



Région Wallonne

31 janvier 2019

Plan d'Adaptation 2019 – 2026

Version définitive

Photo de couverture : Seraing – nouveaux transformateurs 220/15 kV

Contenu

1. Executive summary	10
Importance croissante des projets de rénovation	11
Stabilité de la charge maximale transportée par le réseau Elia	11
Importance des projets pour l'accueil de productions décentralisées	11
2. Contexte	14
2.1 Cadre légal.....	15
1.1.1 Elia System Operator	15
1.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne dans le marché libéralisé de l'électricité	15
1.1.3 L'établissement d'un Plan d'Adaptation du réseau de transport local de la Région Wallonne 19	
2.2 Axes de développement du réseau	21
2.2.1 Développement et sécurité d'approvisionnement européens	21
2.2.2 Intégration de l'énergie renouvelable et décentralisée en Région wallonne.....	22
2.2.3 Utilisateurs directs du réseau et gestionnaires de réseau de distribution.....	22
2.2.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local.....	23
2.2.5 Conformité fonctionnelle et technologique	27
2.3 Méthodologie du développement du réseau.....	29
2.3.1 Différents futurs possibles	29
2.3.2 Etablir les besoins	30
2.3.3 Élaboration de solutions	33
2.3.4 Programmation dynamique des investissements	38
2.4 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia	40
2.4.1 Acceptation sociale des infrastructures.....	40
2.4.2 Sauvegarde de l'environnement	44
3. Réseau de transport local en Région Wallonne.....	48
3.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport local	49
3.2 Visions générales du développement des réseaux de transport local.....	50
3.2.1 Rationalisation des réseaux de transport locaux 36 kV et 70 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés.....	50
3.2.2 Intégration de la production décentralisée	51
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	52
3.3 Réseau de transport local en Région wallonne: situation actuelle et vision long terme 53	

3.4	Décret électricité wallon	54
3.4.1	Description de l'infrastructure existante	54
3.4.2	Evolution probable de la production et de la consommation compte tenu des scénarii de développement de l'éco-mobilité, des mesures d'efficacité énergétique et de la gestion de la demande	54
3.4.3	Description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés	54
3.4.4	Objectifs de qualité des services poursuivis	54
3.4.5	Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent.....	55
3.4.6	Etudes, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure	57
3.4.7	Raccordement des unités de production d'électricité verte et quantification des éventuels surcoûts	58
3.4.8	Cartographie du réseau HT nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité verte.....	59
3.4.9	Politique en matière d'efficacité énergétique	60
4.	Inventaire des projets.....	70
4.1	Tableau des mises en service réalisées.....	72
4.2	Tableau des adaptations du réseau de transport local	73
5.	Notes explicatives des projets	88
5.1	Ottenbourg: Fermeture du poste	89
5.2	Waterloo : Renforcement de la transformation	89
5.3	Court-Saint-Etienne : Renforcement de la transformation et restructuration du poste en 36 kV depuis Baisy-Thy.....	90
5.4	La Louvière, Bascoup, La Croÿère et Fontaine-l'Evêque : Restructuration du réseau 150 kV et 70 kV et renforcement de la transformation vers la moyenne tension dans la zone.....	90
5.5	Harmignies, Ciplly, Pâturages et Quevaucamps : Restructuration du réseau 150 kV et 70 kV de la région et capacité d'accueil de productions décentralisées ...	92
5.5.1	Région Harmignies, Ciplly, Pâturages : Restructuration.....	93
5.5.2	Ciplly – Pâturages : Rétrofit de la ligne et passage à une liaison au gabarit 150 kV	94
5.5.3	Trunks 10 kV Jemappes – Paturages et Ciplly – Paturages & renforcement puissance de transformation à Ciplly	94
5.5.4	Harmignies : Rénovation de la cabine 10 kV et abandon du 6 kV.....	94
5.5.5	Ciplly : Rénovation de la cabine 10 kV	94
5.5.6	Quevaucamps : Renforcement de la transformation	95
5.5.7	Quevaucamps : Rénovation haute tension et basse tension.....	95
5.5.8	Quevaucamps : Rénovation de la cabine 13,5 kV	95
5.5.9	Harchies – Quevaucamps : Reconstruction ligne	95
5.5.10	Ville-sur-Haine : Fermeture du poste 70 kV et rénovation du poste 150 kV	95

5.6	Monceau 70 kV : Rénovation et restructuration du poste ainsi que de la zone 70 kV entre Monceau et Gouy (Marchienne-au-Pont, Charleroi).....	96
5.6.1	Charleroi : Passage en 150 kV du poste et rénovation cabine 10 kV.....	97
5.6.2	Marchiennes-au-Pont : Fermeture du poste	97
5.6.3	Gouy 70 kV : Remplacement ponctuel haute tension.....	97
5.6.4	Gouy : Remplacement du transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA.....	98
5.7	Gouy – Monceau : Rétrofit des lignes 70 kV (70-243 et 70-244) et bypass du poste de Monceau 70 kV	98
5.8	Région de Jumet.....	98
5.8.1	Jumet : Renforcement de la transformation	98
5.8.2	Liaison Gilly – Gouy et Alimentation en 150 kV de Jumet	99
5.9	La Louvière : Restructuration de la poche 30 kV	100
5.10	Thuillies : Second transformateur de 40 MVA	100
5.11	Ronquières : Rénovation du poste	101
5.11.1	Ronquières : Remplacement des transformateurs du poste.....	101
5.11.2	Ronquières : Rénovation de la cabine	101
5.12	Bierges : Remplacement des deux plus faibles transformateurs et rénovation de la cabine moyenne tension	101
5.13	Soignies : Remplacement d'un transformateur	101
5.14	Lobbès : Remplacement d'un transformateur et rénovation du matériel haute (70 &, 10 kV) et basse tension.....	102
5.15	Tertre: Remplacement du transformateur.....	102
5.16	Binche : Renforcement de la transformation.....	102
5.17	Binche : Rénovation du matériel haute et basse tension 70 kV et basse tension 150 kV et remplacement du transformateur 70/10 kV par un transformateur de 40 MVA.....	103
5.18	Mouscron : Renforcement de la transformation et rénovation du poste	103
5.18.1	Mouscron : Rénovation du matériel haute et basse tension 150 kV.....	103
5.18.2	Mouscron : Rénovation du matériel haute et basse tension 70 kV par sous-station mobile provisoire.....	103
5.18.3	Mouscron : Restructuration du poste 70 kV par nouveau poste définitif	104
5.19	Bas-Warneton : Renforcement de la transformation et rénovation du poste	104
5.20	Chassart : Rénovation et restructuration du poste.....	105
5.21	Solré-Saint-Géry : Rénovation de la cabine.....	105
5.22	Corbais : Rénovation du matériel basse tension.....	105
5.23	Louvain-la-Neuve : Rénovation des cabines 36 kV	106
5.24	Rosières : Rénovation de la cabine 36 kV.....	106
5.25	Tournai : Rénovation du matériel haute et basse tension.....	106
5.26	Jemappes 150 kV et 70 kV : Rénovation du matériel haute et basse tension	106
5.27	Jemeppe-sur-Sambre : Rénovation du matériel basse tension.....	106

5.28	Air-Liquide : Rénovation du matériel 30 kV et basse tension.....	107
5.29	Villerot : Création nouvelle cabine 15 kV sur le poste 150/30 kV Terre reprenant la charge de Villerot et fermeture du poste Villerot.....	107
5.30	Marche-Lez-Ecaussinnes : Rénovation du matériel basse tension.....	107
5.31	Baulers – Gouy : Rétrofit de la ligne 70 kV.....	107
5.32	Ligne Tertre – Air-Liquide 30 kV : Remplacement partiel par un câble sous- terrain	108
5.33	Oisquercq : Rénovation haute tension et basse tension des postes 150 kV et 70 kV	108
5.34	Marquain : Remplacement de transformateurs.....	108
5.34.1	Marquain : Remplacement du transformateur 150/15 kV.....	108
5.34.2	Marquain : Remplacement de transformateurs 70/15 kV et de matériel haute tension	108
5.35	Seneffe : Rénovation du matériel basse tension.....	108
5.36	Fleurus : Rénovation du matériel basse tension.....	109
5.37	Deux-Acren : Rénovation du matériel haute et basse tension ainsi que remplacement de transformateurs.....	109
5.38	Hoves : Rénovation du matériel haute et basse tension ainsi que remplacement d'un transformateur.....	109
5.39	Auvelais : Rénovation du matériel haute et basse tension des postes 150 kV et 70 kV.....	109
5.40	Lens : Rénovation haute tension et basse tension.....	109
5.41	Maisières : Rénovation haute tension et basse tension.....	110
5.42	Couvin : Rénovation haute tension, moyenne tension et basse tension.....	110
5.42.1	Couvin : Rénovation haute tension et basse tension.....	110
5.42.2	Couvin : Rénovation de la cabine 12 kV.....	110
5.43	Dottignies : Rénovation haute tension et basse tension.....	110
5.44	Jodoigne : Restructuration du poste 70 kV et rénovation basse tension.....	110
5.45	Nivelles : Rénovation basse tension.....	111
5.46	Ohain : Rénovation basse tension.....	111
5.47	Thuillies : Rénovation de la cabine 10 kV.....	111
5.48	Elouges : Rénovations haute, moyenne et basse tension avec extension du bâtiment moyenne tension.....	111
5.48.1	Elouges : Rénovation du matériel haute et basse tension.....	111
5.48.2	Elouges : Extension du bâtiment moyenne tension.....	111
5.48.3	Elouges : Rénovation de la cabine 10 kV.....	112
5.49	Farciennes : Rénovation de la cabine.....	112
5.50	Braine-l'Alleud : Rénovation de la cabine 15 kV et rénovation du matériel basse tension.....	112
5.51	Gilly : Rénovation de la cabine 10 kV.....	112

5.52	Braine-le-Comte : Rénovation de la cabine 15 kV et remplacement du transformateur de 20 MVA par un de 25MVA	112
5.53	Mons : Rénovation du matériel haute, moyenne et basse tension.....	113
5.54	Ways : Rénovation de la cabine 11 kV	113
5.55	Basse-Wavre : Rénovation de la cabine 36 kV.....	113
5.56	Monceau : Rénovation de la cabine 10 kV	113
5.57	Baisy-Thy – Ways: Remplacement du câble 36 kV	114
5.58	Deux-Acren – Lens et Oisquercq – Braine-le-Comte.....	114
5.59	Mesure de black-out mitigation : Placement de groupes électrogènes dans divers postes	114
5.60	Renouvellement du réseau de fibres optiques.....	114
5.61	Adaptation des postes identifiés comme saturés au niveau de la place pour l'accueil de productions décentralisées.....	115
5.62	Relais de fréquence pour délestage automatique.....	115
5.63	Boucle de l'Est	115
5.63.1	Boucle de l'Est : Second step de renforcement	116
5.63.2	Trois-Ponts : transformateurs vers la moyenne tension	116
5.63.3	Boucle de l'Est : Steps ultérieurs de renforcement	117
5.63.4	Heid-de-Goreux et Saint-Vith : Remplacement des postes	117
5.64	Liège : Vision long terme de la région	118
5.64.1	Ans - Glain : Restructuration de la poche	119
5.64.2	Bressoux – Ans : restructuration de la poche	120
5.64.3	Jupille – Sart-Tilman : Restructuration de la poche	122
5.64.4	Poste Awirs 150 kV : nouveau transformateur 150 / 70 kV	122
5.64.5	Seraing-Romsée : Restructuration de la poche	123
5.64.6	Boucle de Hesbaye et du Condroz et nouveau poste à Hannut.....	123
5.64.7	Liège : Rationalisation des lignes 70 kV	124
5.65	Angleur – Grivegnée : Restructuration de la poche	125
5.65.1	Angleur : rénovation de la cabine 6 kV	125
5.65.2	Grivegnée 70 et 6 kV (Elia) : Suppression du poste	125
5.65.3	Grivegnée 70 (NETHYS) et 15 kV (RESA): Suppression du poste	125
5.66	Région d'Eupen : Vision long terme	126
5.66.1	Lixhe – Bressoux – Battice – Eupen : Nouvelle liaison 150 kV.....	126
5.66.2	Cheratte : Rénovation du poste	126
5.67	Saint-Mard : Nouveau transformateur 220 / 15 kV et suppression du poste 70 kV	127
5.68	Rimière 70 kV : Rénovation basse tension	127
5.69	Bomal – Soy : Vision long terme	128
5.70	Marcourt : Rénovation de la cabine moyenne tension	128

5.71	Spa : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension.....	128
5.72	Villers-sur-Semois : Rénovation du poste 70 kV.....	129
5.73	Bonnert : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension.....	129
5.74	Eupen : Rénovation de la basse tension et de quelques équipements haute tension.....	129
5.75	Engis : Nouveau poste et suppression des postes 70 kV Ehein et Hermalle-sous-Huy	129
5.76	Sclessin : Rénovation du poste 70 kV	130
5.77	Herstal : Rénovation des protections 70 kV.....	130
5.78	Seraing - Ougrée : Restructuration.....	130
5.79	Fays-les-Veneurs : Rénovation du poste 70 kV et remplacement des transformateurs	131
5.80	Orgeo : Rénovation du poste 70 kV.....	131
5.81	Les Plenesses : Remplacement des transformateurs et de la basse tension	131
5.82	Herbaimont : Remplacement des transformateurs et de la basse tension ...	131
5.83	Marche-en-Famenne : Renforcement de la transformation vers la moyenne tension.....	132
5.84	Neufchâteau : Rénovation du poste	132
5.85	Poche Turon – Pepinster : Restructuration.....	133
5.86	Neufchâteau : Accueil de productions décentralisées	133
5.87	Ampsin 70 kV : Rénovation de la haute et basse tension.....	134
5.88	Cierreux 70 kV : Rénovation de la basse tension	134
5.89	Ivoz 70 kV : Rénovation	134
5.89.1	Ivoz 70 kV (Elia) : rénovation basse tension et haute tension	134
5.89.2	Ivoz 70 kV (NETHYS) : travaux de mise en sécurité	134
5.90	Lixhe 70 kV : Rénovation de la basse et haute tension	134
5.91	Sart-Tilman 70 kV : Rénovation de la basse et haute tension.....	135
5.92	Tilleur 70 kV : Rénovation de la basse tension.....	135
5.93	Latour : Rénovation.....	135
5.94	Alleur 70 kV: Rénovation (NETHYS).....	135
5.95	Croix-Chabot 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension	135
5.96	Awirs 70 kV : Rénovation de la basse tension.....	136
5.97	Henri-Chapelle 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension	136
5.98	On 70 kV: Rénovation de la basse tension.....	136
5.99	Bressoux 150 kV et Monsin 70 kV: Restructuration.....	136
5.100	Petit-Rechain 70 kV: Rénovation de la basse tension	136
5.101	Stembert 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension	137
5.102	Arlon – Aubange 70 kV: Remplacement de la ligne 70 kV.....	137
5.103	Romsée - Magotteaux : Restructuration	137

5.104	Pondrôme : Rénovation du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension ..	137
5.105	Les Isnes : Evolution	138
5.106	Marche-les-Dames : Rénovation	138
5.107	Fosses-la-Ville : Accueil de la production décentralisée	138
5.108	Dinant : Rénovation du poste 70 kV	139
5.109	Namur : Rénovation de la haute et basse tension	139
5.110	Zone Gembloux, Sauvenière, Leuze : Accueil de production décentralisée.	139
5.110.1	Ligne Auvélais-Gembloux : Remplacement par une nouvelle liaison 2 ternes gabarit 150 kV	139
5.110.2	Gembloux : Remplacements de la basse et de la haute tension.....	140
5.110.3	Sauvenière 12 kV : Fermeture du poste	141
5.110.4	Leuze : Rénovation de la basse tension	141
5.111	Seilles : Rénovation du poste 70 kV	141
5.112	Warnant : Rénovation du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension	141
5.113	Miécret : Alimentation.....	142
5.113.1	Florée-Miécret : Nouvelle liaison 70 kV.....	142
5.113.2	Miécret : Rénovation du poste 70 kV	142
5.113.3	Miécret : Accueil de productions décentralisées	142
5.114	Florée : Rénovation et accueil de production décentralisée.....	142
5.114.1	Florée : Rénovation de la cabine 12 kV	142
5.114.2	Florée : Renouvellement de la basse tension	142
5.114.3	Florée : Accueil de production décentralisée	142
5.115	Dorinne : Remplacement de deux transformateurs	143
5.116	Bois-De-Villers : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension	143
5.117	Romedenne : Rénovation du poste haute tension	143
5.118	Hastière-Pondrôme : Remplacement de la ligne 70 kV	144
5.119	Gerpennes : Fermeture du poste 70 kV.....	144
5.120	Hastière : Rénovation basse tension du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension.....	144
5.121	Haute-Sarte: Rénovation de la basse tension	144
5.122	Saint-Servais: Rénovation de la basse tension	145
5.123	Saint-Servais: Renforcement vers la moyenne tension	145
5.124	Ciney: Remplacement de la moyenne tension et rénovation de la basse tension.....	145
5.125	Région entre Sambre et Meuse.....	145
5.126	Ligne 70 kV Auvélais – Jemeppe-sur-Sambre : Remplacement terne 70 kV par câble 70 kV	147

1. Executive summary



Importance croissante des projets de rénovation

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

Ainsi, les niveaux de tension inférieurs sont progressivement abandonnés au profit de niveaux de tension supérieurs capable de transporter une puissance plus importante (évolution vers le 150 kV pour le Hainaut et une partie de Liège, évolution vers le 110 kV pour les provinces de Namur et du Luxembourg).

Ces investissements sont menés en étroite concertation avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution.

Stabilité de la charge maximale transportée par le réseau Elia

Elia table, à l'horizon du Plan d'Adaptation, sur une croissance annuelle moyenne de 0,27%¹ de l'énergie brute prélevée par les utilisateurs du réseau.

Une nouvelle diminution de la charge maximale nette, transportée par le réseau Elia, a été observée dans plusieurs zones par rapport à l'année passée.

Ceci conduit à une diminution de la proportion des projets liés au niveau de consommation même si le raccordement de certains grands consommateurs entraîne des projets importants mentionnés dans ce Plan.

Importance des projets pour l'accueil de productions décentralisées

Les projets pour l'accueil de productions décentralisées tiennent une place importante dans le plan. Ainsi, le « step 2 » de renforcement de la Boucle de l'Est et les premiers projets à l'étude pour accueillir les productions décentralisées dans la région entre Sambre et Meuse y sont repris.

En outre, dans une démarche proactive, Elia publie également dans ce Plan, comme l'année précédente, un certain nombre de sites qui sont adaptés pour l'installation de 'hubs' de productions décentralisées d'une puissance importante. Ces sites permettraient le raccordement d'un transformateur 380 / 36 kV, 220 / 36 kV ou 150 / 36 kV sur lequel une injection de maximum 125 MW dans le réseau à haute tension pourrait être réalisée. Pour les puissances plus faibles à raccorder au réseau de distribution, Elia lance la publication, avec l'aide des gestionnaires de réseau de distribution, des

¹ Pour plus de détails, le lecteur est renvoyé au chapitre 3.1 **Error! Reference source not found..**

capacités permanentes restantes d'injection vers le réseau à haute tension via ses transformateurs. Cette publication (accessible via le site www.elia.be) est réalisée en application de l'article 29 de l'Arrêté du gouvernement Wallon relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière du 10 novembre 2016.

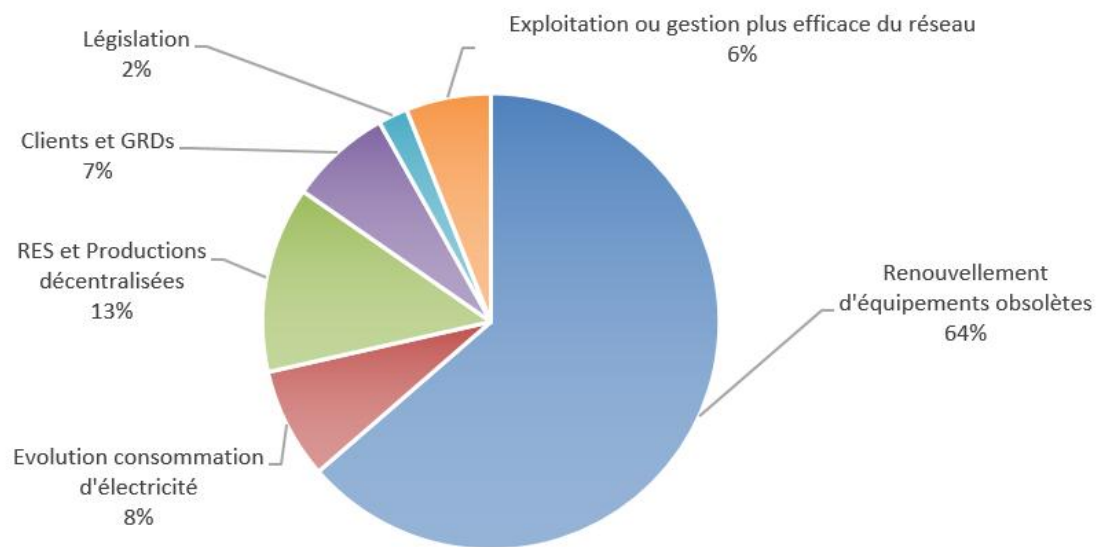
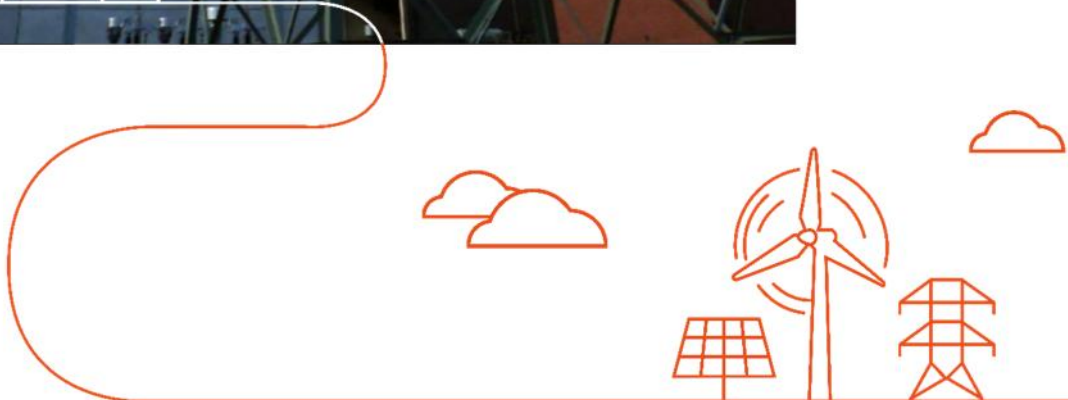


Figure 1.1: Répartition budgétaire des projets par moteur d'investissement

2. Contexte



2.1 Cadre légal

1.1.1 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. Elia System Operator (« Elia ») est en charge du développement et de la gestion du réseau de transport maillé allant de 380 kV à 30 kV², en ce compris la transformation vers la moyenne tension. Le présent Plan d'adaptation pour la Région wallonne ne couvre que les niveaux de tension entre 70 kV et 30 kV, avec quelques exceptions allant en-dessous de 30 kV.³

En plus de 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 (« plaatselijke vervoernet »), dans les trois cas pour les réseaux de 70 kV à 30 kV inclus (avec quelques exceptions couvrant un niveau de tension plus faible). Le gestionnaire du réseau de transport local pour la Région wallonne est le gestionnaire du réseau de transport au niveau fédéral en vertu de l'article 4 du décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Par conséquent, la désignation d'Elia au niveau fédéral entraîne automatiquement celle de Elia au niveau de la Région wallonne. La désignation d'Elia en tant que gestionnaire de réseau de transport a eu lieu par la voie d'un arrêté ministériel le 13 septembre 2002. Cette désignation s'applique pour une période de 20 ans et se terminera le 17 septembre 2022. C'est en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport local pour la Région wallonne qu'Elia élabore le présent plan d'adaptation.

1.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne 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 1^{er} juillet 2004 pour être remplacée par la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La directive 2003/54 complétait les obligations existantes en matière de

² Le réseau d'Elia comprend certaines exceptions avec des tronçons allant à moins de 30 kV.

³ L'article 2 du décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité du 12 avril 2001 stipule que le réseau de transport local en Wallonie se compose de tronçons du réseau d'une tension de 1 à 70 kV. En vertu de l'article 4 du même décret, c'est le Gouvernement qui détermine « les tronçons du réseau considérés comme "réseau de transport local" sur base de l'utilisation dudit tronçon principalement pour la transmission d'électricité vers les réseaux de distribution ou l'échange avec des réseaux voisins ». La liste qui détermine les tronçons du réseau de transport local se compose principalement de 70 kV, puis de 36 et de 30 kV, et enfin de quelques tronçons en-dessous de 30 kV.

développement du réseau par la poursuite du couplage des réseaux ainsi que l'obligation de veiller à ce que le réseau puisse, à long terme, satisfaire correctement à la demande d'électricité. De plus, en prolongation de la directive 96/92/CE, il a été prévu que le gestionnaire de réseau soit 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, a été adopté le 13 juillet 2009 via la directive européenne 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Cette directive abroge la directive 2003/54/CE et 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 (« Loi Électricité »). Dans le cadre de cette directive, la production et la vente d'électricité sont organisées selon les principes de libre concurrence. Le transport d'électricité relève par contre d'un monopole naturel. Les réseaux jouent donc un rôle unique : ils assurent un support commun aux différents acteurs du marché, sous la supervision d'un régulateur fédéral et de régulateurs régionaux en fonction de la répartition des compétences en matière d'électricité.

Au niveau de la Région wallonne, le troisième paquet énergétique a été transposée par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (« le décret wallon électricité »), qui a été successivement adapté, ainsi qu'au travers des arrêtés d'exécution associés.

Par ailleurs, le décret se conforme aux obligations des règlements européens directement applicables suivants :

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

Ensuite, la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables comporte également des dispositions qui ont des conséquences très importantes sur le développement des réseaux électriques. En effet, la production d'électricité renouvelable est souvent issue de petites unités de production décentralisées qui doivent être intégrées au réseau. Cette directive a été transposée au niveau de la Région wallonne au travers de deux législations importantes en la matière :

- Le décret du 11 avril 2014 modifiant le décret wallon électricité prévoyant de nouvelles dispositions afin de maximiser l'intégration des productions décentralisées sur le réseau électrique ;
- L'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, qui a été modifié a de nombreuses reprises.

Enfin, la Commission européenne a proposé fin 2016, dans le cadre de son « paquet d'hiver » intitulé « une énergie propre pour tous les européens », une batterie de nouvelles mesures comprenant entre autres :

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

Ces nouvelles directives sont actuellement en train d'être discutées par les co-législateurs, à savoir le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne. Elles visent à intégrer la stratégie de l'UE dans le cadre de son action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 et à plus long-terme.

La législation wallonne définit à l'article 11 du décret wallon électricité les missions du gestionnaire de réseau de transport régional, à savoir l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau.

De manière plus générale, à travers les législations, l'évolution des trois missions principales d'Elia peuvent être résumées comme suit:



Figure 2.1 : Les trois missions d'Elia

GÉRER L'INFRASTRUCTURE

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

GÉRER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

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

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

FACILITER LE MARCHÉ

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

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

⁴ Cette intégration s'est déroulée par le biais de la loi du 26 mars 2014 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (M.B. 1/04/2014).

1.1.3 L'établissement d'un Plan d'Adaptation du réseau de transport local de la Région Wallonne

2.1.1.1 Contexte légal relatif au Plan d'Adaptation

L'article 15 du décret wallon électricité charge le gestionnaire du réseau de transport local d'établir un Plan d'Adaptation du réseau « en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. »

Le plan d'adaptation est cohérent avec le plan de développement fédéral. Il couvre une période de sept ans, et est adapté et mis à jour chaque année.

Le plan d'adaptation contient au moins les données suivantes :

- une description de l'infrastructure existante, de son état de vétusté et de son degré d'utilisation, en précisant pour les principaux équipements structurant au niveau de la moyenne tension, leur pyramide d'âge et la comparaison entre les mesures de pointe et leur capacité technique ;
- une estimation et une description des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, de la consommation, des scénarii de développement de l'éco-mobilité, des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, et des échanges avec les autres réseaux ;
- une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, y compris, le cas échéant, le renforcement ou l'installation d'interconnexions, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant la période considérée et un calendrier pour ces projets d'investissement ;
- la fixation des objectifs de qualité de service poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension ;
- la liste des interventions d'urgence intervenues durant l'année écoulée ;
- l'état des études, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure, le cas échéant ;
- les mesures prises dans le cadre de l'approvisionnement et du raccordement des unités de production, l'identification et la quantification des éventuels surcoûts liés à l'intégration des productions d'électricité verte, notamment la priorité donnée aux unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, ou aux cogénérations de qualité ;
- sur la base des objectifs de production des énergies vertes, une cartographie du réseau moyenne tension et haute tension identifiant les zones nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité vertes, conformément à l'article 26 ;
- la politique en matière de réduction des pertes techniques et administratives.

Le présent Plan d'Adaptation est par ailleurs conforme aux dispositions du règlement technique pour la gestion et l'accès du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne du 26 janvier 2012, en particulier le titre 2, chapitre 1 « Données en vue d'établir un plan d'adaptation ».

Sur le plan procédural, la proposition de Plan d'Adaptation est transmise à la CWaPE, le régulateur wallon, chaque année pour le 15 octobre. Après avis de la CWaPE, Elia adapte, le cas échéant, son plan et en remet la version définitive à la CWaPE pour fin janvier. Cette version est communiquée pour information au Ministre Wallon de l'énergie pour être finalement approuvée par la CWaPE. L'approbation du plan par le régulateur lie le gestionnaire de réseau de transport local à la mise en œuvre du plan.

De manière générale, pour l'établissement du plan d'adaptation, le gestionnaire du réseau tient compte des priorités établies par le Gouvernement en matière de politique énergétique. Ce plan d'adaptation est donc en ligne avec l'Accord du Gouvernement wallon pour la période 2014-2019. Celui-ci met en exergue la nécessité de soutenir les efforts d'économies d'énergies et de garantir l'accès à l'énergie aux ménages et aux entreprises à un prix compétitif grâce à un marché intérieur de l'énergie efficace. Par ailleurs, le Gouvernement wallon a approuvé en décembre 2017 le Pacte énergétique interfédéral, définissant la vision énergétique pour la Belgique à l'horizon 2050.

2.1.1.2 Lien avec les plans régionaux

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

Pour Elia, l'indivisibilité technique et économique des matières relatives au développement du réseau requiert une définition, une optimisation, une programmation et une mise en œuvre homogène de projets à l'échelle fédérale et régionale. Les différents plans introduits par Elia à l'échelle fédérale et régionale constituent un ensemble cohérent visant l'optimum pour le réseau dans sa globalité, du 380 kV au 30 kV. Le présent Plan d'Adaptation se focalise toutefois uniquement sur les niveaux de tension 70 kV et inférieures.

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 renouvelable
 - Accueil des productions décentralisées
3. **Clients et gestionnaires du réseau de distribution**
 - Besoins des utilisateurs directs du réseau ou renforcement/ajustement du couplage avec le réseau de distribution
4. **Fiabilité de l'approvisionnement électrique local**
 - Evolution locale de la consommation d'électricité
 - Renouvellement d'équipements obsolètes
5. **Conformité fonctionnelle et technologique**
 - Rendre les installations conformes à la nouvelle législation
 - Exploitation ou gestion plus efficace du réseau

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 wallonne

La stratégie proposée dans le cadre du Plan d'Adaptation vise la réalisation la plus efficace possible des objectifs du pays concernant le développement de la production renouvelable.

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

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

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

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 wallonne 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 par⁵:

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

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

⁵ Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, p. 33-36

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

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

2.2.4.2 Le renouvellement d'équipements obsolètes

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

Les équipements du réseau de transport ont chacun une durée de vie spécifique. Les transformateurs, les câbles et les lignes aériennes ont une durée de vie de 60, 70, voire 80 ans ou plus. 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 wallon se traduit directement dans les pyramides d'âge du parc matériel en place dans le réseau. La figure 1.3 illustre la répartition en fonction de l'année de construction des principaux équipements haute tension, à savoir les transformateurs, les disjoncteurs et les sectionneurs. La figure 1.4 montre la répartition en fonction de l'année de construction des liaisons. La figure 1.5 représente la répartition des équipements de protection selon leur technologie et le niveau de tension qu'ils protègent. La figure 1.6 donne la répartition en fonction de l'année de construction des équipements de protection mettant en lumière l'évolution des technologies utilisées, passant des protections électromécaniques aux protections électroniques puis numériques.

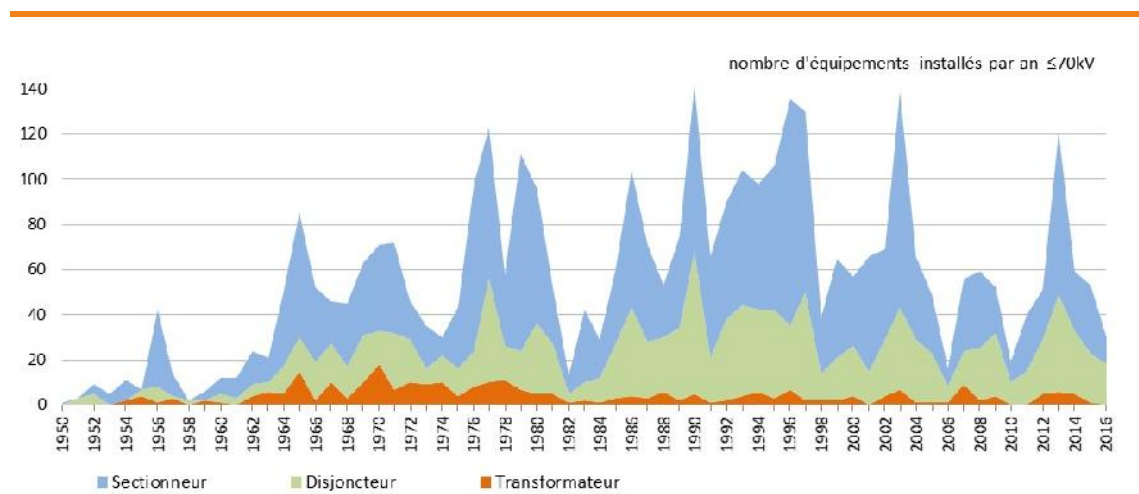


Figure 2.2 : Répartition des années de construction des principaux équipements en haute tension

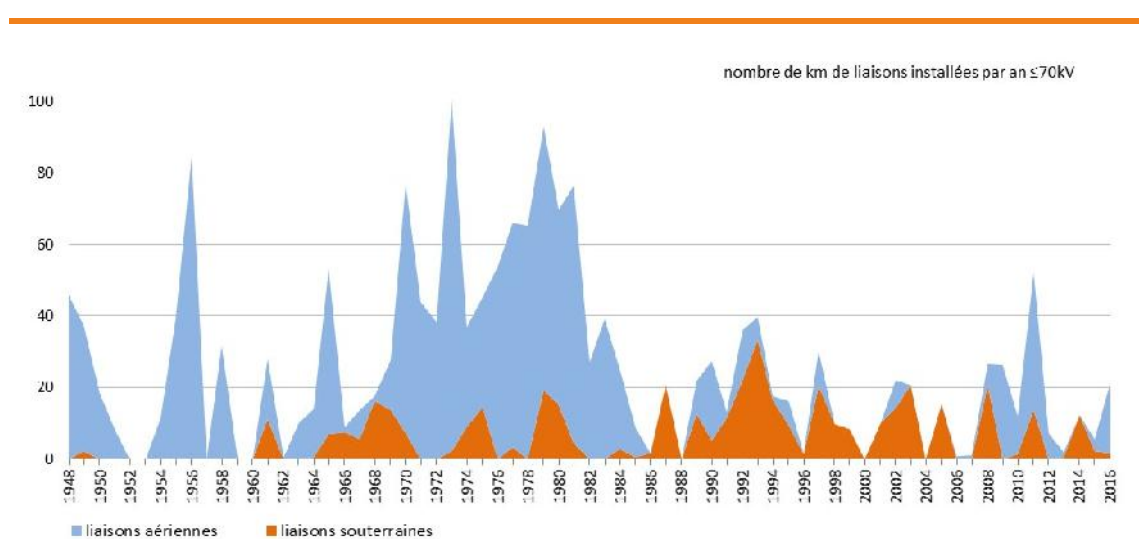


Figure 2.3 : Répartition des années de construction des liaisons

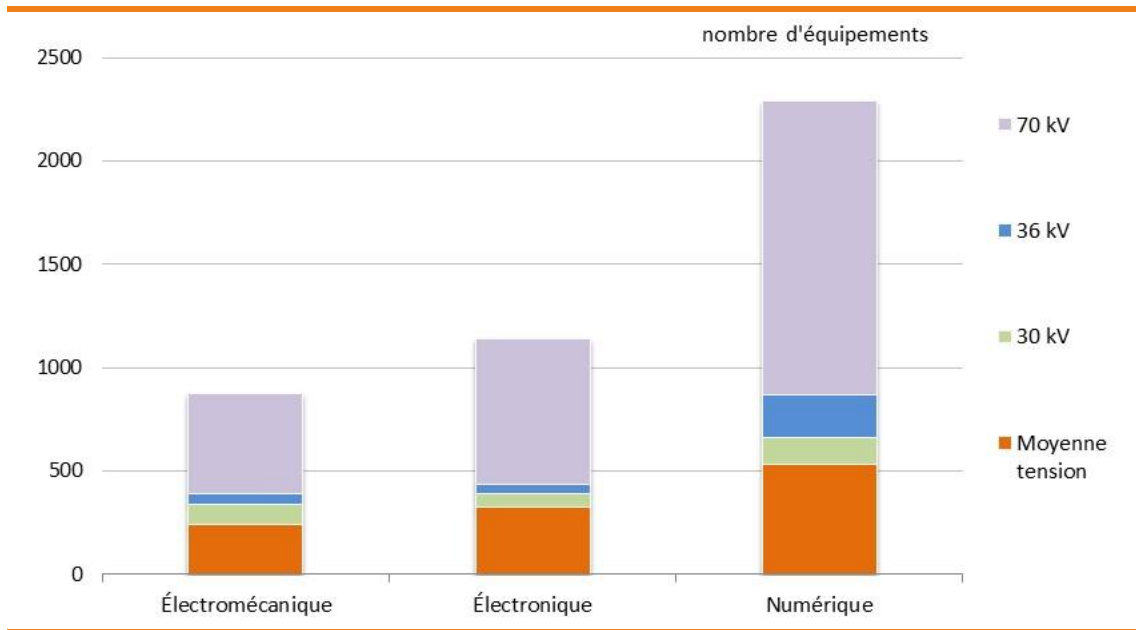


Figure 2.4 : Répartition des équipements de protection en fonction de la technologie et du niveau de tension

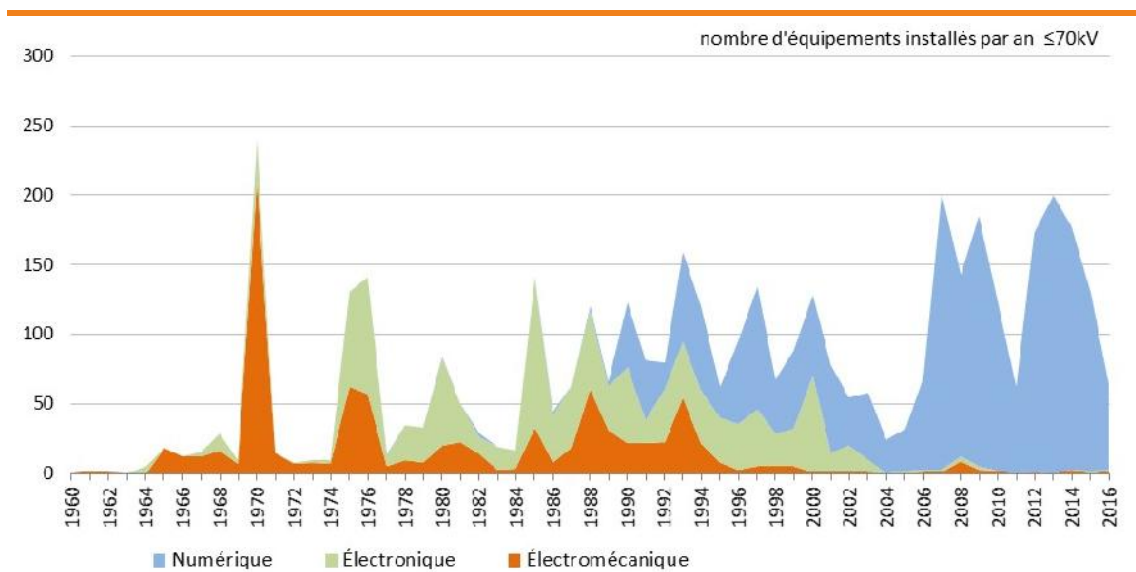


Figure 2.5 : Répartition des années de construction des équipements de protection

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.

Ainsi, quelques transformateurs contaminés en PCB (en-dessous de 500 ppm) seront nettoyés ou éliminés dans les années à venir.

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

Par ailleurs, les impositions légales concernant le bruit de nos installations mènent parfois à des réaménagements de postes à haute tension pour continuer de respecter les normes de bruit de la Région Wallonne, particulièrement dans le cadre de nos projets, et parfois dans le cas où un problème est relevé par un voisin.

En respect de la législation wallonne sol, des assainissements de certains sites pollués sont également prévus. Dans le cadre de projets, des études de sols, sur le domaine public ou sur certains sites de postes à haute tension, sont réalisées. En fonction des résultats de ces analyses, la gestion des terres excavées est reprise dans ces projets.

Elia suit également les législations en cours de développement, comme le Code du Développement Territorial, les évolutions sur l'utilisation d'herbicides et les changements dans la législation de la gestion du sol.



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** : des investissements pour augmenter l'autonomie et la redondance des systèmes de back-up dans les postes et des systèmes de communication (de données) pour la gestion du système
- **Security** : des investissements pour renforcer le niveau de protection des postes, des assets, des bâtiments et du réseau IT
- **Réseau de fibre optique** : des investissements pour étendre et renforcer le réseau de fibre optique lié à la demande croissante de bande passante pour les applications dans les sous-stations et à l'évolution du marché de la technologie TDM⁶ en technologie IP pour la communication de données et, en particulier, pour garantir le bon fonctionnement des appareils de protection.
- **DLR (Dynamic Line Rating)**: des investissements pour installer des Ampacimons (= *dynamic line rating*) sur différentes lignes qui sont presque saturées afin de mieux évaluer leur capacité de transport réelle en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge.



⁶ Time Division Multiplexing

2.3 Méthodologie du développement du réseau

Les projets du Plan d'Adaptation 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 wallons 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'Adaptation

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 centralisée (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* ;⁷
- un modèle de calcul de la puissance de court-circuit dans chaque nœud du réseau ;⁸
- un modèle de stabilité statique et dynamique d'un réseau ;⁹
- un modèle de stabilité de tension.¹⁰

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 répartition de flux particulièrement tendues. Par ailleurs, pour chaque cas représentatif donné, différents états du réseau sont susceptibles de se présenter et font à tour de rôle l'objet d'un examen :

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

⁷ 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

⁸ Selon la méthode de superposition, permise dans la norme CEI 60909

⁹ 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.

¹⁰ 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.

- 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'Europe¹¹. Cette performance est entre autres le résultat d'une gestion optimisée des équipements du réseau prenant en compte l'ensemble des étapes de leur cycle de vie.

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

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

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

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

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

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

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

¹¹ Elia, Rapport annuel 2017, https://annualreport.elia.be/2017/?_ga=2.207643218.1705009044.1523113115-600327400.1518508436

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 avantagement 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 doit être réalisé tout au long de la chaîne production-transport-distribution-consommation afin de déterminer l'utilisation optimale du réseau. À cette fin, Elia dispose de systèmes de mesures, de contrôle et de commande de ses différentes infrastructures. Ces systèmes s'appuient sur un large réseau de télécommunication (voir section §1.3.5.2) entre les postes. À chaque occasion, Elia étend ces dispositifs et les modernise en utilisant les dernières technologies en la matière :

- lors de la création de nouvelles liaisons ou la rénovation de lignes existantes, des fibres optiques sont placées pour étendre les possibilités de communication ;
- les postes sont aussi équipés d'équipements de 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 §1.3.5.2) sur les lignes aériennes qui sont presque saturées permet de mieux évaluer leur capacité de transport réelle, en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge.

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 de Développement.

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

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

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.

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

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

Postes à haute tension

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

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

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

2.3.3.4 Réaliser de nouvelles infrastructures

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

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

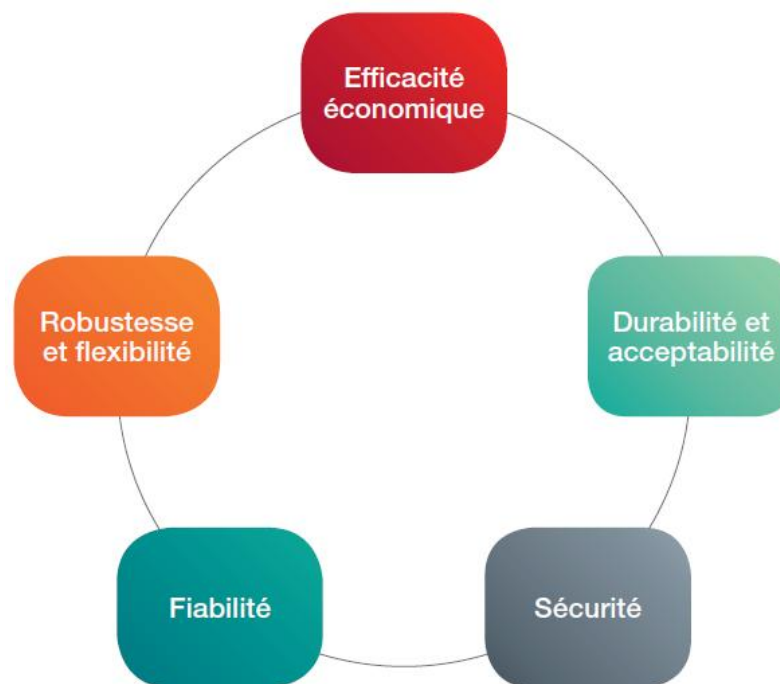


Figure 2.7 : Évaluation des solutions possibles

Sécurité

La sécurité de ses collaborateurs, du personnel des sous-traitants et du public constitue une priorité absolue pour Elia. Elia met tout en œuvre pour que ses installations soient aussi sûres que possible. Les efforts continus en vue d'améliorer la sécurité intrinsèque des installations portent leurs fruits et sont poursuivis sans relâche. Ceci conduit par exemple à munir toutes les installations existantes de verrouillages,

afin d'éviter les fausses manœuvres, et à équiper tous les pylônes des lignes aériennes de dispositifs limitant les conséquences d'une chute éventuelle lors de travaux d'entretien.

En outre, Elia tient également compte de l'élargissement de la législation d'application pour l'établissement de solutions de développement du réseau. L'arrêté royal du 4 décembre 2012 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 visant à l'atténuation des impacts éventuels d'un projet sur l'environnement dans lequel il sera développé. Lorsque cela s'avère nécessaire, des mesures complémentaires peuvent être proposées afin de compenser et/ou atténuer cet impact. Cette politique fait partie d'une communication et d'une participation clairement définies avec l'objectif d'atteindre la meilleure solution concertée (cf. ce sujet est abordé plus en détail à la section 2.4.1.1).

Cette approche environnementale proactive permet ainsi de proposer des solutions ayant un caractère durable et répondant 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.

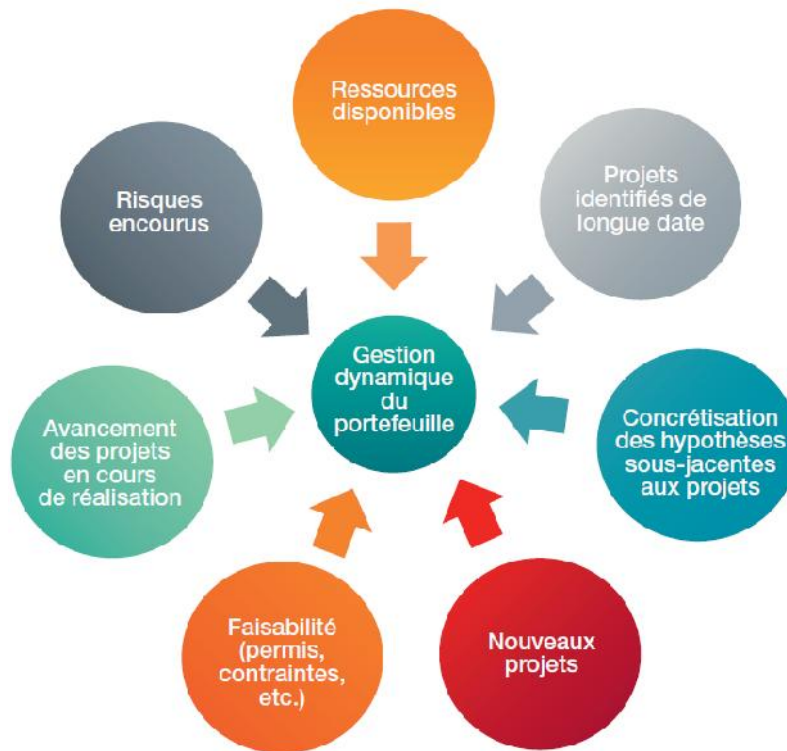


Figure 2.8 : Gestion dynamique du portefeuille de projets

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

La participation, le mot-clé

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

Un obstacle majeur aux projets d'infrastructure est le « paradoxe de la participation » (figure 1.11) selon lequel les personnes intéressées s'impliquent et expriment généralement un intérêt pour un projet lorsque les décisions les plus importantes ont déjà été prises et que le projet est déjà assez établi¹². Ce paradoxe est source de frustrations à la fois pour les personnes intéressées et pour le développeur du projet.

¹² Public Participation and Transparency in Power Grid Planning – Recommendations from the BESTGRID Project Handbook – Part 1, Germanwatch, avril 2015, www.germanwatch.org/en/10127

Elia aspire par conséquent à impliquer les personnes concernées le plus tôt possible dans le projet et à tenir compte de leurs idées et remarques lors de son élaboration.

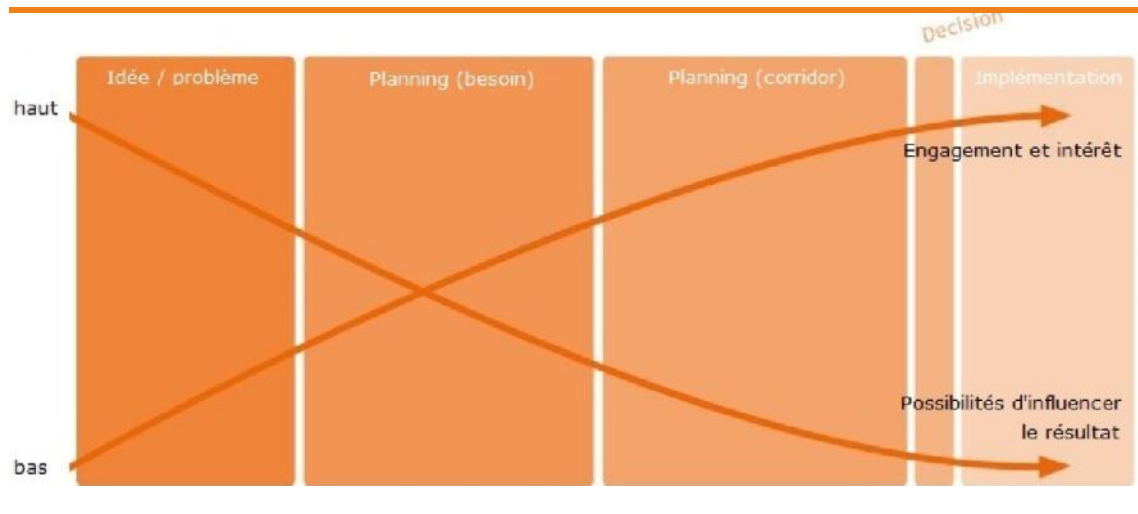


Figure 2.9 : Le paradoxe de la participation

Projets : informations et communication adaptées aux parties prenantes

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

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

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.

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

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.

Une exposition (très) importante, à des niveaux que l'on n'observe pas dans la pratique, peut provoquer, pour les champs électriques comme pour les champs magnétiques, des effets graves dont le lien de cause à effet est clairement prouvé. C'est pourquoi il existe au niveau européen et belge des valeurs limites claires auxquelles l'ensemble de nos installations doivent satisfaire, à savoir 5 kV/m pour le champ électrique et 100 μ T pour le champ magnétique. En Région Wallonne, il existe par ailleurs, tout comme en Région de Bruxelles-Capitale, des conditions sectorielles datant de 2005 quant à l'exploitation de transformateurs de puissance soumise à la limite de 100 μ T.

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

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

Research Institute (EPRI), une organisation à but non lucratif pour la recherche sur l'énergie et l'environnement.

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

Le critère des champs magnétiques est pris en considération dès la phase d'étude de la construction et le développement du réseau. Il est étudié en détail pour les différentes options. Concrètement, nous nous efforçons d'abord de réutiliser/renforcer les infrastructures existantes afin d'éviter de nouveaux corridors. Lors de l'établissement de tracés aériens, les surplombs de zones habitées et d'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'indemnisations et de compensations

Elia a adopté plusieurs mesures pour pouvoir indemniser de manière correcte et acceptable les dommages occasionnés lors de travaux. Un protocole d'accord a été signé avec les fédérations agricoles afin de déterminer convenablement les dommages pour les propriétaires et les utilisateurs¹³. Un expert forestier externe est chargé de réaliser des expertises en cas de déboisement nécessaire dans le cadre de projet d'infrastructure.

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

Outre les mesures visant à éviter, limiter les nuisances et compenser les incidences directes, Elia a également cherché une approche permettant d'une part d'indemniser la communauté locale pour les nuisances résiduelles et, d'autre part d'apporter une valeur ajoutée 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.

¹³(Elia, <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/compensation-agriculteurs>).



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 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'Elia¹⁴.

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.

¹⁴ (« 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

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

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

En Wallonie, tous les transformateurs sont encuvés de manière étanche, conformément aux conditions sectorielles et intégrales relatives aux transformateurs statiques.

Afin de répondre aux exigences de la législation, un plan d'encuvement des transformateurs avait été lancé par Elia pour les postes situés en Wallonie.

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, voie asphaltée) et perméables (routes de gravier) et une consommation d'eau limitée pour les sanitaires. En cas de construction de nouveaux postes, mais aussi d'extension ou de rénovation de postes existants, les investissements nécessaires sont prévus en fonction des principes suivants :

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

2.4.2.5 Politique de protection de la nature¹⁵

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

¹⁵ Elia, <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/reduire-l-impact-environnemental-de-nos-installations>

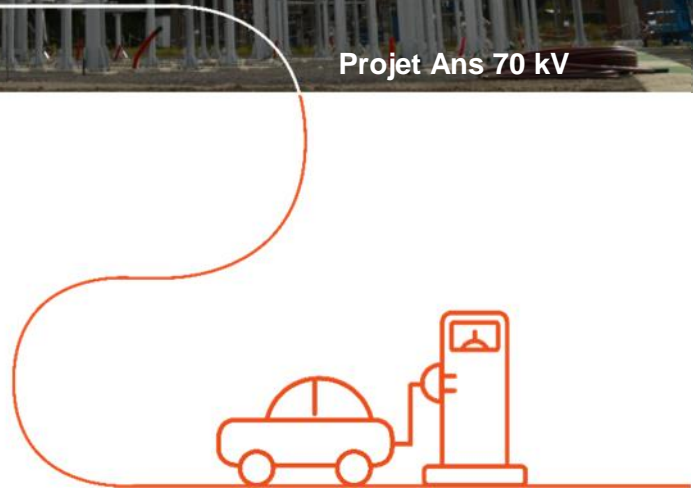
Natagora. Le balisage est ensuite intégré dans le projet et mis en place au moment où les conducteurs et câbles de garde sont tirés. Une liste a été établie pour les lignes à haute tension existantes sur la base d'une étude réalisée en 2012 et évaluée en détail sur le terrain en 2015. Celle-ci reprend 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 2011-2017¹⁶. Cette nouvelle approche est non seulement bénéfique pour la biodiversité mais générera aussi des frais d'entretien du réseau moins élevés à terme.



¹⁶ Elia, <http://www.elia.be/fr/securite-et-environnement/Projet-Life-Elia>

3. Réseau de transport local en Région Wallonne



3.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport local

Parmi les nombreux facteurs dimensionnants le développement du réseau de transport local, 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'adaptation 2019-2026 sont caractérisées par 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 0.27% de l'énergie brute prélevée par les utilisateurs du réseau.

Par ailleurs, Elia, sur base des discussions avec les gestionnaires de réseau de distribution et sur base de sa propre expérience, 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 à 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.

Les projets dans les zones avec une forte augmentation de la production décentralisée conduisent à des investissements importants qui peuvent se trouver dans des réseaux avec une tension nominale plus petite ou égale à 70 kV (objet de ce plan d'adaptation, voir chapitres 4 et 5) ou dans les réseaux de tension supérieure (objet du plan de développement fédéral).

3.2 Visions générales du développement des réseaux de transport local

3.2.1 Rationalisation des réseaux de transport locaux 36 kV et 70 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 Distribution¹⁷. C'est la raison pour laquelle ce Plan de Développement comprend également des investissements qui bénéficient aux niveaux de tension plus élevés.

L'augmentation de la consommation locale ou l'arrivée de la production décentralisée peut amener à un dépassement de la capacité du réseau 36 kV ou 70 kV local. Une évolution vers un niveau de tension plus élevé, tel que le 110 kV ou 150 kV, permettant un accroissement de la puissance transportée, a souvent la préférence par rapport à un nouveau renforcement de ces réseaux. Cette transition est d'ailleurs souvent plus efficace au niveau du coût et sur le plan énergétique, et limite l'infrastructure du réseau total si les réseaux 36 kV et 70 kV qui présentent en outre des besoins de remplacement sont démantelés.

Il apparaît également de plus en plus qu'il est préférable de prévoir une transformation vers les réseaux à moyenne tension à partir des niveaux de tension plus élevés plutôt que des réseaux 36 kV ou 70 kV. En procédant de la sorte, on décharge en effet ces niveaux de tension moins élevés et l'on évite des renforcements du réseau 36 kV ou 70 kV. Souvent, cet investissement répond aussi à un besoin de remplacement ou de renforcement d'un transformateur vers la moyenne tension. Ce principe vaut surtout à des endroits à forte densité de consommation, comme les zones urbaines ou industrielles.

Une évolution vers un niveau de tension plus élevé peut aussi être préférable en cas de restructurations importantes du réseau. De nombreux postes, transformateurs moyenne tension et liaisons des réseaux 36 kV et 70 kV arrivent en effet en fin de vie, ce qui constitue une opportunité de réaliser cette transition. Ainsi, les longues liaisons 36 kV et 70 kV qui arrivent en fin de vie sont remplacées par des transformateurs 150/70 kV ou 150/36 kV afin de continuer d'assurer l'alimentation des réseaux 70 kV et 36 kV tout en limitant la fonction de transport de ces réseaux. Cela peut également s'avérer nécessaire si l'accroissement des flux aux niveaux de tension plus élevés se reporte aux niveaux de tension moins élevés et que ces derniers connaissent dès lors des surcharges.

Dans des zones spécifiques, où les réseaux ont été développés sur d'autres bases historiques, cette même approche mène à d'autres conclusions. C'est par exemple le cas pour le réseau de transport d'une grande partie de la province de Namur et de la province de Luxembourg, qui comprend les niveaux de tension 380 kV et 70 kV et pas

¹⁷ L'optimum est donc également concerté avec le GRD concerné.

le 150 kV. Dans cette région, le niveau de tension 110 kV est introduit pour remplacer progressivement le niveau 70 kV (cfr. explications au paragraphe 3.3).

En tout cas, les niveaux de tension 150 et 110 kV sont mutuellement exclusifs : un seul niveau est développé sur une même zone géographique.

3.2.2 Intégration de la production décentralisée

Le réseau de transport existant permet déjà une intégration poussée des unités de production décentralisée (voir §1.3.2), en particulier si elles se situent à des endroits où le réseau dispose d'une capacité suffisante ou lorsque l'on peut faire appel à un accès flexible au réseau. Dans certains cas, l'accroissement de production décentralisée peut aussi justifier un renforcement spécifique ou une extension du réseau.

La création d'un hub 30 ou 36 kV est un concept qui peut être mis en œuvre. Un point de raccordement 30 kV ou 36 kV est alors prévu pour les unités de production décentralisée. Il est alimenté à partir d'un niveau de tension plus élevé (150, 220 ou 380 kV) par un transformateur unique, comparable au transformateur élévateur d'une centrale classique. Les analyses technico-économiques réalisées par Elia avec les gestionnaires du réseau de distribution confirment d'ailleurs la pertinence d'un niveau de tension suffisamment élevé pour le raccordement de clusters de production décentralisée. Le périmètre pour les raccordements à la moyenne tension (10 à 15 kV) est en effet limité à un rayon de 10 à 15 km autour du point d'injection. Lorsque des puissances plus élevées à 25 MVA doivent être raccordées et/ou en dehors du périmètre précité, il peut arriver que le niveau moyenne tension actuel ne soit pas suffisant pour ces demandes. Ces circonstances s'appliquent lors du développement de nouvelles zones PME et du raccordement de grands clusters de production décentralisée ou d'une combinaison des deux. Comme une solution en 10 ou 15 kV n'est pas envisageable dans le cas présent et qu'un raccordement direct au réseau de transport implique un coût trop élevé pour la capacité limitée à raccorder, un niveau de tension de 30 ou 36 kV constitue la meilleure option. Pour plus de détails concernant la location possible de hubs de productions décentralisées en Wallonie, le lecteur est renvoyé au paragraphe 3.4.7.

Un renforcement du réseau de transport est prévu aux endroits où l'on anticipe encore un important potentiel de production décentralisée supplémentaire. Le concept de l'accès flexible au réseau permet également, dans ce cas, d'attendre la réalisation du potentiel de production décentralisée supplémentaire avant d'effectuer des investissements ciblés.

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 ou si un renforcement ou une extension du réseau à moyenne tension à partir de postes existants ne se justifie pas d'un point de vue technico-économique.

Une analyse complémentaire vérifiera l'évolution du niveau de dépassement de la capacité de transformation disponible et permettra de prévoir l'investissement au moment opportun.



3.3 Réseau de transport local en Région wallonne: situation actuelle et vision long terme

La partie 70 kV du réseau de transport local de la Région wallonne peut être différencié en plusieurs zones:

- Le réseau 70 kV liégeois, qui alimente la ville de Liège et sa périphérie, sera rationalisé et restructuré en utilisant au maximum les infrastructures existantes.
- Le réseau 70 kV du Hainaut et de l'ouest du Brabant wallon est encore fort important. Toutefois, il sera progressivement réduit moyennant substitution par un réseau 150 kV.
- Au sud-est du Brabant wallon, le réseau 36 kV est renforcé au départ du réseau 150 kV tandis que le niveau 70 kV y est peu à peu éliminé afin de rationaliser les plans de tension.
- Historiquement les réseaux namurois et luxembourgeois ont été essentiellement développés en 70 kV. Les niveaux de tension de 150 kV et 220 kV y sont peu présents.

Il y a quelques années, Elia a décidé d'apporter une innovation dans le développement de cette dernière zone. Il s'agit d'entamer la conversion du réseau à 70 kV vers le niveau 110 kV. Les raisons de ce choix sont multiples:

- Le matériel 70 kV n'est pas utilisé de manière standard dans le monde; les fabricants ne proposent plus à Elia que du matériel 110 kV. Le surcoût pour installer ce matériel pour qu'il puisse être réellement exploité à la tension de 110 kV est faible au regard de l'augmentation de capacité de transport rendue possible.
- les lignes à 70 kV arrivent peu à peu à leur fin de vie. Par conséquent, des frais de rénovation s'annoncent. Leur reconstruction au gabarit 110 kV n'entraîne qu'une faible augmentation de hauteur pour une capacité de transport augmentée de 57% à conducteurs identiques.
- la technologie des poteaux en béton à haute performance, permet d'atteindre les hauteurs nécessaires, sans devoir mettre en œuvre des structures métalliques, du moins dans les tracés rectilignes.
- un besoin de capacité de transport supplémentaire émerge avec les mesures de soutien à la production verte.

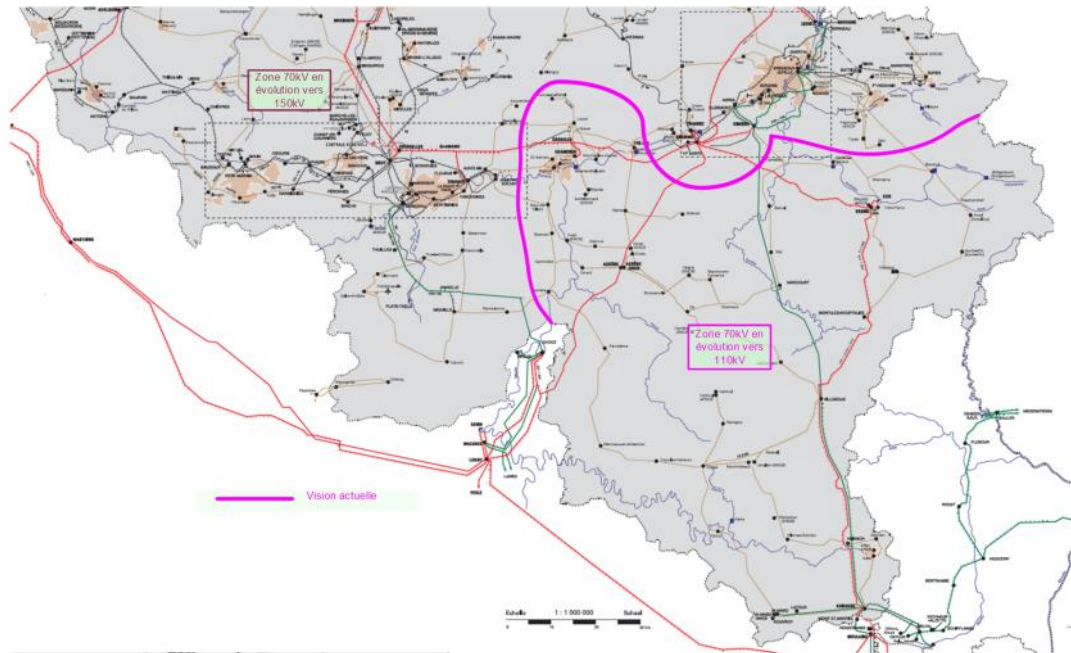


Figure 3.1 : Zones 70 kV évoluant vers 150 ou 110 kV

3.4 Décret électricité wallon

Cette section reprend les différents éléments d'information demandés dans le cadre du décret électricité wallon tel que modifié le 11 avril 2014.

3.4.1 Description de l'infrastructure existante

La description de l'infrastructure existante est reprise au chapitre 2.2.4.2.

3.4.2 Evolution probable de la production et de la consommation compte tenu des scénarii de développement de l'éco-mobilité, des mesures d'efficacité énergétique et de la gestion de la demande

Le lecteur est renvoyé au chapitre 3.1 du présent plan qui explique l'élaboration des scénarii en termes de production et de consommation.

3.4.3 Description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés

Le lecteur est renvoyé au chapitre 4 du présent plan qui reprend une description de l'ensemble des projets prévus dans le cadre du Plan d'Adaptation wallon 2019-2026.

3.4.4 Objectifs de qualité des services poursuivis

L'objectif de qualité poursuivi se définit plus en terme de moyens mis en œuvre pour assurer l'alimentation des utilisateurs du réseau et des gestionnaires de réseau de distribution qu'en terme de durée et de nombre de pannes d'alimentation. Les critères actuels de dimensionnement du réseau de

transport prévoient essentiellement la continuité d'alimentation des consommateurs, même en cas d'indisponibilité d'un élément du réseau tel qu'une ligne, un câble ou un transformateur. Cependant, certains incidents hors critères de dimensionnement ou certaines spécificités topologiques locales peuvent mener à des interruptions. Celles-ci sont monitorées de près et font l'objet d'un rapport qualité annuel destiné au régulateur. Dans ce rapport, Elia tient à jour des statistiques d'incidents et analyse systématiquement tous les incidents ayant conduit au dysfonctionnement d'un élément du réseau afin d'intégrer ce retour d'expérience dans ses politiques de développement du réseau.

3.4.5 Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent

Depuis le 1^{er} septembre 2017, 11 évènements importants ont nécessité une intervention urgente des services de garde d'Elia sur le réseau de transport local.

Le 09/10/2017, un conducteur de la liaison entre Herbaimont et Forrières SNCB se rompt et tombe sur le sol. La liaison est réparée et remise en service le jour-même.

Le 21/11/2017, la liaison entre Auvelais et Glaceries St Roch déclenche suite à un court-circuit causé par une défaillance matérielle au niveau d'une jonction du câble. Les postes Glaceries St Roch appartenant au client tombent alors hors tension (le client ayant délibérément opté pour une alimentation unique). A la demande du client, des groupes électrogènes ont été installés le jour même, afin de réalimenter ses processus. Le câble entre Auvelais et Glaceries St Roch est réparé en urgence et remis en service le 24/11.

Le 24/11/2017, un conducteur de la liaison entre Antoing, Gaurain, Ligne et Chièvres se rompt et tombe sur le sol. La liaison est isolée en urgence, réparée et remise en service le lendemain de l'incident.

Le 08/02/2018, le transformateur 70/6 kV du poste de Herstal déclenche en raison d'un court-circuit situé dans le réseau d'un client de la distribution. L'agent de garde se rend rapidement sur place afin d'inspecter les installations, d'aider le client à identifier le problème et à isoler le feeder défectueux et de remettre le transformateur en service.

Le 28/03/2018, le transformateur 150/70/10 kV du poste de Petit-Rechain déclenche en raison d'un court-circuit situé dans le réseau de distribution. Un agent Elia est immédiatement envoyé sur place pour contrôler les installations et permettre la réalimentation du GRD raccordé sur ce poste.

Le 28/04/2018, la liaison entre Pepinster, Turon et Spa déclenche suite à un court-circuit de cause inconnue. La liaison est automatiquement remise sous tension depuis Pepinster mais le secondaire du transformateur 70/10 kV qui est en repiquage sur cette liaison à Turon ne réenclenche pas. Un agent de garde est alors envoyé sur place pour contrôler les installations et permettre la remise sous tension du poste.

Le 21/05/2018, un problème au niveau d'un transformateur de potentiel appartenant à Infrabel mène à l'interruption temporaire du poste de Ath SNCB. Un agent d'Elia est envoyé sur place pour constater les dégâts et aider le client à prendre les mesures correctives nécessaires.

Le 27/05/2018, les postes de Baudour, Patûrages, Quevaucamps, Elouges, Jemappes et Lens tombent hors tension suite à l'explosion d'un transformateur de courant dans le poste de Baudour (au niveau de la travée de la liaison vers le poste de Pâturages). Des agents de garde se rendent immédiatement sur place pour identifier l'origine du problème, isoler la travée en défaut et remettre les installations en service. Par ailleurs, l'alimentation de secours du poste de Patûrages (liaison entre Harmignies et Patûrages), qui était hors tension au moment de l'incident, est patrouillée en urgence afin de pouvoir réalimenter ce poste.

Le 01/06/2018, le poste de Glain tombe hors tension suite au déclenchement de la ligne entre Sclessin, Tilleur et Glain, ainsi que du transformateur en repiquage sur cette liaison à Glain. Au même moment, une alarme apparaît sur le transformateur de réserve du poste de Glain. La garde est envoyée sur place pour patrouiller la liaison et effectuer une inspection visuelle des transformateurs de Glain afin de permettre la réalimentation du poste.

Le 03/06/2018, un câble de garde au sol est signalé au dispatching sur la liaison entre Pepinster, Bevercée et Romsee. La liaison est immédiatement mise hors tension et une équipe de garde est envoyée sur place pour isoler la liaison et effectuer les travaux de mise en sécurité nécessaire. Le vol de 170m de câble de garde est alors constaté. D'autres vols de cuivre suivant le même modus operandi ont été constatés le 14/06 sur la liaison entre Orgeo et Villeroux et le 24/06 sur la liaison entre Forrières et Herbaimont.

Le 29/06/2018, les postes de Charleroi, Marchienne au Pont et une partie du poste de Fabrique de Fer tombent hors tension suite au déclenchement de la liaison entre Monceau, Charleroi, Marchienne au Pont et Fabrique de Fer causé par l'amorçage entre une grue et la ligne. Les équipes Elia restituent alors en urgence la seconde alimentation des postes de Marchienne au Pont et Charleroi qui était hors service (en raison de travaux) au moment de l'incident, et réparent les dégâts causés par la grue afin de pouvoir remettre la liaison entre Monceau, Charleroi, Marchienne au Pont et Fabrique de Fer en service le soir-même.

3.4.6 Etudes, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure

Parmi les systèmes intelligents mis en place, l'automatisme Gflex permet de maximiser l'utilisation des assets existants pour accueillir de la production verte.

Historiquement, les postes Elia injectaient de l'énergie de la Haute Tension (HT) vers la Moyenne Tension (MT). Depuis quelques années toutefois, suite au développement important des énergies renouvelables, de plus en plus de postes Elia fonctionnent « à l'envers »: la puissance produite dans le réseau MT dépasse, pendant certaines périodes, la charge locale et le surplus est donc refoulé vers les centres de consommation au travers du réseau Elia.

Jusqu'à peu, la capacité d'accueil dans les postes Elia de la production décentralisée raccordée sur le réseau MT était basée sur le même niveau de redondance des équipements que pour l'alimentation de la consommation. Cette capacité d'accueil de la production est maintenant dépassée dans plusieurs postes.

Afin d'augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées tout en évitant l'installation de transformateurs supplémentaires dans ces postes pour couvrir des situations peu fréquentes, les gestionnaires de réseau proposent désormais un contrat d'accès flexible qui permet d'envoyer des consignes de modulation aux producteurs de sources d'énergie décentralisée en situation anormale d'exploitation.

Ceci permet de raccorder un maximum de productions éolienne et solaire dans un laps de temps court tout en minimisant l'impact sur la facture d'électricité du consommateur final.

Ce principe a été mis en œuvre pour la première fois à Fosses-la-Ville sous la forme d'un 'proof of concept'. Le test étant concluant, cet automatisme est mis en œuvre dans d'autres postes.

3.4.7 Raccordement des unités de production d'électricité verte et quantification des éventuels surcoûts

Dans une démarche proactive, Elia a défini un nombre de sites où un volume important de productions, typiquement entre 50 et 125 MW au total, peut être raccordé dans les 2 à 3 ans à partir de la signature du contrat (voir figure ci-dessous).

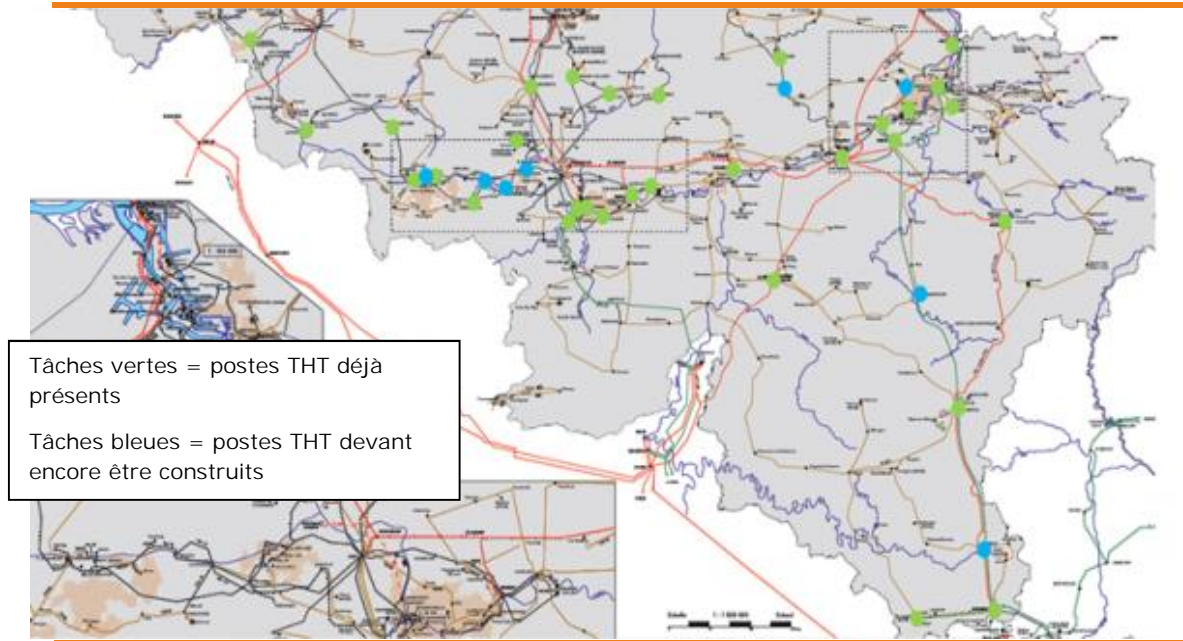


Figure 3.2 : Représentation géographique de la localisation possible de hubs de productions décentralisées en Wallonie THT/36 kV de 125 MVA (THT=Très Haute Tension)

Pour ce niveau de puissance, comme explicité au paragraphe 3.2.2, un raccordement à une tension 30 ou 36kV s'avère optimal.

Le principe retenu consiste à identifier les sites Elia existants qui permettent le raccordement d'une injection de maximum 125 MW dans le réseau à haute tension et ce à un coût raisonnable. Au départ de ces sites, des câbles 30 ou 36 kV peuvent être posés afin de raccorder les productions décentralisées. Un seul câble peut collecter jusqu'à 30 - 40 MW sur une distance d'éloignement maximum de 30 km.

Si un potentiel suffisant de productions décentralisées est confirmé, Elia se charge de l'installation d'un transformateur (T)HT/36 kV sur son site ainsi que d'une cabine de répartition 36 kV. Au départ de cette cabine, le producteur fait poser un ou plusieurs câbles de 36 kV jusqu'à son site. Ce câble peut par exemple passer directement d'une éolienne à l'autre dans le cas du raccordement d'un parc éolien.

En outre, depuis 2018, la capacité permanente d'injection depuis les cabines à MT dans les transformateurs HT/MT est évaluée selon une méthode proposée

par Synergrid et validée par la CWaPE. Cette méthode prend en compte le foisonnement de la consommation et des productions locales sur une année historique. La capacité permanente d'injection restante est au fur et à mesure recalculée sur base des demandes et mise à jour et publiée sur la site elia.be.

3.4.8 Cartographie du réseau HT nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité verte

La figure 3.3 identifie sur la carte du réseau électrique cinq zones où l'ajout de productions vertes nécessite une adaptation du réseau de transport (local). Il s'agit de :

1. La zone située à l'est de la Belgique où un premier projet de renforcement de la « boucle de l'est » a été mis en service et où les demandes d'autorisations pour un second tronçon vont être introduites;
2. La zone Binche-Pâturage où le renforcement de la boucle du Hainaut nécessite au préalable la réalisation d'une nouvelle liaison Ciplly-Pâturages pour laquelle les demandes d'autorisations sont en cours d'actualisation ;
3. La zone du sud du Hainaut incluant, sous réserve d'un accord préalable, la partie du réseau alimentée au départ de la France par le réseau RTE pour laquelle des projets ont été introduits cette année dans le plan d'adaptation ;
4. La zone aux alentours de Neufchâteau pour laquelle un projet est planifié;
5. La zone de Croix-Chabot – Hannut pour laquelle un projet aux alentours de Hannut est planifié.

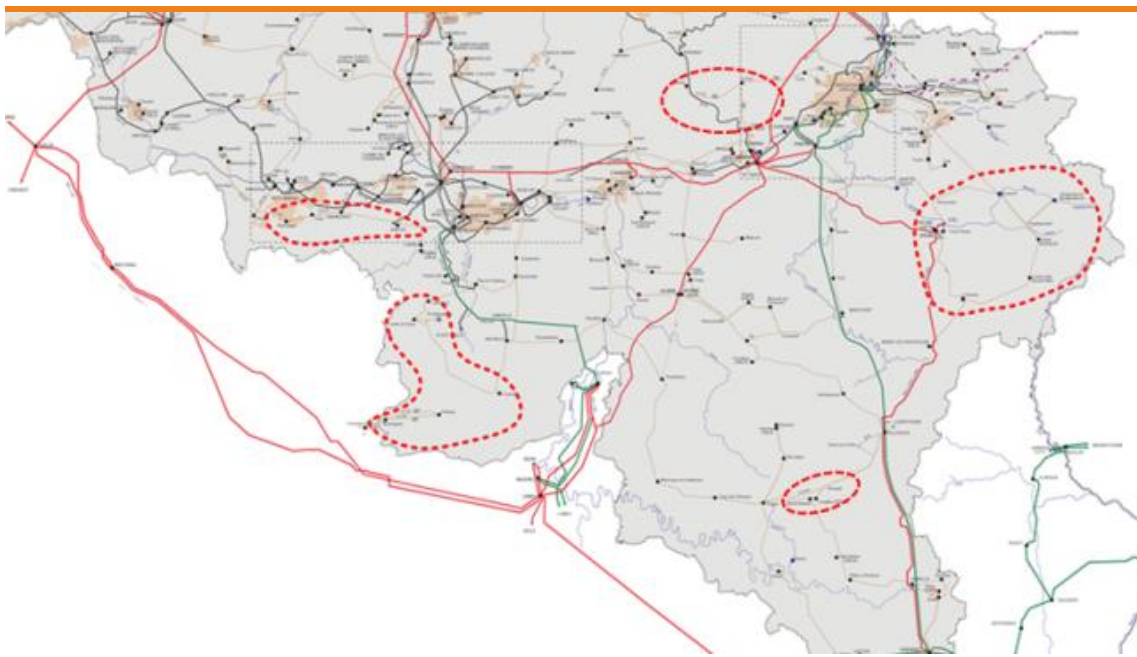


Figure 3.3 - Zones saturées en production

3.4.9 Politique en matière d'efficacité énergétique

3.4.9.1 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 ou le comportement, ont été étudiées en vue de réaliser ces objectifs de manière optimale.

3.4.9.2 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.

3.4.9.3 Suivi des mesures d'efficacité énergétique

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

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

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

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

Ces optimisations permettent une réduction théorique des pertes réseaux de l'ordre de 50% à 60%¹⁸ selon les zones considérées. Cependant, il est à noter que le caractère maillé du réseau de transport rend très complexe le calcul précis et 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.

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.

¹⁸ Les pertes Joules sont proportionnelles au carré du courant transité. Une élévation de tension réduit les pertes Joules dans le rapport inverse des tensions au carré. Par exemple, un passage du niveau tension 6,6 kV vers le niveau de tension 11 kV entraîne une réduction théorique des pertes de 64 %.

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 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€/MWh¹⁹

Tableau 3.2 : Evaluation théorique des mesures d'isolation

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

Lors de la construction de nouveaux postes, l'amélioration des performances énergétiques est également prise en compte. 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 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.

¹⁹ Estimation du prix de gros moyen à court-terme sur le marché de l'électricité

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'entretien 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. Ils donnent une estimation de la condition des transformateurs d'interconnexion et de distribution et des disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs de courant et de potentiel à partir du 70 kV. 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 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 380 kV 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 pointes²⁰. En cas de vague de froid, Elia peut même augmenter le gain potentiel jusqu'à 10%.

Ces techniques ne sont principalement 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.

En outre une ligne 70 kV a été équipée de modules permettant d'utiliser sa capacité maximale pendant la durée d'un chantier.

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.

Actuellement, seul le câble 150 kV Koksijde-Slijkens est équipé d'un tel système et les résultats obtenus sont positifs bien que moins favorables à l'installation d'Ampacimon sur une ligne aérienne. Une 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.

Au 1^{er} juin 2018, au niveau belge, 134 unités disposaient 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.

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

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 de 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.

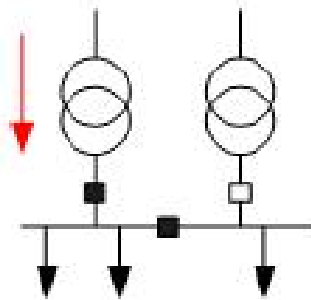


Figure 3.4 : Mise hors tension d'un transformateur de réserve

Dans le cadre de l'efficacité énergétique, Elia a mis en carte l'évolution de la flotte de transformateurs. La flotte considérée ici est la flotte en service et les pertes relatives. L'évolution de ces pertes est regardée en fonction des investissements de remplacement planifiés.

La flotte de transformateurs concernés contient les transformateurs vers la distribution avec une tension primaire inférieure ou égale à 70 kV. Cela donne 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. La flotte est répartie dans les trois régions du réseau belge : la Wallonie, la région de Bruxelles et la Flandre.

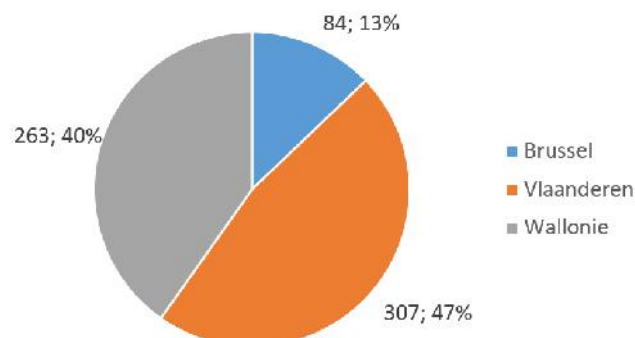


Figure 3.5: Répartition des transformateurs de distribution <= 70 kV

L'évolution des pertes est regardée pour la totalité de la flotte 70 kV. Les pertes d'un transformateur sont déterminées par les 'No load losses', pertes indépendantes du niveau de charge, et les 'Load losses', pertes 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%.

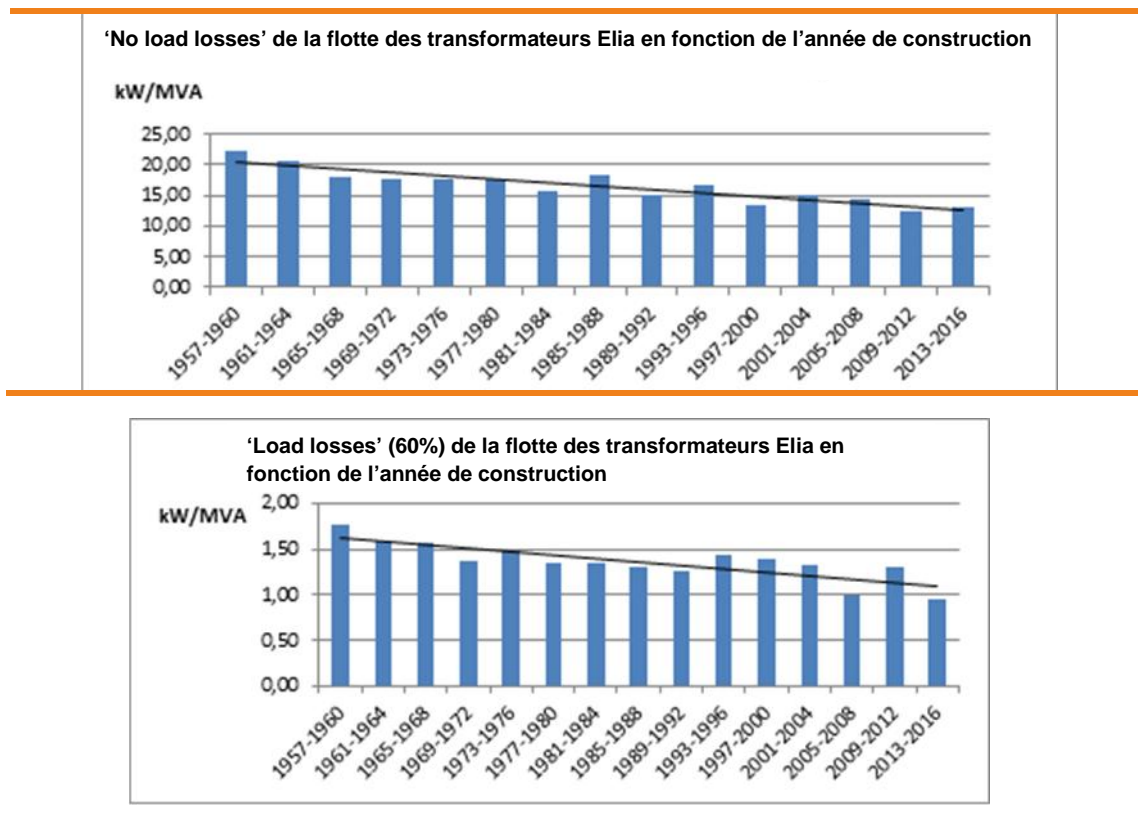


Figure 3.6: Pertes des transformateurs

La durée de vie des transformateurs est estimée à +/- 60 ans. En fonction de leur état et de l'évolution des besoins dans le réseau, les transformateurs sont repris dans le portefeuille des projets et remplacés par des transformateurs plus récents et plus efficaces.

Le tableau ci-dessous donne le nombre de transformateurs qui sont prévus d'être remplacés d'ici 2025.

Remplacements prévus sur la flotte d'ici 2025		
Region	A remplacer d'ici 2025	Flotte totale
Bruxelles	24	84
Flandre	70	307
Wallonie	87	263
Total	181	654

Ces transformateurs seront remplacés par des nouveaux avec des pertes plus faibles, et ce conformément à notre 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 dans une diminution de 4% des pertes sur la totalité de la flotte 70 kV d'Elia.



4. Inventaire des projets



Le réseau de référence considéré dans le cadre du Plan d'Adaptation 2019-2026 est le réseau en service au 1 septembre 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, 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
 - Reporté : la date de réalisation du projet est reportée
 - Gelé : le projet prévu antérieurement ne se justifie plus. Il sera annulé dans le prochain plan si le besoin ne réapparaît pas d'ici-là ou remplacé par un autre projet cadré dans un optimum plus global.
 - 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 :
 - Piste : l'année de réalisation est reportée au-delà de l'horizon du Plan d'Adaptation.

- 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, certains renforcements du réseau à des tensions supérieures à 70-30 kV sont repris à titre indicatif, afin de fournir une description complète et cohérente des investissements. Ils relèvent toutefois du Plan de Développement fédéral.

Elia a intégré dans ce Plan d'Adaptation les investissements que Nethys prévoit sur ses équipements dans leurs boucles 70 kV. Les projets dans le réseau 70 kV de Nethys sont spécifiquement identifiés dans le tableau des projets.

4.1 Tableau des mises en service réalisées

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

Localisation		Description du renforcement	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique	
Poste ou extrémités de la liaison	Zone			Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's
Awirs	Liège	Adaptation bâtiment poste 70 kV et remplacement de transformateurs de courant et de transformateurs de potentiel	2018		X			X	
Bascoup -- Ville sur Haine (ligne)	Hainaut	Passage en 150 kV de la ligne sur toute la longueur (déjà au gabarit)	2018	X					
Bas-Warneton	Hainaut	Rénovation des cabines moyenne tension, du poste 150 kV et remplacement partiel de la transformation vers la moyenne tension à partir du 150 kV – 1 ^{ère} phase	2018	X	X		X		
Battice -- Bressoux (ligne)	Liège	Démantèlement de la ligne 70 kV Bressoux - Battice	2018		X				
Champion	Namur	Rénovation cabine MT	2018		X		X		
Chiny	Luxembourg	Remplacement d'un transformateur 70 / 15 kV par un transformateur 70 / 15 kV de 25 MVA et remplacement protections 70 kV Rénovation cabine MT	2018		X				
Ciply -- Paturages & Jemappes - Paturages (câble)	Hainaut	Pose de deux nouvelles liaisons câbles 10 kV entre Ciply et Paturages et entre Jemappes et Paturages	2018		X				
Dampremy	Hainaut	Démantèlement du poste 30 kV (y compris fermeture du poste de Manège)	2018		X				
Hanzinelle	Namur	Rénovation poste 70 kV et cabine moyenne tension	2017		X		X		
Hanzinelle	Namur	Equipement d'un transformateur 70/15 kV de ventilateurs	2017	X		X			
Ottignies	Brabant	Remplacement de la cabine 11 kV	2018		x		X		
Poste Est	Hainaut	Démantèlement du poste 30 kV	2018		X		X		
RTBF	Brabant	Démantèlement du poste 36 kV	2018		X		X		
Seraing	Liège	Installation de deux nouveaux transformateurs 220 / 15 kV 50 MVA	2018	X	X				
Ville sur Haine	Hainaut	(Nouvelle travée 150 kV vers Monceau)	2018	X					

4.2 Tableau des adaptations du réseau de transport local

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'alimentation électrique locale		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Air-Liquide	Hainaut	Rénovation basse tension + cabine 30 kV complète	En exécution	2019	2019		X					5.28
Air-Liquide -- Tertre (ligne)	Hainaut	Remplacement de la portion de ligne 30 kV entre poste Tertre et pylône P3B par câble	Planifié	2020	2019		X					5.32
Alleur (NETHYS)	Liège	Rénovation poste 70 kV	Planifié	2023	2023		X					5.94
Amel	Liège	Remplacement d'un transformateur existant par 1 transformateur 110/15 kV de 50 MVA et rénovation de la cabine MT	Planifié	2023	2022			X				5.63.1
Amel -- Saint-Vith (ligne)	Liège	Remplacement de la ligne simple terne par une ligne double terne gabarit 110 kV	A l'étude	piste	piste			X				5.63.3
Amel -- Stephanshof (ligne)	Liège	Déjumelage des deux ternes de la ligne Amel -- Stephanshof pour permettre l'exploitation d'un des deux en 110 kV	Décidé	2023	2022			X				5.63.1
Ampsin	Liège	Remplacement HT et BT du poste 70 kV et remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV actuellement par deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA	Planifié	2024	2025	X	X					5.87
Ampsin	Liège	Remplacement du transformateur 70 / 15 kV de 13,3 MVA par un transformateur 70 / 15 kV de 20 MVA en provenance de Saint-Mard	Décidé	2018		X			X			5.87
Angleur	Liège	Rénovation cabine 6 kV	En exécution	2020	2019		X					5.65.1
Angleur	Liège	Installation d'un second transformateur 70 / 15 kV de 25 MVA	Décidé	2021	2020		X					5.65.2
Ans	Liège	Création d'un nouveau poste 150 kV et installation de deux nouveaux transformateurs 50 MVA 150 / 15 kV	En exécution	2019	2019	X	X					5.64.1
Ans	Liège	Installation de trois nouvelles travées 70 kV dans le poste de Ans (une pour le transfo 150/70 kV venant de Bressoux et deux pour permettre la remise en service de la ligne double terne Ans-Vottem) + remplacement des armoires de comptage	En exécution	2019	2019		X					5.64.2

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Ans	Liège	Installation d'un nouveau transformateur 150 / 70 kV de 145 MVA sur le poste de Ans Remplacement de la portion des jeux de barre 70 kV en cuivre et remplacement des travées 70 kV associées Ajout des travées nécessaires à Ans 70 kV	Planifié	2023	2022	X	X					5.64.1
Ans -- Jupille (ligne)	Liège	Démantèlement de la ligne	Planifié	2022	2021		X					5.64.7
Ans -- Montegnée (câbles et ligne)	Liège	Pose de deux nouveaux câbles 70 kV entre Ans et Montegnée et démantèlement de la ligne Ans-Montegnée	Planifié	2023	2022		X					5.64.7
Ans -- Vottem (ligne)	Liège	Remise en service de la ligne 70 kV double terne	En exécution	2020	2019		X					5.64.2
Arlon -- Aubange (ligne)	Luxembourg	Remplacement de la ligne simple terne par une ligne double terne gabarit 110 kV	A l'étude	2026			X					5.102
Auvelais	Namur	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2023	2023		X					5.39
Auvelais -- Gembloux (ligne)	Namur	Renouvellement liaison au gabarit 150 kV	Décidé	2022	2021		X	X				5.110.1
Auvelais -- Gembloux (ligne)	Namur	Déjumelage ligne et adaptation travées aux postes extrémités	Planifié	2025	2023		X	X				5.110.1
Auvelais -- Gerpennes -- Hanzinelle (ligne)	Hainaut	Démontage lignes au profit de nouvelles liaisons souterraines gabarit 150 kV	A l'étude	2027			X			X		5.125
Auvelais - Jemeppe-sur-Sambre (câble)	Hainaut	Remplacement terne 70 kV par câble 70 kV	A l'étude	2024			X					5.126
Awirs	Liège	Installation d'un premier transformateur injecteur 150 / 70 kV de 145 MVA au poste Awirs	Planifié	2022	2020	X	X					5.64.4
Awirs	Liège	Remplacement de la basse tension dans le poste 70 kV	A l'étude	2024			X					5.96
Baisy-Thy	Brabant	Remplacement cabine 36 kV et rénovation matériel basse tension	Planifié	2022	2021		X					5.3
Baisy-Thy	Brabant	Démantèlement du poste 70 kV	Décidé	2021	2020		X					5.3
Baisy-Thy -- Ways (câble)	Brabant	Remplacement câble Baisy-Thy -- Ways	Planifié	2024	2024		X					5.57
Bascoup	Hainaut	Démantèlement du 70 kV	En exécution	2020	2018		X					5.4
Basse-Wavre	Brabant	Remplacement cabine 36 kV (partie encore de type hall) et rénovation matériel basse tension	A l'étude	2024		X						5.55
Basse-Wavre -- Ottenbourg (câble)	Brabant	Remplacement câble 36 kV Basse-Wavre -- Ottenbourg et remplacement travée à Basse-Wavre	Annulé			X	X					5.1

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Bas-Warneton	Hainaut	Restructuration des cabines moyenne tension et remplacement/renforcement de la transformation vers la moyenne tension à partir du 150 kV (2 nouveaux transformateurs 150/15 kV 50MVA) et fermeture du 70 kV – 2 ^{ème} phase	Planifié	2023	2023	X	X		X			5.19
Battice	Liège	Installation d'un nouveau transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA en repiquage sur la liaison Lixhe-Battice-Eupen et installation d'un transformateur 70 / 15 kV de 50 MVA alimenté en antenne depuis Petit-Rechain Rénovation de la cabine MT	En exécution	2019	2019 2018		X					5.66.1
Battice -- Garnstock (ligne)	Liège	(Passage en 150 kV d'un terne 70 kV existant)	En exécution	2019	2019	X	X					5.66.1
Battice -- Rabosée (câble)	Liège	(Liaison mixte 150 kV entre Lixhe et Battice)	En exécution	2019	2019	X	X					5.66.1
Baudour -- Quevaucamps (ligne)	Hainaut	Remplacement/renforcement de la ligne 70 kV entre Quevaucamps et Harchies	Décidé	2022	2020		X	X				5.5.9
Baulers -- Gouy (ligne)	Hainaut	Retrofit de la ligne 70-248/249	Décidé	2020	2019		X					5.31
Bévercé	Liège	Remplacement de 1 transformateur existant par 1 transformateur 110/15 kV de 50 MVA et découplage du GIS en deux demis double jeux de barres (1 en 70 kV et 1 en 110 kV)	Décidé	2023	2022			X				5.63.1
Bévercé -- Bronrome -- Trois-Ponts (ligne)	Liège	Remplacement de la ligne simple terne par une ligne double terne gabarit 110 kV	Décidé	2023	2022		X	X				5.63.1
Bévercé -- Soiron -- Romsée (ligne)	Liège	Démantèlement ligne	Planifié	2026	2022		X					5.64.7
Bierges	Brabant	Remplacement transformateurs 36/11 kV et remplacement cabine 11 kV	En exécution	2021	2020		X		X			5.12
Binche	Hainaut	Renforcement de la transformation 70 kV vers la moyenne tension	Gelé		piste	X			X			5.16
Binche	Hainaut	Rénovation matériel haute et basse tension + remplacement transformateur 70/10 kV par un transformateur 40 MVA	A l'étude	2025			X					5.17
Boel La Louvière	Hainaut	Restructuration du poste 30 kV et de ses alimentations	Planifié	2026	2025		X		X	X		5.9
Bois du Luc	Hainaut	Démantèlement du poste 30 kV	Planifié	2021	2019		X					5.9
Bois-de-villers	Namur	Remplacement BT du poste 70 kV	Planifié	2023	2023		X					5.116
Bomal	Luxembourg	Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV Rénovation cabine MT	Décidé	2022 2020	2020 2019		X		X			5.69

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Bonnert	Luxembourg	Remplacement du transformateur T2 70 / 15 kV par un nouveau de 25 MVA Rénovation BT du poste 70 kV	Planifié	2027	2025		X					5.73
Boucle de Hesbaye et du Condroz	Liège	Aménagement des liaisons 70 kV Rimière-Abée Scry et Rimière - Ampsin	En exécution	2019	2018	X	X					5.64.6
Braine l'Alleud	Brabant	(Nouvelle travée 150 kV vers Waterloo)	Planifié	2027	2025	X			X			5.2
Braine l'Alleud -- Waterloo (câble)	Brabant	(Nouveau câble 150 kV entre Braine-l'Alleud et Waterloo)	Planifié	2027	2025	X			X			5.2
Braine-l'Alleud	Brabant	Remplacement cabine 15 kV, rénovation matériel basse tension	Planifié	2022	2022		X		X			5.50
Braine-le-Comte	Hainaut	Remplacement cabine 15 kV & remplacement un transformateur par un de 25MVA	Planifié	2026	2025		X		X			5.52
Bressoux	Liège	- Suppression du poste Bressoux 70 kV - Installation d'un nouveau transformateur 150 / 11 / 6 kV à Bressoux de 40 MVA en remplacement des deux transformateurs 70 / 6 kV; - Suppression du transformateur T21 150 / 70 / 6 kV de 75 MVA à Bressoux ; - Déplacement du transformateur T22 150 / 70 kV de 145 MVA de Bressoux vers Ans	En exécution	2020	2019		X					5.64.2
Bressoux	Liège	Installation d'un nouveau transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA en remplacement du T23 150 / 15 - 11 / 6 kV de 40 MVA	A l'étude	2024			X			X		5.99
Bronrome -- Heid-de-Goreux (ligne)	Liège	Remplacement de la ligne simple terre par une ligne double terre gabarit 110 kV	A l'étude	piste	piste		X					5.63.3
Brume	Liège	(Installation d'un nouveau transformateur injecteur 380 / 110 kV 300 MVA)	Décidé	2022	2021			X				5.63.1
Brume	Liège	(Embryon de poste 110 kV)	Gelé		2021							5.63.2
Brume	Liège	Installation d'un nouveau transformateur 110 / 36 kV 125 MVA	Annulé									5.63.2
Brume	Liège	Installation d'une cabine 36 kV pour raccorder les unités de production décentralisées; cette cabine sera alimentée par le transfo 380 / 110 / 36kV	Annulé									5.63.2

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Brume	Liège	Installation de deux nouveaux transformateurs 50MVA (1*110 kV/MT et 1*70 kV/MT) en remplacement des transformateurs 70 kV/MT de Trois-Ponts et placement de câbles MT entre Brume et Trois-Ponts	Gelé		2021							5.63.2
Brume -- Trois-Ponts (ligne)	Liège	Déjumelage des ternes de la ligne Brume -- Trois-Ponts	Décidé	2023	2022		X	X				5.63.1
Butgenbach	Liège	Remplacement d'un transformateur existant par 1 transformateur 110/15 kV de 50 MVA	Décidé	2023	2022			X				5.63.1
Charleroi	Hainaut	Passage en 150 kV du poste et optimisation de la moyenne tension de la région : 10 kV et 6 kV	En exécution	2019	2019		X		X			5.6.1
Charleroi	Hainaut	Renforcement de la transformation 150/10 kV	A l'étude	piste	piste	X	X		X			5.6
Charleroi -- Monceau (ligne)	Hainaut	Passage en 150 kV de la ligne Charleroi-Monceau déjà au gabarit 150 kV	Décidé	2019	2019		X					5.6.1
Chassart	Hainaut	Renouvellement haute tension, basse tension du poste 70 kV	En exécution	2020	2020		X					5.20
Chassart	Hainaut	Remplacement cabine 12 kV	En exécution	2018	2018		X		X			5.20
Cheratte	Liège	Remplacement du transformateur 70 / 15 kV et du transformateur 150 / 15 kV par deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA Rénovation poste 150 kV et suppression poste 70 kV	Décidé	2020	2019		X			X		5.66.2
Cierreux	Luxembourg	Remplacement basse tension dans le poste 70 kV	Planifié	2026	2024		X					5.88
Ciney	Namur	Remplacement de la cabine MT et de la BT du poste 70 kV	Planifié	2023	2023		X		X			5.124
Ciply	Hainaut	- Renouvellement haute tension et basse tension du poste 70 kV - Passage partiel en 150 kV - Passage à deux transformateurs de 40MVA	Décidé	2022	2021		X	X	X		X	5.5.1
Ciply	Hainaut	Remplacement du transformateur 20MVA limité à par un transformateur de 40 MVA du stock	En exécution	2018		X						5.5.3
Ciply	Hainaut	Remplacement cabine 10 kV	Décidé	2020	2020		X		X			5.5.5
Ciply -- Paturages (câble)	Hainaut	Retrofit ligne 70 kV, passage en câble souterrain au gabarit 150 kV	En exécution	2022	2020		X	X			X	5.5.2
Corbais	Brabant	Rénovation matériel basse tension, Ouverture mini-cabine 36 kV	Planifié	2025	2023		X					5.22

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Court Saint Etienne	Brabant	Renforcement de la transformation 36 kV vers la moyenne tension 11 kV par un transformateur de 25 MVA	Décidé	2021	2020	X			X			5.3
Court Saint Etienne	Brabant	Démantèlement du poste 70 kV, placement transformateur 36/11 kV 25 MVA, alimentation 36 kV depuis Baisy-Thy	Décidé	2021	2020		X					5.3
Couvin	Namur	Remplacement cabine 12 kV	Planifié	2021	2021		X		X			5.42.2
Couvin	Namur	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2021	2021		X					5.42.1
Croix-Chabot	Liège	Rénovation poste 70 kV	Planifié	2020	2019		X					5.95
Deux-Acren	Hainaut	Remplacement 2 transformateurs par un seul nouveau 150 / 15 kV 50 MVA et rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2027	2025		X					5.37
Deux-Acren -- Lens et Oisquercq - Braine-le-Comte (ligne)	Hainaut	Remplacement conducteurs par conducteurs équivalents	Planifié	2025	2025		X					5.58
Dinant	Namur	Remplacement transformateur T1 de 13,3 MVA par un transformateur de 25 MVA et placement de ventilateurs sur l'autre transformateur	A l'étude	piste	piste	X		X				5.108
Divers postes	Toutes zones	Installation de relais de fréquence pour délestage automatique dans divers postes pour se conformer au nouveau Network Code	A l'étude	2022		X		X				5.62
Divers postes	Toutes zones	Placement de groupes électrogènes dans plusieurs postes et sites stratégiques/critiques en vue de la mitigation du risque de Black Out	En exécution	2026	2025	X		X		X		5.59
Dorinne	Namur	Remplacement de 2 transformateurs 70/12 kV de 13,3 par 2 nouveaux transformateurs de 50 MVA	Planifié	2026	2019	X	X					5.115
Dottignies	Hainaut	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2025	2023		X					5.43
Ehein	Liège	Suppression poste 70 kV (partie alimentant la distribution)	Décidé	2020	2019		X					5.75
Elouges	Hainaut	Extension bâtiment moyenne tension	Décidé	2022	2021		X	X	X			5.48.2
Elouges	Hainaut	Remplacement cabine 10 kV	Planifié	2022	2022		X		X			5.48.3
Elouges	Hainaut	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2025	2022		X					5.48.1
Engis	Liège	Nouveau poste 70 kV et installation de deux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA	Décidé	2020	2019		X					5.75
Eupen	Liège	Rénovation BT du poste 70 kV et remplacement d'équipements HT	Planifié	2024	2022		X					5.74
Eupen -- Garnstock	Liège	Démantèlement du tronçon 70 kV entre Garnstock et Eupen (1,2 km)	Décidé	2019	2019		X					5.66.1
Farciennes	Hainaut	Remplacement cabine moyenne tension	Planifié	2023	2023		X		X			5.49

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Fays-les-Veneurs	Luxembourg	Remplacement de 2 transformateurs de 13 et 14 MVA existants par 2 transformateurs 70 / 15 kV de 25 MVA Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV Rénovation de la cabine 15 kV	Décidé	2021	2020		X		X			5.79
				2019	2018							
Fibre Optique	Belgique	Renouvellement du réseau de fibres optiques	En exécution	2026	2017		X				X	5.60
Fleurus	Hainaut	Rénovation matériel basse tension du poste 150 kV et 70 kV	Planifié	2025	2022		X					5.36
Florée	Namur	Renouvellement cabine MT	Décidé	2019	2019		X		X			5.114.1
Florée	Namur	Installation d'une armoire Gflex	En exécution	2018	2018			X	X			5.114.3
Florée	Namur	Remplacement BT du poste 70 kV	Planifié	2026	2024		X					5.114.2
Florée -- Miécrot (ligne)	Namur	Nouvelle liaison 70 kV	Gelé		piste		X	X				5.113.1
Fosses-la-Ville	Namur	Remplacement d'un des deux transformateurs 70/12 kV de 20 MVA par un transformateur de 50 MVA et nouvelle cabine MT	Gelé		piste			X				5.107
Gembloux	Namur	Rénovation poste 70 kV (remplacement câbles MT entre les transformateurs et la cabine MT compris)	En exécution	2019	2018		X					5.110.2
Gerpinnes	Namur	Fermeture poste 70 kV, remplacement par cabine 10 kV déportée alimentée par 2 liaisons 10 kV depuis Hanzinelle	Planifié	2020	2020		X					5.119
Gilly	Hainaut	Remplacement cabine 10 kV	Décidé	2019	2019		X		X			5.51
Gilly -- Gouy (ligne/câble)	Hainaut	Retrofit lourd de la ligne 70 kV gabarit 150 kV 2 ternes entre Jumet et Gilly + pose d'un nouveau câble 1 terne 150 kV entre Gouy et Jumet	Planifié	2025	2022		X				X	5.8.2
Glain	Liège	Suppression poste 70 kV et démontage de l'antenne 70 kV de 700 mètres vers Glain	Décidé	2020	2019	X	X					5.64.1
Gouy	Hainaut	Remplacement d'un transformateur 150/70 kV par un nouveau de 90 MVA et remplacement ponctuel matériel haute tension 150 kV	Planifié	2023	2023		X					5.6.4
Gouy	Hainaut	Remplacement ponctuel matériel haute tension 70 kV	A l'étude	piste	2025		X					5.6.3
Gouy -- Monceau (ligne)	Hainaut	Retrofit de la ligne 70 kV 70-244 et bypass du poste de Monceau 70 kV	Décidé	2019	2019		X					5.7
Gouy -- Monceau (ligne)	Hainaut	Retrofit de la ligne 70 kV 70-243	Décidé	2019	2019		X					5.7
Grivegnée	Liège	Suppression du poste Grivegnée 70 et 6 kV	Décidé	2021	2020		X					5.65.2
Grivegnée (NETHYS)	Liège	Suppression du poste Grivegnée 70 et 15 kV	Décidé	2021	2020		X					5.65.3

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Hannut	Liège	(Installation d'un nouveau poste 150 kV) Installation d'un transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA Suppression du poste 70 kV	Décidé	2021	2020	X	X	X				5.64.6
Hannut	Liège	Installation de deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA - suppression du transformateur 70 kV / MT existant	Décidé	2021	2022	X	X	X				5.64.6
Hanzinelle	Hainaut	Nouveau transformateur 150/70 kV 145 MVA en repiquage sur futur câble Montignies - Neuville	A l'étude	2027			X	X			X	5.125
Hanzinelle -- Thy-le-Château (câble)	Hainaut	Nouvelle liaison câble gabarit 150 kV exploitée en 70 kV	A l'étude	2027			X	X			X	5.125
Harmignies	Hainaut	- Renouvellement haute tension et basse tension du poste 70 kV - Rénovation du poste 150 kV existant : création d'un poste 150 kV complet alimenté par les 2 ternes 150 kV venant de Ville-sur-Haine après le passage en 150 kV du second terne - Installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV 40MVA - Abandon des transformateurs 70/6 kV et 10/6 kV - Remise à niveau matériel basse tension de la cabine 10 kV et abandon de la cabine 6 kV	Décidé	2022	2021		X	X			X	5.5.1
Harmignies	Hainaut	Remplacement cabine 10 kV	Planifié	2026	piste		X		X			5.5.4
Harmignies -- Ville-sur-haine & Harmignies -- Ciplly -- Paturages (ligne)	Hainaut	Passage en 150 kV du second terne entre Ville-sur-Haine et Harmignies + Passage en 150 kV de un terne entre Harmignies et Ciplly - Paturages	Décidé	2022	2021		X	X	X			5.5.1
Hastièrre	Namur	Remplacement BT du poste 70 kV	Planifié	2025	2023		X					5.120
Hastièrre	Namur	Remplacement d'un des deux transformateur de 20 MVA par un transformateur de 50 MVA et de la cabine 15 kV	Gelé		piste			X				5.120
Hastièrre	Namur	Installation d'un coffret Gflex	En exécution	2018				X	X			5.61
Hastièrre--Pondrôme (ligne)	Namur	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	Planifié	2024	2021		X	X				5.118
Haute-Sarte	Namur	Remplacement BT du poste 70 kV	Planifié	2023	2020		X					5.121
Heid-de-Goreux	Liège	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV et remplacement des transformateurs 70 / 15 kV par deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	Planifié	2024	2022		X					5.63.4

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Henri-Chapelle	Liège	Remplacement basse et haute tension du poste 70 kV	A l'étude	2026			X					5.97
Herbaimont	Luxembourg	Remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV 10 et 10,5 MVA par deux transformateurs 70 / 15 kV 25 MVA + remplacement armoires de protection du poste 70 kV	Planifié	2025	2023		X					5.82
Herbaimont	Luxembourg	Installation d'un coffret Gflex	Décidé	2019				X	X			5.61
Hermalle-sous-Huy	Liège	Suppression poste 70 kV	Décidé	2020	2019		X					5.75
Herstal	Liège	Remplacement des protections 70 kV	Planifié	2025	2025		X					5.77
Houfalize	Luxembourg	Remplacement du transformateur 220 / 70 / 15 kV de 60 MVA par un 90 MVA en provenance de Romsée	Décidé	2019	2019			X				5.64.5
Hoves	Hainaut	Rénovation matériel haute et basse tension, remplacement un transformateur 70/15 kV 25 MVA	Planifié	2026	2024		X					5.38
Ivoz	Liège	Remplacement haute et basse tension dans le poste 70 kV	Planifié	2024	2022		X					5.89.1
Ivoz (NETHYS)	Liège	Travaux de sécurisation dans les travées haute tension de Nethys	Planifié	2019	2018		X					5.89.2
Jemappes	Hainaut	Rénovation haute et basse tension	Planifié	2022	2021		X					5.26
Jemeppe-sur-Sambre	Hainaut	Renouvellement basse tension du poste 70 kV	Planifié	2023	2023		X					5.27
Jodoigne	Brabant	Mise en antenne ou repiquage des transformateurs sur la ligne existante et rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2025	2025		X					5.44
Jumet	Hainaut	Passage d'une des deux alimentations du poste en 150 kV depuis Montignies via Gilly avec un nouveau transformateur 150/10 kV 40MVA en remplacement du groupe de 2 transformateurs 70 kV de 20 MVA, Remplacement BT du poste 70 kV	Planifié	2025	2022		X			X		5.8.2
Jumet	Hainaut	Renforcement de la transformation 70 kV vers la moyenne tension	A l'étude	piste	piste	X	X					5.8.1
Jupille	Liège	Démolition du poste 70 kV	Décidé	2020	2020	X	X					5.64.3
La Louvière	Hainaut	Démantèlement du poste 70 kV	Décidé	2019	2019		X		X	X		5.4
Latour	Luxembourg	Nouveau transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA et suppression poste 70 kV	Planifié	2025	2023		X					5.93
Lens	Hainaut	Rénovation complète matériel haute et basse tension	Planifié	2025	2023		X					5.40
Les Isnes	Namur	Second transformateur 70/12 kV de 50 MVA	Annulé				X					5.105

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'alimentation électrique locale		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Les Isnes	Namur	Second câble gabarit 110 kV entre ligne Auvelais-Waret et le site des Isnes	Annulé			X						5.105
Les Plennes	Liège	Remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV 13 MVA par deux transformateurs 70 / 15 kV 25 MVA + remplacement armoires de protection du poste 70 kV	Planifié	2025	2023		X					5.81
Leuze	Namur	Nouveau transformateur 70/12 kV de 50 MVA dans un poste existant et nouvelle cabine MT	Gelé		piste			X				5.110.1
Leuze	Namur	Nouvelle travée vers Les Isnes et adaptations arrivée ligne	Annulé			X						5.110.4
Leuze	Namur	Remplacement BT du poste 70 kV	Planifié	2025	piste		X					5.110.4
Leuze -- Waret (ligne)	Namur	Ré-habilitation du tronçon entre Leuze et Waret	Annulé			X						5.105
Lixhe	Liège	(Travaux lignes 150 kV de bretellage - débretellage à prévoir suite à la restructuration de la poche Bressoux-Ans)	Décidé	2020	2019		X					5.64.2
Lixhe	Liège	Remplacement du poste 70 kV	Planifié	2026	2025		X					5.90
Lobbès	Hainaut	Remplacement un transformateur 70/10 kV 20MVA par un nouveau de 40 MVA, rénovation poste 70 kV et matériel basse tension	Planifié	2025	2023		X	X	X			5.14
Lobbès	Hainaut	Remplacement cabine 10 kV	Planifié	2028	2028		X		X			5.14
Louvain-La-Neuve	Brabant	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2027	2025		X					5.23
Magotteaux	Liège	Démantèlement du poste 70 kV	A l'étude	2025			X					5.103
Magotteaux (NETHYS)	Liège	Démantèlement du poste 70 kV	A l'étude	2025			X					5.103
Maisières	Hainaut	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2025	2023		X					5.41
Marche-en-Famenne	Luxembourg	Deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA dans un poste existant	Planifié	2023	2022	X			X			5.83
Marche-les-Dames	Namur	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV	En exécution	2021	2020	X	X					5.106
Marche-lez-Ecaussinnes	Hainaut	Rénovation basse tension	En exécution	2020	2020		X					5.30
Marchiennes au Pont	Hainaut	Fermeture du poste	En exécution	2019	2019		X					5.6.2
Marcourt	Luxembourg	Rénovation cabine MT Remplacement protections 70 kV	Planifié	2020 2021	2020		X		X			5.70
Marquain	Hainaut	Remplacement du transformateur 70/15 kV par un nouveau transformateur de 50 MVA et rénovation basse tension et haute tension 70 kV du poste.	Planifié	2025	2023		X					5.34.2
Marquain	Hainaut	Remplacement du transformateur 150/15 kV par un nouveau transformateur de 50 MVA et haute tension 150 kV	Annulé				X					5.34.1

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions renouvelables décentralisées	Clients et GRD's	
Miécret	Namur	Equipement d'un transformateur 70/15 kV de ventilateurs	A l'étude	piste	piste			X				5.113.3
Miécret	Namur	Rénovation poste 70 kV	Planifié	2024	2020		X					5.113.2
Monceau	Hainaut	2 nouvelles travées 150 kV vers Charleroi	En exécution	2019	2019		X				X	5.6.1
Monceau	Hainaut	Restructuration du poste : sortie du 70 kV et cabines 10 kV, fermeture du 6 kV	Décidé	2021	2020		X				X	5.6
Monceau	Hainaut	Remplacement cabine 10 kV	Planifié	2025	2025		X		X			5.56
Monceau -- Ville sur Haine (ligne)	Hainaut	Démantèlement des lignes 70 kV	Décidé	2022	2021		X					5.4
Mons	Hainaut	Remplacement poste 70 kV, cabine 10 kV et matériel basse tension	Planifié	2026	2024		X		X			5.53
Monsin	Liège	Démontage poste 70 kV et cabine 15 kV	A l'étude	2024			X			X		5.99
Montegnée	Liège	Démontage poste 70 kV	Planifié	2023	2022		X					5.64.7
Montignies	Hainaut	(Nouvelle travée 150 kV vers Hanzinelle - Neuville)	A l'étude	2027			X	X			X	5.125
Montignies - Hanzinelle-Neuville (câble)	Hainaut	(Nouvelle liaison câble 150 kV vers Neuville via Hanzinelle)	A l'étude	2027			X	X			X	5.125
Mouscron	Hainaut	Remplacement de la sous-station 70 kV mobile temporaire par un nouveau poste blindé 70 kV réduit Remplacement des 2 transformateurs 70/10 kV par un transformateur 150/10 kV 40 MVA Remplacement de la cabine 10 kV	Décidé	2023	2023		X		X			5.18.3
Mouscron	Hainaut	Rénovation: Nouveau poste 150 kV alimenté depuis Ypres (2 câbles) Remplacement des 2 transformateurs 150/10 kV (40 MVA)	Décidé	2022	2020		X					5.18.1
Mouscron	Hainaut	Remplacement du poste 70 kV par une sous-station 70 kV mobile temporaire y compris matériel basse tension	Décidé	2019	2019		X					5.18.2
Namur	Namur	Rénovation poste 70 kV et BT	En exécution	2018	2018		X					5.109
Neufchâteau	Luxembourg	Installation de ventilateurs sur le transformateur T1 Remplacement du transformateur T2 par un transformateur 70 / 15 kV de 20 MVA venant de Pondrôme Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV Rénovation cabine 15 kV	Décidé	2021	2020		X		X	X		5.84
				2020	2019							

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Neufchâteau	Luxembourg	Installation d'un câble gabarit 110 kV entre Neufchâteau et la ligne 70-301 Orgeo-Villeroux et travaux lignes sur la ligne Neufchâteau - Longlier - Respelt	Planifié	2022	2021			X				5.86
Neuville	Hainaut	Nouveau poste 150 kV et remplacement du transformateur 70/12 kV existant par un nouveau transformateur 150/12 kV 50 MVA	A l'étude	2027			X	X			X	5.125
Neuville -- Hanzinelle -- Thy-le-Chateau (ligne)	Hainaut	Démontage lignes	A l'étude	2027			X				X	5.125
Nivelles	Brabant	Rénovation matériel basse tension	Planifié	2025	2023		X					5.45
Ohain	Brabant	Rénovation matériel basse tension	Planifié	2026	2024		X					5.46
Oisquercq	Hainaut	Rénovation haute et basse tension 70 kV	Décidé	2022	2021		X					5.33
On	Luxembourg	Rénovation matériel basse tension 70 kV ainsi que quelques équipements haute tension	A l'étude	2026			X					5.98
Orgeo	Luxembourg	Rénovation du poste 70 kV	Planifié	2023	2023		X					5.80
Ottenbourg	Brabant	Fermeture du site de Ottenbourg, charge reprise sur la cabine de Basse-Wavre	Planifié	2020	2020		X		X		X	5.1
Ougrée	Liège	Suppression du poste 70 kV et de la cabine 6 kV	Décidé	2020	2020		X					5.78
Ougrée -- Sart-Tilman	Liège	Démontage d'une ligne hors service	Décidé	2020	2018		X					5.64.7
Paturages	Hainaut	Renouvellement haute tension et basse tension du poste 70 kV et passage partiel en 150 kV (y inclus nouveau transformateur 150/10 kV 40 MVA)	Décidé	2022	2021		X	X			X	5.5.1
Pepinster	Liège	Rénovation du poste 70 kV	Décidé	2024	2020		X					5.85
Petit-Rechain	Liège	Remplacement basse tension du poste 70 kV ainsi que quelques équipements haute tension	A l'étude	2023			X					5.100
Pondrôme	Namur	Remplacement de 2 transformateurs 70/15 kV de 13 et 14 MVA par 2 transformateurs de 25 MVA	En exécution	2018	2019	X	X					5.104
Pondrôme	Namur	Rénovation poste 70 kV	En exécution	2019	2019		X					5.104
Pondrôme	Namur	Rénovation cabine MT	En exécution	2018	2019		X		X			5.104
Pouplin	Liège	Remplacement basse tension	Planifié	2023	2022		X					5.64.7
Quevaucamps	Hainaut	Renforcement de la transformation 70 kV vers la moyenne tension	A l'étude	piste	piste			X	X			5.5.6
Quevaucamps	Hainaut	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2025	2023		X					5.5.7
Quevaucamps	Hainaut	Extension bâtiment et remplacement cabine 13,5 kV	Planifié	2023	2023		X		X			5.5.8

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Rimière	Liège	Remplacement BT du poste 70 kV	En exécution	2019	2018		X					5.68
Rimière (NETHYS)	Liège	Remplacement BT de la travée appartenant à Nethys (Nethys)	En exécution	2019	2018		X					5.68
Romedenne	Namur	Rénovation matériel haute et basse tension	Décidé	2021	2020		X					5.117
Romsée	Liège	Mise hors service du poste 70 kV	Décidé	2021	2020	X	X					5.64.3
Romsée	Liège	Mise hors service du transformateur 220 / 70 / 15 kV de 90 MVA et déplacement de ce transformateur vers Houffalize	Décidé	2019	2019		X					5.64.5
Ronquières	Hainaut	Remplacement des 2 transformateurs 70/6 kV + rénovation matériel basse tension	Planifié	2021	2021		X					5.11.1
Ronquières	Hainaut	Remplacement cabine 6 kV	Planifié	2021	2021		X		X			5.11.2
Rosières	Brabant	Remplacement de la cabine 36 kV	En exécution	2020	2020		X					5.24
Saint-Mard	Luxembourg	Suppression du poste 70 kV et du transformateur 70 / 15 kV et remplacement par un transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA	En exécution	2019	2019		X					5.67
Saint-Servais	Namur	Remplacement BT du poste 70 kV	Planifié	2025	2023		X					5.122
Saint-Servais	Namur	Remplacement des transformateurs actuels par des transformateurs de 50 MVA	Gelé		piste	X						5.123
Saint-Vith	Luxembourg	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV	Planifié	2026	2025		X					5.63.4
Sart-Tilman	Liège	(Travée 220 kV à Sart-Tilman) Installation du transformateur 220 / 70 / 70 kV de Jupille à Sart-Tilman Travée 70 kV à Sart-Tilman pour raccorder le transformateur 220 / 70 / 70 kV	Décidé	2020	2020	X	X					5.64.3
Sart-Tilman	Liège	Remplacement basse tension et quelques équipements haute tension dans le poste 70 kV ainsi que remplacement des 3 transformateurs 70 / 15 kV (2*20 MVA + 18 MVA) par deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA	Planifié	2023	2023		X					5.91
Sauvenière	Namur	Fermeture du site de Sauvenière, la charge et les productions y raccordées reprises sur le poste de Gembloux	Planifié	2020	2021		X		X			5.110.3
Sclessin	Liège	Rénovation complète du poste 70 kV Raccordement des transformateurs 15 / 6 kV directement sur la cabine 15 kV Remplacement des câbles MT	En exécution	2018	2018		X			X		5.76

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Seilles	Namur	Rénovation poste 70 kV	Planifié	2024	2023		X					5.111
Seneffe	Hainaut	Rénovation matériel basse tension du poste 70 kV	Planifié	2025	2023		X					5.35
Seraing	Liège	- Déplacement du transformateur injecteur de Houffalize à Seraing - Modifications de la sortie des secondaires du transformateur 220 / 70 / 70 kV (- Travaux 220 kV pour raccorder le client industriel avec un transformateur dédié + couplage)	Décidé	2021	2019		X					5.64.5
Seraing -- Tilleur (ligne)	Liège	Tirage second terme 70 kV entre Seraing et Tilleur	Décidé	2021	2019		X					5.64.5
Soignies	Hainaut	Remplacement transformateur 70/10 kV 20 MVA par un de 40 MVA et Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2025	2023		X					5.13
Solre-Saint-Gery	Namur	Remplacement cabine 15 kV et mise à niveau matériel haute et basse tension	En exécution	2018 (cabine 15 kV) / 2019 (HT/BT)	2018 (cabine 15 kV) / 2019 (HT/BT)		X		X			5.21
Soy	Luxembourg	Rénovation travée 70 kV transformateur 70 / 15 kV en repiquage	Planifié	2024	2022		X					5.69
Spa	Liège	Remplacement du transformateur T1 70 / 10 kV par un de 40 MVA Rénovation BT du poste 70 kV	Planifié	2026	2025		X					5.71
Stembert	Liège	Rénovation de la basse et de la haute tension du poste 70 kV	A l'étude	2027			X					5.101
Tertre	Hainaut	Remplacement transformateur 150/30 kV	En exécution	2021	2019	X	X					5.15
Thuillies	Hainaut	Création d'une seconde injection 150 kV vers la moyenne tension via nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	Planifié	2021	2020	X			X			5.10
Thuillies	Hainaut	Remplacement cabine 10 kV	Annulé						X			5.47
Thy-le-Château	Hainaut	Ajout second transformateur 150/70 kV 90 MVA en repiquage sur câble existant Monceau - Thy-le-Château	A l'étude	2027			X	X			X	5.125
Tilleur	Liège	Remplacement basse tension dans le poste 70 kV	Planifié	2025	2023		X					5.92
Tournai	Hainaut	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2025	2023		X					5.25
Trois-Ponts	Luxembourg	Fermeture du poste 70 kV	Gelé		2021							5.63.2
Trois-Ponts	Luxembourg	Installation de deux transformateurs 50MVA (1*110 kV/MT et 1*70 kV/MT) en remplacement des transformateurs 70 kV/MT et deux nouvelles travées gabarit 110 kV	Décidé	2022			X	X				5.63.2
Turon	Liège	Ajout de trois travées 70 kV (2 travées vers Spa et 1 travée vers Petit-Rechain) Equipement de la travée vers Pepinster	Décidé	2023	2020		X					5.85

Localisation		Description du renforcement	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2019-2026	Année Mise en service (hors service) Plan 2018-2025	Fiabilité de l'approvisionnement électrique local		Intégration des énergies renouvelables et décentralisées	Clients et GRD's	Conformité fonctionnelle et technologique		Note de renvoi
Poste ou extrémités de la liaison	Zone					Evolution consommation électricité	Renouvellement d'équipements obsolètes			RES & Productions décentralisées	Clients et GRD's	
Ville sur Haine	Hainaut	Abandon du poste 70 kV Ripage complet des travées 150 kV sur le nouveau poste Nouveau transformateur 150/10 kV 40 MVA	Décidé	2022	2021		X					5.5.10
Ville sur Haine	Hainaut	(Rénovation complète du poste 150 kV pour permettre nouveau raccordement client et nouvelle liaison Ville-sur-Haine -- Gouy (pas encore ripage de tout le 150 kV))	En exécution	2019	2018	X	X					5.5.10
Ville sur Haine	Hainaut	Nouvelle travée 150 kV vers Harmignies Ajout d'un transformateur 150/70 kV 90MVA pour réalimenter le réseau 70 kV vers Obourg Début de ripage du 150 kV vers nouveau poste.	Décidé	2022	2021		X	X				5.5.10
Villerot	Hainaut	Création d'une nouvelle cabine 15 kV sur le poste 150/30 kV de Tertre reprenant la charge de Villerot et fermeture du poste de Villerot.	A l'étude	piste	piste		X		X			5.29
Villeroux	Luxembourg	Installation d'un coffret Gflex	Décidé	2019				X	X			5.61
Villers-sur-Semois	Luxembourg	Rénovation du poste 70 kV (HT et BT) au gabarit 110 kV	Planifié	2023	2020		X					5.72
Vottem	Liège	(Travaux lignes 150 kV de bretellage - débretellage à prévoir suite à la restructuration de la poche Bressoux-Ans)	Décidé	2020	2019		X					5.64.2
Warnant	Namur	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV et rénovation cabine MT	Planifié	2021	2021		X		X			5.112
Warnant	Namur	Remplacement des transformateurs 70/12 kV de 13,3 et 14 MVA par des transformateurs de 50 MVA	Planifié	2021	2021		X					5.112
Waterloo	Brabant	Renforcement de la transformation 150 kV vers la moyenne tension 11 kV	Gelé		2025	X	X		X			5.2
Ways	Brabant	Remplacement cabine 11 kV, suppression cabine 36 kV et mise en antenne des 2 transformateurs sur les câbles issus de Baisy-Thy	Planifié	2024	2024		X		X			5.54

5. Notes explicatives des projets



5.1 Ottenbourg: Fermeture du poste

Suite à l'étude long terme menée sur le Brabant Wallon (poche dite Sedilec), le Brabant Flamand et le Sud de Bruxelles en collaboration avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution présents sur ces zones, il s'avère que le poste Ottenbourg peut être abandonné à terme. Conformément à ce qui a été annoncé dans le précédent plan, le remplacement du câble Basse-Wavre – Ottenbourg est dès lors annulé.

5.2 Waterloo : Renforcement de la transformation

La solution optimale du point de vue technico-économique, annoncée dans les précédents Plans d'Adaptation, consiste à renforcer la transformation à Waterloo au départ du 150 kV.

L'alimentation du poste Waterloo sera renforcée par l'apport d'un nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA en remplacement des 2 transformateurs 36/11 kV existants en temps opportuns selon la concrétisation ou non de l'augmentation de la charge et/ou de la fin de vie technique des transformateurs 36/11 kV.

Les projets liés à ce renforcement sont les suivants :

- Nouveau câble 150 kV entre les postes de Braine l'Alleud et Waterloo ;
- Travée 150 kV à Braine l'Alleud pour le nouveau câble entre Braine l'Alleud et Waterloo ;
- Installation à Waterloo d'un nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA en antenne sur la nouvelle liaison 150 kV. Le transformateur 150/11 kV de 40 MVA actuel assurera le secours du poste. Les transformateurs 36/11 kV existants seront mis hors service.

A noter qu'un changement sera réalisé par le Gestionnaire de Réseau de Distribution au niveau de son matériel moyenne tension à Waterloo, qui a permis d'accroître la Sn-1 de ce poste à 44.4 MVA en 2018. Vu le report continu de ce projet depuis plusieurs années et en l'absence de croissance attendue de la consommation à Waterloo, ce projet est gelé.

5.3 Court-Saint-Etienne : Renforcement de la transformation et restructuration du poste en 36 kV depuis Baisy-Thy

Le projet de renforcement de la Sn-1 à Court-Saint-Etienne 36 kV consiste à remplacer le transformateur 36/11 kV de 16 MVA actuel par un nouveau transformateur de 25 MVA amenant ainsi la Sn-1 à 30 MVA.

Le renforcement de la transformation à Court-Saint-Etienne est planifié en même temps que la restructuration du 36kV dans la zone, à savoir :

- Passage en 36 kV de la ligne gabarit 70 kV Baisy-Thy - Ottignies SNCB-Court-Saint-Etienne ;
- Installation d'un second transformateur 36/11 kV 25 MVA à Court-Saint-Etienne en remplacement du transformateur 70/11 kV actuel ;
- Abandon du 70 kV à Court-Saint-Etienne et Baisy-Thy.
- La cabine Baisy-Thy 36 kV sera rénovée par la même occasion.

Une réévaluation interne de la priorité de ces projets ont conduit à les retarder d'une année.

5.4 La Louvière, Bascoup, La Croyère et Fontaine-l'Evêque : Restructuration du réseau 150 kV et 70 kV et renforcement de la transformation vers la moyenne tension dans la zone

Une étude long terme de cette région a été menée en étroite collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution en 2011. Une refonte complète du réseau de la région a ainsi été mise en œuvre et arrive dans la phase finale. Les détails de l'évolution réalisée peuvent être consultés dans les précédents Plans d'Adaptation.

Les travaux restants sont les suivants :

- Le report de la charge de La Louvière sur le poste de La Croyère se fera à partir de 2017 jusqu'à fin 2018. La fermeture du poste de La Louvière se fera fin 2018 après discussions avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution tandis que son démontage effectif est prévu en 2019.
- La ligne 70 kV entre Ville-Sur-Haine, La Louvière et Fontaine-l'Evêque et ainsi qu'entre Ville-sur-Haine, Bascoup, Fontaine-l'Evêque et Monceau sera supprimée. Ceci représente le démontage de 41 km de lignes aériennes 70 kV en partie en zone urbanisée (La Louvière et Bascoup).
- Le poste 70 kV de Bascoup a été mis hors service (son démontage sera fait dans les années à venir)

Une réévaluation interne de la priorité de ces projets ont conduit à retarder les projets de démontage de lignes et de Bascoup.

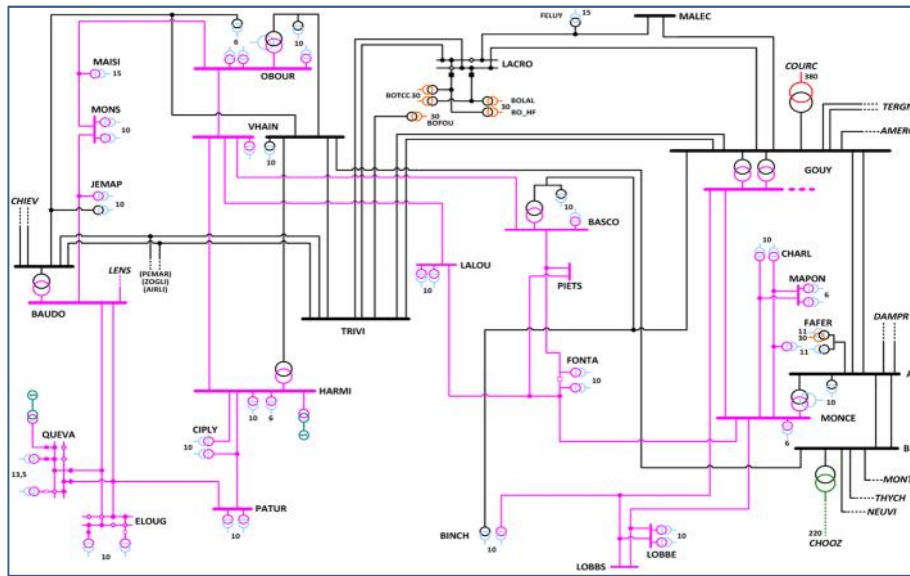


Figure 5.1 - Réseau du Hainaut : situation avant évolution de réseau

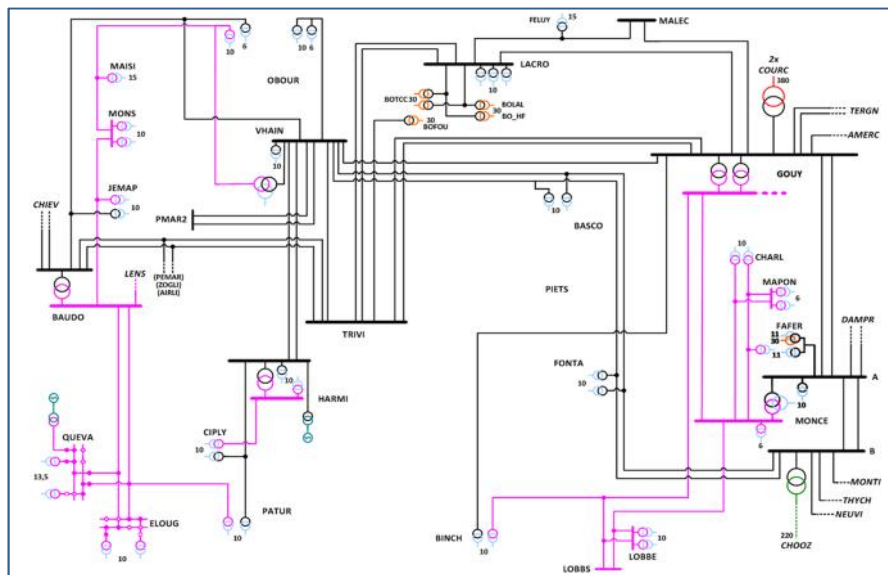


Figure 5.2 - Réseau du Hainaut après évolution du réseau

5.5 Harmignies, Cibly, Pâturages et Quevaucamps : Restructuration du réseau 150 kV et 70 kV de la région et capacité d'accueil de productions décentralisées

D'une part, la ligne 70 kV entre les postes Harmignies, Cibly et Pâturages arrive en fin de vie et devrait être renouvelée. D'autre part, différents projets de production éolienne sont envisagés dans cette zone. S'ils devaient se concrétiser, la ligne 70 kV qui relie ces postes arriverait à saturation.

Par ailleurs, le matériel 70 kV et les transformateurs 70/10 kV et 10/6 kV du poste Harmignies sont en fin de vie de même que le poste Pâturages.

Au regard de ces différents constats, une étude a été menée en 2011 afin de dégager la meilleure évolution possible du réseau de la région en visant l'optimum technico-économique à long terme ainsi que la maximalisation des capacités d'accueil de production d'énergies décentralisées.

Dans une phase ultérieure, le poste Ville-sur-Haine 70 kV arrivant en fin de vie pourra être supprimé.

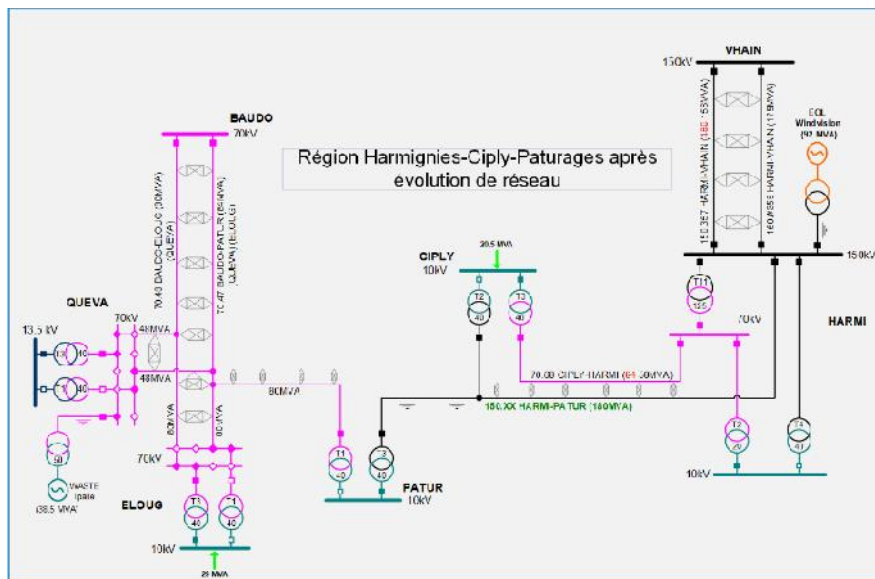


Figure 5.3 - Réseau Harmignies-Cibly-Pâturages après évolution du réseau

5.5.1 Région Harmignies, Cibly, Pâturages : Restructuration

Une première phase composée de plusieurs projets permet une première augmentation des possibilités de raccordement de productions locales dans la région. Elle consiste en :

- L'exploitation en 150 kV du terne de la ligne Harmignies-Ville sur Haine, aujourd'hui utilisé en 70 kV;
- A Harmignies :
 - Construction d'un poste 150 kV ;
 - Installation d'un transformateur 150/10 kV de 40 MVA en remplacement d'un des deux transformateurs 70/MT de 20 MVA;
 - Restructuration du poste 70 kV avec seulement 3 travées restantes (injection 150/70 kV, transformateur 70/10 kV 20 MVA et feeder vers Cibly) ;
 - A noter que le parc éolien raccordé aujourd'hui en 70 kV sera transféré sur le nouveau poste 150 kV.
 - Rénovation de la cabine 10 kV ;
- L'utilisation en 150 kV d'un terne de la ligne Harmignies-Cibly rénovée à ce gabarit de tension ;
- Ce terne en 150 kV est alors prolongé jusqu'au poste de Pâturages par le nouveau câble 150 kV à poser entre les postes de Cibly et Pâturages (voir § 5.5.2);
- A Cibly : installation d'un transformateur 150/10 kV de 40 MVA ; le secours sera assuré par un transformateur 70/10 kV de 40 MVA (voir point 5.5.2) et raccordé en antenne au départ d'Harmignies ;
- A Pâturages : installation d'un transformateur 150/10 kV de 40 MVA. Le transformateur 70/10 kV restant de 40 MVA sera alimenté en repiquage sur la ligne 70 kV Baudour – Elouge.

Le projet de remplacement de la ligne entre Cibly et Pâturages subissant un retard important dans le processus d'obtention des permis, une grande partie des travaux explicités ci-dessus ont dû être décalés de 2 ans.

Dans un second temps, des raccordements complémentaires pourraient être octroyés moyennant :

- L'utilisation en 150 kV des deux ternes de la ligne Harmignies-Cibly rénovée à ce gabarit de tension ; et
- L'installation d'un second transformateur 150/10 kV (40 MVA) dans le poste de Cibly.

A très long terme, l'extension du réseau 150 kV pourrait être envisagée au-delà de Pâturages et ce jusqu'au poste de Baudour en passant par les postes de Elouges et Quevaucamps.

5.5.2 Ciplly – Pâturages : Rétrofit de la ligne et passage à une liaison au gabarit 150 kV

Suite à un audit, il s'avère que la ligne doit être rapidement rétrofitée.

Conformément à la vision long terme dans la région de Harmignies (voir point 5.5.1 ci-avant), un renouvellement au gabarit 150 kV (double terne jumelé) avait été envisagé.

Cependant, au regard des difficultés administratives rencontrées, une alternative souterraine a été décidée car dans ce cas particulier un seul câble 150 kV est suffisant pour remplacer la ligne double terne.

Les travaux ne pourront démarrer qu'en 2020 au plus tôt vu les difficultés rencontrées dans l'obtention des permis ce qui retarde à nouveau sa mise en service.

Cependant, vu l'état de la ligne entre Ciplly et Paturages, Elia a dû prendre des mesures de mitigation de risque décrit au point 5.5.3 ci-après et à démonter la ligne existante.

5.5.3 Trunks 10 kV Jemappes – Paturages et Ciplly – Paturages & renforcement puissance de transformation à Ciplly

Vu l'état de la ligne entre Ciplly et Pâturages, Elia a dû prendre des mesures de sauvegarde afin de pouvoir la démonter sans plus attendre:

- Pose en collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution de deux trunks 11 kV deux ternes chacun entre les postes de Jemappes et Pâturages d'une part et entre les postes de Ciplly et Pâturages d'autre part pour assurer la charge sur Pâturages et sur la région ;
- Remplacement du transformateur 70/10 kV 20 MVA limité à 18,8 MVA par ses bornes 11 kV par un transformateur 70/10 kV de 40 MVA issu du stock de Elia. La puissance en N-2 sur poste sera donc augmentée à 34 MVA. A noter que la puissance en sortie du transformateur de 40 MVA est limitée par les têtes de câbles 11 kV ;
- Après la pose des deux trunks 11 kV, démontage de la ligne 70 kV entre les postes Ciplly et Paturages.
- Ces travaux seront finalisés en 2018.

5.5.4 Harmignies : Rénovation de la cabine 10 kV et abandon du 6 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine 10 kV devenant obsolète. Par ailleurs, la tension de distribution 6 kV sera abandonnée au profit du 10 kV.

5.5.5 Ciplly : Rénovation de la cabine 10 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension de Ciplly devenant obsolète.

5.5.6 Quevaucamps : Renforcement de la transformation

Si le besoin de renforcer la Sn-1 à Quevaucamps devait se confirmer ces prochaines années, une étude en concertation avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution serait démarrée et établira l'évolution optimale à long terme pour cette région :

- soit via le remplacement des transformateurs existants par des transformateurs de 50 MVA ;
- soit via l'ajout d'un troisième transformateur et d'un passage à 2 cabines

Une migration progressive vers un nouveau réseau de distribution en 15 kV devrait être étudiée.

5.5.7 Quevaucamps : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Quevaucamps prévoit le remplacement du matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

Par la même occasion, le poste 70 kV sera mis au standard quant à sa topologie haute tension ce qui assurera par ailleurs une meilleure disponibilité pour un utilisateur de réseau (production décentralisée) raccordé en 70 kV sur ce poste.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.5.8 Quevaucamps : Rénovation de la cabine 13,5 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de l'ancienne cabine moyenne tension (une extension du bâtiment est à prévoir).

5.5.9 Harchies – Quevaucamps : Reconstruction ligne

Conformément à la vision long terme dans la région de Harmignies (voir point 5.5.1 ci-avant), la ligne actuelle Baudour - Quevaucamps sera reconstruite au gabarit 150 kV sur son tronçon final Harchies – Quevaucamps (4,7km).

Le processus permis est plus contraignant que prévu et induit un retard sur le projet.

5.5.10 Ville-sur-Haine : Fermeture du poste 70 kV et rénovation du poste 150 kV

Le poste 150 kV Ville-sur-Haine est en cours de rénovation. La mise en service a été légèrement décalée pour s'aligner avec le planning de raccordement d'un client sur ce poste.

Le poste 70 kV Ville-sur-Haine sera par la suite fermé. Un nouveau transformateur 150/70 kV de 90 MVA sera installé à Ville-sur-Haine afin d'assurer l'injection 70 kV vers Obourg et Mons.

De même, un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA sera installé en remplacement du transformateur 70/10 kV de 40 MVA pour alimenter la cabine 10 kV.

Le décalage de planning évoqué ci-dessus induit un retard de ce projet tant au niveau 150 kV que 70 kV.

5.6 Monceau 70 kV : Rénovation et restructuration du poste ainsi que de la zone 70 kV entre Monceau et Gouy (Marchienne-au-Pont, Charleroi)

Une étude technico-économique conjointe entre le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution a analysé la possibilité de reprendre sur Charleroi la charge 6 kV de Marchiennes-au-Pont (cabines C571 et C1411). Ces charges 6 kV peuvent être alimentées depuis le 10 kV de Charleroi proche via deux transformateurs 10/6 kV par le Gestionnaire de Réseau de Distribution ou après transfert de charge en 10 kV de leur réseau. Le poste de Marchiennes-au-Pont peut ainsi être abandonné.

Par ailleurs, l'abandon du 30 kV dans la région de Dampremy (cf paragraphe 5.6.2) amènera un report de la charge du poste de Manège sur le poste de Charleroi.

Ce faisant, la charge augmente sur le poste de Charleroi. Ceci a conduit à la nécessité de construire deux nouvelles cabines 10 kV couplées (projet réalisé) ; dans l'idée à terme d'installer 4 transformateurs 150/10 kV à Charleroi.

Si la charge sur ce poste devenait trop importante, 2 autres transformateurs 150/10 kV de 40 MVA ou 25 MVA pourraient être ajoutés bien que les tendances de charge ne vont pas en ce sens.

Par ailleurs, d'importants besoins de remplacement se manifestent au poste Monceau :

- matériel haute tension et basse tension du poste 70 kV ;
- cabines 6 kV et 10 kV ;
- transformateur 70/6 kV.

Une réévaluation interne de la priorité du projet Monceau 70 kV a conduit à retarder sa mise hors service et démontage.

La cabine 6kV de Monceau par contre est-elle déjà mise hors service.

Une étude long terme réalisée par le Gestionnaire de Réseau de Transport Local a montré que le renouvellement du poste de Monceau 70 kV peut être totalement évité en réalisant les projets ci-dessous :

5.6.1 Charleroi : Passage en 150 kV du poste et rénovation cabine 10 kV

Le passage en antenne 150 kV du poste Charleroi alimenté depuis le poste 150 kV Monceau est prévu avec 2 nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA ; ce qui implique :

- Deux nouvelles travées 150 kV à Monceau ;
- Passage en 150 kV de la ligne Charleroi – Monceau (déjà au gabarit 150 kV) ;
- Deux nouveaux transformateurs 150 / 10 kV à Charleroi ;

La rénovation de la cabine 10 kV permettra d'accueillir les départs 10 kV du Gestionnaire de Réseau de Distribution nécessaires au report des charges des cabines de Manège et Marchienne-au-Pont C411.

Ce faisant, le poste 70 kV de Monceau pourra être démonté à terme.

A noter que cette évolution nécessitait l'accord d'un utilisateur de réseau pour adapter son raccordement actuel en 70 kV et en 6 kV vers une solution en 150 kV. Cet accord est à ce jour obtenu.

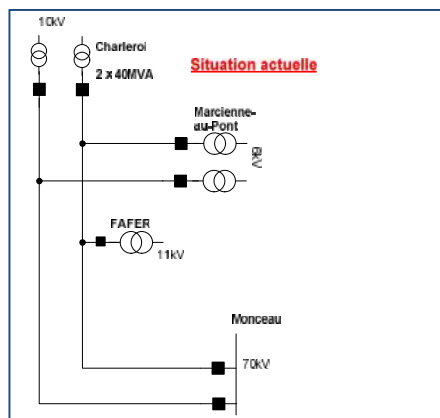


Figure 2.4 - Schéma d'alimentation actuelle de Charleroi

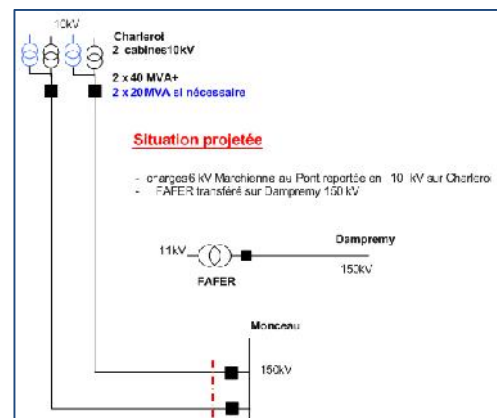


Figure 5.5 - Schéma d'alimentation future en 150 kV

5.6.2 Marchiennes-au-Pont : Fermeture du poste

Conformément à la restructuration dans la zone de Charleroi (voir paragraphe 5.6.1), le poste Marchiennes-au-Pont sera fermé.

A noter que les charges 6 kV seront reportées en 10 kV sur le poste Charleroi.

5.6.3 Gouy 70 kV : Remplacement ponctuel haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'alimentation, il est prévu de remplacer quelques équipements haute tension à Gouy 70 kV.

Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été décalé en dehors de l'horizon du plan.

5.6.4 Gouy : Remplacement du transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA

Le second transformateur 150/70 kV de Gouy arrive en fin de vie, il sera remplacé par un nouveau transformateur par ailleurs plus puissant de 90 MVA.

5.7 Gouy – Monceau : Rétrofit des lignes 70 kV (70-243 et 70-244) et bypass du poste de Monceau 70 kV

Après une analyse plus poussée de l'état des pylônes, des fondations, des conducteurs et des armements de ces deux lignes, la durée de vie des lignes a été réévaluée. Il s'avère que leur remplacement peut être repoussé jusqu'en 2030 moyennant des travaux de retrofit à réaliser à court terme.

Dès lors, la solution de réseau retenue est la suivante :

- les deux lignes jumelées actuelles sont conservées et retrofitées : réparation des pylônes et des fondations, les conducteurs actuels seront conservés, les armements seront éventuellement remplacés ;
- le remplacement complet de ces deux lignes par une autre topologie de réseau éventuelle sera réévaluée lors de leur fin de vie ;
- un by-pass du poste 70 kV Monceau par câble sera réalisé pour joindre la ligne 70-244 avec le terna 70-62 au-delà du poste Monceau ;
- ceci réalisera de la sorte les deux circuits entre les postes Gouy et Lobbes +Binche.

5.8 Région de Jumet

5.8.1 Jumet : Renforcement de la transformation

Le projet de renforcement de la Sn-1 à Jumet 70 kV consiste à :

- rajouter un 4ème transformateur 70/10 kV de 40 MVA ;
- étendre le bâtiment moyenne tension extensible ;
- construire une seconde cabine moyenne tension de 20 MVA pour utiliser toute la puissance des transformateurs 70/10 kV sans dépasser le gabarit des cellules MT (limitée à 55 MVA).

Il y aura donc :

- une cabine de 40 MVA avec le nouveau transformateur et l'ancien transformateur de 40 MVA du site et
- une cabine de 20 MVA alimenté par les 2 transformateurs de 20 MVA existants
- lesquelles seront découplées.

Toutefois, les prévisions de charge sur ce poste n'indiquent plus aucun dépassement de la Sn-1. Par conséquent, le projet de renforcement reste avec un statut 'piste'.

5.8.2 Liaison Gilly – Gouy et Alimentation en 150 kV de Jumet

La portion de ligne entre les postes de Gouy et Jumet sera démontée et remplacée par un nouveau câble 150 kV entre ces deux mêmes postes.

Entre les postes Jumet et Gilly, la ligne 2 ternes sera rétrofitée en ce compris les conducteurs et armements. Les pylônes et fondations sont conservés mais retrofités.

Le nouveau câble sera relié à un des deux ternes de la portion de ligne rétrofitée pour former une antenne Gouy-Jumet-Gilly exploitée en 70 kV pour alimenter d'un côté Jumet et Gilly comme actuellement depuis Gouy. D'autre part, le second terna de la ligne rétrofitée sera mis en série avec le câble 150 kV posé il y a peu entre les postes Montignies et Gilly afin de former une antenne Montignies-Gilly-Jumet pour alimenter en 150 kV Gilly et Jumet depuis Montignies.

Il est par ailleurs prévu le passage en 150 kV d'une des deux injections vers la moyenne tension du poste Jumet. Ceci sera réalisé via un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA qui sera mis en repiquage sur la liaison 150 kV Montignies-Gilly-Jumet (remplacement du groupe de 2 transformateurs 70/10 kV de 20 MVA). A cette occasion, la basse tension du poste 70 kV sera rénovée.

La réévaluation de la priorité de ces projets a conduit à les retarder.

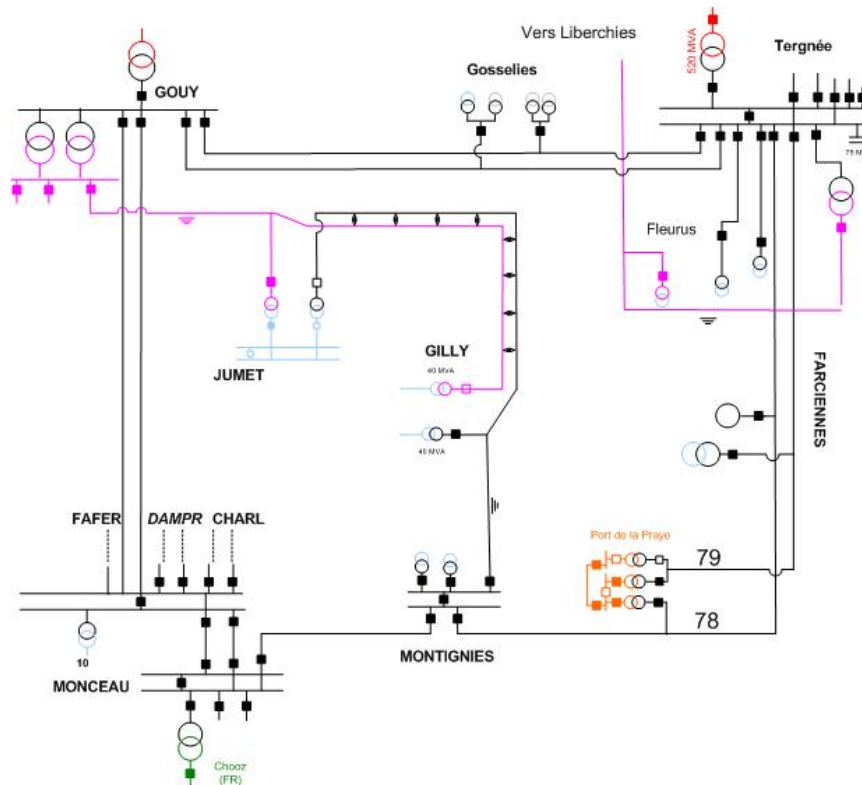


Figure 5.6 - Région Jumet-Gilly

5.9 La Louvière : Restructuration de la poche 30 kV

Le poste 30 kV de Bois du Luc arrive en fin de vie et les câbles qui y sont raccordés présentent un nombre important de défauts. Ce poste sert uniquement à alimenter le poste de Boël La Louvière via deux câbles, relativement longs et eux aussi en fin de vie. Le poste de Bois du Luc n'alimente plus aucun client local.

Une étude technico-économique a démontré qu'étant donné l'évolution des charges, les investissements à consentir pour reconstruire à l'identique et la disparition des clients en 30 kV raccordés en direct à Bois du Luc, l'évolution à long terme devant être suivie par le Gestionnaire de Réseau de Transport est la suivante :

- Fermeture du poste 30 kV Bois du Luc ; à noter que la réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder ;
- Refonte de l'alimentation du poste 30 kV de Boel La Louvière afin de permettre l'abandon du poste 30 kV de Bois du Luc : utilisation restructurée des capacités de transformations depuis le 150 kV.
- Par la même occasion, les protections du poste de Boel La Louvière seront remises à niveau ; La réévaluation de la priorité de ce dernier projet a conduit à le retarder.

5.10 Thuillies : Second transformateur de 40 MVA

Le poste actuel Thuillies ne comporte qu'un transformateur 150/10 kV de 40 MVA vers la moyenne tension.

La Sn-1 est assurée actuellement par le réseau 10 kV du Gestionnaire de Réseau de Distribution de la région.

Si la charge devait augmenter, un renforcement de la transformation vers la moyenne tension pourrait être envisagé.

Un second transformateur 150/10 kV de 40 MVA serait ainsi ajouté pour constituer la seconde alimentation du poste et assurer une Sn-1 de 40 MVA. Ce transformateur serait alimenté en repiquage sur le câble 150 kV existant entre Monceau et Thy-Le-Château.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder et ce en accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution.

5.11 Ronquières : Rénovation du poste

5.11.1 Ronquières : Remplacement des transformateurs du poste

Les 2 transformateurs 70/6 kV actuels étant en fin de vie, il est prévu de les remplacer par des transformateurs libérés dans le réseau suite à d'autres projets en cours ou planifiés. Par la même occasion, une mise à niveau du matériel basse tension du poste sera réalisée.

5.11.2 Ronquières : Rénovation de la cabine

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

5.12 Bierges : Remplacement des deux plus faibles transformateurs et rénovation de la cabine moyenne tension

Deux faibles transformateurs 36/11 kV du poste Bierges arrivent en fin de vie. Ils seront remplacés par un transformateur unique mais plus puissant récupéré dans le stock.

Suite à l'analyse sécurité entreprise en concertation avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution, requise par l'arrêté royal du 4 décembre 2012 sur les Prescriptions minimales de sécurité des installations électriques sur les lieux de travail, la cabine moyenne tension de ce poste a été jugée potentiellement dangereuse. Les équipements les plus impactés sont la propriété d'un Gestionnaires de Réseau de Distribution qui prendra les mesures nécessaires à court terme. Cependant, celles-ci ne sont pas optimales sur le long terme et dès lors le Gestionnaire de Réseau de Transport Local avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.13 Soignies : Remplacement d'un transformateur

A Soignies, la cabine moyenne tension est alimentée par :

- un transformateur 70/10 kV de 40 MVA ;
- un transformateur 70/10 kV de 20 MVA.

Si les prévisions de charges le justifient, il est prévu de remplacer le transformateur 70/10 kV de 20 MVA par un transformateur de 40 MVA qui a été libéré dans le réseau suite à un autre projet.

A noter que la basse tension sera également rénovée à l'occasion de ce projet.

Une réévaluation interne de la priorité de ces projets ont conduit à les retarder d'une année. De plus, au regard de la charge effective sur le poste qui n'évolue pas à la hausse, le besoin d'un transformateur plus puissant ne se concrétise pas.

5.14 Lobbes : Remplacement d'un transformateur et rénovation du matériel haute (70 &, 10 kV) et basse tension

Un transformateur 70/10 kV arrivant en fin de vie sera remplacé par un transformateur de 40 MVA. La rénovation de la haute (70 kV) et basse tension sera à cette occasion également renouvelée.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution, le remplacement de la cabine moyenne tension sera réalisé dans un second temps.

5.15 Tertre: Remplacement du transformateur

Le transformateur 150/30 kV (60 MVA) du poste Tertre arrive en fin de vie. Son remplacement par un transformateur 150/30 kV (110 MVA) augmentera la capacité de transformation dans le poste et assurera la sécurité d'approvisionnement en 30 kV du zoning de Ghlin.

Ce projet avait subi du retard suite à un accident survenu sur une installation technique d'un client industriel en bordure du poste du Gestionnaire de Réseau de Transport Local. Cet accident a endommagé fortement les nouveaux équipements fraîchement installés. Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local, en concertation avec le client industriel, a dû également évaluer les mesures à mettre en place au niveau de la réduction des risques et de mise en sécurité définitive des installations. Le projet a à nouveau pris du retard ; l'évaluation des mesures de mitigation des risques étant plus complexe que prévue.

5.16 Binche : Renforcement de la transformation

Suite au transfert annoncé de charges depuis La Louvière vers Binche, il avait été prévu de remplacer le transformateur 70/10 kV de 20 MVA par un transformateur de 40 MVA récupéré à La Louvière afin d'augmenter la Sn-1. Cependant, aucun dépassement de la Sn-1 n'est plus identifié à l'horizon du Plan d'Adaptation.

Vu par ailleurs le projet décrit au paragraphe 5.17 qui augmente la Sn-1 de Binche, ce projet n'a plus lieu d'être. Le statut de ce projet passe donc à 'gelé'.

5.17 Binche : Rénovation du matériel haute et basse tension 70 kV et basse tension 150 kV et remplacement du transformateur 70/10 kV par un transformateur de 40 MVA

Le projet à Binche consiste à remettre à niveau des protections et des équipements basse tension ainsi que généralités du poste 70 kV et 150 kV afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation. Les équipements haute tension 70 kV en fin de vie seront également remplacés.

Le transformateur 70/10 kV arrivant en fin de vie quelques années après les besoins de remplacements 70 kV, il a été décidé de remplacer ce transformateur par un transformateur de 40 MVA récupéré à La Louvière. Ceci permettra dès lors d'augmenter la Sn-1 du poste.

5.18 Mouscron : Renforcement de la transformation et rénovation du poste

Les postes 150 kV et 70 kV et une des trois cabines 10 kV de Mouscron arriveront prochainement en fin de vie. Ce projet prévoit les remplacements nécessaires afin d'assurer la fiabilité d'alimentation ainsi que la restructuration de certaines parties des postes 150 et 70 kV ainsi que les cabines 10 kV. La restructuration du poste Bas-Warneton permettra d'abandonner l'axe 70 kV entre les deux postes Bas-Warneton et Mouscron. Les détails de la restructuration seront étudiés en coopération avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution concernés.

3 projets sont définis sur Mouscron.

5.18.1 Mouscron : Rénovation du matériel haute et basse tension 150 kV

Le poste actuel 150 kV sera remplacé par un nouveau poste de type blindé y inclus le matériel basse tension ainsi que les deux transformateurs 150/10 kV existants.

Vu l'ampleur de cette rénovation (nombre de travées impactées et impact des coupures nécessaires), la durée du projet a dû être allongée.

5.18.2 Mouscron : Rénovation du matériel haute et basse tension 70 kV par sous-station mobile provisoire

Vu l'état du poste 70 kV, il a été décidé de réaliser assez rapidement le remplacement du poste 70 kV par une sous-station 70 kV mobile temporaire comprenant également le matériel basse tension.

5.18.3 Mouscron : Restructuration du poste 70 kV par nouveau poste définitif

Le troisième projet porte sur le remplacement de la sous-station 70 kV mobile temporaire par un nouveau poste blindé 70 kV réduit et le remplacement de la cabine 10 kV n° 2 (la dernière du poste à ne pas être rénovée).

Le poste 70 kV sera réduit à 3 travées : injection du transformateur 150/70 kV, ligne vers Courtrai Nord et ligne vers Tournai.

Par la même occasion les 2 transformateurs 70/10 kV de 20 MVA seront remplacés par un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA amenant la Sn-1 des 3 cabines à 48 MVA chacune (144 MVA de Sn-1 globale du poste).

5.19 Bas-Warneton : Renforcement de la transformation et rénovation du poste

Au regard des prévisions de charges à long terme, la capacité de transformation actuelle ne suffira plus à couvrir ces charges.

Une étude plus détaillée de l'état effectif des équipements a montré que les installations 70 kV existantes pouvaient rester partiellement en service pendant et après la construction du nouveau poste 150 kV.

Par soucis d'efficacité, il a été opté pour une évolution du réseau en deux étapes :

- Phase 1 : Un câble 150 kV depuis Ypres et un transformateur 150/15 kV de 50 MVA couplé à une utilisation combinée des transformateurs existants T1 70/15 kV + T2 + T3 70/15 kV amène la Sn-1 à 65 MVA. La répartition des charges entre cabines sera adaptée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution en tenant compte des situations N-1. Une nouvelle cabine moyenne tension sera construite. Cette phase de travaux a subi un léger retard dans son exécution dû à des difficultés techniques mais est maintenant terminée.

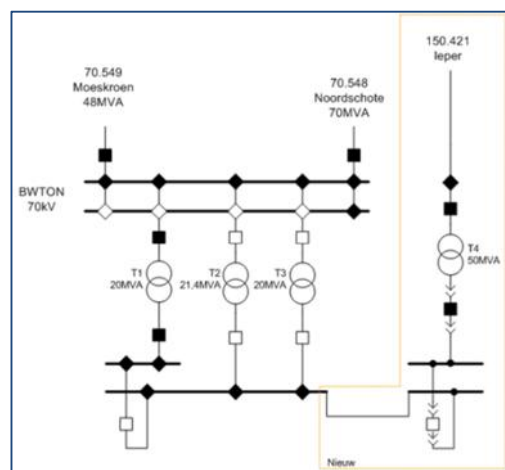


Figure 5.7 – Bas-Warneton phase 1

- Phase 2 : Un second câble et deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA amèneront ensuite la Sn-1 à un maximum de 120 MVA. La charge sur les différentes cabines sera réorganisée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution. Le poste 70 kV Bas-Warneton sera supprimé.

Après ces travaux, la charge de Wijtschate sera transférée sur la cabine MT de Bas-Warneton et l'injection 36/15 kV de Wijtschate sera abandonnée.

5.20 Chassart : Rénovation et restructuration du poste

Suite à de nombreux besoins de remplacement, le renouvellement du poste 70 kV Chassart ainsi que la cabine moyenne tension est en cours.

5.21 Solré-Saint-Géry : Rénovation de la cabine

A Solré-Saint-Géry, la construction d'une nouvelle cabine moyenne tension est prévue pour les raisons suivantes:

- La cabine opérée jusqu'à ce jour par le Gestionnaire de Réseau de Distribution est ancienne. Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local souhaite quitter cette installation. Actuellement, le Gestionnaire de Réseau de Distribution exécute les manœuvres dans la cabine moyenne tension, y compris dans les cellules des arrivées des transformateurs.
- Deux études de détail ont été demandées pour des raccordements de parcs éoliens en 15 kV. Or, la cabine du Gestionnaire de Réseau de Distribution est complète. Une des deux demandes s'est concrétisée par un raccordement de 12 MVA sur la cabine 15 kV existante.

La rénovation de la cabine 15 kV sera réalisée en 2018

Le projet de rénovation de la basse tension et certains équipements haute tension du poste 70 kV sera quant à lui réalisé en 2019.

A noter que les transformateurs 70 kV/MT pourraient être remplacés par des transformateurs au gabarit supérieur si la capacité d'accueil d'unités de productions décentralisées était saturée.

5.22 Corbais : Rénovation du matériel basse tension

Le projet à Corbais prévoit le remplacement du matériel basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

De manière opportune avec ce projet, l'ouverture d'une cabine 36 kV au poste Corbais est également prévue afin d'améliorer la disponibilité de l'injection 150/36 kV. Les raisons qui justifient l'ouverture de cette cabine sont les suivantes : la structure standard et éprouvée du poste, le remplacement facilité du transformateur 150/36/36

kV en cas de défaut par un transformateur standard 150/36kV de stock et l'utilisation de cette nouvelle cabine comme hub d'injection pour la production décentralisée.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.23 Louvain-la-Neuve : Rénovation des cabines 36 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, une nouvelle cabine 36 kV remplacera l'actuelle en lieu et en place.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.24 Rosières : Rénovation de la cabine 36 kV

La cabine 36 kV du poste Rosières est installée dans un vieux bâtiment difficile à entretenir. Cette cabine présente également beaucoup de dangers lors des opérations de maintenance et des manœuvres.

Ce projet de renouvellement de la cabine 36kV est donc la suite logique du projet précédent en 11 kV sur ce site.

5.25 Tournai : Rénovation du matériel haute et basse tension

Le projet à Tournai consiste à remplacer du matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.26 Jemappes 150 kV et 70 kV : Rénovation du matériel haute et basse tension

Le projet à Jemappes consiste à remplacer du matériel haute tension (150 et 70 kV partiellement) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.27 Jemeppe-sur-Sambre : Rénovation du matériel basse tension

Le projet à Jemeppe-sur-Sambre consiste à remettre à niveau des protections et des équipements basse tension ainsi que généralités du poste afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

5.28 Air-Liquide : Rénovation du matériel 30 kV et basse tension

Le projet à Air Liquide consiste à remettre à niveau des protections et des équipements basse tension et généralités du poste afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement tant en 150 kV qu'en 30 kV. Par la même occasion, il a été décidé de renouveler la cabine 30 kV en fin de vie.

5.29 Villerot : Création nouvelle cabine 15 kV sur le poste 150/30 kV Tertre reprenant la charge de Villerot et fermeture du poste Villerot

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local a évalué en collaboration étroite avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution la possibilité de fermer le poste Villerot qui dans moins de 10 ans devra être rénové au niveau de la moyenne tension et de ses transformateurs.

Il apparaît dès lors optimal pour les Gestionnaires de Réseau de Transport Local et de Réseau de Distribution de créer une nouvelle cabine 15 kV sur le site 150 kV à Tertre et d'y reporter la charge de Villerot.

5.30 Marche-Lez-Ecaussinnes : Rénovation du matériel basse tension

Le projet au poste Marche-Lez-Ecaussinnes consiste à remettre à niveau des protections et des équipements basse tension et généralités du poste afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

5.31 Baulers – Gouy : Rétrofit de la ligne 70 kV

Après une analyse plus poussée de l'état des pylônes, des fondations, des conducteurs et des armements de cette ligne, la durée de vie de celle-ci a été réévaluée et son remplacement peut être repoussé jusqu'en 2030 moyennant des travaux de retrofit.

La ligne sera dès lors retrofitée au niveau des pylônes et des fondations.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.32 Ligne Tertre – Air-Liquide 30 kV : Remplacement partiel par un câble sous-terrain

Une portion de la ligne aérienne ente les postes Tertre et Air-Liquide doit être remplacée, les pylônes ayant été fortement dégradés vu l’environnement pollué.

Cette portion sera remplacée par une liaison câble souterraine.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.33 Oisquercq : Rénovation haute tension et basse tension des postes 150 kV et 70 kV

Le projet à Oisquercq prévoit le remplacement du matériel haute tension (70 et 150 kV) et basse tension afin d’assurer la fiabilité de l’approvisionnement.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.34 Marquain : Remplacement de transformateurs

5.34.1 Marquain : Remplacement du transformateur 150/15 kV

Comme annoncé dans le précédent plan, le transformateur 150 / 15 kV de 40 MVA ayant déjà été remplacé par un transformateur du stock, le projet initial de son remplacement est annulé.

5.34.2 Marquain : Remplacement de transformateurs 70/15 kV et de matériel haute tension

Le second projet à Marquain porte sur le remplacement des deux transformateurs 70/15 kV de 20 MVA. Ils seront remplacés par un transformateur 70/15 kV de 50 MVA. Les remplacements des équipements du poste 150 kV prévus au 1^{er} projet ont été reportés et intégrés au second projet.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.35 Seneffe : Rénovation du matériel basse tension

Afin d’assurer la fiabilité de l’approvisionnement, il est prévu de remplacer les installations basse tension à Seneffe.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.36 Fleurus : Rénovation du matériel basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les installations basse tension à Fleurus.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.37 Deux-Acren : Rénovation du matériel haute et basse tension ainsi que remplacement de transformateurs

Le projet à Deux-Acren consiste à remplacer du matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

Les deux petits transformateurs 70/15 kV de 20 MVA, l'un étant en fin de vie, seront remplacés par un seul nouveau transformateur 70/15 kV de 50 MVA.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.38 Hoves : Rénovation du matériel haute et basse tension ainsi que remplacement d'un transformateur

Le projet à Hoves consiste à remplacer du matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

Un transformateur 70/15 kV de 12 MVA arrivé en fin de vie sera remplacé par un transformateur 70/15 kV de 25 MVA.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.39 Auvelais : Rénovation du matériel haute et basse tension des postes 150 kV et 70 kV

Le projet à Auvelais consiste à remplacer du matériel haute tension (70 kV) et basse tension des postes 150 kV et 70 kV afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

5.40 Lens : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Lens prévoit le remplacement complet du matériel haute tension (nouveau poste blindé 70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.41 Maisières : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Maisières prévoit le remplacement du matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.42 Couvin : Rénovation haute tension, moyenne tension et basse tension

5.42.1 Couvin : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Couvin prévoit le remplacement complet du matériel haute tension (nouveau poste blindé 70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

5.42.2 Couvin : Rénovation de la cabine 12 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

5.43 Dottignies : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Dottignies prévoit le remplacement du matériel haute et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.44 Jodoigne : Restructuration du poste 70 kV et rénovation basse tension

Il est prévu la suppression du poste 70 kV à Jodoigne, les 2 transformateurs actuels étant mis en antenne ou en repiquage sur les lignes 70 kV existantes issues du poste Tirlémont. Une alternative en câble entre Tirlémont et Jodoigne est par ailleurs à l'étude.

Par la même occasion, la basse tension sera rénovée.

Une extension du bâtiment de la cabine 10 kV est également envisagée si des besoins concrets de raccordement de productions renouvelables se présentaient.

5.45 Nivelles : Rénovation basse tension

Le projet à Nivelles prévoit le remplacement du matériel basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.46 Ohain : Rénovation basse tension

Le projet à Ohain prévoit le remplacement du matériel basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.47 Thuillies : Rénovation de la cabine 10 kV

Comme annoncé dans le précédent plan, après une analyse commune plus approfondie entre le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution, il a été décidé in fine de ne pas rénover la cabine de Thuillies.

Le projet est annulé.

5.48 Elouges : Rénovations haute, moyenne et basse tension avec extension du bâtiment moyenne tension

5.48.1 Elouges : Rénovation du matériel haute et basse tension

Le projet à Elouges consiste à remplacer complètement le poste 70 kV ainsi que la basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement. A cette occasion, le poste sera simplifié en mettant les deux transformateurs en antenne/repiquage sur les lignes aériennes.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.48.2 Elouges : Extension du bâtiment moyenne tension

Le projet à Elouges consistait à étendre le bâtiment moyenne tension afin de permettre au Gestionnaire de Réseau de Distribution de placer des cellules moyenne tension afin d'y raccorder deux parcs éoliens.

Le premier parc éolien sera raccordé sur la cabine actuelle, le Gestionnaire de Réseau de Transport Local libérant une cellule existante en mettant hors service la batterie du condensateur devenue inutile.

Vu que le second parc éolien ne se confirme pas, la priorité de ce projet a été revue et le projet retardé et aligné avec la rénovation de la cabine 10 kV dont question ci-après.

5.48.3 Elouges : Rénovation de la cabine 10 kV

Le matériel moyenne tension installé à Elouges est de type ouvert et obsolète. Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension.

Cette rénovation de cabine se fera dans l'extension de bâtiment dont il est question ci-avant.

5.49 Farciennes : Rénovation de la cabine

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

5.50 Braine-l'Alleud : Rénovation de la cabine 15 kV et rénovation du matériel basse tension

La cabine, étant déjà de grande taille, ne peut plus faire l'objet d'une extension. Le Gestionnaire de Réseau de Distribution, au regard des signaux de développement sur la zone, désire planifier le remplacement de la cabine 15 kV afin de permettre une extension future. Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension.

Ce projet comportera également le remplacement du matériel basse tension du poste 150 kV.

5.51 Gilly : Rénovation de la cabine 10 kV

Cette cabine ne permet plus d'extension. Le Gestionnaire de Réseau de Distribution et le Gestionnaire de Réseau de Transport Local, au regard des signaux de développement sur la zone et plus concrètement de l'arrivée d'un nouvel Hôpital, ont planifié le remplacement de l'ancienne cabine 10 kV.

5.52 Braine-le-Comte : Rénovation de la cabine 15 kV et remplacement du transformateur de 20 MVA par un de 25MVA

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

Le transformateur de 20 MVA arrive en fin de vie et sera remplacé par un nouveau de 25 MVA.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.53 Mons : Rénovation du matériel haute, moyenne et basse tension

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

En même temps, le poste 70 kV sera entièrement rénové, à l'exception des transformateurs qui sont conservés, ainsi que les équipements basse tension du poste.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.54 Ways : Rénovation de la cabine 11 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

Le Gestionnaire de Transport Local a planifié par la même occasion une restructuration de l'alimentation du poste Ways en 36 kV. Celle-ci est rendu possible par le passage en antenne du poste Court-Saint-Etienne alimenté depuis le poste 36 kV Baisy-Thy. Le câble 36 kV Ottignies – Court-Saint-Etienne – Ways n'est plus utile au réseau et arrive également en fin de vie. Cette restructuration évite le remplacement de ce dernier câble et la rénovation de la cabine 36 kV. Dès lors, les mesures suivantes sont attendues:

- Fermeture de la cabine Ways 36 kV
- Mise en antenne des 2 transformateurs 36/11 kV existants de Ways sur les 2 câbles 36kV issus de Baisy-Thy

5.55 Basse-Wavre : Rénovation de la cabine 36 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu le remplacement de la cabine 36 kV de Basse-Wavre (pour sa partie encore de type hall) en extension de la partie déjà rénovée/étendue il y a quelques années. Le matériel basse tension sera également remplacé à cette occasion.

5.56 Monceau : Rénovation de la cabine 10 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

5.57 Baisy-Thy – Ways: Remplacement du câble 36 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de remplacer le câble 36kV entre les postes Baisy-Thy et Ways.

5.58 Deux-Acren – Lens et Oisquercq – Braine-le-Comte

Sur les portions de lignes entre les postes Deux-Acren et Lens et entre les postes Oisquercq et Braine-le-Comte actuellement équipées de conducteurs en cuivre, il sera procédé au remplacement des conducteurs par de nouveaux conducteurs en aluminium de capacité de transport identique.

5.59 Mesure de black-out mitigation : Placement de groupes électrogènes dans divers postes

Dans le cadre de sa mission de Gestionnaire de Transport Local et de Gestionnaire de Transport, Elia a, entre autres, la mission de reconstruire le réseau électrique en cas de black-out afin de réalimenter au plus vite l'ensemble des charges qui ne seraient plus alimentées.

Elia a pris la décision de placer des groupes électrogènes dans divers postes et sites importants pour la reconstruction du réseau (postes 380 kV, postes sites de service technique, nœuds de télécommunication, nœuds de réseau importants, etc.). Ces postes et sites se retrouvent à tous les niveaux de tension entre le 380 kV et le 30 kV.

Cette mesure a été présentée à la CREG et validée par celle-ci.

Vu le nombre de postes impactés important ce projet a été étalé sur une année en plus.

5.60 Renouvellement du réseau de fibres optiques

En addition à la problématique de suppression du service « lignes louées » de Proximus explicitée dans les précédents Plans, le réseau fibres optiques, tout comme le réseau haute tension, présente un certain nombre de besoins de remplacements.

Des remplacements de fibres optiques seront donc prévus chaque année en fonction des besoins de remplacement détectés et des synergies identifiées avec d'autres partenaires externes.

5.61 Adaptation des postes identifiés comme saturés au niveau de la place pour l'accueil de productions décentralisées

Ces postes seront analysés en collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné dès l'arrivée d'une demande d'information ou d'étude d'orientation chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution.

Les adaptations nécessaires au poste concerné seront étudiées et une solution permettant la construction de nouvelles travées de raccordement sera établie en concertation entre le Gestionnaire de Réseau de Distribution et le Gestionnaire de Réseau de Transport Local.

La solution identifiée, pour autant qu'elle soit économiquement raisonnable, sera mise en œuvre dès que le projet de production décentralisée se concrétisera par une demande de raccordement officielle.

A ce titre, l'installation d'un coffret Gflex à Hastière, Herbaimont et Villeroux sera réalisée suite à la confirmation de l'arrivée d'une production décentralisée avec accès flexible.

5.62 Relais de fréquence pour délestage automatique

Afin d'assurer la stabilité du réseau et mitiger le risque de black-out tout en se conformant au nouveau Network Code européen (qui sera traduit sous peu en un nouveau Règlement technique), il est prévu de placer dans un certain nombre de postes supplémentaires des relais de fréquence de délestage de charge. Ces postes sont des postes de transformation vers la moyenne tension ou le 30 ou 36 kV à partir des niveaux de tension 220, 150, 70, 30, 36 kV.

La liste des postes concernés est en cours d'établissement en concertation avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution concernés et les autorités compétentes.

5.63 Boucle de l'Est

Depuis plusieurs années déjà, on assiste dans la zone dite de la « boucle de l'Est²¹ » à un important développement de projets de production d'électricité décentralisée. Cette zone du réseau de transport local atteint une saturation avérée.

Afin d'accompagner le déploiement de la production renouvelable en Région wallonne, Elia a mis en service fin 2016 le premier step du renforcement de la Boucle de l'Est, à savoir : le remplacement de la ligne entre les postes Bévercé - Stephanshof – Amel

²¹ Cette zone couvre l'est du territoire de la Région wallonne et comprend le nord de la province de Luxembourg et le sud de la province de Liège.

ainsi qu'entre Stephanshof et Butgenbach par une ligne à deux ternes d'un gabarit 110 kV mais exploitée en 70 kV dans un premier temps.

5.63.1 Boucle de l'Est : Second step de renforcement

La capacité libérée suite au premier step de renforcement étant déjà épuisée sur base de la liste d'attente actuelle, le second step de renforcement est d'ores et déjà planifié. Ce second step consiste d'une part à découpler les réseaux 70 kV entre la zone de Liège et celle de l'est Saint Vith-Malmedy et d'autre part à exploiter dès ce stade un terne entre Brume et Amel en 110 kV.

Ce second step se concrétise donc par les projets suivants :

- mise hors tension de la ligne entre les postes Bévercé et Soiron;
- exploitation du poste 70 kV d'Heid-de-Goreux à jeux de barres séparés afin d'éviter la surcharge de la ligne 70 kV vers Comblain;
- remplacement de la ligne Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts par une ligne double terne gabarit 110 kV ;
- déjumelage des ternes de la ligne Trois-Ponts – Brume (ligne gabarit 220 kV);
- déjumelage des ternes de la ligne Amel – Stephanshof ;
- pose d'un nouveau transformateur injecteur 380 / 110 kV de 300 MVA à Brume ;
- remplacement d'un transformateur 70 / 15 kV par un transformateur 110 / 15 kV de 50 MVA dans le poste Bévercé et découplage du GIS en deux demis double jeux de barre afin de permettre d'exploiter un demi double jeux de barre en 70 kV et l'autre demi double jeux de barre en 110 kV;
- remplacement d'un transformateur 70 / 15 kV par un transformateur 110 / 15 kV de 50 MVA dans le poste Butgenbach ;
- remplacement d'un transformateur 70 / 15 kV par un transformateur 110 / 15 kV de 50 MVA dans le poste Amel et remplacement de la cabine moyenne tension.

La mise en service de ce second step a été décalée de quelques mois compte tenu du scénario des travaux.

5.63.2 Trois-Ponts : transformateurs vers la moyenne tension

Parallèlement à ce second step de renforcement de la boucle de l'Est et afin d'accueillir de la capacité additionnelle aux alentours du poste Brume, il avait été envisagé d'installer une cabine 36 kV à Brume. Cette cabine 36kV aurait été alimentée par le tertiaire 36 kV du nouveau transformateur 380 / 110 kV de 300 MVA qui est nécessaire pour le second step du renforcement de la Boucle.

L'installation de cette cabine 36 kV à Brume est annulée mais l'idée d'installer le transformateur 380 / 110 kV, de manière anticipative au second step de renforcement, est bien conservée. Il a toutefois été décidé d'installer les transformateurs 110 kV / MT et 70 kV / MT de 50 MVA non pas à Brume mais directement à Trois-Ponts suite au coût élevé des câbles MT qu'il aurait fallu installer entre Brume et Trois-Ponts.

La combinaison de cet investissement avec celui de l'installation du nouveau transformateur 380 / 110 kV à Brume permet de dégager avant le step 2 de la Boucle

de l'Est de la capacité en termes d'accueil de productions décentralisées. Cette capacité est suffisante par rapport aux besoins actuellement connus.

5.63.3 Boucle de l'Est : Steps ultérieurs de renforcement

Si le déploiement de la production éolienne dans la zone devait rendre ces renforcements insuffisants, le renforcement des lignes 70 kV Amel – Saint-Vith et Cierreux - Saint-Vith pourrait être envisagé ultérieurement.

De même, le remplacement de la ligne entre Bronrome et Heid-de-Goreux par une ligne double terre au gabarit 110 kV reste à l'état de piste ; ce projet permettant la suppression à plus long terme de la ligne Comblain-Heid-de-Goreux.

5.63.4 Heid-de-Goreux et Saint-Vith : Remplacement des postes

Afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation :

- le remplacement du poste 70 kV Saint-Vith par un nouveau poste au gabarit 110 kV est planifié à l'horizon 2026. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté d'une année;
- le remplacement du poste 70 kV Heid-de-Goreux par un nouveau poste au gabarit 110 kV ainsi que les transformateurs vers la moyenne tension par deux nouveaux transformateurs de 50 MVA est prévu à l'horizon 2024. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté. Le poste 70 kV Heid-de-Goreux évoluera alors vers une configuration de deux transformateurs 70 kV / MT, l'un en repiquage sur la Boucle de l'Est et l'autre en repiquage sur la ligne Rimièrre-Bomal.

5.64 Liège : Vision long terme de la région

La vision long terme dégagée de commun accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné sur la région de Liège permet d'intégrer à la fois:

- les besoins de remplacements ainsi que
- les besoins de renforcements qui sont apparus suite :
 - d'une part à l'augmentation annoncée d'un certain nombre de consommateurs aux alentours de Ans et
 - d'autre part à la fermeture d'un certain nombre de centrales dans la région liégeoise.

Actuellement, la ville de Liège est entourée par un réseau de tension 220 kV qui cohabite avec un réseau 150 kV. La topologie du réseau actuel est telle que le sud et l'est de la ville de Liège sont alimentés en 220 kV via des postes tels que Rimièrè, Seraing, Jupille et Lixhe. Au nord-ouest de la ville, la ligne 150 kV Awirs-Lixhe alimente le poste Bressoux 70 kV. Le réseau 220 kV est plus fort (en avance de phase) que le réseau 150 kV. Cette différence se traduit par une charge plus importante d'un transformateur 220 / 70 kV par rapport à un transformateur 150 / 70 kV s'ils étaient tous deux raccordés au même poste 70 kV. Pour éviter ce déséquilibre, le réseau 70 kV issu d'une transformation 220 kV est exploité séparément du réseau 70 kV issu d'une transformation 150 kV.

Bien que située à proximité de ce réseau 150 kV, Ans est alimentée par le poste 220 kV de Jupille, au sud de la ville. Le réseau est donc dans une situation telle que c'est le sud de la ville qui alimente la charge du nord via le réseau 70 kV.

Suite, d'une part, à la fermeture d'un certain nombre de centrales au niveau de la région liégeoise et, d'autre part, à l'arrivée d'un certain nombre de nouveaux consommateurs dans le nord de la ville, ce transport d'énergie en 70 kV s'avère trop important pour les infrastructures existantes, tant au niveau des transformateurs 220/70 kV qu'au niveau des lignes 70 kV.

La solution retenue historiquement consistait à faire passer la longue ligne 150 kV Awirs-Lixhe en 220 kV ainsi que d'installer un injecteur 220 / 70 kV à Vottem.

Dans l'optique de maximiser l'utilisation des infrastructures existantes et de trouver l'optimum technico-économique, la nouvelle vision long terme préconise le découplage de la poche 70 kV liégeoise en deux poches distinctes :

- la poche nord sera alimentée à terme au départ du 150 kV via cinq transformateurs injecteurs 150 / 70 kV (1 situé à Hannut, 1 situé aux Awirs, 2 à Ans et 1 à Lixhe)
- la poche sud sera quant à elle alimentée à terme au départ du 220 kV via trois transformateurs injecteurs 220 / 70 kV (1 situé à Rimièrè, 1 à Sart-Tilman et 1 à Seraing)

Afin d'aboutir à cette configuration, plusieurs restructurations de poches doivent être réalisées, lesquelles sont explicitées dans les paragraphes ci-dessous:

- Poche Ans-Glain (paragraphe 5.64.1) : ouverture d'un poste 150 kV à Ans, installation de deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA à Ans et fermeture du poste 70 kV Glain ;
- Poche Bressoux-Ans (paragraphe 5.64.2) : fermeture du poste 70 kV de Bressoux, remise en service de la ligne 70 kV Ans-Vottem, déplacement du transformateur injecteur 150 / 70 kV de 145 MVA de Bressoux vers Ans ;
- Poche Jupille-Sart-Tilman (paragraphe 5.64.3) : déplacement du transformateur injecteur 220 / 70 / 70 kV de Jupille vers Sart-Tilman (liaison 220 kV vers Sart-Tilman à créer) et suppression des postes 70 kV de Jupille et de Romsée ;
- Poste Awirs 150 kV (paragraphe 5.64.4) : installation d'un transformateur injecteur de 145 MVA ;
- Poche Seraing-Romsée (paragraphe 5.64.5) : suppression de l'injection 220 / 70 kV à Romsée et renforcement de la transformation 220 / 70 kV à Seraing;
- Boucle de Hesbaye et du Condroz (paragraphe 5.64.6) : installation d'un transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA à Hannut.

5.64.1 Ans - Glain : Restructuration de la poche

La restructuration de la poche Ans – Glain consiste en les travaux suivants :

- A l'horizon 2019:
 - création d'un nouveau poste 150 kV au niveau de Ans ;
 - installation de deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA au poste Ans ;

Suite à la mise en service de ces transformateurs 150 / 15 kV, le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné procédera au transfert des charges de Glain vers Ans. Ceci permettra la suppression du poste Glain 70 / 6 kV ainsi que des 700 mètres de la ligne 70 kV, qui constitue l'antenne vers Glain 70 kV. A la demande du Gestionnaire de Réseau de Distribution, la suppression de Glain a été décalée d'une année.

La cabine 6 kV de Glain devenant une cabine de dispersion, sa propriété sera alors entièrement transférée au Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné.

- A l'horizon 2023 (décalage d'un an par rapport au Plan d'Adaptation de l'année passée pour assurer une synchronisation correcte de l'ensemble des projets relatifs au fil rouge de Liège) :
 - Installation d'un second transformateur 150 / 70 kV de 145 MVA à Ans ;
 - Remplacement de la portion des jeux de barre 70 kV en cuivre et remplacement des travées associées;
 - Ajout des travées nécessaires à Ans 70 kV (voir également paragraphe 5.64.7 portant sur la suppression de Montegnée 70 kV).

5.64.2 Bressoux – Ans : restructuration de la poche

La restructuration aux alentours de Bressoux et Ans est représentée par les schémas unifilaires suivants.

Au niveau du réseau 150 kV :

- Schéma unifilaire après construction du poste 150 kV Ans (voir paragraphe 5.64.1) :

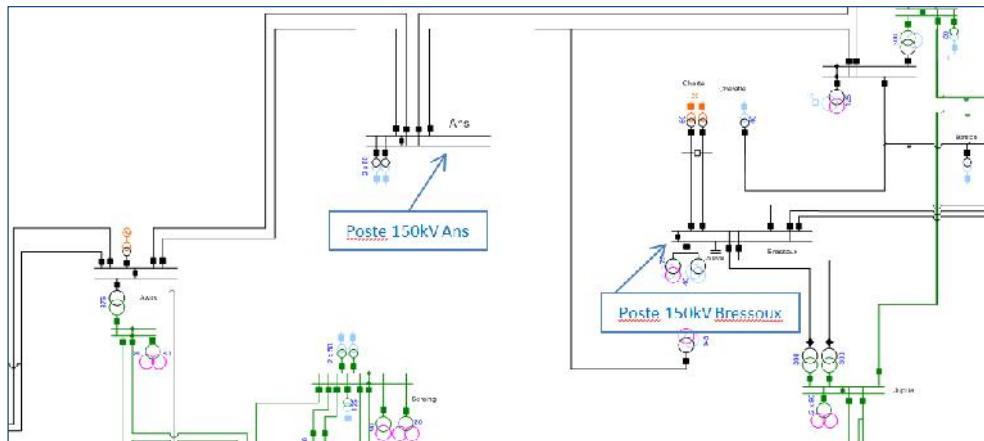


Figure 5.8 - Ans – Bressoux après construction du poste 150 kV Ans

- Après le projet Bressoux:

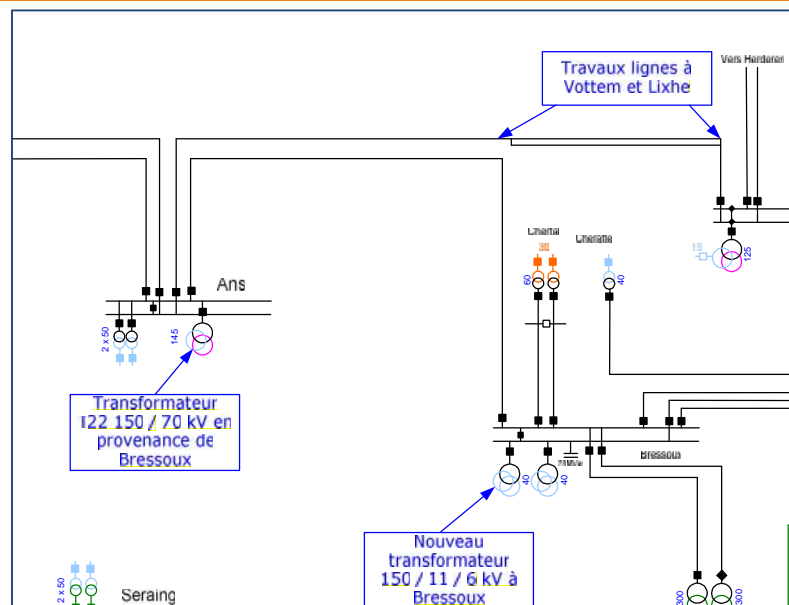


Figure 5.9 - Ans – Bressoux après le projet Bressoux

Au niveau du réseau 70 kV :

- Avant travaux :

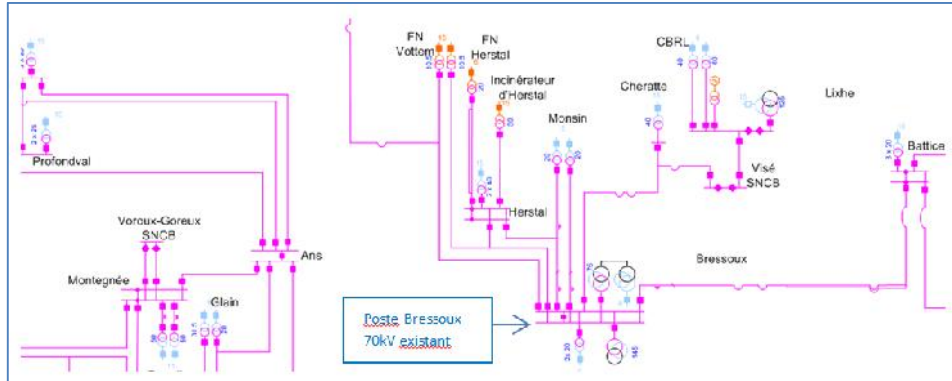


Figure 5.10 - Ans-Bressoux schéma 70 kV actuel

- Après travaux :

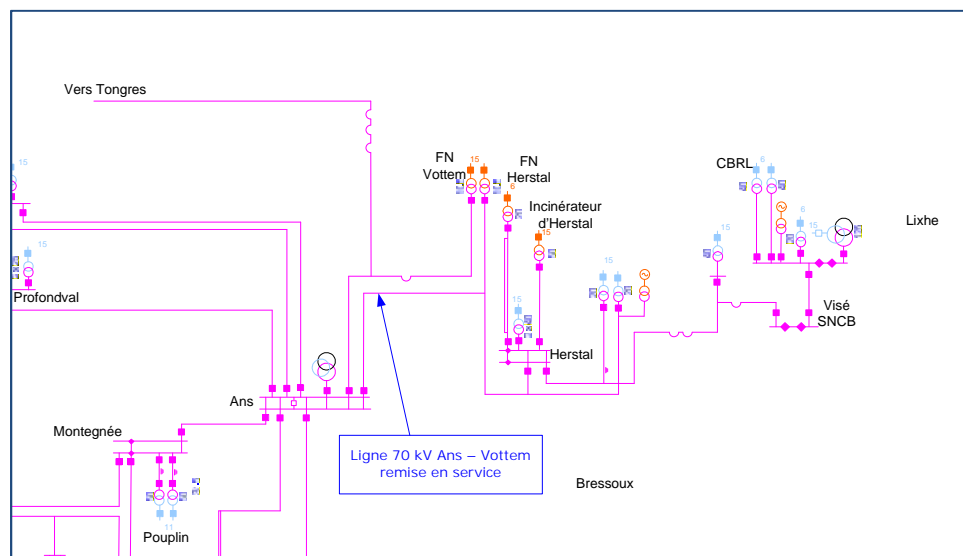


Figure 5.11 - Ans-Bressoux schéma 70 kV après travaux

Ceci se traduit par les travaux suivants :

- La suppression du poste 70 kV Bressoux ;
- Des travaux sur les lignes 150 kV aux environs de Vottem et de Lixhe ;
- L'installation d'un nouveau transformateur 150 / 11 / 6 kV à Bressoux de 40 MVA en remplacement des deux transformateurs 70 / 6 kV ;
- La suppression du transformateur T21 150 / 70 / 6 kV de 75 MVA à Bressoux ;
- Le déplacement du transformateur T22 150 / 70 kV de 145 MVA de Bressoux vers Ans ;
- La remise en service de la ligne 70 kV Ans-Vottem double terre ;
- A noter que les deux points ci-dessus impliquent trois travées 70 kV supplémentaires sur le poste Ans. Le remplacement des armoires de comptage à Ans sera également réalisé lors de ce projet.

Suite à un retard dans le cadre de l'exécution des travaux, la mise en service d'un certain nombre de ces projets a été décalée en 2020.

Le remplacement de la cabine moyenne tension à Bressoux sera réalisé par le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné après les projets mentionnés ci-dessus.

5.64.3 Jupille – Sart-Tilman : Restructuration de la poche

La restructuration de la poche Jupille – Sart-Tilman consiste en les travaux suivants :

- Déplacement du transformateur injecteur 220 / 70 / 70 kV de Jupille vers Sart-Tilman, ce qui implique :
 - Nouvelle liaison 220 kV de ~1 km vers Sart-Tilman (repiquage sur la liaison 220-530 Seraing – Romsée) ;
 - Infrastructure et travée 220 kV à Sart-Tilman ;
 - Déplacement du transformateur injecteur 220 / 70 / 70 kV de Jupille vers Sart-Tilman ;
 - Nouvelle travée 70 kV à Sart-Tilman ;
- Démolition du poste 70 kV à Jupille ;
- Mise hors service du poste 70 kV Romsée, décalée d'une année en raison des retards rencontrés dans le cadre de la restructuration de la poche Seraing – Romsée (voir paragraphe 5.64.5).

5.64.4 Poste Awirs 150 kV : nouveau transformateur 150 / 70 kV

Un transformateur injecteur 150 / 70 kV de 145 MVA sera installé au poste Awirs à l'horizon 2022. Le projet a été décalé de 2 ans pour une question de synchronisation des projets de l'ensemble du fil rouge de Liège.

5.64.5 Seraing-Romsée : Restructuration de la poche

La restructuration de la poche Seraing-Romsée a trait aux travaux suivants :

- Mise hors service du transformateur 220 / 70 / 15 kV de 90 MVA à Romsée et déplacement vers Houffalize. Il viendra ainsi remplacer le transformateur 220 / 70 / 15 kV de 60 MVA de Houffalize ; ce qui permettra de lever un frein à l'accueil de productions décentralisées supplémentaires dans le Boucle de l'Est, une fois le second step de renforcement réalisé;
- Modifications de la sortie des secondaires du transformateur 220 / 70 / 70 kV (2 x 80 MVA) déjà installé à Seraing pour que les deux secondaires alimentent le poste de Tilleur (récupération pour les besoins du réseau d'un des deux secondaires qui était précédemment dédié à un client industriel). A noter que les deux secondaires ne seront pas jumelés contrairement à ce qui avait été annoncé dans le précédent plan suite à des questions de difficultés techniques de réalisation ;
- Tirage du second terne 70 kV entre Seraing et Tilleur (1.1 km) pour évacuer la puissance des deux secondaires du transformateur 220 / 70 / 70 kV ;
- Déplacement du transformateur 220 / 70 / 15 kV de Houffalize à Seraing pour réalimenter le client industriel et installation de deux nouvelles travées GIS 220 kV (une travée pour le nouveau transformateur et une travée couplage).

Les travaux relatifs à Seraing ont été retardés par rapport au plan précédent suite à des discussions au niveau de la formalisation de l'accord avec le client industriel.

5.64.6 Boucle de Hesbaye et du Condroz et nouveau poste à Hannut

Initialement exploité en antennes, le réseau 70 kV de NETHYS est actuellement exploité et bouclé avec le réseau Elia. Il participe aux échanges d'énergie dans le réseau maillé de la région Liégeoise.

C'est ainsi que la boucle 70 kV de Hesbaye (reliant les postes Fooz, Saives, Hannut, Croix-Chabot et Ampsin), d'une part, et la boucle 70 kV du Condroz (reliant les postes Abée-Scry, Anthisnes, Poulseur, Esneux et Rivage), d'autre part, doivent être renforcées face aux augmentations de la consommation qui ont été observées ces dernières années dans ces régions.

Deux projets sont ainsi définis :

- Le premier consiste à soutenir à la fois la boucle de Hesbaye et la boucle du Condroz par le transformateur injecteur de Rimièrre 220 / 70 / 70 kV et ce en créant deux axes 70 kV : entre Rimièrre et Abée-Scry, d'une part, et entre Rimièrre et Ampsin, d'autre part. Pour ce faire, il est envisagé de réutiliser la ligne au gabarit 150 kV entre les postes Gramme et Rimièrre dans le réseau de transport local 70 kV en combinaison avec la ligne 70 kV existante Abée-Scry et Ampsin. Cependant, suite à un arrêt du Conseil d'Etat, les travaux ont été reportés en 2019.
- Le second projet consiste à installer un nouveau poste 150 kV à Hannut. Ce nouveau poste accueillera un transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA. Cette

solution permet non seulement de soutenir efficacement la boucle de Hesbaye mais permet de répondre également à d'autres besoins identifiés dans la zone :

- besoin de transformateurs injecteurs 150 / 70 kV à installer dans le nord de Liège;
- possibilité à terme d'offrir une seconde alimentation de la cabine moyenne tension de Hannut;
- possibilité à terme d'ouvrir un hub de productions décentralisées si le besoin se confirme ;
- la ligne 70 kV Ampsin – Hermalle ne devra par ailleurs plus être renforcée par une nouvelle liaison 70 kV double terre qui aurait été nécessaire lors du découplage effectif des deux poches 70 kV du réseau liégeois.

Ce nouveau poste accueillera également deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA pour alimenter la cabine moyenne tension existante et ce en remplacement de l'unique transformateur 70 kV / MT existant appartenant à NETHYS. Le poste 70 kV de NETHYS sera à ce niveau supprimé.

Suite à une redéfinition du scope du projet et des difficultés rencontrées dans le cadre de l'achat de terrain, sa mise en service a été décalée en 2021.

5.64.7 Liège : Rationalisation des lignes 70 kV

Une fois ces restructurations réalisées, la ligne 70 kV Ans – Jupille pourra être démantelée. En raison du décalage d'un certain nombre de projets sur Liège, le démontage de cette ligne a dû être décalé d'une année.

De même, la ligne 70 kV Bévercé – Soiron – Romsée pourra être démantelée une fois que les restructurations envisagées dans la vision long terme sur Liège auront été réalisées ainsi que le second step de renforcement de la Boucle de l'Est (voir paragraphe 5.63) et la restructuration de la poche Pepinster – Turon (voir paragraphe 5.85). Suite au retard rencontré dans ces projets, le démontage de la ligne a été décalé en conséquence.

Suite à une réorganisation interne des priorités, le démontage de la ligne 70 kV Ougrée – Sart-Tilman hors service depuis de nombreuses années a été reportée à l'horizon 2020.

Finalement, la suppression du poste 70 kV Montegnée ainsi que la ligne 70 kV Ans-Montegnée peut être envisagée moyennant la pose de deux nouveaux câbles 70 kV entre le poste Ans et le poste Montegnée. Ces deux nouveaux câbles permettront le raccordement en direct des transformateurs de Pouplin sur le poste Ans 70 kV. A cette occasion, la basse tension du poste Pouplin 70 kV sera également rénovée. Le timing de ces projets a été synchronisé avec celui de l'installation d'un second transformateur injecteur 150 / 70 kV à Ans (décalage d'un an par rapport au Plan d'Adaptation de l'année passée pour assurer une synchronisation correcte de l'ensemble des projets relatifs au fil rouge de Liège).

5.65 Angleur – Grivegnée : Restructuration de la poche

5.65.1 Angleur : rénovation de la cabine 6 kV

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné, il est prévu de remplacer la cabine 6 kV d'Angleur par une cabine prévue pour une tension nominale de 11 kV. Des selfs seront également placées par Elia à la sortie des transformateurs 70 / 6 kV afin de limiter le courant de court-circuit et permettre ainsi de supprimer l'ensemble des selfs sur les feeders de la distribution.

Suite à des retards dans le cadre de la procédure d'obtention de permis, la fin de l'exécution du projet aura lieu en 2020.

5.65.2 Grivegnée 70 et 6 kV (Elia) : Suppression du poste

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné et au vu des besoins de remplacement se manifestant à Grivegnée, les travaux suivants sont prévus:

- Suppression du poste 70 kV et 6 kV Grivegnée ;
- Renforcement de la transformation vers le 15 kV à Angleur via l'ajout d'un second transformateur 70 / 15 kV de 25 MVA ;
- Les charges de Grivegnée 15 et 6 kV seront réalimentées par le Gestionnaire de Réseau de Distribution au départ de Angleur 15 et 6 kV via des câbles moyenne tension.

Suite à des difficultés rencontrées dans le cadre de la procédure d'obtention des permis pour la rénovation de la cabine 6 kV Angleur, le projet est postposé à 2021.

5.65.3 Grivegnée 70 (NETHYS) et 15 kV (RESA): Suppression du poste

Suite à la réalimentation des charges de Grivegnée 15 kV au départ de Angleur 15 kV, Nethys supprimera dans le même ordre d'idée leur poste 70 kV et RESA leur cabine 15 kV.

Suite à des difficultés rencontrées dans le cadre de la procédure d'obtention des permis pour la rénovation de la cabine 6 kV Angleur, le projet est postposé à 2021.

5.66 Région d'Eupen : Vision long terme

5.66.1 Lixhe – Bressoux – Battice – Eupen : Nouvelle liaison 150 kV

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la région d'Eupen, la solution retenue est la création d'une liaison mixte 150 kV entre Lixhe, Battice et Eupen.

Cette liaison se fera en deux tronçons :

- Un premier en ligne aérienne, entre Lixhe et Rabosée, pour lequel il est prévu d'utiliser la ligne existante 150 kV entre Lixhe et Bressoux.
- Le second tronçon prévoit la pose d'un câble souterrain 150 kV entre Rabosée et Battice ainsi que la création d'un poste de transition ligne-câble à Rabosée.

Une transition ligne-câble sera finalement prévue au niveau du poste de Battice de même que des travaux sur la ligne 70-937 pour le passage en 150 kV entre Battice et Garnstock.

Une fois la liaison 150 kV Lixhe-Battice-Eupen mise en service, un nouveau transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA à Battice sera mis en repiquage sur la liaison en question.

Par ailleurs, la seconde alimentation de la cabine moyenne tension sera assurée via un nouveau transformateur 70 / 15 kV de 50 MVA qui sera alimenté en antenne via la ligne Battice - Petit-Rechain.

La rénovation de la cabine moyenne tension pourra s'intégrer harmonieusement dans ce cadre. L'installation de la cabine aura lieu en 2018 mais sa mise en service avec le nouveau transformateur 150 / 15 kV a été reportée de quelques mois suite à un retard rencontré dans la phase d'exécution des travaux.

Au terme de ces travaux, la portion de 1.2 km de ligne 70 kV entre Garnstock et Eupen pourra être démantelée.

Le démontage de la ligne 70 kV Bressoux – Battice entre les pylônes P8 et P112 a été réalisé en 2018. Les travaux de maintenance et d'entretien sont limités dans la région afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement et ce jusqu'à la mise en service du câble 150 kV Rabosée – Battice.

5.66.2 Cheratte : Rénovation du poste

Afin de résoudre une problématique liée au bruit et afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation, il a été décidé de procéder à une rénovation totale du poste de Cheratte :

- Le poste 70 kV disparaîtra ;
- Le transformateur 70 / 15 kV et le transformateur 150 / 15 kV seront remplacés par deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA
- Le poste 150 kV sera totalement rénové et des mesures spécifiques pour réduire le bruit seront prises.

A noter qu'à l'occasion de ces travaux, les deux transformateurs 150 / MT de Cheratte seront alimentés en direct au départ de Bressoux. Le transformateur 150 / MT ne sera ainsi plus alimenté en repiquage sur la ligne 150 kV Lixhe – Bressoux comme c'est le cas actuellement.

Suite à des retards pris dans la phase d'étude détaillée, la mise en service du projet a été décalée d'un an.

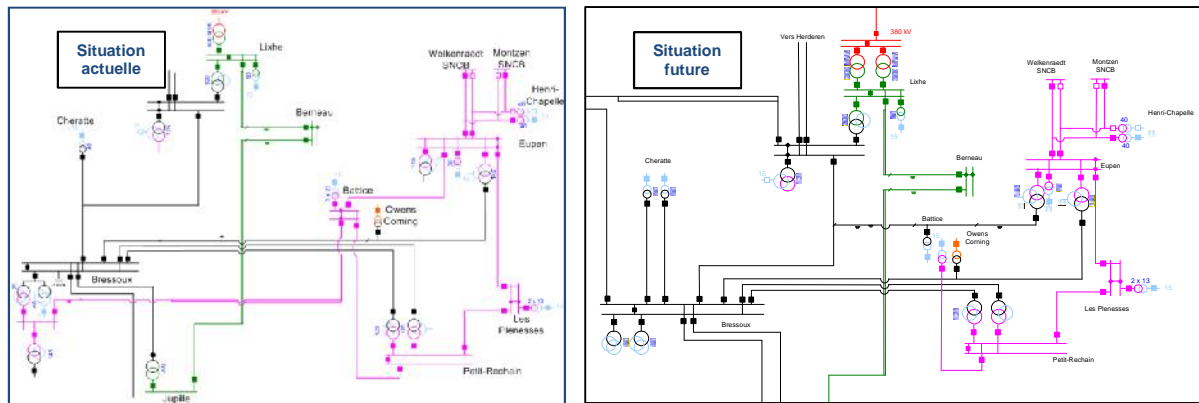


Figure 5.12 - Evolution zone Eupen

5.67 Saint-Mard : Nouveau transformateur 220 / 15 kV et suppression du poste 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'alimentation, il est prévu de :

- Jonctionner les lignes 70-344 et 70-319 afin de bypasser l'ancien poste 70 kV de Saint-Mard
- Supprimer le poste 70 kV de Saint-Mard ainsi que le transformateur 70 / 15 kV ;
- Remplacer ce transformateur 70 / 15 kV par un nouveau transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA

5.68 Rimièrè 70 kV : Rénovation basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les armoires de protection 70 kV et les généralités basse tension du poste Rimièrè 70 kV ainsi qu'un certain nombre d'équipements haute tension qui arrivent en fin de vie.

Suite à des retards rencontrés dans le cadre de l'exécution du projet, la mise en service a été décalée d'un an.

A noter que, pour les travées lui appartenant, Nethys procédera, et ce en parfaite synergie avec Elia, au remplacement des équipements basse tension ainsi que le remplacement d'un certain nombre d'équipements haute tension.

5.69 Bomal – Soy : Vision long terme

La région de Bomal – Soy a fait l'objet d'une étude long terme tenant compte des éléments suivants :

- besoins de remplacement des postes Bomal et Soy à moyen terme ;
- besoins de remplacement à plus long terme de la liaison 70 kV Bomal – Comblain ;

Au vu de ces différents éléments et suite à la confirmation par le Gestionnaire du Réseau de Distribution concerné qu'un second transformateur vers la moyenne tension n'est plus nécessaire à Soy, les projets suivants sont prévus:

- au niveau du poste Soy : rénovation de la travée 70 kV du transformateur 70 / 15 kV. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été décalé;
- au niveau du poste Bomal : remplacement du poste 70 kV par un poste au gabarit 110 kV. Dans le cadre de ce projet, la cabine moyenne tension sera également rénovée. Le timing de ces projets a dû être décalé suite à des difficultés rencontrées dans le cadre de l'établissement du plan d'implantation et dans le scénario des travaux;
- à plus long terme, il est envisagé de créer une liaison 220 kV entre la ligne 220.501 Villeroux – Rimièrè et le poste Bomal ainsi que la mise en place d'un transformateur injecteur 220 / 70 kV au niveau de Bomal, ceci permettant la suppression de la ligne 70 kV Bomal – Comblain ;
- Marcourt 220 kV deviendra alors un poste avec jeu de barres.

5.70 Marcourt : Rénovation de la cabine moyenne tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu un projet de remplacement de la cabine moyenne tension et des armoires de protection du poste 70 kV Marcourt. La mise en service du projet a été retardée suite à des retards pris dans la phase d'étude. Il est toutefois encore analysé en interne et en collaboration avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné si la date de mise en service de la cabine moyenne tension pourrait être maintenue en 2020.

5.71 Spa : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension

A Spa, il est prévu de remplacer le transformateur T1 70 / 10 kV de 20 MVA, qui arrivera en fin de vie, par un nouveau transformateur de 40 MVA ainsi que les armoires de protection des deux transformateurs. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été décalé d'une année.

5.72 Villers-sur-Semois : Rénovation du poste 70 kV

Le projet au poste Villers-sur-Semois consiste à rénover entièrement le poste 70 kV tant la partie haute tension (laquelle sera remplacée au gabarit 110 kV) que la partie basse tension en raison de la fin de vie prochaine des équipements. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.73 Bonnert : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension

Le projet au poste Bonnert 70 kV consiste à remplacer le transformateur T2 70 / 15 kV de 20 MVA qui arrivera en fin de vie par un nouveau transformateur de 25 MVA ainsi que les armoires de protection des travées 70 kV. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.74 Eupen : Rénovation de la basse tension et de quelques équipements haute tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les armoires de protection du poste Eupen 70 kV ainsi qu'un certain nombre d'équipements haute tension qui arrivent en fin de vie. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.75 Engis : Nouveau poste et suppression des postes 70 kV Ehein et Hermalle-sous-Huy

Le poste 70 kV Ehein présente une configuration atypique composée de trois transformateurs 70 / 15 kV alimentant d'une part un client industriel et d'autre part la distribution. Le transformateur principal alimentant le client industriel arrive en fin de vie. Des discussions entre Elia, le Gestionnaire de Réseau de Distribution et le client industriel sont en cours pour déterminer le futur du raccordement du client en fonction de sa vision d'évolution de sa -charge sur le long terme.

Par ailleurs, le reste du poste 70 kV Ehein et le poste 70 kV Hermalle-sous-Huy ainsi que la cabine moyenne tension associée présentent un certain nombre de besoins de remplacements. En étroite collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution, il a été décidé:

- D'ouvrir un nouveau poste au niveau du zoning d'Engis (en face d'Hermalle-sous-Huy sur la rive droite de la Meuse) comprenant deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA. Le Gestionnaire de Réseau de Distribution y installera une nouvelle cabine moyenne tension;

- De supprimer à Ehein l'alimentation de la cabine 15 kV au départ du 70 kV. A noter que la démolition de l'entièreté du poste Ehein dépend de l'avenir du raccordement du client industriel;
- Du démontage du poste 70 kV Hermalle-sous-Huy.

La cabine moyenne tension Ehein deviendra alors une cabine de dispersion réalimentée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution par des câbles moyenne tension au départ de la nouvelle cabine moyenne tension située à Engis. La propriété de la cabine Ehein sera dans ce cadre transférée au Gestionnaire de Réseau de Distribution.

La cabine moyenne tension Hermalle-sous-Huy sera supprimée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution.

La mise en service du poste Engis 70 kV a été décalée d'un an suite à des retards rencontrés dans le cadre de la procédure d'obtention des permis.

5.76 Sclessin : Rénovation du poste 70 kV

Afin d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer entièrement le poste Sclessin 70 kV.

Le remplacement des câbles 15 kV entre les transformateurs 70 / 15 kV et la cabine 15 kV sera réalisé dans le cadre de ce projet afin d'augmenter la puissance conventionnelle délivrable sur le poste Sclessin 15 kV.

A noter qu'à l'occasion de ce projet, les transformateurs 15 / 6 kV, actuellement alimentés en biberon sur les transformateurs 70 / 15 kV, seront raccordés directement sur la cabine 15 kV via deux cellules feeders dédiées. Ceci limitera la puissance conventionnellement délivrable sur le poste Sclessin 6 kV. Mais cela ne pose pas de problèmes au Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné étant donné la suppression à terme de ce niveau de tension.

5.77 Herstal : Rénovation des protections 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation, les protections 70 kV ainsi que quelques équipements haute tension sont prévus d'être remplacés dans le poste 70 kV Herstal.

5.78 Seraing - Ougrée : Restructuration

Suite aux besoins de remplacement sur le poste Ougrée, d'une part, et à l'apparition de nouvelles demandes de raccordement au niveau de la distribution aux environs du poste Seraing, d'autre part, une réflexion a été réalisée avec le Gestionnaire du Réseau de Distribution concerné et un client industriel important de la zone.

La solution retenue consiste en la disparition complète du poste Ougrée 70 et 6 kV et en l'ouverture d'une nouvelle cabine de distribution 15 kV à Seraing alimentée via deux

nouveaux transformateurs 220 / 15 kV de 50 MVA. Les deux nouveaux transformateurs 220 / 15 kV de Seraing ont été mis en service par Elia en juin 2018.

5.79 Fays-les-Veneurs : Rénovation du poste 70 kV et remplacement des transformateurs

Le remplacement des 2 transformateurs 70 / 15 kV de 13 et 14 MVA par 2 transformateurs de 25 MVA au poste Fays-les-Veneurs trouve sa justification dans plusieurs raisons :

- risque de dépassement à terme de la puissance conventionnelle délivrable ;
- changement de couplage et ;
- besoins de remplacement à court terme.

Par ailleurs, il est prévu, afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, de remplacer le poste 70 kV Fays-les-Veneurs par un poste gabarit 110 kV ainsi que de procéder au remplacement de la cabine moyenne tension.

L'ensemble du projet a été décalé d'une année suite à des retards rencontrés dans le cadre de la définition du projet et des difficultés liées à l'achat de terrain.

5.80 Orgeo : Rénovation du poste 70 kV

Il est prévu de remplacer le poste 70 kV Orgeo en 2023. Le transformateur 70 / 15 kV existant sera maintenu lors de ce projet.

5.81 Les Plenesses : Remplacement des transformateurs et de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les deux transformateurs 70 / 15 kV par deux nouveaux transformateurs de 25 MVA ainsi que les armoires de protection du poste 70 kV Les Plenesses. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.82 Herbaimont : Remplacement des transformateurs et de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les deux transformateurs 70 / 15 kV par deux nouveaux transformateurs de 25 MVA ainsi que les armoires de protection du poste 70 kV Herbaimont. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.83 Marche-en-Famenne : Renforcement de la transformation vers la moyenne tension

Les prévisions de consommation indiquent un dépassement limité de la puissance conventionnelle délivrable sur le poste Marche-en-Famenne à partir de 2018. Néanmoins, l'analyse approfondie des profils de consommation montre qu'un éventuel dépassement resterait non problématique (en termes de fréquence et de durée).

L'investissement de renforcement consistant en l'installation de deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA en lieu et place des transformateurs 70/15 kV de 20 MVA a été de ce fait reporté en 2023 ; l'année de mise en service du projet sera réévaluée annuellement en fonction d'un examen approfondi du profil de consommation.

D'ici le projet de renforcement des transformateurs, Elia assume le risque de dépassement de la puissance conventionnellement délivrable et cela n'aura pas d'impact sur l'acceptation des demandes de raccordement par Elia qui ont été identifiées par le Gestionnaire de Réseau de Distribution.

5.84 Neufchâteau : Rénovation du poste

Afin d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'alimentation, le projet sur le poste Neufchâteau prévoit le scope suivant :

- Remplacement complet du poste 70 kV ;
- Installation de ventilateurs sur le transformateur T1 (ce point pourra être avancé au cas où un projet de parc éolien se concrétise chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution) ;
- Mise à la mitraille du transformateur T2 et remplacement par un transformateur 70 / 15 kV de 20 MVA venant de Pondrôme (après installation de ventilateurs sur celui-ci) ;
- Remplacement de la cabine moyenne tension.

Le timing de l'entièreté du projet a été décalé d'un an suite à des retards rencontrés dans le cadre de la procédure de permis.

5.85 Poche Turon – Pepinster : Restructuration

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement et conformément aux visions long termes combinées de Liège (voir paragraphe 5.64) et de la Boucle de l'Est (voir paragraphe 5.63), il est prévu de faire évoluer la poche Turon-Pepinster vers la configuration ci-dessous:

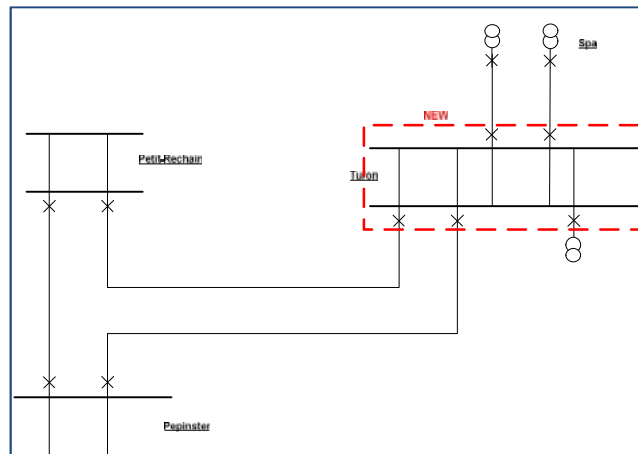


Figure 5.13 - Evolution Turon-Spa

Ceci implique les travaux suivants :

- Remplacement de l'entièreté du poste 70 kV Pepinster ;
- Ajout de trois travées 70 kV supplémentaires au niveau du poste Turon : 2 travées vers Spa et 1 travée supplémentaire vers Petit Rechain. Par ailleurs, la travée vers Pepinster sera entièrement équipée à l'occasion de ce projet.

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

5.86 Neufchâteau : Accueil de productions décentralisées

Différents parcs de production s'étaient manifestés aux alentours de Neufchâteau. Si un certain nombre d'entre eux se concrétisent, le réseau haute tension, en particulier la liaison 70-306 entre Orgéo et Neufchâteau, arriverait à saturation.

Afin de lever cette congestion, l'idée serait de mettre hors service la liaison 70-306 et de reconstituer un circuit entre Orgeo – Neufchâteau – Respelt en posant une nouvelle liaison gabarit 110 kV entre la ligne 70-301 et le poste 70 kV Neufchâteau.

Des travaux de lignes sont également à prévoir sur la liaison Neufchâteau – Longlier – Respelt. Un tel investissement est conditionné, d'une part, par la fermeture effective du poste Longlier Infrabel et, d'autre part, par la confirmation de l'arrivée des productions décentralisées. Au vu de ces éléments, le projet a été décalé d'une année.

5.87 Ampsin 70 kV : Rénovation de la haute et basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Ampsin consiste à rénover complètement le poste 70 kV. A l'occasion de ce projet, les deux transformateurs existants seront remplacés par deux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été avancé d'un an.

A noter que le transformateur 70 / 15 kV de 20 MVA en provenance de Saint-Mard sera installé en remplacement du transformateur 70 / 15 kV de 13.3 MVA à Ampsin fin 2018 afin d'augmenter la puissance conventionnellement délivrable sur le poste.

5.88 Cierreux 70 kV : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Cierreux consiste à rénover la basse tension du poste 70 kV. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été décalé.

5.89 Ivoz 70 kV : Rénovation

5.89.1 Ivoz 70 kV (Elia) : rénovation basse tension et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Ivoz consiste à rénover la haute et la basse tension du poste 70 kV. Vu les besoins importants tant dans le poste 70 kV qu'au niveau de la cabine MT, le projet a été postposé afin d'établir une vision long terme commune avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné.

5.89.2 Ivoz 70 kV (NETHYS) : travaux de mise en sécurité

Nethys prévoit un projet pour une mise en conformité de la travée haute tension leur appartenant et consistant :

- au montage de protections mécaniques au niveau des commandes du disjoncteur ;
- à l'installation de passerelles d'accès à la commande du disjoncteur.

En raison d'une réorganisation interne des priorités, le projet a été décalé d'un an.

5.90 Lixhe 70 kV : Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Lixhe 70 kV consiste à rénover entièrement le poste 70 kV. Suite à une réorganisation interne des priorités, le projet a été décalé.

5.91 Sart-Tilman 70 kV : Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Sart-Tilman consiste à rénover la basse tension du poste 70 kV ainsi que quelques équipements haute tension mais également à remplacer les trois transformateurs 70 / 15 kV (2 * 20 MVA et 1 * 18 MVA) par deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA.

5.92 Tilleur 70 kV : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Tilleur consiste à rénover la basse tension du poste 70 kV. En raison d'une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.93 Latour : Rénovation

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le poste Latour 70 kV sera supprimé ; les deux transformateurs 70 / 15 kV étant remplacés par un nouveau transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA en repiquage sur la ligne 220 kV.

A noter que ce projet ne permettra toutefois pas d'augmenter la Sn-1 en raison de limitations de certains équipements présents dans la cabine MT (en particulier un transformateur de courant de 1000A).

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

5.94 Alleur 70 kV: Rénovation (NETHYS)

Suite à un dépassement de la puissance de court-circuit, Nethys a planifié de remplacer les différentes travées haute tension.

Dans un second temps, il sera envisagé de remplacer la cabine 15 kV pour accueillir 2 nouveaux transformateurs 70 / 15 kV 50 MVA.

5.95 Croix-Chabot 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover le poste 70 kV Croix-Chabot.

Le projet de rénovation ayant pris du retard dans le cadre de la définition du projet, une solution de raccordement temporaire du nouveau producteur éolien sera mise en œuvre dans l'attente du nouveau poste 70 kV.

5.96 Awirs 70 kV : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet aux Awirs consiste à rénover la basse tension du poste 70 kV.

5.97 Henri-Chapelle 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover le poste 70 kV Henri-Chapelle.

5.98 On 70 kV: Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover la basse tension du poste 70 kV On ainsi que quelques équipements haute tension.

5.99 Bressoux 150 kV et Monsin 70 kV: Restructuration

Au vu des besoins de remplacement au niveau de Monsin tant dans le poste 70 kV que dans la cabine MT et au vu de l'exiguïté du poste, il a été convenu avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné la vision long terme suivante :

- Suppression du poste 70 kV de Monsin ainsi que de la cabine MT ;
- Installation par Elia d'un nouveau transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA à Bressoux, en remplacement du transformateur T23 150/15-11/6kV de 40 MVA existant ;
- Ouverture par le Gestionnaire de Réseau de Distribution d'une nouvelle cabine 15 kV à Bressoux alimentée à partir du T24 150/15-11/6kV de 40 MVA et par le nouveau transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA. La cabine 6 kV de Bressoux sera réalimentée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution via deux transformateurs 15 / 6 kV.

Le timing de ce projet est en cours de discussion avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution et est susceptible d'être avancé en fonction de l'arrivée d'un nouveau consommateur qui se raccorderait en moyenne tension.

5.100 Petit-Rechain 70 kV: Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover la basse tension du poste 70 kV Petit-Rechain ainsi que quelques équipements haute tension.

5.101 Stembert 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover la basse et la haute tension du poste 70 kV Stembert.

5.102 Arlon – Aubange 70 kV: Remplacement de la ligne 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement tout en augmentant le potentiel de raccordement de productions décentralisées dans la région, il est envisagé de remplacer la ligne 70 kV Arlon – Aubange par une ligne double terne gabarit 110 kV.

5.103 Romsée - Magotteaux : Restructuration

Au vu des besoins de remplacement au niveau de Magotteaux et de sa proximité avec le poste Romsée 220 kV, il a été convenu avec NETHYS et avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné la vision long terme suivante :

- Suppression du poste 70 kV Magotteaux ;
- Reprise de la charge 15 kV de Magotteaux sur Romsée 15 kV par le Gestionnaire de Réseau de Distribution.

Une fois ces travaux effectués, une rationalisation des lignes 70 kV aux alentours de Magotteaux pourrait être réalisée.

Si la charge sur Romsée 15 kV devenait trop élevée à l'avenir, un troisième transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA serait installée sur le poste Romsée.

5.104 Pondsôme : Rénovation du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension

Le projet de remplacement des transformateurs trouve son origine d'une part dans la nécessité d'harmoniser les couplages et, d'autre part, dans la nécessité d'augmenter la puissance conventionnelle délivrable, compte tenu des prévisions d'évolution de charge. Des nouveaux transformateurs de 25 MVA seront installés.

Le remplacement des travées haute tension, des armoires de protections et des généralités 70 kV sera réalisé en synergie avec le remplacement des transformateurs. Un nouveau blindé gabarit 110 kV sera installé.

Elia et le Gestionnaire de Réseau de Distribution se sont également mis d'accord pour réaliser la rénovation de la cabine moyenne tension en même temps. La mise en service de la cabine aura lieu en 2018, soit un an plus tôt que prévu dans le précédent plan.

Elia assume le risque de dépasser la Sn-1 de 2018 à 2019 ; ceci se fera sans impact sur le raccordement des nouvelles augmentations de charges prévues chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné.

5.105 Les Isnes : Evolution

Si une évolution de la consommation était annoncée dans le zoning des Isnes, un renforcement de l'alimentation pourrait être envisagé via l'ajout d'un second transformateur 70/12 kV de 50 MVA ainsi que le déjumelage des ternes de la ligne Waret-Les Isnes et la pose d'un second câble gabarit 110 kV entre la ligne et le poste. Deux circuits seront créés : Seilles – Les Isnes et Champion - Les Isnes.

Une autre option, actuellement privilégiée, serait de mettre le second transformateur de Les Isnes en antenne sur Leuze de façon à garder la liaison Seilles-Champion, qui est plus directe. Pour cela, il faut prévoir la réhabilitation du tronçon Leuze-Waret ainsi qu'une nouvelle travée à Leuze.

Cette évolution sera mise en œuvre deux ans après la confirmation de l'évolution de charge par le Gestionnaire de Réseau de Distribution. A ce jour, aucune confirmation n'a été communiquée. Ce projet est par conséquent passé au statut 'annulé'.

5.106 Marche-les-Dames : Rénovation

Le renforcement de la transformation vers la moyenne tension a eu lieu en 2015 via le remplacement du transformateur 70/12 kV de 13.3 MVA par un nouveau transformateur de 25 MVA.

Par ailleurs, la cabine moyenne tension a été rénovée en concertation avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution et mise en service en juin 2016.

Une fois le terrain du poste assaini, une rénovation du poste 70 kV (basse tension comprise) sera réalisée au gabarit 110 kV afin de renouveler les équipements arrivés en fin de vie. Suite à des retards rencontrés dans le cadre de l'exécution du projet, la mise en service a été reportée en 2021.

5.107 Fosses-la-Ville : Accueil de la production décentralisée

Afin d'augmenter l'accueil de la production décentralisée sur la moyenne tension de ce poste, une piste serait, dans un premier temps, de remplacer un des deux transformateurs 70/12 kV de 20 MVA par un transformateur 70/12 kV de 50 MVA et de remplacer la cabine moyenne tension. Cette piste devait faire l'objet d'une évaluation quant à son coût raisonnable avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné mais a été gelée car aucun besoin ne se confirmait.

5.108 Dinant : Rénovation du poste 70 kV

Si la charge (ou la production) augmente significativement, une piste serait de remplacer le T1 (actuellement ventilé à 13,3 MVA) par un transformateur de 25 MVA ou plus et de mettre des ventilateurs sur le T2 (actuellement à 14 MVA, ventilable à 20 MVA). Une analyse approfondie des profils de consommation montre qu'un éventuel dépassement resterait non problématique (en termes de fréquence et de durée). Ceci sera à revoir d'année en année.

5.109 Namur : Rénovation de la haute et basse tension

Le projet consiste à rénover tant la partie haute tension que la partie basse tension du poste Namur 70 kV afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement.

5.110 Zone Gembloux, Sauvenière, Leuze : Accueil de production décentralisée

5.110.1 Ligne Auvelais-Gembloux : Remplacement par une nouvelle liaison 2 ternes gabarit 150 kV

La capacité d'accueil de la zone constituée des postes de Gembloux, Sauvenière et Leuze est saturée. Ce sont principalement les liaisons haute tension qui sont limitantes et non dimensionnées pour évacuer beaucoup de productions décentralisées.

L'optimisation de l'accueil de productions décentralisées de la zone comprend plusieurs projets dont la mise en œuvre dépendra de l'arrivée des unités de productions décentralisées.

Un premier projet prévoit le renforcement de la liaison Auvelais-Gembloux. Plusieurs alternatives sont à l'étude aujourd'hui.

Le projet consiste à renouveler cette liaison en une ligne à 2 ternes au gabarit 150 kV mais exploitée dans un premier temps en 70 kV, ternes jumelés. Cette nouvelle ligne offrira une plus grande capacité de transport. Le renouvellement d'une partie vétuste de cette liaison a déjà été décidé.

Le reste de la ligne est planifié pour être réalisé lorsque le besoin d'accueil en production décentralisée se concrétisera.

Une alternative avec 2 câbles souterrains au gabarit 150 kV mais toujours exploités en 70 kV est actuellement à l'étude. Si cette alternative est retenue, le remplacement de la ligne existante sera alors réalisé complètement entre les postes Gembloux et Auvelais. L'étalement dans le temps de la pose du premier et du second câble est également évalué.

L'obtention des permis a induit un retard dans le timing de ce projet. A terme, il est prévu de découpler les postes de Gembloux et Leuze en mettant la ligne entre ces deux postes hors service pour ensuite la démonter.

Un renforcement de la sortie de Leuze est un prérequis à ce découplage. Ce renforcement permettra également d'évacuer la production décentralisée raccordée sur le poste de Leuze.

L'ouverture d'une liste d'attente sur le poste de Leuze a réactivé la phase d'étude en vue de réaliser ce renforcement du réseau amont.

Une fois le découplage avec Leuze effectif, le poste Gembloux sera mis en double antenne sur le poste Auvélais avec une plus grande capacité d'accueil pour les productions décentralisées mise à disposition.

Au niveau local, si une forte croissance des productions décentralisées apparaissait à Gembloux, l'ajout d'un troisième transformateur 70/12kV serait envisagé. En stade final, si le besoin s'en faisait sentir en termes d'accueil de productions décentralisées, la ligne Auvélais Gembloux serait exploitée en 150 kV et la production de Gembloux et Sauvenière serait alors totalement évacuée vers la zone de Gouy.

En cas de besoin de capacité supplémentaire au poste moyenne tension de Leuze, une piste possible pour augmenter l'accueil de productions décentralisées au niveau local serait de créer une seconde cabine moyenne tension alimentée par un nouveau transformateur 70/12 kV de 50 MVA. Cette piste devait faire l'objet d'une évaluation et d'un accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné mais a été gelée car aucun besoin ne se confirmait.

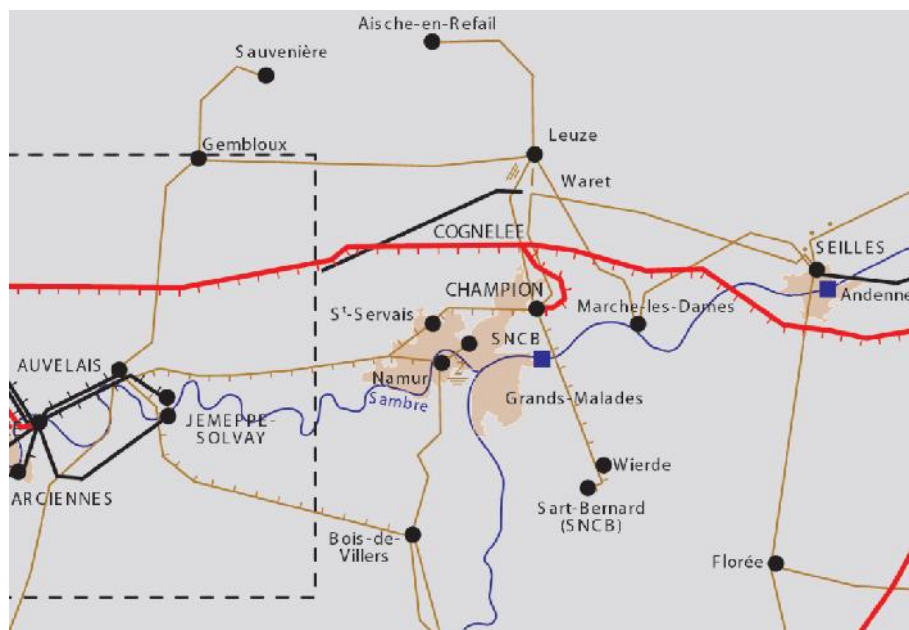


Figure 5.14 - Zone Gembloux

5.110.2 Gembloux : Remplacements de la basse et de la haute tension

Le projet au poste Gembloux consiste à rénover entièrement le poste 70 kV tant la partie haute tension que la partie basse tension. Il avait été prévu une reconstruction au gabarit 150 kV, et une exploitation dans un premier temps en 70 kV. Cependant, vu

que le potentiel éolien sur cette région ne se confirme plus, une reconstruction au gabarit 70 kV est maintenant décidée. Les câbles entre les transformateurs et la cabine moyenne tension seront remplacés dans ce projet également. Ceci lèvera la limite de 37 MVA sur un des deux transformateurs.

Des imprévus techniques ont induit un retard de réalisation de ce projet.

5.110.3 Sauvenière 12 kV : Fermeture du poste

Dans le cadre d'une rationalisation du réseau 70 kV et moyenne tension sur la région, une étude conjointe a été réalisée et a conclu que l'optimum technico-économique long terme pour l'ensemble des Gestionnaires de Réseau est la fermeture de la cabine de Sauvenière ainsi que de l'injection 70 kV à Sauvenière. La charge alimentée par ce poste ainsi que de la production raccordée en moyenne tension sera reportée sur le poste et la cabine de Gembloux.

Le planning de sortie de ce poste a été avancé d'une année et ce en accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution. Le démontage effectif aura lieu par après.

5.110.4 Leuze : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension du poste 70 kV Leuze.

Une travée supplémentaire pourrait être prévue à Leuze pour alimenter le second transformateur des Isnes en antenne. Ce projet a un statut 'annulé' pour les raisons explicitées en 5.105.

5.111 Seilles : Rénovation du poste 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de rénover complètement la haute tension et la basse tension du poste Seilles 70 kV. En raison d'une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.112 Warnant : Rénovation du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de rénover entièrement le poste 70 kV tant la partie haute tension que la partie basse tension au gabarit 110 kV.

Les transformateurs 70/12 kV de 13,3 et 14 MVA arrivant en fin de vie seront également remplacés par des transformateurs de 50 MVA. La puissance de ceux-ci sera réévaluée en fonction du potentiel de productions renouvelables avant de lancer le projet.

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné, il est également prévu de remplacer la cabine 12 kV.

5.113 Miécret : Alimentation

En concertation avec le Gestionnaire du Réseau de Distribution, une étude conjointe a été initiée afin de définir l'optimum technico-économique permettant d'assurer l'approvisionnement de la charge de Miécret.

5.113.1 Florée-Miécret : Nouvelle liaison 70 kV

La liaison 70 kV Florée-Miécret arrive en fin de vie. En fonction des résultats de l'étude conjointe avec le Gestionnaire du Réseau de Distribution, cette liaison sera renouvelée ou non.

5.113.2 Miécret : Rénovation du poste 70 kV

Les armoires de protection et les travées 70 kV du poste Miécret arrivent en fin de vie. L'option privilégiée actuellement est de connecter un seul des deux transformateurs 70/15 kV en antenne sur Florée. En fonction des résultats de l'étude conjointe, une suppression du poste haute tension et une reprise de la charge par le réseau de distribution fait également partie des options envisagées.

Dans l'attente des résultats de cette étude, le projet a été décalé de quatre ans.

5.113.3 Miécret : Accueil de productions décentralisées

En cas de maintien du poste Miécret et si l'accueil de productions décentralisées le nécessite, l'installation de ventilateurs sur le transformateur 70/15 kV de Miécret pourrait être réalisée.

5.114 Florée : Rénovation et accueil de production décentralisée

5.114.1 Florée : Rénovation de la cabine 12 kV

Le remplacement de la cabine 12 kV du poste Florée est prévu en accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné.

5.114.2 Florée : Renouvellement de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension du poste Florée 70 kV. En raison d'une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.114.3 Florée : Accueil de production décentralisée

Afin d'offrir une capacité d'accueil flexible pour la production décentralisée, l'installation d'un équipement spécifique (relais Gflex) est prévue.

5.115 Dorinne : Remplacement de deux transformateurs

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les deux transformateurs 70/12 kV de 13,3 MVA qui arrivent en fin de vie, par deux nouveaux transformateurs 70/12 kV de 50 MVA. Cela permettra également d'accueillir de la production décentralisée supplémentaire. Une réévaluation du besoin a mené à postposer le projet de 7 ans et ce en accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution.

5.116 Bois-De-Villers : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la partie basse tension du poste 70 kV.

5.117 Romedenne : Rénovation du poste haute tension

Les prévisions à Romedenne n'annoncent pas d'augmentation de la charge. Par contre, le Gestionnaire de Réseau de Distribution avait annoncé que la Sn-1 assurée par son réseau devait être revue à la baisse, de 4 à 3 MVA, vu la croissance des charges sur les postes avoisinants réalisant ce secours.

L'analyse des profils de consommation des années passées montre que dès lors les dépassements de la Sn-1 deviennent problématiques (en termes de fréquence et de durée).

Sur le plus long terme, la piste d'évolution initialement envisagée était de remplacer la ligne Neuville-Romedenne par une liaison câble à deux ternes au gabarit 150 kV. Cela permettrait de raccorder le transformateur actuel ainsi qu'éventuellement, si la charge le justifie, d'un second transformateur à Romedenne en antenne depuis Neuville et d'éviter la création d'un poste à Romedenne. Cette solution optimale en termes d'investissement pour une charge assez faible demande par contre pas mal de temps à mettre en œuvre (construction d'une nouvelle ligne deux ternes).

Une étude commune avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution a été menée. Un renforcement du réseau du Gestionnaire de Réseau de Distribution sera réalisé afin d'éviter la réalisation de la solution privilégiée décrite ci-avant à court et moyen terme.

Par ailleurs, le Gestionnaire de Réseau de Transport local pour répondre au besoin de remplacement sur le poste planifie la rénovation de la basse tension et une partie du matériel haute tension. Le poste sera restructuré pour passer le transformateur existant en simple repiquage sur la ligne entre les postes de Hastière et Neuville.

La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

5.118 Hastière-Pondrôme : Remplacement de la ligne 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le renouvellement de la liaison 70 kV entre les postes Hastière et Pondrôme, qui arrive en fin de vie, est planifié. La nouvelle liaison sera construite au gabarit 110 kV. Une réévaluation interne de la priorité du projet a conduit à le retarder en 2024.

5.119 Gerpennes : Fermeture du poste 70 kV

Dans le cadre d'une rationalisation du réseau 70 kV, l'avenir du poste Gerpennes a fait l'objet d'une étude conjointe avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution (maintien à l'identique ou reprise en moyenne tension des charges).

La solution retenue correspondant à l'optimum technico-économique est la fermeture de l'injection 70 / 10 kV sur ce poste au profit d'une cabine 10 kV déportée et alimentée à partir du poste Hanzinelle par 2 câbles 10 kV. Ces câbles feront partie des équipements opérés par Elia, qui prendra en charge les investissements de cette évolution du réseau.

5.120 Hastière : Rénovation basse tension du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension du poste Hastière 70 kV. Une réévaluation interne de la priorité du projet a conduit à le retarder en 2025.

Afin d'augmenter l'accueil de productions décentralisées au niveau du 15 kV de ce poste, une piste serait, dans un premier temps, de remplacer un des deux transformateurs 70/15 kV de 20 MVA par un transformateur 70/15 kV de 50 MVA et de remplacer la cabine moyenne tension. Cette piste devait faire l'objet d'une discussion et d'un accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné mais a été gelée car aucun besoin ne se confirmait. Indépendamment de l'évolution des productions décentralisées, la cabine moyenne tension et les deux transformateurs 70/15 kV devront être remplacés en 2029 au plus tard.

5.121 Haute-Sarte: Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension du poste Haute-Sarte 70 kV. Une réévaluation interne de la priorité du projet a conduit à le retarder en 2023.

5.122 Saint-Servais: Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension du poste Saint-Servais 70 kV. En raison d'une réorganisation interne des priorités, le projet a été reporté.

5.123 Saint-Servais: Renforcement vers la moyenne tension

Précédemment, une augmentation de la charge était prévue au poste Saint-Servais et des discussions avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution avaient été organisées afin de déterminer la meilleure solution pour le développement de la zone de Namur.

Cette prévision d'augmentation n'est plus observée actuellement. Le projet de renforcement de la capacité vers la moyenne tension est par conséquent passé au statut gelé.

5.124 Ciney: Remplacement de la moyenne tension et rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de remplacer la basse tension du poste 70 kV ainsi que la cabine moyenne tension.

5.125 Région entre Sambre et Meuse

Le sud de la province du Hainaut est caractérisé par une forte dispersion des charges relativement faibles. Dans le passé, la région a dès lors été équipée de lignes aériennes 70 kV de faible section sur de longues distances, reliant entre eux des postes à structure simplifiée.

Tous les postes 70 kV et lignes sont soutenus par des transformateurs 150/70 kV dans les postes Neuville et Thy-le-Château et des liaisons avec les autres régions en 70 kV.

Plusieurs lignes aériennes arriveront en fin de vie à moyen terme. Une partie du matériel haute tension des postes doit également être renouvelé ainsi que tous les équipements basse tension.

Par ailleurs, les postes situés le plus au sud de la région sont alimentés via un réseau 63 kV depuis le réseau français de RTE. Ils font toutefois partie de la zone d'équilibre d'Elia et sont exploités, pour des raisons historiques, par le gestionnaire du réseau de distribution local.

Il est à noter que cette région présente un très gros potentiel en matière de production éolienne.

Afin de répondre à ces besoins de remplacement et permettre le raccordement du potentiel en matière d'énergie renouvelable, Elia a réalisé une étude à long terme en 2017-2018.

La restructuration résultant de cette étude est caractérisée par :

- Un passage progressif en 150 kV au lieu du 70 kV ;
- Le démantèlement de plusieurs lignes 70 kV qui seront remplacées par de nouvelles liaisons souterraines 150 kV ;
- Un accroissement considérable de la capacité de transformation 150/70 kV ;
- La scission de cette région avec les autres poches 70 kV voisines.

L'évolution se déroulera au cours de la période s'étalant de 2025 à 2035 en trois grandes phases. Le timing des deux dernières étapes peut être adapté en fonction de la concrétisation ou non du potentiel de production d'énergie renouvelable dans la région et de la nécessité d'aller reprendre une telle production dans la partie la plus au sud de la région. Dans le cas échéant, nous intégrerons dans la zone alimentée par Elia les deux postes du gestionnaire du réseau de distribution alimentés jusqu'à présent depuis la France.

Une première phase actuellement planifiée à partir de 2025 consistera en :

- La pose d'une nouvelle liaison câblée 150 kV depuis le poste de Montignies jusqu'au poste de Neuville via le poste d'Hanzinelle ;
- La construction d'un poste 150 kV à Hanzinelle avec l'installation d'un transformateur 150/70 kV de 145 MVA en repiquage sur ce nouveau câble Montignies - Neuville;
- La construction d'un poste 150 kV complet à Neuville dans lequel sera notamment repris le transformateur 150/70 kV existant, ainsi que les équipements et liaisons 150 kV existants ou décrits ci-après ;
- Le remplacement d'un transformateur 70/11 kV à Neuville par un transformateur 150/11 kV de 50 MVA drainer principalement la production d'énergie renouvelable directement vers le réseau 150 kV ;
- L'installation d'un deuxième transformateur 150/70 kV de 90 MVA à Thy-le-Château en repiquage sur le câble existant qui y arrive ;
- Une nouvelle liaison 150 kV entre les postes de Thy-le-Château et Hanzinelle, qui sera exploitée dans un premier temps en 70 kV ;
- Les lignes 70 kV entre les postes de Thy-le-Château et Hanzinelle, entre les postes de Hanzinelle et Neuville et entre les postes de Hanzinelle, Gerpennes et Auvelais pourront être démontées à terme ;

Entretemps, quelques remplacements ponctuels de poteaux béton sur les lignes entre les postes de Thy-le-Château et Hanzinelle et entre les postes de Hanzinelle, Gerpennes et Auvelais seront indispensables afin de garantir la sécurité de ces infrastructures. Ces travaux devront faire l'objet d'une procédure d'autorisation de la CWaPE.

Une deuxième phase, sous forme de piste et en dehors de l'horizon de ce plan, consisterait en :

- La pose d'une nouvelle double liaison souterraine 150 kV, qui sera exploitée dans un premier temps en 70 kV, entre les postes de Thy-le-Château et Solré-St-Géry ;
- La pose d'une nouvelle double liaison souterraine 150 kV, dont un terme serait exploité dans un premier temps en 70 kV, entre les postes de Neuville et de Couvin ;
- L'installation d'un transformateur 150/12kV à Couvin en remplacement d'un transformateur 70/12kV afin de drainer principalement la production d'énergie renouvelable directement vers le réseau 150 kV ;
- La pose d'une nouvelle liaison câblée 150 kV entre les postes de Hanzinelle et Neuville, qui serait exploitée dans un premier temps en 70 kV est également à l'étude mais reste à confirmer ;
- Durant cette phase, seraient également prévues le démantèlement des lignes aériennes 70 kV dans la partie sud du réseau d'Elia vers et entre Solré-Saint-Géry et Couvin et rénovation de matériel basse tension dans plusieurs postes.

Une troisième et dernière phase (après 2030 selon le planning actuel) consisterait en l'extension du réseau d'Elia par de nouvelles liaisons câblées 150 kV vers la partie la plus au sud jusqu'à Chimay, afin de reprendre les productions décentralisées dans cette zone et alimenter les postes qui sont actuellement alimentés depuis la France. Le poste de Couvin serait entièrement alimenté en 150 kV et équipé d'un deuxième transformateur 150/12 kV. Un nouveau poste 150 kV, équipé de deux transformateurs 150/70 kV, serait construit à Chimay.

5.126 Ligne 70 kV Auvélais – Jemeppe-sur-Sambre : Remplacement terme 70 kV par câble 70 kV

Les pylônes de cette ligne mixte 70 kV et 150 kV sont dans un mauvais état. Pour soulager ceux-ci, il a été décidé de remplacer le terme 70 kV de la ligne 70 kV Auvélais – Jemeppe-sur-Sambre par un câbles 70 kV entre ces deux postes. L'analyse des réparations nécessaires des pylônes au gabarit 150 kV est encore en cours.