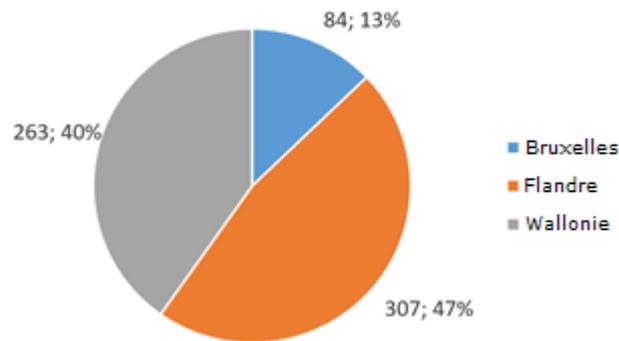


Figure 3.3 : Répartition des transformateurs de distribution <= 70kV

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 2016, les 'No load losses' ont diminué en moyenne de 35% et les 'Load losses' de 20%.

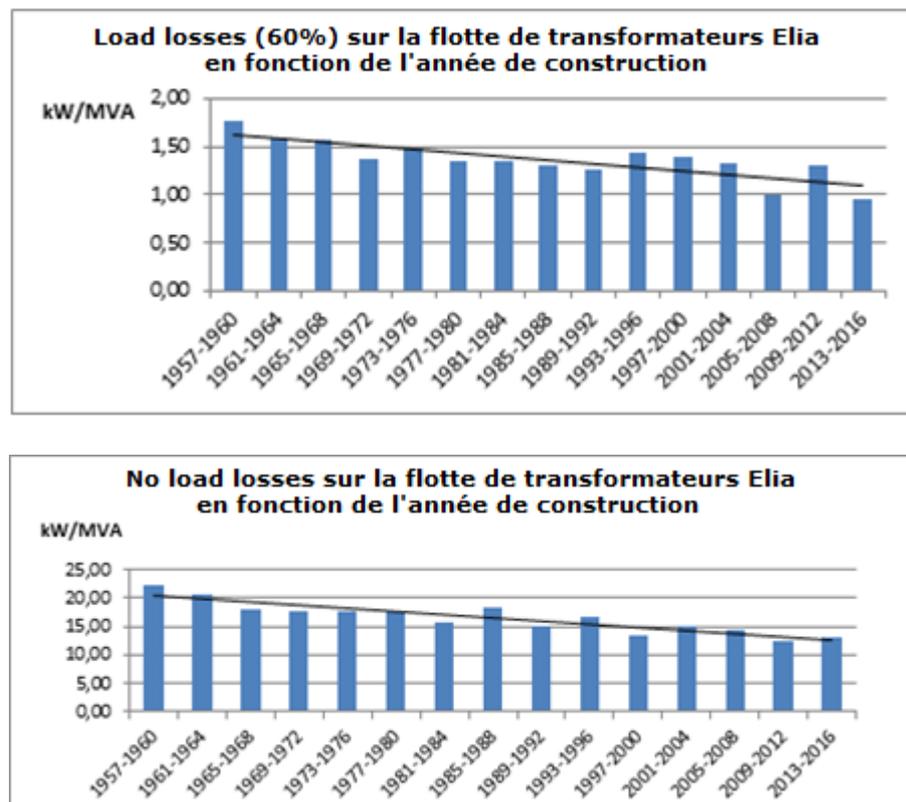


Figure 3.4: Pertes des transformateurs

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.

Remplacements de transformateurs ≤ 70 kV prévus d'ici 2025		
Region	A remplacer d'ici 2025	Flotte totale
Bruxelles-Capitale	24	84
Flandre	70	307
Wallonie	87	263
Total	181	654

Tableau 3.3 : Nombre de transformateurs remplacés d'ici 2025

Les nouveaux transformateurs seront plus efficaces, conformément au contrat cadre actuel (moyenne des 'No load losses' = 9.8 kW ; Load losses = 4.3 kW/MVA).

L'impact des remplacements planifiés d'ici 2025 résultera en une diminution des pertes de 4% sur l'ensemble du parc ≤ 70 kV d'Elia.

4. Inventaire des projets



Le réseau de référence considéré dans le cadre du Plan d'Investissements 2019-2029 est le réseau en service au 1 août 2018. 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 ni le matériel en fabrication.
 - **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.

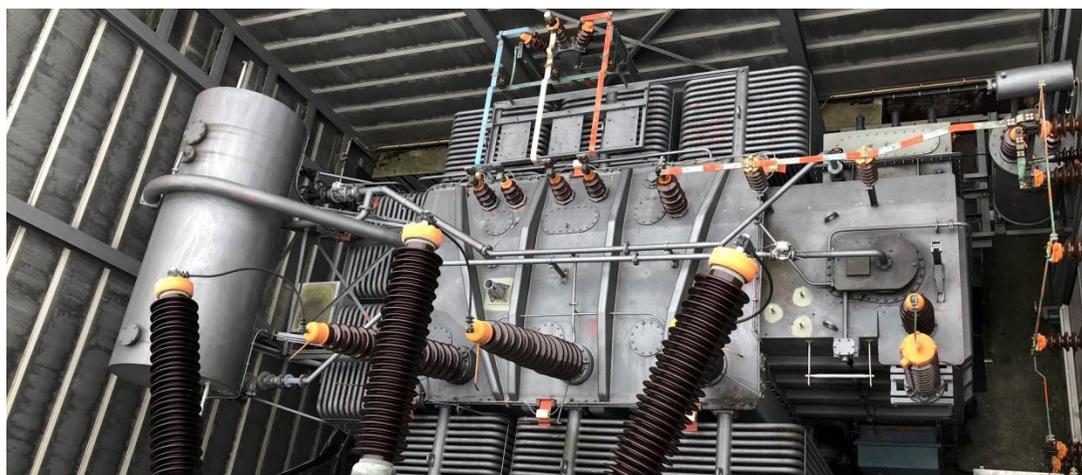
Pour rappel, les renforcements du réseau 150 kV liés à des renforcements dans le réseau 36 kV sont repris à titre indicatif afin de fournir une description complète et cohérente des investissements. Il en est de même pour les tronçons situés en Région flamande de renforcements en 36 kV qui affectent 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.

4.1 Tableau des mises en service réalisées

La table 4.1 reprend le projet qui a été réalisé depuis le plan d'investissements précédent.

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2019-2029	Année mise en service Plan 2018-2028	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		
Schols	Assainissement bruit	Réalisé	2018	2017					✓		36	5.28

Table 4.1 : Projet réalisé depuis le plan d'investissements précédent



4.2 Tableau des adaptations du réseau de transport local

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2019-2029	Année mise en service Plan 2018-2028	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		
Berchem-Ste-Agathe	Mise hors service du poste 36 kV	Décidé	2021	2020	✓	✓					36	5.3.1
(Berchem-Ste-Agathe)	Création d'un nouveau poste 150 kV	Décidé	2021	2020	✓	✓		✓			150	5.3.1
(Berchem-Ste-Agathe - Molenbeek)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2021	2020	✓	✓					150	5.3.1
Botanique	Ajout cellule 36 kV	En exécution	2018	2018	✓						36	5.1.2
Bovenberg	Remplacement des protections 36 kV	Planifié	2025	2023		✓					36	5.30
(Bruegel - Berchem-Ste- Agathe)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2021	2020	✓	✓					150	5.3.1
(Bruegel - Hélicopter)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2020	2020	✓	✓					150	5.3.1
(Bruegel - Molenbeek)	Mise hors service d'un câble	En exécution	2020	2020	✓	✓					150	5.3.1
(Bruegel - Molenbeek)	Mise hors service d'un câble	En exécution	2021	2020	✓	✓					150	5.3.1
Buda	Rénovation du poste 36kV	Décidé	2021	2021		✓					36	5.8
(Charles-Quint)	Nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA dans un nouveau poste 150 kV	En exécution	2019	2020	✓						150/11	5.1.1
Charles-Quint	Remplacement de la cabine MT	Planifié	2025	2023		✓		✓			36/11	5.25
Charles-Quint	Installation d'un 2ème transformateur 150/11 kV et démontage du poste 36 kV	Piste	2026	2024	✓	✓		✓			36	5.1.1
(Charles-Quint - Pachéco)	Pose d'un câble 150 kV entre Charles-Quint et Pachéco	En exécution	2019	2020	✓	✓					150	5.1.2

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2019-2029	Année mise en service Plan 2018-2028	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 - Woluwé)	Pose d'un câble 150 kV entre Charles-Quint et Woluwé	En exécution	2019	2019	✓	✓					150	5.1.1
Chome - Wyns	Remplacement des protections 36 kV	Planifié	2026	2024		✓					36	5.31
De Cuyper	Remplacement de la cabine MT	Planifié	2021	2021		✓		✓			36/11	5.26
De Mot	Suppression du poste 36 kV et mise en antenne des transformateurs de la STIB sur Dhanis	Planifié	2025	2023		✓					36	5.4.2
Démosthène	Remplacement d'un transformateur et des protections 36 kV	Planifié	2025	2025		✓					36	5.32
Dhanis	Remplacement Tfos T1 150/36 kV, T2 150/11 kV et T3 36/11 kV	Planifié	Piste	Piste		✓					150/36	5.10
(Dhanis - Ixelles)	Remplacement du câble	En exécution	2019	2020	✓	✓					150	5.2
(Dilbeek)	Mise hors service du poste (et des liaisons 36 kV qui y sont raccordées)	Planifié	2023	2024	✓						36/150	5.3.2
Drogenbos	Remplacement des protections 36 kV	Planifié	2025	2024		✓					36	5.19
Drogenbos - Chome-Wyns	Remplacement des câbles 36 kV par deux nouvelles liaisons vers Quai Demets	Planifié	2026	2026		✓					36	5.3.3
Drogenbos - De Cuyper	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2026	2026		✓					36	5.33
(Eizeringen)	Remplacement des deux transformateurs 36/11 kV de 25 MVA par un transformateur 150/11 kV de 50 MVA	Planifié	2020	2020	✓			✓			36/150	5.3.1

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2019-2029	Année mise en service Plan 2018-2028	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		
Elan	Remplacement des deux transformateurs 36/11 kV de 25 MVA	Planifié	2026	2025		✓					36	5.9
Espinette - Hoeilaert	Mise hors service du câble	Décidé	2021	2020		✓					36	5.4.2
Essegem - Hélicopt	Remplacement des 2 câbles 36 kV	Planifié	2022	2020		✓					36	5.3.1
Essegem - Lahaye	Nouveau câble 11 kV	Décidé	2019	2018		✓					11	5.17
Essegem (Lahaye)	Installation second tfo 36/11 kV 25 MVA	En exécution	2019	2018		✓					36/11	5.17
Harenheide	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2026	2024		✓					36	5.13
(Hélicopt - Molenbeek)	Nouveau câble 150 kV	En exécution	2019	2020	✓	✓					150	5.3.1
Hélicopt A - Botanique (2 câbles)	Remplacement des deux câbles	Décidé	2021	2020		✓					36	5.3.3
Hélicopt A - Botanique (1 câble)	Remplacement d'un câble	Décidé	2020	2020		✓					36	5.3.3
Hélicopt B - Marché (3 câbles)	Remplacement des trois câbles	Planifié	2021	2020		✓					36	5.3.3
Hélicopt A - Point-Ouest	Renforcement de l'axe HELIA-PTOUE via la pose d'un câble supplémentaire	Planifié	2023	2023	✓						36	5.3.2
Hélicopt A - Point-Ouest	Pose d'un câble 36 kV entre les postes Hélicopt et Point-Ouest	En exécution	2018	2017		✓					36	5.7
(Hélicopt)	Installation d'un poste 150 kV	En exécution	2021	2021	✓						150	5.3.1
Houtweg	Remplacement de la cabine MT	Décidé	2021	2019		✓		✓			36/11	5.24
Ixelles - Espinette	Mise hors service du câble	Décidé	2021	2021		✓					36	5.4.2
Ixelles - Hoeilaert	Pose d'un nouveau câble 36 kV	Décidé	2021	2020		✓					36	5.4.2

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2019-2029	Année mise en service Plan 2018-2028	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		
Ixelles - Rhode-Saint-Genèse	Mise hors service du câble	Décidé	2021	2021		✓					36	5.4.2
(Ixelles)	Remplacement du poste 150 kV	En exécution	2019	2020		✓					150	5.22
(Ixelles)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV de 125 MVA	Planifié	2022	2021	✓	✓					150	5.4.2
Ixelles - Nouveau Ixelles	Pose d'un trunk 36 kV entre les postes d'IXELL et de NOUXL	Planifié	2022	2021	✓	✓					36	5.4.2
Josaphat	Remplacement du poste 36 kV et des transformateurs 36/6 et 11/6 kV par deux transformateurs 36/(11-)6 kV	Décidé	2021	2021	✓	✓					36	5.14
(Kobbegeem)	Remplacement d'un transformateur 36/15 kV de 25 MVA par un transformateur 150/15 kV de 50 MVA	Planifié	2024	2021	✓	✓		✓			36	5.3.1
(Machelen)	Remplacement des transformateurs 150/36 kV	Planifié	2025	2022	✓	✓					150	5.34
Machelen	Remplacement des protections 36 kV et de la cabine 36 kV	Planifié	2025	2022	✓	✓					36	5.34
Machelen - Harenheide	Remplacement de 3 câbles 36 kV	Planifié	2028	2028		✓					36	5.35
Marché	Remplacement de deux transformateurs 36/11 kV de 25 MVA et de la cabine MT	Planifié	2025	2023		✓		✓			36/11	5.20
Marly	Remplacement du transformateur 36/11 kV de 25 MVA + raccordement d'un 2ème transformateur en antenne sur Buda	Planifié	2021	2021	✓	✓		✓			36	5.8
Midi	Remplacement des protections	Planifié	2021	2021		✓					36	5.18

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2019-2029	Année mise en service Plan 2018-2028	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		
(Midi)	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV de 75 MVA par un transformateur de 125 MVA	Décidé	2021	2020		✓					150	5.29
Molenbeek	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2024	2024		✓		✓			36	5.3.2
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	2024	2024		✓					36	5.3.3
(Molenbeek)	Remplacement du poste 150 kV	En exécution	2021	2020		✓					150	5.3.1
Monnaie	Mise en antenne des transformateurs	En exécution	2019	2018		✓					36/11	5.7
Monnaie	Remplacement de la cabine MT	Décidé	2019	2019		✓		✓			11	5.7
Naples	Passage de 5 kV en 11 kV	A l'étude	2019					✓			11	5.5
Nouveau Ixelles	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2025	2023		✓					36	5.36
Nouveau Ixelles - Américaine	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2026	2020		✓					36	5.38
Nouveau Ixelles - Dhanis	Remplacement de 2 câbles 36 kV	Planifié	2026	2026		✓					36	5.37
Pachéco	Mise en antenne + remplacement transformateurs 36/11 kV et cabine 11 kV	En exécution	2018	2020	✓	✓		✓			36/11	5.1.2
(Pachéco)	Nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA dans un nouveau poste 150 kV	En exécution	2019	2020	✓	✓		✓			150/11	5.1.2
(Pacheco - Héliport)	nouveau câble 150 kV	Décidé	2020	2020	✓						150	5.3.1
Pêcheries	Remplacement de la cabine MT	Planifié	2022	2022		✓		✓			36/11	5.27
Point-Ouest	Remplacement du poste 36 kV	En exécution	2018	2018		✓					36	5.7

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2019-2029	Année mise en service Plan 2018-2028	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		
Point-Ouest	Remplacement des transformateurs	Planifié	2025	2025		✓		✓			36/11	5.7
Point-Sud	Remplacement des protections 36 kV, d'un transformateur et mise en antenne sur Midi	Planifié	2023	2023		✓		✓			36	5.39
Quai Demets	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2026	2023	✓	✓					36	5.3.3
(Quai Demets)	Remplacement du transformateur 150/36 kV	Planifié	2026	2023	✓	✓					150	5.3.2
(Quai Demets - Molenbeek)	Mise hors service du câble	Planifié	2026	2024		✓					150	5.3.2
Quai Demets - Point-Ouest	Pose d'un nouveau câble 36 kV	Planifié	2023	2024	✓						36	5.3.2
(Quai Demets- Midi)	Nouveau câble 150 kV	Planifié	2026	2024		✓					150	5.3.2
(Relegem)	Démolition poste 150kV	Décidé	2024	2021		✓					150/36	5.3.1
(Rhode-Saint-Genèse)	Installation d'un deuxième transformateur 150/36 (récupéré de MIDI)	Décidé	2021	2020		✓					150	5.4.2
Rhode-Saint-Genèse	Remplacement des protections	Décidé	2021	2020		✓					36	5.4.2
Scailquin	Démolition du poste 36 kV	Décidé	2020	2020		✓					36/11	5.11
Schaerbeek	Remplacement cabine C-D du poste 36 kV	Décidé	2023	2021		✓					36	5.12
Schaerbeek	Remplacement cabine A du poste 36 kV	Planifié	2025	2025		✓					36	5.40
(Schaerbeek - Charles-Quint)	Pose d'un câble 150 kV entre Schaerbeek et Charles-Quint	En exécution	2019	2019	✓	✓					150	5.1.1
Schaerbeek - Dunant	Extension de la liaison 36 kV avec entrée-sortie dans le poste de Josaphat	Planifié	2023	2023	✓						36	5.15

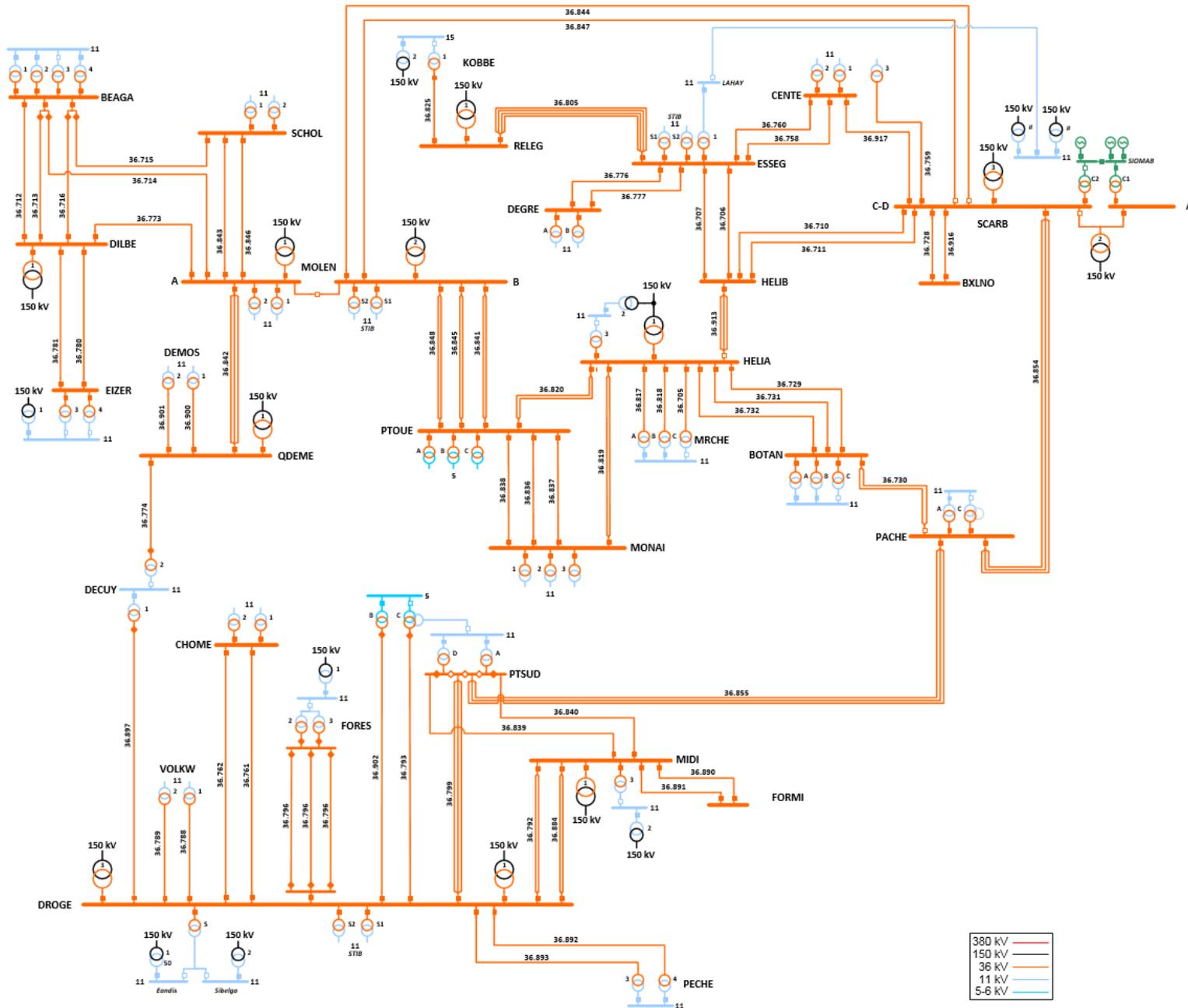
Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année mise en service Plan 2019-2029	Année mise en service Plan 2018-2028	Moteur d'investissement						Niveau de tension (kV)	Note de renvoi
					Fiabilité de l'approvi- sionnement électrique local		RES & productions décentralisées	Clients et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique			
					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			Législation	Exploitation ou gestion plus efficace du réseau		
Schaerbeek - Dunant	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2027	2027		✓					36	5.41
(Schaerbeek - Héliport)	Mise hors service du câble	En exécution	2019	2020	✓	✓					150	5.3.1
(Schaerbeek)	Remplacement de deux injecteurs 150/36 kV	Décidé	2023	2020		✓					150	5.12
(Schaerbeek)	Ajout d'un injecteur 150/36 kV	Décidé	2023	2021	✓						150	5.12
Schols	Mise en antenne des transformateurs	Planifié	2025	2025		✓					36	5.3.3
Vilvoorde Park	Démolition poste 36 kV	En exécution	2021			✓					36	5.44
Volta	Remplacement de la cabine 5 kV	Décidé	2019	2019		✓		✓			36/11	5.23
Volta	Déplacement de la cabine 11 kV	A l'étude	2019					✓			11	5.23
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	2022	2021	✓	✓		✓			36	5.23
(Wezembeek)	Remplacement de la cabine MT	En exécution	2019	2019		✓		✓			36	5.21
(Wezembeek)	Remplacement du poste 36 kV et des transformateurs	Planifié	2026	2024		✓					36	5.21
(Wezembeek - Zaventem)	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2026	2022		✓					36	5.42
Woluwé	Remplacement du poste 36 kV	Planifié	2025	2025		✓					36	5.16
Woluwé - Bovenberg	Remplacement d'un câble 36 kV	Planifié	2027	2027		✓					36	5.43

4.3 Schémas réseaux

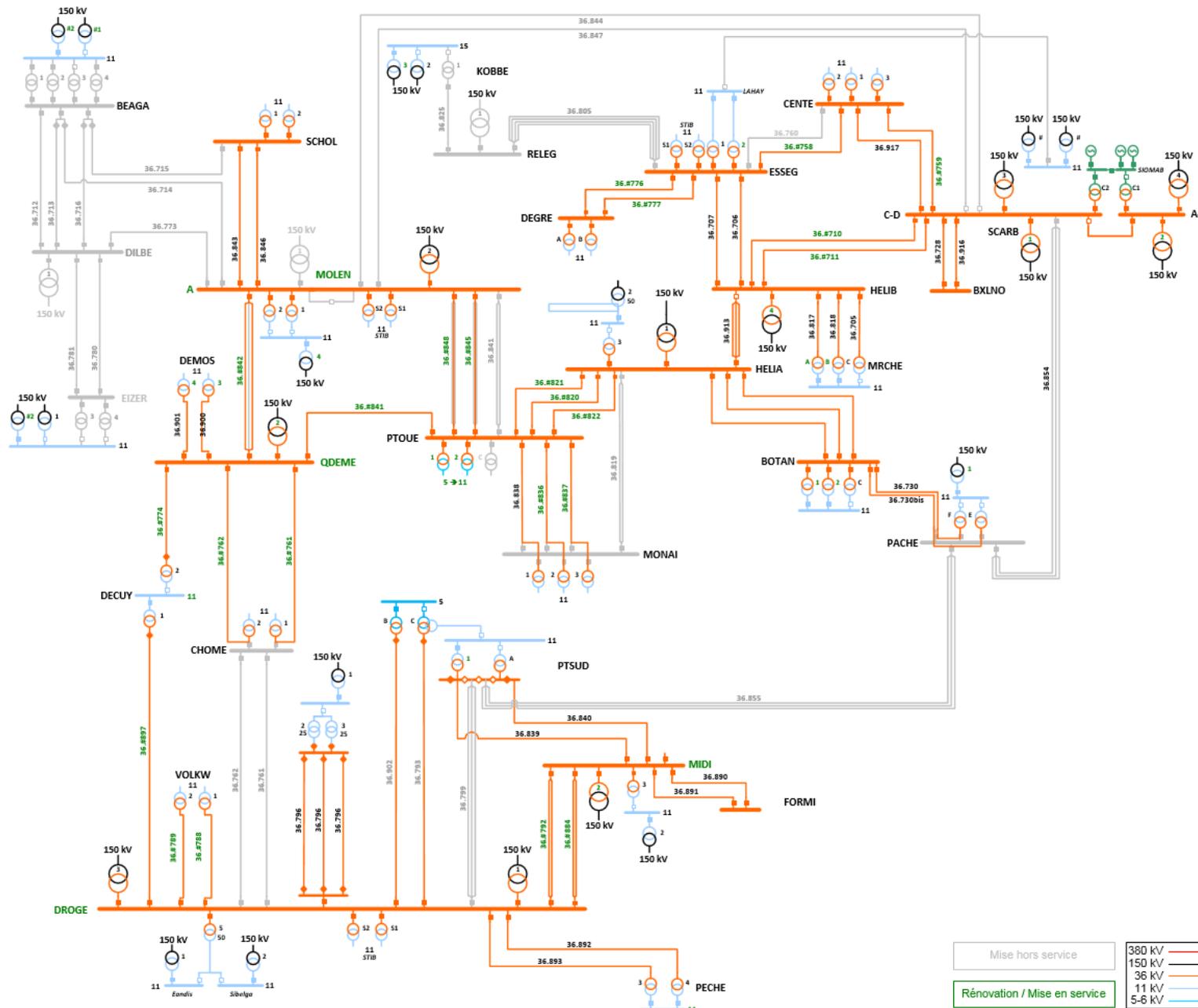
Les schémas unifilaires 36 kV et 150 kV présentés aux pages suivantes permettent de mieux appréhender l'ensemble des projets planifiés.



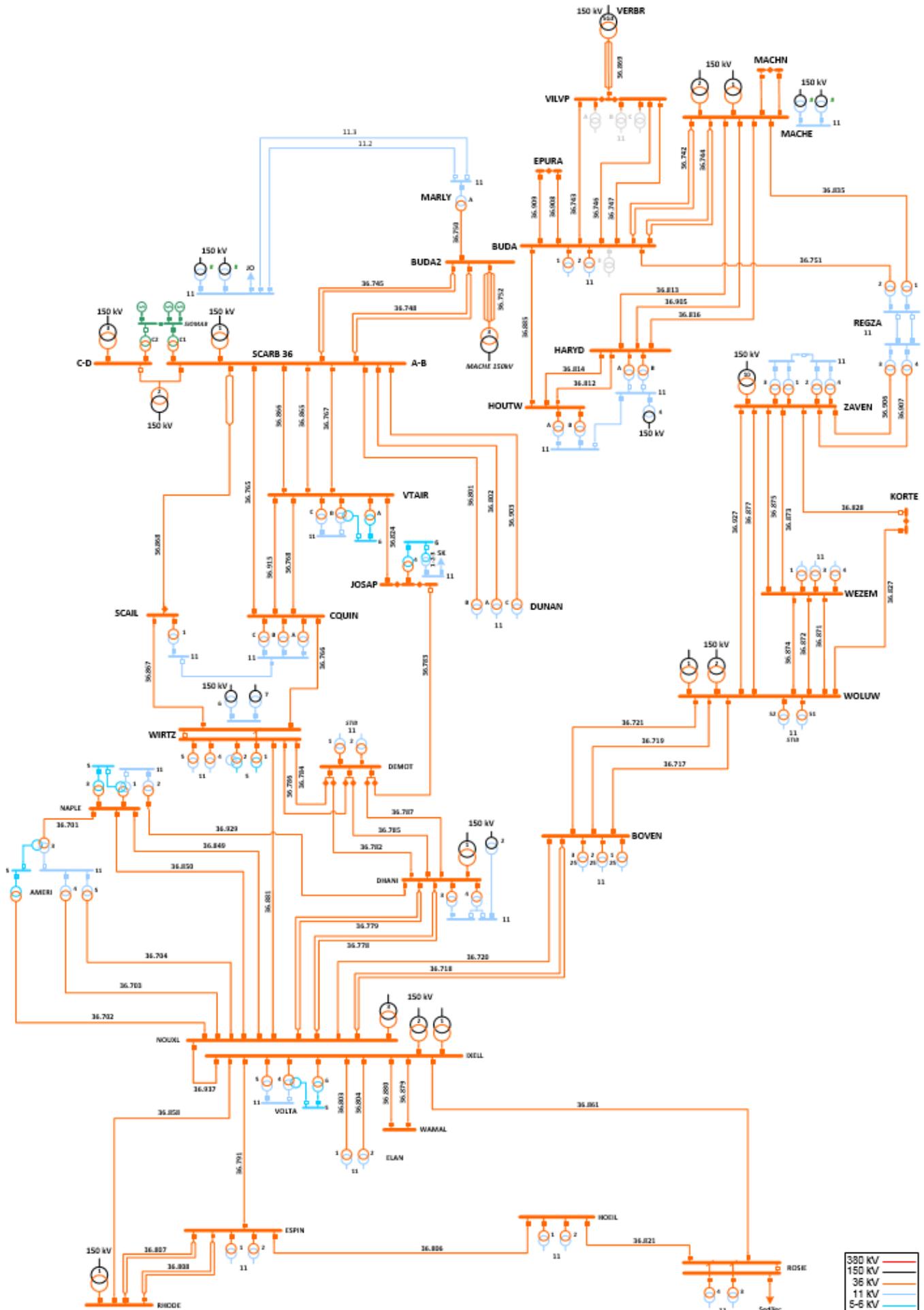
4.3.1 Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – référence



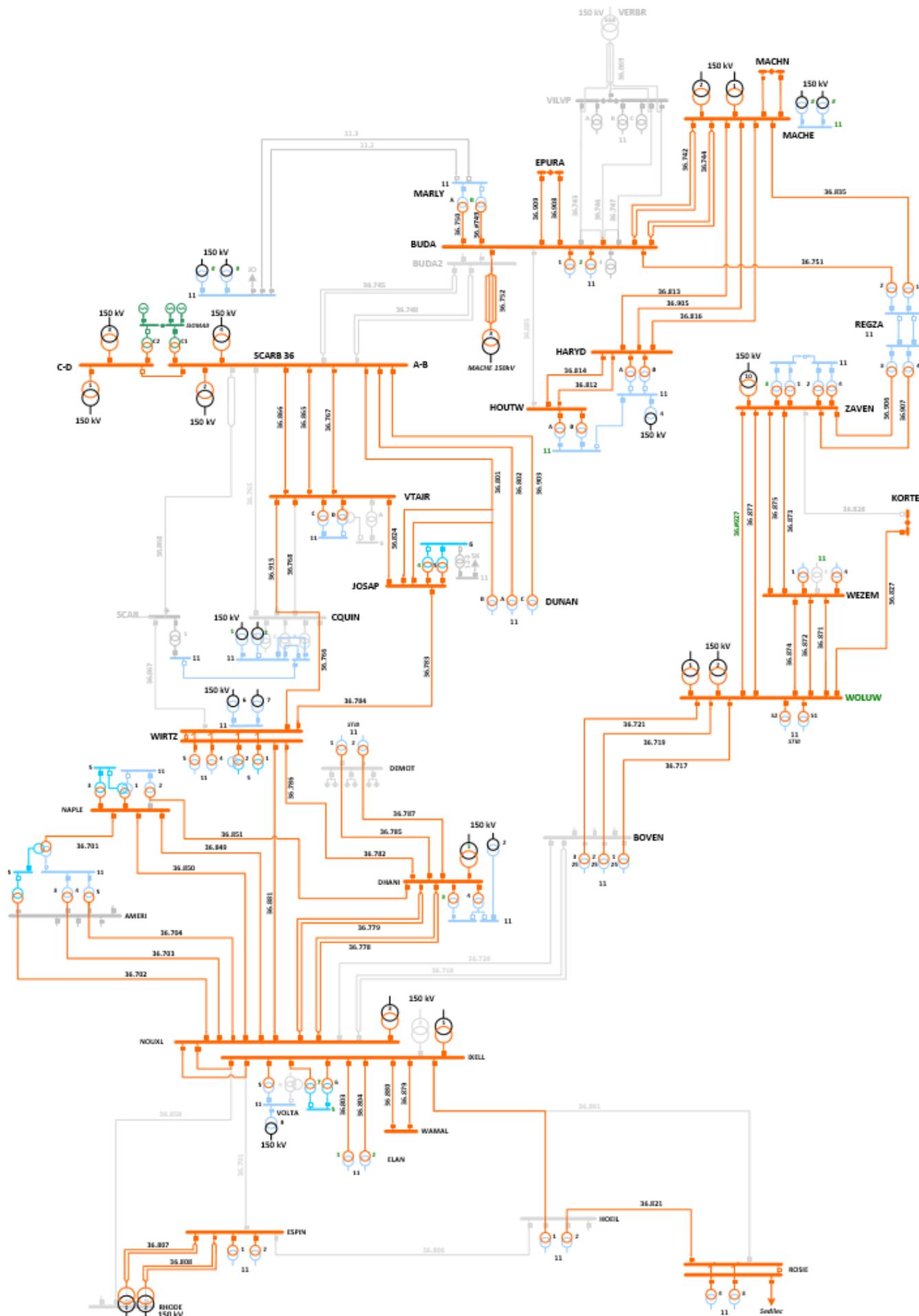
4.3.2 Réseau 36 kV de l'ouest de Bruxelles – horizon 2029



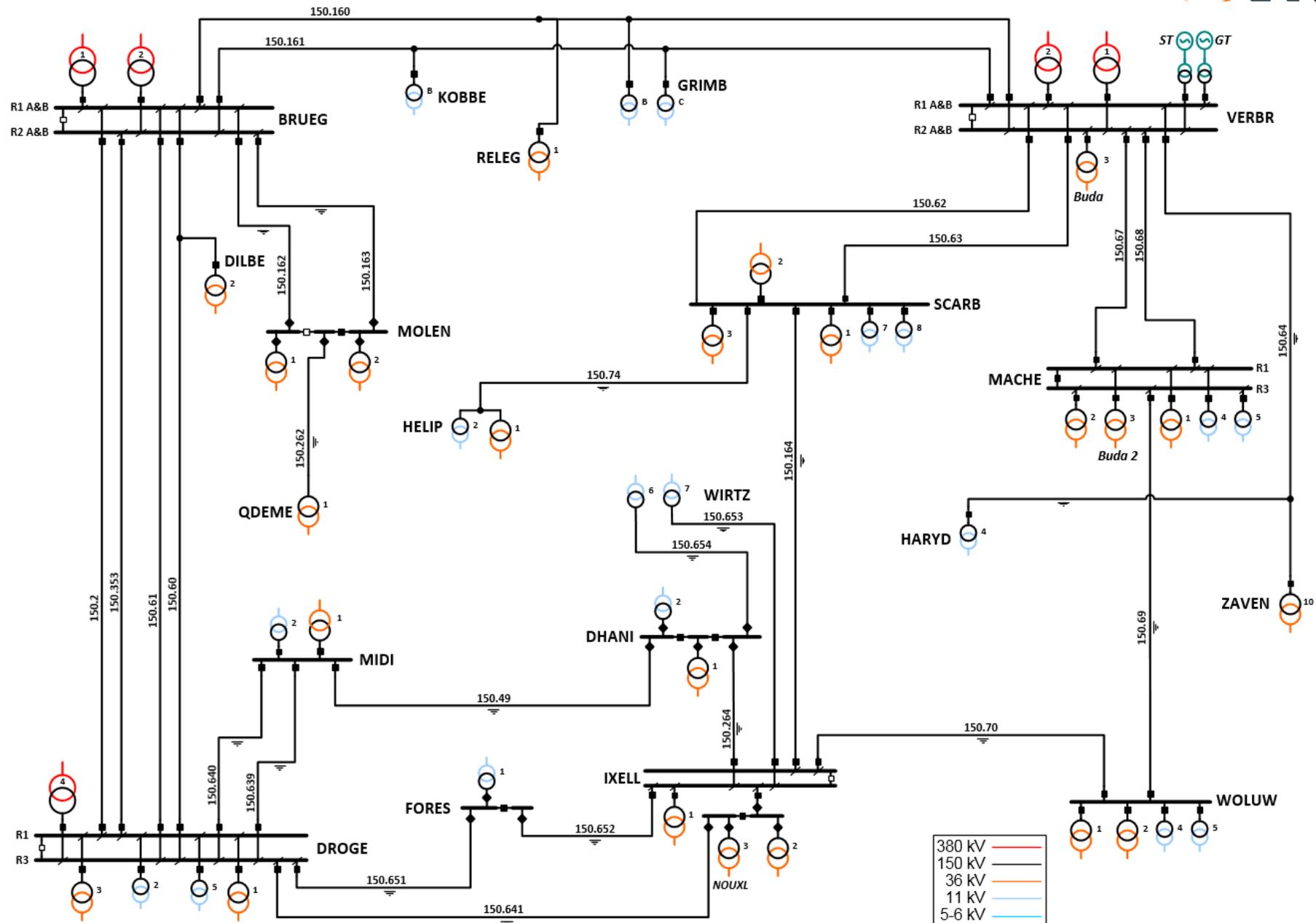
4.3.3 Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – référence



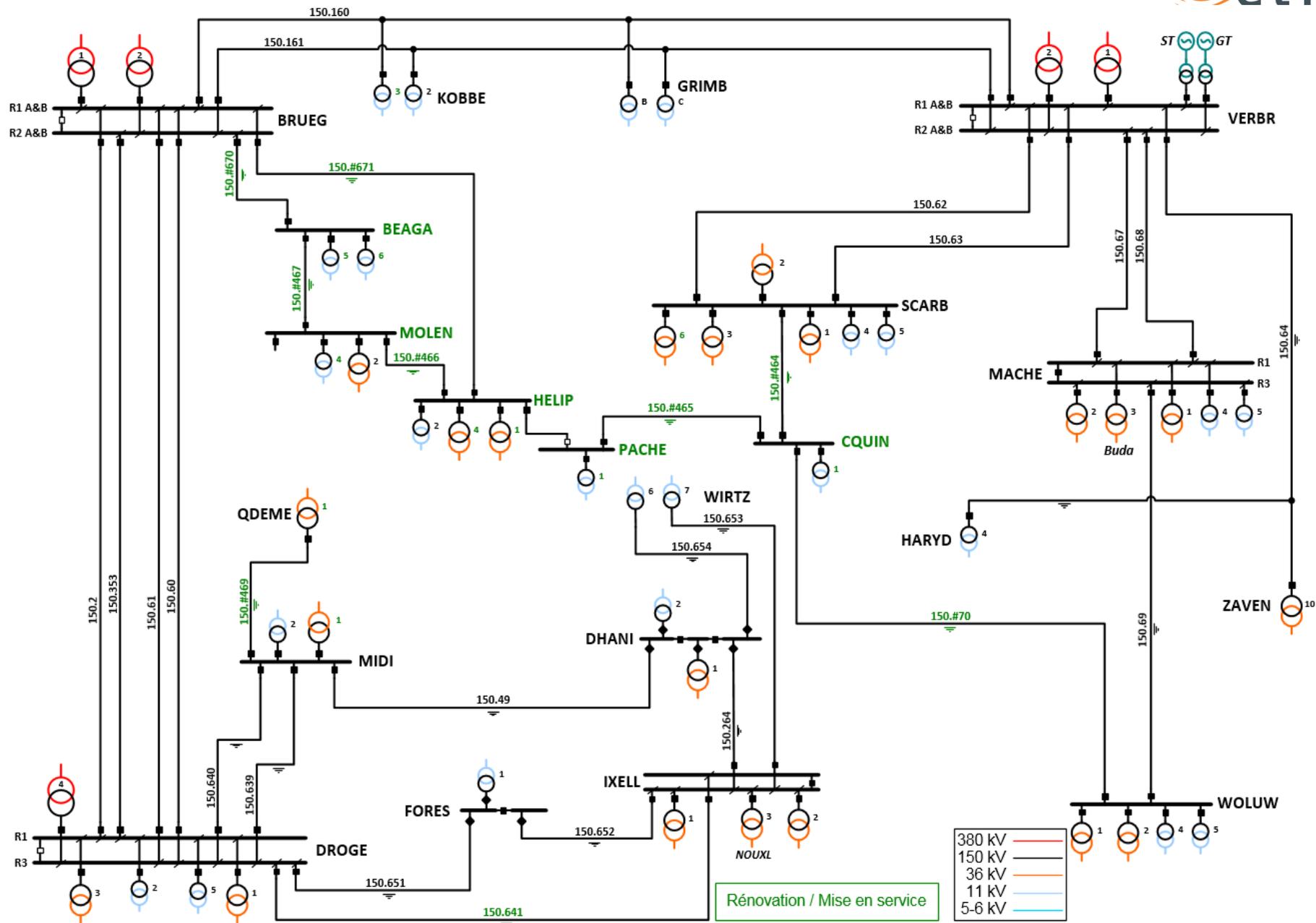
4.3.4 Réseau 36 kV de l'est de Bruxelles – horizon 2029



4.3.5 Réseau 150 kV de Bruxelles – référence



4.3.6 Réseau 150 kV de Bruxelles – horizon 2029



5. Notes explicatives des projets



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 Hélicoptère-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 Hélicoptère, 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) sera mis en service dans un nouveau poste 150 kV sur le site de Charles-Quint, situé à proximité de l'axe 150 kV Schaerbeek – Ixelles. Le câble 150 kV actuel entre Schaerbeek et Ixelles sera remplacé car il ne présente plus toutes les garanties nécessaires en termes de fiabilité. Une nouvelle liaison souterraine 150 kV a été posée entre les postes Schaerbeek et Charles-Quint. Le placement d'un nouveau câble 150 kV entre les postes Charles-Quint et Woluwe doit encore être finalisé. Ce nouvel axe 150 kV entre Schaerbeek et Woluwe reprendra la fonctionnalité des câbles existants Schaerbeek – Ixelles et Ixelles – Woluwe. Le nouveau poste Charles-Quint 150 kV sera raccordé au réseau via une alimentation depuis ces deux postes.

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, Charles-Quint et Scailquin.

Suite à des difficultés techniques rencontrées lors des études (exiguïté du site, modification du scope du projet à Scailquin), la mise en service du nouveau poste avait premièrement été reportée à la première partie de l'année 2016.

Cette mise en service n'a finalement pas pu avoir lieu suite au blocage du projet de pose du nouveau câble 150 kV entre les postes de Charles-Quint et Woluwe. Ce câble est en effet

indispensable à la mise en service du nouveau poste de Charles-Quint. Pour rappel, ce blocage s'inscrit dans le cadre plus général de la problématique EMF (voir en §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 sur la commune de Woluwe Saint-Lambert.

En ce qui concerne la partie du tracé sur la commune de Schaerbeek, une alternative a été proposée et validée par la Commune et la Région. Sur base des accords conclus, la mise en service du câble et du poste 150 kV de Charles-Quint est désormais planifiée pour 2019.

On notera que la mise en service du nouveau poste 150 kV de Charles-Quint n'est 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 encore faire l'objet d'une concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution. Suite à une optimisation du portefeuille, la piste a été postposée de deux ans.

5.1.1.1 Problématique EMF et impact sur les projets

Elia souhaite rappeler cette année encore que le retard engendré dans le projet de pose du câble 150 kV entre Charles-Quint et Woluwé met en péril la bonne réalisation d'un ensemble conséquent d'investissements indispensables afin de garantir la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement de la Région, certains de ces projets ayant été initiés de longue date. Les risques d'avaries du matériel à remplacer sont bien réels, avec des conséquences potentiellement importantes pour la sécurité des personnes, l'environnement et la sécurité de l'approvisionnement électrique de la Région. Des mesures complémentaires ont été prises afin de limiter l'augmentation du risque de défaillance due au report de mises hors service d'équipements en fin de vie technique et afin de garantir la sécurité des personnes.

L'engagement actif de la Région, prévu par le texte du protocole, sera déterminant pour assurer la finalisation des projets bloqués et retardés dans les meilleurs délais, la réalisation de ces derniers étant un prérequis à la réalisation d'autres investissements indispensables en vue de garantir la fiabilité du réseau de transport régional.

La finalisation de la pose du câble Charles-Quint – Woluwé est en effet une pré-condition à :

- la mise en service du poste 150 kV Charles-Quint et de la nouvelle liaison Schaerbeek – Charles-Quint – Woluwe (§5.1.1) ;

- la mise en service de la nouvelle liaison 150 kV entre les postes Dhanis et Ixelles (§5.2) ;
- la mise hors service des liaisons 150 kV SCOF (huile fluide) en fin de vie et les risques environnementaux qui sont liés au retard d'exécution (§5.1 et §5.2) :
 - Schaerbeek – Ixelles
 - Ixelles – Woluwé¹⁸
 - Ixelles - Dhanis
- la mise hors service du poste 36 kV de Scailquin en fin de vie ;
- la mise en service du poste 150 kV Pachéco (§5.1.2) ;
- 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 et §5.11) ;
- 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 (§5.22) ;

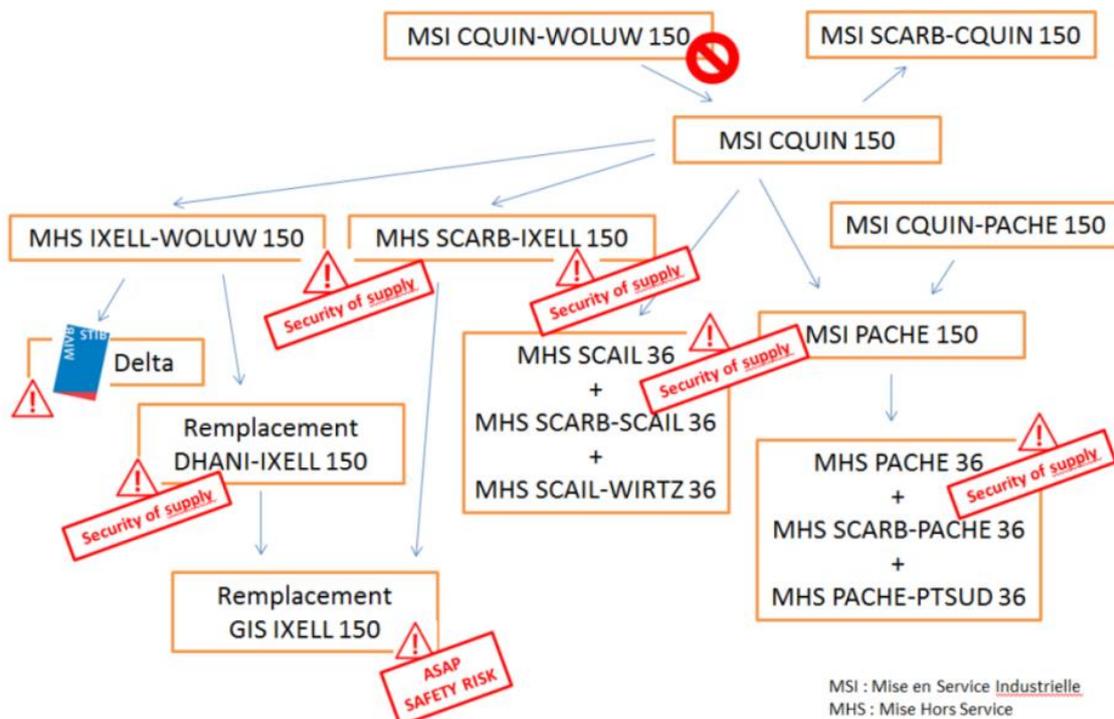


Figure 5.1 : Illustration des interdépendances entre projets liés au blocage du câble CQUIN-WOLUW

18 Un projet important de la STIB à Delta est également bloqué depuis 2015 dans l'attente de cette mise hors service

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 sera équipé d'un transformateur 150/11 kV qui sera 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.

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

Pour ce faire, les deux câbles constituant la liaison 36 kV entre Botanique et Pachéco vont être déjumelés afin de pouvoir alimenter chaque transfo séparément. Une cellule 36 kV va également être ajoutée à Botanique. Pour des raisons de vétusté il n'est pas possible de réutiliser les transfos présents actuellement à Pachéco. Dès lors, deux transformateurs 36/11 kV y seront installés et raccordés en antenne sur 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.

Les conclusions du PPAS (Plan Particulier d'Affectation du Sol) ont imposé à Elia de réévaluer les deux variantes initialement étudiées avec le promoteur immobilier (extension du site actuel ou déplacement de celui-ci au coin de la rue de la Banque et de la rue Montagne de l'Oratoire). Après concertation, il a été décidé d'installer le nouveau poste 150 kV dans un bâtiment situé face à la Colonne du Congrès.

Suite aux discussions avec le promoteur immobilier, la mise en service du nouveau poste 150 kV Pachéco était prévue pour 2018. Ceci nécessite toutefois une alimentation 150 kV et la mise à disposition de cette dernière est directement liée à la mise en service du poste de Charles-Quint et du câble Charles-Quint – Woluwé. Selon les estimations actuelles, le câble Charles-Quint – Pachéco et le nouveau poste 150 kV seront mis en service en fin d'année 2019.

Comme le matériel à haute tension 36 kV et 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 36 kV et 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. La mise en service des nouvelles installations 36 kV et 11 kV est prévue pour la fin de l'année 2018. Le poste actuel pourra être libéré dans la première partie de 2019.

On rappellera par ailleurs que les travaux du gestionnaire de réseau de distribution visant à la suppression du 5 kV sont terminés depuis quelques années.

5.2 Remplacement de la liaison Dhanis–Ixelles 150 kV

Lorsque le câble Woluwe - Ixelles sera mis hors service (voir §5.1), le tronçon rénové récemment (entre le poste Ixelles et le boulevard du Triomphe) sera réutilisé dans le cadre du remplacement de la liaison 150 kV entre Dhanis et Ixelles. Il est à noter que la mise hors service du câble Woluwe-Ixelles n'est possible qu'une fois le nouveau câble Charles-Quint – Woluwe mis en service. Le blocage de ce projet empêche donc la finalisation du remplacement de la liaison Dhanis – Ixelles. Le délai de finalisation de ce projet reste donc incertain pour le moment.

5.3 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 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 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).

Un poste 150 kV sera également construit à Pachéco (§5.1.2) et une liaison 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, Dilbeek et Eizingen seront abandonnés d'ici 2023 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 des poches avec trois injecteurs (réduction de 4 à 3 poches). Le non-maintien de cette structure évitera de devoir renouveler les deux 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 2018 à 2022 : 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 ;
- 2023-2024 : 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.

5.3.1 Bloc I : restructuration du réseau 150 kV (2018 – 2020)

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 Hélicopter.

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

- Remplacement des 2 câbles 36 kV Essegem – Hélicopter 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 Hélicopter. Suite à une optimisation du portefeuille, le remplacement a été postposé de deux ans.
- 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 et abandon de la liaison 36 kV Dilbeek – Eizeringen¹⁹.
- Création de la boucle 150 kV Bruegel – Berchem – Molenbeek – Hélicopter – Bruegel :
 - Pose d'un câble 150 kV 2500² Alu Bruegel – Berchem-Sainte-Agathe (≈ 5,7 km).
 - Création d'un poste 150 kV (GIS 4 travées) à Berchem avec 2 transfos 150/11 kV 50 MVA en vue de supprimer totalement le 36 kV de Berchem dans le cadre du bloc II.
 - Pose d'un câble 2500² 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 dans le nouveau poste.
 - Pose d'un câble 2500² Alu Hélicopter – Molenbeek (≈ 3km). Selon le planning actuel (voir également en §5.1.1), la mise en service est prévue pour 2019.
 - Pose d'un câble 2500² Alu Bruegel – Hélicopter (≈ 10,5km).
 - Pose d'un câble 2000² Alu Hélicopter – Pacheco, en synergie avec le remplacement des câbles 36 kV Hélicopter – Botanique et Hélicopter – Marché.
 - Création d'un poste 150 kV GIS 7 travées à Hélicopter. Dans un premier temps, sont raccordés à ce poste les futurs câbles Hélicopter – Molenbeek, Bruegel – Hélicopter et Hélicopter – Pacheco. Les transformateurs existants T1 150/36 et T2 150/11, ainsi que le nouveau transfo 150/36 destiné à reprendre le rôle du transfo 150/36 de Relegem peuvent ensuite être connectés.

¹⁹ Tant que ces travaux sont réalisés avant le démarrage du bloc II, il n'y a pas d'impact sur le réseau. Suite à un besoin de mise en conformité du risque de sécurité pour le poste moyenne tension, le planning du projet a été avancé avant celui des câbles Essegem – Hélicopter.

- 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 optimisation du portefeuille, les travaux ont été postposés de trois ans.
- 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).

Pour prendre en compte les impositions émanant du Protocole obligatoire relatif à la pose de nouveaux câbles 150 kV en Région de Bruxelles-Capitale, les travaux dans les postes de Molenbeek et Berchem-Sainte-Agathe et sur les câbles Bruegel – Berchem-Sainte-Agathe – Molenbeek ont été retardés d'un an.

5.3.2 Bloc II : réduction du nombre de poches 36 kV (2023-2024)

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. Suite à une optimisation du portefeuille, le remplacement a été postposé de trois ans.
- Pose d'un nouveau câble 150 kV 2000² 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 de Dilbeek et Molenbeek (T1), car avant ce stade, les deux postes extrémités de ce câble appartiennent à deux poches différentes.
- Renforcement de l'axe 36 kV Hélicopt A – Point-Ouest via la pose d'un câble 630² Alu supplémentaire, en plus du futur câble 630² Alu déjà prévu dans le cadre de la restructuration de la zone Hélicopt – Point-Ouest – Quai Demets (§5.7).
- 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).

- Remplacement du poste 36 kV Molenbeek. L'abandon des liaisons câbles vers Berchem et Dilbeek ainsi que la fusion des deux sections 36 kV permettent d'économiser de nombreuses travées.

Suite à une optimisation du portefeuille, le remplacement du transfo de Quai Demets a été postposé de trois ans, et la pose du nouveau câble 150 kV Midi – Quai Demets a été postposée de deux ans.

5.3.3 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 2ème 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-Wijns 36 kV sur Quai Demets ;
- remplacement du câble 36 kV Molenbeek – Quai Demets par un double câble 400² Alu ;
- remplacement de deux des trois câbles Molenbeek – Point-Ouest par des câbles 630² Alu ; abandon du troisième câble ;
- remplacement du câble 36 kV Hélicoptère A – Point-Ouest par un câble 630² Alu ;
- rénovation des axes 36 kV Essegem – Centenaire, Centenaire – Schaerbeek et Schaerbeek – Hélicoptère B ; remplacement par des câbles 630² Alu, à l'exception d'un des câbles Centenaire – Essegem (36.760) qui est abandonné ;
- remplacement des 3 câbles 36 kV Hélicoptère A – Botanique par 3 câbles 400² Alu ;
- remplacement des 3 câbles 36 kV Hélicoptère A – Marché par 3 câbles 400² Alu : la TCC ayant été démontée à Hélicoptère, le tableau 36 kV d'Hélicoptère B peut être étendu pour accueillir un couplage et les 3 câbles 36 kV vers Marché ;
- démolition du tableau 36 kV du poste Schols et mise en antenne des transfos sur les liaisons venant de Molenbeek ;
- 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.

Une optimisation du portefeuille a mené à postposer d'un an le remplacement des câbles Hélicoptère A – Point-Ouest et Hélicoptère A – Marché et de trois ans le remplacement de la cabine 36 kV à Quai Demets.

5.4 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 36kV de l'est de Bruxelles, suite aux nombreux besoins de remplacement, principalement des TFOs 150/36kV (7/14 d'ici 2025) et des câbles 36kV (83% des câbles 36 kV d'ici 2035, dont 98,2 km d'ici 2024)

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

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



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

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.

5.4.1 Relocalisation des injecteurs dans la zone Vilvorde – Machelen - Schaerbeek

La zone du nord-est de Bruxelles comprise en 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 dans lesquels sont implantés 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 besoin de remplacement importants relatifs à leurs points d'injection.

- l'injecteur TSG3 de Verbrande Brug (VERBR), dit injecteur « VI » est à remplacer d'ici 2019 ;
- les câbles 36 kV reliant cet injecteur au poste de BUDA sont à remplacer d'ici 2020 ;
- les câbles 36 kV reliant le poste de BUDA2 au poste de SCARB, permettant d'amener la puissance de l'injecteur « BU » jusqu'à SCARB, 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 SCARB 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 TFOs pour 2 poches à 3 TFOs » ;
- le transformateur T3 de MACHE, 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 VERBR ;
- la poche MA-MA-VI devient la poche MA-MA-BU ;
- le TSG3 de VERBR peut être abandonné ;
- les câbles 36 kV VERBR-VILVP-BUDA peuvent être abandonnés ;
- les câbles 36 kV BUDA2-SCARB peuvent être abandonnés ;

Les adaptations décrites ci-dessus nécessitent des travaux importants sur les postes 36 kV de SCARB 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 (§5.8 et §5.12) et un renouvellement complet de leurs installations haute et basse tension est nécessaire.

5.4.2 Restructuration des poches Dhanis-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'ESPIN et de HOEIL ainsi que la liaison entre l'injecteur situé à Rhode-Saint-Genèse (RHODE) 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 à RHODE et un isolement de la charge d'ESPIN sur RHODE, ce qui permet de ne pas devoir remplacer les longues liaisons 36 kV en fin de vie. Ce deuxième injecteur sera récupéré du poste de Midi (voir 5.31). Il sera simultanément procédé au remplacement des équipements de protection 36 kV. Suite à une optimisation du portefeuille, les remplacements ont été postposés d'un an.
- Le passage en antenne de HOEIL sur IXELL (en principal) et sur ROSIE (en secours) via la pose d'un nouveau câble 36 kV entre HOEIL et IXELL. Suite aux synergies devant être suivies pour le chantier câble, la mise en service du câble HOEIL-IXELL a été postposée d'un an.
- Le passage de la charge de VOLTA en 150 kV (§5.23).
- Le placement d'une double liaison entre les postes voisins d'IXELL et NOUXL. Suite à une optimisation du portefeuille, la mise en service de la liaison a été reportée d'un an.

La restructuration de la poche Dhanis-Ixelles repose elle sur les projets suivants :

- le poste DEMOT 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. Une optimisation du portefeuille a mené à postposer le projet de deux ans ;
- 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 (§5.15) afin de renforcer le maillage du réseau 36 kV entre Josaphat et Schaerbeek ;

Le passage de la charge de Wiertz sur Schaerbeek, le transfert de la charge de Volta vers le 150 kV et l'isolement de la charge d'Espinette sur Rhode-Saint-Genèse permettent de fusionner la poche « Dhanis-Ixelles » 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 une optimisation du portefeuille, le remplacement du transformateur 150/36 kV d'Ixelles a été reporté d'un an.

5.5 Naples : sortie du 5 kV

Une fois que le GRD aura quitté le niveau de tension 5 kV, le transformateur de type 36/11-5 kV restera en service et alimentera le 11 kV, faisant ainsi passer la puissance conventionnelle fournie à 50 MVA.



5.6 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 restant 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).

5.7 Restructuration de la zone Hélicoptère – Point-Ouest – Monnaie

A l'origine, il était prévu de remplacer le poste Monnaie 36 kV tout en gardant la structure actuelle. Cependant, les contraintes de place dans les sous-sols de la place de la Monnaie, ainsi qu'une étude d'optimisation locale du réseau, ont conduit à une modification de cette première approche. Une structure de mise en antenne des trois transformateurs du poste Monnaie sur les câbles venant du poste Point-Ouest s'est avérée technico-économiquement plus intéressante. Afin de garder un axe fort entre les deux postes d'injection 150/36 kV Molenbeek et Hélicoptère, la liaison Hélicoptère – Point-Ouest sera également renforcée par l'installation d'un nouveau câble 36 kV entre ces deux postes.

La mise en service de ce nouveau câble et le projet de rénovation du tableau 36 kV de Point-Ouest ont été planifiés en même temps afin de ne faire qu'un seul chantier sur le site de Point-Ouest et donc, d'optimiser les travaux et leur durée.

Suite à des retards dans l'obtention de l'autorisation pour le câble Hélicoptère – Point-Ouest, il ne sera mis en service que fin 2018. Les travaux à Monnaie ne pourront quant à eux être finalisés qu'en 2019.

Une fois les transformateurs de Monnaie mis en antenne sur Point-Ouest et le tableau 36 kV démantelé, le gestionnaire du réseau de distribution récupèrera 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. Selon les prévisions de charges actuelles, deux transformateurs devraient être suffisants dans un premier temps.

5.8 Restructuration de la zone Buda-Marly

Deux des trois transformateurs du poste Buda arrivent 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 2021, 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 (§5.4.1).

Lors de son arrivée en fin de vie, le transfo de Marly sera remplacé par un nouveau transfo 36/11 kV de 25 MVA et un deuxième transfo sera raccordé par câble depuis Buda à l'occasion de ces travaux. Ceci permettra également d'abandonner le câble de secours 11 kV en fin de vie et d'augmenter la puissance conventionnelle délivrable à 30 MVA.

5.9 Rénovation de la transformation au poste Elan

A terme, il est prévu de remplacer les deux transformateurs 36/11 kV existants par des transformateurs de même gabarit. Une optimisation du portefeuille a mené à reporter le remplacement d'un an.

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.

5.10 Rénovation du poste Dhanis

La rénovation de la cabine MT a été effectuée en 2012 et le tableau 36 kV a été remplacé en 2016.

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

transformateurs du même gabarit. Suite à une optimisation du portefeuille, le projet a été postposé de deux ans.

5.11 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.

Cet abandon ne sera possible qu'une fois les travaux au poste de Charles-Quint finalisés, ceux-ci étant actuellement bloqués par le câble 150 kV Charles-Quint – Woluwe.

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.

5.12 Rénovation du poste 36 kV Schaerbeek C-D et des injecteurs T1 et T2 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 (§5.4.1). 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 délai d'exécution du projet a été allongé suite à des imprévus techniques découverts en phase d'étude.

5.13 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 optimisation du portefeuille, le projet a été postposé de deux ans.

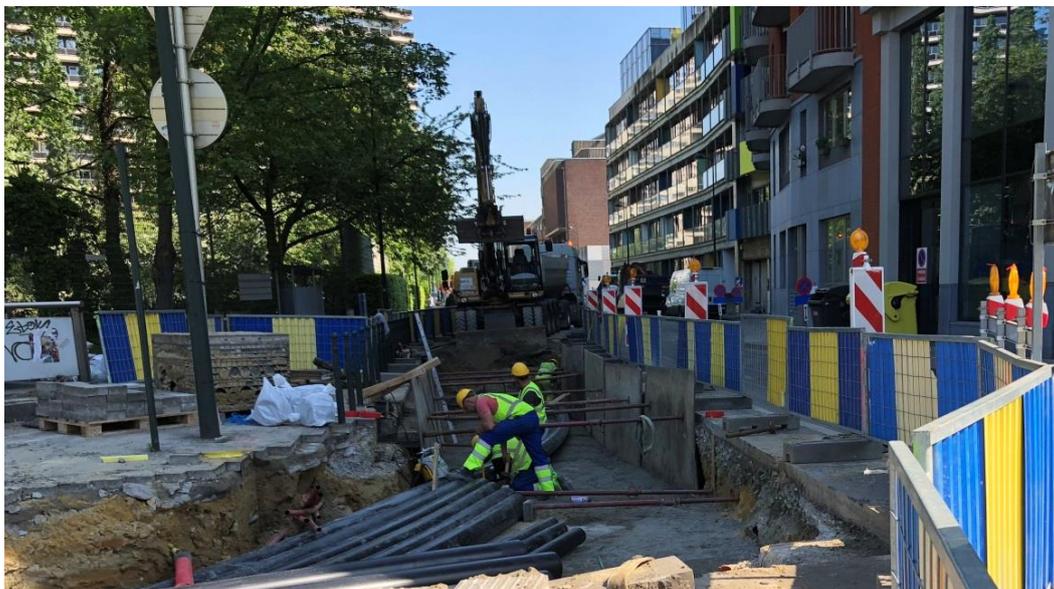
5.14 Rénovation du poste Josaphat

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 4 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 quatre 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.

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 (§5.4.2).

Afin de garantir l'alimentation jusqu'en 2020, deux transfos 11/6 kV (3 MVA) ont été remplacés en 2013 par les transfos 11/6 kV (6 MVA) du poste Schaerbeek. Ceux-ci étant disponibles suite à la fermeture du point d'injection 6 kV à Schaerbeek.



5.15 Entrée-sortie d'un des câbles Schaerbeek-Dunant sur le poste de Josaphat

Conformément aux conclusions de l'étude long terme sur l'est de Bruxelles, le nouveau tableau 36 kV de Josaphat 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 (§5.4.2).

5.16 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.

5.17 Installation d'un second transformateur à Essegem (Lahaye)

Les résultats d'analyses réalisées sur la liaison 11 kV Schaerbeek – Lahaye (liaison servant de secours au point de fourniture Lahaye) ont montré que celle-ci n'offrait plus toutes les garanties en termes de fiabilité d'alimentation à court terme.

Il a donc été décidé d'installer un second transformateur 36/11 kV 25 MVA au poste Essegem et une deuxième liaison 11 kV entre Essegem et Lahaye afin de pouvoir alimenter le poste Lahaye en principal et en secours depuis Essegem. Une fois ce transformateur en service, le câble 11 kV Schaerbeek – Lahaye pourra être mis hors service. Notons que l'installation de ce second transformateur permettra de faire passer la puissance conventionnelle délivrable à 30 MVA.

Suite à une optimisation du portefeuille, le projet a été reporté d'un an.

5.18 Remplacement des équipements de basse tension au poste Midi

La rénovation des équipements de protection 36 et 150 kV du poste Midi est le résultat de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type.

5.19 Remplacement des équipements de basse tension au poste Drogenbos

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Drogenbos est le résultat de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Suite à une optimisation du portefeuille, le projet a été postposé d'un an.

5.20 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. Une optimisation du portefeuille a mené à postposer les travaux de deux ans.

5.21 Remplacements au poste Wezembeek

Le remplacement de la cabine MT du poste Wezembeek est en cours d'exécution.

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. Une optimisation du portefeuille a mené à postposer les travaux de deux ans.

5.22 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. Par un jeu d'interdépendances entre projets, ce projet s'était également vu retardé par le blocage du câble Charles-Quint – Woluwe. La mise en service du nouveau poste est désormais prévue pour 2019.

Au niveau du poste 36 kV, un double trunk sera installé entre les postes Ixelles et Nouveau Ixelles, permettant à terme de fusionner les poches Dhanis-Ixelles et Ixelles-Ixelles-Rhode (§5.4.2).

Les injecteurs T1 et T2 150/36 kV de 70 et 75 MVA arrivent en fin de vie et leur remplacement a été pris en compte dans le cadre de l'étude long terme sur l'est de Bruxelles. Comme indiqué précédemment, suite à la fusion des poches 36 kV, seul un de ces transformateurs devra être remplacé. La logette de l'injecteur non remplacé servira à accueillir le transformateur 150/11 kV qui remplacera le T4 de Volta (§5.23).

5.23 Cabines 5 kV et 11 kV au poste Volta

Il est prévu de remplacer la cabine 5 kV du poste Volta d'ici 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 11kV. Suite à une optimisation du portefeuille, le remplacement a été postposé d'un an.

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

Suite à la demande de déplacement des équipements 11 kV dans le cadre d'un nouveau projet immobilier qui vise la démolition du bâtiment actuel, Elia et le gestionnaire de réseau de distribution vont placer en 2019 une nouvelle cabine 11 kV dans le bâtiment qui abrite actuellement la cabine 5 kV.

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 2021.

5.25 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 en 2025. Ces travaux seront éventuellement réalisés en coordination avec l'installation d'un deuxième transformateur 150/11 kV (§5.1.1).

5.26 Remplacement de la cabine MT au poste De Cuyper

En concertation avec le GRD, il est prévu de remplacer la cabine MT du poste De Cuyper en 2021.

5.27 Remplacement de la cabine MT au poste Pêcheries

En concertation avec le GRD, il est prévu de remplacer la cabine MT du poste Pêcheries en 2022.

5.28 Assainissement des nuisances sonores au poste Schols

Des études acoustiques ont montré que les installations du poste Schols engendraient un dépassement des normes sonores aux alentours du site. Des travaux d'adaptation des logettes sont dès lors prévus afin de réduire l'impact acoustique des installations.

Suite à la prise en compte d'un nouveau grand projet immobilier en face du poste, le projet a été sensiblement modifié et s'est finalisé en 2018.

5.29 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 et de récupérer le transformateur actuel pour l'installer à Rhode-Saint-Genèse (§5.4.2). Suite à une optimisation du portefeuille, le remplacement a été postposé d'un an.

5.30 Remplacement des équipements de basse tension au poste Bovenberg

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Bovenberg est le résultat de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Une optimisation du portefeuille a mené à postposer les remplacements de deux ans.

5.31 Remplacement des équipements de basse tension au poste Chome-Wyns

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Chome-Wyns est le résultat de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Une optimisation du portefeuille a mené à postposer les travaux de deux ans.

5.32 Remplacement des équipements de basse tension au poste Démosthène

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Démosthène est le résultat de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type. Un transformateur 36/11 kV doit également être remplacé.

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

Une des deux liaisons 36 kV alimentant le poste De Cuyper depuis Drogenbos doit être remplacée à l'horizon 2026.

5.34 Remplacements 36 kV au poste de Machelen

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Machelen est le résultat de la politique de remplacement globale sur les systèmes secondaires de ce type.

Par ailleurs, les transformateurs injecteurs 150/36 kV et la cabine 36 kV arrivent en fin de vie et leur remplacement est prévu en synergie avec les équipements de protections.

Suite à une optimisation du portefeuille, le projet a été reporté de trois ans.



5.35 Remplacement de 3 câbles 36 kV entre les postes Machelen et Harenheide

Les trois liaisons 36 kV alimentant le poste Harenheide depuis Machelen doivent être remplacées à l'horizon 2028.

5.36 Remplacement du poste 36 kV Nouveau-Ixelles

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Nouveau-Ixelles est le résultat 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. Suite à une optimisation du portefeuille, le projet a été reporté de deux ans.

5.37 Remplacement de deux câbles 36 kV entre les postes Nouveau-Ixelles et Dhanis

Deux des liaisons 36 kV reliant les postes Nouveau-Ixelles et Dhanis doivent être remplacées à l'horizon 2026.

5.38 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 2026.

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

La rénovation des équipements de protection 36 kV du poste Point-Sud est le résultat 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 de Point-Sud n'étant plus nécessaire suite à l'abandon de l'axe Pacheco-Point-Sud (§5.1.1), il sera procédé simultanément à la mise en antenne des transformateurs sur le poste de Midi.

5.40 Rénovation du poste 36 kV Schaerbeek A

Le poste 36 kV Schaerbeek A doit être complètement remplacé à l'horizon 2025. 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 (§5.12).

5.41 Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Schaerbeek et Dunant

Une des trois liaisons 36 kV alimentant le poste Dunant depuis Schaerbeek doit être remplacée à l'horizon 2027.

5.42 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 l'horizon 2026.

5.43 Remplacement d'un câble 36 kV entre les postes Woluwe et Bovenberg

Une des trois liaisons 36 kV alimentant le poste Bovenberg depuis Woluwe doit être remplacée à l'horizon 2027.

5.44 Démolition du poste de Vilvoorde Park

Après mise hors service de l'injecteur TS3 150/36 kV à Verbrande Brug, le poste de Vilvoorde Park 36 kV pourra être démantelé.