

ORES

PLAN D'ADAPTATION ELECTRICITÉ 2026-2030

15 septembre 2025

Table des matières

1. INTRODUCTION	4
1.1. Construction du plan d’adaptation	5
1.2. Hypothèses macro-économiques	6
1.2.1. Evolution globale de la demande d’électricité	7
1.2.2. Mobilité électrique	8
1.2.3. Chaleur	13
1.2.4. Electrification des industries	15
1.2.5. Production d’électricité	16
1.2.6. Stockage d’électricité	18
1.2.7. Réseaux de chaleur	19
1.2.8. Autres éléments	19
1.3. Du global vers le local	21
1.3.1. Au niveau du réseau BT	21
1.3.2. Au niveau du réseau HT	23
1.4. Trajet de la flexibilité pour les congestions	24
1.4.1. Flexibilité implicite	24
1.4.2. Flexibilité explicite de marché	25
1.4.3. Flexibilité régulée	26
1.5. Conclusion	27
2. DESCRIPTIF DE L’INFRASTRUCTURE EXISTANTE	28
2.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2024	28
2.2. Pyramide des âges	28
3. BILAN DES RÉALISATIONS DE L’ANNÉE PRÉCÉDENTE (2024)	28
4. ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (2025)	30
5. IDENTIFICATION DES OBJECTIFS ET PERSPECTIVES MACROÉCONOMIQUES	30
6. PLAN D’ADAPTATION 2026-2030	31
6.1. Les besoins en capacité	31
6.1.1. Evolution de la consommation, de la production et des pointes de charge pouvant en résulter	31
6.1.2. Les nouveaux besoins des producteurs et consommateurs	34
6.1.3. Les problèmes de congestion constatés (surcharges)	37
6.1.4. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...)	39
6.1.5. Adaptations à la suite des coupures non planifiées	40
6.2. Autres aspects à prendre en compte	41
6.2.1. Remplacements pour cause de vétusté	41
6.2.2. Interventions pour raison de sécurité	47
6.2.3. Environnement	49

6.2.4.	Harmonisation des plans de tension	49
6.2.5.	Parallèle avec les investissements ELIA	50
6.2.6.	Amélioration de l’efficacité	51
6.2.7.	Remplacement des compteurs	58
6.2.8.	Evolution vers les réseaux « intelligents »	59
6.2.9.	Mesures de flexibilité	68
6.2.10.	Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1)	69
6.2.11.	Projets subventionnés	69
6.3.	Enveloppes budgétaires	72
6.3.1.	Années 2026-2030	72
6.3.2.	Synthèse	73
7.	LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION BUDGÉTAIRE PAR PROJET	73
8.	PLAN DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS	73
9.	SUIVI DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION	73
10.	ANNEXES – SELON LIGNES DIRECTRICES	73
11.	ANNEXES ADDITIONNELLES	73
11.1.	Annexe 1 – Hypothèses relatives à la production décentralisée	73
11.2.	Annexe 2 – Hypothèses relatives aux pompes à chaleur	73
11.3.	Annexe 3 – Hypothèses relatives aux véhicules électriques	73
11.4.	Annexe 4 – Description des plans directeurs	73
11.5.	Annexe 5 – projet subventionné SmartGrid	73

1. Introduction

Ce document a pour objet de transmettre et décrire les plans d'adaptation établis par ORES pour les années 2026-2030 conformément aux lignes directrices de la CWaPE (référence CD-25b14-CWaPE-0060 daté du 14/02/2025) et en application de l'article II.2 du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité et à l'accès à ceux-ci.

Ce document est également accompagné :

- D'une annexe globale reprenant les pyramides des âges des câbles haute tension aériens et souterrains pour ORES ;
- D'une annexe sous format Excel reprenant les différentes données chiffrées en détail pour ORES ;
- D'une série d'annexes reprenant les hypothèses d'évolution des véhicules électriques, des pompes à chaleur, de la consommation industrielle et de la production décentralisée.
- D'un rapport relatif aux raccordements avec accès flexible et aux réductions d'injection (reporting_art_28 (AGW 10_11_2016)).

La transition énergétique est passée du concept un peu flou à une réalité bien tangible. Trois nouveaux paradigmes, se chauffer autrement, se mouvoir autrement et produire autrement, impliquent une recalibration de nos investissements. Cette recalibration ne joue pas exclusivement sur l'accélération des investissements à réaliser (mouvement qui était déjà marqué dans les plans d'adaptation précédents) mais également sur le ciblage plus précis des actions à entreprendre. Nous devons aussi travailler sur la flexibilisation des usages (en termes de consommation, production ou stockage)) qui doit permettre d'amortir la vitesse des changements mais qui apporte aussi une part d'incertitude sur nos hypothèses.

Sur l'année écoulée, ORES s'est engagée résolument dans une approche holistique des impacts de ces changements de comportement. Ces mesures seront décrites dans le présent Plan d'Adaptation.

Toutefois, il est à noter que les hypothèses d'évolution sur le moyen et le long terme sont sujettes à de régulières mises à jour. Celles présentées ici sont le résultat de notre meilleure connaissance en ce début de 2025. Une harmonisation avec nos collègues du réseau de transport et des autres Gestionnaires de réseaux de distribution est en cours au sein de Synergrid (Energy Scenario).

Par ailleurs, Ores s'inscrit pleinement dans le processus de consultation des parties prenantes (séance inaugurale du 15 avril 2025) et dans la collecte des besoins des industries via le plan de puissance pour étoffer ce trajet d'enrichissement des hypothèses.

Nous espérons avoir un nouvel ensemble d'hypothèses coordonnées pour le prochain plan.

1.1. Construction du plan d'adaptation

La construction du plan d'adaptation suit le processus illustré à la figure suivante :

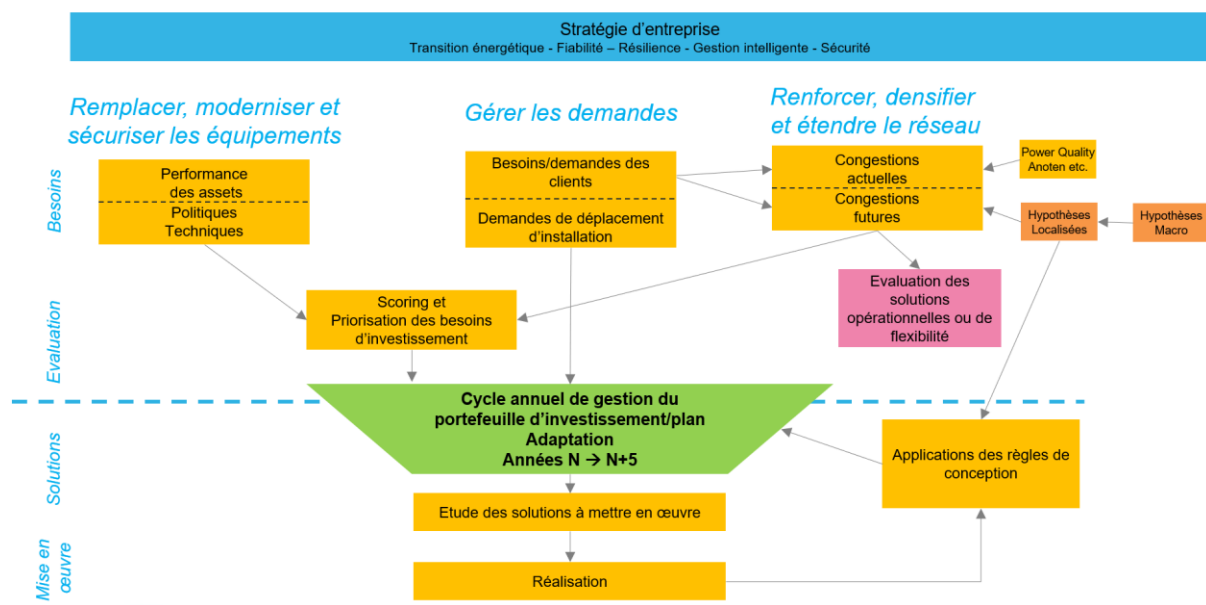


Figure 1 : Illustration du processus d'établissement du plan d'adaptation.

D'abord le plan d'adaptation est une traduction de la stratégie de l'entreprise (voir [Présentation entreprise et plan stratégique | ORES](#)) « Investir dans la transition énergétique pour tous » qui s'articule autour de 3 axes complémentaires :

1. Passer à l'action en investissant massivement dans les réseaux et la gestion de données
2. Faire de la relation client un levier d'une transition énergétique pour tous
3. Poursuivre la modernisation de notre entreprise et de nos outils pour être à la hauteur des enjeux de la transition énergétique

Le lien entre le premier axe et le Plan d'Adaptation est clairement établi.

Ensuite, nous partons des différents besoins :

1. Remplacer, moderniser et sécuriser nos équipements pour maintenir un taux de service adéquat et, surtout, prévenir les incidents et accidents pour nos clients et nos collaborateurs.
2. Gérer les différentes demandes. Nous retrouvons au premier chef les demandes de raccordements à notre réseau, les demandes d'augmentation de puissance et les équipements des zones d'activité économique. Il y a aussi les demandes de déplacement de nos installations pour des travaux d'infrastructures.
3. Renforcer, densifier et étendre notre réseau pour lui permettre de faire face aux évolutions des charges et des comportements de nos clients. Cela nécessite en premier lieu une connaissance des congestions actuelles en s'appuyant sur les données des capteurs sur nos réseaux tels que les compteurs communicants (Power Quality), la télémesure sur nos réseaux HT et aux postes Elia. Ensuite, une estimation géolocalisée des futures congestions est également nécessaire. Celle-ci s'appuie sur des hypothèses d'évolution au niveau macro-économique (telles que la progression des voitures électriques ou des pompes à chaleur pour ne citer que deux exemples) et sans oublier les demandes de nos clients MT.

C'est au sein des besoins de type 1 et 3 qu'un ciblage est essentiel pour assurer un plan d'investissement optimal. A cette fin, nous utilisons des outils de scoring et de priorisation de nos investissements. Nous avons eu l'opportunité d'expliquer en détail ces mécanismes lors de deux sessions d'information à la CWaPE du 11/09/2024 pour la Basse Tension et du 27/03/2025 pour la Haute Tension. Les principaux éléments sont repris dans les différents chapitres de ce plan d'adaptation.

Enfin, il est à noter que 2025 correspond au lancement d'un trajet spécifique pour la recherche de solutions opérationnelles de flexibilité tant pour la production (ce qui existe déjà depuis 2018) que pour le prélèvement d'énergie depuis le réseau (Raccordements flexibles pour du prélèvement ou des projets de batteries, ainsi qu'une initiative d'innovation sur la flexibilité commerciale).

Outre la découpe expliquée ci-dessus, les plans sont constitués de deux types de projets :

- Les projets nominatifs. Il s'agit de projets avec une durée de vie définie dans le temps et dont on connaît précisément l'emplacement et la durée des travaux. Il est important de noter que le décret « Impétrants » impacte notamment de manière non négligeable les délais de réalisation mais également la localisation des différents travaux à réaliser.
- Les projets non nominatifs. Il s'agit de projets récurrents qui reprennent des activités qui se répètent d'année en année. Ces projets ont donc la particularité de ne comporter aucune donnée temporelle (date de début/fin) et aucune donnée précise quant à la localisation.

La section suivante détaille les hypothèses macro-économiques qui sont prises en compte pour l'axe « Renforcer, densifier et étendre notre réseau ».

Il est important de noter que le dimensionnement du réseau électrique est directement lié aux puissances qui y transitent (pointe en KW) et pas aux énergies distribuées.

1.2. Hypothèses macro-économiques

Cette section du document reprend l'identification des objectifs et perspectives macro-économiques et pose les bases sous-jacentes de l'une des dimensions des travaux prévus et décrits aux chapitres suivants. Elle correspond aux exigences du point 5 des lignes directrices de la CWaPE.

En 2022, nous avons présenté le trajet de la neutralité carbone à l'horizon 2050 tel que décidé par les autorités politiques et complété par une analyse d'impacts plus fine réalisée par la société Climact, analyse basée sur leur modèle BECalc qui a été développé pour le SPF Environnement. Si les grandes conclusions de cette étude sont toujours valables, nous nous baserons pour le contexte global sur l'étude « Belgian Electricity System Blueprint for 2035-2050 » publiée par ELIA en septembre 2024, étude à laquelle nous avons contribué.

1.2.1. Evolution globale de la demande d'électricité

La figure suivante provenant de l'étude d'ELIA montre l'évolution globale de la demande d'électricité pour les scénarios :

OVERVIEW OF THE DEMAND SCENARIO		TABLE 3-1	
Scenario	CA	DE	ELEC
 Energy intensity	Energy demand reduction through energy efficiency measures (but slower than the other two scenarios)	Stronger focus on energy efficiency	Stronger focus on energy efficiency (same as DE)
 Buildings	Wide range of heating technologies such as (hybrid) heat pumps, gas boilers, district heating and hydrogen-based heat	Focus on electric heat pumps and district heating, some gaseous heating remains	Maximised focus on electric heat pumps
 Road Transport	Full range of energy carriers for both light and heavy-duty transport (electric, hydrogen, liquid fuels)	Electrification of light weight road transport, some hydrogen and liquids remaining for heavy-duty transport	Nearly full electrification of all road transport
 Industry	In industrial settings, only lower temperature and (to a limited extent) medium temperature heat is assumed to be electrified, whereas (green) gas-based heating remains important, especially for high temperature processes	Most low temperature heat as well as an important share of medium to high temperature heat is assumed to be electrified	Full electrification of low and medium temperature heat, new breakthrough technologies would also allow the application of electricity-based processes in (very) high temperature heat processes

BELGIUM'S ELECTRICITY DEMAND IN EACH OF THE DIFFERENT SCENARIOS

FIGURE 3-29

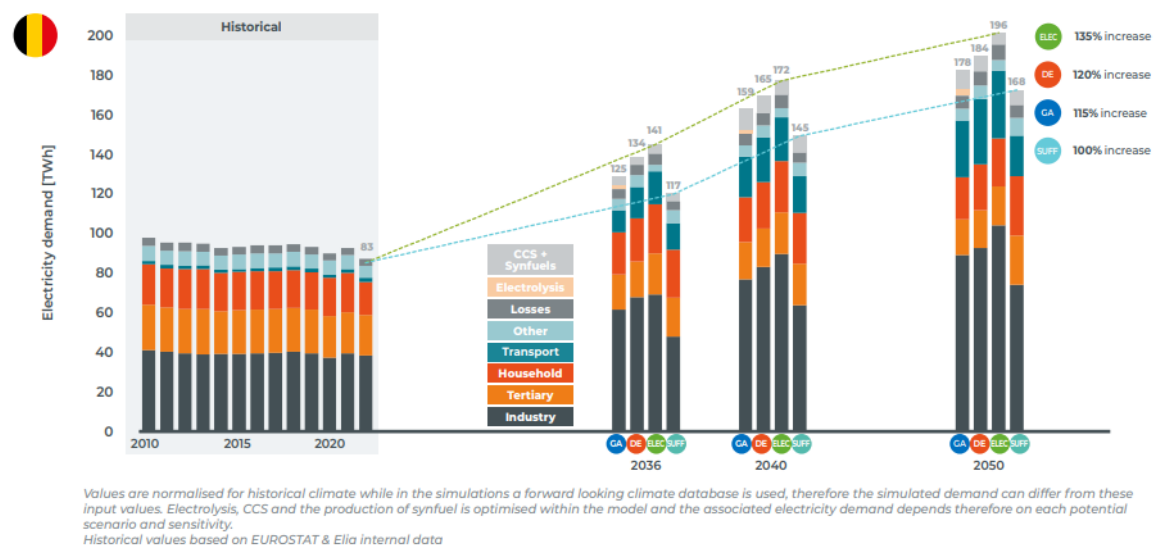


Figure 2 : Evolution de la demande d'électricité (ELIA).

Bien que la demande totale d'énergie finale diminue, dans les scénarios de demande d'énergie électrique repris dans l'étude d'ELIA, une forte augmentation de la demande d'électricité peut être observée, allant de +110% à +130% à l'horizon 2036 (par rapport à 2022), soit les mêmes ordres de grandeurs que ceux de l'étude CLIMACT de 2022.

Des évolutions similaires sont observables à travers l'Union Européenne, la différence principale étant le niveau d'électrification dans l'industrie qui constitue une part relativement importante de la demande énergétique de la Belgique et qui varie considérablement entre les différents scénarios de demande.

Le secteur des transports devrait connaître la plus grande augmentation de la demande d'électricité de tous les secteurs. Nous pouvons déjà observer la montée constante des parts de la flotte de véhicules particuliers qui sont soit entièrement électriques soit hybrides. Par manque de données au niveau Wallon il est encore trop tôt pour pouvoir intégrer les changements dus par les camions et les bus au niveau de ce plan d'adaptation, l'électrification du transport routier sera l'un des aspects majeurs pour les prochaines années. La part d'énergie électrique pour les camions et camionnettes pourrait quant à elle passer à 56% en 2050.

La demande d'électricité dans les bâtiments augmentera par suite de deux évolutions opposées. D'une part, le déploiement massif de pompes à chaleur électriques augmente la demande d'électricité. D'autre part, cela est compensé en partie par la réduction supposée des besoins de chauffage due aux rénovations.

Aujourd'hui, la demande industrielle d'électricité provient principalement des charges non thermiques telles que les compresseurs, les machines, l'éclairage, etc. Presque toute la chaleur industrielle est fournie par des combustibles gazeux ou liquides. L'électrification joue un rôle clé pour décarboniser la chaleur dans ce secteur.

1.2.2. Mobilité électrique

Comme décrit ci-dessus, nous nous focalisons sur l'évolution du parc de Véhicules électriques (VE) pour particuliers.

Dans le contexte de la transition énergétique, pouvoir estimer le nombre de véhicules à l'horizon 2030 et 2050 est un réel défi. En effet, la vision des Autorités évolue et les objectifs fixés de transition du moteur thermique vers une mobilité électrique ne sont pas actuellement rencontrés. Nous avons exploré plusieurs pistes afin de pouvoir prendre une décision quant au nombre de véhicules électriques à prendre en considération pour l'horizon en 2030. Les détails sont repris en annexe.

Dans le contexte qui est le nôtre, nous nous focaliserons uniquement sur les véhicules qui peuvent se charger sur le réseau, à savoir les voitures sur batteries (BEV) et les PlugIn Hybrides (PHEV).

Nous aborderons également les hypothèses de puissance de bornes de chargement à domicile et d'énergie moyenne par véhicule.

Il est d’abord intéressant de voir l’évolution du parc de véhicules électriques PHEV et BEV que nous avons ramenée à l’échelle d’ORES¹.

Année	PHEV	BEV
2019	9.073	4.057
2020	15.670	6.905
2021	25.811	11.406
2022	38.971	19.578
2023	60.646	39.794
2024	71.530	67.126

Tableau 1 : Véhicules électriques ramenés à l’échelle d’ORES.

L’évolution vers l’électrification ne faiblit pas. Par rapport à la moyenne du marché des voitures neuves lors des 10 dernières années, l’exercice 2024 affiche une contraction de 6,5%. Pour la première fois, les voitures électrifiées étaient majoritaires (52,6%) dans les immatriculations de voitures neuves en Belgique. En particulier, pour les voitures neuves immatriculées par des clients professionnels, seules les motorisations PHEV (de 4,8% à 5,5%) et surtout BEV (de 26% à 40,3%) ont connu une progression de leur part de marché.

La progression que nous avons retenue pour les véhicules est la suivante :

Année	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Flotte BEV	4.057	6.905	11.406	19.578	39.794	67.126	93.946	128.903	173.698	232.722	309.809	386.896
Flotte PHEV	9.073	15.670	25.811	38.971	60.646	71.530	78.209	87.056	98.429	113.435	133.000	152.565

Tableau 2 : Prévisions estimées des véhicules électriques.

Cette évolution est en ligne avec la politique européenne FIT50 qui donne un total de 624.303 véhicules électriques en 2030 en Wallonie.

L’important pour ORES est de comprendre l’impact de ces véhicules sur son réseau.

¹ Sources FEBIAC : sachant que La Wallonie représente 30% de la Belgique et, ORES représente 72,61% de la Wallonie.

Il convient d'abord de constater que le chargement de ces véhicules se réalise principalement au domicile du conducteur principal² comme le montre la figure 3.

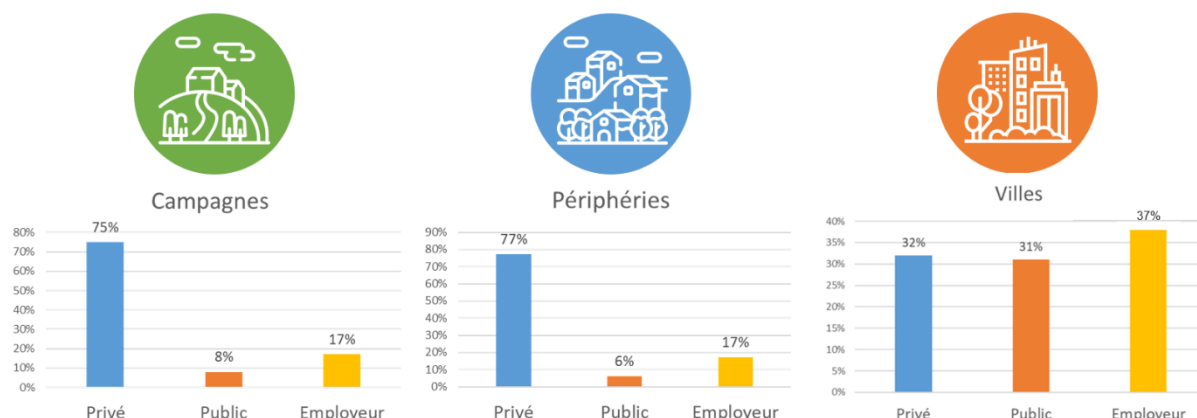


Figure 3: Répartition des événements de chargement de voiture électrique.

Pour déterminer l'impact de ces chargements sur le réseau, il convient de connaître la puissance moyenne de la borne de chargement privée. En ce qui concerne les PHEV, nous considérons une puissance de 3.7 kW qui correspond au maximum que peut supporter bon nombre de ces modèles.

Pour ce qui est des BEV, nous prenons en compte les notifications des clients (normalement obligatoire).

A ce jour, nous avons reçu 8583 déclarations de bornes de chargement de particulier. De manière assez surprenante, beaucoup de clients annoncent une puissance supérieure à 11 kW (plus de 40 %).

Or, nous savons que tous les clients n'ont pas un raccordement capable de donner une puissance supérieure à 11 kW. Nous devons donc corriger cette puissance par ce qui est plus réaliste. Pour les clients ayant notifié des puissances de 22 kW, la formule de correction choisit la valeur la plus proche de la puissance contractuelle, sans la dépasser :

- Si la puissance contractuelle est ≥ 22 kVA, on choisit 22 kW.
- Si la puissance contractuelle est ≥ 14 kVA, on choisit 11 kW.
- Si la puissance contractuelle est ≥ 10 kVA, on choisit 7,4 kW.
- Si la puissance contractuelle est < 10 kVA, on choisit 3,7 kW.

Nous réalisons la même opération pour les clients ayant annoncés une puissance de 11 kW :

- Si la puissance contractuelle est ≥ 22 kVA, on choisit 11 kW.
- Si la puissance contractuelle est ≥ 14 kVA, on choisit 11 kW.
- Si la puissance contractuelle est ≥ 10 kVA, on choisit 7,4 kW.
- Si la puissance contractuelle est < 10 kVA, on choisit 3,7 kW.

² Source: LOAD MODELLING AND DISTRIBUTION PLANNING IN THE ERA OF ELECTRIC MOBILITY et Maier U., Ropenus S., and al., Verteilnetzausbau für die Energiewende Elektromobilität im Fokus, Navigant, RAP, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, August 2019, Berlin

Le tableau ci-après donne la répartition corrigée :

Puissance bornes	Nombre de Clients	Répartition
3,7	2019	23,52%
7,4	3618	42,15%
11	1915	22,31%
22	1031	12,01%
	8583	9,09

Tableau 3 : Répartition des clients par puissance des bornes de recharge.

La moyenne pondérée des bornes est estimée à 9.09 kW/VE, un niveau plus élevé qu'attendu à la suite de l'introduction d'une tempérance dans les tarifs non-périodiques.

En combinant avec les données d'évolution du parc et par type de véhicule, nous pouvons calculer la puissance moyenne.

Type	Puissance	Nombre	Proportion
BEV	9,09	386.896	72%
PHEV	3,70	152.565	28%
Moyenne pondérée	7,56		

Tableau 4 : Calcul de la puissance moyenne d'une borne de recharge.

Toutes les bornes de chargement ne fonctionnent pas en même temps. Il existe un coefficient de foisonnement³ qui est fonction du nombre de clients et donc de véhicules. Nous devons donc tenir compte de cela pour chaque élément du réseau.

Ainsi, pour le réseau Basse Tension, en fonction du type de topologie urbanistique (campagnes, périphéries et villes), ce coefficient est compris entre 38% et 60%. Cela signifie que chaque point de chargement présent dans une habitation selon le type de topologie (rural, urbain, et périphérie) concourt à 2.5 à 3.9 kW au moment de la pointe de consommation du soir, pointe qui est l'élément dimensionnant pour le câble basse tension.

³ Coefficient utilisé pour dimensionner une installation électrique basée sur les utilisations simultanées ou concomitantes.

Au niveau du réseau Haute Tension, le taux moyen retenu est de 1.81 kW/VE. Enfin, au niveau de l'interface avec le réseau de transport, la contribution des VE à la pointe est de 0.88 kW/VE. Pour information, nous avons réalisé des scénarios où tous les clients roulant en VE adaptent leur comportement en fonction des différentes formules tarifaires de 2026 (voir figure ci-dessous). A partir de ces simulations, en tenant compte de la cohabitation des différents tarifs, nous avons calculé que la contribution moyenne de la pointe des VE au niveau du réseau de transport passe à 0.12 kW/VE. Cette diminution de la contribution à la pointe est également appelée dans la littérature Flexibilité implicite.

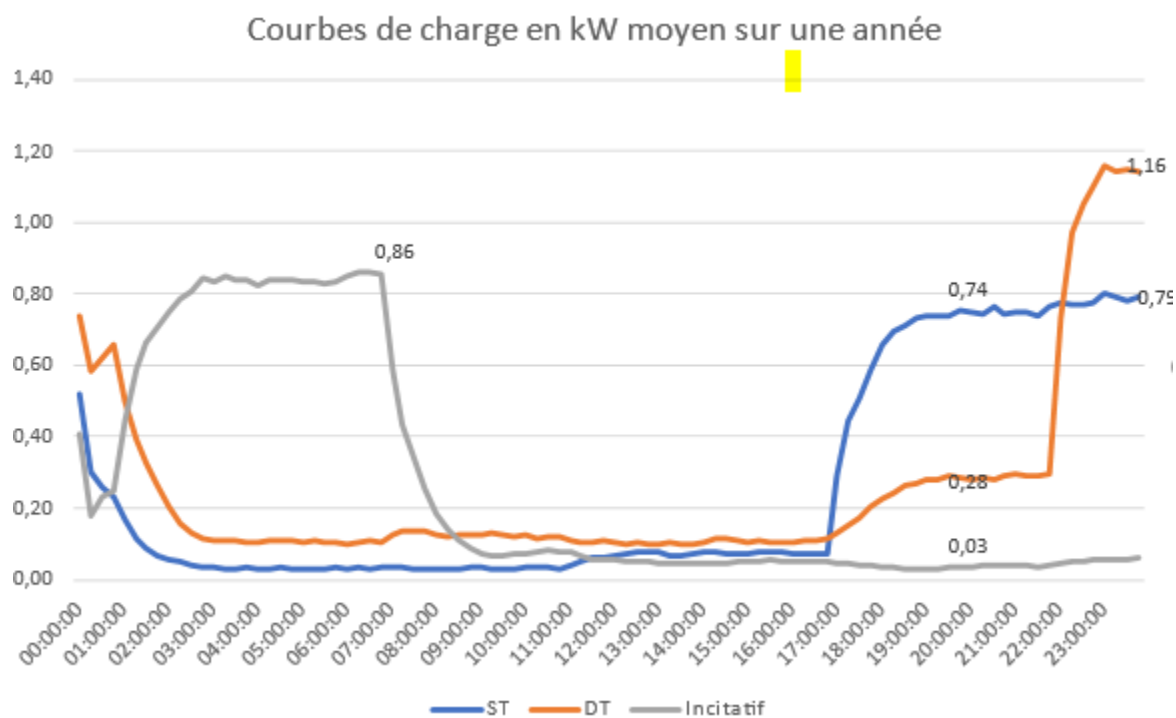


Figure 4 : Illustration de la courbe de charge d'un véhicule électrique.

Les coefficients de foisonnement que nous avons choisis sont ceux d'un chargement basé sur les profils ST & DT du client. Comme le tarif « incitatif » n'est pas encore d'application, nous ne pouvons savoir quelle en sera l'adoption réelle par nos clients ni l'impact réel sur les pointes. Nous sommes conscients que cela nous place ici dans une fourchette haute de l'impact des VE sur les réseaux mais, comme nous le verrons plus loin, d'autres hypothèses prises vont dans l'autre sens, sur l'industrie notamment.

Nous voyons donc bien ici pourquoi nos hypothèses sont amenées à évoluer, comme mentionné dans l'introduction : nombre de VE, choix de la puissance de la borne, choix d'un comportement vertueux lié à des signaux tarifaires, ... tous ces éléments doivent être régulièrement suivis pour adapter notre plan d'investissement.

En ce qui concerne le fast-charging, nous constatons actuellement un afflux de demandes⁴ pour 400 MVA sur l'ensemble du territoire, soit une augmentation de 260% sur un an. Il est à ce stade difficile d'en traduire l'impact exact sur le dimensionnement de nos réseaux HT et au niveau poste Elia, tant par manque de recul sur les usages qui en seront faits que par l'impact des mécanismes de flex incitatif

⁴ Situation au 01/04/2025, chiffre reprenant les demandes d'avis préalable informel, les avis préalables formel et les études de détail reçues depuis le 1/9/2024.

et technique qui sont en cours de discussion. Les demandes sont néanmoins intégrées dans les processus de planification avec Elia pour l'établissement du portefeuille d'investissement.

1.2.3. Chaleur

La décarbonation de la chaleur est l'un des piliers majeurs de la réduction de l'empreinte carbone de nos sociétés. Après l'amélioration de l'efficacité des bâtiments, la technologie de la pompe à chaleur (PàC), grâce à sa grande efficacité, en est le fer de lance. Comme nous l'annoncions en 2022, la part de l'électricité pour les chauffages des bâtiments va croître de manière très significative.

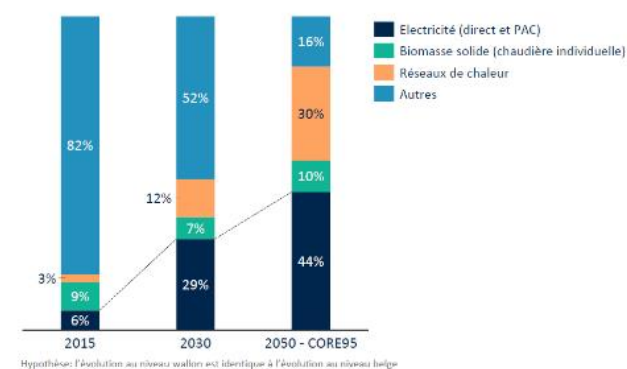
La dernière étude d'Adequacy d'ELIA de 2023⁵ montre, au niveau national, la nouvelle évolution (courbe bleue) par rapport à l'étude précédente de 2021 (courbe orange).



L'électricité représente près de la moitié du mix énergétique pour le chauffage des bâtiments résidentiels en 2050



Mix énergétique pour le chauffage - secteur résidentiel
[%]



- En 2050, 44% des besoins en chauffage du secteur résidentiel sont assurés par l'électricité (chauffage électrique direct ou pompes à chaleur)
- Les réseaux de chaleur (décarbonés en 2050) et l'utilisation de la biomasse solide représentent 40% du total
- Les 16% restants sont assurés par de l'hydrogène, des biofuels gazeux/liquides et des fuels synthétiques gazeux/liquides

32 Source: Etude « Scénarios bas-carbone 2050 », Climact et SPF Environnement, 2020

CLIMACT

Figure 5 : Mix énergétique pour le chauffage – scénario Climact.

Equivalent amount of hydronic heat pumps (thousands)

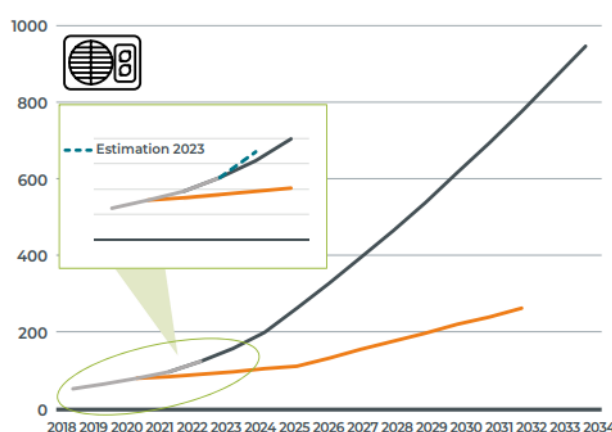


Figure 6 : Nombre de pompes à chaleurs – étude Elia.

⁵ Une nouvelle étude est en cours en 2025 avec l'input du groupe de travail Synergrid Energy Scenario auquel nous participons.

Toutefois, en 2024, en regroupant via l'UCLouvain différentes sources d'information dont des importateurs, nous avons constaté une légère réduction du rythme de placement des pompes à chaleur. A ce stade, il est délicat de savoir si ce mouvement est un simple ralentissement temporaire ou si les effets vont se poursuivre. En outre, le nombre et la localisation des PàC actuelles est une information qui n'est pas connue d'ORES. Le tableau 5 reprend nos meilleures estimations :

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nombre de PàC	21.548	56.854	66.220	79.508	93.449	108.479	123.727	139.847	156.620

Tableau 5 : Evolution du nombre de pompes à chaleur.

Technologies	Gamme de Puissance (kW)	Puissance Moyenne (kW)	Nombre 2022	Répartition
AW - Monobloc	< 7 kW	4,49	1791	6,04%
AW - Monobloc	7 - 17 kW	10,91	3483	11,74%
AW - Monobloc	> 17 kW	26,49	336	1,13%
AW - Split	< 7 kW	4,49	8508	28,67%
AW - Split	7 - 17 kW	10,91	9519	32,08%
AW - Split	>17 kW	26,49	117	0,39%
WW	< 7 kW	4,49	2963	9,98%
WW	7 - 17 kW	10,91	2689	9,06%
WW	> 17 kW	26,49	270	0,91%
Total		8,42	29676	

Tableau 6 : Technologies de pompes à chaleurs et caractéristiques.

Nous sommes par ailleurs conscients que ces estimations doivent être mieux intégrées dans un ensemble plus large. C'est pourquoi avec différents partenaires (Valbiom, CLIMACT ...) nous avons commencé en 2024 une grande réflexion sur le besoin en chaleur du résidentiel et analysé les 3 grands vecteurs énergétiques décarbonés que sont la PàC, le réseau de chaleur à partir de récupération de chaleur fatale de l'industrie ou de la géothermie et le biométhane. Des contacts sont planifiés avec le SPW afin d'échanger ces premiers résultats courant du premier semestre 2025.

Pour la détermination des puissances à prendre en compte, nous avons des données de l'UCLouvain qui proviennent des différents constructeurs sur le marché et correspondent au nombre de pompes à chaleur vendues/installées entre 2012 et 2022. Elles sont réparties en fonction de leur technologie mais également de leur puissance. En partant des données 2022, on obtient le tableau 6 de la puissance thermique.

Or, une pompe à chaleur permet de convertir les calories contenues dans l'air en calories utiles pour le besoin du client. Cette conversion s'effectue sous un certain rendement appelé le coefficient de performance énergétique (COP). Sur base de mesures réalisées par gaz.be, lorsque la température extérieure est inférieure à -5°C, le COP est compris entre 1,2 et 1,4. Nous avons donc considéré que la puissance électrique d'une PàC au moment de la pointe hivernale est de 5,33 kW électrique.

Comme expliqué pour les véhicules électriques, nous devons également tenir compte d'un coefficient de foisonnement spécifique aux PàCs pour chaque équipement du réseau. Ceux-ci sont repris au tableau suivant :

Eléments du réseau	kW/PàC
Réseau BT	5,33
Réseau HT	1,70
Interface GRT	0,50

Tableau 7 : Puissance moyenne par pompe à chaleur - foisonnement.

1.2.4. Electrification des industries

Nous nous focalisons ici sur les industries ayant une demande de puissance conduisant au raccordement sur le réseau HT. Dans le Plan d'Adaptation, nous intégrons les demandes d'études pour des nouveaux raccordements :

1. Clients de plus de 5 MVA (Trans HT) ayant fait une demande d'étude

Pour ceux-ci, les points suivants doivent être listés :

- a. Puissance
- b. Calendrier
2. Charge ponctuelle comprise entre 250 kVA et 5 MVA :
 - a. Clients MT ayant fait une demande
 - b. Zoning en prenant la puissance estimée de 60kVA/ha (sauf information contraire de l'agence de développement territoriale)
 - c. Immeuble de bureau en prenant la puissance estimée de 0.3kVA/m²
 - d. Zone de reconversion (PME habitat) en prenant la puissance estimée de 100kVA/ha

Il convient également de tenir compte de l'évolution de la consommation électrique de ces industries dans un contexte d'électrification croissante de leurs besoins.

Même s'il est nécessaire de garder une certaine prudence vu les changements de paradigmes auxquels nous assistons, il existe une corrélation entre l'évolution du PIB et la consommation d'énergie⁶.

La référence citée propose d'après ses études statistiques une relation « 1 point de PIB correspond à 0.75 point de croissance de la demande en énergie » pour la Belgique.

Le bureau fédéral du plan constatait dans son analyse⁷ que « L'efficacité énergétique (...) est un pilier essentiel de la politique climatique que doit mener une Belgique énergivore. En 2030, la consommation d'énergie primaire aura baissé de 30% (32 à 34%) par rapport à 2005. La marge de manœuvre dans l'industrie est relativement limitée puisque l'efficacité énergétique est d'ores et déjà une priorité des industries grandes consommatrices d'énergie. Les coûts énergétiques (dont l'achat de droits d'émission) poussent à investir dans des technologies à haut rendement énergétique et à faibles émissions de carbone. » Ce constat est encore repris dans le rapport du bureau fédéral du 20 mars 2025.⁸

⁶ Saboori, B., Sapri, M., & bin Baba, M. (2014). Economic growth, energy consumption and CO2 emissions in OECD (Organization for Economic Co-operation and Development)'s transport sector: A fully modified bi-directional relationship approach. *Energy*, 66, 150-161

⁷ Bureau Fédéral du plan : Comment obtenir une énergie propre pour tous les Belges ? (17/05/2018) <https://www.plan.be/press/communiqu-1779-fr-comment+obtenir+une+energie+propre+pour+tous+les+belges+> (consulté 12/05/2020)

⁸ Scénarios d'émissions « zéro net » en Belgique : analyse comparative des investissements additionnels [Rapport transition FR](#) (03/2025)

Le bureau fédéral du plan⁹ estime que sur base annuelle, la croissance du PIB ralentit ainsi de 1,4% en 2023 à 1,1% en 2024 et remonte à 1,3% en 2025. Dans nos études, compte tenu de l'évolution prévue du PIB moyenne de 1.2%, nous considérons dès lors une croissance de 0.88%/an de la pointe causée par les industries.

Dans le cadre d'une collaboration avec RESA, ELIA et les agences de développement territorial, ORES a initié un dialogue structuré avec les industriels et les entreprises afin de mieux cerner leur vision et d'identifier précisément leurs besoins en matière de capacités (« Plan Puissance »). Cette démarche s'accompagne d'une étude approfondie, réalisée par Deloitte, dont les conclusions sont actuellement soumises à validation auprès de nos clients. Les résultats de ces initiatives conjointes serviront à enrichir et à renforcer le prochain plan d'adaptation, garantissant ainsi une réponse adaptée aux attentes des acteurs économiques.

1.2.5. Production d'électricité

Au niveau des productions décentralisées, nous devons distinguer 5 gammes de puissances.

1. Les unités ayant une puissance installée de moins de 10 KVA : Ce sont principalement les installations photovoltaïques que l'on retrouve sur les toits des habitations
2. Les unités entre 10 KVA et 250 kVA : Ces raccordements sont soit en BT soit des productions sur des sites industriels en Haute Tension
3. Les unités entre 250 KVA et 1 MVA : Ces installations sont raccordées en HT, généralement en combinaison avec un site industriel et doivent être modulables (flexibilité explicite régulée obligatoire) selon les modalités prévues par la réglementation.
4. Les unités comprises entre 1 MVA et 5 MVA sont plutôt des installations de production dédiées (non combinées avec un site industriel) et sont raccordées en HT
5. Pour les unités de plus de 5 MVA, les raccordements se font directement à partir du poste d'interface avec ELIA via un câble dédié.

Le tableau suivant reprend les données historiques exprimées en MVA de 2016 à 2023 en catégorisant par gamme de puissance et en séparant par technologie.

Gamme de puissance	Technologies	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
0 kVA < P ≤ 10 kVA	Photovoltaïque	502,38	546,26	603,41	684,98	735,16	807,02	913,99	1259,37
10 kVA < P ≤ 250 kVA	Photovoltaïque	62,13	71,39	104,92	118,52	141,24	163,21	190,17	231,44
250 kVA < P ≤ 1 MVA		31,55	42,94	48,00	56,28	63,51	74,14	81,60	101,19
	Cogénération	11,00	12,12	14,14	15,87	17,12	18,52	18,52	19,40
	Diesel (sans cogénération)	0,00	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
	Eolien	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	4,48	4,48	4,48
	Hydraulique	3,56	4,22	4,22	4,22	4,22	4,87	5,70	5,70
	Photovoltaïque	13,31	22,30	25,33	31,88	37,86	45,64	52,28	70,99
1 MVA < P ≤ 5 MVA		131,72	140,62	162,86	196,26	236,28	278,54	309,28	389,69
	Cogénération	57,06	61,56	63,12	64,71	66,98	81,36	82,99	95,35
	Diesel (sans cogénération)	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	3,15
	Eolien	52,85	57,25	67,45	82,27	110,39	124,69	146,54	191,47
	Hydraulique	15,53	15,53	16,98	18,48	20,23	21,98	23,48	23,48
	Photovoltaïque	5,00	5,00	14,03	29,52	37,40	49,23	54,99	76,25

Tableau 8 : Historique des productions décentralisées par catégorie ≤ 5 MVA.

⁹ [Prévisions économiques 2024-2025 : une croissance économique moins intensive en emploi | Bureau fédéral du Plan](#) (09/2024)

Le tableau suivant est celui de la 5^{ème} gamme de puissance :

Gamme de puissance	Technologies	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
P > 5 MVA		500,38	548,18	582,98	625,01	665,31	752,07	884,52	1061,95
	Cogénération	23,60	23,60	23,60	23,60	23,60	29,41	70,91	92,61
	Eolien	443,29	491,08	525,88	567,92	608,22	689,16	773,91	887,36
	Hydraulique	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55
	Photovoltaïque	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,20	48,49
	Turbojet	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95
Total général		1228,16	1349,39	1502,17	1681,06	1841,50	2074,98	2379,55	3043,65

Tableau 9 : Historique des productions décentralisées par catégorie > 5 MVA.

A la lecture de ce tableau, on peut constater l’augmentation brutale d’installations inférieures à 10 kVA en 2023. Ce phénomène a été la conséquence de la fin de la compensation (compteur qui tourne à l’envers) pour les nouvelles installations à partir du 1/1/2024. Il est également à noter que le total général est déjà fort bien en avance par rapport à ce que CLIMACT prévoyait en 2022, soit environ 4 000 MW pour ORES à l’horizon 2030.

Analysons pour les différentes gammes de puissance leur potentiel d’évolution.

Pour celles de plus de 5 MVA, en termes d’intégration dans le plan d’adaptation, vu le temps long nécessaire à leur permis d’exploiter et à leur raccordement, nous prenons les dossiers qui sont remontés par les investisseurs que cela soit les dossiers en cours, les avis informels (API) ou les demandes de repowering de parc existant. A la vue du calendrier actuel des projets et de la probabilité d’occurrence, nous estimons que les dossiers seront raccordés selon la clef de répartition suivante :

Eoliens	2026	2027	2028	2029	2030	Puissance totale
Dossiers en cours (MVA)	603,75	603,75	483	362,25	362,25	2415
API (MVA)		226	169,5	113	56,5	565
Repowering -> 2030 (MVA)		43,25	43,25	43,25	43,25	173
Total	603,75	873	695,75	518,5	462	3153

Tableau 10 : Prévion des éoliennes > 5 MVA.

Pour les gammes de puissance inférieures à 5 MVA (les gammes 1, 2, 3 et 4), les projections sont réalisées à partir des données de la réalité de 2016 à 2023 en considérant une augmentation moyenne annuelle entre 2016 et 2023. A partir de la réalité de 2023, l’évolution par an est divisée par 2 jusqu’en 2035.

Le tableau suivant montre l’évolution cumulée par gamme de puissance.

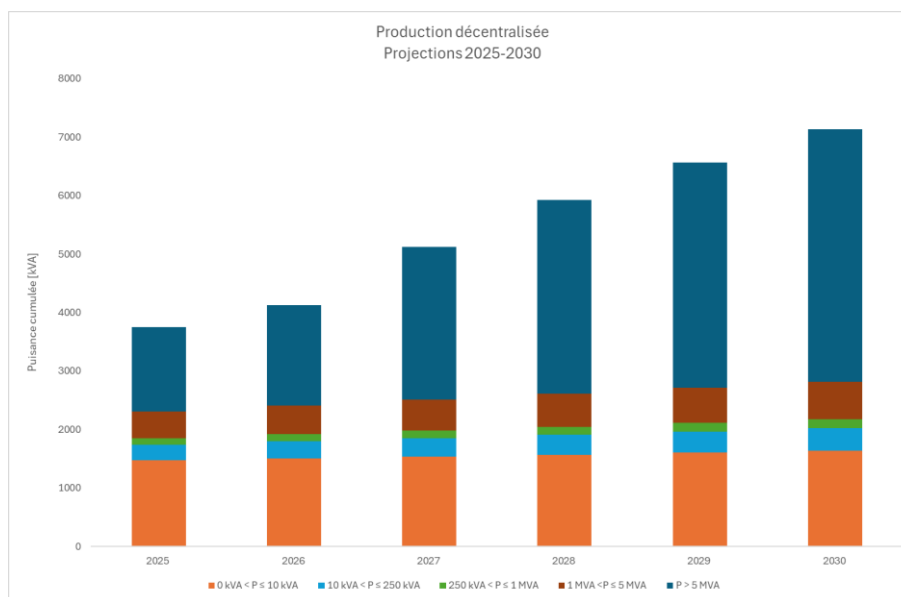


Figure 7 : Prédiction par catégorie > 5 MVA.

Pour ce qui est des calculs réseaux, nous intégrons dans nos scénarios les puissances installées et prenons les données historiques de production maximale combinées avec les minimas de consommation des clients. En effet, considérant que ces unités sont alimentées par une énergie renouvelable (vent ou soleil), il n’y a pas d’effet de coefficient de foisonnement comme en consommation/demande.

1.2.6. Stockage d’électricité

En 2024 et lors du premier trimestre 2025, nous avons reçu une série importante de marques d’intérêt pour le placement de batteries à haute puissance (au-delà de 5 MVA par demande). C’est pratiquement 600 MW¹⁰ de puissance cumulée qui sont concernées, soit une augmentation de 228% en un an.

L’intégration de ces demandes, tant sur le réseau d’ORES que d’ELIA, est encore en cours au moment de l’établissement de ce plan d’adaptation.

Au vu des puissances demandées, ces raccordements sont tous en TransHT.

Un trajet est en cours de discussion au niveau de la région afin de déterminer un cadre au niveau de la flexibilité permettant à la fois le développement de ces projets tout en maintenant suffisamment de puissance disponible pour les autres types de clients. L’impact sur les réseaux et sur le portefeuille d’investissement d’Elia est abordé dans la section 6.2.5. Ces assets par nature très flexibles auront un impact totalement différent sur nos réseaux en fonction des mécanismes qui seront retenus dans les discussions en cours.

¹⁰ 590 MW - Situation au 01/04/2025. Si nous ne considérons que les chiffres reprenant les demandes d’avis préalable informel, les avis préalables formel et les études de détail reçues depuis le 1/9/2024, c’est 209 MW de demande.

1.2.7. Réseaux de chaleur

En application des lignes directrices et de la Directive (UE) 2018/2001 modifiée par la Directive (UE) 2023/243 article 24 §8, nous avons cherché à identifier le potentiel des réseaux de chaleur en matière de fourniture d'énergie d'équilibrage et d'autres services au réseau.

A cette fin nous avons introduit en 2023 une demande de subside (Plan de Relance de la Wallonie 2022) pour la réalisation d'un réseau de chaleur à petite échelle sur la commune de Martelange (projet dénommé HERACLES) avec Wingest et Karno comme partenaires. Le potentiel de ce réseau pour les arbitrages et services au réseau faisait partie de la phase 4 (la construction du réseau étant la phase 3). Le schéma de principe est repris à la figure suivante.

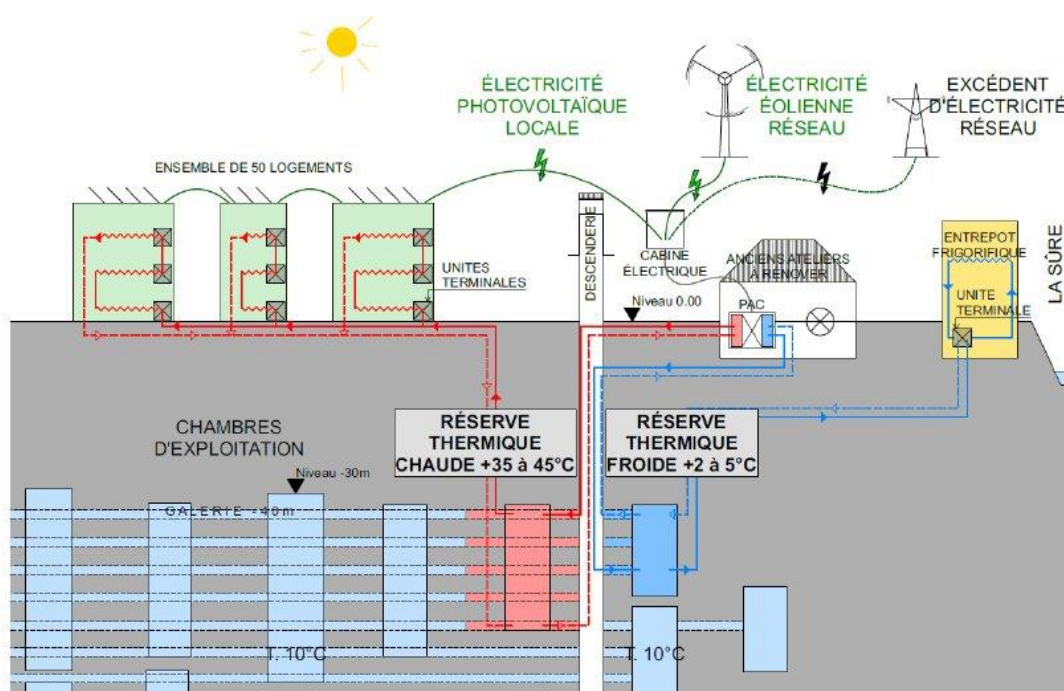


Figure 8 : Illustration d'un réseau de chaleur.

Malheureusement, ce projet n'a pas été retenu.

D'autre part, nous n'avons reçu aucune demande de participation d'un réseau de chaleur aux services d'énergie d'équilibrage.

1.2.8. Autres éléments

Dans les lignes directrices, la CWaPE nous invite à expliquer les hypothèses qui n'ont pas été retenues et, pour ces dernières, d'évaluer un risque et l'impact de ce risque sur les investissements.

Au niveau de la politique « Chaleur résidentielle » pour nos clients, il est parfois fait mention d'une option « tout à la PàC ». Nous avons réalisé une étude qui compare cette option à une vision où plusieurs vecteurs de chaleurs décarbonée co-existent.

Cette option prend les éléments suivants en considération :

- Un PEB moyen « C » (soit entre 2040 et 2050)
- Le potentiel de biométhane
- La récupération de la chaleur fatale
- La récupération de la chaleur de la géothermie profonde

- Les PàC

Concernant le potentiel de biométhane, nous nous sommes basés sur l'étude Valbiom qui pour ORES l'estime à 3200 GWh.

Pour ce qui est de la récupération de la chaleur fatale, nous avons pris comme source l'évaluation du potentiel de chaleur fatale industrielle en Wallonie qui a été réalisé par Pirotech en mars 2024, publiée en même temps que la Stratégie chaleur de la Wallonie.

La géothermie profonde a été estimée par Resolia et CLIMACT sur base de la cartographie wallonne du potentiel.

Les PàC sont le terme de bouclage sur le besoin total en chaleur.

Le tableau ci-après donne les résultats globaux.

	Actuel	Scénario rénovation moyenne (PEB C)	
		Full électrification	Multi-vectoriels
Besoins en chaleur (GWh), qui sont couverts par:	31.000	22.500	
Gaz naturel - ORES	10.000	/	/
Biométhane	/	/	2.850 ^(**) + 350 B2B
Electricité (Hors PàC)	2.100 ^(*)	/	/
Pompes à chaleur	190 ^(*)	22.500	17.400
Autres (Mazout, Butane/Propane, etc))	18.700	/	/
Réseaux de chaleur	/	/	2.250
Chaleur fatale	/	/	1.700
Chaleur géothermie	/	/	500
Chaleur mixte	/	/	50
Nbre unités de logements^(***) Total, dont	1.400.000		
Gaz naturel - ORES	506.000	/	
Biométhane	/	/	195.500 (B2C)
Autres	845.000	/	/
Electrification	49.000	1.400.000	1.039.500
Réseaux de chaleur	/	/	165.000
Chaleur fatale	/	/	126.000
Chaleur géothermie	/	/	35.500
Chaleur mixte	/	/	3.500

Tableau 11 : Scénario de besoins en chaleur.

Ce qui, traduit en puissance, donne le tableau ci-après.

	Scénario rénovation moyenne (PEB C)	
	Full électrification	Multi-vectoriels
Besoins en chaleur fournis par une pompe à chaleur (GWh)	22.500	17.080
Energie électrique fournie (COP : 1,58) – (GWh)	14.250	10.800
Nbre de pompe à chaleur	1.400.000	927.400
Géothermie	/	38.700
Puissance électrique nécessaire (MW)	700	463
Puissance électrique évitée (MW)	/	237

Tableau 12 : Scénario de besoins en chaleur – traduction en énergie et puissance.

Il est donc à noter que la puissance équivalente demandée à l'interface avec ELIA lors de la pointe augmenterait de 237 MW, ce qui est loin d'être négligeable. Cette option de « tout à la P@C » n'est donc pas prise en compte pour l'établissement de ce plan d'adaptation.

1.3. Du global vers le local

Les investissements que nous devons prévoir sont liés à la structure du réseau et à ses équipements. Nous devons donc traduire les données générales à un niveau plus local.

1.3.1. Au niveau du réseau BT

Nous avons remarqué à l'appui d'études académiques¹¹ que la vitesse de progression des nouvelles technologies et des marchés associés (d'abord les PV, maintenant les véhicules électriques et P@C) pouvait s'estimer à partir du profil socio-économique des clients, en commençant par les profils les plus aisés (c-à-d les personnes de la médiane supérieure des revenus)¹². Elles diffusaient ensuite vers les autres profils.

Afin de faire le lien entre ces profils et le réseau, il nous fallait une découpe géographique.

Le secteur statistique est le niveau territorial le plus détaillé utilisé par Statbel¹³ pour ses statistiques et ses publications. Les contours de ces secteurs sont également disponibles sur leur portail open data. La Belgique est ainsi découpée en zones, découpe qui, depuis 1981, est réalisée sur base de caractéristiques structurelles d'ordre social, économique, urbanistique ou morphologique. Il a été retouché pour l'Enquête socio-économique de 2001 afin d'épouser les modifications des limites communales et afin d'intégrer les grandes modifications de l'utilisation du sol. C'est donc une traduction sur le territoire d'une certaine réalité socio-économique. A partir du moment où des zones géographiques sont délimitées, il devient possible de les intégrer dans nos études de planifications et de faire ce lien.

Afin de ne pas avoir à traiter chaque secteur statistique individuellement (il y en a 7500 sur les zones d'ORES), nous avons réalisé un exercice de regroupement (appelé clustering). Le clustering est une technique d'apprentissage automatique (non supervisée) qui consiste à regrouper des objets similaires dans le même ensemble (ou "cluster") et à séparer des objets différents dans des clusters distincts. Cela permet d'organiser de grandes quantités de données en groupes significatifs, facilitant ainsi l'analyse et la prise de décision.

Nous l'avons réalisé sur base des données suivantes :

¹¹ Par exemple

- Sovacool, B. K., Axsen, J., & Kempton, W. (2017). The future promise of vehicle-to-grid (V2G) integration: a sociotechnical review and research agenda. *Annual Review of Environment and Resources*, 42, 377-406.
- Sierchula, W., Bakker, S., Maat, K., & Van Wee, B. (2014). The influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric vehicle adoption. *Energy Policy*, 68, 183-194.
- Li, W., Long, R., Chen, H., & Geng, J. (2017). A review of factors influencing consumer intentions to adopt battery electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 318-328.

¹² C'est bien entendu une très forte approximation car les critères d'adoption d'un VE ou des PV sont multiples. Il est toutefois assez remarquable que cette catégorie en regroupe plusieurs comme, outre la capacité d'investissement, un niveau d'éducation plus élevé, être le public cible des premiums pour les VE, volonté de reconnaissance de leur image, etc. C'est notamment ce qui se retrouve sous le vocable de « theory of diffusion of innovation (DOI) » Voir à ce sujet Rogers, E. M. (2010). *Diffusion of innovations*. Simon and Schuster.

¹³ https://statbel.fgov.be/sites/default/files/files/opendata/Statistische%20sectoren/Secteur%20stat-FR_tcm326-174181.pdf

- Densité de population
- Revenus
- Taille moyenne des ménages

Cette méthode a permis d'identifier 4 « clusters »

1. Immeuble et Urbain populaire
2. Urbain centre, rural et péri-urbain
3. Majorité des fermes et du milieu rural
4. Zone « mixte » par rapport aux critères précédents

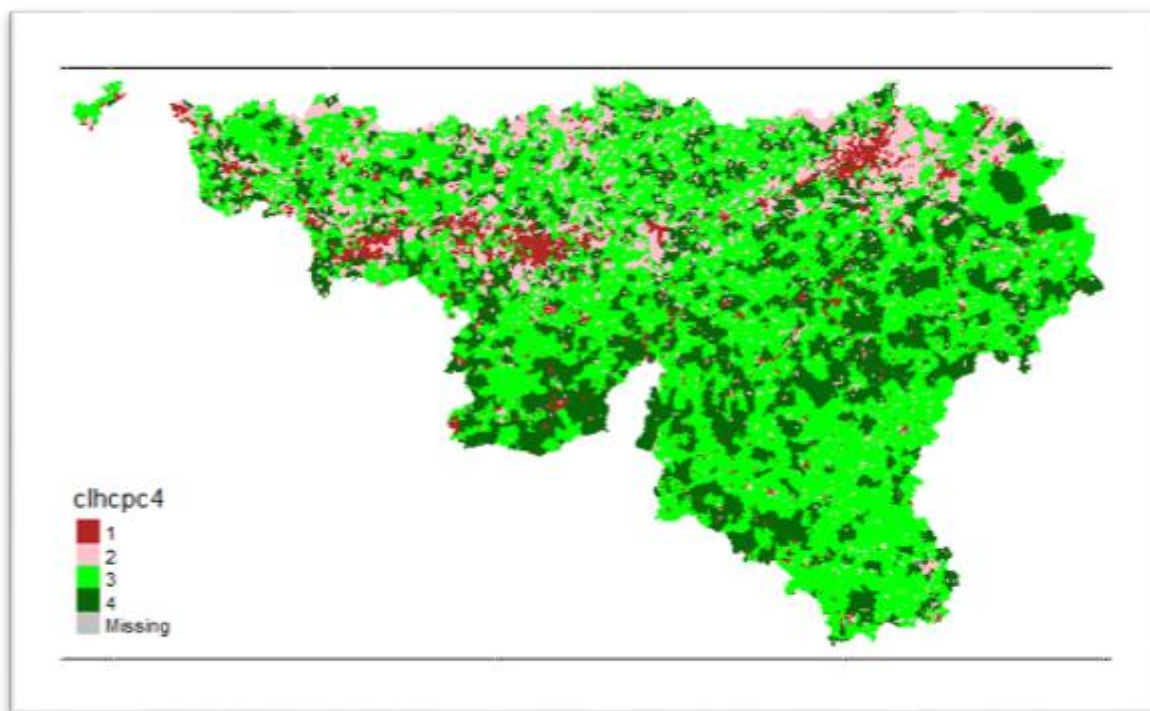


Figure 9 : Illustration des résultats de la méthode de clustering.

Avec le soutien méthodologique de l'UCLouvain, cette découpe nous permet de répartir les quantités de VE et de PàC à un niveau plus local.

Ces informations sont ensuite regroupées avec celles provenant des compteurs communicants. En effet, ces compteurs peuvent être utilisés comme capteurs de tension sur nos réseaux BT. Nous en avons activé plus de 90 000 dans le courant 2024. Cette information donne une image fidèle de l'état

actuel du réseau. Cela nous a permis entre autres de communiquer vers nos clients en open data sur les risques de congestion.

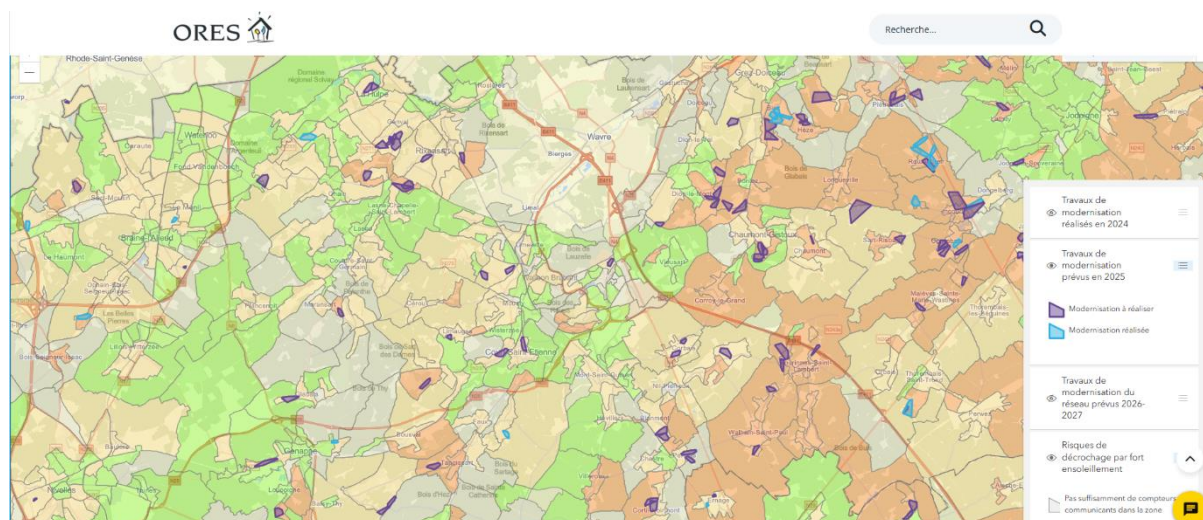


Figure 10 : Illustration de la cartographie des risques de décrochages et travaux de modernisation.

Cette combinaison d'information nous permet d'établir un score pour chaque départ du réseau BT (70.000 au total) qui tient compte pour 60% de l'état actuel du réseau, 20% de l'évolution de charge (VE, PàC et PV) et 20% de la vétusté du matériel et de l'amélioration de la résilience.

Grâce à l'intelligence artificielle, nous avons mis en place des algorithmes qui nous donnent automatiquement une recommandation d'une solution technique standard harmonisée aux problèmes mesurés par le scoring (algorithme COSMOS). Cela permet à nos équipes de terrain, qui restent maîtres en dernier recours des choix opérationnels, de gagner du temps dans la recherche de solution.

Nous avons ainsi une priorisation des investissements à consentir, investissements qui sont regroupés dans ce plan d'adaptation.

1.3.2. Au niveau du réseau HT

Les flux de puissance de la BT sont évidemment pris en compte sur le réseau HT. Pour cela, nous utilisons la connectivité qui permet de rattacher le réseau BT au réseau HT correspondant.

A cela nous devons ajouter les évolutions spécifiques à la clientèle raccordée en HT. Pour établir ces prévisions, ORES a démarré un trajet « Plan de puissance » avec les parties prenantes. Une fois ces évolutions estimées, la traduction du niveau global vers le niveau local est un plus direct car il y a moins de clients (ordre de grandeur 10 000 en HT contre 1 300 000 en BT).

Quand nous projetons l'ensemble de ces marques d'intérêt et les différentes évolutions de la BT sur les capacités des postes d'interface avec ELIA, nous remarquons que :

- Groupe 1 : 15 Postes sont potentiellement en congestion à court terme
- Groupe 2 : 29 postes seraient à saturation d'ici 2030
- Groupe 3 : 11 postes seraient à saturation après 2030
- Groupe 4 : 67 postes n'auraient à ce stade pas de congestion

Les discussions sont en cours, tant au niveau du législateur gouvernement wallon, qu'avec la CWaPE et ELIA sur la manière dont ces points en congestions potentielles doivent être traités.

1.4. Trajet de la flexibilité pour les congestions

En application de l'article 15 Décret du 12 avril 2001 (version consolidée) relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ORES envisage notamment les mesures de gestion intelligente du réseau, de flexibilité, de stockage, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions décentralisées et d'accès flexibles ou toute autre ressource alternative pour permettre d'éviter le renforcement de la capacité du réseau.

Les investissements, bien que pièces maîtresses de la gestion du réseau, ne pourront être l'unique réponse aux évolutions rapides des besoins de nos clients. L'utilisation de la flexibilité, c'est-à-dire la capacité de modifier le profil d'injection ou de prélèvement d'énergie en réaction à un signal, est une piste à explorer. Cette démarche n'est pas unique pour la Wallonie mais est largement supportée par les directives européennes et commence à être mise en place chez certains de nos voisins, citons par exemple les Pays-Bas.

Dans une industrie au temps long comme le gestionnaire de réseau, la flexibilité comme outil pour gérer au mieux la temporalité et la nécessité des investissements permettrait de gérer l'aspect temporel. En effet, au niveau temporel, la flexibilité donnerait du temps car il n'est pas possible d'investir partout et il y a des difficultés à mobiliser suffisamment de ressources travaux réseaux dans les temps (défi du recrutement de techniciens, des entrepreneurs et de la supply chain, sans compter les contraintes sur les permis et autorisations de pose). En outre, la flexibilité devrait donner l'opportunité d'éviter les investissements dans les situations où ce n'est pas justifiable économiquement car les congestions se manifesteraient que de manière très sporadique.

Il y a globalement 3 grandes familles de flexibilité : la flexibilité implicite, la flexibilité explicite de marché et la flexibilité régulée.

1.4.1. Flexibilité implicite

Dans le cadre du modèle de flexibilité implicite, les utilisateurs de réseau répondent volontairement à des incitants ou des signaux tarifaires, adaptant leur comportement de manière discrétionnaire et sans engagement formel. Cette approche repose sur l'idée que des mécanismes de tarification incitative peuvent encourager des ajustements spontanés dans la consommation d'énergie, sans nécessiter de contraintes contractuelles, et donc encourager une participation active et volontaire des utilisateurs à la gestion du système énergétique.

Les nouveaux tarifs incitatifs, qui entreront en vigueur en 2026, s'inscrivent pleinement dans cette approche. Ils visent à encourager les propriétaires de véhicules électriques à optimiser les périodes de recharge, en tirant parti des plages horaires où les tarifs sont les plus avantageux, comme les heures creuses de la nuit profonde (représentées en vert dans la figure ci-dessous). Ce mécanisme tarifaire, dont l'effet sur la consommation est illustré à la Figure 4, incite à déplacer les périodes de charge, un comportement qui profite tant aux utilisateurs, en réduisant leurs coûts, qu'au réseau, en améliorant la gestion de la demande sur le réseau

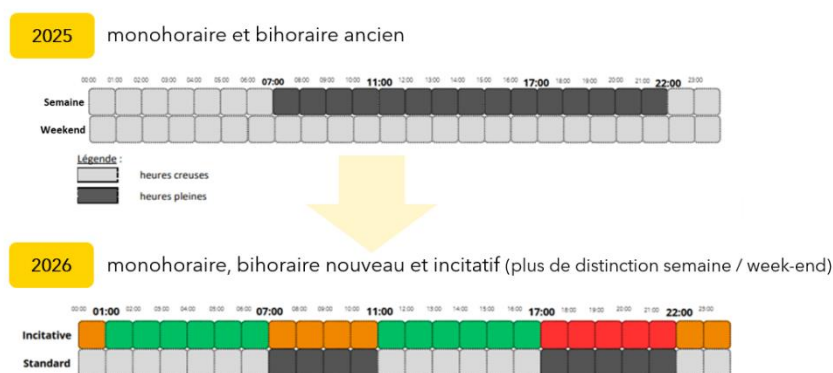


Figure 11 : Illustration de l'évolution du passage à un tarif mono- ou bihoraire vers des tarifs incitatifs en 2026.

1.4.2. Flexibilité explicite de marché

Dans ce modèle, les utilisateurs de réseau réagissent à des offres de flexibilité explicite de manière engageante pour donner suite à la participation à un mécanisme non obligatoire. Les ressources de flexibilité sont acquises et gérées à travers des mécanismes de marché et valorisées en fonction de l'offre et de la demande sur le marché, et les prix peuvent varier en fonction des conditions du marché dans différentes temporalités

La flexibilité explicite de marché fonctionne mieux quand il y a potentiellement un marché liquide où les opportunités d'offre dépassent le besoin. En conséquence, nous pensons que ce type de flexibilité peut être une solution intéressante pour la gestion des congestions en Haute Tension.

Ces marchés locaux de flexibilité permettent la mise à disposition de flexibilité (souvent via une plateforme) en matière de demande d'électricité ou de production au gestionnaire de réseau ou à une autre contrepartie à un niveau local.

La mise en place d'appels d'offre voire de marchés locaux pour l'achat de différents services de flexibilité pour des contraintes au niveau de la HT est une pratique qui se développe rapidement de manière rapide dans de nombreux pays. Les cas d'usages actuels portent essentiellement sur du soutien à la conduite (gestion N-1) et de la gestion de travaux/maintenances.

La flexibilité est achetée à des Flexibility Service Provider (FSP), pouvant potentiellement agréger de la flexibilité BT pour résoudre de la congestion au niveau supérieur. La flexibilité comme alternative économique (investissement), est une option qui peut être utilisée lorsqu'elle est compétitive, mais cela requiert un nouveau modèle réglementaire (dit TOTEX).

Au niveau d'ORES, nous avons trois initiatives d'innovation pour explorer ces pistes.

La première, dénommée PIC@U, vise à tester l'utilisation d'une plateforme pour exposer tous types de besoins de flexibilité.

Nous achevons le trajet du marché public pour l'acquisition de d'une telle plateforme qui devrait être opérationnelle fin de second semestre 2025. Pour cette initiative, nous avons établi des contacts réguliers avec nos collègues de Fluvius qui ont démarré une démarche identique, et ce afin que nos 2 initiatives soient les plus complémentaires possibles.

La deuxième initiative appelée SCOPE concerne une approche différente. Il s'agit d'un marché secondaire de la flexibilité où un producteur soumet à une flexibilité régulée obligatoire (qui reçoit une consigne par exemple via o-one de moduler sa production) trouve un contrat avec un industriel pour que celui-ci consomme plus, et permette à ce producteur de continuer à injecter à plein potentiel. L'objectif principal est de développer une solution économiquement efficace pour éviter les

congestions sur le réseau HT d'ORES via la création d'un marché de flexibilité local entre producteur contraint et consommateur industriel/commercial capable de moduler sa charge. Cette initiative réalisée avec plusieurs partenaires (ULIEGE, ULB, OakTree Power, Haulogy, CE+T) a été déposée auprès du Pole MecaTech et nous sommes en attente de la décision du Gouvernement Wallon.

La troisième initiative ([FlexMyHeat](#) | [FlexMyHeat](#)) est notre participation au projet FlexMyHeat ([FlexMyHeat](#)). Celui-ci vise à comprendre le rôle que joueront les pompes à chaleur et les solutions de stockage décentralisées en 2030 et 2050 en tant que source de flexibilité pour le système électrique national.

Ce projet vise à comprendre comment cette charge supplémentaire sur le système électrique peut être transformée en opportunité.

Le contrôle approprié des pompes à chaleur, en combinaison avec des solutions de stockage locales, entraînera plusieurs avantages :

- Réduction significative des charges de pointe
- Augmentation de l'autosuffisance de la Belgique
- Amélioration de la résilience du réseau électrique deviendra plus résilient

Ce partenariat avec Thomas et Piron, LIFEPOWR, ENERGIE COMMUNE, ELIA, DESTORE et IMEC utilise un modèle (voir ci-dessous) et des simulations pour estimer le potentiel.

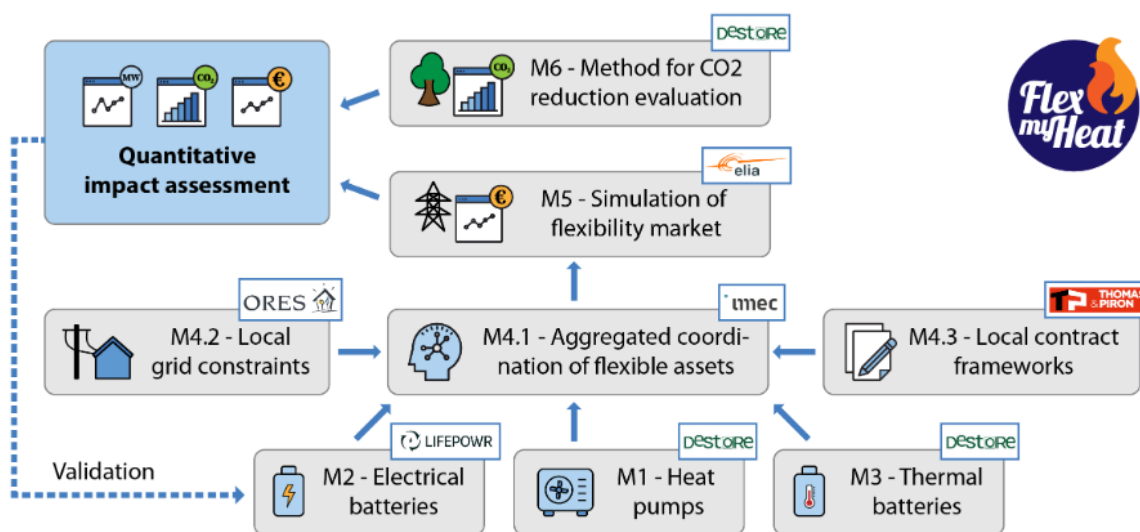


Figure 12 : Illustration de FlexmyHeat.

Les résultats définitifs sont attendus pour le deuxième trimestre de 2025.

1.4.3. Flexibilité régulée

Certains usages nécessitent d'être cadrés par des règles et critères prédéfinis et réglementés pour avoir un accès au réseau. C'est en quelque sorte une espèce un code de la route pour le réseau. Les prix et les termes de rémunération de la flexibilité qui y est liée sont déterminés par les autorités de régulation ou les gestionnaires de réseaux électriques, plutôt que par des acteurs de marché. Elles peuvent être imposées comme c'est le cas de la flexibilité pour les installations de production de plus de 250 kVA.

Parallèlement, la transposition de la directive 2024/1711¹⁴ au niveau Wallon doit être réalisée dans les prochains mois. En outre, un règlement sur la flexibilité (« Demand Side Response¹⁵ ») sera plus que probablement publié courant 2025. Ce règlement fixera les règles à suivre par le GRD pour l’utilisation de la flexibilité régulée et commerciale. Dans l’intervalle, des pistes sont explorées en mode fast track pour 1) permettre le raccordement des projets de batteries sans impact négatif pour les autres usages et 2) pour répondre à des demandes de raccordement et d’augmentation de puissance dans les zones de congestion.

En synthèse, la flexibilité devrait nous permettre de réconcilier l’accélération de la transition énergétique et les contraintes de planning d’un réinvestissement massif dans les réseaux. Déplacer la charge des VE la nuit, avoir la possibilité de moduler l’utilisation de parcs de batteries au moment de congestion des postes Elia ou développer des mécanismes de flex commerciale sont autant de levier que nous devons pouvoir exploiter.

1.5. Conclusion

Les différents éléments repris dans cette introduction sont utilisés dans le plan d’adaptation. Nous avons démontré que les hypothèses d’augmentation de charge que nous avons prises ne sont pas celles du scénario le plus extrême. Les chapitres et sections suivants reprennent la structure demandée dans les lignes directives de la CWaPE.

¹⁴ Directive 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 en ce qui concerne l’amélioration de l’organisation du marché de l’électricité de l’Union

¹⁵

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Public_consultations/PC_2024_E_07/1_NCDR_DSO_ENTITY_ENTSO-E.pdf

2. Descriptif de l'infrastructure existante

2.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2024

Voir onglet « Tab0_descriptif infr existante » de l'annexe PA ED 2026-2030 pour ORES.

2.2. Pyramide des âges

Etat de vétusté de l'infrastructure haute tension.

Les informations fournies dans l'annexe « Pyramide des âges » représentent l'état des lieux à notre disposition.

Un programme d'optimisation des données est en cours et s'étalera sur plusieurs années. Ce dernier pouvant provoquer des modifications au niveau des pyramides des âges.

3. Bilan des réalisations de l'année précédente (2024)

Voir tableaux (annexe PA ED 2026-2030) :

1. Tab 1_Global – Postes budgétaires ;
2. Tab 2_Bilan N-1.

Rappel concernant les données fournies dans le bilan des réalisations de l'année précédente : certaines rubriques peuvent présenter des dépenses réalisées sans pour autant être valorisées de manière quantitative (cf. explications dans le plan d'adaptation 21-25).

Faits marquants concernant les investissements réalisés en 2024 :

En 2024, ORES a réalisé près de 111 % des investissements initialement budgétés. Ce résultat est la combinaison de différentes tendances principales.

- **Poses de lignes et de câbles en basse tension et en haute tension**

En 2024, ORES a dépassé ses objectifs en matière d'installation de câbles en basse et moyenne tension, ainsi que de lignes en basse tension, bien que dans une moindre mesure. Ces initiatives visent à moderniser et renforcer le réseau basse tension, afin de résoudre les congestions engendrées par la transition énergétique. Par ailleurs, ORES a poursuivi le renforcement de son réseau moyenne tension, dans le but de créer une infrastructure offrant de nouvelles capacités tout en éliminant les congestions existantes.

L'augmentation des volumes installés combiné à la hausse observée des prix unitaires des circuits posés a mené à un dépassement budgétaire pour ce type d'investissements en 2024.

- **Installation de transformateurs**

ORES a installé en 2024 un nombre de transformateurs supérieur aux prévisions initiales, afin d'offrir de nouvelles capacités et d'intervenir efficacement sur le niveau de tension dans les zones problématiques. L'exercice 2024 a donc mené à un dépassement budgétaire pour ce type d'investissements.

- **Installation d'équipements de cabines et sous-stations**

Les volumes d'équipements installés dans les cabines et les sous-stations a globalement été plus faible que prévu en 2024. Toutefois, les prix unitaires observés pour ce type d'équipements en 2024 ont mené à un dépassement des budgets initialement prévus.

- **Déploiement compteurs communicants :**

Nous pouvons observer que le budget global alloué en 2024 relatif au déploiement des compteurs communicants a été globalement consommé. Le volume déployé est quant à lui globalement proche des cibles initiales.

- **Raccordement en basse tension**

Les volumes de travaux de raccordements ont été en deçà des prévisions, principalement en raison d'un nombre de nouveaux raccordements inférieur aux attentes. Cependant, l'enveloppe budgétaire dédiée à ces travaux a été dépassée, en raison de la hausse des prix unitaires constatée en 2024.

- **Installation de protection et de RTU dans les sous-stations**

En 2024, les volumes de RTU et de protections installées dans les sous-stations ont dépassé les prévisions. Cela reflète la stratégie d'ORES, qui privilégie l'installation de protections les plus modernes, telles que la technologie IEC61850, et qui vise le développement de réseaux intelligents, contrôlables et commandables à distance.

- **Poses de câbles pour raccordements de types HT et Trans-HT**

En 2024, les raccordements de type trans-HT (par exemple, pour les éoliennes) ont été bien inférieurs aux prévisions, avec seulement 20 km posés sur les 73 km initialement budgétés. Les volumes de poses trans-HT fluctuent historiquement d'une année à l'autre, et les quantités posées en 2024 ont été particulièrement faibles. Malgré ce faible niveau d'activité, nous n'envisageons pas de revoir nos budgets à la baisse pour les années à venir, car ces raccordements demeurent essentiels pour les utilisateurs du réseau.

Les volumes de raccordements HT en souterrain, quant à eux, ont dépassé les prévisions. Cette augmentation, combinée à la hausse des prix des poses observée en 2025, a entraîné un dépassement des budgets initialement alloués.

Il convient également de souligner que les dépenses liées aux raccordements HT et Trans-HT sont couvertes par les recettes clientèles.

4. Actualisation des plans en cours (2025)

Conformément aux lignes directrices émises par la CWaPE relatives à l’établissement du plan d’adaptation 2026-2030, ORES a réalisé une actualisation de son budget pour l’année 2025.

Voir tableau (annexe PA ED 2026-2030) : Tab 3_Actualisation N.

Synthèse des investissements prévus en 2025 :

Voici donc les faits marquants relatifs à l’actualisation du budget 2025 :

Nous observons une augmentation du budget de l’ordre de + 20% par rapport aux prévisions réalisées dans le cadre du plan d’adaptation 2025-2029.

Cette augmentation s’explique comme suit :

- **Augmentation des prix unitaires observés pour les travaux d’infrastructure électrique**
Les récents changements des coûts, en particulier la hausse significative des prix des matières premières et des prestations des entrepreneurs constatée lors de la conclusion de plusieurs marchés publics, nous ont conduits à revoir à la hausse les coûts unitaires des projets inclus dans ce plan d’adaptation.
- **Report de budgets de projets retardés en 2024**
Différents projets nominatifs ont été retardés à cause de difficultés d’octroi de permis d’urbanisme ou dans des transactions patrimoniales ou par recherche de synergies avec d’autres travaux. Les budgets prévus en 2024 ont donc été transférés à 2025. La prise en compte de ces retards augmente donc l’enveloppe budgétaire de 2025. Les projets exemplatifs sont les suivants
 - P12915 - Renforcement alimentation haute tension poche de Libin. Les poses de câbles depuis le poste de Recogne et le renforcement de la zone d’activités Galaxia sont terminés. La construction du poste déporté et les renforcements de la poche de Libin seront finalisés en 2025.
 - P12916 - Renforcement alimentation Poche de Habay. Les poses de câbles depuis le poste de Villers-sur-Semois et le renforcement de la zone d’activités Les Coeuvin sont terminés. Les renforcements de la zone d’Habay sont en cours.
 - P12444 – Poste de Farciennes - Rénovation complète du poste. Les travaux seront terminés en 2025.
 - P12680 - Poste de Mouscron 2. Les travaux seront terminés en 2025.
 - P12967 Structure réseau Placard (10605) - Restructuration du réseau toujours en cours en 2025.
 - P12970 - Enfouissement Quartier haut-vent. Les travaux sont concentrés sur 2025.

5. Identification des objectifs et perspectives macroéconomiques

Les hypothèses et perspectives macro-économiques ont été reprises dans l’introduction au présent document.

6. Plan d'adaptation 2026-2030

6.1. Les besoins en capacité

ELIA, à partir d'un modèle qui lui est propre (cf. plan d'adaptation ELIA), estime sur base de l'évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par ORES, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins d'**1 %** en moyenne par an de 2024 à 2029 (onglet Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs de l'annexe PA ED 2026-2030). Il est à noter que dans le cadre de la dernière version de la convention de collaboration, une révision du processus d'évolution des charges est en cours d'élaboration. Dans ce processus, ORES proposera à ELIA un scénario d'évolution de charge à valider sur base d'hypothèses convenues préalablement. En effet, force est de constater que les évolutions de charge futures reposent de moins en moins sur une évolution statistique du passé et que, par la transition énergétique, une rupture dans les flux d'énergie doit être anticipée.

Sur cette base, hors éléments factuels connus (report permanent de charge, nouveaux clients, ...), nous prenons comme hypothèse d'augmentation des intensités des feeders **1.5 %** par an dont 0.5% correspond à une approche prudente de l'impact de la mobilité électrique tout en intégrant la mobilisation des moyens de flexibilité implicite induite par le futur tarif.

ORES prévoit une enveloppe pour des travaux HT ou basse tension imprévus à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice.

6.1.1. Evolution de la consommation, de la production et des pointes de charge pouvant en résulter

6.1.1.1. Les postes sources (interfaces entre le GRT et le GRD)

a) Puissance garantie en prélèvement

Puissance garantie en prélèvement : le tableau, avec son analyse, reprenant la liste des postes avec les puissances mises à disposition par ELIA (Sn-1 dans le tableau) et l'évolution des charges modélisée par ELIA est fourni dans l'onglet Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs de l'annexe PA ED 2026-2030.

Sur base des puissances mises à disposition par Elia et l'évolution des charges modélisées par Elia dans son processus annuel de prévision (cahier noir), nous constatons les saturations suivantes:

ORES Brabant Wallon :

PO BAULERS : le passage en exploitation séparée et l'utilisation de secours en distribution pour accueillir les charges clients sur Baulers se feront en 2026 avec, en parallèle, discussion avec Elia pour définit une solution pérenne.

ORES Est :

On ne constate actuellement aucun problème de saturation en prélèvement.

ORES Hainaut :

PO QUEVAUCAMPS : saturation prévue du poste à la suite de demandes de raccordements. Des travaux de renforcements ont été définis et sont en cours de planification avec Elia.

PO MONTIGNIES/SAMBRE : dépassement de la Sn-1 attendu en 2025. La situation est discutée avec ELIA. ORES s'alignera sur le planning de renforcement du poste par Elia pour réaliser les travaux nécessaires côté distribution. Entre-temps, des transferts de charge pourraient avoir lieu vers les postes Monceau et Charleroi pour soulager le poste à court terme. En cas de nécessité, il est également possible de passer en exploitation séparée.

PO MAISIERES : saturation prévue du poste à la suite de l'augmentation annoncée du prélèvement du Shape. ORES s'est concerté avec Elia pour répondre à cette saturation et définir le principe de la solution à mettre en œuvre (installation de nouveaux transformateurs et nouveau poste). ORES s'alignera sur le planning d'Elia pour réaliser les travaux nécessaires du côté distribution.

ORES Luxembourg :

PO ARLON : saturation du poste prévue à la suite des augmentations de puissance demandées, principalement liées à l'accueil des bornes de recharge de véhicules électriques. Le renforcement du poste est en discussion avec Elia et devrait avoir lieu après 2030. Entretemps, un transfert de charge sera réalisé vers le poste de Bonnert pour répondre à l'augmentation des prélèvements à court terme.

PO MARCHE-EN-FAMENNE : saturation du poste prévue à la suite des augmentations de puissance demandées. Elia et ORES prévoient des travaux dans le poste en 2027 pour accueillir les nouveaux feeders, en combinaison à des mesures d'exploitation pour faire face à l'augmentation de charge. Une deuxième phase de travaux aura lieu en 2028 pour renforcer structurellement la capacité du poste.

PO NEUFCHATEAU: saturation du poste prévue à la suite des augmentations de puissance demandées, principalement liées à l'accueil des bornes de recharge de véhicules électriques. Les discussions avec Elia ont commencé pour un renforcement du poste. Entre-temps des transferts de charges vers les postes voisins pourront être réalisés pour soulager le poste.

PO HATRIVAL : des études sont en cours entre ORES et ELIA afin de dégager des solutions technico-économiques optimales concernant des potentiels futurs investissements au niveau d'Hatrival.

ORES Mouscron :

On ne constate aucun problème de saturation en prélèvement.

ORES Namur :

PO HANZINELLE : saturation prévue du poste à la suite des augmentations de prélèvement annoncées. ORES s'alignera sur le planning de renforcement du poste par Elia pour réaliser les travaux nécessaires côté distribution.

ORES Verviers :

On ne constate aucun problème de saturation en prélèvement. Toutefois, certains postes sont à surveiller et on pourrait voir apparaître des saturations d'ici 2030 (Exemples: St Vith, Stember, Turon)

Pour compléter les analyses faites lors du processus annuel de prévision (cahier noir), ORES et Elia se sont engagés dans une collaboration pour développer une nouvelle méthodologie visant à anticiper l'évolution des prélèvements sur les réseaux basse tension, dans un contexte où l'électrification des usages ne cesse de s'intensifier. Par ailleurs, de nouvelles demandes de raccordements ont été introduites depuis l'établissement du cahier noir. Ces deux dynamiques combinées laissent présager la saturation à venir d'autres postes. Les postes suivants sont concernés :

Postes pour lesquels une congestion apparaît sur base des demandes CAPAC au 1/2/2025
PO ARLON
PO BAULERS
PO DEUX ACRES
PO FAYS VENEURS ¹⁶
PO GOSSELIES
PO JUMET
PO MARCHE EN FAMENNE
PO MARQUAIN
PO MONS
PO MONTIGNIES
PO NEUFCHATEU
PO QUEVAUCAMP
PO RECOGNE
PO ST SERVAIS
PO VILLERS/ SEMOIS

Tableau 13 : Postes saturés – liste complémentaire à celle établie sur base du cahier noir.

ORES et Elia suivent de près l’évolution des besoins en capacité et évaluent activement les solutions les plus adaptées pour renforcer les postes concernés. Ces solutions impliquent parfois une augmentation de la capacité de transformation depuis le réseau de transport, voire un renforcement de ce réseau en amont. La nature complexe et structurante de ces travaux côté transport influence bien souvent le périmètre et le calendrier des investissements. Le GRD, en aval, ajuste ses propres investissements, principalement au niveau des cabines, en cohérence avec les évolutions du réseau de transport.

Pour chaque poste, la solution sélectionnée sera annoncée dans une prochaine version du plan d’adaptation, dès qu’elle a été définie, et mise en œuvre dans la mesure où les hypothèses sous-jacentes se concrétiseront.

b) Puissance garantie en injection dans le réseau de transport (local)

La situation des postes/cabines en termes d'accueil des productions décentralisées électriques (PDE) est abordée en corrélation avec les cahiers verts et au niveau de la flexibilité technique.

¹⁶ Après les travaux réalisés dans le poste Fays-les-Veneurs, la congestion n’est pas au niveau local du poste mais plus en amont.

Un modèle de rapport sur les demandes de raccordement avec accès flexible des PDE a été finalisé et est entré en vigueur début 2020. Ce dernier porte plus précisément sur le processus de raccordement avec accès flexible et sur les réductions d'injection imposées, durant l'exercice N-1, aux PDE en vue de prévenir des situations de congestion sur le réseau. Ce rapport vous est également transmis en annexe.

6.1.1.2. Les feeders et autres échanges entre réseaux

Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télécontrôlés sont reprises dans l'onglet « Tab (4.) 1.1.2_charge feeders » de l'annexe PA ED 26-30. Ces informations sont fournies annuellement par notre Centre de Conduite Distribution.

Les informations mesurées lors de l'hiver 2024-2025 ont été extrapolées pour l'hiver 2030-2031 avec l'hypothèse d'augmentation annuelle reprise ci-dessus.

Compte tenu de l'hypothèse de croissance retenue (1.5 % par mesure de prudence), et à configuration du réseau inchangée, aucun départ vers une cabine de distribution ne devrait avoir une charge supérieure à 83 % de la valeur de réglage du disjoncteur en 2030.

NB: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 03/02/2025. La température moyenne était de 1,7° (contre -1,8° le 17/01/2024) – voir [Météo en Belgique - Bilan climatologique de février 2025°](#)

Echanges entre réseaux

Voir onglet Tab (4.) 1.1.2_charge feeders de l'annexe PA ED 2026-2030.

6.1.1.3. Les cabines et transformateurs de distribution

Les charges des cabines sont relevées par le Service Externe de Contrôle Technique (SECT) chargé du contrôle légal au niveau des ampèremètres thermiques placés en sortie du transformateur HT/BT.

Ces valeurs sont ensuite intégrées dans nos bases de données et utilisées pour définir les transformateurs à renforcer.

En cas de demande ponctuelle supérieure à 25 kVA, une étude technique complémentaire est menée sur site le cas échéant pour vérifier la réserve de puissance disponible au niveau du transformateur et du circuit concerné.

Signalons que toute extension basse tension est par défaut réalisée en câble de forte section (150² Alu en souterrain et 150² Alu en aérien) afin de garantir une capacité de réserve maximale pour l'avenir.

6.1.2. Les nouveaux besoins des producteurs et consommateurs

6.1.2.1. Les nouveaux raccordements dédiés aux producteurs / stockage

Une enveloppe non nominative est prévue pour répondre aux demandes non connues à ce jour. Le détail des projets en cours ou à l'étude est renseigné au sein de l'onglet « Tab (4)1.2.1_UPD 100 kVA et + » de l'annexe PA ED 2026-2030)

6.1.2.2. Les nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels

La transition énergétique provoque une forte augmentation des demandes de raccordement émanant des clients industriels, témoignant de leur volonté d'intégrer des solutions durables et de réduire leur empreinte carbone. Comme évoqué dans l'introduction du plan, cette évolution s'exprime particulièrement dans les domaines suivants :

- **Recharge rapide (Fast Charging)** : La transition vers la mobilité électrique nécessite des infrastructures spécifiques pour soutenir le développement des bornes de recharge rapide.
- **Stockage d'énergie (Batteries)** : La gestion de l'intermittence des énergies renouvelables stimule une demande accrue pour des installations de stockage performantes.
- **Production décentralisée** : L'essor des parcs éoliens, photovoltaïques (PV) et d'autres solutions locales de production témoigne d'un passage progressif vers une énergie plus verte et autonome.
- **Décarbonation industrielle** : Les entreprises entreprennent des modifications structurelles pour réduire leur dépendance aux énergies fossiles et adopter des processus plus écologiques.

Contraintes et difficultés associées

Cette croissance rapide engendre plusieurs défis majeurs pour les gestionnaires de réseau et les projets de raccordement :

- **Volume des demandes** : L'explosion des besoins, se concrétisant par une augmentation des demandes de raccordements année après année, exerce une forte pression sur les capacités existantes (voir aussi l'introduction du plan d'adaptation).
- **Augmentation des capacités demandées** : L'électrification accrue des usages industriels, combinée au déploiement des bornes de recharge et des batteries, nécessite une augmentation significative des capacités de raccordement (voir aussi l'introduction du plan d'adaptation).
- **Capacité des postes électriques** : La vitesse des augmentations de puissance demandées conduit à une saturation rapide des capacités disponibles dans le réseau de distribution et/ou de transport, obligeant à entreprendre des renforcements importants.
- **Cadre légal et flexibilité** : En Wallonie, le cadre réglementaire actuel ne permet pas de répondre aux besoins de flexibilité, ce qui limite les options disponibles pour les acteurs industriels.
- **Obtention des permis** : Les délais administratifs et réglementaires, souvent incompressibles, ralentissent la réalisation des projets et complexifient leur mise en œuvre dans des délais raisonnables.

Dans ses nouvelles lignes directrices, la CWaPE ne demande plus d'en faire un rapport détaillé dans le tableur en annexe. Les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés majoritairement dans les chantiers « Non nominatifs » à la suite de l'imprécision des données actuellement disponibles.

6.1.2.3. Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants

Le raccordement des nouvelles zones résidentielles et industrielles s'accompagne de nombreux défis qui rendent sa mise en œuvre complexe et exigeante. Ces obstacles relèvent aussi bien de l'évolution incertaine des projets que de la transformation rapide des usages énergétiques.

D'une part, les décisions de raccordement sont directement impactées par les aléas des projets immobiliers. Retards, annulations ou modifications imprévues compliquent la coordination des travaux et engendrent des ajustements constants. Cette incertitude oblige les acteurs du secteur à jongler entre anticipation et adaptation permanente.

D'autre part, l'essor de l'électrification des entreprises et des bâtiments accentue la demande en puissance et impose des renforcements importants du réseau. Au-delà des nouveaux raccordements, il est indispensable de prendre en compte l'évolution des infrastructures existantes :

- Adaptation aux nouveaux usages : L'installation de bornes de recharge, l'intégration de pompes à chaleur pour le chauffage et la transition vers des équipements industriels électriques augmentent considérablement la consommation des zonings et lotissements existants.
- Montée en puissance des demandes : Les nouveaux raccordements sont de plus grande ampleur qu'auparavant, nécessitant des investissements conséquents dans les réseaux de distribution et/ou de transport.

La mise en place des raccordements et renforcements doit composer avec des contraintes techniques, réglementaires et administratives qui peuvent ralentir les projets. Les exigences en matière de coordination avec les autres opérateurs d'impétrants, d'environnement et d'urbanisme complexifient chaque étape, nécessitant une coordination étroite entre les parties prenantes pour assurer une mise en œuvre efficace.

Enfin, les travaux de raccordements sont aussi parfois organisés avec d'autres types de travaux dans le réseau de manière à tirer profit de synergies dans leur organisation. Le regroupement des travaux par souci de synergie augmente la taille et la complexité des projets à mettre en œuvre.

Dans ses nouvelles lignes directrices, la CWaPE ne demande plus d'en faire un rapport détaillé dans le tableur en annexe. Les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés majoritairement dans les chantiers « Non nominatifs » à la suite de l'imprécision des données actuellement disponibles.

6.1.2.4. *Les petits producteurs de max 10 KVa*

Motivation obsolète – supprimée intentionnellement.
Section conservée pour maintien de la numérotation.

6.1.2.5. *Les nouveaux producteurs n'injectant pas dans le réseau*

Motivation obsolète – supprimée intentionnellement.
Section conservée pour maintien de la numérotation

6.1.2.6. *Les nouveaux clients résidentiels*

Evolution du nombre de demandes d'augmentation de puissance

En 2023, nous constatons une augmentation de 30% des demandes de renforcement par rapport à 2022. Nous observons donc une sensible augmentation des demandes de renforcement en basse tension (+ 10% par an en moyenne sur les 5 dernières années). Cette tendance n'est pas fortuite mais suit le mouvement du « tout électrique » et accentuera la tension sur les réseaux basse tension.

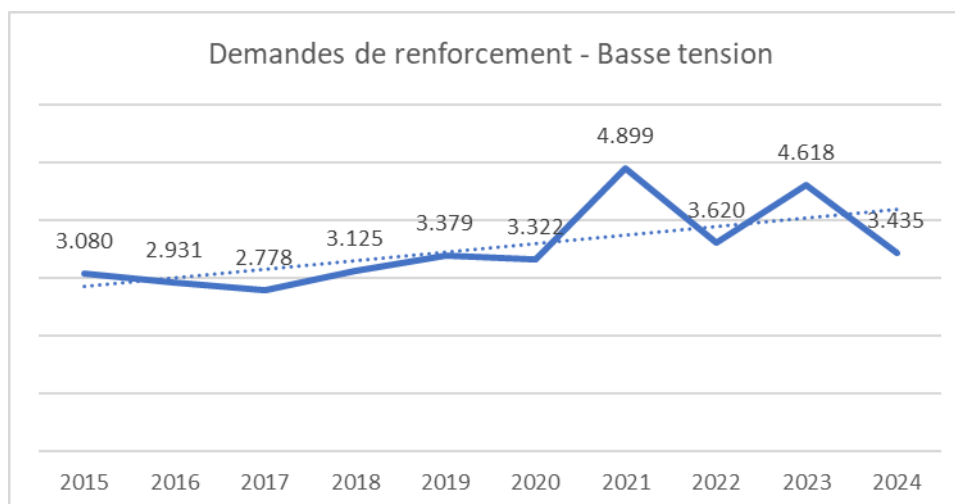


Figure 13 : Evolution des demandes de renforcement des raccordements.

Evolution du nombre de demandes de raccordements

Le niveau des demandes de raccordements concernant des immeubles à appartements quant à lui se stabilise même si la tendance générale reste à la hausse. Le décret impose aux promoteurs de prévoir le placement de bornes électriques, ce qui se traduit directement dans le niveau de puissance demandé. Pour soulager le réseau basse tension, ces puissances seront dès lors en grande partie reportées sur la haute tension.

Dans le tableau, les projets correspondants à cette catégorie doivent porter la motivation « E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels ».

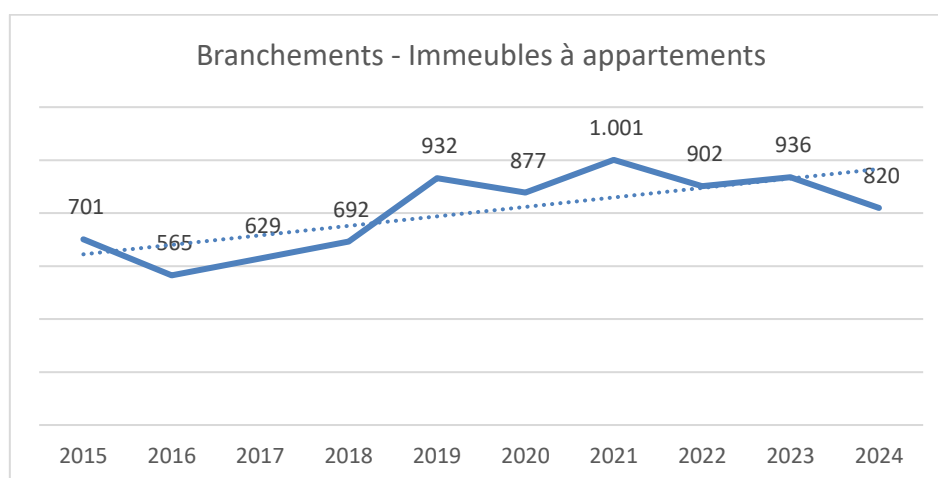


Figure 14 : Evolution du nombre de branchements d'immeubles à appartement.

6.1.3. Les problèmes de congestion constatés (surcharges)

La congestion d'un réseau de distribution correspond à une situation où la capacité de transport d'énergie devient insuffisante pour alimenter les prélèvements des utilisateurs du réseau ou pour évacuer efficacement l'énergie produite de manière décentralisée. Cette surcharge peut découler d'une utilisation excessive des infrastructures en place ou de leur configuration inadaptée, entraînant des perturbations telles que des pertes importantes, des interruptions de service et une dégradation de la qualité de la distribution. D'un point de vue technique, elle se manifeste par des contraintes excessives sur les équipements du réseau, tels que les lignes, les transformateurs et les sous-stations, dépassant leurs limites de fonctionnement, provoquant des chutes de tension ou des surcharges.

Pour identifier ces congestions, une méthodologie combinant l'analyse des données et la modélisation est mise en œuvre. Le processus débute par la collecte systématique des informations sur les infrastructures existantes, notamment les caractéristiques physiques des lignes, des postes de transformation et des conduites, ainsi que des données de consommation à la fois historiques et en temps réel. Ces informations sont ensuite complétées par des prévisions de consommation et de production futures, détaillées dans l'Introduction du plan d'adaptation. Ces prévisions incluent divers facteurs tels que la croissance naturelle des charges résidentielle et industrielle, l'intégration des véhicules électriques, l'adoption accrue des pompes à chaleur, ainsi que l'évolution des sources d'énergie renouvelables. De plus, les projets significatifs dépassant 250 kVA en consommation ou en injection, et en cours d'étude, sont intégrés afin de dresser une vision à long terme la plus réaliste.

Toutes ces données, qu'elles soient historiques ou prévisionnelles, sont insérées dans un modèle numérique du réseau, conçu à l'aide d'un logiciel spécialisé (Neplan). Ce dernier est interconnecté avec diverses bases de données existantes (Proele, Netgis, etc.), permettant de simuler les flux et les performances du réseau. Ces simulations, basées sur des points de fonctionnement caractéristiques tels que les pics et les creux de consommation, offrent une vue détaillée des performances actuelles et prévues. Les zones où le réseau ne satisfait plus aux critères de performance sont ainsi identifiées, permettant un diagnostic technique approfondi qui met en évidence les circuits saturés et les écarts de tension en dehors des limites acceptables.

Une fois ces zones problématiques déterminées, un plan directeur est élaboré. Un plan directeur constitue une étude approfondie à long terme d'un poste haute tension (HT1) et établit une séquence d'investissements nécessaires pour répondre aux évolutions prévues de la consommation et de la production, tout en garantissant le niveau de performance requis. Il prend également en compte les besoins liés au remplacement des équipements vétustes ou présentant des risques pour la sécurité.

La conception du plan directeur intègre des considérations techniques, économiques, opérationnelles et environnementales. Des scénarios de développement sont définis et comparés en prenant en compte les coûts, la fiabilité, les aspects opérationnels, les impacts environnementaux et les contraintes liées à l'aménagement du territoire. En parallèle, des solutions de résilience sont proposées, telles que l'intégration de bouclages et l'installation d'équipements de secours, afin de minimiser les risques liés aux perturbations. La structure généralement en boucle du réseau HT offre des garanties en termes de secours pour la charge demandée, bien que certaines zones éloignées soient alimentées en antenne. Dans ces cas spécifiques, et sauf impossibilité technique, des groupes électrogènes sont prévus pour assurer l'alimentation en cas de panne.

Le processus aboutit enfin à une programmation détaillée des interventions nécessaires, comprenant un calendrier et la réalisation de fiches techniques destinées à organiser les travaux. Grâce à cette méthodologie, le réseau de distribution peut répondre de manière proactive aux défis futurs tout en assurant une performance optimale et durable.

Onze nouveaux plans directeurs ont été élaborés et intégrés au plan d'adaptation 2026-2030, ils sont décrits dans l'annexe 4 du présent document. Ces plans définissent les grandes orientations stratégiques pour le développement du réseau dans les zones concernées :

1. Plan directeur de Amel
2. Plan directeur d'Arlon , de Bonnert, Aubange et Latour
3. Plan directeur d'Herbaimont
4. Plan directeur de Les Isnes, Gembloux, Auvelais et Saint-Servais
5. Plan directeur de Lobbes
6. Plan directeur de Mons

7. Plan directeur Montignies-sur-Sambre
8. Plan directeur Mouscron
9. Plan directeur Quevaucamps
10. Plan directeur de Villers-sur-Semois
11. Plan directeur Ways

Ces plans directeurs sont à un stade préliminaire d’étude de mise en œuvre. Les quantités et les budgets qui leur sont associés sont donc regroupés dans ce plan d’adaptation dans des enveloppes non-nominatives diverses, couvrant des domaines tels que la vétusté, l’amélioration de l’efficacité du réseau ou encore l’augmentation de la consommation. Au fur et à mesure de l’avancement des études correspondantes, ces plans seront progressivement traduits en projets nominatifs. Ils viendront ainsi enrichir et compléter les deux projets déjà inscrits dans le plan d’adaptation 2025-2029, relatifs aux plans directeurs Les Plénesses (P12965) et Villerot (P12966).

6.1.4. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...)

Les critères contractuels utilisés par ORES sont ceux de la norme EN50160.

Le détail du traitement de ces plaintes est disponible dans les Rapports Qualité ORES.

Si des travaux sont nécessaires, le plus souvent ils sont réalisés dans l’année et couverts par une enveloppe provisionnelle.

La liste des demandes d’intervention pour des problèmes de tension est par ailleurs fournie dans l’annexe 4 du Rapport Qualité ORES.

La figure suivante montre la progression du nombre de plaintes :

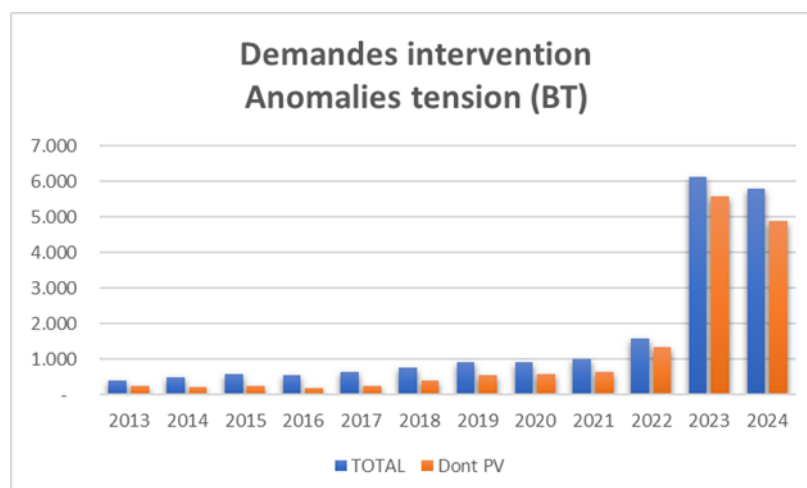


Figure 15 : Evolution des interventions pour anomalie de tension.

Comme annoncé au sein de l’introduction, le nombre de plaintes continue à croître (plus de 1.000 nouveaux cas sur le 1er trimestre 2025 eu égard aux conditions ensoleillées en mars). Cette augmentation substantielle nécessite une attention toute particulière. Elles sont pour nous l’un des indicateurs montrant que le réseau basse tension, bien qu’ayant supporté les premières vagues de la décentralisation de la production, montre que les capacités restantes ne seront pas suffisantes pour assurer l’intégration des productions décentralisées sans oublier l’arrivée des nouvelles charges.

6.1.4.1. *Qualité de l'onde de tension*

Des appareils de mesure (généralement du type Qwave) sont placés dans les différents postes sources d'ORES. Les seuils sont réglés en fonction de la norme EN 50160. Les résultats des analyses sont décrits dans le Rapport Qualité ORES.

6.1.5. Adaptations à la suite des coupures non planifiées

6.1.5.1. *Les coupures en basse tension*

Les réseaux basse tension d'ORES ne sont, de manière générale, pas affectés par des coupures basse tension anormalement longues nécessitant des investissements dans ce cadre précis.

Le détail est donné dans l'annexe 3 du Rapport Qualité ORES.

L'essentiel des problèmes détectés fait l'objet d'actions correctrices dans l'année de leur occurrence et d'un suivi plus particulier en cas d'élagage.

Une enveloppe provisionnelle est également prévue pour ces travaux.

6.1.5.2. *Les coupures en HT*

Incidents sur câbles souterrains :

La plupart des incidents n'ont pas exigé de travaux d'investissement significatifs à mentionner dans le plan d'adaptation (exemples : boîtes de jonction, remplacement d'équipement HT, petites poses de câble immédiates).

Les critères suivants entrent en ligne de compte pour juger de la pertinence d'un remplacement de câble :

- L'historique des défauts sur le tronçon ;
- La nature des défauts (corrosion, manipulation par tiers) constatée lors de la réparation ;
- Le type de câble ;
- L'âge du câble et la tension d'isolement de fabrication ;
- La charge du câble.

En cas de concentration de plusieurs défauts (3 ou plus) sur un tronçon limité entre 2 cabines, le remplacement dudit tronçon est envisagé, l'objectif étant d'éviter une multiplication future de défauts au même endroit.

Le détail, par tronçon, est donné dans les annexes du Rapport Qualité ORES.

Incidents sur lignes aériennes :

La plupart des incidents n'ont pas exigé de travaux d'investissement significatifs à mentionner dans le plan d'adaptation (exemples : isolateurs remplacés, bretelles renouvelées, élagage, ...).

L'enfouissement des lignes fortement sollicitées et souvent en défaut est systématiquement envisagé.

Les critères suivants entrent en ligne de compte pour juger de la pertinence d'un remplacement de ligne :

- Le type et l'état des armatures et des supports ;
- La nature des conducteurs ;
- L'âge des lignes ;
- La proximité des habitations.

La liste des tronçons ayant connus au moins trois défauts sur la période 2019-2021 est renseignée en annexe 2 du Rapport Qualité ORES.

6.2. Autres aspects à prendre en compte

6.2.1. Remplacements pour cause de vétusté

En matière de vétusté, l'objectif de l'entreprise est de maintenir une pyramide d'âges qui soit sous contrôle pour ne pas laisser aux générations futures la charge de résoudre les problèmes de pannes et de congestion. Il pourra nous être rétorqué que l'âge n'est pas un bon indicateur d'investissement. Il est évident que l'âge en tant que tel ne constitue pas un indicateur de l'état de l'équipement. Toutefois, il l'est de la technologie utilisée. A travers l'âge des équipements, ce sont en fait ces technologies qui sont visées. Certaines ont montré leurs limites (tel que le vieillissement du papier dans les câbles papiers plomb en HT et en basse tension), d'autres ont généré des pannes voire des incidents (comme le matériel HT dit « ouvert »).

Enfin, les sections utilisées et le type de réseau dans les années 1970 ne permettent plus de faire face à la demande d'énergie consommée ou injectée (comme le réseau basse tension en cuivre nu ou les petites sections de 16 mm² en HT).

Réseau HT aérien :

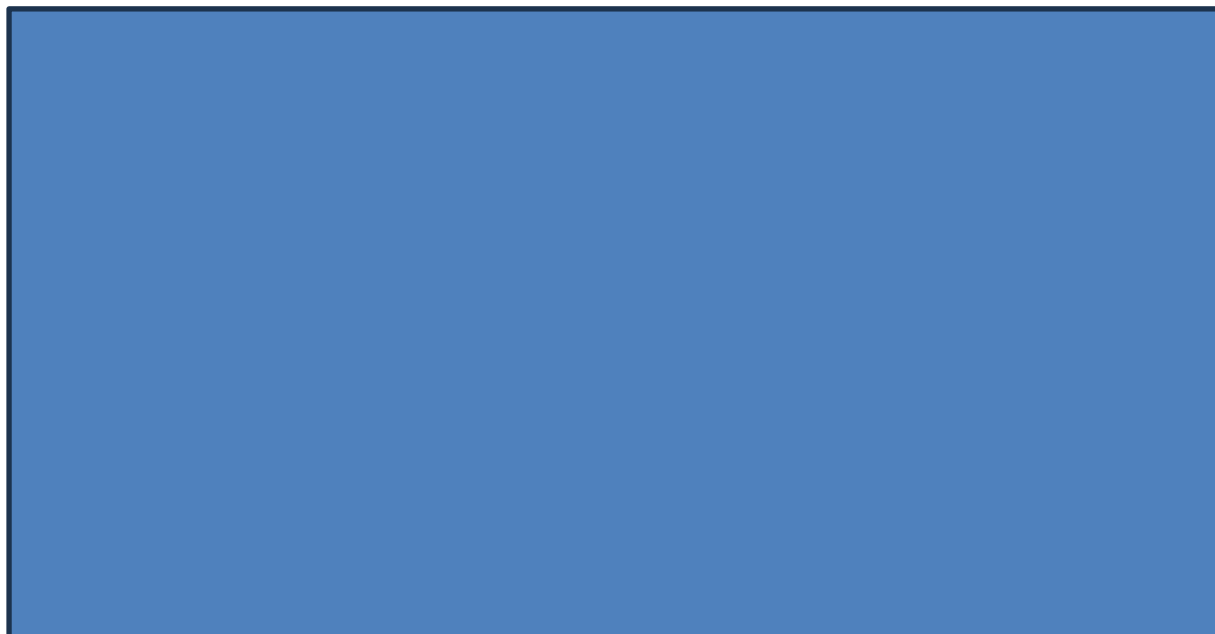
Les données d'inventaire relatives au réseau HT vous sont fournies au sein de l'onglet « Tab 0_descriptif infr existante » de l'annexe PA ED 2026-2030.

Le réseau HT aérien fait l'objet :

- D'un monitoring de plus en plus précis (cfr. L'utilisation de drones pour l'inspection des lignes aériennes) ;
- D'une visite de contrôle annuelle par un SECT ;
- D'un grand entretien tous les 25 ans.

Un point essentiel entre en ligne de compte pour le remplacement éventuel d'un tronçon vétuste : la détection de défauts successifs. Il est à noter que l'enfouissement peut également se faire à l'occasion d'une opportunité découlant d'une demande de raccordement, création d'une zone économique, ... ou l'installation d'un parc éolien.

Quoi qu'il en soit, l'objectif poursuivi par ORES à ce jour est de procéder à l'enfouissement (ou le remplacement le cas échéant) successif des lignes haute tension les plus vétustes afin de conserver une pyramide d'âges moyens acceptable et afin de conserver un bon niveau de qualité/disponibilité dans le temps (lien avec pannes ci-dessus) et de rencontrer les exigences relatives à la résilience des réseaux.



Réseaux basse tension aérien :

Les données d'inventaire relatives au réseau BT vous sont fournies au sein de l'onglet « Tab 0_descriptif infr existante » de l'annexe PA ED 2026-2030.

Nous disposons de deux indicateurs statistiques relatifs à la qualité du réseau basse tension :

- Les interventions à la suite des appels de la clientèle, à l'exclusion des appels pour les incidents sur raccordements et comptages ou pour les installations intérieures des clients ;
- Les anomalies relevées sur le réseau cuivre.

Les pannes sur les réseaux préassemblés et cuivre sont réparées immédiatement.

Les anomalies sur réseau cuivre sont quant à elles éliminées, soit par la réparation sans modification (travaux d'exploitation), soit par le remplacement du réseau existant en réseau préassemblé.

ORES met par ailleurs en place un programme de remplacement des lignes aériennes les plus vétustes (lignes < 1960). Ce dernier est programmé sur du long terme.

Dans le souci d'une amélioration constante de nos bases de données, grâce à de nouveaux développements IT, il a été possible de mettre en concordance les bases de données techniques (PROELE) avec la cartographie (ENERGIS/NETGIS). Cette cartographie nous permettra à terme d'obtenir une meilleure connaissance de l'état du réseau basse tension au niveau d'ORES.

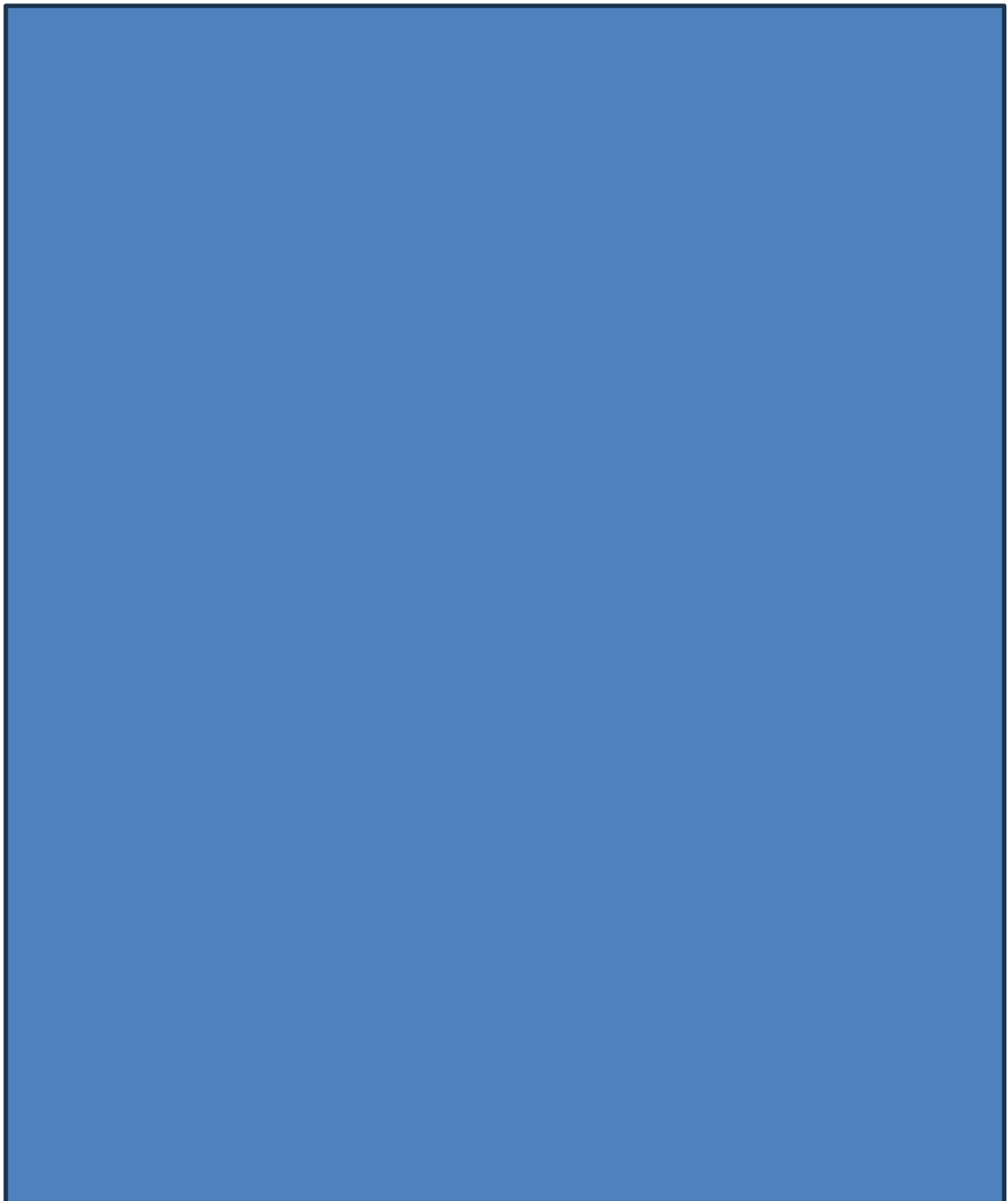


Il est important de noter que à la suite d'une profonde révision de nos bases de données techniques, l'inventaire basse tension (cuivre nu) a été corrigé de manière relativement importante.

Réseaux HT et BT souterrain :

Des enveloppes non nominatives sont prévues pour le remplacement des câbles les plus vétustes en vue de maintenir une moyenne d'âge des réseaux acceptable.

Les anciens câbles papier plomb sont quant à eux progressivement désaffectés



Outils de scoring pour prioriser le remplacement des câbles et lignes

Nous avons développé deux outils de scoring. Le premier concerne un outil de scoring pour prioriser les investissements de remplacement des câbles HT en technologie papier plomb.

Cette méthodologie de scoring permet de donner une priorité de remplacement à chaque tronçon analysé de cette technologie, via l'établissement d'un score par tronçon, suivi d'une normalisation des valeurs afin d'assurer une évaluation équitable des tronçons à l'échelle du réseau.

Les paramètres utilisés pour évaluer l'importance de chaque tronçon sont détaillés ci-dessous.

- **Âge** : Représente l'âge de chaque tronçon, calculé comme la différence entre l'année actuelle et l'année de mise en service. Ici, l'année de mise en service correspond à l'année optimisée RAB.
- **Section optimisée** : Equivalent cuivre
- **Position** : Indique la position du tronçon par rapport au poste de départ (une position de 0 signifie une sortie directe du poste).
- **Longueur** : Correspond à la longueur du tronçon en mètres.
- **Incidents** : Ce paramètre inclut plusieurs sous-paramètres pour mieux évaluer l'impact et la temporalité des incidents sur le réseau :
 - Fréquence des incidents
 - Nombre d'incident par km
 - Année du dernier incident

Une pondération a été appliquée afin de donner plus d'importance à certains paramètres, en fonction des priorités actuelles de remplacement des câbles sur le réseau.

Paramètre	Importance
Âge	3
Section Optimisée	4
Position	3
Longueur [m]	0.3
Fréquence d'incidents	1
# d'incidents par km	1
Année du dernier incident	1

Tableau 19 : Pondérations des paramètres de priorisation utilisés.

Cette méthode de scoring aboutit à un score normalisé compris entre 0 et 1 pour chaque tronçon. Cela permet d'établir une liste de priorités en fonction des scores obtenus, facilitant ainsi l'identification des tronçons les plus critiques à traiter en priorité.

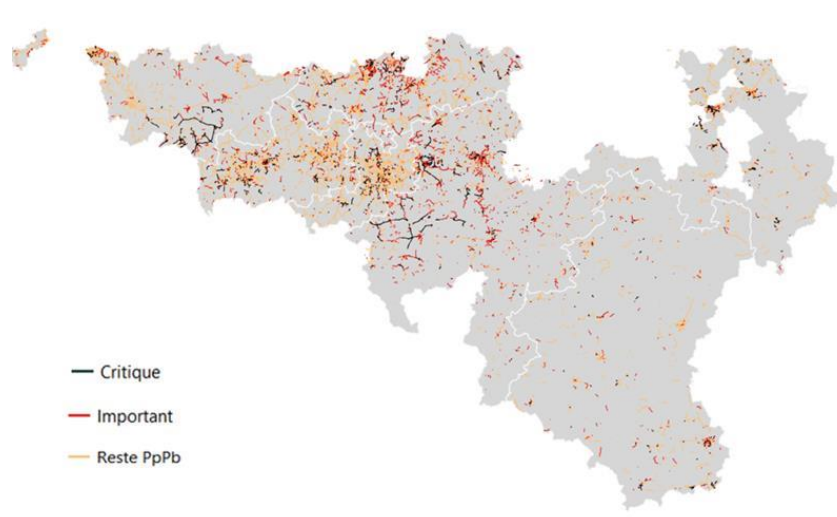


Figure 16 : Illustration des résultats du processus de priorisation des remplacements des câbles HT.

Une méthode plus générale sur l'ensemble des technologies de câbles en cours de validation.

Le deuxième outil de scoring que nous avons développé concerne le réseau BT.

Ce scoring combine non seulement la vétusté des installations (pour 20% du score) mais également la qualité de la tension mesurée grâce aux compteurs communicants et/ou sur les retours des clients (notification de problème tension) (pour 60% du score) et une projection de l'adéquation de capacité de l'infrastructure existante aux nouveaux usages (VE, PàC et PV) pour 20% du score.

La démarche a été plus loin car il nous a été possible, en utilisant des outils d'intelligence artificielle (dénommé COSMOS), d'associer à chaque câble BT deux solutions techniques standard qui améliorent son score. Ce faisant, il a été possible de mettre en place un algorithme d'optimisation du portefeuille d'investissement sous contrainte des ressources disponibles¹⁷. C'est sur cette base que la cartographie des actions d'ORES pour résoudre les problèmes de décrochages des onduleurs a été établie (voir ci-dessous) :

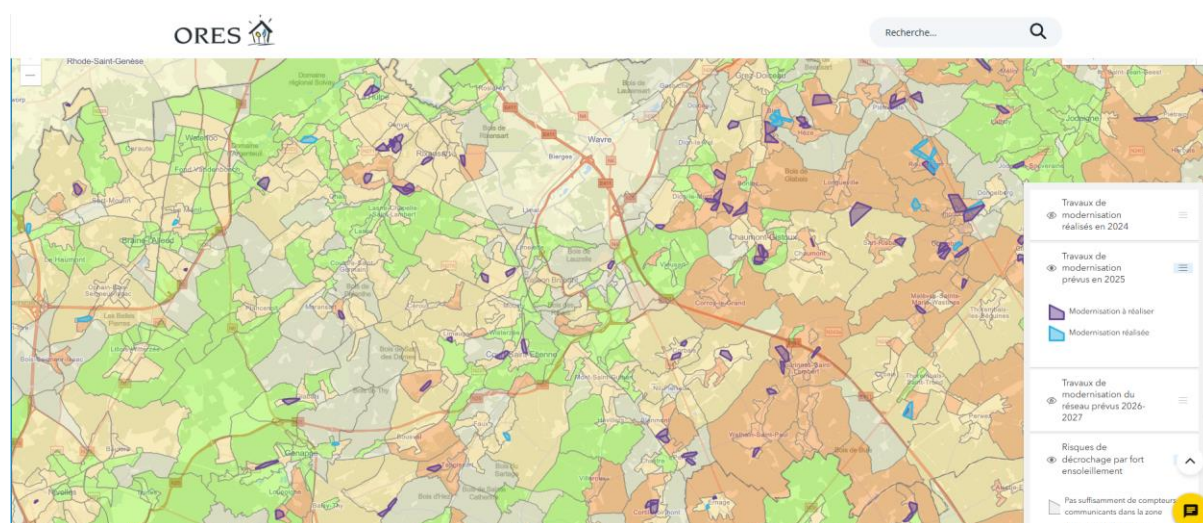


Figure 17 : Cartographie des zones à risque de décrochage d'onduleur et des actions prises par ORES (open data)

Equipements cabines :

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour le remplacement du matériel vétuste en cabine (hors politique de remplacement du matériel ouvert).

A titre d'exemple, nous retiendrons :

- La campagne de remplacement de relais de protection au sein des cabines HT/BT mais également dans les postes HT/HT (interfaces ELIA-ORES).
- Le remplacement de transformateurs HT/BT à la suite de la parution du règlement (UE) 2019/1021 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 20 juin 2019 : ce règlement porte sur les Polluants Organiques Persistants (POP) et impacte les GRD au niveau des transformateurs dont le niveau des polluants (PCB) est supérieur à 50 ppm. A cet égard, les GRD prennent le postulat que les transformateurs dont la date de fabrication est antérieure à 1987 sont les seuls potentiellement concernés.

Ce règlement impose par ailleurs le recensement et le retrait des transformateurs concernés (Taux de PCB > 50 ppm) pour le 31/12/2025. (Au total, chez ORES, ce ne sont pas moins de 850 transformateurs vétustes à remplacer dans le cadre de cette réglementation). Il est

¹⁷ Voir également description au chapitre 6.2.8 Evolution vers les réseaux « intelligents »

cependant important de préciser que le recensement et l’élimination des transformateurs concernés par ce règlement endéans le délai susmentionné est particulièrement difficile à mettre en place. ORES a donc décidé de se focaliser, dans un premier temps, sur les transformateurs dans les zones de captage d’eau ainsi que les zones Natura 2000.

En parallèle de cette politique, nous poursuivons le renouvellement des cabines dont le matériel est identifié comme problématique, vétuste ou dont la connaissance technique par les agents n’est plus suffisamment présente (matériel de type Magnéfix MD, Unerg, Tyke, etc...).

Ces cabines sont principalement identifiées dans les projets non nominatifs sous la motivation E.2.1. Vétusté.



6.2.2. Interventions pour raison de sécurité

6.2.2.1. Sécurité générale

Visites de contrôle des postes et cabines :

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), le SECT effectue des visites de contrôle annuelles de l’ensemble des postes et sous-stations.

Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations effectuées et les infractions constatées. Ces dernières sont corrigées au fur et à mesure dans l’année par les agents d’exploitation.

Les infractions sont quasi exclusivement mineures (continuité terre, éclairage, accès, panneaux d’instruction, nettoyage, ...).

Une enveloppe non nominative provisionnelle est prévue à cet effet (motivation E.2.2. Sécurité).

Lignes HT aériennes :

Des lignes aériennes placées initialement en zones agricoles se retrouvent aujourd’hui, par le développement des lotissements, en zone d’habitat. Dans certaines de ces zones, les constructions ont été érigées à trop grande proximité des lignes HT. Il en découle un risque non négligeable pour les personnes et les biens.

Dans ces cas, on procède à l'enfouissement des lignes aériennes (une enveloppe non nominative provisionnelle est prévue à cet effet).

6.2.2.2. Distances de sécurité

L'enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations de réseaux à la suite des visites de contrôle par organismes agréés.

6.2.2.3. Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)

Le remplacement de ces équipements relève tant de la motivation principale vétusté que de la motivation sécurité (motivation E.2.2). Cependant, compte tenu de la particularité des équipements, la motivation sécurité a été mise en avant. C'est la raison pour laquelle cette politique est décrite dans ce chapitre.

Politique de mise en conformité des cabines :

La visite de routine des cabines (réalisée par ORES) permettant de réaliser l'analyse de risque individuelle et *in situ*¹⁸ débutée en 2009 a été réalisée pour toutes les cabines.

Dans le cadre de l'AR du 04/12/2012 concernant les prescriptions minimales de sécurité des installations électriques sur les lieux de travail, ORES a établi un plan d'action volontariste. Ce dernier se décline en 2 axes :

- **1^{er} Axe :** renouvellement des cabines équipées de « matériel ouvert » suivant les priorités établies via différents facteurs dont l'analyse de risque individuelle. Les visites de routine ont à présent été toutes réalisées. À la suite de cela, les cabines ont été classées en 3 catégories: rouges, oranges et vertes. Les renouvellements sont effectués en priorité pour les cabines rouges puis pour les oranges et enfin les vertes. Le matériel ouvert disparaîtra donc à terme pour faire place à du matériel sous enveloppe;
- **2nd Axe :** dans l'attente de la fin de ces travaux d'envergure, des mesures complémentaires ont été prises comme le placement d'EPC (équipement de protection collective) et le déclassement des « interrupteurs » matériel ouvert en « sectionneurs » (la manœuvre se fait hors charge) dans les cabines non équipées d'EPC. Toutes ces mesures ont été prises afin d'assurer la sécurité des agents d'exploitation lors de la manœuvre de ce matériel vétuste.

Ces travaux indispensables pour assurer la sécurité des agents, améliorer l'indisponibilité et la qualité de service, impliqueront une charge financière importante pour ORES (remplacement du matériel dans environ 2.500 cabines d'ici 2031).

Scores obtenus pour les cabines ORES en service

La campagne de visites de routine ayant été menée à bien fin 2019.
Voici un inventaire des cabines ORES et leur situation à fin 2024 :

¹⁸ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet. La performance attendue et le degré de dangerosité des équipements de coupure font l'objet d'une mesure par ultra-sons.



Nous souhaitons mettre à niveau environ 300 cabines par an en moyenne entre 2025 et 2030. En 2024, pas moins de 250 cabines avec du matériel ouvert ont été remplacées.

Postes – état des lieux

Voir onglet « Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs » de l'annexe PA ED 2026-2030.

La rénovation des postes est en cours et se fait en cohérence avec les travaux d'ELIA.

6.2.3. Environnement

6.2.3.1. Politique générale

Les extensions de réseau haute tension sont exclusivement réalisées en câbles souterrains. Aucune dérogation ne sera dès lors demandée dans ce cadre. Les longueurs câbles posées peuvent être sensiblement différentes des longueurs de lignes aériennes. En effet, la topographie des lieux, la densité d'utilisateurs de réseau, la recherche de parcelles pour la construction des futures cabines remplaçant les PTA aériens influencent directement le tracé.

Toutes les extensions en basse tension sont prévues en souterrain. En cas de nécessité, une demande de dérogation sera introduite à la CWaPE suivant les canevas définis. Pour les autres travaux (remplacement et renforcement), ceux-ci seront réalisés généralement en aérien, vu les surcoûts à charge des différents propriétaires d'installations (éclairage public, télédistribution et réseau basse tension proprement dit). Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ces travaux.

6.2.3.2. Actions spécifiques

Quelques dossiers d'enfouissement significatif de réseaux basse tension et EP sont programmés annuellement dans le cadre d'une politique d'enfouissement pour raison esthétique (en général avec synergie égout et/ou réfection de voirie et trottoir) menée par les communes concernées. Une enveloppe provisionnelle est également prévue.

6.2.4. Harmonisation des plans de tension

Sont repris ici les investissements relatifs à la conversion des réseaux haute tension 6 kV ainsi que des réseaux basse tension 230V.

L'harmonisation des plans de tension basse tension (de 230V à 400V) est l'un des moyens permettant de préparer les réseaux à la transition énergétique et de faire face à la réduction de la capacité restante des réseaux (voir 4.1.2.4), sans être une fin en soi. ORES met donc progressivement en place une politique de conversion 230-400V ciblée et pragmatique.

- Ciblée : des zones à fort potentiel de croissance de la consommation (pompes à chaleur et véhicules électriques) telles que les zones péri-urbaines ont été sélectionnées. La

détermination de ces zones (secteurs statistiques) a fait l’objet d’un travail collaboratif avec l’UCLouvain.

- Pragmatique : En fonction de la situation sur place, la politique peut globalement se résumer comme suit :
 - Si le réseaux 230V a plus de 50 ans : il est remplacé par un réseau 3N400V et les clients sont également convertis (conversion totale avec pose) ;
 - Si le réseau 230V a un âge compris entre 25 et 50 ans : un nouveau câble alimenté en 3N400V est posé en parallèle de l’infrastructure existante. Les clients passent progressivement, en fonction de leur demande, d’une alimentation à une autre jusqu’à atteindre une « masse critique » où l’ensemble des clients restants est converti et l’ancien câble désaffecté (couverture) ;
 - Si le réseau 230V a moins de 25 ans : il est déjà compatible pour être alimenté en 3N400V (câble et ligne avec 4 conducteurs). Cette conversion est réalisée en une fois et les clients passent en 3N400V (conversion totale sans pose).

Le choix sera donc toujours guidé par l’optimum technico-économique entre couverture/renforcement vs conversion en fonction des réalités locales et des principes exposés ci-dessus. Une enveloppe provisionnelle est prévue pour les réseaux concernés.

6.2.5. Parallèle avec les investissements ELIA

Des travaux dans plusieurs postes sont en cours et prévus à la suite de demandes d’ELIA, avec un impact non négligeable, tant d’un point de vue financier que technique sur le Gestionnaire du Réseau de Distribution. Ces travaux font l’objet de concertations avec le GRT et sont planifiés lors des réunions de suivi travaux postes entre les deux parties. Ce Plan d’Adaptation s’appuie sur les informations partagées avec Elia lors de la dernière réunion formelle de concertation, tenue en octobre 2024. Une prochaine réunion de concertation est prévue en mai 2025, et ses conclusions pourront, le cas échéant, être intégrées dans la version finale du Plan d’Adaptation.

De nombreux échanges ont eu lieu depuis, entre autres à la demande de la Ministre de l’Energie et en présence de la CWAPE. Des rencontres conjointes vers les ADT ont eu lieu dans le cadre d’une task force plan de puissance commune.

Une réunion de concertation formelle a été tenue en mai 2025, et ses conclusions ont été intégrées dans la présente version finale du Plan d’Adaptation.

Le caractère parfois incertain du calendrier de réalisation complique par ailleurs l’organisation et la planification budgétaire des autres travaux. Voici une synthèse des investissements sur postes prévus sur la période 2025-2030 :

Période d’investissement PA 2026-2030	
Binche	réalisé
Marcourt	réalisé
Lixhe	2026
Mouscron 2	réalisé
Farciennes	réalisé
Ciney	2025
Amel	2027
Elouges	2025
Braine-L’alleud	2025
Monceau	2025
Quevaucamps	2030

Mons	2026
Herbaimont	2026
Hatrival	à l'étude
Pépinster	2030
Ways	2027
Marche-en-Famenne	2027
Villers-sur-Semois	2028
Lobbès	2028
Abee-Scry	2029
Tertre	2028
Braine-le-Compte	2029
Harmignies	2029
Jemappes	2030
Eupen	2030
Les Plénesses	2030
Fosse-la-Ville	2029
Jumet	2029

Tableau 22 : Travaux planifiés à l'interface ORES/ELIA.

Il est important de noter que les délais de réalisation tels que renseignés dans ce plan d’adaptation peuvent légèrement différer par rapport à ceux annoncés par ELIA dans ses propres plans d’adaptation. En effet, les délais annoncés ci-dessus peuvent éventuellement avoir été actualisés en étroite collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Transport en fonction des derniers échanges survenus fin 2024.

6.2.6. Amélioration de l’efficacité

6.2.6.1. Efficacité du réseau et résilience

L’efficacité du réseau peut s’exprimer par le nombre d’assets en fonction de la densité pour distribuer une certaine quantité d’énergie. La structure des réseaux, et en particulier, le réseau HT est le fruit d’une évolution organique historique. Une réflexion approfondie sur l’architecture de ce réseau a été entamée en 2021 et a conduit à de nouveaux principes directeurs qui visent à une rationalisation du réseau. De cette analyse, nous avons déduit qu’il était possible, sans modifier la qualité intrinsèque du réseau, de réduire le nombre de disjoncteurs et les longueurs de câbles. Ces éléments ont été intégrés dans ce plan d’adaptation.

Mais l’efficacité du réseau peut aussi s’exprimer par sa capacité de résilience, c’est-à-dire sa capacité à retrouver un fonctionnement normal après une perturbation. Les événements de juillet 2021 nous l’ont violemment illustré, le réchauffement climatique s’accompagne d’une fréquence plus élevée des phénomènes météorologiques extrêmes.

C’est devenu un risque majeur auquel les GRD doivent se préparer. En outre, l’électrification des usages va rendre les clients encore plus sensibles aux coupures, notamment à cause de leur besoin de mobilité (véhicules électriques) et/ou de chaleur (pompes à chaleur).

Pour améliorer la résilience, ORES continue à installer du matériel de télécommande dans diverses cabines du réseau. Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite Distribution. Ce dernier devra également évoluer pour se mettre au niveau des dernières technologies permettant d’utiliser pleinement ces équipements comme des automatismes de détection, localisation, isolation et restauration (automatic Fault detection, Location, Isolation and Supply Restoration system, FLISR).

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour les bouclages (projet non nominatif – motivation E.2.6).

6.2.6.2. *Efficacité énergétique*

Au niveau communal comme au niveau régional, nous voulons et pouvons apporter des réponses concrètes dans les dossiers liés à l'électricité, au gaz naturel et à l'éclairage public communal. Nous entendons jouer encore plus pleinement ce rôle demain, dans des projets d'utilité publique à ces différents niveaux.

6.2.6.3. *Réduction des pertes techniques*

6.2.6.3.1.1. *Introduction*

De manière générale, les stratégies liées à la maîtrise des pertes des réseaux sont prises comme hypothèses dans les divers plans d'adaptation d'ORES. De même, toute problématique technologique, et ce depuis très longtemps, tient compte des pertes potentiellement engendrées. Tout nouvel asset ou toute nouvelle procédure prend donc en compte l'enjeu énergétique.

6.2.6.3.1.2. *Mesures d'investissement réduisant les pertes réseau*

6.2.6.3.1.3. *Evolution vers une tension de réseau supérieure*

En Basse Tension :

La solution technique de passage en 400 V **uniquement à des fins de réduction des pertes** ne constitue pas une solution économiquement rentable. En effet, les gains sur les pertes en basse tension ne couvrent que rarement la somme des coûts d'adaptation. Néanmoins, la politique d'harmonisation de plan de tension telle qu'expliquée ci-dessus contribue à la réduction des pertes techniques.

Il est également à noter que plus aucun nouveau circuit n'est réalisé en triphasé 230 V, situation typique des nouveaux lotissements résidentiels ou artisanaux. Cette politique est rendue possible car tous les transformateurs HT/BT installés depuis 20 ans disposent d'un jeu de 7 bornes basse tension compatible à la distribution des 2 tensions triphasées (230 V & 400 V).

En Haute Tension :

Les anciens réseaux exploités en 6 kV sont progressivement adaptés à une tension supérieure 11 kV ou 15 kV en fonction de la tension d'exploitation utilisée dans la zone géographique concernée.

Le poste de Quevaucamp, exploité historiquement en 13 kV sera également progressivement passé en 15 kV à la suite de l'étude conjointe avec ELIA.

Cette adaptation est lente car elle ne peut être réalisée sur les réseaux 15 kV qu'avec le remplacement des anciens câbles HT et des transformateurs rythmés par leur cycle de vie. En général, dans la zone 10-11 kV, l'adaptation est liée au seul changement des transformateurs car les anciens câbles 6 kV supportent majoritairement la tension maximum d'emploi de 12 kV.

Bien que tous les investissements en réseaux 11 kV soient compatibles à l'évolution vers la tension de 15 kV, le gain sur les pertes ne compense jamais les investissements de remplacement des transformateurs HT/BT. Le surcoût lié à l'achat de transformateurs avec 2 tensions primaires ne se justifie que sur les réseaux existants encore en 6 kV lors de leur remplacement en fin de vie.

6.2.6.3.1.4. *Choix optimal des sections de câbles*

En Basse Tension :

Depuis les années '90, ORES a décidé de normaliser ses câbles utilisés pour l'aménagement du réseau électrique basse tension. La section de câble est donc standardisée quel que soit le nombre de clients raccordés mais pour autant que la charge maximum soit inférieure à 250A et/ou que la tension aux extrémités satisfasse les exigences de la norme EN 50160 indépendamment de la tension distribuée (230 V ou 400 V).

Le choix d'ORES est l'utilisation de câbles EXAeVB ou BAXVB :

- En réseau souterrain, la section utilisée est du 150 mm² Alu, la pose de câbles en 240 mm² est utilisée pour des liaisons entre cabine HT/BT et armoire BT déportées à partir de mi 2025.
- En réseau aérien, la section torsades en 150 mm² Alu est le standard d'application pour les réseaux sur poteaux depuis le second semestre 2024. Pour des raisons techniques, les réseaux fixés sur façade resteront en 95 mm².

Ce choix contribue donc à l'efficacité énergétique grâce à la réduction des pertes, il permet également de mieux gérer la variation de tension provoquée par les producteurs et consommateurs domestiques.

Lors des chantiers d'assainissements souterrain (lorsque le réseau n'est pas de section suffisante), le câble remplacé est la plupart du temps du câble papier plomb EIAJB 3 x 50 mm² cuivre.

Nous pouvons estimer que le gain en conductivité des nouveaux câbles par rapport à ce dernier est d'environ 50 %. Il en résulte également une réduction de 50 % des pertes liées à la conductivité des câbles basse tension.

En Haute Tension :

Les câbles utilisés dans le cadre de nouvelles poses sont des câbles 240 mm² Alu ou 400 mm² Alu de type monopolaire (EAXECWB).

Environ 40 % des cas de remplacement d'un câble HT existant ou d'extension du réseau HT d'ORES font l'objet d'un choix de section plus élevée que celle strictement nécessaire et ce en vue de limiter les pertes de réseau, que ce soit à cause de la tension ou du courant. Cela conduit à un coût d'investissement plus élevé dans l'année de construction, mais ce coût plus élevé est récupéré sur le long terme par une réduction des pertes sur le réseau au cours de la durée de vie du câble.

Après analyse, le remplacement proactif des câbles uniquement dans l'optique d'une réduction des pertes sur le réseau n'est pas rentable.

Une politique de surdimensionnement des sections des liaisons HT conduit bien à une réduction significative des pertes avec un impact réduit sur les investissements (car les coûts prédominants sont les coûts fixes de pose). A contrario, une politique de remplacement systématique des liaisons HT entraîne des coûts d'investissement non amortissables dans un délai économiquement raisonnable (moins de 10 ans).

Depuis 2015, ORES met en place une politique de déploiement du smart grid prévoyant de transformer les réseaux pour accueillir un maximum de productions décentralisées.

A cet effet, il prévoit des colonnes vertébrales en section 400 mm² Alu, réduisant la longueur de réseau entre la production et la consommation.

En outre, le réseau s'équipant de plus en plus de capteurs des flux d'énergie, il devient possible de mieux suivre l'évolution des charges et de les anticiper sur le long terme. Ainsi l'investissement réalisé et donc le choix du câble tient mieux compte également des courants prévus aux horizons 2030 voire 2050.

6.2.6.3.1.5. *Emploi des transformateurs à pertes réduites*

D'une manière générale, ORES a toujours choisi la technologie la plus récente, permettant des niveaux de pertes en constante diminution, dans le respect des normes et réglementations en vigueur.

Depuis le 1^{er} juillet 2015, la réglementation de l'UE N°548/2014 (publiée le 21 mai 2014) sur l'éco-conception des transformateurs est entrée en vigueur (couramment appelée Eco-design). Les pertes maximales par puissance de transformateur stipulées dans cette réglementation doivent être respectées.

Un marché prenant en compte les nouvelles exigences de 2021 a été attribué. Les nouvelles livraisons répondent à l'Eco-design Tier II.

Le remplacement d'un transformateur existant n'est envisagé qu'en cas d'incident, lors d'un renforcement ou encore s'il contient plus de 50 PPM de polluant PCB ou équivalent.

ORES ne dispose pas d'un inventaire précis reprenant la répartition des transformateurs sur son parc par niveau de perte.

Nous constatons qu'en moyenne les pertes cuivre représentent 26 % du total des pertes relatives au transformateur.

De même que pour le dimensionnement des câbles HT, il est économique de choisir la puissance du transformateur au-delà de celle prévisible si le gain sur les pertes (fer + cuivre) compense le surinvestissement. L'instruction donnée aux bureaux d'étude d'ORES est de diviser la puissance estimée par un coefficient de 0,8 et de choisir le standard le plus proche. En conséquence, la diminution des pertes cuivre l'emporte sur la légère augmentation des pertes fer.

En moyenne, les coûts liés au remplacement d'un transformateur existant équivalent à un surcoût minimum de 5.000 € par rapport au transformateur lui-même.

Le remplacement dans le but unique de la réduction des pertes est donc économiquement injustifiable.

De plus, il est également à noter que lorsqu'un transformateur en bon état est remplacé pour des raisons de puissance par un nouveau transformateur, les règles autorisant sa réutilisation sont édictées dans la prescription C2/112 de SYNERGRID – édition 2015. Elles étaient néanmoins déjà d'application au sein d'ORES, à savoir l'interdiction de réutilisation dans le cadre d'une rénovation de cabine d'un transfo de pertes supérieures à R85.

6.2.6.3.1.6. *Réduction de la consommation propre dans les cabines et postes de fourniture*

De manière générale, la consommation d'énergie propre aux cabines réseau est faible. Elle est néanmoins en évolution constante en raison de l'augmentation des outils liés à la motorisation ainsi qu'à la télésignalisation. Il est évident que le gain réalisé en augmentant la motorisation des cabines est bien supérieur aux pertes liées au fonctionnement des équipements auxiliaires tels que les batteries,

Des pistes avaient été dégagées en vue d'augmenter l'autonomie énergétique des cabines. Néanmoins, la structure des bâtiments cabines n'est pas compatible au placement de panneaux photovoltaïques. Le risque de vandalisme y serait d'ailleurs beaucoup trop important dû à l'accessibilité aisée et la non-surveillance.

Seule une production de type éolien centralisée est envisageable mais ne génère aucun gain sur la consommation d'énergie.

6.2.6.3.1.7. Télécommande/télérelève permettant de réduire le nombre de déplacements

Tous les points névralgiques et les cabines de grande ampleur sont déjà télécontrôlées (télémessure et télécommande des organes de coupure). Néanmoins, l'impact sur la réduction du nombre de déplacement est marginal puisque à tout incident, le déplacement d'un agent manœuvrant est requis pour isoler l'élément défectueux.

Notre programme Smart Grid prévoit également le télécontrôle et la motorisation d'une cabine sur 5 par boucle mais cette décision est davantage motivée par la rapidité de rétablissement d'alimentation des clients lors d'un défaut, la rapidité des manœuvres programmées ou la gestion maîtrisée des boucles dans le cadre des enjeux de pénurie.

6.2.6.3.1.8. Programme e-Lumin – Arrêté du Gouvernement Wallon Eclairage Public

Confortée par la généralisation des LED, l'UE a décidé d'accélérer la transition technologique par le vote d'une évolution majeure de son Règlement technique Ecodesign. Ce règlement impose des niveaux de performance énergétique tels qu'une partie des sources à décharges ne pourra plus être commercialisée sur la zone de l'UE à compter de 2025.

À la suite de la conférence de Paris (COP 21, 2015), la Belgique s'est engagée, à l'instar d'autres nations, à diminuer son empreinte énergétique et son impact sur la planète.

La modernisation des parcs d'EP participera activement à cet engagement. Outre le retour économique positif (par les économies de consommation), cette opération de grande ampleur posera un acte important en faveur de la planète.

L'objectif du projet e-LUMin / AGW est d'assurer le déploiement du remplacement du parc d'éclairage public par des LED afin de s'assurer que l'ensemble des 450.000 points lumineux d'ORES soient remplacés entre 2020 et 2030 (soit 45.000/an).

Le remplacement de l'entièreté du parc d'éclairage public d'ORES par des sources moins énergivores permettra d'économiser plus de 100 GWh/an. Cela correspond à la consommation d'environ 29.000 ménages. Cette économie d'énergie permettra d'éviter d'émettre 30.000 tonnes de CO₂ ce qui correspond à la production d'environ 15.500 voitures.

6.2.6.3.2. Mesures d'exploitation pour réduire la consommation d'énergie

6.2.6.3.2.1. Optimisation de l'emplacement des points de coupure sur le réseau de distribution

Le point normalement ouvert dans la boucle est déterminé chez ORES selon les critères suivants :

- L'accessibilité de la cabine,
- Le nombre de cabines par feeder HT,
- L'exploitation du réseau,
- La typologie du réseau,
- Les points aéro-souterrains,
- L'état de l'appareillage,
- L'évaluation de la situation en n-1.

A l'avenir, le critère lié à la diminution des pertes réseau sera pris en compte de manière quantitative dans la mesure où le choix judicieux du point de sectionnement permet de limiter les flux énergétiques en raccordant, sur un même tronçon, production et consommation locales.

Dans le cadre du programme Smart Grid, la motorisation des cabines et l'augmentation des points de mesure permettra de manière rapide la modification du point normalement ouvert de la boucle, ce qui permettra également la réduction des pertes.

6.2.6.3.2.2. *Mise en parallèle des transformateurs du GRT alimentant un même poste*

Une telle configuration est rarement possible sur les réseaux d'ORES car les tensions primaires au niveau ELIA sont en général différentes (150 kV pour une alimentation normale et 70 kV en secours) et pour les autres, l'augmentation de la puissance de court-circuit n'est pas compatible avec la tenue du matériel de coupure installé sur le réseau d'ORES.

Toutefois, dans le cadre de l'accueil des productions décentralisées, cette technique est mise en œuvre où cela est possible (typiquement pour les réseaux 70 kV avec des transformateurs de moins de 40 MVA).

6.2.6.3.3. *Mesures d'investissement et d'exploitation pour gérer les besoins d'investissements futurs*

6.2.6.3.3.1. *Utilisation de transformateurs BT/BT auto-régulant et compensateurs de neutre*

ORES dispose d'environ 1.000 régulateurs BT-BT sur ses réseaux basse tension de grande longueur (> 800 m). Ceux-ci maintiennent la tension en aval égale à la tension de consigne (230 V) et ce quelle que soit la charge transitée.

Des études réalisées en 2023 ont démontré que l'ajout de modèles adaptés pourrait améliorer le transit bidirectionnel de l'énergie. Des nouveaux modèles seront installés pour confirmer ces études. Cela concerne des compensateurs de neutre dont l'effet est de corriger les déséquilibres réseaux mais aussi des régulateurs BT/BT bidirectionnels qui corrigent la tension dans les 2 sens (baisse de la tension en cas de production photovoltaïque et rehausse de la tension en cas de prélèvements conséquents). Environ 200 appareils de chaque type seront installés et si l'impact se confirme, des marchés seront organisés pour un déploiement d'ampleur.

6.2.6.3.3.2. *Utilisation de transformateurs HT/BT autorégulant*

L'utilisation de transformateur autorégulant pourrait aussi résoudre des problèmes de congestions en basse tension. C'est pourquoi 50 appareils seront prochainement installés à différents endroits du réseau afin d'en confirmer l'utilité. Ces transformateurs pourraient également résoudre des problèmes liés à la haute tension. Si les effets se confirment, l'installation de ce type de transformateur pourrait être retenu à l'avenir.

6.2.6.3.3.3. *Mise en parallèle de tresse BT/conversion 230-400V*

Dans le cas de réseaux basse tension aériens trop longs, il est envisagé d'installer des cabines HT/BT supplémentaires mais cela n'est cependant pas toujours possible. L'ajout d'une tresse basse tension, l'utilisation de câbles 150² aériens ou la conversion de réseau 230V en réseau 400V pourront également améliorer la situation. Les bureaux d'études analysent les situations et si les critères de faisabilité sont rencontrés, des réalisations pratiques se feront sur terrain.

Une analyse concernant l'utilisation de câbles 240 mm² souterrains est également en cours, ce type de câble limiterait la perte en ligne et augmenterait ainsi le transit d'énergie.

6.2.6.3.4. Effets de la flexibilité implicite induite par les tarifs

Lors des différentes études sur la mobilité électrique, il a pu être démontré que le report de la charge des voitures électriques de la période de pointe à la nuit avait un impact significatif sur la pointe au niveau des réseaux HT et, plus particulièrement basse tension.

Par exemple, lors des simulations réalisées par Baringa dans le cadre d'une étude avec l'ensemble des gestionnaires de réseau, les résultats ont montré que l'augmentation du risque de congestion pouvait être doublé pour les feeders basse tension si aucune mesure n'est prise pour inciter les clients à charger leur véhicule en dehors des périodes de pointe (typiquement vers 19h00).

Ces résultats sont par ailleurs corroborés par d'autres études au niveau européen (p.ex. CIRED Distribution Planning in EV ERA).

6.2.6.3.4. Conclusions

Bien qu'ORES apporte déjà la réflexion nécessaire en termes d'efficacité énergétique et de réduction de pertes dans ces différents choix technologiques déployés sur son réseau, plusieurs projets en vue de continuer à progresser dans ces objectifs sont en cours.

Mais il est également vrai de dire que peu de politiques pro-actives de remplacement sont menées en vue du seul objectif énergétique, et ce pour les raisons économiques démontrées dans ce document.

Les différents projets qui sont mis en application depuis 2015 tels le déploiement du smart grid, auront néanmoins un impact direct sur l'efficacité énergétique.

Outre ces projets, nous restons donc sur une politique visant des investissements en termes d'opportunité comme le basculement d'un réseau 400 V s'il existe un besoin de renforcement, le remplacement d'un transformateur vers un nouveau à perte réduite en cas de besoin d'augmentation de puissance, etc.

6.2.6.4. Réduction des pertes administratives

En complément aux pertes techniques liées aux lois physiques des réseaux, une série de pertes moins facilement identifiables viennent s'ajouter. Elles surviennent chaque fois qu'une quantité d'énergie effectivement consommée ne peut être facturée ; par exemple lorsqu'un compteur est défectueux, lorsque la facturation ne peut s'effectuer correctement, ou lorsqu'un client cherche à éluder sa consommation réelle. ORES agit sur ces deux volets, tant sur les pertes techniques que celles appelées pertes administratives.

Dans cette optique, ORES avait mis en place diverses initiatives liées au projet « Qualité de données » afin de réduire les pertes et ainsi diminuer l'impact sur les tarifs de distribution. Ces initiatives sont maintenant suivies dans le cadre des activités opérationnelles.

On notera enfin que l'apparition progressive de compteurs communicants et la mise en place du MIG6 permettront aux prosumers de valoriser leur injection ce qui aura également un impact sur les pertes d'ORES. De plus, l'exploitation des données issues de ces compteurs avec des algorithmes évolués doivent permettre dans le futur d'identifier des anomalies de consommation sur les lignes, synonyme de consommations éludées. Ces algorithmes nécessitent toutefois des taux de pénétration importants de compteurs communicants et donc les bénéfices attendus ne sont pas attendus avant la fin de la décennie. Des tests sont cependant en cours pour valider ces approches.

6.2.7. Remplacement des compteurs

6.2.7.1. Compteurs à budgets (hors compteurs communicants)

Dans un souci de simplification administrative, un rapportage spécifique (OSP) étant déjà rentré à la direction socio-économique de la CWaPE, aucun renseignement particulier n'est à fournir à ce sujet dans les plans d'adaptation. Il n'y aura plus de compteurs à carte dès fin 2025.

6.2.7.2. Compteurs « communicants »

Le gouvernement wallon a réalisé une version adaptée du décret relatif à la distribution d'électricité qui prévoit l'obligation pour les GRD wallons d'un déploiement complet des compteurs communicants pour le 31 décembre 2029.

Le rythme de placement sera consécutivement multiplié par 2,5 par rapport à la référence de 2023 et même par 4 si on prend le renouvellement comme référence (toute motivations confondues, ~1.300.000 compteurs à déployer entre 2025 et 2029, soient 280.000/an au pic du déploiement).

Le dispositif opérationnel actuel n'aura pas la capacité de répondre à cette accélération du rythme. ORES a dès lors décidé de confier le remplacement des compteurs dans les cas « simples » à la sous-traitance complète et de passer un marché public conjointement avec Resa. Les cas simples sont estimés à 86 % du parc à remplacer.

Le programme a pour objectif de préparer les évolutions nécessaires du dispositif actuel pour garantir l'atteinte de ce nouvel objectif ambitieux.

Le programme se concentre sur cinq axes :

- Achat et juridique qui préparera le marché d'attribution des remplacements aux entrepreneurs.
- Informatique qui doit couvrir l'automatisation des échanges d'information entre ORES et les entrepreneurs.
- Technique et formation qui visent à déterminer les cas d'usage qui seront confiés aux entrepreneurs et d'élaborer la formation adaptée à ces cas d'usage.
- Logistique qui doit déterminer le flux cible de livraison et de stockage des compteurs communiquant avant leur placement.
- Client qui déterminera les balises du parcours-client et les objectifs en matière de satisfaction Client tout au long de l'expérience de remplacement.

Les principaux résultats attendus en 2025 sont les suivants:

- L'attribution des marchés d'installation des compteurs qui a eu lieu en avril 2025
- La mise en œuvre des outils d'échange d'information entre ORES et les entrepreneurs (interfaces IT, application « Mes Missions » sans planification)
- La mise en œuvre des outils de suivi et de contrôle des entrepreneurs
- La formation des techniciens
- La mise en route des flux logistiques adaptés
- La mise sur pied effective de la structure opérationnelle (orga déploiement centralisé) pour début 2025
- La mise à jour du calcul du prix unitaire et du business case réglementaire

Depuis la soumission de la version provisoire du plan d'adaptation, le marché pour la pose des compteurs communicants a été attribué. L'entrepreneur retenu a établi son plan de travail en vue

d’atteindre l’objectif fixé pour 2029. La version finale du plan d’adaptation intègre ces nouveaux éléments dans le plan de déploiement présenté.

Au niveau informatique, la mise en place d’interfaces entre ORES et les entrepreneurs nécessite la création d’éléments chez chacun des partenaires. Cela implique qu’il a fallu d’abord définir les flux d’échanges au niveau métier et les spécifications d’un point de vue informatique dans le cahier spécial des charges publié en juillet 2024. L’objectif poursuivi est que les outils d’échange d’informations et les outils de suivi soient disponibles au début des contrats avec ces nouveaux entrepreneurs.

En outre, ORES a obtenu des subventions dans le cadre de l’octroi de subventions du Gouvernement Wallon pour l’accélération d’investissements liés à la transition énergétique (AGW en projet relatif à *l’octroi de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition énergétique*). Ces subventions ont pour but d’accélérer le déploiement de ses compteurs communicants. Les volumes des compteurs communicants sujets à subsides sont identifiés de manière distincte dans le plan d’adaptation. (Voir projet n°E7900) de l’annexe PA ED 2025-2029).

6.2.8. Evolution vers les réseaux « intelligents »

Comme repris dans l’introduction, la transition énergétique va modifier en profondeur le secteur du transport, du chauffage mais aussi de la production d’énergie. Ces modifications profondes se font sentir dès à présent : citons l’impact du PV sur la basse tension ou l’arrivée des véhicules électriques.

Pour faire face à ces défis, nous vous avons présenté une série d’actions sur les réseaux. Parallèlement, nous devons aussi mobiliser les leviers de la digitalisation (smartisation) pour amener les clients à modifier leurs comportements et limiter de facto l’ampleur des investissements réseaux. Consommer l’énergie au moment où elle est disponible en évitant de créer des congestions sur le réseau. Cela suppose de mieux connaître les flux et de pouvoir mettre à disposition des clients des informations et des outils pour agir.

Le déploiement des compteurs communicants s’inscrit dans cette démarche. Le placement de télémesures et de télécommandes dans les cabines également. Les outils informatiques doivent évidemment suivre pour permettre une exploitation de ces données. Leur mise en œuvre est décrite ci-dessous, au sein des programmes Marchés et Smart Grid.

6.2.8.1. Déploiement des compteurs

Outre l’intérêt des compteurs digitaux et communiquant dans l’évolution du marché de l’énergie et de la flexibilité, ceux-ci sont également autant de capteurs sur le réseau qui permettent une meilleure observabilité du réseau basse tension. Cette observabilité conduit à une meilleure connaissance de l’état du réseau en termes de congestion et, partant, nous permet de mieux anticiper et cibler les investissements. En d’autres termes, les compteurs communicants apportent un gain sur le ciblage des investissements mais ne permettent pas une diminution des volumes d’investissements nécessaires. Une campagne de mesures permanentes a été lancée courant 2023 afin de cartographier au mieux les zones actuelles où le réseau montre un risque de congestion important. Nous avons comme repris dans l’introduction en 1.3.1 90.000 compteurs en PQ et ce nombre est encore appelé à grandir.

6.2.8.2. Programme Marchés

Nous avons regroupé au sein du programme marchés tous les projets liés aux données de comptages et à l’évolution des Marchés de l’énergie. S’y retrouvent, entre autres, les projets liés à la mobilité électrique (e-Mob), au partage d’énergie (Part-Ener) et à la flexibilité de marché.

6.2.8.3. Programme Smart Grid

Le programme Smart Grid (SG), a pour objectif principal d'anticiper les solutions à mettre en place pour faire face aux défis ORES induits par la transition énergétique.

Le développement des énergies renouvelables intermittentes et décentralisées (Eolien, PV), l'électrification des usages (véhicules électriques, pompes à chaleur, ...) et le renforcement de certains marchés (flexibilité, etc.) vont profondément impacter la manière dont le réseau doit évoluer et être géré (investissement, gestion dynamique des flux d'énergie, coordination entre acteurs de certains marchés, ...).

Ces modifications nécessitent la mise en place progressive de nouveaux outils/processus/compétences chez Ores dont une partie sera mise en place au travers de projet du programme SG.

La suite du document reprend la description de quelques-uns de ces projets.

- SmartGrid – Projet Vectorisation des plans.

Le premier objectif du projet de vectorisation est de se conformer au décret qui impose qu'ORES ait des plans de pose au format vectoriel pour 12/2027.

Le deuxième objectif de ce projet est de profiter des travaux de vectorisation pour améliorer la qualité de la documentation des réseaux existants d'ORES :

- Enrichissement des données (complétude)
 - Etablissement d'un lien informatique entre le dessin du plan de pose (un câble, une cabine...) et les caractéristiques techniques de chacun des assets (nature et section du câble, composants internes de chaque cabine, ...).
 - Amélioration de la documentation de la topologie des réseaux (liens entre tous les assets décrivant 'le chemin de l'électron ou de la molécule de gaz')

A l'issue de ce projet de vectorisation, le socle de données permettra notamment :

- De se conformer au nouveau format IMCC pour les réponses 'impétrant'
- D'utiliser une solution informatique pour 'jouer' des scénarios prospectifs de type powerflow sur l'ensemble du réseau BT (simulation de l'impact sur les réseaux de l'augmentation prévisionnelle des charges qui seront installées à un horizon de temps donné – mesure de l'impact prévisionnel de la transition énergétique). Ces scénarios prospectifs permettront d'établir une stratégie d'investissement plus précise.

Les jalons de ce projet vectorisation :

- 12/2023 : attribution du marché
- 2024 : initialisation du projet, démarrage des pilotes
- 2025 : finalisation des pilotes et démarrage de la phase d'industrialisation de la vectorisation (prévue sur 30 mois)

- **Smart Grid GIS d’entreprise**

Pour pouvoir anticiper les défis induits par la transition énergétique, il est indispensable d’avoir et de maintenir une documentation qualitative des réseaux et des charges qui y sont connectés (clients).

Historiquement les données descriptives de la structure des réseaux et des assets sont encodées au travers de différentes applications legacy ayant chacune un objectif de documentation spécifique (caractéristiques techniques des assets, positionnement géographique de ces assets, connectivité clients sur les réseaux,)

Cette documentation au travers de différents systèmes amène son lot de complexité pour constituer une vue holistique des réseaux (« digital twin ») avec laquelle on peut réaliser des mesures d’impact sur les réseaux des changements d’usage induits par la transition énergétique (e.a. scénario prospectif de type powerflow explicité ci-avant).

Le projet GIS adresse plusieurs objectifs.

Le premier objectif du projet GIS d’entreprise : Qualité de la documentation des réseaux et assets.

Le projet GIS va mettre en place un système centralisé permettant de documenter l’ensemble des réseaux (représentation géométrique/spatiale de chaque asset, caractéristiques technique de chaque asset, topologie des réseaux, connectivité client). C’est par nature un socle de documentation ‘multifluide’ (électricité, gaz, télécom).

Pour pouvoir anticiper les défis induits par la transition énergétique, il est indispensable d’avoir et de maintenir une documentation qualitative des réseaux électrique et des charges qui y sont connectées (clients).

Historiquement les données descriptives de la structure des réseaux et des assets sont encodées au travers de différentes applications legacy ayant chacune un objectif de documentation spécifique (caractéristiques techniques des assets, positionnement géographique de ces assets, connectivité clients sur les réseaux,)

Cette documentation au travers de différents systèmes amène son lot de complexité pour constituer une vue holistique des réseaux (« digital twin ») avec laquelle on peut réaliser des mesures d’impact sur les réseaux des changements d’usage induits par la transition énergétique (e.a. scénario prospectif de type powerflow explicité ci-avant).

Le deuxième objectif du projet GIS d’entreprise : Efficience opérationnelle.

Le projet GIS va mettre en place un système centralisé pour documenter les différentes phases d’un chantier d’investissement (depuis la solution technique et l’étude jusqu’au réseau en service).

Historiquement, les applications utilisées chez Ores pour documenter les différentes phases d’un chantier d’investissement sont multiples et chacune poursuivant des objectifs spécifiques (une application spécifique pour la description de solution technique, une autre pour documenter les plans d’étude de chantier...).

Le fait de pouvoir documenter ces différentes phases dans un seul et même système permettra d’optimiser les processus existant (évolution de la documentation ‘au fil des phases’ d’un chantier d’investissement).

Le troisième objectif du projet GIS d'entreprise : Soutenir le processus de maintenance et d'entretien.

Le projet GIS va mettre en place une application centralisée permettant de décrire l'état de conformité d'un asset sur le terrain au travers d'une application mobile.

Les anomalies ainsi décelées et documentées donneront lieu à des travaux d'exploitation pour une remise en conformité.

Le quatrième objectif du projet GIS d'entreprise : des 'apps' pour la consultation de la documentation des réseaux et assets.

Le projet GIS va mettre en place différentes applications pour la consultation de la documentation des réseaux et assets. Ces apps seront thématiques en fonction de leur utilisation mais toutes construites sur le même socle de documentation. Parmi celles-ci, on peut citer :

- Le Portail GIS : application web permettant de consulter les informations sur les cartes, les plans et les assets en backoffice.
- Le GIS Mobile : permettant à un agent de consulter la documentation des réseaux depuis le terrain à l'aide d'une tablette aussi bien en mode offline dans une zone blanche (absence de réseau 4g, 5g) que dans des zones ayant un réseau télécom à disposition.
- L'Open Data : application permettant de diffuser de l'information pertinente sur des cartes « grand public » (client résidentiel désirant connaître la situation de son réseau, client industriel désirant avoir des informations en vue de planifier des investissements, ...).

Le projet GIS d'entreprise a été découpé en 4 phases distinctes permettant d'atteindre progressivement les objectifs définis et de traiter les obsolescences informatiques des systèmes existants.

Pour chaque phase du projet GIS est associé un trajet de data quality (DQ) qui définit les objectifs à atteindre en termes de qualité/enrichissement de donnée à chaque Go Live (e.a. les améliorations décrites pour les projets de vectorisation et projet « anaconda »)

Les phases du projet GIS peuvent être synthétisées comme suit :

- **GIS #1 : focus Basse Tension**

Le réseau basse tension va subir des contraintes fortes induites par la transition énergétique. Cette phase du GIS permettra d'augmenter le niveau de qualité de documentation de ce réseau et de mettre à disposition des outils pour maintenir ce niveau de qualité sur le long terme.

Cette étape de la roadmap GIS mettra aussi en place une nouvelle interface web de consultation de des cartes et asset en vue de décommissionner une partie des applications legacy obsolètes.

- **GIS #2 : outils pour supporter le processus de maintenance et entretien**

Une application mobile sera développée pour permettre aux agents Ores et Organisme Agréés de vérifier la conformité des installations.

A terme, cette application mobile permettra également de relever les assets (position, caractéristique techniques, connectivité clients, ...) depuis le terrain et ainsi améliorer la qualité de la documentation des assets.

Une autre partie d'applications legacy obsolètes sera aussi décommissionnée au terme de cette phase.

- **GIS #3 : outils pour une documentation complète de tous les types de réseaux (haute tension, basse tension, Télécom.)**

A l'instar de ce qui sera mis en production dans la phase GIS#1, cette étape de la roadmap mettre à disposition dans le GIS d'entreprise toutes les fonctionnalités avancées pour documenter tous les types de réseaux en service (HT1, HP, BP, TCOM) au travers des processus d'investissement et de maintenance.

Les applications legacy d'asset management existantes seront définitivement décommissionnées au terme de cette phase.

C'est durant cette phase du projet GIS qu'est envisagé l'intégration avec l'outil de conduite ADMS.

- **GIS #4 : outils pour la documentation des solutions techniques et plans d'étude**

Le GIS #4 a pour objectif de mettre en place le « GIS Etude » qui permettra de réaliser une documentation des assets et dans leur version future et de décrire les travaux à réaliser dans le cadre de chantiers d'investissement.

Cette première version future des chantiers encodée dans le GIS évoluera au fil des travaux réalisés sur le terrain (enrichissement de données, positionnement réel).

Cette évolution de la documentation plutôt que, comme aujourd'hui, une ressaisie de la documentation à chaque étape du chantier, permettra un gain d'efficacité pour la gestion administrative des dossiers d'investissement.

Cette étape de la roadmap permettra aussi de décommissionner certaines application legacy obsolètes.

La cible architecturale définie pour le GIS d'entreprise est reprise à la figure ci-dessous.

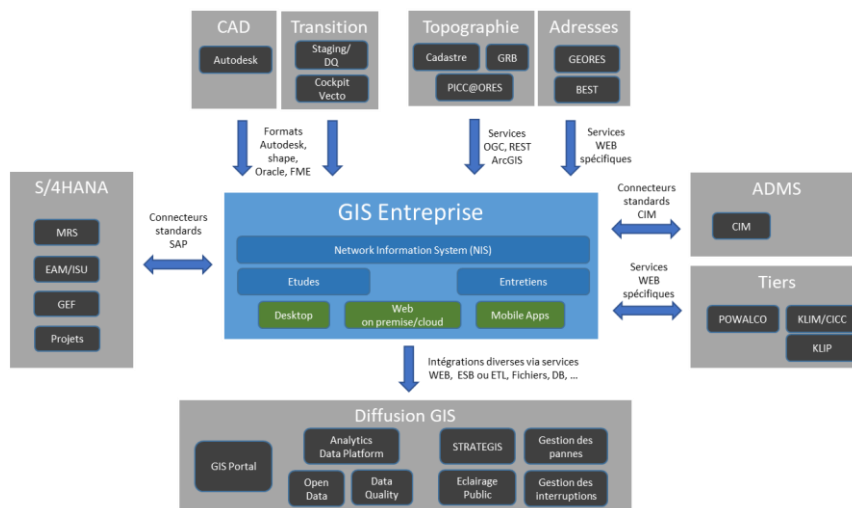


Figure 18 : Architecture-cible du GIS d'entreprise.

Les jalons de ce projet GIS d'Entreprise :

- 03/2024 : livraison GIS#1
- 12/2025 : livraison GIS#2 'consultation mobile'
- Années prévisionnelles de livraison pour la suite de la roadmap (dates à définir/confirmer au fil des travaux de 'pré cadrage/cadrage' de chacune des phases) :
 - 2026 : GIS#2 'maintenance'
 - 2028 : GIS#3 'HT1'

- 2028 + : GIS#3 'GAZ & TCOM', GIS#4 'Etude'

- **Smart Grid ADMS**

La transition énergétique induit également des changements nécessaires au niveau de la conduite des réseaux.

Les énergies renouvelables et intermittentes injectées sur le réseau doivent pouvoir être contrôlées de manière à maintenir la sécurité/qualité d'approvisionnement et éviter les situations de congestion sur les réseaux.

Cette gestion des flux d'énergie, plus dynamique qu'historiquement, doit pouvoir se faire à l'échelle globale sur les réseaux Ores et plus à un niveau local comme c'était le cas par le passé (reprise de charge, changement de configuration du réseau d'énergie, gestion du renouvelable, ...).

C'est l'objectif premier du projet ADMS, mettre en place une organisation de conduite centralisée sur l'ensemble du réseau avec de nouvelles compétences, de nouveaux processus, de nouveaux outils.

Un marché public a été attribué à Schneider pour l'acquisition, l'implémentation et la maintenance d'une solution ADMS et est en cours d'exécution.

Cette solution ADMS viendra en support à la nouvelle organisation de la conduite et est au cœur de la gestion du système électrique et gaz. Elle est à la fois un outil de supervision, de conduite optimisée du réseau mais aussi un outil de simulation et de gestion efficace des interventions et des incidents (cicatrisation semi-automatique des réseaux pour réalimenter le plus grand nombre de clients le plus rapidement possible en tenant compte des conditions énergétique sur les réseaux).

Le projet ADMS est découpé en plusieurs phases :

La première phase du projet vise à opérationnaliser la conduite centralisée et à configurer la solution ADMS pour superviser, conduire et dépanner les réseaux d'électricité HT1 et de gaz MP. Le déploiement de cette phase s'accompagnera d'un décommissionnement de certains applicatifs legacy existant.

La deuxième phase du projet permettra d'ajouter sur le socle de base de la phase 1 les fonctionnalités pour la gestion des ressources énergétique distribuées (DERMS – Distributed Energy Resource Management System)

- La gestion des raccordements flexibles en prélèvement et injection (modulation),
- La gestion de la flexibilité en collaboration avec les FSP

Cette gestion de la flexibilité permettra de maximiser l'utilisation des installations existantes et ainsi éviter certains investissements face aux charges supplémentaires qui se raccordent aux réseaux par suite de l'électrification des usages induit par la transition énergétique.

La troisième phase du projet permettra de revoir les processus et les applications pour les activités suivantes :

- Gestion des pannes (OMS): Etendre la gestion centralisée des pannes à tous les fluides (ajout de la basse tension et basse pression au scope de la phase 1). Cette solution de gestion des pannes inclura des fonctionnalités de gestion des appels client (Call Ticketing System – CTS) et intégrera aussi des fonctionnalités avancées liées au compteurs communicants (comme le PING compteur)

- Intégration avec le GIS d’entreprise pour pouvoir transmettre à l’ADMS la version future des réseaux (après réalisation des chantiers d’investissement) pour anticiper la préparation et planification des manœuvres à réaliser pour les mettre en service.

Toutes ces fonctionnalités sont nativement intégrées à la solution ADMS pour former une solution globale de gestion des réseaux de distribution.

Les jalons de ce projet ADMS :

- 2025 : livraison Phase 1
- Années prévisionnelles de livraison pour la suite de la roadmap (dates à définir/confirmer au fil des travaux de ‘pré cadrage/cadrage’ de chacune des phases) :
 - 2026 : Phase DERMS raccordement flexible en prélèvement
 - 2027 : Phase DERMS flexibilité commerciale
 - 2028 : Phase 3 OMS BT et Intégration avec le GIS d’entreprise
 - 2029 : Phase 3 OMS Gaz

- **Digital Twin**

Le digital Twin est un socle de données complet qui met en relation toutes les informations disponibles des réseaux :

- Les données descriptives de la structure des réseaux et des assets historisées (provenant du GIS à terme avec une data qualité améliorée à chaque étape)
- Les données relatives aux flux d’énergies et de puissance transitant sur les réseaux (provenant de l’ADMS)
- Les données de consommation et d’injection, les données de ‘power quality’ (provenant des compteurs communicants)

L’ensemble de ces données combinées d’autres sources d’information (météo par exemple) permettent de développer des modèles mathématiques qui permettent de mieux « connaître » les réseaux existant, l’utilisation qu’en font les URD et de définir les optimisation ou investissement à consentir sur le réseau.

Ce socle de données permettra également de mesurer, au travers de modèle mathématique prévisionnel, l’impact pressenti des changements d’usage du réseau par les URD (électrification des usages) et définir une stratégie d’investissement adaptée.

Les jalons de ce projet Digital Twin (GRAF) : ce digital Twin se construira progressivement au fil des livraisons des projets GIS et ADMS

- **Smart Grid Anaconda**

Le projet Anaconda vise à mettre en place de nouveaux processus et une solution innovante basée sur la technologie IA exploitant les données des compteurs communicants pour répondre à deux objectifs :

- Enrichissement des données du réseau basse tension : le traitement des données Power Quality des compteurs communiquant par l’algorithme IA permettra de savoir sur quelle(s)

phase(s) de chaque circuit sont connectés les clients (actuellement la documentation ne se fait qu'au niveau câble). Cette information sera reprise dans le GIS d'entreprise.

- Proposition de rééquilibrage de phase : le traitement des données Power Quality et Energie des compteurs communiquant par l'algorithme IA permettra de définir comment rééquilibrer les clients sur les différentes phases d'un circuit basse tension. Ce rééquilibrage permettra d'optimiser le réseau basse tension pour répondre à la problématique des anomalies de tension (pouvant mener au décrochage d'onduleur) et d'éviter/de retarder un certain nombre d'investissement sur les réseaux.

Les jalons de ce projet Anaconda:

- 06/2025 : livraison des algorithmes IA pour le 400v
- Courant 2026 : livraison des algorithmes IA pour le 230v

- ***COSMOS (Consolidation of Orientation Studies For MODernization of LV System)***

Afin de répondre efficacement à la problématique des problèmes de tension sur nos réseaux basses tension (décrochages d'onduleur, sous-tensions, ...) et apporter des solutions techniques efficaces pour résoudre et anticiper les plaintes clients, le projet Cosmos a vu le jour.

Plus concrètement, le projet Cosmos assure la coordination des interventions en cas d'anomalies de tension susceptibles notamment de déclencher la mise en sécurité des onduleurs chez les clients équipés de panneaux photovoltaïques. En surveillant de près ces anomalies, Cosmos garantit, entre autres, la fiabilité du réseau et la sécurité des installations photovoltaïques des clients.

Par anomalie de tension, nous entendons tout dépassement de tension en dehors des plages légalement admissibles (230V +/- 10%).

Les finalités du projet sont :

- La définition d'un délai de la solution technique à proposer aux clients lors d'une demande d'intervention par suite d'un problème de tension.
- La mise à disposition de l'information de la recevabilité ou de la non-recevabilité de la demande d'intervention par suite d'un problème de tension.
- Une aide à un retour rapide par courrier vers le client afin de l'avertir de la suite et du délai des opérations qui seront envisagées pour résoudre son problème.
- Une aide aux exploitants par la proposition concrète de solutions techniques à appliquer par circuits ainsi qu'une priorisation en termes de réalisation et d'investissement.

Cet outil se base sur de nombreuses données notamment les données de tension quart horaire provenant des compteurs communicants ainsi que la topologie de nos réseaux basse tension. Il est en cours d'adaptation afin de pouvoir également intégrer les problèmes de sous-tensions et proposer des solutions concrètes d'action sur le réseau.

Le projet Cosmos est divisé en 4 livrables :

- 1) PEPS¹⁹ :

¹⁹ PEPS : Performance Energétique des Panneaux Solaires

- Définition d’un délai de solution technique (court terme (CT), moyen terme (MT), long terme (LT)) par circuit basse tension basé sur l’analyse des données provenant des compteurs communicants et de la topologie des réseaux basse tension.
- Proposition de 1.250 circuits basse tension sur lesquels travailler par année avec une orientation forte sur les plaintes clients et les topologies de réseau à risque.

2) PEPS2 :

- Ajout d’une proposition de solution technique concrète (placement d’un compensateur de neutre sur le circuit, modification du plot du transformateur en cabine, ...) au délai CT, MT, LT sur base de l’analyse des données de tension des compteurs communicants
- Suivi des actions réalisées sur le terrain.

3) Merit Order Opti :

- Priorisation de réalisation des solutions techniques provenant de PEPS2 par circuits basse tension.

4) Merit Order Invest :

- Priorisation des coûts d’investissement.

6.2.8.4. Réseau de télécommunication

ORES dispose déjà d’un réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, sur cuivre ou soit sur réseau de type téléphonique (quartes). L’ossature du réseau de fibres optiques d’ORES est principalement bouclée ou en antenne sur une boucle et relie les centres d’exploitation et les postes HT/HT (ELIA-ORES), cette ossature doit être autant que possible black-out proof (ce que n’offre aucun opérateur externe) mais doit aussi permettre la gestion de délestages en cas de pénuries (situation connue en hiver 2018-2019 et rien n’indique que ce risque va aller en diminuant).

La poursuite de la consolidation d’un réseau de télécommunication propre à ORES est stratégique et se justifie pour différentes raisons :

1. La sécurité contre les agressions informatiques (piratages) ou cybersecurity : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur.
2. Une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour ORES et ce, sans valeur ajoutée en termes de fonctionnalité). On se référera, à titre d’exemple, à la suppression du service des lignes louées ou du service GSM-CSD (2021) de l’opérateur Proximus impliquant des frais de remplacement de modem tant pour la télérelève des compteurs industriels que pour des équipements de télécontrôle/télémessure tout en mobilisant des ressources à cet effet.
3. Une faible latence, c’est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5 minutes pour les mesures).
4. Une fiabilité et une disponibilité sont nécessaires en particulier pour les postes HT/HT et les relais radio en cas :
 - De black-out (ce qu’aucun opérateur télécom externe ne garantit), ou de pénuries.
 - De congestion nécessitant des actions en temps quasi réel sans quoi des assets pourraient être mis en danger avec le risque de devoir couper le client (de telles occurrences commencent à apparaître).
5. Des coûts qui restent maîtrisables sur le long terme.

Notre activité de télécommunication s'intègre donc à la gestion des réseaux et est une activité stratégique.

6.2.9. Mesures de flexibilité

Le tableau ci-dessous doit reprendre la situation en termes d'URD raccordés au réseau et ayant pris part à des contacts conclus dans le cadre de la mFRR (colonne R3) et aFRR (colonne R2). Il s'agit donc d'URD remplissant toutes les conditions au cours de l'année N-1 pour voir leur flexibilité activée :



Les données de flexibilité à fournir proviennent des registres d'accès et d'activation de la flexibilité mis en place dans le cadre des produits de réserves ELIA. A noter que les clients R1 ne sont pas pré-qualifiés et que leurs activations, automatiques, ne sont pas connues d'ORES.

Depuis le 1er janvier 2018, ELIA et les GRD disposent d'un datahub commun qui permet de gérer les données de la flexibilité pour l'ensemble des produits de flexibilité d'ELIA concernant entre autres la distribution. Le datahub est l'outil approprié pour permettre au GRD de vous transmettre à l'avenir les données nécessaires. Au sein de Synergrid, ORES avec l'ensemble des gestionnaires de réseau a démarré une série de consultations et de Proof of Concept afin d'étudier une extension de la flexibilité commerciale aux clients basse tension. Ainsi en 2022, nous avons lancé l'initiative Co-Gestion (dans la coupole Internet Of Energy) qui vise à vérifier la possibilité technique de réaliser un tarif local

dynamique (en fonction des risques de congestion) et d'en mesurer les effets sur les clients. Ce genre d'initiative se répétera à l'avenir avec des réflexions autour de l'activation de la flexibilité des voitures électriques mais également autour de processus de marché repensés.

Enfin, il est important de noter qu'ORES étudie la possibilité d'avoir recours à des mécanismes de flexibilité à d'autres niveaux de tension que O-one. Il serait alors question de recourir à de la flexibilité jusqu'aux réseaux basse tension et ce, afin de solutionner les problèmes de congestion rencontrés sur ces réseaux. Par ailleurs, les tarifs incitatifs ainsi que les nouvelles plages horaires prévus pour le 1^{er} janvier 2026 font intégralement parties de ces solutions.

6.2.10. Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1)

ORES a utilisé cette rubrique afin de décrire tout autre investissement qui ne rentre dans aucune des catégories décrite aux § 4.1 et § 4.2 (cfr. Dégâts sur équipements).

En outre, ORES garantit que cette motivation n'est utilisée que pour le réalisé N-1.

6.2.11. Projets subventionnés

Courant 2023, ORES a introduit auprès du Gouvernement Wallon, une demande relative à l'octroi de subventions en vue de favoriser la transition énergétique (*Cfr. Décret du 29.06.2023 relatif à l'octroi de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition énergétique*). Ces investissements sont donc répertoriés sous la motivation d'investissements « Subvention GW pour accélérer la transition énergétique » dans le présent plan d'adaptation.

ORES intègre ces projets en tant que projets subsidiés dans le présent plan d'adaptation, conformément aux dispositions prévues actuellement dans les arrêtés du Gouvernement wallon actuellement en vigueur. Si leur statut venait à évoluer, par exemple à la suite d'une décision des autorités compétentes de réattribuer ces subventions, ORES pourrait malgré tout mener à bien ces investissements, à condition que son revenu autorisé soit ajusté en conséquence afin de financer ces projets sans les subventions initiales.

1. Déploiement accéléré de compteurs communicants (projet E7900 – RePOWER EU 2023)

ORES a identifié 9.000 circuits à risque élevé de surtensions. Afin de pouvoir modéliser correctement le réseau, il est nécessaire que le taux de pénétration des compteurs communicants y soit de 80% au moins. Etant donné que chaque circuit compte en moyenne 16 compteurs et près de 10% sont déjà communicants, l'objectif du projet est la pose de plus de 150.000 compteurs complémentaires.

2. Renforcement des réseaux BT congestionnés (projet E7900 – RePOWER EU 2023)

Ces investissements concernent essentiellement des travaux de conversion/couverture des réseaux basse tension 230V en 400V ou le remplacement des câbles et lignes de faibles sections. Ils vont permettre d'accroître la capacité d'accueil des productions renouvelables sur les réseaux.

3. Développement IT - Trajet IT BT (projet E7901 – RePOWER EU 2023)

Grâce au rapatriement des données techniques (tension, courant, etc.) via des compteurs communicants et des capteurs d'observabilité dans les cabines, les solutions IT permettent notamment d'identifier, d'analyser et de résoudre des problèmes liés à l'injection photovoltaïque via des calculs de capacité d'accueil, d'analyse d'impact et de scénarios, d'aide à la reconfiguration du réseau/planification opérationnelle, des Datafactory et algorithmes d'apprentissage, etc. Ce faisant, la capacité d'accueil du réseau pour des nouvelles productions d'électricité d'origine renouvelable est augmentée.

4. Renforcement des réseaux haute tension souterrains (HTS) congestionnés (projet E7900 – Plan de Relance Wallon 2024)

Les investissements visés par ce projet vont permettre au réseau haute tension d'ORES de faire face à la transition énergétique :

- En pouvant absorber la forte augmentation de charge, tant en prélèvement qu'en injection ;
- En s'adaptant aux besoins d'une conduite intelligente par le logiciel ADMS.

Ces investissements concernent essentiellement des travaux de conversion des réseaux HTS de 6 kV en 15 kV ou des remplacements de câbles et lignes de faibles sections.

Ils comprennent également des travaux de restructuration/simplification du réseau pour permettre une conduite plus efficace par le futur logiciel d'ADMS en cours d'installation.

5. Développement IT - Projet Smart Grid – (projet E7901 - Plan de Relance Wallon 2023)

Investissement dans des outils complémentaires de pilotage et la transition énergétique entraîne un changement fondamental dans les modes de conduite nécessitant la mise en place de modes de conduites plus intelligents que par le passé et une connaissance plus fine et en temps réels des paramètres du réseau.

De nouvelles exigences dans le pilotage du réseau apparaissent telles que :

- Optimisation en temps réel de l'injection d'énergie renouvelable ;
- Gestion de la flexibilité technique et de la flexibilité de marché ;
- Gestion dynamique du chargement des véhicules électriques ;
- Etc.

Ces nouvelles exigences impliquent un investissement dans de nouveaux outils de pilotage du réseau.

En parallèle et pour permettre et optimiser le fonctionnement de ces outils, il est nécessaire de disposer d'une documentation unique, automatisée et de qualité sur les assets réseau.

Ce projet vise à amplifier les outils existants ou accélérer leur industrialisation.

Plus d’informations relatives à ce projet sont communiquées dans l’annexe 5 – projet subventionné SmartGrid .

6. Récapitulatif des enveloppes de subsides associées aux projets :



ORES ne doute pas de l’obtention des subsides pour financer les projets présentés dans cette section. Cependant, en raison du fait que l’affectation précise des subsides est encore être sujette à discussion au moment de la rédaction de ce document, les écritures comptables relatives à la subside des dépenses d’investissement des projets déjà réalisés en 2024 ont été enregistrées uniquement pour les compteurs communicants, pour lesquels l’allocation de subsides n’est pas remise en question. Cette décision a été prise par précaution et vise à attendre des informations plus détaillées. Les écritures auraient effectuées pour les autres investissements (lignes/câbles en basse tension, câble en haute tension) une fois que l’allocation des subsides aura été définitivement clarifiée et que l’éligibilité des dépenses aura été validée.

Au moment de la finalisation du présent plan d’adaptation, l’allocation des subsides RePOWER est en cours de révision. Il est désormais envisagé que l’ensemble des subsides soient réorientés vers le déploiement des compteurs communicants, au détriment des projets initialement prévus tels que le renforcement des réseaux BT congestionnés (projet E7900 – RePOWER EU 2023) et le développement IT lié au trajet BT (projet E7901 – RePOWER EU 2023). Ce changement, bien qu’annoncé, n’a pas encore été formalisé dans un arrêté du Gouvernement wallon (AGW) et n’a donc pas été intégré dans la présente version du plan d’adaptation.

Annexes du chapitre 4 :

Tab (4)1.1.1.a : Pointes et prévisions de charge aux points d'interconnexion ELIA-GRD

Tab (4)1.1.2 : Feeders les plus chargés

Tab (4)1.2.1 : Raccordements productions décentralisées ≥ 100 kVA

6.3. Enveloppes budgétaires

Voir onglet « Tab 1_Global-Postes budgétaires » de l’annexe PA ED 2026-2030.

6.3.1. Années 2026-2030

L’enveloppe reprise est basée sur :

- Des investissements visant à soutenir la **transition énergétique** : passage à 400V des réseaux basse tension, abandon du 6kV, accélération du déploiement des compteurs communicants initié en 2020, etc.
- Une accélération en termes de **modernisation des réseaux**. En particulier, les équipements en cabines HT/BT et les réseaux HT/BT, etc.
- Amélioration de la **résilience** des réseaux : enfouissement des lignes aériennes, cabines télécontrôlées, etc.

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l’élaboration des plans d’adaptation et d’extension d’ORES sont fournies ci-dessous.



Cette budgétisation repose sur nos meilleures estimations à l’heure actuelle mais nous attirons l’attention de la CWaPE sur le fait que des marchés publics devront encore être attribués avant la fin de cette période tarifaire et pourront causer d’autres augmentations du coût des projets.

En accord avec les dispositions prévues par la méthodologie tarifaire, si la hausse des coûts des entrepreneurs s’avère durable, ORES se réserve la possibilité, si nécessaire, de soumettre une demande d’ajustement de son revenu autorisé en réponse à ces augmentations, de manière à maintenir le niveau d’investissement nécessaire au bon développement et à la pérennité de son réseau.

6.3.2. Synthèse



7. Liste des travaux nominatifs programmés et évaluation budgétaire par projet

Voir tableau : Tab 1 - Global - Postes budgétaires

Voir tableau : Tab 5 - Détails N+1 à N+6 (années N à N+6)

8. Plan de déploiement des compteurs communicants

Voir annexes du plan d’adaptation 2026-2030 ainsi que le paragraphe 4.2.7 du présent document.

- Tab 6 - Déploiement CC
- Tab 6b - CC Défaut de paiement
- Tab 6c - Refus URD – GRD

9. Suivi des transformateurs de distribution

Voir Tab 7 - Suivi P Tfos de l’annexe du plan d’adaptation 2026-2030.

10. Annexes – selon lignes directrices

Voir ORES Assets - PA 2026_2030 - plans d'adaptation élec_annexes.xlsx

11. Annexes Additionnelles

11.1. Annexe 1 – Hypothèses relatives à la production décentralisée

11.2. Annexe 2 – Hypothèses relatives aux pompes à chaleur

11.3. Annexe 3 – Hypothèses relatives aux véhicules électriques

11.4. Annexe 4 – Description des plans directeurs

11.5. Annexe 5 – projet subventionné SmartGrid

(1) Sous réserve de validation de l’éligibilité des dépenses associées par les autorités compétentes

Le GRD se permet d'insister sur le caractère confidentiel de ces informations, celles-ci n'étant pas destinées à être publiées ou communiquées à d'autres personnes que celles qui, par leurs fonctions au sein d'une autorité administrative compétente, sont amenées à en disposer pour les besoins de l'exercice de leurs missions légales et qui s'engagent à en garantir la confidentialité.

Le GRD ne peut être tenu responsable d'une diffusion induite de ces informations.

De plus, le chiffrage définitif 2026 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2025. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour dont le budget 2026 constitue un des éléments principaux (*Art. L1523-13.54 du Code de la démocratie locale et de la décentralisation* (M.B. du 12/08/2004)).