

Roadmap Smart Grid

FEVRIER 2024

Table des matières

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Abstract | |
| 2 | Acronymes | 5 |
| 3 | Introduction | 6 |
| 3.1 | Contexte : Transition énergétique et évolution des usages | 6 |
| 3.2 | Cadre et limitations du document | 6 |
| 4 | Vision Sibelga du smartgrid | 8 |
| 4.1 | Définition de réseau intelligent et finalités | 8 |
| 4.2 | Moyens d'actions du gestionnaire de réseau | 9 |
| 4.3 | Feuille de route - Schéma de principe | 11 |
| 4.3.1 | Articulation avec les investissements, maintenance et gestion des assets traditionnels | 12 |
| 4.3.2 | Articulation avec le marché | 16 |
| 4.4 | Etat des lieux des assets réseau | 18 |
| 5 | Description, état des lieux et projets ou études retenus | 21 |
| 5.1 | Bloc 1 : Assets, capteurs et éléments de commande réseau | 22 |
| 5.1.1 | Description et état des lieux | 23 |
| 5.1.1.1 | Mesures et commande des disjoncteurs haute tension – Postes de fourniture | 23 |
| 5.1.1.2 | Interrupteurs télécommandés – Cabines clients et réseau | 23 |
| 5.1.1.3 | Indicateur de courant de défaut (ICD) – Cabines clients et réseau | 24 |
| 5.1.1.4 | Armoires de télécontrôle pour les installations de production – Cabines client | 26 |
| 5.1.1.5 | Capteurs et mesure de charge des transformateurs – Cabines réseau | 27 |
| 5.1.1.6 | Mesure et commande des départs basse tension – Cabines réseau | 27 |
| 5.1.1.7 | Température, humidité et détection incendie – Cabines réseau | 28 |
| 5.1.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap | 29 |
| 5.1.2.1 | Mesures HT : identification des départs injecteurs et mesure de la direction de l'énergie | 29 |
| 5.1.2.2 | Télécommande des cabines HT/BT et cabines smart | 29 |
| 5.1.2.3 | Estimation des charges réparties sur chaque départ BT | 30 |
| 5.2 | Bloc 2 : Données assets réseau et lien client réseau | 31 |
| 5.2.1 | Description et état des lieux | 31 |
| 5.2.1.1 | Données géographiques | 31 |
| 5.2.1.2 | Données de composition | 32 |
| 5.2.1.3 | Données de connectivité | 33 |
| 5.2.1.4 | Données attributaires | 34 |
| 5.2.1.5 | Cycle de vie | 34 |
| 5.2.1.6 | Lien Client-Réseau (LCR) | 35 |
| 5.2.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap | 35 |
| 5.2.2.1 | Etablissement du lien client-réseau | 35 |
| 5.3 | Bloc 3 : Topologie du réseau & flux temps réel et gestion des pannes et travaux | 36 |
| 5.3.1 | Description et état des lieux | 36 |
| 5.3.1.1 | Topologie en temps réel du réseau | 36 |
| 5.3.1.2 | Visualisation des flux d'énergie en temps réel | 39 |
| 5.3.1.3 | Modélisation et mesure de la production décentralisée | 40 |
| 5.3.1.4 | Gestion des pannes | 41 |
| 5.3.1.5 | Commande contrôle | 44 |
| 5.3.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap | 44 |
| 5.3.2.1 | Automatic power restoration system (APRS) | 44 |
| 5.3.2.2 | Gestion dynamique du réseau BT | 44 |
| 5.3.2.3 | OMS BT | 45 |
| 5.3.2.4 | Modélisation des productions décentralisée | 45 |
| 5.3.2.5 | Calcul de profil des charges des transformateurs | 45 |
| 5.3.2.6 | Création d'un outil d'alerte des clients BT en cas de pannes | 45 |

| | | |
|---------|---|----|
| 5.4 | Bloc 4 : Compteurs et Assets client | 47 |
| 5.4.1 | Description et état des lieux | 47 |
| 5.4.1.1 | Compteurs | 47 |
| 5.4.1.2 | Assets client | 49 |
| 5.4.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap..... | 49 |
| 5.4.2.1 | Déploiement de compteurs intelligents | 49 |
| 5.4.2.2 | Activation des fonctionnalités du compteur intelligent..... | 50 |
| 5.4.2.3 | Assets Behind The Meter | 50 |
| 5.4.2.4 | Etude EMS..... | 50 |
| 5.4.2.5 | Data sharing : données vers les clients..... | 51 |
| 5.4.2.6 | Joint Outage Planning Agent..... | 51 |
| 5.4.2.7 | Analyse des comportements des clients | 51 |
| 5.5 | Bloc 5 : Estimateur d'état, profils de prévision J+1/J+7..... | 53 |
| 5.5.1 | Description et état des lieux | 53 |
| 5.5.1.1 | Estimateur d'état | 53 |
| 5.5.1.2 | Prévision court terme..... | 53 |
| 5.5.1.3 | Identification des congestions | 53 |
| 5.5.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap..... | 55 |
| 5.5.2.1 | Estimateur d'état HT..... | 55 |
| 5.5.2.2 | Prévision HT | 55 |
| 5.5.2.3 | Estimateur d'état BT | 55 |
| 5.5.2.4 | Prévision BT..... | 56 |
| 5.6 | Bloc 6 : Gestion des congestions courant et tension..... | 57 |
| 5.6.1 | Description et état des lieux | 57 |
| 5.6.1.1 | Moyens d'action sur le réseau..... | 57 |
| 5.6.1.2 | Moyens d'action vers les clients et le marché..... | 61 |
| 5.6.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap – aspects réseau | 66 |
| 5.6.2.1 | Adaptation dynamique consigne→tension aux postes HT/HT | 66 |
| 5.6.2.2 | Gestion de la tension en charge des transformateurs..... | 66 |
| 5.6.2.3 | Equilibrage des clients BT entre phases | 66 |
| 5.6.2.4 | Compensateur de neutre..... | 67 |
| 5.6.2.5 | Étude d'opportunité sur les besoins de pilotage de l'énergie réactive..... | 67 |
| 5.6.3 | Projets ou études retenus pour la roadmap – aspects marché..... | 67 |
| 5.6.3.1 | Flexibilité implicite – tarification évoluée BT | 67 |
| 5.6.3.2 | Traffic light et CRI | 68 |
| 5.6.3.3 | Conscientisation des clients..... | 68 |
| 5.6.3.4 | Analyse et comparaison des différentes formules de flexibilité locale | 68 |
| 5.7 | Bloc 7 : Aspects télécom | 70 |
| 5.7.1 | Description et état des lieux | 70 |
| 5.7.1.1 | Le réseau fibre optique | 70 |
| 5.7.1.2 | La radio | 70 |
| 5.7.1.3 | La 4G..... | 70 |
| 5.7.1.4 | Narrowband IoT..... | 70 |
| 5.7.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap..... | 71 |
| 5.7.2.1 | Etude des conséquences de l'abandon du réseau 3G | 71 |
| 5.8 | Bloc 8 : Architecture Data | 72 |
| 5.8.1 | Description et état des lieux | 72 |
| 5.8.2 | Projets ou études retenus | 73 |
| 5.9 | Bloc 9 : Investissements et maintenance | 74 |
| 5.9.1 | Description et état des lieux | 74 |
| 5.9.1.1 | Seuils limites entre smartgrid et surcharge structurelle | 74 |
| 5.9.1.2 | Publication Hosting capacity map..... | 74 |
| 5.9.1.3 | Mesures power quality en cabines réseau | 75 |
| 5.9.1.4 | Prescriptions de raccordement..... | 75 |
| 5.9.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap..... | 76 |
| 5.9.2.1 | Seuils limites entre smartgrid et surcharge structurelle | 76 |

| | | |
|-----------|--|-------------------------------------|
| 5.9.2.2 | Analyse publication hosting capacity map | 76 |
| 5.9.2.3 | Mesures power quality en cabines réseau | 76 |
| 5.9.2.4 | Plan de tension par cabine réseau | 76 |
| 5.9.2.5 | Digital Twin (DT) | 77 |
| 5.10 | Bloc 10 : Marché | 78 |
| 5.10.1 | Description et état des lieux | 78 |
| 5.10.1.1 | Plateforme de partage de données NRT | 78 |
| 5.10.2 | Projets ou études retenus pour la roadmap | 79 |
| 5.10.2.1 | Data Sharing : Third party data access | 79 |
| 5.10.2.2 | Plateforme NRT | 79 |
| 6 | Ligne du temps des projets et estimation des coûts | 80 |
| 7 | Indicateurs | Error! Bookmark not defined. |
| 7.1 | Indicateurs pour le déploiement du smartgrid | Error! Bookmark not defined. |
| 7.2 | Indicateurs sur l'utilisation du smartgrid | Error! Bookmark not defined. |
| 8 | Conclusion | 81 |
| 9 | Bibliographie | 82 |
| 10 | Annexes | 83 |
| 10.1 | Annexe 1 : Schéma des réseaux électriques de transport et de distribution | 83 |
| 10.2 | Annexe 2 : Liste des applications utilisées par Sibelga | 84 |
| 10.3 | Annexe 3 : Comparaison ADMS, estimateur d'état, calcul prévisionnel et digital twin | 87 |
| 10.4 | Annexe 4 : Exigences en matière d'échange d'énergie réactive aux points d'interconnexion | 88 |
| 10.5 | Annexe 5 : ISL - Intelligent street lighting | 91 |

1 ACRONYMES

| | |
|-------|--|
| AMR | Automatic Meter Reading |
| BESS | Battery Energy Storage System |
| BRP | Balancing Responsible Party |
| BT | Basse Tension |
| CMS | Central Market System |
| CRM | Customer Relationship Management |
| DMS | Distribution Management System |
| EMS | Energy Management System |
| ERP | Entreprise Resource Planning |
| FSP | Flexibility Service Provider |
| GIS | Geographic Information System |
| GRD | Gestionnaire du Réseau de Distribution |
| HEMS | Home Energy Management System |
| HT | Haute Tension |
| ICD | Indicateur de Courant de Défaut |
| IPD | Installation de Production Décentralisée |
| ISL | Intelligent Street Lighting |
| IT | Information Technology |
| LCR | Lien Client Réseau |
| MIG | Message Implementation Guide |
| PAC | Pompe A Chaleur |
| PNEC | Plan National Energie Climat |
| POC | Proof Of Concept |
| PV | Photovoltaïque |
| RTU | Remote Terminal Unit |
| TCC | TéléCommande Centralisée |
| SCADA | Supervisory Control And Data Acquisition |
| URD | Utilisateur du Réseau de Distribution |
| VE | Véhicule Electrique |
| YMR | Yearly Meter Reading |

2 INTRODUCTION

2.1 Contexte : Transition énergétique et évolution des usages

Suite à l'Accord de Paris sur le climat de décembre 2015 visant à limiter à +2°C le réchauffement climatique d'ici à 2100 par rapport aux niveaux préindustriels, l'Union européenne a enjoint tous les Etats membres à établir un plan national énergie-climat (PNEC) pour la période 2021-2030.

Le PNEC de la Belgique fixe des objectifs au niveau des 3 régions et du fédéral. La contribution bruxelloise adoptée par le gouvernement le 24 octobre 2019 est la suivante :

1. Une réduction d'au moins 40% des émissions régionales directes de gaz à effet de serre par rapport à 2005, de manière à approcher la neutralité carbone en 2050 ;
2. Une réduction de 21% de la consommation d'énergie finale par rapport à 2005 ;
3. Une production de 1250 GWh d'énergie à partir de sources renouvelables (470 GWh produits sur Bruxelles et 780 GWh via investissements extra muros).

La réalisation de ces ambitions politiques nécessite notamment d'augmenter les productions renouvelables décentralisées tel que le photovoltaïque ou l'éolien, et d'électrifier, partiellement ou totalement, certains usages comme la mobilité et le chauffage.

Ces développements soumettent progressivement les réseaux d'électricité à de nouvelles contraintes :

1. Accroissement des pointes et des fluctuations saisonnières de la consommation d'électricité ;
2. Intermittence de la production d'électricité décentralisée rendant difficile la gestion de l'équilibre sur le réseau en pilotant l'offre suivant la demande ;
3. Injection en divers points du réseau de distribution initialement conçu pour acheminer de l'électricité en sens unique depuis les sites de production centralisés vers les sites de consommation.

Face à ces changements, Sibelga a, depuis de nombreuses années, mené diverses réflexions sur la façon de faire évoluer son réseau électrique et sa gestion pour rendre cette dernière plus dynamique et répondre au mieux à ces nouvelles contraintes. Sibelga a, par ailleurs, déjà mis en œuvre une série d'éléments pour construire un « Smartgrid ».

2.2 Cadre et limitations du document

Selon Brugel, la présente feuille de route doit « traduire des changements de paradigme dans la gestion du réseau ». On s'attend ici à ce que la politique dite « fit and forget » soit progressivement abandonnée au profit d'une gestion dynamique du réseau faisant appel, en cas de contrainte sur le réseau, à :

- L' « active network management » d'une part.
Active network management est un vocable générique qui recouvre tout un ensemble de techniques visant un pilotage plus ou moins automatisé du réseau en réaction aux contraintes observées, par exemple : des transformateurs avec régulateurs en charge, des régulateurs de tension en ligne, des self healing networks (automates de reconstitution autonome suite à un déclenchement), des contrôleurs plus ou moins décentralisés pour ajuster la production décentralisée (en actif et réactif) en fonction des risques de congestion, un redispatching des flux d'énergie par déplacement des points de coupures du réseau, etc.
- La capacité des clients d'adapter leur comportement de consommation en fonction des usages qu'ils font de l'électricité.

Cette nouvelle manière d'opérer doit, dans l'esprit du régulateur et du législateur européen, permettre d'investir moins dans les assets traditionnels (câbles, transformateurs, etc.) au prix d'investissements dans des dispositifs intelligents. Il y aura lieu d'analyser en temps utiles ce qui peut être atteint grâce à cette nouvelle voie et ce que cette option requiert en terme d'investissements. Naturellement, des renforcements significatifs ou structurels du réseau ne pourront être adressés que par des assets traditionnels et c'est donc vers une combinaison des deux

modèles (assets traditionnels et dispositifs intelligents) que Sibelga doit aujourd'hui s'orienter pour répondre au mieux aux nouveaux projets des clients alimentés en haute et basse tension à Bruxelles.

La présente feuille de route Smartgrid vise à présenter la vision et les actions prises et à prendre par Sibelga en la matière. De façon plus détaillée :

1. Présenter les finalités et fonctionnalités d'un smartgrid communément identifiées par les gestionnaires de réseau ;
2. Faire un état des lieux de l'état d'avancement du réseau smartgrid Sibelga actuel ;
3. Lister les actions à mener pour continuer le déploiement du smartgrid avec un horizon temps associé ;
4. Identifier les indicateurs pertinents à suivre pour monitorer cette évolution.

Cette vision et ces actions sont en phase avec les axes stratégiques de Sibelga. Elles visent entre autres à préparer le futur du réseau électrique de distribution à Bruxelles qui doit rester en permanence en adéquation avec la production et la demande d'énergie à Bruxelles. Sibelga considère différents scénarios pour l'évolution de la production et de la consommation, compte tenu (i) des véhicules électriques, (ii) des sources d'énergie renouvelable décentralisées (photovoltaïque, récupération de chaleur fatale, etc.), (iii) du besoin d'utiliser des énergies décarbonées y compris pour le chauffage, (iv) de la possibilité croissante de faire appel à la flexibilité de la demande chez les clients, (v) etc. Ces scénarios, qui sortent du cadre de la présente feuille de route, seront décrits dans une note accompagnant le plan de développement de Sibelga.

Compte-tenu du caractère fortement corrélé des bénéfices apportés par les différents projets, ceux-ci seront accompagnés d'une évaluation de coût. Les analyses coûts-bénéfices devront faire l'objet d'études spécifiques.

De même, les éléments suivants ne sont pas traités dans ce document :

- L'ISL (intelligent street lighting) ; une brève description de l'ISL est cependant donnée en annexe 5.
- La digitalisation de l'organisation du travail au moyen d'application mobiles ;
- Les développements des fonctionnalités dans notre rôle de facilitateur de marché (CMS, Flex Hub,...).

3 VISION SIBELGA DU SMARTGRID

3.1 Définition de réseau intelligent et finalités

Un smartgrid (ou « réseau intelligent ») contribue à l'atteinte des objectifs suivants du gestionnaire du réseau de distribution :

1. Assurer la **continuité et la qualité d'alimentation** en ayant, en particulier, une bonne observabilité du réseau (flux d'énergie) et en améliorant la gestion des interruptions de fourniture ;
2. Intégrer les **productions d'énergie renouvelables et les nouveaux usages** sur le réseau,
3. **Prioriser les investissements** dans les infrastructures en utilisant au maximum la capacité disponible du réseau ;
4. Augmenter le potentiel de **flexibilité** en dynamisant la gestion des contraintes locales.

Dans la réalisation de ses missions, le GRD veille toujours à satisfaire la demande des consommateurs au coût sociétal le plus faible.

Pour atteindre ces objectifs, les fonctionnalités minimales attendues par Brugel d'un smartgrid sont au nombre de 4 :

1. L'observabilité du réseau End-to-end via un monitoring judicieux des réseaux HT et BT ;
2. L'identification des points d'accès dans le réseau ;
3. La possibilité de poser des actes de contrôle commande à distance : en précisant que cela doit permettre au GRD de gérer les flux de manière dynamique jusqu'à potentiellement moduler la puissance mise à disposition chez les URD.
4. La communication vers le marché et les clients des informations objectives et fiables sur l'état du réseau.

Pour ce faire, un smartgrid est constitué de différents éléments technologiques qui se superposent :

1. Une **couche d'assets** réseau pour le transit des électrons (câbles, transformateurs, etc.) et d'assets client pour les installations raccordés au réseau derrière le compteur de tête (IPD, stockage, borne de recharge, PAC, etc.) ;
2. Une **couche d'équipements et capteurs** pour l'acquisition de données et l'exécution d'opérations à distance (compteurs intelligents, télémesures, RTU, capteurs, etc.) ;
3. Une **couche de télécommunication** reliant les équipements à la couche numérique ;
4. Une **couche de données** ;
5. Une **couche logicielle** pour la supervision et le traitement des données collectées en temps réel (outils de gestion de la congestion et de la flexibilité, etc.) ;
6. Une **couche d'actions** pour la prise de décision influençant l'état du réseau et de ses équipements.

Pour illustrer comment ces couches interagissent, prenons un transformateur HT/BT. Après son installation (1), différents capteurs (2) sont installés sur ce transformateur, l'un d'eux mesure la température de l'huile à l'intérieur du transformateur. Cette information est rapatriée en continu vers le centre de gestion des données de Sibelga (3). La température interne de ce transformateur est alors monitorée et archivée en continu (4). Si cette température monte au-delà d'un certain seuil traduisant une surcharge anormale, une alerte est générée (5) pour inviter un opérateur à aller contrôler la situation sur place (6).

Le domaine d'action du réseau intelligent se situe dans le court terme, avec un horizon de temps inférieur à la semaine.. Il consiste à monitorer et à opérer le réseau de manière dynamique pour, en cas de déviation ou de risque de déviation, informer les acteurs de marché afin qu'ils prennent les mesures adéquates ou qu'ils prennent action eux-mêmes pour ramener les paramètres du réseau dans la plage de tolérance admise. Une déviation est, par exemple, une congestion ou une interruption de fourniture.

3.2 Moyens d'actions du gestionnaire de réseau

Pour mener à bien ses missions, le gestionnaire de réseau dispose de plusieurs moyens d'action qui sont représentés dans la pyramide ci-dessous. Les étages de cette pyramide sont détaillées ci-après, de bas en haut. Le smartgrid concerne uniquement les étages 2 à 5.

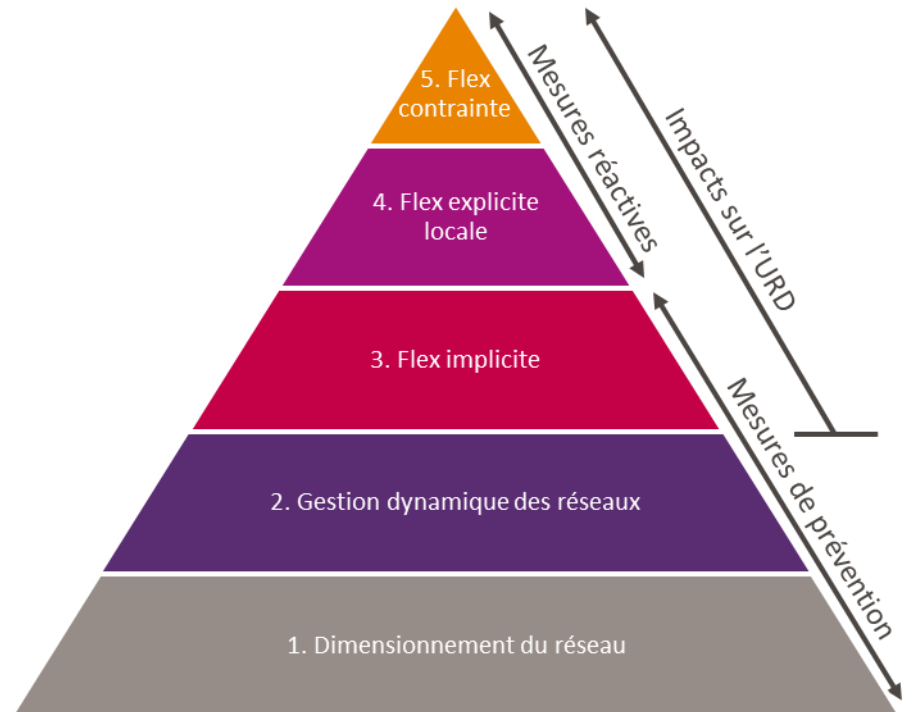


Figure 1 : Pyramide des moyens d'actions sur le smartgrid

1. Dimensionnement du réseau

L'Asset Management fixe les critères d'investissement et de maintenance des installations en tenant compte des observations et des prévisions (pénétration des véhicules électriques et potentiel de flexibilité par exemple). Via les investissements dans les assets (câbles, transformateurs, etc.), le GRD vise à dimensionner son réseau pour faire face à l'évolution à long terme de la demande et à garantir une haute disponibilité de la fourniture d'énergie, sans viser pour autant une absence complète d'interruption pour les clients – ce qui serait impayable.

La politique et les critères d'asset management ne seront pas détaillés dans ce document.

2. Gestion dynamique du réseau

À travers cet étage, on évoque des équipements qui comportent une commande à distance ou pour lesquels une régulation de paramètres est possible à distance. Ces systèmes permettent, en cas de panne, un rétablissement des clients endéans un délai plus court qu'avec leurs équivalents à actionner manuellement de manière locale.

3. Flexibilité implicite – Tarifs, signaux et Traffic Lights

Le GRD devra faire en sorte que les comportements des URD soient absorbés dans le réseau de distribution, en évitant autant que possible des investissements dans le réseau qui ne sont pas nécessaires structurellement. Les comportements des clients vont évoluer d'une part avec les nouveaux usages électriques et l'augmentation des unités de production décentralisées, et d'autres part avec l'influence de (nouveaux) services et contrats offerts par les acteurs de marché soucieux d'équilibrer leur portefeuille.

Dans ce contexte, le GRD va tenter d'optimiser l'utilisation du réseau grâce à des tarifs de réseau incitatifs adaptés aux contraintes nouvelles. L'objectif sera de lisser les courbes de charge et ainsi de diminuer les pointes de charges

synchrones qui sont contraignantes pour le réseau, notamment en maximisant l'autoconsommation locale là où elle est possible et disponible.

Cette flexibilité implicite pourrait être insuffisante, le GRD donnera alors des signaux, appelés « traffic lights », aux acteurs de marché pour les prévenir d'un risque réseau.

En dernier recours, le GRD pourrait également envoyer des signaux d'alertes directement aux URD lors d'un risque de congestion.

Dans tous les cas, l'objectif sera d'essayer d'influencer le comportement du client (en direct ou au travers du marché).

4. Flexibilité explicite locale

Si les moyens d'actions décrits précédemment n'ont pas permis d'écarter le risque de congestion, le GRD peut recourir à des moyens de flexibilité explicite auprès des URD, en direct au travers de contrats de raccordement spécifiques ou via un marché de flexibilité local.

5. Flexibilité contrainte

En dernier recours, le GRD peut faire appel à un mécanisme de limitation réglementaire (curtailment) pour contraindre les URD à limiter leur consommation/injection.

3.3 Feuille de route - Schéma de principe

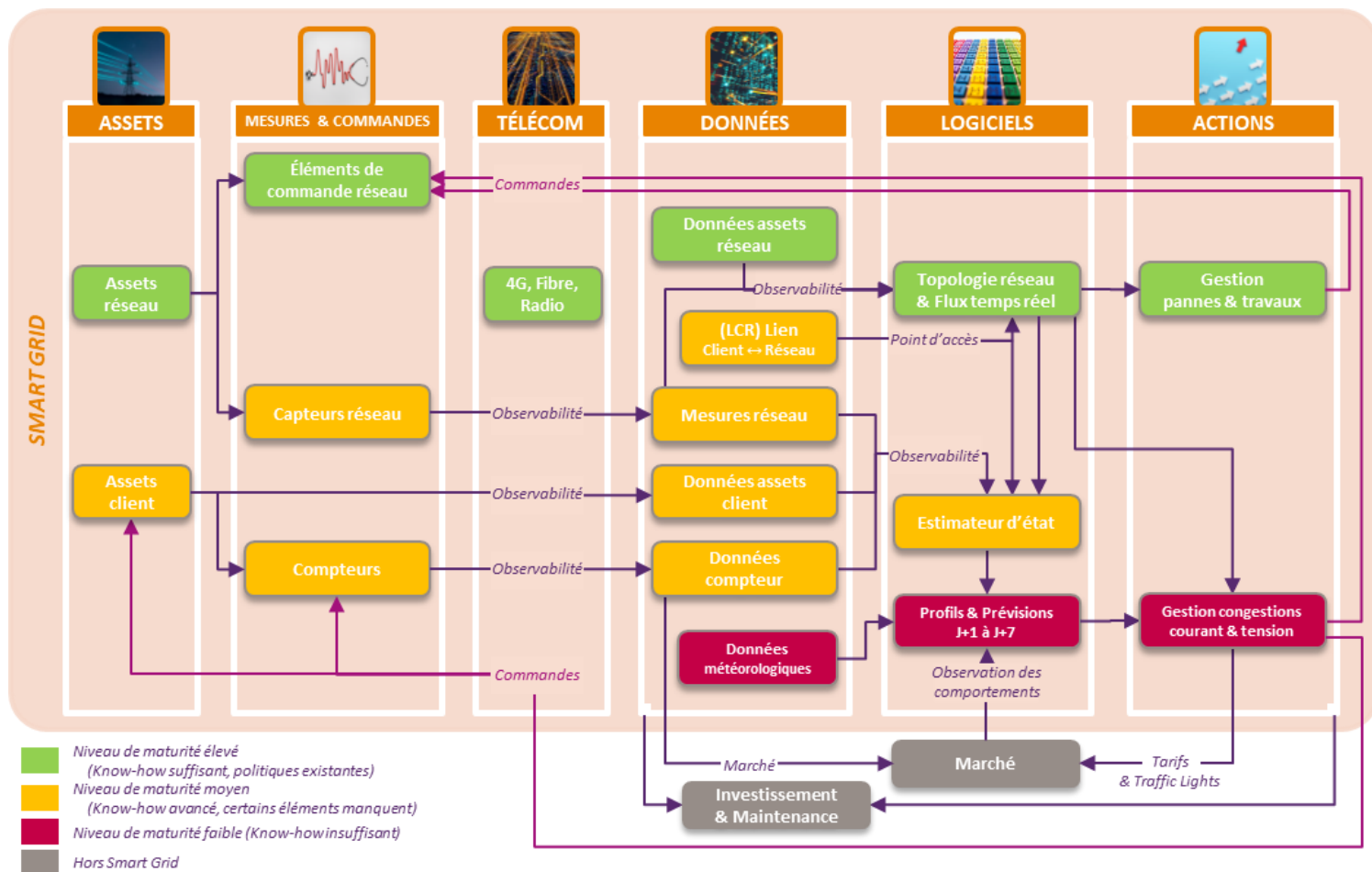


Figure 2 : Schéma de principe du Smartgrid de Sibelga

La Figure 2 représente un schéma de principe du smartgrid Sibelga. Dans ce schéma, la colonne action est l'équivalent des étages 2 à 5 de la Figure 1. Les colonnes précédentes sont les briques constitutives rendant possibles ces actions.

Sur ces couches sont positionnés les principaux éléments en développement, avec un code couleur présentant leur niveau de maturité chez Sibelga. Les liens entre ces éléments, et leur nature (observabilité, commande, point d'accès, marché, etc.), sont également représentés. Chaque élément est développé en détail au chapitre 4.

On peut déjà noter qu'un smartgrid est constitué d'une série d'éléments distincts qui doivent être mis en place selon une certaine logique car un élément ne peut fonctionner que si le précédent est fonctionnel en tout ou en partie. Il est impossible de faire une prédiction de la charge en tout point du réseau si la topologie et la connectivité du réseau n'est pas connue.

Les investissements sont de nature fondamentalement différente pour chacun de ces éléments et font appel à des compétences distinctes. Sibelga en est à des stades d'avancement (maturité) différents et travaille depuis de nombreuses années à la construction des briques de base.

Différents capteurs associés aux assets réseau et client permettent via divers moyens de télécommunication de remonter plusieurs types de mesures, alarmes et positions. Ces informations, combinées à la connaissance des assets et de leur position sur le réseau (LCR), permettent de suivre la topologie et les flux du réseau en temps réel dans un logiciel SCADA-DMS. Le GRD peut ainsi gérer les pannes, les travaux et les congestions survenant sur son réseau. Outre la collecte et la remontée des données, l'enjeu pour les GRD est de pouvoir contrôler à distance des éléments de commande réseau afin de réaliser les actions nécessaires pour plus d'efficacité et de sécurité.

D'autre part, les compteurs et les données de consommation quotidiennes, combinés à la connaissance des assets clients et de leur position sur le réseau (LCR), permettent d'alimenter un logiciel d'estimation d'état du réseau et de

calcul des prévisions de charges sur le réseau. Ces logiciels reposent sur la connaissance de la topologie du réseau ainsi que sur les flux monitorés en temps réel. Ils servent à anticiper plusieurs jours à l'avance les congestions en courant et en tension afin de permettre de prendre des actions préventives pour les éviter.

Les éléments « Investissement & Maintenance » et « Marché », en gris, ne font pas partie à proprement parler du smartgrid. Ils ont été représentés car ils ont des liens et des interdépendances forts avec le smartgrid. Ces liens sont expliqués brièvement aux sections 3.3.1 et 0.

3.3.1 Articulation avec les investissements, maintenance et gestion des assets traditionnels

Un des objectifs du réseau intelligent est de prioriser les investissements dans le réseau aux endroits où les surcharges sont structurelles et non pour couvrir des surcharges occasionnelles de certains assets.

On définit comme surcharge occasionnelle, celle qui se produit pendant un nombre limité de courtes périodes sur l'année et qui peut être lissée par l'une ou l'autre forme de flexibilité. Une surcharge devient structurelle si elle devient trop fréquente et/ou si le recours à la flexibilité devient insuffisant pour l'aplanir. Dans ce cas, un renforcement du réseau est nécessaire. Comment établir la limite entre surcharges occasionnelle et structurelle et donc déterminer le moment où il faut investir ?

Cette question essentielle témoigne du lien étroit entre la politique de dimensionnement du réseau d'une part, et le pilotage de celui-ci d'autre part. Nous proposons ici d'illustrer cette question à partir d'un exemple.

Partons de l'analyse de la courbe monotone de charge d'un asset réseau : un transformateur HT/BT. La courbe monotone est construite en classant par ordre décroissant les valeurs quart-horaires de la courbe de charge à la sortie du transformateur. Les valeurs sont fournies brutes, sans correction en cas de manœuvres. Ces manœuvres, et les reprises de charges qui s'en suivent, font en effet partie de la vie « normale » de l'asset. On obtient une courbe qui a l'allure ci-dessous.

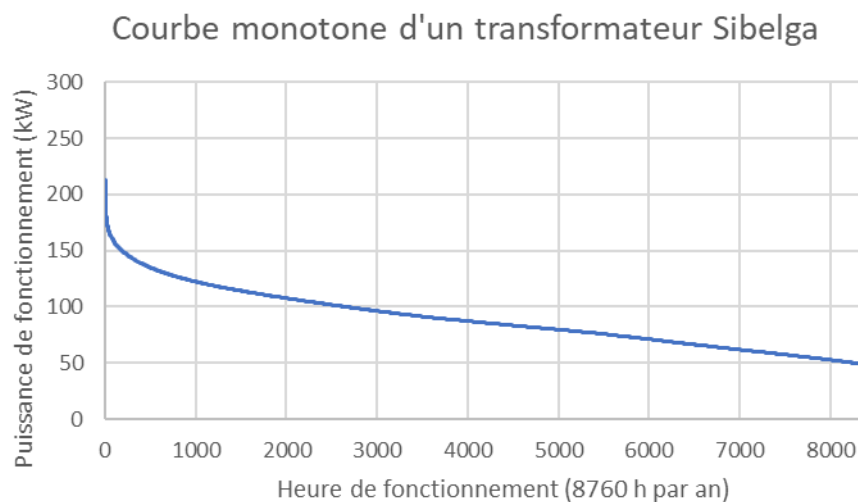


Figure 3 : Courbe monotone d'un transformateur Sibelga

L'intégrale de cette courbe donne l'énergie E [kWh] délivrée en un an par cet asset. Le facteur de charge calculé en faisant le ratio entre E et la puissance de pointe de l'asset donne le nombre équivalent d'heures de fonctionnement à la puissance de pointe. Plus ce nombre est élevé (8760 heures maximum), plus la consommation de l'asset est lissée.

Dans le cas où la puissance produite par les productions décentralisées dépasse la consommation en aval du transformateur HT/BT, l'énergie est réinjectée sur le réseau haute tension. La courbe monotone atteint dès lors des valeurs négatives tel que présenté ci-dessous :

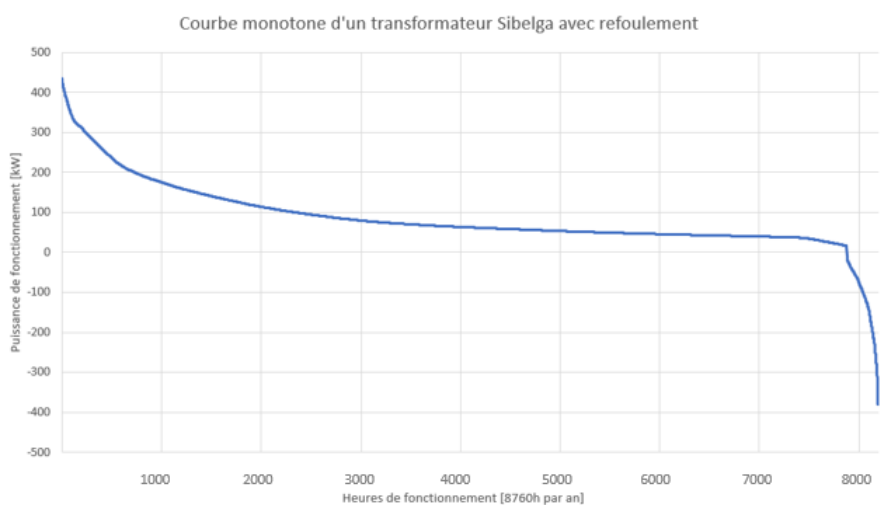


Figure 4 - Courbe monotone d'un transformateur Sibelga avec refoulement

L'arrivée des nouveaux usages va modifier l'allure de la courbe monotone et influencer le facteur des charges des assets existants. Par exemple, si la recharge des véhicules électriques se fait principalement ressentir pendant les heures de pointe, on ajoutera des kWh dans la partie gauche de la courbe et la partie de droite restera inchangée. A contrario, si cette charge est ajoutée aux heures dites creuses, c'est la partie de droite de la courbe qui va être relevée. Dans le premier cas, le facteur de charge va être dégradé (hausse de la pointe) tandis que dans le second cas où la consommation est lissée, il sera augmenté et ne devrait pas se traduire par des surcharges.

Dans l'exemple de la Figure 5, la courbe bleue représente la courbe monotone du transformateur : $E = 754\,000\text{kWh}$, $P_{\text{pointe}} = 213\text{ kW}$ et donc le facteur de charge = 3540 h. Une hausse de 87 400 kWh correspondant à l'impact des nouveaux usages est représentée pour les 2 cas évoqués ci-dessus. En orange, on constate que la puissance de pointe passe à 298 kW causant une diminution du facteur de charge à 2825 h. En gris, la puissance de pointe est inchangée et le facteur de charge augmente ainsi à 3956 h.

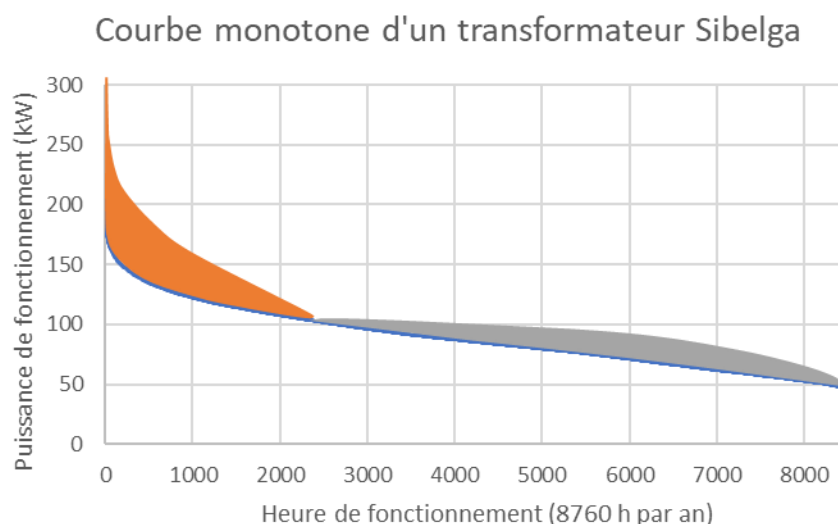


Figure 5 : Impact des nouveaux usages sur la courbe monotone d'un transformateur de Sibelga
 La zone orange représente une hausse de la consommation en période de pointe
 La zone grise représente une hausse de la consommation hors période de pointe

La Figure 6 et la Figure 7 montrent un transformateur Sibelga dont la charge augmente avec le temps conformément à ce qui est attendu avec l'électrification progressive des usages. La courbe bleue montre la charge actuelle, la courbe orange considère une première augmentation de la charge tandis que la courbe grise prend en compte une seconde

augmentation de la charge. Pour l'exemple, la hausse de la charge est répercutée sur l'ensemble de la courbe bleue, dans les faits celle-ci pourrait, comme montré ci-dessus, impacter davantage la pointe ou les heures creuses.

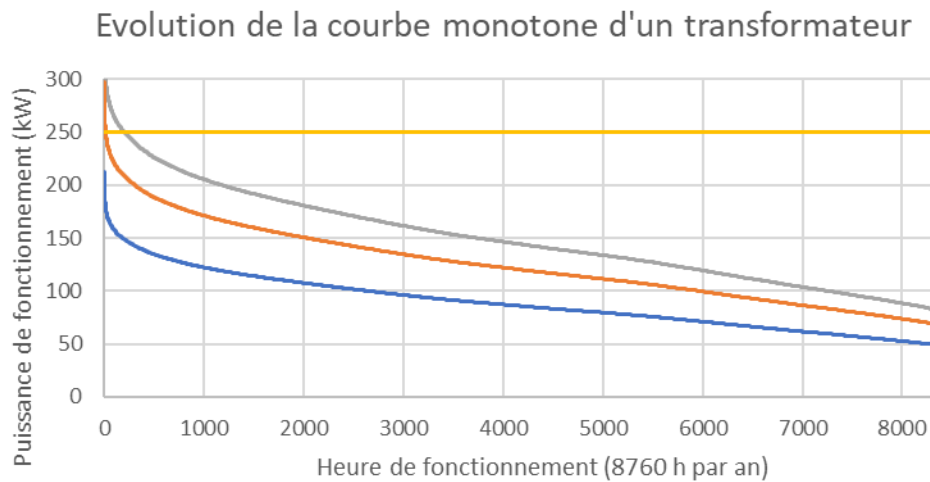


Figure 6 : Evolution de la courbe monotone d'un transformateur Sibelga

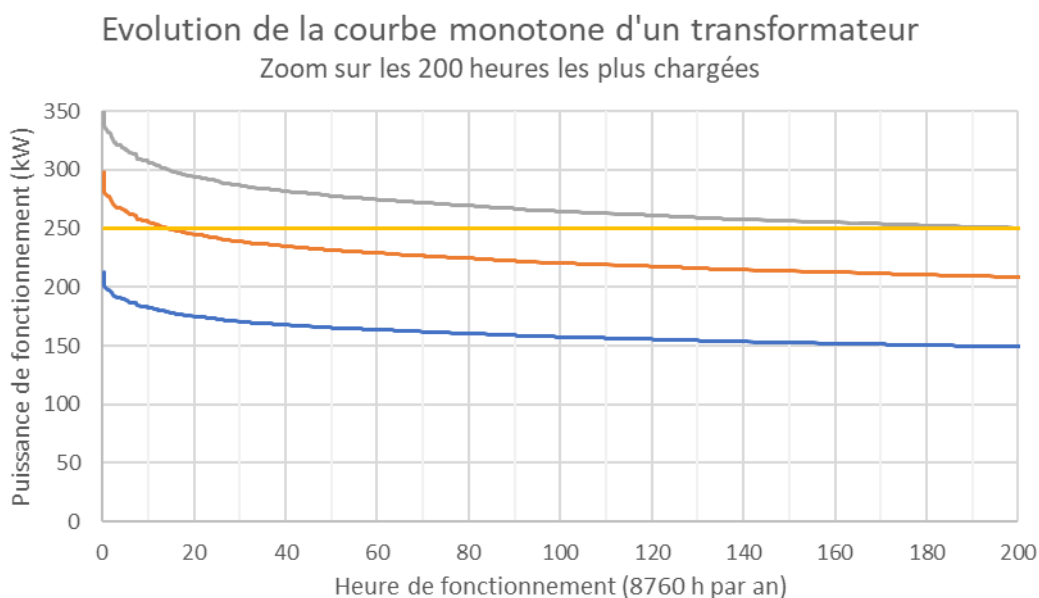


Figure 7 : Courbes monotones de transformateurs Sibelga - Zoom

De manière schématique on peut distinguer 3 cas.

1. **Courbe bleue** : la courbe monotone actuelle est, à tout moment, sous la capacité de l'asset P_{\max} (ligne jaune). Il n'y a **pas de surcharge**.
2. **Courbe orange** : la charge a augmenté et la courbe monotone est, pendant un nombre limité de quarts d'heure dans l'année, au-dessus de la capacité de l'asset P_{\max} (ligne jaune) : on parle de **surcharge occasionnelle**.
3. **Courbe grise** : la charge a continué à augmenter et la courbe monotone est, pendant un nombre élevé de quarts d'heure dans l'année, au-dessus de la capacité de l'asset P_{\max} (ligne jaune): on parle de **surcharge structurelle**.

Globalement, le smartgrid pourra ainsi répondre à des nouveaux usages (véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.) :

- Soit sur base des investissements déjà réalisés s'ils n'occasionnent pas de surcharge (courbe bleue) ;

- Soit via la flexibilité des marchés si ces nouveaux usages ne créent des surcharges que quelques heures par an (surcharges occasionnelles) et qu'il est économiquement préférable de ne pas encore investir dans l'amélioration des assets réseau (courbe orange) ;
- Soit via de nouveaux investissements dans les assets réseau si ces nouveaux usages créent des surcharges structurelles (courbe grise).

Cette analyse permet ainsi de détecter le point de déclenchement d'un investissement, mais n'est pas forcément la base du dimensionnement du réseau. Pour dimensionner le réseau on tiendra compte d'autres éléments :

- L'évolution à long terme des besoins ;
- La standardisation des assets (câbles et transformateurs).
- Le surcout d'un asset de puissance supérieur par rapport à ce qui est juste nécessaire.

Normalement, une fois qu'un investissement est décidé, l'objectif n'est pas de relever légèrement P_{\max} jusqu'au niveau de la contrainte rencontrée, mais de positionner P_{\max} suffisamment au-dessus de la pointe de charge pour éviter toute récurrence et permettre de continuer à accueillir de nouveaux usagers pendant plusieurs années. Ce point sera détaillé dans le projet au §4.9.2.1.

3.3.2 Articulation avec le marché

En plus de la gestion du réseau de distribution, le GRD a une mission de facilitateur neutre du marché de l'énergie. Dans ce contexte, il permet aux acteurs de marché d'offrir des services aux URD en utilisant le réseau de distribution.

Depuis la libéralisation du marché de l'énergie, le GRD a un rôle de Data Manager, en gérant le registre d'accès (centralisation et cohérence des relations contractuelles) et les données de comptage utiles au marché.

Le marché de l'énergie est en pleine évolution et un grand nombre de nouveaux services apparaissent, nécessitant la contribution neutre du GRD.

En ce qui concerne la **fourniture d'électricité**, les fournisseurs ont la possibilité d'offrir de nouveaux types de contrats avec des tarifs dynamiques (particulièrement pertinents pour les URD disposant de charges flexibles) ou encore des contrats spécifiques sur des assets particuliers (et donc des sous-installations sous le point de raccordement).

Généralement, cela nécessite la possibilité pour le fournisseur d'avoir accès à la courbe de charge du client et qu'elle soit reprise de manière précise dans son allocation.

Ces informations transitent du GRD vers les fournisseurs selon les accords sectoriels convenus dans le MIG6 (en évolution constante) et via un outil fédéral détenu et opéré par l'ensemble des GRD du pays, le Central Market System (CMS).

Depuis 2022, les clients ont également la possibilité de créer des opérations de **partage d'énergie**, c'est une forme alternative de fourniture d'énergie locale. Si le partage d'énergie s'opère sur une portion de réseau limitée, il permet de limiter la hausse de la pointe induite par les nouveaux usages (recharge des véhicules électrique, électrification du chauffage) et donc de retarder des investissements de renforcement du réseau de distribution. Le GRD doit pour cela étendre son registre d'accès avec ce nouveau type de contrat et doit, sur base des données quart horaires, répartir les volumes sur les différents contrats.

Les échanges avec le responsable du partage d'énergie sont décrits dans le règlement technique et sur le site web de Sibelga. Les échanges avec les fournisseurs d'énergie dans ce contexte suivent les accords MIG6 (sujet à évoluer).

Les contrats commerciaux de **flexibilité explicite** sont également gérés par le GRD via une extension de son registre d'accès. Un traitement particulier des données de comptage est nécessaire pour faciliter le settlement de la flexibilité (arrangements entre les différents acteurs). Les échanges d'informations sont décrits dans un document fédéral, le MIG Flex (disponible sur le site internet de Synergrid) et via un outil commun détenu et opéré par Elia et les GRD belges, le Flex Hub.

Des contrats de **services énergétiques** nécessitant un accès aux données pourront aussi se développer. À nouveau, le GRD pourra gérer ces nouveaux contrats dans son registre d'accès et mettre à disposition ces données suivant des règles et des processus convenus au niveau régional ou au niveau fédéral.

Il y a aussi une opportunité à analyser sur le partage de données en NRT (presque temps réel) provenant du port P1 du compteur.

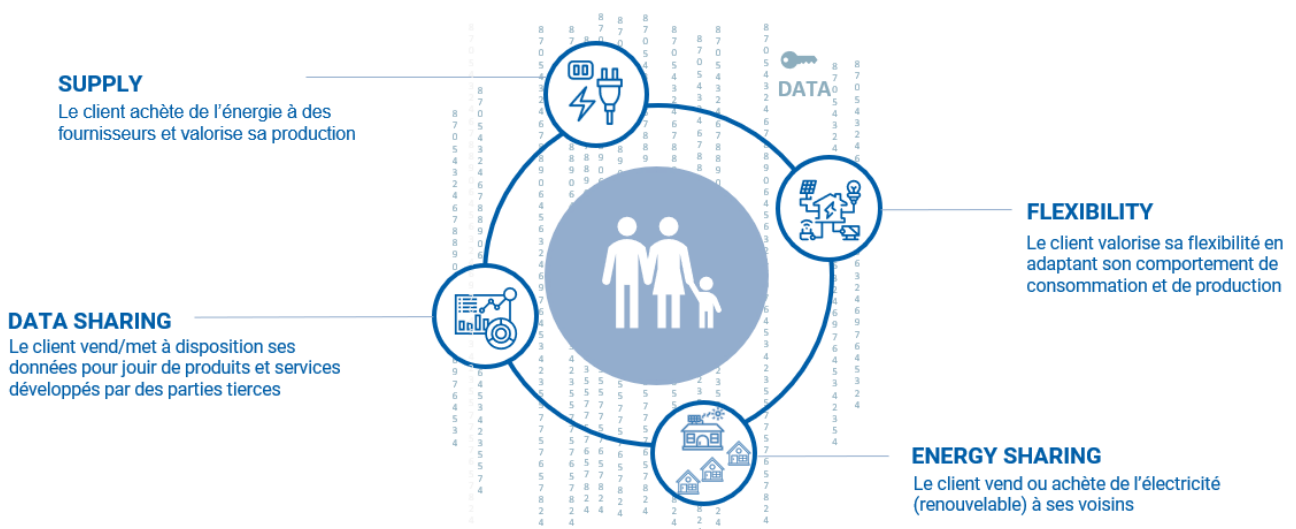


Figure 8 : Services énergétiques

Tous ces nouveaux services auront une influence sur les comportements du client. La combinaison des deux missions de Sibelga de gestionnaire de réseau et de facilitateur du marché sera d'autant plus pertinente à l'avenir car elles se soutiendront mutuellement :

- Le rôle de facilitateur de marché et de gestionnaire de données offre au GRD une visibilité sur les comportements des clients ce qui lui permet d'optimiser sa gestion de réseau ;
- Le rôle de gestionnaire de réseau permet au GRD de préparer au mieux son réseau pour supporter le développement des services du marché.

L'enjeu pour le GRD sera de gérer de manière intégrée le marché et le réseau qui s'influencent mutuellement.

Dans cette logique, il est intéressant de comprendre les interactions entre les actions au niveau global et les actions au niveau local. Ces actions sont a priori découplées mais s'influencent mutuellement.

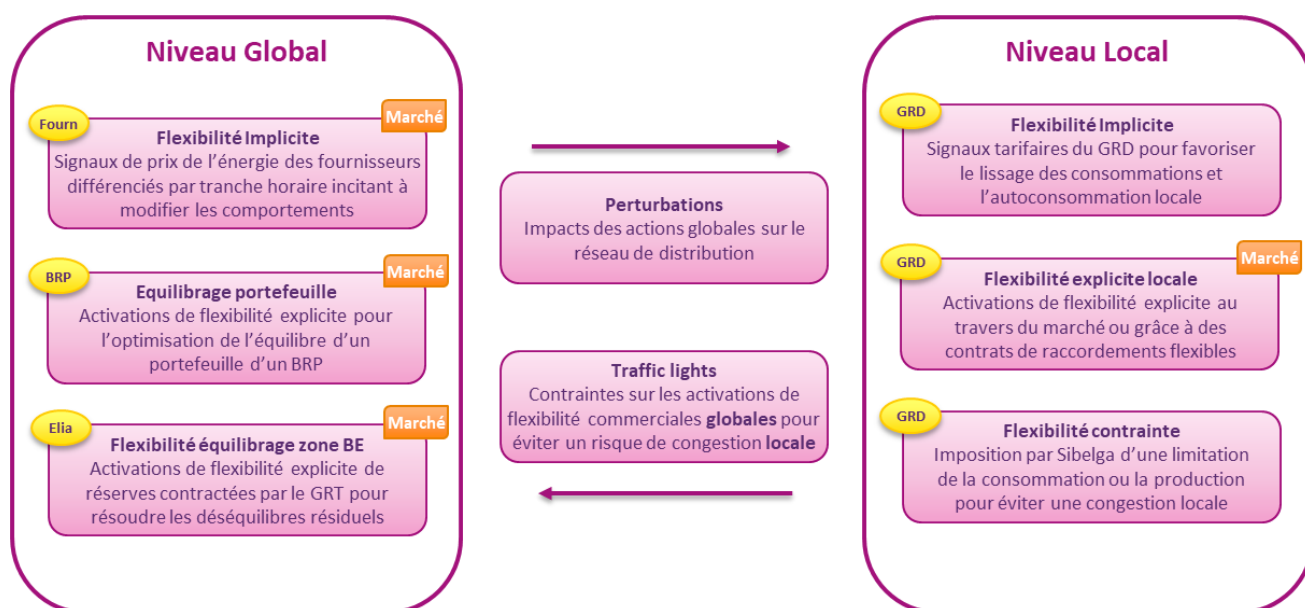


Figure 9 : Interactions entre actions au niveau global et au niveau local

Les actions prises au niveau global visent à assurer l'équilibre. Les acteurs de marché (fournisseurs, BRP mais aussi Elia en tant que responsable du déséquilibre résiduel) auront de plus en plus recours à des services de flexibilité (implicite ou explicite) fournis par des utilisateurs raccordés au réseau de distribution dans cet objectif.

Il est possible qu'à certains moments et à certains endroits, la simultanéité des actions bénéfiques au global génèrent des perturbations au niveau local. Cela pourrait se produire, par exemple, quand le réseau n'est pas dans sa configuration normale ou en cas de combinaison défavorable de la consommation et de la production, ou encore dans des zones avec une grande concentration d'applications flexibles ou non (production ou consommation). Dans ces cas-là, certaines portions du réseau de distribution peuvent atteindre leurs limites techniques en provoquant des congestions locales.

Le GRD pourra déterminer et prévoir ces risques de congestion grâce à une grande quantité de données en sa possession liées au marché (provenant du marché ou du GRD) :

- Les contrats de différents types sur les points d'accès (fourniture, flexibilité, partage d'énergie, etc.) ;
- Les données de comptage ;
- Les assets clients ;
- Les signaux commerciaux (prix et activations) ;
- Etc.

Toutes ces données permettront au GRD de mieux appréhender les comportements de ses utilisateurs de réseau et ainsi d'évaluer de manière plus précise les impacts sur le réseau.

Les actions entreprises par le GRD au niveau local visent à écarter les risques de congestions locales. On y retrouve notamment la possibilité d'influencer les comportements des clients au travers de tarifs gridfee incitatifs.

Il est important de noter que l'influence sur le client sera d'autant plus importante si les signaux locaux et globaux correspondent (ce qui sera le cas dans la majorité des situations et la majorité du temps).

Le GRD pourra également influencer le comportement des clients au travers du marché ou via de la flexibilité contrainte.

Pour éviter que la flexibilité commerciale globale n'engendre des congestions locales, le GRD pourra mettre en place des signaux vers les acteurs de marché : les traffic lights. Aujourd'hui, les traffic light sont utilisés dans une forme statique et devront évoluer vers une forme dynamique. Le GRD fait une étude réseau (Network Flexibility Study – NFS) qui prend en considération la situation la plus défavorable. Le résultat de la NFS est ainsi vert aujourd'hui si l'activation peut se faire à tout moment sans contrainte, et rouge dans les autres cas. La NFS présente donc des résultats rouges pessimistes lorsque seuls quelques quarts d'heure dans l'année s'avèrent problématiques. Il est cependant possible d'imposer des contraintes limitées à certaines de périodes de temps (uniquement le soir, uniquement les mois d'hiver,...).

Par l'évaluation des flux dans le réseau, le GRD sera capable de calculer les traffic light au plus juste c'est-à-dire avec moins de marge de sécurité. Dans l'exemple précédent, le traffic light sera vert la grande majorité du temps et rouge seulement pendant quelques périodes problématiques, notamment lorsque le réseau ne se trouve pas à l'état normal en situation N-1. Le smartgrid permet ainsi d'utiliser au mieux la capacité existante du réseau, notamment pour maximiser l'accès aux services de flexibilité, avec une marge de sécurité limitée.

Les gestionnaires de réseau d'électricité belges ont l'intention de développer un outil commun qui permettra de gérer de manière centralisée et harmonisée ce système de traffic lights.

3.4 Etat des lieux des assets réseau

Le tableau et les graphiques ci-dessous extraits du plan de développement montrent la réserve de capacité et le niveau de charge moyen des câbles et des transformateurs HT/BT. Pour les transformateurs, les données sont récoltées en continu dans environ 15% des cas et dans les autres cas suite à des campagnes de mesures ponctuelles. Pour les câbles BT, presque toujours lors des campagnes de mesures ponctuelles qui couvrent toutes les cabines en 5 ans. Celles-ci sont étalées sur plusieurs mois et ne sont pas nécessairement réalisées au moment de la pointe de charge. Ces campagnes sont extrêmement utiles dans le cadre des études même si la pointe est souvent sous-estimée. Néanmoins, on constate que la pointe moyenne des câbles BT n'atteint que 19% de leur capacité, et que 34% pour les transformateurs. Cela signifie qu'en général le transformateur sera saturé avant les câbles BT en aval.

Pour les quelques assets significativement chargés (surcharges structurelles), des investissements additionnels doivent être considérés.

| Puissance | Poste de fourniture [MVA] (Puissance garantie) | Départs postes HT [MVA] | Transformateurs HT/BT [MVA] | Clients HT [MVA] (Puissance installée) | Départs BT [MVA] |
|--|---|-------------------------|-----------------------------|---|------------------|
| Pointe actuelle (asynchrone) | 819 | 819 | 420 | 687 | 420 |
| Σ Capacités | 1762 | 4075 | 1313 | 2527 | 2868 |
| $\frac{\text{Pointe}}{\Sigma \text{ capacités}}$ | 46.5 % | 20.0 % | 32.0 % | 27.2 % | 14.6 % |

Tableau 1 : Pointes observées et capacités cumulées des assets de Sibelga

On constate que la charge moyenne des transformateurs est supérieure à la charge moyenne des câbles. Néanmoins, il convient de regarder les assets individuellement. Certains câbles ou transformateurs sont aujourd'hui proches de la saturation et, avec l'électrification des usages futures, ils pourraient arriver à saturation.

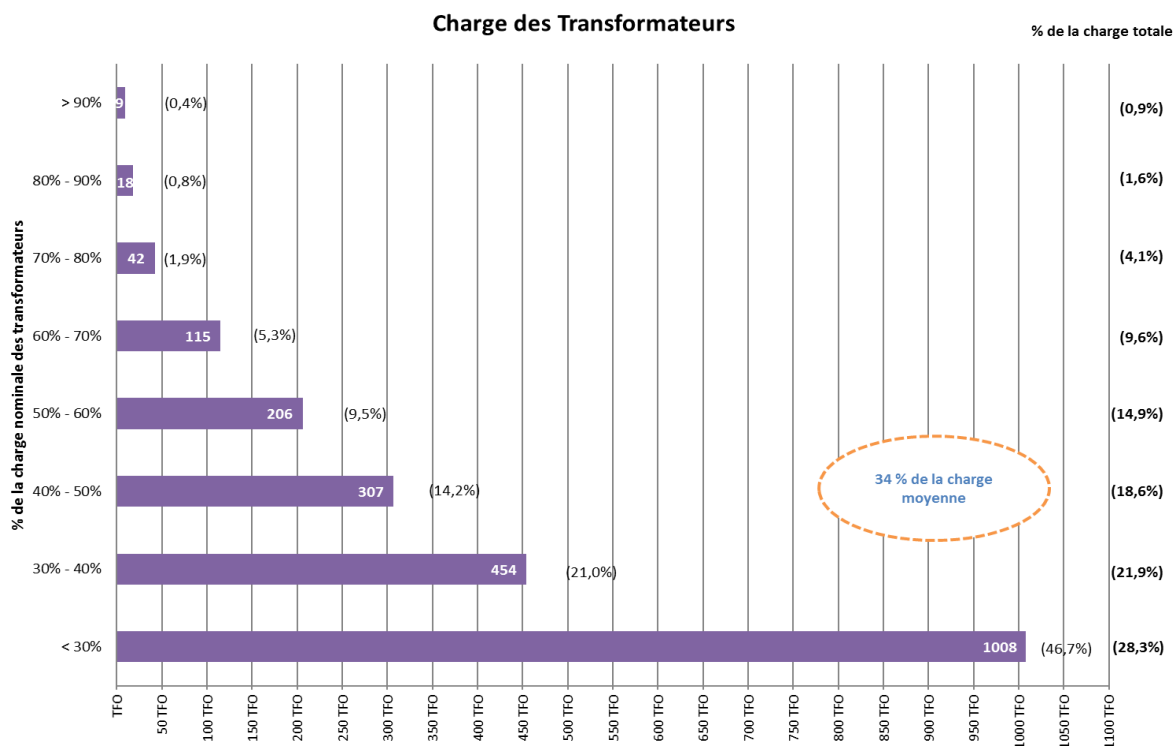


Figure 10 : Charge des transformateurs observées sur le réseau de Sibelga

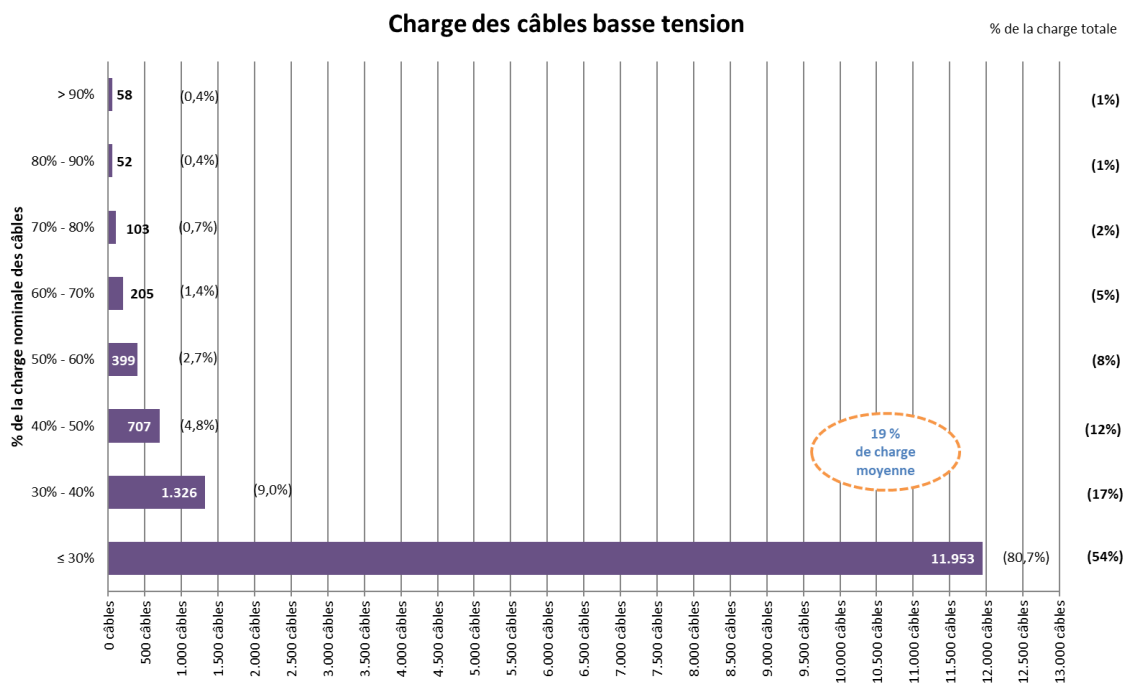


Figure 11 : Charge des câbles BT observées sur le réseau de Sibelga (valeurs sous-estimées)

La réserve de capacité s'explique pour les raisons suivantes :

- Les réseaux HT et BT sont dimensionnés selon le critère N-1, c'est-à-dire que la charge d'un asset doit pouvoir être reprise par les assets voisins en cas de défaut ou de travaux. Pour les câbles BT où les raccordements sont faits en dérivation et donc non permutables, le critère N-1 est respecté de la manière suivante : les câbles relient deux cabines en passant par un point de sectionnement qui est normalement en position ouverte. Chaque tronçon de câble de part et d'autre de ce sectionnement alimente en situation normale la moitié des clients sur le parcours via les transformateurs des deux cabines. En cas de travaux dans une des

deux cabines, les deux tronçons de câble sont reliés en fermant au point de sectionnement. Le transformateur d'une seule cabine reprend alors la totalité de la charge.

- Les câbles et les transformateurs sont standardisés. Pour les transformateurs, il n'y a plus que 3 calibres disponibles, 250, 400 ou 630 kVA. Lors de la construction d'une nouvelle cabine réseau ou de la rénovation d'une cabine vétuste, le surcoût pour placer un transformateur d'une puissance supérieure est modéré. En outre, si on prévoit une charge moyenne de 300 kVA, il vaut mieux du point de vue des pertes installer un transfo de 630kVA exploité légèrement sous les 50% que de mettre un transfo de 400 kVA exploité à 75%. Pour les câbles BT, le standard est le câble EAXeVB 4x150 Alu qui a une capacité de 250 A, soit environ 100 kW en triphasé 230 V et 173 kW en tétraphasé 400V. Pour les câbles HT, le standard est le câble EAXeCWB 240 qui a une capacité de 522 A en régime cyclique de secours, soit une puissance de 10 MVA en triphasé 11kV.
- Le réseau bruxellois est composé à +/- 82% de réseaux BT exploités en 230 V. En appliquant la politique de conversion des réseaux 230 V vers le 400 V, nous augmentons lors de chaque projet de conversion la puissance disponible d'un facteur $\sqrt{3}$.
- Enfin, des considérations pratiques imposent qu'il faut un câble BT de chaque côté de la rue. Dans le temps, on ne mettait parfois qu'un câble d'un côté de la rue, celui le plus bâti, et les immeubles de l'autre côté étaient raccordés par des branchements en traversée. La réalisation de ces branchements en traversée était compliquée, chère et présentait des risques. Cette manière de faire a été abandonnée.
- Enfin la décision d'implanter une cabine de transformation n'est pas uniquement guidée par la puissance à mettre à disposition mais aussi par la volonté avoir une interdistance maximum entre elles de manière à avoir un maillage suffisant pour limiter les chutes de tension et faciliter les reports de charges.

Ces 4 raisons expliquent pourquoi la charge moyenne des assets par rapport à leur capacité maximum est relativement faible.

4 DESCRIPTION, ÉTAT DES LIEUX ET PROJETS OU ÉTUDES RETENUS

Ce chapitre décrit de façon détaillée chacun des éléments constitutifs d'un smartgrid selon notre vision ainsi que le niveau d'avancement ou de maturité pour Sibelga. Nous y décrivons également les ambitions pour chacun des éléments ainsi que les projets identifiés pour y parvenir.

Le code couleur suivant est d'application pour le schéma de la Figure 12 :

1. Vert : le niveau de maturité est élevé. Le know-how chez Sibelga est suffisant, les politiques ou projets sont en cours ou finalisés.
2. Orange : le niveau de maturité est moyen. Le know-how chez Sibelga est avancé. Certains éléments sont en place mais pas encore complets.
3. Rouge : le niveau de maturité est faible. Le know-how chez Sibelga est insuffisant. Il y a plusieurs inconnues et plusieurs projets à mettre en place.
4. Gris : Ces éléments ne font pas partie du smartgrid en tant que tel, mais ils interagissent avec le smartgrid comme précisé à la section 3.3.

Les éléments sont classés par blocs numérotés de 1 à 10. Ces blocs sont décrits plus en détail dans les sections qui suivent.

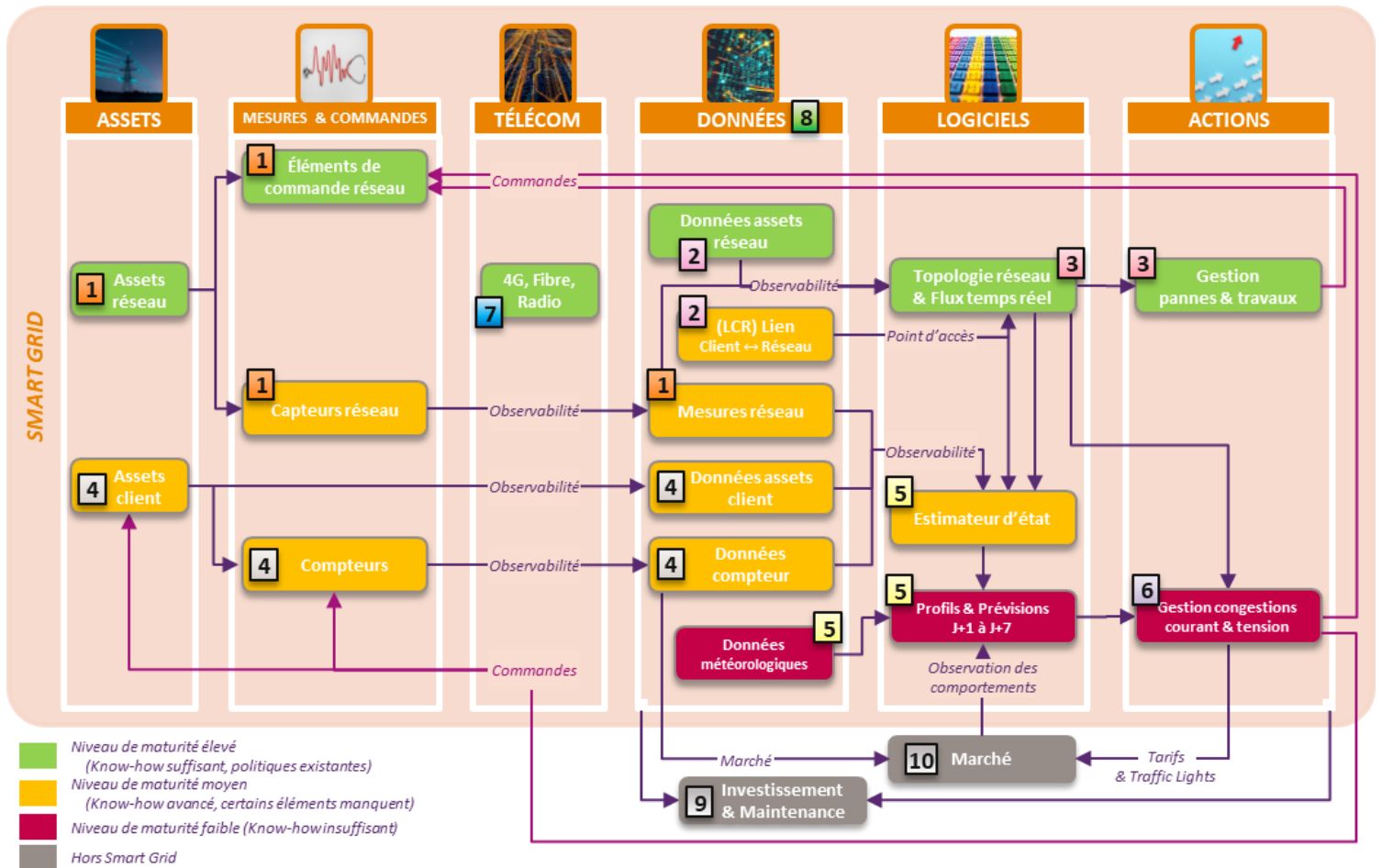


Figure 12 : Schéma de principe du Smartgrid de Sibelga – Vue par bloc

4.1 Bloc 1 : Assets, capteurs et éléments de commande réseau

Une des briques de base d'un smartgrid est l'ensemble des capteurs et éléments de commande installés sur le réseau. Ces éléments permettent, à distance, d'obtenir une série d'informations sur le réseau et son état, en HT comme en BT, et d'agir sur ce même réseau.

De tels capteurs et éléments de commande existent sur le réseau électrique depuis de nombreuses années. Les besoins d'évolution amenés par le contexte de la transition énergétique nous amènent à augmenter progressivement le nombre de capteurs et éléments de commande.

L'objet de cette section est de présenter les différents types de composants présents ou à venir sur le réseau de Sibelga. La Figure 13 en fait une synthèse. Certains éléments de mesure tels que les appareils de power quality sont abordés au point 5.9.2.3, mais pas dans le schéma ci-dessous, ne participant pas à la gestion dynamique du réseau.

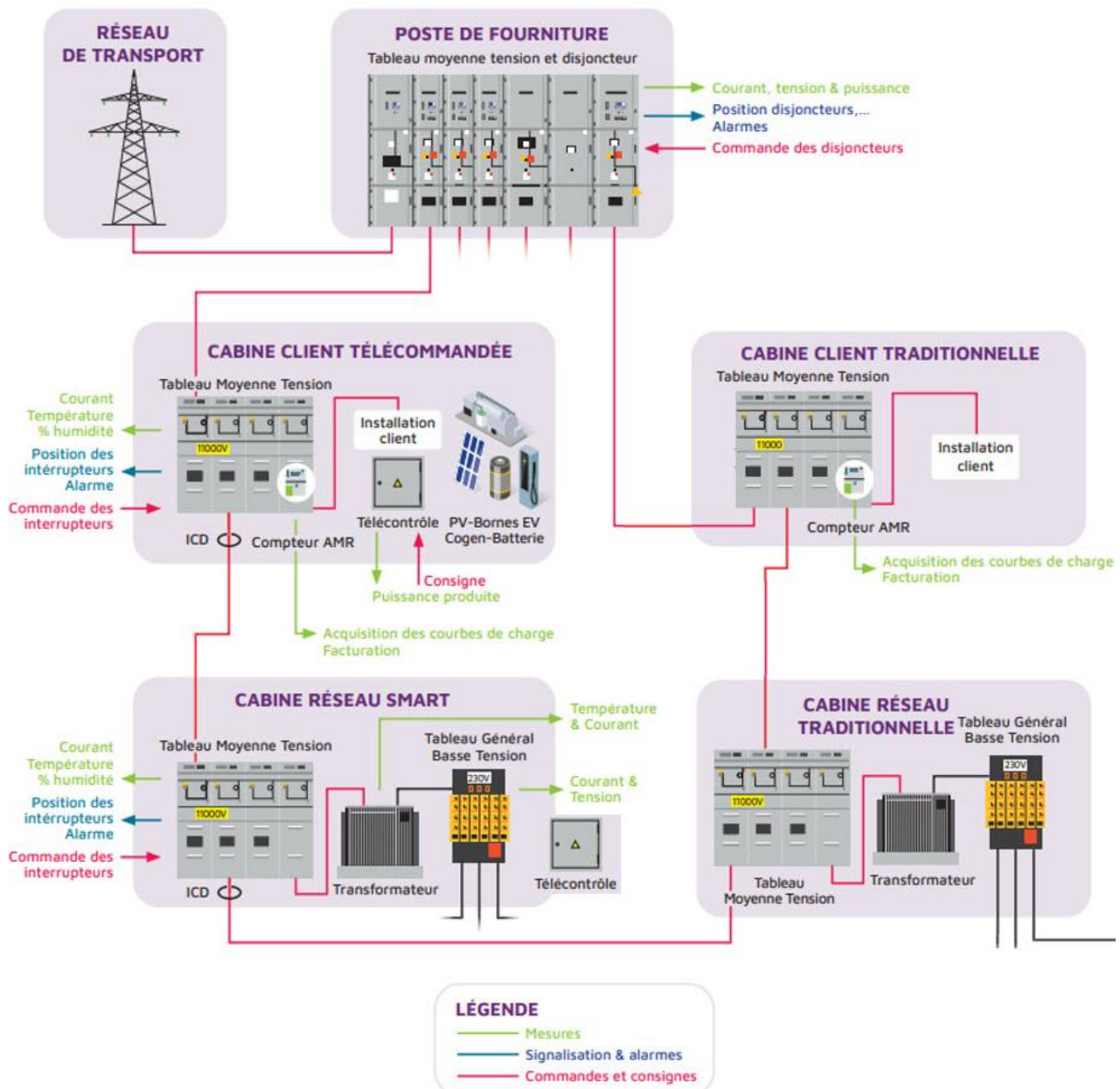


Figure 13 : Réseau et équipements

4.1.1 Description et état des lieux

4.1.1.1 Mesures et commande des disjoncteurs haute tension – Postes de fourniture

Les 1700 disjoncteurs présents dans les postes de fourniture et répartitions sont équipés de façon semblable. Ils envoient en temps réel vers le système SCADA-DMS les informations de courant, les positions des disjoncteurs et les alarmes. Les valeurs sont rafraîchies à une fréquence dépendant des variations observées (10 minutes maximum). Ils peuvent également être manipulés à distance en temps réel. D'autre part, les informations de tension des jeux de barre sont également rapatriées.



Figure 14 : Tableau haute tension dans un poste de fourniture Sibelga

De façon plus détaillée, chacune des cellules du tableau haute tension est constituée :

1. D'un disjoncteur de puissance ;
2. D'un relais de protection qui sert à (i) faire déclencher automatiquement le disjoncteur en cas de défaut en aval ou de surcharge du câble, et (ii) mesurer les courants passant par le disjoncteur ;
3. D'une télécommande associée à une télésignalisation. En général des organes secondaires comme l'équipement de mise à la terre, les positions embroché/débroché sont aussi télésignalées.

Dans les postes de fourniture les plus récents, le sens de l'énergie est aussi mesuré. Pour cela, le relais de protection doit disposer de la fonction Wattmètre et être alimenté avec une mesure de tension en plus de la mesure de courant. Cela permet de détecter une éventuelle inversion du sens traditionnel du flux en présence de production locale.

4.1.1.2 Interrupteurs télécommandés – Cabines clients et réseau

La télécommande des interrupteurs HT dans les cabines de transformation (client ou réseau) a commencé en l'an 2000 avec comme objectif principal de raccourcir la durée de rétablissement en cas de déclenchement en HT, mais aussi de réduire les déplacements lors des manœuvres programmées. Grâce à cela, la première manœuvre de rétablissement a lieu environ 5 minutes après le déclenchement alors qu'avant il fallait compter environ une heure.

Sur les 5872 cabines (client ou réseau) que compte le réseau, 1371 ont des interrupteurs télécommandés. La télécommande requiert :

- Des interrupteurs équipés de moteurs ;
- Une armoire de télécontrôle qui sert d'interface avec le centre de conduite ;
- Un média de télécommunication ;
- Une réserve d'énergie pour pouvoir manœuvrer en l'absence d'électricité du réseau.

Aujourd'hui, deux technologies de télécommande de cabines coexistent. La première génération, installée entre 2000 et 2016 est basée sur le protocole LON et un média de communication radio. La deuxième génération, installée à partir de 2017, est basée le protocole IEC 60870-5-104 et un média de communication majoritairement 4G.

La première génération présente les inconvénients suivants :

- La bande passante du média de télécommunication est trop faible pour rapatrier des données de mesures.
- Le protocole LON n'est pas interprétable directement par le système SCADA. Une interface d'acquisition spécifique, appelée Sibelcom, a dû être développée pour permettre la conversion de ce protocole en IEC 60870-5-104 qui est plus standard. L'existence de ce logiciel complexifie la solution et accroît les risques de disfonctionnement.

Pour ces raisons, un abandon progressif de cette technologie d'ici 2032 a été décidé. La majorité de ces armoires de télécommande seront remplacées par la nouvelle technologie qui présente les avantages de se baser sur le protocole standard universellement utilisé dans les centres de conduite et d'utiliser la 4G fournie par les opérateurs télécom. D'autre part, les nouvelles armoires offrent beaucoup plus de fonctionnalités que les précédentes.

711 armoires de télécommande sont concernées par ce remplacement et, à terme, toutes les cabines utiliseront cette technologie même si le fournisseur de ces équipements peut venir à changer au gré des marchés publics.

Il s'agit d'une politique bien maîtrisée chez Sibelga.



Figure 15 : Cabine réseau smart Sibelga

4.1.1.3 Indicateur de courant de défaut (ICD) – Cabines clients et réseau

Un indicateur de courant de défaut est un appareil qui sert à indiquer le passage d'un courant de défaut. Il permet d'identifier rapidement le tronçon de câble en défaut et donc d'accélérer les manœuvres de rétablissement. Il est monté sur les terminales des câbles HT dans chaque cabine. Lorsqu'il est parcouru par un courant supérieur à un certain seuil, il est activé. Le défaut se trouve entre le dernier indicateur qui a détecté le courant et le premier qui ne l'a pas détecté. Il en existe de plusieurs types.

- Mécanique : il faut rentrer dans la cabine pour examiner leur état. Ces appareils sont installés depuis plus de 30 ans mais offrent des fonctionnalités limitées. Il n'est pas possible de régler le seuil de détection, ni de faire la distinction entre défaut entre phases et défaut homopolaire. Pour ces raisons, Sibelga n'en installe plus aujourd'hui ;
- Électronique avec signalisation locale, parfois dans la cabine, parfois en façade ;

- Électronique avec télésignalisation et mesure en continu du courant. Environ 500 ICDs de ce type sont installés et leur nombre augmente sans cesse.

Les ICD électroniques sont réglables, fiables en cas de défaut homopolaire car le seuil de détection peut être réglé différemment. Ils requièrent :

- Une armoire de télécontrôle qui sert d'interface avec le centre de conduite ;
- Un média de télécommunication.

Des ICD directionnels ont récemment été testés avec succès. Ces ICDs sont nécessaires aux endroits où le défaut peut être alimenté des deux côtés à la fois, c'est-à-dire dans les réseaux maillés et dans les réseaux avec des productions décentralisées avec un pouvoir de court-circuit élevés. Ils indiquent non seulement le passage du courant de défaut mais aussi la direction. Ces ICD seront dorénavant déployés dans ces configurations.

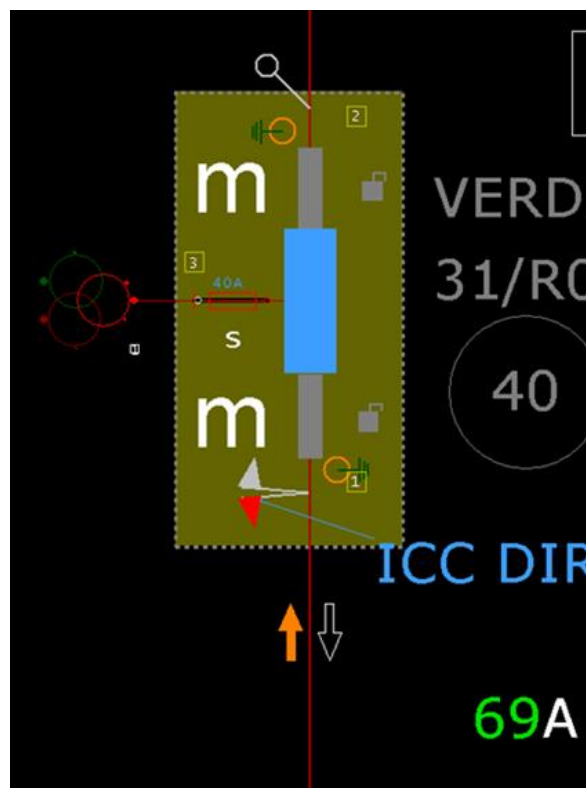


Figure 16 : ICCD directionnels affichés sur l'outil SCADA-DMS de Sibelga

4.1.1.4 Armoires de télécontrôle pour les installations de production – Cabines client

Le GRD peut imposer un télécontrôle au producteur dont les projets ont une puissance totale développable raccordée au réseau supérieure ou égale à 1 MVA.

Le télécontrôle permet au GRD, au moyen d'un système de télécommande central, d'imposer des restrictions de production (énergie active et énergie réactive) sur la base de critères objectifs fixés contractuellement dans les cas suivants :

- Dans des circonstances exceptionnelles d'exploitation du réseau de distribution d'électricité ;
- Dans les cas où des services auxiliaires sont fournis au GRD via l'unité de production d'électricité.

L'armoire de télécontrôle utilisée est la même que celle mentionnée dans les sections 4.1.1.2 et 4.1.1.3.



Figure 17 : Armoire de télécontrôle utilisée dans les cabines smart de Sibelga et dans les cabines HT des clients avec production ≥ 1 MVA

4.1.1.5 Capteurs et mesure de charge des transformateurs – Cabines réseau

Des capteurs sont aujourd’hui systématiquement utilisés pour la protection des transformateurs.

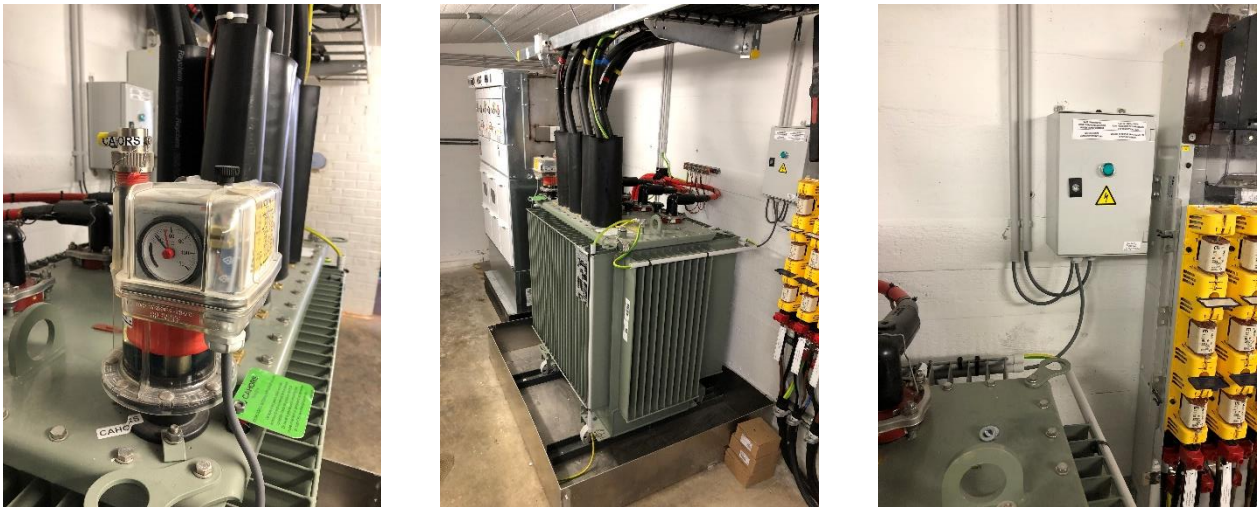


Figure 18 : Capteurs de protection des transformateurs

Au niveau des transformateurs, un équipement de mesure est également placé systématiquement dans les nouvelles cabines smart. À fin 2023, cela représente environ 350 transformateurs. Il est prévu de poursuivre ce placement au fur et à mesure du déploiement des cabines smart.

La mesure de la charge d’un transformateur, nécessite des capteurs de courant et de tension sur les 3 phases à l’arrivée du tableau général basse tension (TGBT – voir Figure 19) et un calculateur.

Dans les autres cabines réseau, là où le TGBT est équipé d’un bornier sur lequel sont connectés les secondaires des TI et les tensions, il est prévu de déployer de manière systématique un équipement de mesure. On estime qu’environ 50 % des cabines réseau pourront être équipées en 5 ans.

Les profils de charge des transformateurs non équipés de mesures seront établis par calcul suivant une méthode décrite au §4.1.2.3.

L’observation au niveau du transformateur HT/BT sera suffisante dans la majorité des cas. En effet, en général, la zone en aval est suffisamment homogène pour qu’il n’y ait pas de différence significative de comportement entre les câbles et, en outre, la capacité du transformateur est environ égale à la moitié de la somme de la capacité des câbles. Le transformateur est donc l’élément limitant dans un premier temps pour le réseau de distribution.

4.1.1.6 Mesure et commande des départs basse tension – Cabines réseau

La connaissance des charges sur les câbles BT est embryonnaire. Là où cette connaissance est nécessaire, Sibelga a commencé à installer des télémesures. Cependant celles-ci sont assez chères et complexes à installer. Il n’est donc pas envisagé de généraliser les télémesures en BT.

Avec la production décentralisée et la conversion du réseau BT en 400V, le déséquilibre de charge entre phases pourrait devenir problématique à terme. La mesure du déséquilibre peut être réalisée de manière directe dans les cabines smart si tous les départs BT sont mesurés, ou de manière indirecte via les informations de tension ramenées par les compteurs intelligents. L’échelle de temps est cependant différente entre ces deux situations : les cabines smart rapatrient des informations en temps réel alors que le déchargement des compteurs intelligents n’est réalisé qu’une fois par jour.



Figure 19 : Tableau Général Basse Tension (TGBT) dans une cabine réseau Sibelga

Il n'est pas prévu de développer des télécommandes dans le réseau BT. Pour faire cela, il faudrait remplacer les tableaux BT traditionnels équipés de réglettes porte-fusible par des tableaux équipés de disjoncteurs motorisés et télécommandés. Le coût serait de quelques 1000 € par départ, contre environ 100 € pour une réglette classique et 300€ pour une réglette communicante équipée de capteur courant-tension. Peu de GRDs semblent vouloir se lancer dans cette direction, nous n'avons connaissance que de quelques projets pilotes en Italie et en Espagne.

Outre le coût prohibitif, une telle télécommande présente peu d'intérêt en BT pour la gestion des pannes. En effet, les branchements sont repris en dérivation sur le câble BT, sans organe de coupure. En cas de défaut, il ne sera pas possible de procéder à des manœuvres de rétablissement à distance.

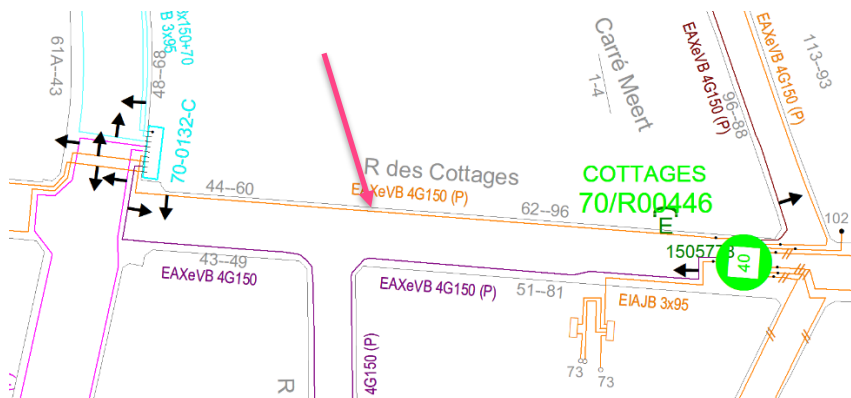


Figure 20 : Vue géo-schématique du réseau BT

4.1.1.7 Température, humidité et détection incendie – Cabines réseau

Dans les cabines télécommandées de 2^{ème} génération (cabine smart) des capteurs de température, d'humidité et de détection de fumée sont placés de manière systématique (du moins dans les cabines réseau). Ces capteurs d'ambiance permettent de détecter des incidents potentiels avant qu'il n'y ait dégradation du matériel. Plusieurs destructions de cabines ont déjà pu être évitées grâce à ces capteurs.

4.1.2 Projets ou études retenus pour la roadmap

4.1.2.1 Mesures HT : identification des départs injecteurs et mesure de la direction de l'énergie

Pour les nouveaux postes ou en cas de rénovation, Sibelga va systématiquement mesurer le sens de l'énergie. Pour les postes existants, une étude a démarré pour identifier les départs potentiellement injecteurs en fonction de la puissance installée en production décentralisée. Pour ces départs, une étude de faisabilité sera faite et la décision sera prise au cas par cas en fonction du coût des travaux et de la criticité de l'information à acquérir.

4.1.2.2 Télécommande des cabines HT/BT et cabines smart

Pour les cabines HT/BT, plusieurs initiatives sont aujourd'hui entreprises en parallèle. Le but est ici de maximiser les résultats obtenus globalement pour l'observabilité du réseau tout en limitant les investissements générés.

| Projet & objectif | Cabine télécommandée | Cabine Smart | Cabine Smart Light |
|--|----------------------|-------------------|--------------------|
| Télécommande des interrupteurs HT : 1500 cabines d'ici fin 2025 | x | Lorsque pertinent | |
| Monitoring de la sortie BT du transformateur et des départs du TGBT : 250 cabines à fin 2025 | | X | |
| Monitoring de la sortie BT du transformateur : 100% des transformateurs à fin 2030 | | | x |
| Placement d'ICD électroniques télé-signalés : 100% des cabines nouvelle ou rénovée | x | x | x |

Tableau 2 : Télécommande des cabines HT/BT et cabines smart

Télécommande des interrupteurs d'arrivée des cabines HT

L'objectif de Sibelga est d'équiper 1500 cabines d'ici fin 2025. Le choix de cette quantité a fait l'objet d'une étude d'asset management et représente un optimum coûts bénéfiques. Par la suite et jusqu'en 2032, les investissements seront surtout des remplacements des installations de première génération et des demandes de clients. En effet, Sibelga a imposé depuis plusieurs années la télécommande des cabines clients dont l'accès ne donne pas directement sur la voirie. Cette disposition mène bon an mal an à une trentaine de télécommandes de cabines clients chaque année.

Cabines Smart

Les études réalisées ont montré qu'il n'est pas nécessaires de mesurer en temps réel les départs BT dans plus de 250 cabines. Certaines cabines pourraient en effet ne pas connaître d'évolution significative de leur profil de charge. En outre des observations faites à un endroit pourront être extrapolées à d'autres avec des outils d'analyse de données (voir ci-dessous). Des critères de nature socio-économique devront être définis pour déterminer si une cabine doit être rendue smart ou pas et à quel moment.

Ces mesures et des profils types établis comme ci-dessus serviront à alimenter un système de calcul de load-flow, décrit au § 4.5.1.1.

Cabines Smart Light

Sibelga a comme projet de lancer un nouveau concept de cabine supervisée à distance. Dans ce concept, il n'est pas prévu de faire des commandes à distance mais seulement de rapatrier des positions, des mesures et des alarmes. En l'absence de télécommande, la source d'énergie pour la télécommunication des données peut être beaucoup plus faible. Les fonctionnalités implémentées seront les suivantes :

- Mesure de puissance au secondaire du transformateur ;
- Position de la protection du transformateur ;
- Alarme fumée ;
- ICD et mesure du courant dans les câbles HT.

Aucun traitement de l'information ne sera fait localement, les valeurs mesurées sont transmises au fil de l'eau et traitées de manière centralisée dans le SCADA-DMS (agrégation, calcul de valeur ¼ horaire, dépassement de seuil d'alarme). Cela rend l'équipement de monitoring (RTU) installé localement plus simple – y compris pour la programmation – et moins cher.

À terme Sibelga souhaite que toutes les cabines réseau soient équipées, soit d'un RTU complet avec télécommande, soit d'un RTU light. Un marché public pour ces équipements va être lancé en 2024 et le déploiement se déroulera entre 2025 et 2030.

Indicateurs de Courant de Défaut (ICD) électroniques télésignalés

Aujourd'hui toutes les cabines télécommandées sont équipées d'ICD électroniques télésignalés.

Dans les cabines smart, les indicateurs de courant de défaut envoient également des mesures en temps réel, ce qui permet de monitorer la dégressivité de la charge le long du feeder et les remontées éventuelles de courant en cas de production décentralisée

Petit à petit, toutes les cabines réseau seront équipées d'ICD télésignalés (concept de cabine smart light). Dès 2024, tout raccordement ou rénovation majeure d'une cabine engendre le placement d'ICD télésignalés.

4.1.2.3 Estimation des charges réparties sur chaque départ BT

Comme mentionné précédemment, un grand nombre de départs BT ne seront pas télémesurés en temps réel. Néanmoins, il sera nécessaire d'avoir une bonne connaissance du profil de charge de ces départs pour faire des calculs de load-flow et estimer le risque de congestion. Sibelga envisage d'utiliser une combinaison des méthodes suivantes :

- Ventiler la charge du transformateur entre les différents départs du transformateur sur base d'une règle proportionnelle en fonction du nombre d'URD connectés corrigé des usages sur chaque câble.
- Agréger les données des compteurs smart.
Ceci ne peut cependant se faire qu'a posteriori puisque les données de comptages ne sont pas disponibles en temps réel.
- Établir des modèles de charges à partir des informations sur les clients et les usages.
Aujourd'hui, la majorité des GRDs procèdent suivant cette dernière méthode. Un profil de référence est attribué à chaque EAN et celui-ci est calibré en fonction de la consommation annuelle du client. L'agrégation de toutes les courbes des EAN d'un même câble donne une bonne approximation de la charge du câble. Fluvius utilise cette méthode.
Des tests ont déjà été faits chez Sibelga. Les résultats comparés aux mesures étaient cependant entachés d'une grande marge d'erreur variant de 20 à 50%. Cette marge d'erreur est liée aux imperfections du LCR et à l'évolution de la topologie mal prise en compte dans une étude assez statique.

La première méthode paraît la plus simple à mettre en œuvre. Les algorithmes utilisés devront faire appel à des techniques d'intelligence artificielle. Ils seront entraînés sur des départs télémesurés et l'algorithme devra être capable de résorber progressivement la marge d'erreur entre le calcul et la mesure. Projet prévu pour 2026.

Cette estimation des charges nécessite d'établir préalablement un lien solide entre les bases de données des clients de Sibelga d'une part, et des assets réseau de Sibelga d'autre part. Ce lien, appelé Lien Client-Réseau, est détaillé au §4.2.1.6.

4.2 Bloc 2 : Données assets réseau et lien client réseau

4.2.1 Description et état des lieux

Ce paragraphe décrit la banque de données assets réseau utilisée au sein de Sibelga. Il s'agit d'un système d'information géographique (SIG, en anglais : GIS) conçu pour recueillir, stocker et traiter l'ensemble des données assets du réseau (électricité, gaz, fibre optique et éclairage public).

Le GIS est un outil central dans la gestion des réseaux car il est la référence unique pour les données asset (*master data*). Il est intégré avec :

- Le système temps réel pour la visualisation de la topologie réseau et les flux en temps réel ;
- Des outils de planification des réseaux à long terme ;
- Le système ERP dans le cadre de la gestion des projets d'investissements et de maintenance ;
- Un outil CRM pour toutes les interactions clients ;
- Etc.

Cet outil de cartographie fournit la structure du réseau à l'état normal, ainsi que toute une série de données de l'asset représenté. Ces données peuvent être catégorisées en cinq types :

- Géographique ;
- Composition ;
- Connectivité ;
- Attributaire ;
- Cycle de vie.

Un exemple de chacun de ces types de données est présenté ci-après.

4.2.1.1 Données géographiques

Les assets du réseau sont dessinés sur un fond de plan représentés en coordonnées Lambert 72. Ils contiennent systématiquement les coordonnées X, Y, et *de facto*, l'adresse, le numéro et la commune concernée. Ci-dessous une représentation géo-schématique du réseau basse tension :

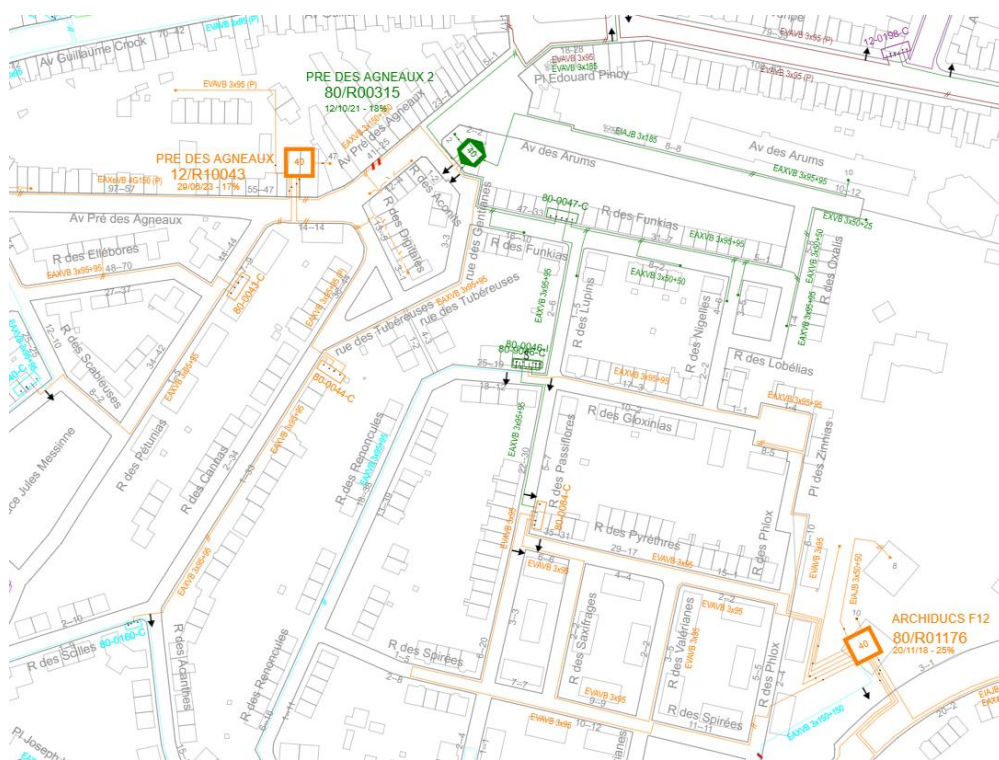


Figure 21 : Extrait de la base de données SIG de Sibelga – Vue géoschématique du réseau BT

Ainsi qu'une vue d'un plan de détail du réseau électrique :



Figure 22 : Extrait de la base de données SIG de Sibelga – Plan de détail du réseau BT

4.2.1.2 Données de composition

Sont également modélisées dans cet outil des données de composition. Par exemple, toute cabine haute tension est composée d'un tableau haute tension, lui-même composé d'un jeu de barres, d'interrupteurs HT, sectionneurs, etc.

Ci-dessous est représentée une cabine HT/BT composée d'un tableau HT, une liaison vers le transformateur, un transformateur HT/BT, deux TGBT ainsi que différents départs vers des câbles BT.

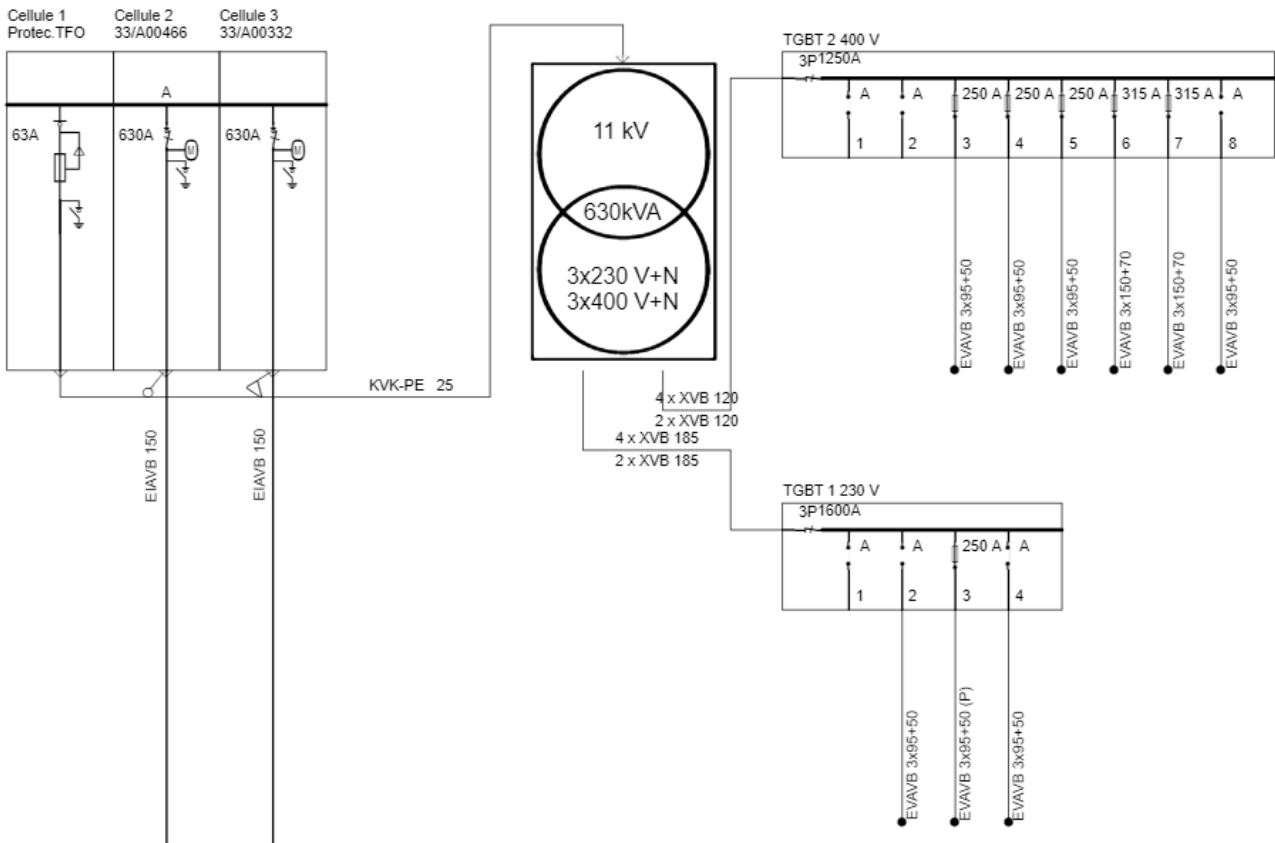


Figure 23 : Extrait de la base de données SIG de Sibelga – Schéma unifilaire d'une cabine réseau

4.2.1.3 Données de connectivité

Les assets du réseau sont connectés les uns aux autres à travers des liens de connectivité et d'appartenance (relations parents-enfants). C'est-à-dire que chaque asset est connecté à un autre asset qui se situe en amont ou aval de l'élément, permettant de relier électriquement un point de connexion au poste de fourniture source.

Dans l'exemple ci-dessous, un transformateur HT/BT est connecté à une liaison HT et une terminale HT en amont, et est connecté à une liaison BT en aval.

The screenshot displays a user interface for a specific asset, 'Transfo 1002908600'. At the top, there is a blue header bar with the asset name. Below it are two icons: a refresh icon and a grid icon. A section titled 'Attribute Tabs' contains four tabs: 'Transfo (Review)' (highlighted in yellow), 'Cycle de vie (Review)', and 'Systeme (Review)'. Below this is a section titled 'Related Features' which shows a tree view of connectivity. The tree starts with 'Transfo 1002908600' and includes a sub-item 'Est connecté à' with three child items: 'LiaisonBT 1002908605', 'LiaisonHT 1002908602', and 'TerminaleHT 1002908601'.

Figure 24 : Extrait de la base de données SIG de Sibelga
Données de connectivité entre éléments du réseau

4.2.1.4 Données attributaires

Chaque famille d'assets dispose de ses propres données attributaires décrivant ses caractéristiques principales. Il s'agit de données telles que la marque de l'asset, le type, la puissance, la date de pose, etc. Ci-dessous sont présentées quelques données attributaires d'un transformateur HT/BT.

| Field | Value |
|--------------------------|------------------|
| Nom Transfo | 1 |
| Type Transfo | 7 bornes BT |
| Marque | PAUWELS |
| Couplage | DYN11 |
| Puissance Nominal... | 400 |
| Tension nominale pr... | 11 kV |
| Tension nominale pr... | 230 V |
| Tension nominale s... | 400 V |
| Tension court circuit... | |
| Niveau Visible | Non |
| Type Isolant | HUILE |
| Poids Isolant (kg) | |
| Poids Total | |
| Nombre de plots | |
| Nombre de bornes BT | 7 |
| Info | 0400 11 230/400 |
| NR Piece | 9811038 |
| Nr. Plot utilisé | 3 |
| Tension de service ... | 11 kV |
| Tension de service ... | 230 V |
| Tension de service ... | |
| Type TerminaleBT | Soulier de câble |
| Inondable | Inconnu |

Figure 25 : Extrait de la base de données SIG de Sibelga
Données attributaires d'un transformateur HT/BT

4.2.1.5 Cycle de vie

Tout asset repris dans la base de données dispose d'un cycle de vie, depuis sa création en phase projet jusqu'à l'abandon de l'asset. Les éléments suivants y sont notamment repris : un statut (en exploitation, abandonné, posé), une date de pose et d'abandon.

| Field | Value |
|------------------------|-----------------|
| No Projet | 0 |
| Référence IMM | |
| No Incident | 0 |
| Statut Asset | En exploitation |
| Date de pose | 01/01/1999 |
| Date de Mise en Ex... | 01/01/1999 |
| Date d'Abandon | |
| Date de Retrait | |
| Date de Changeme... | 12/09/2010 |
| Statut Graphique PI... | Reporté |
| Statut Graphique G... | Reporté |

Figure 26 : Extrait de la base de données SIG de Sibelga
Données attributaires d'un transformateur HT/BT (cycle de vie)

4.2.1.6 Lien Client-Réseau (LCR)

Le lien client-réseau est le pont qui permet de raccrocher des informations des clients aux différentes portions du réseau et inversement. De façon plus explicite, il s'agit du lien entre le compteur et son point de connexion avec le réseau.

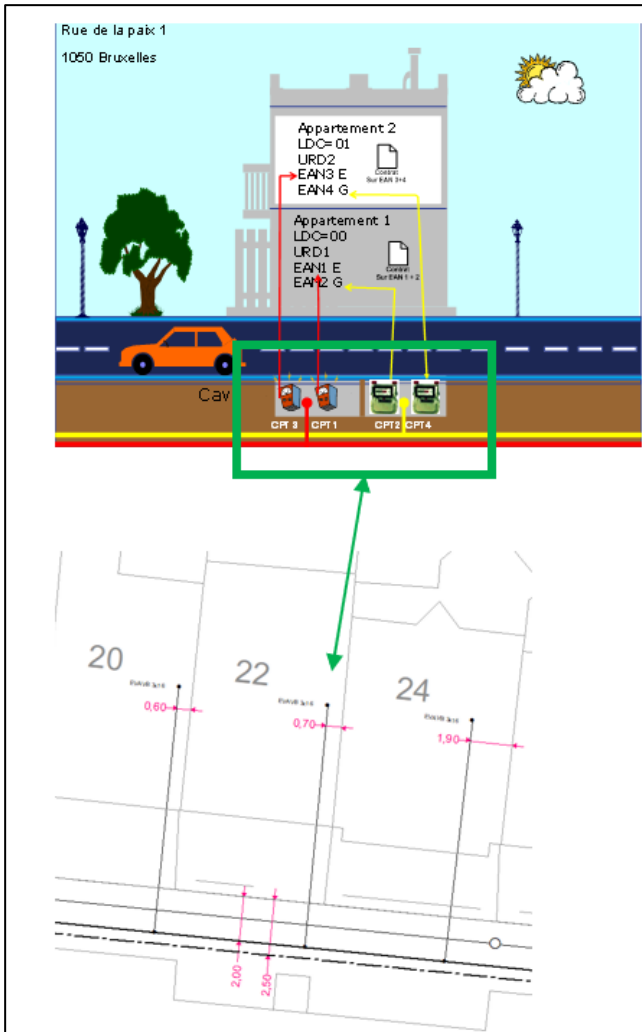


Figure 27 : Lien client-réseau (LCR)

Pour des raisons historiques et parce qu'il n'y avait pas de réel besoin précédemment, les informations du client (compteurs, facturation,...) et les informations du réseau sont gérées dans des systèmes différents. Les besoins ont évolués et il est maintenant indispensable d'établir le lien client réseau pour :

1. Améliorer la gestion des interruptions ;
2. Identifier les risques de congestion à court et moyen terme ;
3. Gérer des processus de flexibilité et l'envoi de consignes de limitation de puissance.

Ces finalités sont décrites de façon plus détaillée à travers les sections 4.3 à 4.5 (blocs 3 à 5).

Depuis plusieurs années, Sibelga améliore son lien client-réseau afin d'établir pour chaque EAN, l'identifiant du point de connexion. Le point de connexion est soit l'extrémité d'un branchement, soit d'un câble, soit une cabine pour les clients HT. Ces informations sont enregistrées dans les systèmes.

À partir des adresses, Sibelga a pu établir une correspondance pour environ 85% des EAN et ambitionne d'établir le lien client réseau pour 95% des EAN d'ici 2025. À la suite de ce travail, Sibelga estimera connaître la connectivité de bout en bout du réseau.

4.2.2 Projets ou études retenus pour la roadmap

Aucun projet spécifique n'a été retenu pour le système GIS dans le cadre de la roadmap smartgrid. Seul un projet pour l'établissement du lien client-réseau a été retenu.

4.2.2.1 Etablissement du lien client-réseau

L'objectif visé est d'établir le lien client réseau pour 95% des EAN. Pour y parvenir, deux types d'opération seront nécessaires. Dans un premier temps, une correction manuelle au cas par cas, basée sur des informations disponibles dans les différents systèmes. Dans un second temps, des visites sur le terrain pour les cas plus complexes.

Il n'y a aucun prérequis à la mise en œuvre de ce projet. Par contre, l'établissement du lien client-réseau est lui-même un prérequis pour les projets liés à l'estimateur d'état, l'établissement des prévisions J+1 et J+7 ainsi que pour certaines actions pour la gestion des pannes ou des congestions.

4.3 Bloc 3 : Topologie du réseau & flux temps réel et gestion des pannes et travaux

4.3.1 Description et état des lieux

4.3.1.1 Topologie en temps réel du réseau

La tenue à jour en temps réel de la topologie du réseau est la pierre angulaire sur laquelle repose les fonctionnalités plus avancées comme l'estimateur d'état et le calcul prévisionnel. Les systèmes qui fournissent cette fonctionnalité sont appelés Distribution management system (DMS). Sibelga a été un précurseur en cette matière. Le DMS est alimenté au départ d'un outil de cartographie qui fournit la structure normale du réseau. Le DMS tient à jour la structure courante qui tient compte des opérations (manœuvres) temporaires qui sont faites quotidiennement afin de mettre hors tension certains éléments du réseau pour y effectuer des travaux ou des réparations.

Chez Sibelga un DMS est opérationnel depuis 2009 pour le réseau Haute Tension et le sera pour le réseau Basse Tension à partir de l'année 2024. La plupart des GRD ont aujourd'hui un DMS pour la Haute Tension.

Un DMS BT est plus complexe à mettre en œuvre, car étant donné la complexité du réseau et le nombre de modification, il est impossible de recopier tout le réseau BT « à la main » comme cela se fait en général pour la Haute tension. Il faut donc construire une interface qui pousse de manière entièrement automatique tous les changements structurels (nouveau câble, nouvelle cabine) du GIS vers le DMS. Une telle interface est assez complexe car les modèles de données ne sont pas identiques et il faut que les données du système source s'intègrent parfaitement dans le système de destination. Cette interface basée sur la norme CIM (common information model) a été développée conjointement par intergraph et GE, le fournisseur de l'ADMS en 2019-2020. Elle a été utilisée pour l'export de masse de la géoschématique BT du GIS vers l'ADMS. L'export des mises à jour est maintenant en cours. Des correctifs mineurs doivent encore être apportés à cette interface afin de prendre en compte des situations particulières. Elle fonctionne en résumé de la manière suivante :

- 1^{ère} étape côté GIS : un algorithme interroge la banque de données et génère des fichiers CIM au format html. Chaque fois qu'une modification est apportée à la géoschématique BT, un fichier Cim contenant les modification est automatiquement généré.
- 2^{ème} étape : Les fichiers sont poussés dans l'ordre où ils ont été créés à travers une plateforme d'échange de données entre les logiciels utilisés chez Sibelga et mis à disposition de l'ADMS.
- 3^{ème} étape : l'ADMS décode les fichiers l'un après l'autre et génère la schématique correspondante.

Les fichiers CIM contiennent toutes les données géographiques pour le positionnement des assets, les données de connectivité et certaines données attributaires.

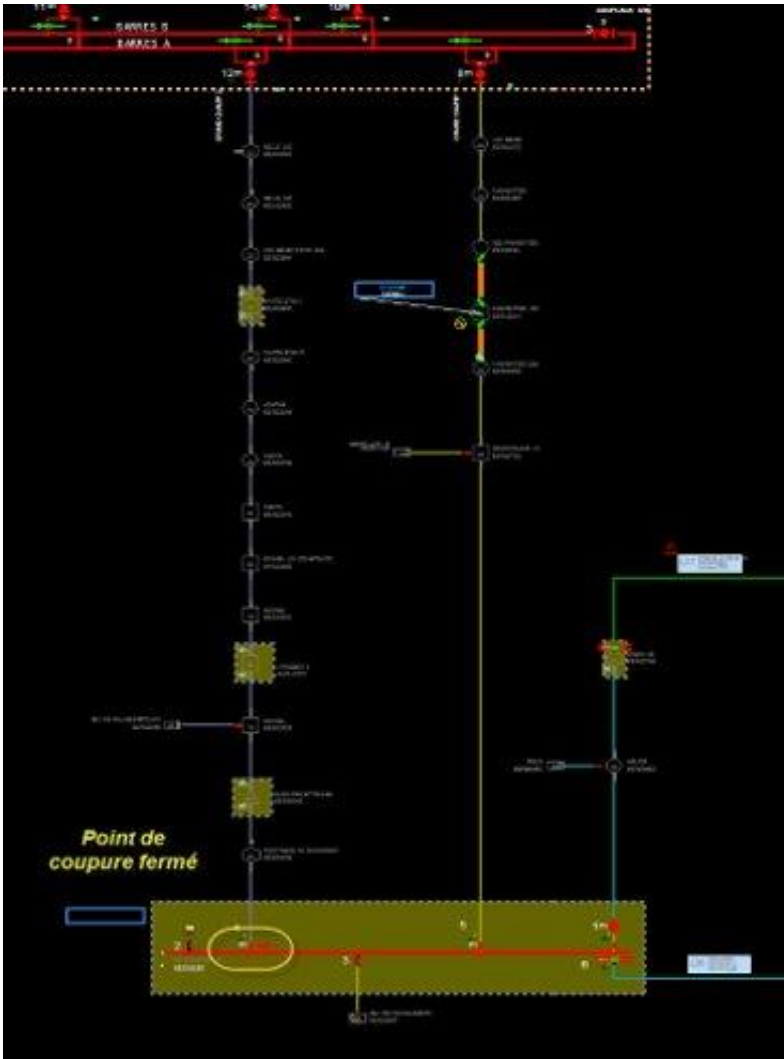


Figure 28 : Vue d'une partie du réseau 11kV avec une manœuvre en cours

Une cabine HT/BT est mise hors tension pour travaux. Un report de charge de la cellule 5 vers la cellule 12 a été fait. Ce départ sera particulièrement à surveiller pendant cette période et il pourrait y avoir des limitations.



Figure 29 : Vue du réseau BT dans le DMS

*Les câbles sont colorés en fonction de la source d'alimentation.
Suite à des manœuvres la coloration s'adapte automatiquement.*

La gestion de la topologie est un prérequis fondamental. Le calcul de flux d'énergie en temps réel ou prévisionnel qui se baserait sur une topologie qui ne reflète pas la réalité du terrain donnera forcément des résultats erronés. En effet, on peut s'attendre à ce que les congestions surviennent d'abord là où le réseau n'est pas dans son état normal, car un asset (un transformateur par exemple), outre sa charge habituelle, doit pouvoir reprendre la charge d'un transformateur adjacent mis hors service pour des travaux. Le risque de congestion est donc plus grand à ce moment.

En conclusion, Sibelga dispose d'un DMS pour la gestion en temps réel de la topologie des réseaux HT et à partir de 2024 pour la BT. Le réseau BT sera couvert à 100%. Un algorithme appelé « cohérence check permet de vérifier périodiquement la consistance des données entre les deux environnements. Si des lacunes sont découvertes, les fichiers CIM nécessaires seront générés pour combler les trous.

4.3.1.2 Visualisation des flux d'énergie en temps réel

En haute tension

Le SCADA-DMS permet une très bonne visualisation des flux en temps réel dans le réseau. Tous les départs des postes de fourniture et de répartition sont mesurés en continu. Il existe aussi environ 500 points de mesures le long des feeders. Sur le graphique ci-dessous, on voit l'évolution de la charge sur un feeder en haute tension.

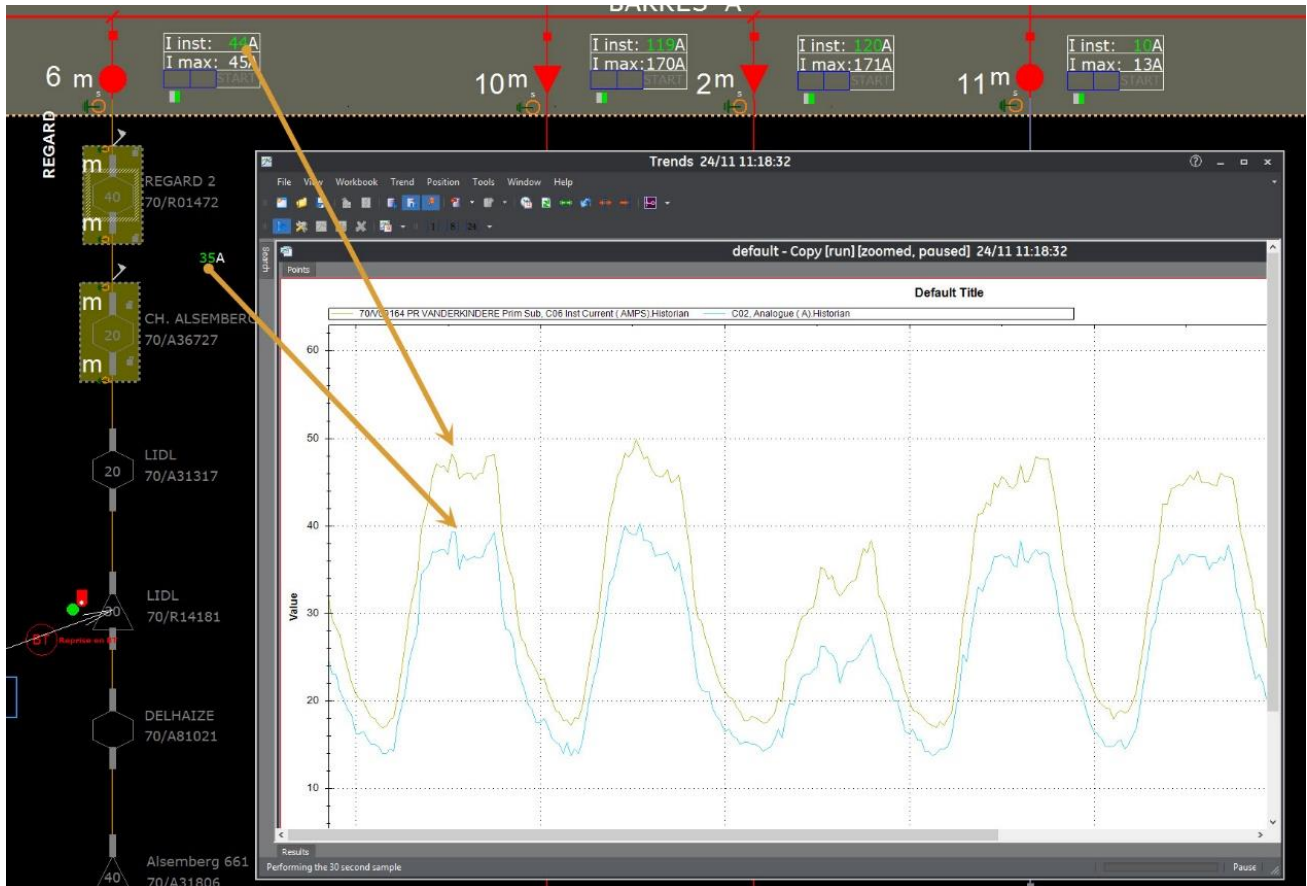


Figure 30 : Visualisation des flux d'énergie en temps réel sur le réseau HT dans le système SCADA-DMS de Sibelga
La courbe en jaune donne le courant au niveau du disjoncteur dans le poste. La courbe turquoise, le courant à l'arrivée dans la deuxième cabine. En cas de production décentralisée cette courbe pourrait être supérieure à la première.

En basse tension

En BT, des mesures de puissance en temps réel sont disponibles uniquement au niveau de certains transformateurs HT/BT.

Cette information, combinée à une estimation en temps réel de la production décentralisée, permettra de distinguer dans le flux les parts de consommation et de production (cf. section 4.1.1.5).

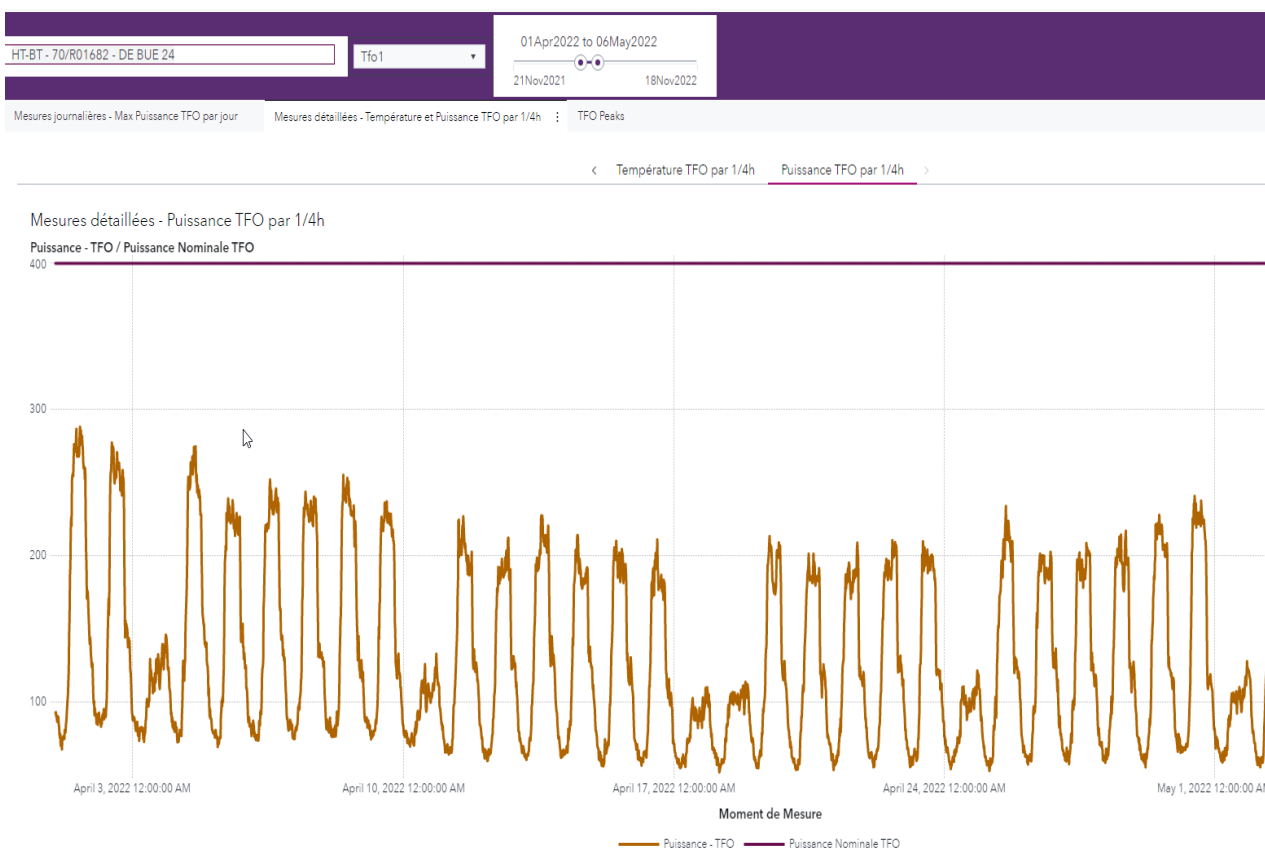


Figure 31 : Visualisation de la puissance à la sortie d'un transformateur HT/BT

4.3.1.3 Modélisation et mesure de la production décentralisée

Nous ne nous intéressons ici qu'aux installations susceptibles de fonctionner en parallèle avec le réseau.

La modélisation de toutes les installations de production décentralisée dans le DMS est en cours. Leur connaissance est de plus en plus nécessaire pour la compréhension des flux d'énergie. Sibelga impose une armoire de télécontrôle pour les unités de production à partir de 1MVA. Cette valeur pourrait être revue à la baisse prochainement.

L'armoire de télécontrôle permet de rapatrier en temps réel les données de production (actif et réactif) et via une interface avec le compteur, les données d'injection ou prélèvement. Il est aussi possible d'envoyer une consigne. La modélisation de ces installations dans le DMS a été réalisée fin 2022, début 2023.

Pour les installations inférieures à ce seuil de 1MVA, il n'y a aucune information en temps réel disponible, seulement les caractéristiques techniques encodées dans une base de données asset client. Toutes les installations sont progressivement modélisées dans le DMS. Via un algorithme, des estimations de production peuvent être faites.

Les installations inférieures à 1MVA sont en grande majorité des installations photovoltaïques. Pour estimer la production à partir de la puissance installée, quelques installations de références télé-mesurées avec des orientations différentes sont installées. La production réelle de ces panneaux par rapport à leur puissance permettra de calculer à tout moment un coefficient de performance qui sera utilisé pour estimer la production de l'ensemble du parc. Si nécessaire, pour tenir compte de l'orientation différente des installations, on pourra également supposer une distribution gaussienne des orientations et un coefficient global de correction sera appliqué à tous les panneaux.

Pour les installations de cogénération, il est plus complexe d'estimer la production car chaque installation a un comportement qui lui est propre.

À chaque poste de fourniture un tableau récapitulatif rafraîchi toutes les 15 minutes agrège les données de production mesurées ou estimées de toutes les installations connectées sur le poste.

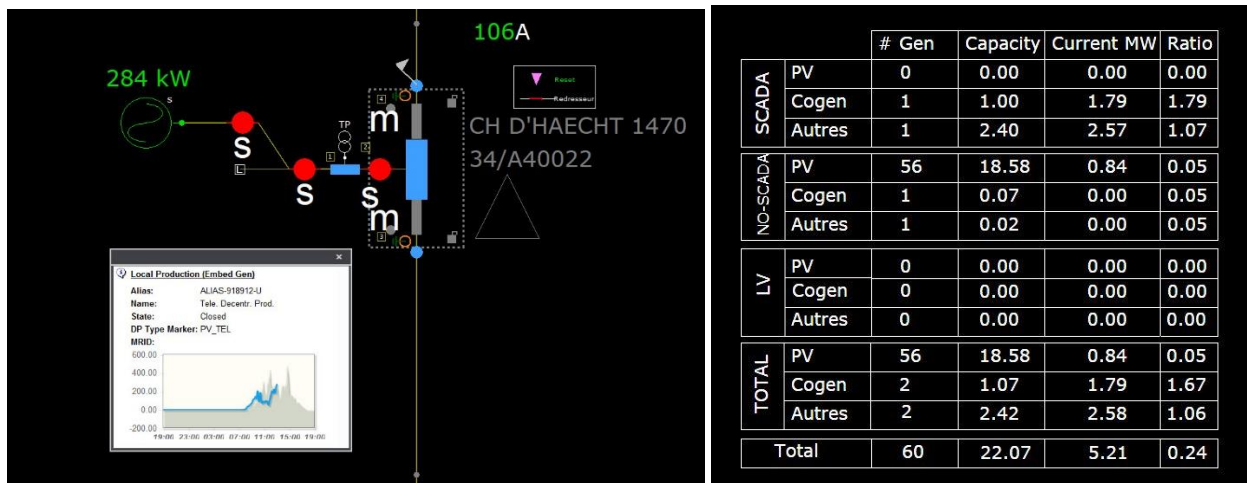


Figure 32 : modélisation de la production décentralisée dans le DMS

Ces estimations seront prises en compte par l'estimateur d'état et pour les calcul prévisionnel. C'est bien la production et pas l'injection qui est mesurée ou estimée. En effet les mesures au niveau des transformateurs ou des départs des postes donnent la résultante « consommation – production ». Ce terme pouvant être <0. Connaissant la production, on peut donc en déduire la consommation. Pour faire un calcul prévisionnel précis, il est important de pouvoir isoler ces deux termes car ils ne sont pas influencés par les mêmes facteurs. La production sera influencée essentiellement par l'ensoleillement et la consommation par le cycle d'activités des consommateurs et leur comportement en fonction des signaux extérieurs.

4.3.1.4 Gestion des pannes

En HT, la gestion des pannes est largement réalisée à distance. Les disjoncteurs sont tous télé-signalés. Via les ICD, l'opérateur identifie la zone dans laquelle se trouve le défaut. Via les interrupteurs télécommandés il isole cette zone et rétablit l'alimentation en dehors de cette zone en refermant le disjoncteur le plus proche ouvert de la boucle. La Figure 33 illustre ce scénario. Le technicien sur le terrain n'intervient plus que pour les 3 ou 4 dernières cabines.

Le schéma ci-dessous représente la situation juste après le déclenchement. Le disjoncteur en haut a déclenché et tout le feeder jusqu'au point de coupure de la boucle est hors tension. Le schéma de droite indique la situation après la première étape de rétablissement. Grâce aux ICDs, l'opérateur a pu déterminer que le défaut se trouvait au-delà de la cabine télécommandée. Il a donc, par télécommande, ouvert l'interrupteur aval de cette cabine et ensuite réenclenché le disjoncteur en tête, ce qui permet de rétablir 8 cabines sur les 11 impactées.

En outre, le module Outage management system (OMS) du DMS enregistre au fil de l'eau toutes les opérations de rétablissement et le nombre de client restaurés à chaque étape (cf. Figure 34). Il établit le rapport de pannes. Toutes les heures enregistrées sont ainsi des heures « système ».

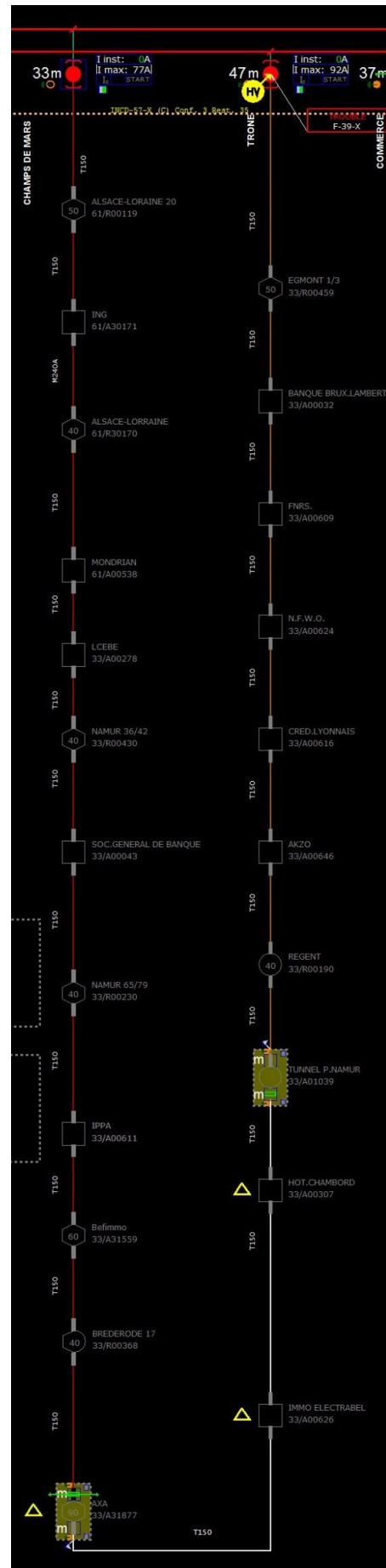
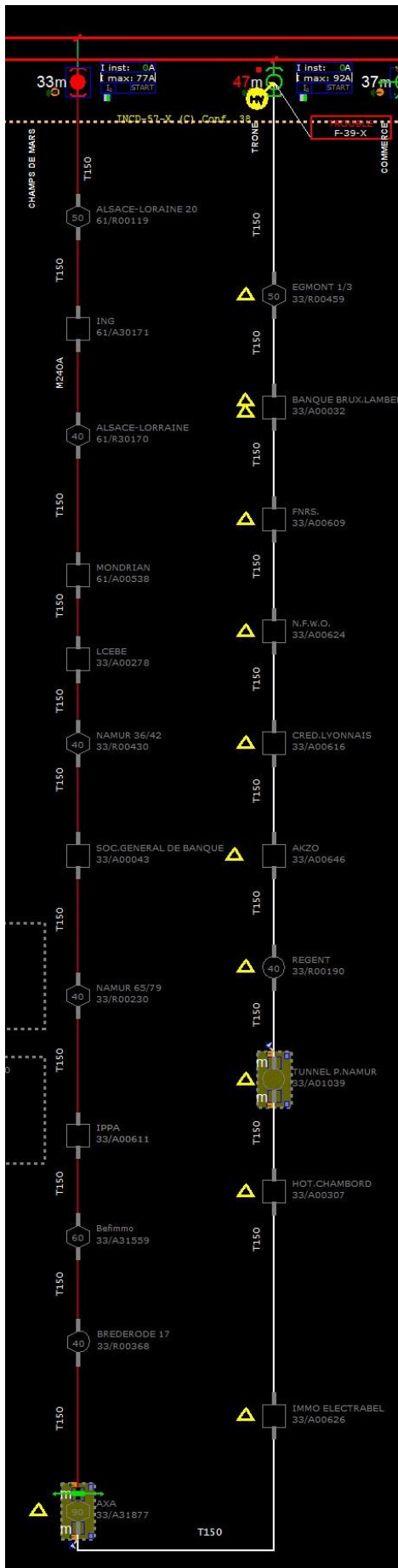


Figure 33 : Visualisation d'une panne dans le système SCADA-DMS de Sibelga (à gauche : immédiatement après un défaut, à droite : après fermeture d'un interrupteur télécommandé pour restaurer les premiers clients)

FRP-503-X - HV Outage Accounting Report (Edit) 19/12/2019

Restoration

Single orders below have to group by their status

| Order number | Order taken date | Restoration date | Duration | Customers affected | Circuit | Phase | Restoration method | Alternative supply | Network status | Automation operation | Reintervention | Temporary restoration | Locality | Force majeure | Protection operated OK | Operator | Operation restriction | Short interruption | Device closed | Device opened | Restoration delay reason |
|--------------|---------------------|---------------------|----------|--------------------|---------|---------------|--------------------|--------------------|----------------|----------------------|----------------|-----------------------|----------|---------------|------------------------|------------|-----------------------|--------------------|---------------|----------------|--------------------------|
| 1 | 19/12/2019 09:44:19 | 19/12/2019 10:41:13 | 00:57:54 | 35 | 3,5,... | Unknown Phase | | | | | | | | | | System | | | 61_R00105... | 61_P00000_C... | |
| 2 | 19/12/2019 09:44:19 | 19/12/2019 10:52:30 | 01:07:41 | 1 | | Unknown Phase | | | | | | | | | | de Neus... | | | 33_A31877... | 61_P00000_C... | |
| 3 | 19/12/2019 09:44:19 | 19/12/2019 11:26:39 | 01:39:42 | 1 | | Unknown Phase | | | | | | | | | | de Neus... | | | 33_A31877... | 61_P00000_C... | |
| 4 | 19/12/2019 09:44:19 | 19/12/2019 11:26:39 | 01:41:41 | 1 | | Unknown Phase | | | | | | | | | | de Neus... | | | 33_A31877... | 61_P00000_C... | |

You may only copy restoration stages here from another report.

Customize Collapse All

| Stage 1 | Stage 2 | Stage 3 |
|---|--|---|
| <p>Restoration date: 19/12/2019 09:44:19</p> <p>Restoration date: 19/12/2019 10:41:13</p> <p>Duration: 00:57:54</p> <p>Customers affected: 35</p> <p>Circuit: 3,1,2,4,5,7</p> <p>Phase: Unknown Phase</p> <p>Restoration method: <input type="checkbox"/></p> <p>Alternative supply: <input type="checkbox"/></p> <p>Network status: <input type="checkbox"/></p> <p>Automation operation: <input type="checkbox"/></p> <p>Reintervention: <input type="checkbox"/></p> <p>Temporary restoration: <input type="checkbox"/></p> <p>Locality: <input type="checkbox"/></p> <p>Force majeure: <input type="checkbox"/></p> <p>Protection operated OK: System</p> <p>Operator: <input type="checkbox"/></p> <p>Operation restriction: <input type="checkbox"/></p> <p>Short interruption: <input type="checkbox"/></p> <p>Device closed: 61_A00028_C47_C8_300286945</p> <p>Device opened: 61_P00039_C47_C8_300286945</p> <p>Restoration delay reason: <input type="checkbox"/></p> <p>Restoration type: <input type="checkbox"/></p> <p>Stage number: 1</p> <p>Emergency Primary Ref: C47</p> <p>Emergency Primary Circuit Name: C47</p> <p>Emergency Primary CHC: C47</p> <p>De-energized Primary Ref: C47</p> <p>De-energized Primary Circuit Name: C47</p> <p>De-energized Primary CHC: C47</p> <p>Click Stop Time: <input type="checkbox"/></p> <p>Click Start Time: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed Description: 61_R00033 PF MARLES 11KV, Disjoncteur -> C47 TRONC</p> <p>Device Opened Description: 61_R00033 PF MARLES 11KV, Disjoncteur -> C47 TRONC</p> <p>Click Stop Reason: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed User Ref: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed User Ref: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed Switching Log: N/A</p> <p>Device Closed Switching Log: N/A</p> <p>Supply Limit: 9</p> | <p>Restoration date: 19/12/2019 09:44:19</p> <p>Restoration date: 19/12/2019 10:52:30</p> <p>Duration: 01:07:41</p> <p>Customers affected: 1</p> <p>Circuit: 6</p> <p>Phase: Unknown Phase</p> <p>Restoration method: <input type="checkbox"/></p> <p>Alternative supply: <input type="checkbox"/></p> <p>Network status: <input type="checkbox"/></p> <p>Automation operation: <input type="checkbox"/></p> <p>Reintervention: <input type="checkbox"/></p> <p>Temporary restoration: <input type="checkbox"/></p> <p>Locality: <input type="checkbox"/></p> <p>Force majeure: <input type="checkbox"/></p> <p>Protection operated OK: de Neus/Benoit</p> <p>Operator: <input type="checkbox"/></p> <p>Operation restriction: <input type="checkbox"/></p> <p>Short interruption: <input type="checkbox"/></p> <p>Device closed: 33_A31877_C59_L85_300150963</p> <p>Device opened: 61_P00039_C47_C8_300286945</p> <p>Restoration delay reason: <input type="checkbox"/></p> <p>Restoration type: <input type="checkbox"/></p> <p>Stage number: 2</p> <p>Emergency Primary Ref: C47</p> <p>Emergency Primary Circuit Name: C47</p> <p>Emergency Primary CHC: C47</p> <p>De-energized Primary Ref: C47</p> <p>De-energized Primary Circuit Name: C47</p> <p>De-energized Primary CHC: C47</p> <p>Click Stop Time: <input type="checkbox"/></p> <p>Click Start Time: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed Description: 33_A31877 CCA, Interrupteur -> 33_A00039 BRUSSELOE 17</p> <p>Device Opened Description: 61_P00039 PF MARLES 11KV, Disjoncteur -> C47 TRONC</p> <p>Click Stop Reason: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed User Ref: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed User Ref: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed Switching Log: N/A</p> <p>Device Closed Switching Log: P-39-X, 3</p> <p>Supply Limit: 6</p> | <p>Restoration date: 19/12/2019 09:44:19</p> <p>Restoration date: 19/12/2019 11:24:00</p> <p>Duration: 01:39:41</p> <p>Customers affected: 1</p> <p>Circuit: 9</p> <p>Phase: Unknown Phase</p> <p>Restoration method: <input type="checkbox"/></p> <p>Alternative supply: <input type="checkbox"/></p> <p>Network status: <input type="checkbox"/></p> <p>Automation operation: <input type="checkbox"/></p> <p>Reintervention: <input type="checkbox"/></p> <p>Temporary restoration: <input type="checkbox"/></p> <p>Locality: <input type="checkbox"/></p> <p>Force majeure: <input type="checkbox"/></p> <p>Protection operated OK: de Neus/Benoit</p> <p>Operator: <input type="checkbox"/></p> <p>Operation restriction: <input type="checkbox"/></p> <p>Short interruption: <input type="checkbox"/></p> <p>Device closed: 33_A31877_C59_L85_300150963</p> <p>Device opened: 61_P00039_C47_C8_300286945</p> <p>Restoration delay reason: <input type="checkbox"/></p> <p>Restoration type: <input type="checkbox"/></p> <p>Stage number: 3</p> <p>Emergency Primary Ref: C47</p> <p>Emergency Primary Circuit Name: C47</p> <p>Emergency Primary CHC: C47</p> <p>De-energized Primary Ref: C47</p> <p>De-energized Primary Circuit Name: C47</p> <p>De-energized Primary CHC: C47</p> <p>Click Stop Time: <input type="checkbox"/></p> <p>Click Start Time: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed Description: 33_A31877 TUBEL P HANNE, Interrupteur -> 33_A00037 HOT CHAMOND</p> <p>Device Opened Description: 61_P00039 PF MARLES 11KV, Disjoncteur -> C47 TRONC</p> <p>Click Stop Reason: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed User Ref: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed User Ref: <input type="checkbox"/></p> <p>Device Closed Switching Log: N/A</p> <p>Device Closed Switching Log: P-39-X, 9</p> <p>Supply Limit: 9</p> |

Figure 34 : Visualisation du module Outage Management System de Sibelga

En BT, 2 innovations prévues dans les années à venir vont permettre aux opérateurs d'être plus précis et plus rapides dans l'identification des pannes :

Un lien entre l'application de prise d'appel et le DMS va être mis en service. Les appels clients seront positionnés sur le plan du réseau BT. Cela permettra de voir immédiatement si l'appel est lié à une panne connue ou s'il s'agit d'une nouvelle panne. Dans ce cas, un algorithme identifiera le point de déclenchement présumé. Dans le schéma suivant, deux appels ont été positionnés à la rue César Franck et le point de déclenchement se trouve à la cabine automne 32. Cette information est directement communiquée au technicien qui peut directement s'y rendre.



Figure 35 : Visualisation du module Outage Management System de Sibelga – Vue du réseau BT
Les câbles sont colorés en fonction de la source d'alimentation. Un câble qui n'est plus sous tension apparaît en blanc.

Plus tard, quand les compteurs intelligents seront installés en nombre suffisant, une fois que des indices d'une panne BT sont obtenus suite à un ou plusieurs appels téléphoniques, les compteurs pourraient être interrogés à distance pour avoir confirmation de la panne. Si le compteur ne répond pas, cela signifie en effet qu'il n'est plus alimenté. Dans le futur, une fonctionnalité « last gasp » pourrait être implémentée pour permettre au compteur d'envoyer un signal au moment de la disparition de son alimentation, c'est-à-dire directement après l'apparition de la panne.

Le rapport des pannes sera aussi établi par le système, à la différence près qu'il n'y pas de télécommande. L'heure enregistrée sera celle au moment où le technicien reproduit sur sa tablette l'opération qu'il vient de réaliser sur le terrain.

4.3.1.5 Commande contrôle

Dans ce paragraphe seront examinés non seulement les actes de contrôle commande à distance au sens strict, mais aussi, les technologies d'active network management évoquées dans l'introduction.

En haute tension

Pour la conduite des réseaux, Sibelga a déjà la capacité de faire des manœuvres à distance dans le réseau HT. Ces manœuvres à distance ont essentiellement pour objectif de rétablir la fourniture d'électricité à la suite d'une interruption (voir §4.3.1.4). Dans certains cas, le centre de conduite fait des manœuvres à distance pour soulager un asset en surcharge. Cela se fait surtout pour délester un poste à la demande d'Elia suite à l'indisponibilité d'un transformateur ou en cas de travaux dans un poste. En cas de surcharge d'un câble, les possibilités de réorganiser le réseau sont en général plus limitées. Cela n'est possible que si le réseau dispose de plusieurs ramifications. Il ne faut pas trop compter sur cette possibilité comme remède contre des congestions en HT. Augmenter les possibilités de réorganiser le réseau pour soulager un câble en surcharge requiert des investissements en câble considérables.

En basse tension

Le réseau BT n'est pas manœuvrable à distance et il serait très onéreux de le faire. Il n'est donc pas possible de réorganiser à distance le réseau BT pour éviter des congestions. Bien entendu, en cas de surcharge avérée et localisée, il sera toujours possible d'adapter manuellement la topologie (pour des périodes assez longues seulement, nous n'imaginons pas d'envoyer quelqu'un tous les jours pour ce type d'opération) afin de soulager l'asset en surcharge. Il ne faut cependant pas mettre trop d'espoir dans ce genre de solution, car dans un réseau où les nouveaux usages connaissent un fort développement par quartier, il est fort probable que les assets voisins soient sous contrainte au même moment et que donc leur capacité à reprendre une partie de la charge d'un asset en congestion soit limitée. Sibelga considère donc que ce n'est pas une direction dans laquelle il faut investiguer.

4.3.2 Projets ou études retenus pour la roadmap

4.3.2.1 Automatic power restoration system (APRS)

Le DMS dispose d'une fonctionnalité appelée Automatic Power Restoration System (APRS). Le principe est que les manœuvres à réaliser par télécommande sont suggérées par le système sur base des informations et des alarmes provenant du terrain, essentiellement le disjoncteur déclenché et les alarmes ICD. Les télémessures sont aussi prises en compte afin de vérifier que la manœuvre proposée ne provoque pas de surcharge. Cette fonctionnalité a été activée à la fin de 2023. Il est possible de programmer l'APRS en mode semi-automatique, ce qui signifie que l'opérateur valide chaque étape avant exécution ou en mode automatique où les opérations sont exécutées immédiatement sans aucune validation. Dès qu'il y aura eu suffisamment de déclenchement dans cette zone, une analyse de son fonctionnement sera faite avant de généraliser à tous les postes.

4.3.2.2 Gestion dynamique du réseau BT

À partir de la fin 2024, le suivi de la topologie du réseau BT en temps réel sera en production au centre de conduite. Tous les changements de courte durée fait par les techniciens sur le terrain seront répercutés dans le DMS, soit directement par les techniciens eux-mêmes via l'application mobile soit par un opérateur sur base des indications du terrain. L'application inclut des contrôles et des avertissements de manière à éviter les fausses manœuvres, par exemple empêcher la mise à la terre d'un câble sous tension.

Il n'est pas prévu de faire des commandes à distance

4.3.2.3 OMS BT

La mise en production de l'OMS BT tel que décrit au § 4.3.1.4 est prévue pour la fin de l'année 2024. Les statistiques d'indisponibilité BT seront établies uniquement avec ce système à partir de l'année 2025.

4.3.2.4 Modélisation des productions décentralisée

Pour les installations photovoltaïques, il est prévu de sélectionner plusieurs installations de référence où des mesures réelles sont rapatriées au centre de conduite et si nécessaire de subdiviser Bruxelles en maille homogène du point de vue ensoleillement. En règle générale, une maille suffira. Dans des circonstances atmosphériques changeantes, plusieurs mailles pourraient être prise en compte.

Pour les cogénérations, il n'existe pas de profil de référence. Un profil de production spécifique sera établi pour chaque unité sur base des données historiques. Pour les très petites unités (< 100 kW) dont l'impact sur le réseau est moindre, on pourrait sans doute utiliser le même profil pour toutes les installations d'un même usage (par exemple, toutes celles associées aux chauffages résidentiels)

4.3.2.5 Calcul de profil des charges des transformateurs

Pour obtenir des résultats corrects avec l'estimateur d'état (voir §4.5.2.1) il est nécessaire que chaque transformateur dispose d'un profil de charge. La plupart sont obtenus par mesures comme expliqué plus haut. Les autres seront obtenus par calcul suivant la méthode décrite dans le schéma ci-dessous.

Ce projet est planifié pour démarrer en 2025. Au début de l'année 2026, chaque transformateur devrait disposer de plusieurs profils journalier qui seront utilisés dans les calculs. 8 profils journaliers au minimum sont prévus. Un par saison et subdivisé en un profil semaine et un jour férié.

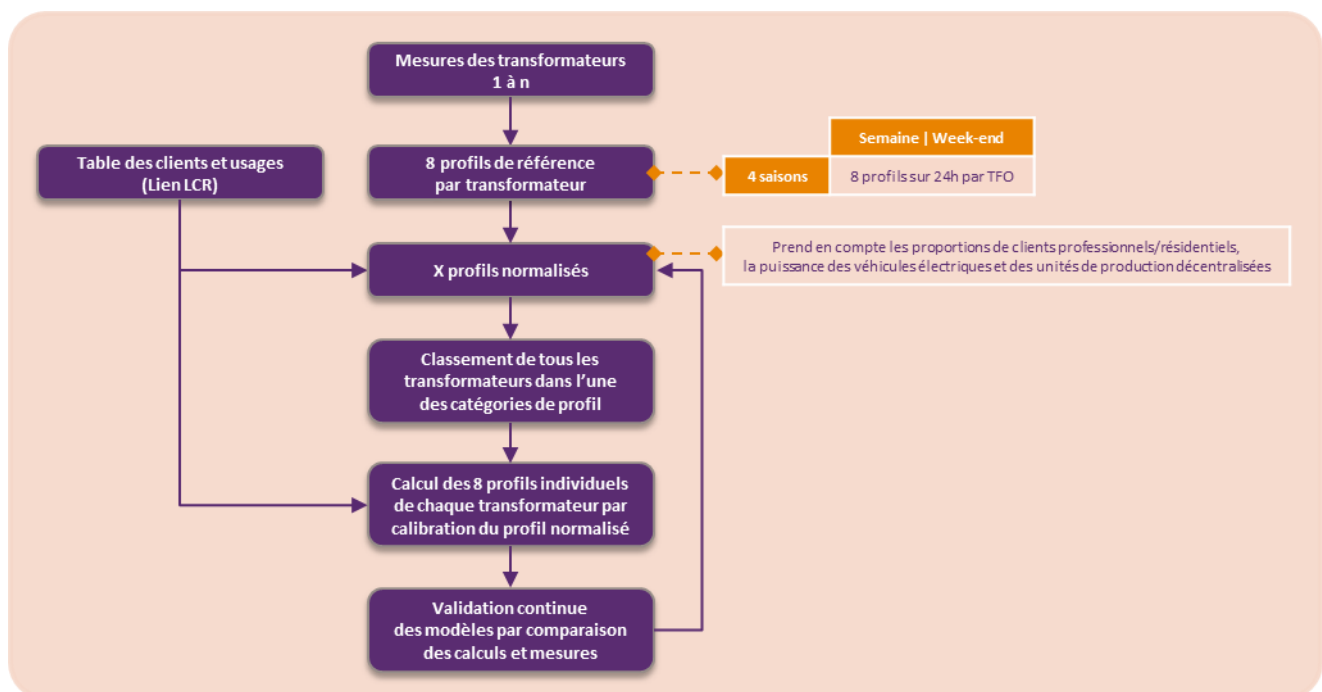


Figure 36 : Schéma de principe du calcul de profil de charges d'un transformateur

4.3.2.6 Création d'un outil d'alerte des clients BT en cas de pannes

Les clients BT ne sont actuellement pas informés en cas de coupure de courant intempestive. Ils peuvent soit téléphoner au dispatching soit consulter le site internet de Sibelga.

L'objectif de ce projet (issu de la roadmap Temps-Réel) est d'informer proactivement les clients BT par SMS en cas de coupure de courant. Le DMS et le lien client-réseau permettent d'établir facilement la liste des clients impactés par une coupure. Dans la majorité des cas, on dispose via le CRM d'un N° de GSM du client. Il est donc possible de développer une application de messagerie qui envoie un SMS à l'ensemble de ces clients. Le message donnerait aussi une information sur l'heure probable de rétablissement. Cette information présente plusieurs avantages :

- Le client ne doit plus chercher à comprendre ce qui se passe : il est informé de la panne qui l'affecte.
- Le client est informé que Sibelga connaît déjà l'existence de la panne et travaille probablement déjà à la résoudre. Le client sait qu'il ne doit donc pas appeler Sibelga.

Une étude juridique a été demandée afin de savoir s'il est nécessaire de demander le consentement du client pour utiliser ses données (nom et N° de téléphone) à cette fin.

4.4 Bloc 4 : Compteurs et Assets client

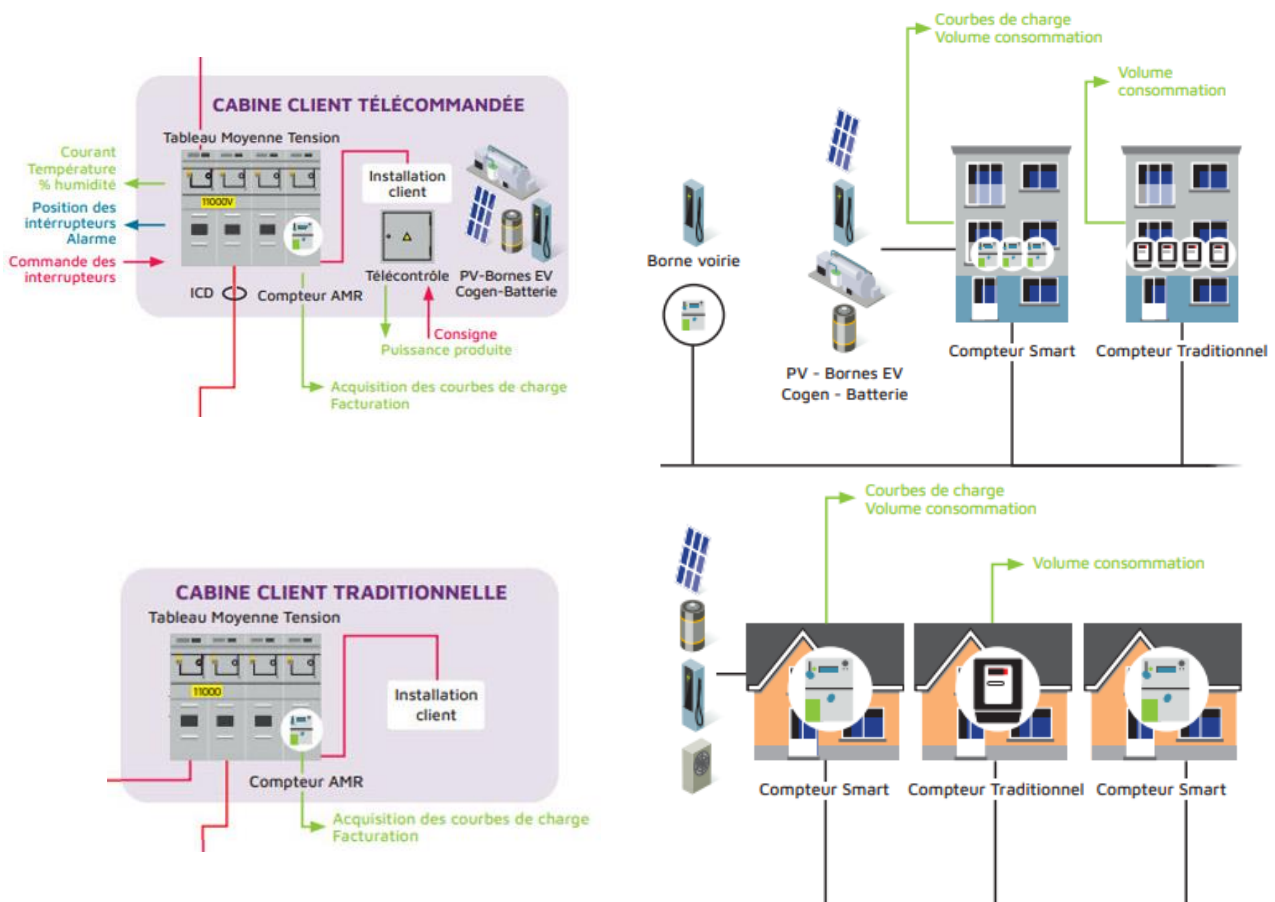


Figure 37 : Compteurs et assets clients (HT à gauche, BT à droite)

4.4.1 Description et état des lieux

4.4.1.1 Compteurs

Il existe différents types de compteurs sur le réseau de distribution d'électricité à Bruxelles (chiffres de février 2024) :

- Compteurs AMR : 6626
- Compteurs classiques : 617 075
- Compteurs SMART : 60 482

Les **compteurs AMR** sont placés chez les clients :

- Raccordés au réseau haute tension (HT) ;
- Raccordés au réseau basse tension (BT) ayant une puissance de raccordement supérieure à 56 kVA ;
- Dans d'autres situations où un compteur SMART ne peut être placé : lorsque l'ampérage dépasse les 100 A, pour les raccordements semi-directs.

La courbe de charge des compteurs AMR est télé-relevée tous les jours (avec les données de la veille). Ces données détaillées sont utilisées dans le marché et permettent au GRD d'avoir une vue détaillée sur le profil du client. Mise à part la relève des index, aucune autre opération à distance n'est possible.

Les **compteurs classiques** mécaniques sont présents chez les clients raccordés en BT avec une puissance de raccordement inférieure à 56 kVA. Ces compteurs sont relevés une fois par an sur place par un releveur, suivant un ou deux registres (HI – jour et LO – nuit et weekend) selon la configuration du compteur.

Ces informations annuelles sont très peu précises. Elles permettent au GRD de faire des estimations grâce à des profils théoriques. Ces profilages donnent généralement de bons résultats au niveau agrégé mais pas au niveau individuel. De plus, il n’y a aucun moyen d’appréhender les changements de comportement global au court d’une période (par exemple suite à une crise).

Les compteurs classiques électroniques sont des compteurs qui ont été placés chez les prosumers raccordés en BT avec une puissance de raccordement inférieure à 56kVA. Ces compteurs sont bidirectionnels et permettent donc de mesurer les flux entrants et sortants. Ces compteurs sont considérés dans les processus du GRD et les processus marché comme des compteurs classiques, avec une relève manuelle par an.

Les **compteurs intelligents** visent à remplacer les compteurs classiques.

Ces compteurs peuvent être télé-relevés tous les jours (pour récupérer les données de la veille). Ces compteurs sont bidirectionnels et peuvent enregistrer des données à différents niveaux de granularité (mois, jour, quart d’heure). Ces données détaillées sont utilisées dans le marché et permettent au GRD d’avoir une vue détaillée sur le profil du client.

À Bruxelles, il n’est malheureusement pas systématiquement possible pour le GRD d’avoir accès à la courbe de charge du client. En effet, l’ordonnance électricité actuelle exige un consentement du client pour activer la fonction communicante de son compteur. Sans ce consentement, la lecture à distance des données détaillées n’est pas permise. Le compteur intelligent est alors considéré comme un compteur classique dans les processus du GRD et les processus de marché, avec une relève manuelle par an et toutes les limitations que cela implique. Pour certaines niches de clients (prosumers, clients avec une borne de recharge EV,...), le consentement est obligatoire et devient donc implicite, mais encore faut-il que le GRD connaisse les clients faisant partie de ces niches.

| Segments | | Consentement à la lecture |
|----------|---|---------------------------|
| 1 | Raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet d'une rénovation importante (DEE) | |
| 2 | Remplacement pour raison de défaillance technique ou vétusté | |
| 3 | Prosumers | Implicite |
| 4 | Modification de la puissance (déforçement/renforcement) | |
| 5 | Points de recharge pour véhicules électriques (VE) | Implicite |
| 6 | Partage d'électricité | Implicite |
| 7 | Clients de services de flexibilité ou d'agrégation | Implicite |
| 8 | Stockage d'électricité | Implicite |
| 9 | Consommations importantes (> 6 MWh) | |
| 10 | Pompes à chaleur | |
| 11 | Demandes de clients | |

Tableau 3 : Niches de clients pour les compteurs intelligents

Le compteur intelligent permet également au GRD de relever des données sur l’état du réseau, notamment les valeurs de tension par phase. La récupération de ces données techniques n’est pas soumise au consentement du client.

En plus de la relève, il est aussi possible d’agir à distance sur l’organe de coupure intégré au compteur et ainsi mettre en service, mettre hors service ou moduler la puissance du compteur à distance.

L’accès aux données détaillées du compteur intelligent est déterminant pour le GRD aussi bien en terme d’observabilité de son réseau que d’influence sur le comportement des clients au travers notamment de tarifs gridfee incitatifs. Parallèlement, l’accès aux données détaillées par le client (en direct ou au travers du marché) est déterminant pour qu’il prenne conscience de ses flux d’énergie et qu’il vise un comportement respectueux vis à vis du réseau.

Plus d’informations sur les projets de déploiement des compteurs intelligents et de développement des fonctionnalités de ces compteurs se trouvent respectivement au § 4.4.2.1 et au § 4.4.2.2.

4.4.1.2 Assets client

La connaissance des assets électriques chez le client est un atout pour le GRD car il permet de mieux évaluer les profils des clients et de faire de meilleures prévisions. Ceci est d'autant plus vrai que le GRD n'a pas accès à la courbe de charge de tous les clients (principe du consentement préjudiciable dans ce cas). Dans la version actuelle de l'ordonnance, la connaissance de ces assets va permettre au GRD de considérer le client comme faisant partie d'une niche prioritaire liée à la transition énergétique, il pourra alors placer un compteur intelligent et accéder aux données détaillées des flux d'énergie du client.

Les clients **prosumers** sont aujourd'hui incités à se déclarer auprès du GRD pour compléter leur certification leur permettant d'obtenir leurs certificats verts. Il faut cependant être prudent à ce qu'ils le fassent le plus vite possible (notamment pour informer les acteurs de marché, données utiles pour leurs prévisions) et qu'ils aient toujours intérêt à le faire même si le mécanisme de soutien aux productions locales évolue.

Pour ces clients, en plus de la présence d'une ou plusieurs unités de production, le GRD aura intérêt à récolter certaines données techniques comme le type de production, la puissance de production, la puissance de l'onduleur, etc. et ce, pour chaque unité de production sur le point de raccordement. Le GRD doit également savoir si cette unité de production est couplée à une unité de stockage, et le cas échéant devra récolter les données techniques liées à cette unité comme la puissance, la capacité, etc.

Une **unité de stockage**, même non liée à une unité de production, doit être conforme aux prescriptions techniques du GRD et déclarée au GRD.

Les clients ayant une **borne de recharge** devraient se déclarer auprès du GRD. Le GRD pourra alors récolter certaines données techniques comme, le nombre de points de charge, la puissance, la bidirectionnalité, etc.

La connaissance d'autres assets comme les pompes à chaleur, les boilers électriques (flexibles ou non) et même des système de gestion de type (Home) Energy Management System pourraient être tout aussi utiles pour le GRD.

Dans tous les cas, ce sont des données de l'installation intérieure du client fournies par le client (ou par une partie intermédiaire). Il faut donc rester réaliste sur les ambitions de complétude et de qualité de ces données, d'autant plus lorsqu'elles évoluent au cours du temps.

Les ambitions de Sibelga concernant les assets clients sont décrites au § 0.

4.4.2 Projets ou études retenus pour la roadmap

4.4.2.1 Déploiement de compteurs intelligents

Sibelga déploie des compteurs intelligents dans le cadre légal et selon les niches définies dans l'ordonnance. Sibelga a détaillé le plan de déploiement dans une note adressée au Gouvernement bruxellois.

Sibelga activera la lecture à distance de la courbe de charge pour les compteurs des clients ayant donné leur consentement (volontaire ou implicite). Ces données de comptage et les données techniques de tous les compteurs intelligents placés pourront dès lors être utilisées pour concevoir et alimenter les nouvelles fonctionnalités du smartgrid.

Il est important de noter que lors de la période tarifaire 2025-2029, il y aura progressivement de plus en plus de compteurs intelligents mais nous vivrons toujours avec un mix de compteurs de différents types.

Ce projet est en partie dépendant de la connaissance des assets clients.

Ce projet est un prérequis pour les projets liés aux nouveaux services de marché en BT, les nouveaux tarifs gridfee et la conscientisation des clients et les projets liés à l'estimateur d'état, des prévisions en BT et des actions à mener par le GRD pour éviter les congestions. Nous pouvons donc considérer ce projet comme une brique de base du smartgrid. Le déploiement des compteurs intelligents ne doit cependant pas nécessairement être complet pour développer les fonctionnalités du smart grid.

4.4.2.2 Activation des fonctionnalités du compteur intelligent

Pour des raisons pratiques et organisationnelles, Sibelga va déployer les fonctionnalités du compteur intelligent par étapes.

Tous les compteurs intelligents placés sur le terrain sont connectés à un système d'acquisition qui rapatrie les données techniques (notamment la tension).

Dans un premier temps, la communication des données de comptage a été activée sur les compteurs faisant partie d'une niche à consentement à la lecture obligatoire. Cette première étape a permis de récolter les données des clients concernés pour des analyses concernant le réseau et les prochains tarifs. Cette fonctionnalité est activée depuis début 2023.

Dans un deuxième temps, Sibelga a travaillé sur la récolte du consentement à la lecture pour les clients des autres niches. Une application mobile permet au client muni d'un compteur intelligent d'une part de donner et de retirer son consentement à la lecture et d'autre part de visualiser ses données (cf. § 4.4.2.5). Cette fonctionnalité sera disponible en 2024.

Dans un troisième temps, les données détaillées récoltées sur les compteurs intelligents pourront être utilisées dans le marché de la fourniture. Le système d'acquisition sera alors intégré au système marché (en tenant compte des différents types de niches et des consentements à la lecture). Pour le compteur communicant, les fournisseurs pourront sélectionner le régime de comptage, en accord avec leur client :

- Régime 1 : volumes mensuels ;
- Régime 3 : données quart horaires et volumes mensuels.

Dans les deux cas, le fournisseur pourra proposer à son client une facturation mensuelle réelle (plutôt qu'une facturation mensuelle basée sur des acomptes fixes) puisqu'il aura accès à un détail mensuel. Ces fonctionnalités sont disponibles début 2025. En association avec de nouveaux tarifs gridfee incitatifs, le comportement du client pourra être influencé pour qu'il soit moins impactant pour le réseau et le système électrique.

Enfin, Sibelga déploiera les processus d'actions à distance (ouverture, fermeture et adaptations de la puissance). Ces fonctionnalités devraient être disponibles d'ici 2028.

4.4.2.3 Assets Behind The Meter

Sibelga décrira en 2024 les besoins liés aux assets clients (ou *Assets Behind The Meter*).

Sibelga va également décrire tous les canaux potentiels de récolte de ces informations (fournies par le client ou d'autres acteurs ayant cette information comme les installateurs, les acteurs de marché,...).

Sibelga décrira alors une architecture cible et des processus pour la gestion de ce registre de données techniques qui s'ajouteront aux données techniques actuellement gérées par Sibelga sur les points de raccordements.

Les données de production, de stockage et de bornes de recharge sont actuellement gérées dans un système qui n'est pas automatiquement intégré aux systèmes utilisés pour le réseau d'une part et pour le marché d'autre part. Il conviendra donc de déterminer si un nouveau système et/ou une intégration devra être prévue dans les prochaines années, ce qui impliquera probablement un projet d'implémentation durant la prochaine période tarifaire.

Ce projet est utile pour le déploiement et l'activation de la lecture de compteurs intelligents pour certaines niches. Ces informations viendront également alimenter l'estimateur d'état, les prévisions et la planification de nos investissements à court ou à plus long terme.

4.4.2.4 Etude EMS

Sibelga conduira dans le courant de l'année 2024 une étude concernant les EMS (Energy Management System) pour mieux comprendre quelles solutions existent actuellement sur le marché, les réglages de ces solutions et l'influence de ce type de solutions sur les comportements des clients.

Sibelga prévoit de réaliser les études et les POC suivants sur les « systèmes EMS » :

- Etudes et veille technologique continues sur les différents « système EMS » disponibles sur le marché belge [« système EMS » correspond à l'ensemble des solutions permettant une meilleure utilisation énergétique des logements et des bâtiments (HEMS, EMS, BESS, Load Balancing, Assets client avec système EMS embarqué, etc.)];
- Réalisation de tests sur un panel de systèmes HEMS (Home Energy Management System) avec un focus particulier sur leur capacité à interpréter les données fournies par le port P1 des compteurs intelligents [« HEMS » correspond aux solutions destinées aux URD BT – YMR];
- Réalisation de tests sur un panel de systèmes EMS (Energy Management System) avec un focus particulier sur leur capacité d'interpréter les données fournies par le port A1 des compteurs AMR nouvelle génération [« EMS » correspond aux solutions destinées aux URD – AMR];
- Réalisation d'un POC sur des Dongles pilotés par Sibelga pour étudier leur capacité à interagir avec des Assets Clients et des « systèmes EMS » dans le cadre de simulations de congestion réseau (consommation & production);
- Réalisation d'un POC sur un panel de systèmes EMS pour étudier leur capacité à interagir avec des ordres de limitation émis par Sibelga dans le cadre de simulation de congestion réseau (consommation & production);
- Etudes et tests sur les capacités des « systèmes EMS » à améliorer le Power Quality d'une part dans le réseau de distribution et d'autre part dans les installations clients (plage de tension, déséquilibre de charges, etc.).

4.4.2.5 Data sharing : données vers les clients

En mi 2024, Sibelga va mettre en place une application pour les clients munis d'un compteur intelligent ou d'un compteur classique leur permettant d'accéder à leurs données de comptage. Les clients munis d'un compteur intelligent et ayant donné leur consentement pour activer la communication du compteur pourront visualiser leurs données de comptage avec une granularité quart horaire.

Ce projet dépend en partie du projet de déploiement des compteurs intelligents.

Ce projet va participer aux actions de conscientisation des clients.

Dans une seconde phase du projet, d'autres données pertinentes pour les clients pourraient aussi lui être transmises (données techniques, données contractuelles,...).

4.4.2.6 Joint Outage Planning Agent

Au sein de Synergrid, un projet de gestion commune des grosses unités de production (type B et C) est planifiée pour fin 2025.

En accord avec les dispositions européennes, ce projet vise à donner plus de visibilité aux gestionnaires de réseau sur le comportement de ces grosses unités de production décentralisées. Le Planning Agent désigné par le client pourra renseigner les moments d'indisponibilités de son/ses unité(s) de production (planifiées ou non planifiées) et à terme y indiquer un plan de production (*Scheduling*). Ces unités pourront alors aussi à terme (pas prévu dans un premier temps), dans la mesure du possible (dépend du type de production) offrir des bids pour résoudre des congestions sur le réseau de transport.

Un outil commun sera mis en œuvre par Elia et les différents GRD du pays.

Une fois en place, cette source de données servira à nos outils de prévisions.

4.4.2.7 Analyse des comportements des clients

Sur base des courbes de charge transmises par les compteurs intelligents et des assets derrière le compteur, il sera utile de faire des analyses afin de mieux comprendre les comportements de consommation et d'estimer le potentiel de flexibilité de ces nouveaux usages et servira au dimensionnement des réseaux basse tension. Ces analyses seront

basées sur un échantillon de données anonymisées et feront appel aux techniques de l'intelligence artificielle. Ce projet ne pourra débuter que quand Sibelga sera autorisé à rapatrier les courbes de charges des clients.

Ce projet peut être vu comme un apprentissage continu sur plusieurs années avec un démarrage en 2024.

4.5 Bloc 5 : Estimateur d'état, profils de prévision J+1/J+7

4.5.1 Description et état des lieux

4.5.1.1 Estimateur d'état

Un estimateur d'état est un logiciel qui se greffe sur le DMS et qui permet de calculer les paramètres électriques en tout point du réseau à partir des mesures disponibles, des profils de charge préenregistrés et des données de comptages (en particulier des clients HT). L'utilisation des mesures pour les calculs nécessite un traitement préalable car il faut neutraliser l'impact des reports de charge de courte durée dans le cadre des manœuvres. Il sera donc nécessaire de construire une passerelle entre « le monde du comptage » et le « monde temps réel ». La forme précise que devra avoir cette passerelle n'est pas encore définie. L'estimateur d'état est un outil temps réel qui permet de détecter les congestions à tout endroit du réseau quand elles surviennent. Il sera d'abord implémenté en HT jusqu'aux transformateurs (compris) et sera ensuite étendu à la BT.

Pour la HT, le DMS utilisé par Sibelga comprend un module de calcul de réseau.

Il n'est pas prévu de faire tourner en permanence l'estimateur d'état pour le réseau BT. Il ne sera utilisé que là où des risques sont supposés en fonction du nombre d'installations et de la longueur du réseau.

4.5.1.2 Prévision court terme

Il faudra disposer d'un outil qui permette de faire des prévisions à court terme, de quelques heures à quelques jours maximum. En effet, l'envoi au marché et aux utilisateurs d'information sur l'état du réseau doit se faire à l'avance de manière à laisser aux acteurs le temps d'adapter leur programme (tarifs dynamiques, activation d'applications flexibles – cf. flexibilité implicite au § 4.6.1.2).

Le logiciel extrapolera la situation courante basée sur la topologie, les profils préenregistrés et les mesures et éventuellement des données de comptage en y intégrant l'évolution à court terme attendue dépendant :

- Des manœuvres prévues dans le réseau ;
- Des conditions météo, température et ensoleillement ;
- Des données du marché : programmes de pilotage des charges et plans tarifaires des acteurs de marché.

4.5.1.3 Identification des congestions

Les congestions sont des situations dans lesquelles la limite technique d'exploitation en sécurité d'un asset est franchie ou qu'un paramètre de qualité de tension définie par la norme EN50160 n'est pas respecté.

La limite technique pour un asset est surtout l'échauffement parce qu'il provoque un vieillissement accéléré. Or, en général, le monitoring ne mesure pas directement la température, mais uniquement le courant ou la puissance. Il existe des tables qui donnent le courant maximum admissible d'un câble dans des conditions de pose normalisée en régime permanent, en régime cyclique et en régime cyclique de secours. Dans ce dernier régime, le courant admissible sera le plus élevé car on considère que ce régime ne sera d'application que pendant 1 jour ou 2 maximum. La température ambiante aura aussi une influence. Pour les câbles, vu leur enfouissement, on néglige en général ce paramètre. On tient cependant compte de la proximité d'autres câbles dont l'échauffement mutuel réduit l'ampacité (intensité maximale que le câble peut supporter) de l'ensemble.

Pour les câbles BT, le critère de courant sera le facteur limitant dans les réseaux courts alors que ce sera la tension dans les réseaux longs. Effectivement sur un câble assez long, la tension atteindra en bout de réseau les valeurs extrêmes admissibles ($U_{nom} \pm 10\%$) avant que le courant maximum admissible ne soit atteint à la source. Si le câble est court, c'est l'inverse qui se passe. Dans un réseau dense comme Bruxelles où les câbles BT ont une longueur moyenne de 170m¹, la saturation en courant est plus probable que la saturation en tension. Néanmoins cette moyenne cache des disparités importantes. Un pourcentage élevé de câbles alimente des ensembles de comptages au départ d'une cabine placée dans l'immeuble même. À l'autre extrême, dans des quartiers résidentiels aérés que l'on trouve dans les communes périphériques, la longueur des câbles BT peut atteindre et dépasser 500 m jusqu'à 1000 m. Dans ces quartiers, le paramètre tension est clairement à surveiller.

La fréquence de la congestion et sa nature, structurelle ou occasionnelle, sont les aspects les plus déterminants pour le choix de la solution à apporter. Dans le premier cas la solution sera du type investissement, dans le second, la solution peut être apportée par le smartgrid. Les solutions sont décrites au § 4.2.

¹ 4236km câble BT/(3063cabines*8 départs) = 170m,

La congestion se caractérisera par 3 paramètres, l'asset du réseau où elle survient, le critère dépassé (courant ou tension) et la cause (excès de production / excès de consommation). Le Tableau 4 reprend l'ensemble des combinaisons possible de ces 3 paramètres. La probabilité de survenance d'une congestion est indiquée par les « + ».

| | Courant | | Tension | |
|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
| | Excès de consommation | Excès de production | Excès de consommation | Excès de production |
| Poste de fourniture | ++ | | | |
| Câble HT | | | | |
| Cabine transfo | ++ | | | |
| Câble BT | + | + | ++ | ++ |

Tableau 4 : Type de congestion attendue par asset réseau, critère (courant/tension) et cause (excès de consommation/production)

Comme expliqué plus haut, la charge moyenne des câbles BT est plus faible que celle des transformateurs. Une cabine de transformation alimente une zone en général assez homogène du point de vue socio-économique. On peut s'attendre à ce que la répartition des nouveaux usages (PV, PAC, VE) soit relativement identique sur tous les câbles en aval d'une cabine de transformation HT/BT. Or comme la somme de la capacité de transport des câbles BT est supérieure à la puissance du transformateur, il est vraisemblable que la congestion se produira d'abord au niveau du transformateur. En conclusion, c'est surtout le transformateur qui devra être monitoré en temps réel et c'est sur celui-ci qu'il faut concentrer les efforts d'observation des congestions et les algorithmes de prévision.

Ceci n'est vrai qu'en moyenne, il faudra surveiller en particulier les situations suivantes :

- Les quelques pourcents des câbles ou des transformateurs dont la pointe dépasse 70% de la capacité ;
- Les cas où le réseau est dans un état dégradé suite à des manœuvres ;
- Les fortes concentrations de nouveaux usages dans un quartier par exemple des véhicules électriques ;
- Le pilotage de charges concentrées géographiquement par les acteurs de marché (FSP, BRP) ;
- Les demi-boucles de longueur supérieures à 200m.

Sibelga dispose des moyens de détection suivants :

En haute tension

Les congestions en haute tension (courant ou tension) sont immédiatement détectées au niveau du poste de fourniture grâce aux télémesures systématiques et aux alertes configurées sur ces mesures. Par contre la détection n'est pas systématique en aval sur les feeders, mais les risques sont considérés comme faibles

Le programme visant à monitorer l'ensemble des transformateurs des cabines réseau a été décrit au § 4.1.2.2 et permettra de détecter des congestions au niveau des transformateurs.

En basse tension

Avec le développement de la production décentralisée, la tension peut devenir un vrai problème, surtout dans des réseaux longs. En effet, avant l'avènement de la production décentralisée, la tension avait un profil monotone décroissant depuis le transformateur jusqu'en extrémité de réseau ; la tension en bout de ligne dépendant de 4 paramètres, la tension à la sortie du transformateur, la longueur du réseau, la section du câble et donc sa résistivité et la répartition de la charge sur la ligne. L'usage était donc de régler la tension en sortie de transformateur à $230\text{ V} + x\%$, de manière à garantir en bout de ligne toujours $230\text{ V} - y\%$, avec x et $y < 10$ et souvent même à 6. En général, la règle est de fixer la tension de sortie du transformateur aux environs de 238 V. Avec la production décentralisée, le profil de la tension n'est plus monotone décroissant, il y a des remontées de tension là où il y a des injections de puissance. Si la tension à la sortie du transformateur est fixe, le réglage à $230\text{ V} + x\%$ risque de mener à un dépassement de la limite maximum quand la consommation est faible et la production élevée, typiquement en cours d'après-midi quand les gens sont absents. La conséquence est le déclenchement des onduleurs à 253 V et la perte de production associée.

La première étape sera pour Sibelga de détecter les situations à risques, avec les moyens développés plus haut : l'amélioration du monitoring de la tension, la modélisation des productions décentralisées ainsi que les outils de calcul réseau permettront de les identifier.

Aujourd'hui Sibelga dispose de deux moyens de régulation de la tension ; à savoir :

1. Les transformateurs HT/BT sont équipés d'une molette de réglage de tension à 7 positions. Chaque position correspond à environ 4 V. Il s'agit d'un réglage manuel qui ne peut être manipulé que hors tension. Il n'est pas envisageable d'aller changer ce réglage régulièrement. Il était d'usage de régler la tension du transformateur à vide à 238 V au niveau de la cabine. Cette tension, supérieure à la norme de 230 V permettait ainsi de disposer d'une marge plus grande pour contrer les chutes de tension et garantir ainsi qu'en bout de réseau la valeur minimum de 207 V ne soit jamais atteinte.
2. Les transformateurs HT/HT appartenant à Elia sont équipés d'un réglage en charge (OLTP pour On Load Tap Changer) à 15 positions. Ces régulateurs sont configurés pour garantir une tension stable sur le jeu de barre du poste.

Le réglage de la tension est devenu un réel enjeu et Sibelga a démarré plusieurs études ou projets.

4.5.2 Projets ou études retenus pour la roadmap

4.5.2.1 Estimateur d'état HT

À la fin de l'année 2025 ou début 2026, l'estimateur d'état sera enrichi des données de profils de charge de transformateurs et des données de comptage des clients HT. Ensuite le système sera entraîné. C'est un outil complexe qui demande une montée en compétence progressive avant d'être bien maîtrisé.

4.5.2.2 Prévision HT

Un des projets de la roadmap sera de définir les fonctionnalités d'un outil pour réaliser des prévisions à court-terme comme décrit au § 4.5.1.2.

Ce projet comporte deux volets :

1. L'algorithme proprement dit, qui devra être autoapprenant. C'est-à-dire que les prévisions sont confrontées au fur et à mesure à la réalité (pour autant que cette réalité n'ait pas été influencée par des actions de mitigation prise par le GRD) de manière à affiner les paramètres. Cet aspect n'est pas forcément le plus complexe. Il existe sur le marché d'innombrables algorithmes de prévision.
2. L'architecture IT et le niveau d'intégration avec le DMS. Des décisions structurantes devront être prises. Un outil parfaitement intégré au DMS sera plus complexe à implémenter mais sans doute plus simple à l'usage.

Ce projet sera initié après l'estimateur d'état HT

4.5.2.3 Estimateur d'état BT

Pour la BT, il y a d'abord lieu d'évaluer si un estimateur d'état est nécessaire. En effet, l'estimateur HT calculera jusqu'à la charge des transformateurs HT/BT. En appliquant au résultat l'algorithme de ventilation des charges entre les câbles et en utilisant les informations de tension des compteurs intelligents, l'information sur le réseau BT sera sans doute suffisante. Si un estimateur d'état pour la BT est quand même requis, une étude doit être menée pour greffer un estimateur d'état sur son DMS. Cela pourrait être un module proposé par le même fournisseur que le SCADA-DMS ou bien un module développé par un autre partenaire mais interfacé avec lui. Cette étude sera entreprise à partir de 2027.

Ce projet est lié au déploiement des compteurs intelligents, plus il est avancé, plus les modèles seront précis. Cependant, il n'est pas nécessaire d'avoir un déploiement complet pour obtenir des résultats utilisables.

4.5.2.4 Préviation BT

A priori, il s'agira du même logiciel que pour la HT. Les outils de prévisions utilisé en HT seront petit à petit étendus à la basse tension.

4.6 Bloc 6 : Gestion des congestions courant et tension

4.6.1 Description et état des lieux

Grâce à son estimateur d'état et à ses prévisions, Sibelga pourra prévoir et/ou observer des risques de congestions. En fonction du type de congestions, différentes solutions sont imaginables, le GRD a intérêt à analyser et à implémenter un éventail de solutions adaptées aux différentes situations.

Ces moyens d'action dont disposent le GRD peuvent être segmenter en 2 catégories : manœuvre sur le réseau lui-même ou manœuvre chez les clients (en direct ou au travers du marché).

4.6.1.1 Moyens d'action sur le réseau

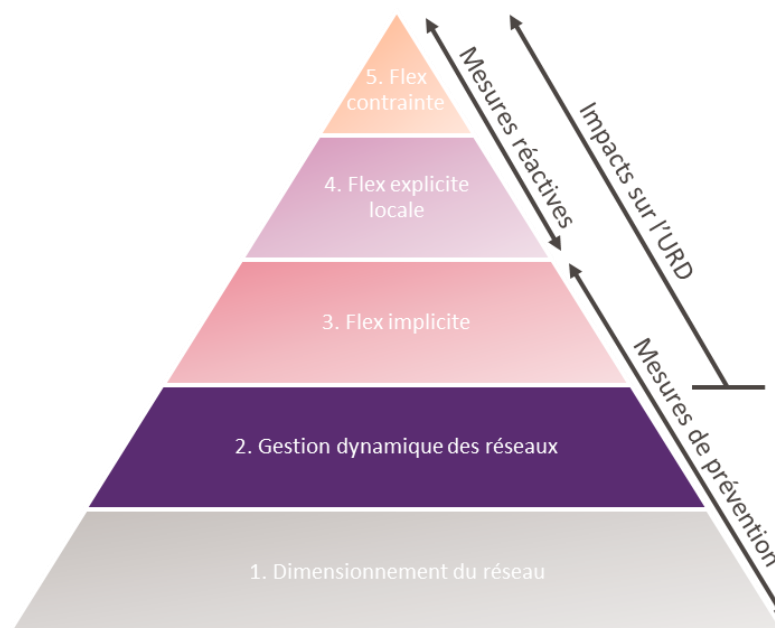


Figure 38 : Moyens d'actions sur le réseau

Moyens de prévention des congestions en tension et en courant

Le tableau suivant synthétise les moyens activables par le GRD, selon la zone où se produit la congestion.

| Zone problématique | Localisation de la congestion | Gestion de la congestion en tension | Gestion de la congestion en courant |
|---|--|---|---|
| Problème local au niveau de la basse tension | Départ BT | Equilibrage des clients BT entre phases | Equilibrage des clients BT entre phases |
| | | Régulateur de tension de ligne | |
| | | Compensateur de neutre | |
| | Plusieurs départs BT en aval d'une cabine réseau | Transformateur régulateur en charge | / |
| Problème global au niveau de la basse tension | Plusieurs départs répartis en aval de différentes cabines réseau | Compounding | / |
| Problème local au niveau de la haute tension | Départ HT | Redispatching des flux | |
| Problème global au niveau de la haute tension | Différents départs HT | Modulation injection ou prélèvement IPD de type B | |
| | | Compounding | / |

Tableau 5 : Moyens de prévention d'une congestion en courant et en tension

Différents moyens de réglages sont disponibles ou vont être étudiés :

Equilibrage des clients BT entre phases

A ce stade, Sibelga ne dispose pas d'une vue quant à la répartition des phases sur lesquelles les URDs monophasés sont raccordés sur le réseau basse tension. EN effet, le choix de la phase sur laquelle un nouvel URD est raccordé est basé sur le reste de la division par 3 du numéro d'immeuble ou du numéro d'appartement/étage. Prenons l'exemple d'un raccordement d'une maison unifamiliale située au numéro 41. La division de $41 / 3 = 13 + \text{reste } 2$. Sur un réseau 3X230 V, cette maison sera raccordée entre les phases 2 & 3, et sur un réseau 3X400 V+N sera raccordée entre la phase 2 et le neutre.

Jusqu'à présent, cette méthode a fait ces preuves et permet de maintenir une charge équilibrée entre les différentes phases des réseaux basse tension. Toutefois, l'arrivée des nouveaux usages (surtout l'impact des charges/productions monophasé(e)s), tels que la recharge d'un véhicule électrique en 16A ou 32A ou l'injection d'une installation photovoltaïque de 5 kVA durant de longues durées peuvent déséquilibrer les réseaux basse tension. Ceci est d'autant plus vrai que les réseaux 3X400 V+N ont une sensibilité accrue aux déséquilibres par rapport aux réseaux exploités en 3X230V. En effet :

Sur un réseau 3X400 V+N (tension phase-phase de 400 V et tension phase-neutre de 230 V):

- Le courant qui circulera dans une phase avec une charge monophasée sera **3 fois** supérieur au courant qui passera dans la même phase avec une charge triphasée équilibrée;
- La chute de tension et les pertes générées seront **6 fois** plus importantes entre l'utilisation d'une charge monophasée et d'une charge triphasée pour une même puissance.

Sur un réseau 3X230 V (tension phase-phase de 230 V):

- Le courant qui circulera dans une phase avec une charge monophasée sera **1,73 fois** supérieur au courant qui passera dans la même phase avec une charge triphasée ;
- La chute de tension et les pertes générées seront **2 fois** plus importantes entre l'utilisation d'une charge monophasée et d'une charge triphasée pour une même puissance.

L'accroissement du nombre d'applications monophasées ainsi qu'une évolution des réseaux basse tension vers une tension d'exploitation de 3X400V+N tend à favoriser les déséquilibres de charge. Ce déséquilibre réduit la capacité d'accueil du réseau et peut mener à des congestions locales à l'échelle d'un départ basse tension.

En vue d'équilibrer la charge/production sur les trois phases du réseau, il est nécessaire de pouvoir identifier les phases sur lesquelles sont raccordés les URDs monophasés pour ensuite changer la ou les phases auxquelles les URD sont connectés.

Compensateur de neutre

Lorsqu'une charge monophasée est connectée au réseau basse tension (entre une phase et le neutre), le point neutre se déplace et engendre un déséquilibre de la tension entre phase et neutre comme le montre l'image ci-dessous :

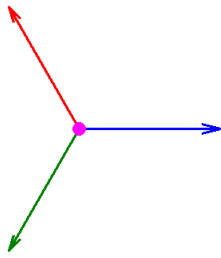


Figure 40 - Tensions triphasées équilibrées

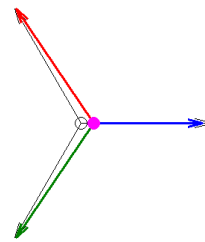


Figure 39 - Déplacement du point neutre causé par une charge monophasée

Pour résoudre ces problèmes de déséquilibre de tension au niveau d'un départ basse tension, on peut envisager l'utilisation d'un autotransformateur triphasé dont les enroulements sont raccordés en *zigzag* (également appelé transformateur *zigzag*) qui agit comme compensateur de neutre. Comme le courant I se divise en trois courants égaux $I/3$ dans les enroulements du transformateur, le point neutre ne se déplace pas et les tensions ligne à neutre sur chaque phase restent équilibrées tel que présenté sur le schéma ci-dessous :

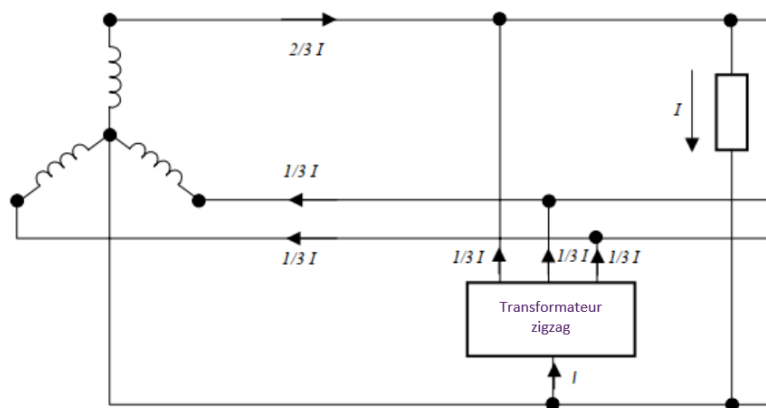


Figure 41 - Schéma de principe d'un transformateur zigzag

Régulateur de tension en ligne

La solution la plus ancienne est le régulateur de tension en ligne. Cette technique est opérationnelle depuis des dizaines d'années dans les réseaux aériens. Il s'agit d'une sorte d'autotransformateur que l'on place en milieu de ligne et qui régule la tension aval. Elle a historiquement toujours été utilisée pour relever la tension en fin de ligne afin de compenser les chutes de tension. Des essais ont été faits avec des appareils légèrement modifiés pour pouvoir agir dans les 2 sens, abaisser ou relever la tension aval. Cette solution doit être appliquée sur chaque départ BT et ne fonctionne que si le profil de charge est assez équilibré sur les 3 phases car la régulation est identique pour les 3 phases. Dans des réseaux urbains, en souterrain de surcroît, il est difficile de trouver un emplacement en vue de placer ce régulateur.

Transformateur régulateur en charge

La 2^{ème} solution est le transformateur avec régulation en charge. Les transformateurs ordinaires ne disposent que d'un moyen de réglage manuel. Le réglage se fait une fois pour toute en général lors de la mise en service. La modification du réglage ne peut se faire qu'hors tension. L'appareil n'est pas capable de compenser les fluctuations de tension qui se produisent en cours de journée. Depuis quelques années des constructeurs ont mis sur le marché des transformateurs avec réglage en charge. La régulation se fait sur base d'une mesure locale de la tension ce qui n'est pas forcément adapté. Idéalement, il faudrait une information sur la tension en bout de réseau comme variable d'entrée du régulateur. Ces appareils sont encore chers et encombrants, mais la technologie évolue. Sibelga n'a pas encore installé ce type d'appareil. Si nécessaire en fonction des besoins et d'une analyse technico-économique à mettre en balance avec d'autres moyens, des tests et des pilotes seront réalisés. Sibelga se tiendra également au courant des retours d'expérience d'autres GRD. Comme mentionné précédemment, un grand nombre de cabines réseau disposent de deux tensions de sortie, ce qui complique la consigne de tension à appliquer en sortie du secondaire.

Compounding

La régulation peut aussi se faire au niveau du transformateur du point d'interconnexion. Les transformateurs HT/HT, soit 150/11 KV ou 36/11 KV à Bruxelles, sont équipés d'une régulation en charge. La régulation fonctionne de manière à garantir une tension de consigne fixe sur le jeu de barre du poste. À Bruxelles, elle est fixée à en général à 11400V. L'idée serait de faire varier la consigne C en fonction de la puissance P délivrée par le transformateur. Quand la puissance est très faible, signe de faible consommation et production élevée, la consigne serait abaissée. Lorsque la puissance est élevée, la consigne pourrait être relevée. Cette variation de consigne au niveau du poste se répercute dans toutes les cabines en aval dont le réglage est fixe comme on l'a vu plus haut. Si on abaisse la consigne au niveau du poste de 3% soit 330 V, au niveau de la cabine, la tension de sortie passera de 238 à 231.5 V environ et augmente d'autant la réserve pour faire face à des augmentations de tension sur le câble. Cette méthode est la plus simple à mettre en œuvre et la moins coûteuse. Elle présente quelques difficultés :

1. Établir la fonction $C = f(P)$. Cela peut se faire par simulation ou par calcul.
2. Elle donnera des bons résultats si toutes les cabines en aval ont grosso modo le même comportement. Une cabine (par exemple client) qui héberge peu de productions mais qui alimente des systèmes de climatisation pourrait connaître des problèmes de sous tension plus aigus. Il faudra donc analyser le profil de charge de toutes les cabines avant de l'implémenter.
3. Enfin, il faudra être attentif à tenir compte de la consigne en vigueur au poste au moment où on fait le réglage initial d'un transformateur dans une cabine réseau. L'instruction à donner au personnel sera plus complexe.

Redispatching des flux

La marge de manœuvre pour redispatcher des flux d'énergie par le déplacement des points de coupures dans le réseau pour alléger l'asset en surcharge est assez limitée. En HT, les points de coupures des boucles sont placés à un optimum et il vaut mieux ne pas y toucher. En BT, il n'est pas possible de faire les manœuvres à distance. Cela ne pourra être fait que pour des longues périodes (plusieurs mois). Il ne s'agit donc pas réellement d'une action spécifique au réseau intelligent, mais une règle de bonne pratique pour positionner les points de bouclage de manière optimum pour la répartition des charges entre les câbles.

Pilotage du réactif

Si le point de fonctionnement sort des zones définies, le GRD a la responsabilité d'activer des moyens de réglage pour le ramener dans les zones autorisées. 2 types de moyens de réglages sont possibles :

1. Moyens du GRD

Le GRD peut investir lui-même dans des moyens de réglages : des batteries de condensateurs si le point de fonctionnement est très inductif, des selfs si le point est trop capacitif. Ces équipements peuvent être exploités soit de manière statique (enclenchés en permanence, éventuellement un régime été et un régime hiver) soit de manière dynamique avec une régulation et souvent une possibilité d'activation par gradins. Chez Sibelga, il n'y a pour le moment que des condensateurs exploités de manière statique.

2. Faire appel aux capacités de réglages des URD

Depuis toujours, les GRD font contribuer les URD connectés en HT en mesurant et en facturant l'énergie réactive au-delà d'un seuil qui est immunisé. Le principe est que si les URD respectent un $\cos \phi$ de 0,95, il sera facile pour le GRD de le respecter lui-même au point d'interconnexion. Cette manière de faire permet en général d'éviter que le point de fonctionnement ne soit trop inductif. Depuis quelques années avec le développement des productions décentralisées, il arrive de plus en plus que le point de fonctionnement soit trop capacitif. En effet, vue du poste de fourniture, la charge d'un feeder peut être très faible ou nulle si la production décentralisée compense la consommation. Or, un câble (surtout les câbles monopolaire XLPE) a une composante capacitive importante à vide. Les GRD sont donc confrontés au problème inverse de celui qu'ils connaissaient auparavant. Vu que les installations de production doivent disposer d'une capacité de réglage (voir prescription technique C10-11 annexe D.7), le GRD peut faire appel à celle-ci en particulier pour faire appel à un fonctionnement en mode inductif quand le point de fonctionnement est trop capacitif.

À Bruxelles, sur le réseau de Sibelga, le problème ne s'est pas encore vraiment posé.

4.6.1.2 Moyens d'action vers les clients et le marché

Pour diminuer le risque de congestion, Sibelga tentera par différents moyens d'influencer les clients à adopter un meilleur comportement pour le réseau (en direct ou au travers du marché).

Pour rappel, les actions au niveau du client (en direct ou au travers du marché) sont représentées sur les 3 étages supérieurs de la pyramide des actions du GRD pour gérer les congestions locales.

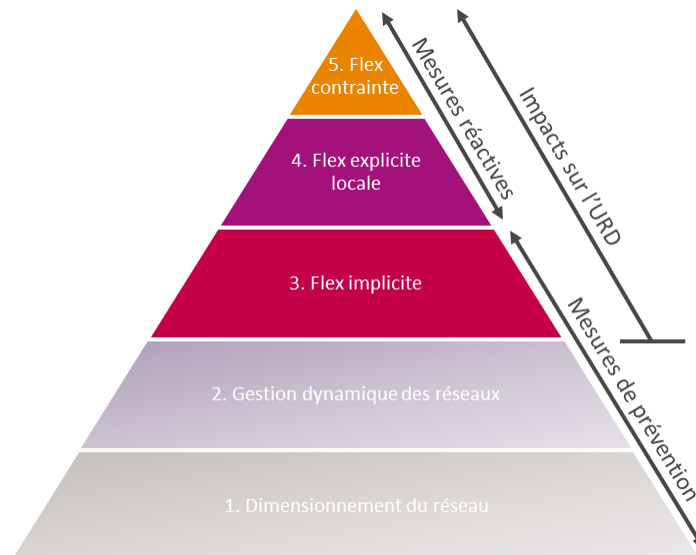


Figure 42 : Moyens d'actions vers les clients et le marché

Plus on monte dans la pyramide, plus les actions sont ciblées. Elles sont généralement plus contraignantes pour les clients mais amènent plus de garanties

Dans sa proposition tarifaire pour la période 2025-2029, Sibelga développera des tarifs visant à inciter les clients à déplacer leur consommation pour lisser leur courbe de charge.

Néanmoins, une structure tarifaire incitative n'écarte pas complètement le risque de congestion locale, le GRD doit donc pouvoir actionner des solutions plus ciblées chez les clients. Etant donnée la diversité des situations (topologie, profil d'URD, etc.), le GRD est amené à analyser, comparer et tester plusieurs moyens d'action. Le GRD aura probablement recours à une combinaison de solutions qu'il pourra actionner par étapes successives, de la moins contraignante à la plus contraignante pour le client (et probablement offrant le plus de garanties), jusqu'à ce que le risque de congestion soit écarté.

À ce stade, les pistes de solutions envisagées sont les suivantes :

- Flexibilité implicite
 - Signaux tarifaires gridfee incitatifs ;
 - Notifications du risque réseau vers les clients concernés ;
 - Traffic lights vers les acteurs de marché.
- Flexibilité explicite locale
 - Se procurer de la flexibilité locale auprès d'acteurs de marché via un système d'enchères ;
 - Limitations actionnées par le GRD chez les clients ayant conclu un contrat de raccordement flexible.
- Flexibilité contrainte
 - Limitations actionnées par le GRD chez les clients d'une zone congestionnée.

Il est trop tôt pour déterminer quelles solutions devront être implémentées à quelle échéance. L'enjeu du GRD pour les prochaines années sera d'analyser toutes ces solutions (et d'autres) et de tester celles qui apparaissent les plus pertinentes pour répondre à un maximum de questions et ainsi aider le régulateur à définir un cadre réglementaire adapté et juste.

Flexibilité implicite

La flexibilité implicite est probablement le moyen le plus simple à implémenter (et donc le moins coûteux) mais aussi celui qui offre le moins de garanties de réaction. C'est pour cela que l'on retrouve ce moyen en dessous des autres moyens dans la pyramide des actions du GRD. Conçu de manière intelligente, il pourrait cependant, avec un effort réduit, écarter la majorité des risques de congestion.

Le GRD pourra influencer le comportement du client grâce à des **signaux de prix au travers des tarifs gridfee**.

L'objectif sera de manière simple et générique de diffuser des signaux pour lisser les charges (et ainsi éviter d'accentuer les pointes lorsque cela peut être évité). Dans le même ordre d'idées, il faudra encourager à maximiser l'autoconsommation individuelle d'abord et collective locale ensuite.

Pour que les tarifs aient un impact, il faut qu'ils soient simples et connus à l'avance. Nous imaginons peu un système de tarification dynamique pour le gridfee mais plutôt des périodes pendant lesquelles la consommation devra être découragée. Comme dit plus haut, ces tarifs auront plus d'impact s'ils sont concordants avec (et même accentués par) les signaux de prix commodity, ce qui devrait être généralement le cas.

Dans la grande majorité des cas, les intérêts des acteurs de marché et des gestionnaires de réseau sont convergents. Dans de rares cas, la production décentralisée intermittente peut créer des situations où les intérêts divergent, par exemple en cas de très forte production du renouvelable au moment d'une pointe de consommation locale.

Pour éviter des problématiques de discriminations, les tarifs seront probablement identiques sur tout le territoire de la RBC.

Il faut donc bien comprendre qu'étant donné la simplicité, la définition ex-ante et l'homogénéité sur le territoire, ces incitants tarifaires pourront influencer le comportement des clients pour limiter la majorité des risques de congestion, la majorité du temps.

Le GRD devra être prudent aux changements de tranches horaire et prendre des mesures pour éviter une grande simultanéité au passage d'une tranche horaire haute vers une basse.

En plus des signaux tarifaires, on pourrait imaginer que le GRD prévienne la clientèle (de manière générale ou plus ciblée) quand un risque concret se présente pour favoriser à certains moments un changement de comportement. Ceci pourrait se présenter sous la forme d'un SMS ou d'une **notification** sur son application Sibelga la veille en précisant les heures concernées. Les avantages et inconvénients de ce système sont encore à analyser.

En marge des signaux vers les clients, il sera aussi possible d'émettre des signaux vers les acteurs de marché au travers de **traffic lights**.

Sibelga estime que les traffic lights sont un moyen simple et efficace de communiquer vers le marché le risque de congestion dans une zone.

Les traffic lights remplaceront progressivement les études réseau statiques (NFS) (conçues initialement pour la HT) faites actuellement pour analyser si une charge flexible en HT peut être acceptée ou non. Les NFS sont établies ex-ante dans le cadre de la procédure de préqualification et l'analyse se fait dans la configuration la plus défavorable. Avec la multiplication des applications flexibles disséminées à travers tous les réseaux et dont beaucoup seront raccordées en BT, il deviendra trop conservateur de faire l'analyse une fois pour toute dans la configuration la plus défavorable. Sibelga devra évoluer vers un système d'étude réseau dynamique, que l'on imagine journalier, et c'est ce qu'on appelle les traffic lights. Il permettra de mieux exploiter le potentiel de flexibilité sans mettre en danger le réseau car il tiendra compte de la configuration et de la charge du réseau à ce moment-là.

Dans un premier temps, les traffic lights seront définis au niveau de zones assez grandes. Un poste d'interconnexion, un feeder HT, un transformateur HT/BT. Plus on descend dans la topologie du réseau, plus le calcul devient complexe. Le calcul et la communication d'un traffic light au niveau d'un câble BT sera encore pour plusieurs années hors de portée des moyens de calcul disponibles (sauf dans des cas extrêmes comme des reports de charge lors de travaux) et sans doute peu utile pour les acteurs de marché.

Sibelga considère que trois niveaux seront sans doute nécessaires :

- **Vert** = aucun problème ;
- **Orange** = situation intermédiaire où les actions ne sont pas interdites mais limitées. Dans ce cas un maximum dans la zone sera imposé ;
- **Rouge** = zone congestionnée (prélèvement ou injection) - aucune action d'activation (voire d'incitation) ne peut être prise par les acteurs de marché dans ce sens.

Sibelga établira des critères pour chacun de ces niveaux de risque de congestion. Les traffic lights seront caractérisés par plusieurs paramètres : le sens (production ou consommation), le niveau de risque, l'asset visé, la granularité, la fréquence de rafraîchissement et l'horizon de temps.

Par définition, un traffic light doit pouvoir être communiqué au marché de manière anticipée. Donc pour l'établir, le GRD doit être capable de faire des prévisions entre quelques jours et quelques heures à l'avance. Afin de faire des prévisions réalistes sans marge de sécurité excessive, il importe que le GRD dispose de données disponibles sur l'état du réseau et de toutes les informations en possession des acteurs de marché : les contrats flexibles avec les URD (en ce compris le type d'asset flexible et la puissance flexible par direction), les contrats avec tarification dynamique, etc. En l'absence de ces informations, le GRD devra faire des hypothèses et envisagera le cas le plus défavorable.

Dans ce contexte, un optimum technico économique doit être trouvé. Surdimensionner le réseau afin qu'il n'y ait jamais de contraintes imposées aux acteurs commerciaux n'est pas optimum. À ce titre, on peut considérer que des traffic lights rouges « de temps en temps » sont un signe de bonne gestion. À l'inverse, si des limites sont imposées trop fréquemment, cela signifie que la capacité du réseau est insuffisante.

Flexibilité explicite locale

La flexibilité explicite consiste à l'envoi par le GRD d'une consigne à des URD (en direct ou au travers d'un acteur de marché) pour qu'ils adaptent leur prélèvement ou leur injection durant un laps de temps. Le GRD pourrait y faire appel pour gérer des congestions.

La flexibilité commerciale est une forme de flexibilité explicite consistant en la création d'un marché de flexibilité locale. Le GRD pourra alors constituer des réserves de flexibilité locale (probablement au travers d'un système d'enchères) et donner des consignes à des acteurs de marché ayant la possibilité d'activer des charges chez des URD concernés par la zone congestionnée. Dans ce cadre, les URD concernés seraient ceux ayant signé un contrat avec un FSP par lequel ils se seraient engagés à modifier leur comportement au besoin contre rémunération.

Le recours à un marché de flexibilité locale par le GRD est incité par l'article 32 de la directive 2019/944 du parlement européen et du conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

Cette directive a été transposée dans l'Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale qui stipule en son article 7 9° bis que **le GRD est chargé de « l'acquisition de produits et services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence nécessaires à l'exploitation efficace, fiable et sûre du réseau de distribution dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, à moins que Brugel n'ait établi que l'acquisition de ces services ne peut se faire dans un bon rapport coût-efficacité ».**

En conséquence, l'article 2.29 du projet de Règlement Technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en RBC et l'accès à celui-ci indique que « *Dans le cas où le GRD estime que l'acquisition des services de flexibilité pour la gestion de la congestion locale ne peut se faire dans un bon rapport coût-efficacité ou risque d'entraîner de graves distorsions du marché ou une congestion plus importantes, il introduit une demande de dérogation, pour l'ensemble de son réseau, motivée par des éléments objectifs avant le 1er janvier 2025. BRUGEL peut octroyer une dérogation valable trois ans à partir de sa publication et renouvelable, avec les mêmes conditions.* »

À court terme, Sibelga s'inquiète des risques identifiés liés à la flexibilité commerciale dont notamment :

- **La rémunération des URD (direct ou indirect) causant la congestion** : en RBC, la majorité des congestions risque d'être provoquée par la recharge des VE alors que leurs propriétaires sont précisément ceux pouvant proposer le plus de flexibilité ;
- Plusieurs types de **distorsion du marché** pourraient s'observer : un URD ou un acteur de marché pourrait engendrer volontairement une congestion et proposer ensuite sa flexibilité (contre rémunération) pour la résoudre; la flexibilité commerciale locale pourrait artificiellement augmenter les prix de la flexibilité commerciale globale ; la logique de marché pourrait inciter un acteur à privilégier le marché global au détriment du marché local ;
- **Difficulté de quantifier la modification de comportement lors d'une activation** : le temps de fonctionnement de certains appareils en BT est inférieur à la durée d'activation, l'écart entre le prélèvement ou l'injection mesuré(e) et la baseline est donc compliqué à déterminer.

En outre, l'étude « Analyses dans le cadre de l'encadrement du marché de la flexibilité en Région bruxellois Lot 2 » réalisée par le bureau Deplasse² pour accompagner Brugel dans sa réflexion relative à la mise en œuvre d'un marché de flexibilité en RBC recommande de « *ne pas imposer le développement d'un marché de flexibilité local car celui-ci serait illiquide, entraînerait de la confusion pour le marché dès que les signaux deviendraient contradictoires avec ceux du marché global et inciterait les FSP à faire empirer la situation locale avant d'offrir leurs services de remédiation.* » Elle conclut également qu'il faut éviter toute logique compensatoire au bénéfice des fournisseurs de flexibilité car cela entraînerait inévitablement un effet d'aubaine pour ces acteurs, lesquels verront une valeur ajoutée à générer des congestions.

D'autres formules de flexibilité explicite telles que les raccordements flexibles existent. Le GRD fera une analyse comparative des différentes formules de flexibilité explicite en identifiant leurs avantages et inconvénients en vue d'une éventuelle implémentation.

Plusieurs questions se posent dans ce contexte, dont les suivantes :

- Est-ce pertinent uniquement pour la HT ou également pour la BT ?
- Est-ce pertinent dans les deux directions ?
- Ces contrats peuvent être conclus avec des clients déjà raccordés ou uniquement en cas de nouveaux raccordements ?
- Comment techniquement fournir la consigne ?
- Faut-il prévoir une rémunération ? Si oui, comment la calculer (forfaitaire ou à l'activation) ?

Flexibilité contrainte

En dernier recours, le GRD doit avoir la possibilité d'intervenir directement chez les clients pour écarter un risque de congestion imminent et ainsi préserver la sécurité et la fiabilité de son réseau. Ces actions peuvent aller dans les deux sens (diminution de la consommation ou diminution de la production).

A l'article 2.30 du règlement technique électricité est indiqué ce qui suit : §1er. *Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans les conditions définies à l'alinéa 2 :*

- 1° *limiter la recharge d'un véhicule électrique à partir d'un point de recharge raccordé à son réseau ;*
- 2° *limiter la puissance réinjectée lors de la décharge d'un véhicule électrique à partir d'un point de recharge raccordé à son réseau.*

Sauf circonstances exceptionnelles, lorsqu'il limite la recharge d'un véhicule électrique, le gestionnaire du réseau de distribution maintient une capacité de recharge minimale garantie. Cette capacité de recharge minimale garantie est fixée, au plus tard le 1^{er} janvier 2025, de manière non discriminatoire entre les utilisateurs du réseau de distribution

² <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2022/fr/Etude-Deplasse-Associés.pdf>

et peut tenir compte des caractéristiques du branchement, selon que ce branchement relie un ou plusieurs points de recharge. La capacité de recharge minimale garantie est approuvée par BRUGEL.

Beaucoup de questions techniques et de principe se posent pour pouvoir mettre en œuvre cette disposition :

- Est-il plus pertinent de limiter au niveau du compteur de tête ? Ou de circuits spécifiques ? Par quel moyen technique ?
- Faut-il un traitement distinct par catégorie de client ? Par asset client ?
- Comment éviter que les installations des clients déclenchent ?
- Faut-il prévoir dans certains cas une compensation ? Dans quels cas ? Comment la calculer ?
- Faut-il prévenir les clients ? les acteurs de marché concernés ? Si les clients sont prévenus à l'avance, cela pourrait-il déjà avoir un effet positif sur la situation (cf. flexibilité implicite) ?

Dans la toute grande majorité des cas, cela n'aura pas d'impact sur l'énergie totale consommée par l'URD, mais uniquement sur le moment de la consommation.

Il s'agit, on le voit, de quelque chose de très complexe qui nécessitera encore de la recherche et des projets pilotes avant de pouvoir être déployé à large échelle.

La fonctionnalité qui permet au GRD d'envoyer une consigne vers les unités de production de type B existe et est implémentée. Elle permet d'agir à la fois sur les productions active et réactive. Mais le cadre légal qui permettrait au GRD d'utiliser cette fonctionnalité n'existe pas encore. Elle pourrait être utilisée dans le cadre de la flexibilité explicite locale, soit dans le cadre de la flexibilité contrainte.

Régulation des onduleurs

La production photovoltaïque a un impact global sur la fréquence et local sur la tension.

- Impact global : La production photovoltaïque sur un territoire assez petit comme la Belgique est presque parfaitement synchrone et peut mener certains jours de faible consommation à un déséquilibre et une augmentation de la fréquence. Jusqu'en 2012, les onduleurs déclenchaient si la fréquence dépassait 50.2Hz. Avec l'augmentation rapide de la puissance installée, le déclenchement simultané de milliers d'onduleurs représentant une puissance de plusieurs GW au niveau européen représentait un risque systémique pour l'Europe occidentale. Face à ce risque, les onduleurs installés depuis 2012 doivent disposer d'une fonctionnalité qui réduit progressivement la production à partir de 50.2Hz selon une certaine pente. Néanmoins l'incompressibilité de la production photovoltaïque pendant l'été et la difficulté d'évacuer cette énergie devient préoccupante.
- Impact local : Comme expliqué plus haut la production photovoltaïque provoque des élévations de tension sur le câble BT. Les onduleurs sont équipés d'une protection qui fait déclencher l'onduleur au seuil de 253V. Par analogie avec la fréquence, ce déclenchement brutal des onduleurs n'est pas optimum. Il peut générer des effets oscillatoires sur le câble avec une succession d'enclenchements et de déclenchements des onduleurs sur la ligne au gré des variations de tension. Pour cette raison, il est envisagé d'introduire via les spécifications techniques des onduleurs une fonctionnalité de régulation de la production dès que la tension approche du seuil limite. Des simulations ont d'ailleurs montré qu'une régulation de la production en fonction de la tension permet de maximiser la production globale sur la ligne.
- Enfin des recherches académiques portent sur des méthodes de régulation globale sur la ligne. En fonction de mesures de tension en divers points, le point de fonctionnement des onduleurs (en actif et réactif) serait adapté afin d'optimiser la production pour l'ensemble des onduleurs. Cette technique permet d'éviter que les onduleurs en bout de ligne ne soient systématiquement défavorisés par rapport à ceux en début de ligne. Sibelga suit attentivement l'actualité scientifique en ce domaine.

- Sibelga tient à attirer l'attention sur le fait qu'avec l'augmentation attendue de la puissance installée en photovoltaïque (18 GW pour la Belgique annoncé en 2035), une régulation sera une nécessité à la fois pour l'équilibre global et les congestions locales. Renforcer le réseau n'est pas l'optimum sociétal.

4.6.2 Projets ou études retenus pour la roadmap – aspects réseau

4.6.2.1 Adaptation dynamique consigne→tension aux postes HT/HT

En vue d'augmenter la capacité d'accueil des nouveaux usages que sont les productions décentralisées, véhicules électriques et pompes à chaleur, le projet vise à gérer dynamiquement la tension au niveau des postes de fourniture en tenant compte des niveaux de production et des charges en aval (aussi bien en HT qu'en BT). La modulation de la tension permet l'élimination des surtensions à faible charge (forte production), et l'augmentation du niveau de tension à forte charge pour éviter les sous-tensions et d'ainsi créer une marge sur la tension du réseau basse tension.

Un POC entre Elia et Fluvius est actuellement en cours sur 7 postes HT/HT là où de fort taux de pénétration d'installations photovoltaïques sont constatés. À ce stade, des gains de l'ordre de 4% peuvent être observés sur les réseaux basse tension suivant cette méthode. La méthode de régulation de tension en vigueur est basée sur une modulation en fonction du gradient de tension/puissance.

L'objectif de ce projet est :

- D'identifier les postes où le *compounding* est applicable (tous les transformateurs HT/HT ne disposent actuellement pas de cette fonctionnalité, cette solution n'est pas encore développée pour des réseaux alimentés par deux transformateurs HT/HT exploités en parallèle, etc.) ;
- D'identifier les postes avec un fort taux de pénétration de productions décentralisées où des surtensions sont observées sur les réseaux basse tension ;
- D'optimiser la fonction de régulation de la tension pour minimiser les surtensions tout en optimisant le nombre de mouvements du tapchanger du transformateur HT/HT.

4.6.2.2 Gestion de la tension en charge des transformateurs

Sibelga participe régulièrement à des conférences et se tient informé de l'évolution technologique de cette matière et des retours d'expérience. À ce stade, l'investissement et les coûts de maintenance sont encore élevés par rapport aux gains attendus.

4.6.2.3 Équilibrage des clients BT entre phases

Sibelga prévoit la réalisation d'un proof of concept à l'échelle d'une cabine réseau. Un prérequis à ce POC est la présence d'une grande proportion de compteurs intelligents en aval de cette cabine. Idéalement, cibler une zone dans laquelle des déséquilibres sont constatés (par exemple à l'aide des données des cabines smart).

L'objectif de ce proof of concept est :

- D'identifier les phases sur lesquelles chaque URD est raccordé en aval de cette cabine ;
- De mettre en œuvre un plan de rééquilibrage pour minimiser les chutes de tension et surcharges ;
- D'identifier le gain potentiel en termes de capacité d'accueil sur un départ basse tension.

4.6.2.4 Compensateur de neutre

Réaliser un proof of concept en 2026 pour le placement d'un transformateur zigzag où des déséquilibres de tensions sont rencontrés. L'objectif de ce POC est d' :

- Évaluer la réduction potentielle entre la tension phase-neutre et la tension nominale dans un réseau déséquilibré ;
- Évaluer la pertinence technico-économique de la solution (coût du transformateur, branchement, armoire, etc.) ;
- Identifier les contraintes associées (encombrement, échauffement, etc.).

4.6.2.5 Étude d'opportunité sur les besoins de pilotage de l'énergie réactive

Réaliser une étude pour identifier les postes ne satisfaisant pas aux exigences imposées par les codes réseau et le règlement technique fédéral.

Etudier les moyens de réglage à mettre en œuvre en activant ses propres moyens de réglages, ou en activant les moyens de réglages au niveau des utilisateurs du réseau (principalement producteurs). Le mécanisme pour faire appel à cette capacité de réglage peut être :

- Soit contractuel.
Le contrat de raccordement stipule, de manière analogue au contrat GRD-GRT, une zone de points de fonctionnement que le producteur est tenu de respecter au point de raccordement. Ors procède de cette manière pour le raccordement des parcs éolien et le point de raccordement se situe au poste de fourniture.
- Soit via un marché de fourniture d'énergie réactive. C'est la piste qui est privilégiée par Fluvius.

En fonction des résultats ci-dessus, initier un marché local de fourniture d'énergie réactive.

4.6.3 Projets ou études retenus pour la roadmap – aspects marché

4.6.3.1 Flexibilité implicite – tarification évoluée BT

La méthodologie tarifaire 2025-2029 a été validée début 2024.

Pour influencer correctement les comportements des clients, les tarifs agiront suivant trois composants :

- Un composant non récurrent fixe lié aux kVA demandés lors d'un raccordement ou d'un renforcement. L'objectif étant de dissuader les renforcements qui pourraient être évités avec une gestion plus intelligente des flux d'énergie.
- Un composant capacitaire récurrent lié à la puissance de raccordement. Le poids et les tranches de ce composant pourraient évoluer. Dès 2028, le client pourra utiliser le principe de puissance souscrite pour limiter la puissance du compteur intelligent à distance et ainsi diminuer ce terme récurrent. L'objectif de ce composant est à nouveau d'encourager le client à choisir une puissance de manière raisonnable.
- Un composant récurrent proportionnel à la consommation. Dès 2028, de nouvelles tranches horaires avec de nouveaux tarifs incitatifs pourront être mis en place pour les compteurs intelligents communicants.

Brugel et Sibelga pensent qu'il serait pertinent de maintenir des tarifs spécifiques pour favoriser le partage d'énergie local (fonction de la topologie du réseau). Ce mécanisme permet d'inciter à optimiser l'autoconsommation collective locale de manière ciblée (moment et lieu).

Ce projet est en partie dépendant du déploiement des compteurs intelligents et des fonctionnalités de comptage et d'opérations à distance pour ces compteurs.

Ce projet pourra aussi aider les acteurs de marché à donner des signaux de prix plus intelligents aux clients avec un compteur intelligent communicant qui n'ont pas sélectionné le régime 3 (courbe de charge dans les processus de marché).

4.6.3.2 Traffic light et CRI

La définition fine et les modalités d'utilisation des traffic lights doivent être prises en concertation avec les autres GRD et est actuellement discutée dans un groupe de travail Synergrid du projet iCAROS. Plusieurs paramètres de communication doivent être définis : la granularité, la fréquence, le niveau de risque, le délai de préavis, les plateformes d'échange, etc. Tout cela constitue un projet en tant que tel, qui devra être coordonné avec les autres gestionnaires de réseau.

Etant donné que les points dans les pools des acteurs de marché sont sur différents réseaux et que ceux-ci sont imbriqués, Sibelga ne peut définir seule une méthodologie pour exposer ces traffic lights vers les acteurs de marché.

Sibelga participe à la mise en place du système de traffic light avec les autres gestionnaires de réseau au sein des commissions compétentes de Synergrid. Sibelga n'a donc pas la maîtrise complète du calendrier.

Pour ce qui concerne spécifiquement les produits de balancing contractés par Elia, un projet au sein de Synergrid vise à coordonner la gestion des congestions en définissant un indicateur de risque de congestion (CRI) commun aux réseaux de transport et de distribution. Le CRI sera déterminé pour une zone électrique, dans une direction, pour une certaine durée et suivant 3 niveaux (Bas, Moyen et Haut).

Le CRI sera utilisé comme filtre pour les offres de balancing pour les produits aFRR et mFRR permettant d'exclure les offres composées de points d'accès pour lesquels l'activation pourrait générer une congestion sur une certaine portion de réseau. Ce dernier aspect est d'autant plus important au regard du nombre croissant d'assets flexibles raccordés au réseau de distribution et leur potentielle participation aux réserves de balancing.

Le calcul du CRI sera effectué la veille et actualisé durant la journée de telle sorte à permettre aux BSP d'écarter de leur offre les points de service de flexibilité ne pouvant être activés.

L'aboutissement du projet est planifié pour 2025. Les GRD pourront se raccrocher à ce mécanisme lorsque le besoin d'empêcher des activations de flexibilité se fera sentir.

Les gestionnaires de réseau envisagent de mettre en place un outil commun pour supporter ces fonctionnalités, le Central Traffic Light Hub.

4.6.3.3 Conscientisation des clients

Dès que l'opportunité se présentera, Sibelga profitera via ses différents canaux de communication vers le client, pour conscientiser les clients aux bons comportements à adopter vis-à-vis du réseau.

La conscientisation pourra concerner :

- L'accès à leurs données de consommation et l'encouragement pour l'efficacité énergétique, voire la sobriété énergétique ;
- Les bonnes pratiques pour raccorder des bornes de recharges et l'encouragement à viser une optimisation collective de leur utilisation (en particulier dans les immeubles) ;
- Encourager à limiter la puissance de raccordement (ou la puissance souscrite du compteur intelligent) quand c'est possible ;
- Encourager à lisser les consommations, éviter de consommer le soir si ces consommations peuvent être déplacées (recharge de VE, machines,...) ;
- Encourager à autoconsommer l'énergie produite localement (individuellement et collectivement).

4.6.3.4 Analyse et comparaison des différentes formules de flexibilité locale

Dès 2024, Sibelga analysera les différentes formules de flexibilité locale : des signaux vers les actions contraintes, les actions commerciales, les raccordements flexibles, etc.

Sibelga analysera les avantages, le potentiel, les risques, les coûts de chaque option et analysera leur compatibilité.

En fonction des résultats et si nécessaire, Sibelga introduira un dossier de dérogation qui lui permettra de ne pas passer, de manière temporaire par un marché de la flexibilité local.

Pour la flexibilité contrainte, comme décrit dans le Règlement Technique, Sibelga proposera un seuil minimum de puissance garantie pour les utilisateurs du réseau.

Sibelga analysera les aspects techniques des différentes formes de pilotage :

- Limitation au niveau du compteur de tête ;
- Limitation d'un asset en transmettant la consigne au travers du compteur de tête ;
- Limitation d'un sous-compteur ;
- Etc.

Ces aspects réglementaires et techniques permettront à Sibelga de contribuer à la définition d'un cadre réglementaire adapté et juste.

4.7 Bloc 7 : Aspects télécom

4.7.1 Description et état des lieux

Un réseau intelligent doit pouvoir s'appuyer sur des moyens de télécommunication fiables et adaptés au trafic de données. Sibelga a dans le passé étudié différentes technologies de télécommunication adaptées à chaque usage. Ce paragraphe en résume les choix.

4.7.1.1 Le réseau fibre optique



Sibelga dispose d'un réseau de fibre optique desservant les postes électriques, certaines cabines HT/BT et stations gaz stratégiques. Ce réseau est subdivisé en deux sous-réseaux. Le principal (backbone) à haut débit, disposant d'une redondance de type « N-1 ». Celui-ci couvre 130 postes. Le réseau secondaire dispose d'un débit moindre, sans redondance et desservira d'ici fin 2025 138 cabines HT/BT et postes gaz.

Sibelga a motivé ces investissements dans ce réseau pour des raisons de :

- résilience en matière de blackout. Sibelga souhaite garantir que la télécommunication soit maintenue opérationnelle pendant plusieurs heures en cas de panne d'électricité de grande ampleur. Ce qu'aucun opérateur de télécommunication ne peut fournir.
- Cybersécurité. Un réseau propriétaire à l'usage exclusif de Sibelga et dont les points d'entrée sont soigneusement contrôlés par des firewall et un système de détection d'intrusion offre une bien meilleure protection contre les Cyberattaques qu'un réseau public.

4.7.1.2 La radio



Les cabines télécommandées de première génération, installées entre 2000 et 2016, communiquent via un réseau radio. À ce jour, il reste environ 700 cabines qui communiquent via ce média. Ce réseau est à très bas débit et ne permet pas de rapatrier des volumes de données comme des mesures. Ce média est abandonné au profit de la 4G lors du renouvellement des RTU placées pour la télécommande des cabines. D'ici 2032, l'ensemble des cabines de première génération seront modernisées.

4.7.1.3 La 4G



La 4G est utilisée comme média de télécommunication pour les télécommandes et télémessures de toutes les cabines réseau ou client autres que celles desservies par la fibre optique ou la radio. Sibelga considère que ces cabines ne sont pas critiques en cas de panne majeure et qu'il ne sera pas nécessaire d'y manœuvrer pour la reconstruction du réseau. Actuellement 500 cabines communiquent via ce média. Un niveau satisfaisant de sécurité est garanti via un APN. Celui-ci garantit que seules les cartes SIM de Sibelga peuvent se connecter au point d'accès fourni par l'opérateur.

4.7.1.4 Narrowband IoT



Le *Narrowband IoT* est un protocole de communication supporté par le réseau 4G. Il est utilisé pour l'ensemble des compteurs intelligents.

4.7.2 Projets ou études retenus pour la roadmap

4.7.2.1 Etude des conséquences de l'abandon du réseau 3G

Sibelga se tient au courant des évolutions technologiques dans le secteur des télécommunications. Des études sont en cours pour le remplacement des équipements communicants en 2G/3G dont l'abandon par les opérateurs est prévu d'ici début 2025.

Les équipements présents sur le réseau électrique s'appuyant sur cette technologie sont :

- les modules de power quality présents dans tous les postes de fourniture ;
- les compteurs AMR.

A l'heure actuelle aucune décision n'a été prise quant à la technologie retenue pour ces deux équipements, mais Sibelga semble s'orienter vers la technologie LTE-M. Ce protocole de communication est également supporté par les réseaux 4G et 5G.

4.8 Bloc 8 : Architecture Data

4.8.1 Description et état des lieux

Sibelga utilise des applications spécialisées pour ses différents besoins (SAP pour la gestion financière, Salesforce pour la gestion des relations client et Hexagon (Atlas) pour les données cartographiques et assets, etc.). Chacune de ces applications vient avec une infrastructure et un modèle de données propre. Par exemple, les données de contact d'un client (numéro de téléphone, email, ...) se retrouvent dans Salesforce alors que les informations financières le concernant (numéro de TVA, dette, ...) se trouve en SAP. L'intégration de ces banques de données est un enjeu essentiel pour l'avenir.

Sibelga est confronté aux défis et aux contraintes suivants concernant la gestion des données :

- Explosion de la quantité de donnée (et principalement des timeseries).
- Besoin de faire des analyses croisées provenant de différentes sources et projets.
- Infrastructure vieillissante et onéreuse pour les outils d'exploitation et de gestion des données.
- Besoins de Data Analytics, Machine Learning et "exploration géographique".
- Problèmes de qualité (en plus des problème de qualités des applications sources)
- Le grand nombre de données de types très différents rend l'exploitation des données difficile.

Face à ces défis, Sibelga a démarré un trajet de mise en place d'une solution dite de Business Intelligence qui est composée des éléments suivants. Cette solution couvre l'ensemble des besoins Business, donc aussi les besoins spécifiques pour le réseau intelligent :

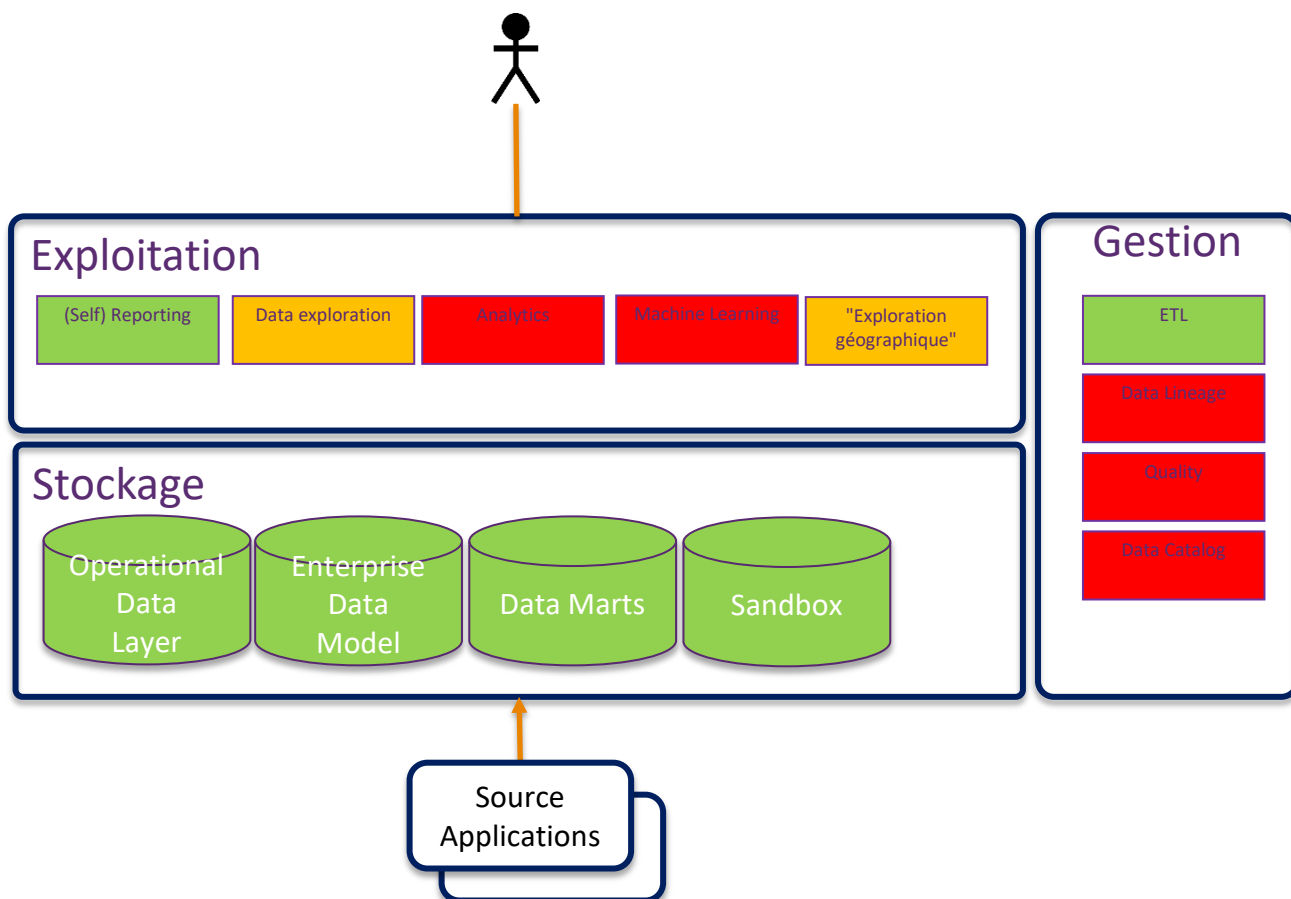


Figure 43 : Architecture des données

Chaque composant de la solution est brièvement décrit ci-dessous. Le code couleur indique le niveau de maturité comme dans le schéma du Smartgrid au 3.3 :

Stockage des données

- **ODL (Operational Data Layer)** : couche de stockage de données qui contient une copie non transformée des données des applications source.
- **EIM (Enterprise Information Model)** : couche de donnée qui réconcilie les données des différentes applications sources pour fournir une vue unifiée des concepts métiers les plus importants (par exemple toutes les données relatives à un client seront consolidées peu importe si les données de contact viennent d'un CRM et les données financières viennent d'un ERP).
- **Data marts** : couche de données qui centralise toutes les données nécessaires aux rapports (y compris les différentes dimensions). Cette couche est en général nécessaire pour dénormaliser les données pour rendre le reporting plus performant.
- **Sandbox** : couche de données qui est utilisée pour la production et la consommation de données spécifique pour un cas d'utilisation. Cet environnement sert à stocker des données extérieures à Sibelga (données météo, secteurs statistiques, ...) pour pouvoir, ensuite, les combiner avec d'autres données dans le cadre d'une étude. Il sert aussi à stocker les données générées lors de cette étude pour pouvoir les analyser avec les outils d'exploitation de données par la suite

Outils d'exploitation de ces données :

- **Reporting** : Rapports légaux, rapports générés et disponibles directement à des moments précis (tous les matins, tous les quatrième jour du mois, ...)
- **Self reporting** : Moteur de rapportage qui peut être utilisé pour interroger les données de l'EIM et des Data Marts sans connaissance de développement.
- **Data exploration** : application qui peut être utilisée pour interroger les données de toutes les couches BI via un langage de type SQL
- **Analytics** : Moteur qui permet d'implémenter de la logique pour analyser les données via des algorithmes de Data Science (clustering, ...).
- Ce moteur nécessite l'utilisation d'un langage de programmation de type Python ou R par exemple
- **Machine Learning** : Moteur qui permet d'implémenter des modèles mathématiques pour prédire des données de sortie sur base de données d'entrée (régression linéaire, classification, ...)
- **Exploration Géographique** : visualisation et requêtage basé sur des données géographiques

Outils de gestion des données :

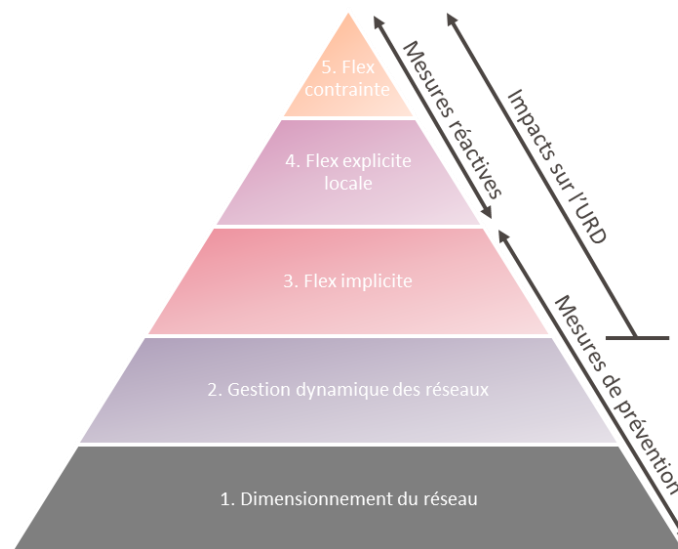
- **ETL** : connectivité aux applications sources pour siphonner les données
- **Data Lineage** : traçabilité de la donnée depuis la source jusqu'au rapport
- **Data Quality** : détection des données manquantes ou erronées et des doublons, marquage et correction.
- **Data Catalog** : dictionnaire de l'ensemble des informations (donnée proprement dite, définition, composition et lien avec les autres données)

4.8.2 Projets ou études retenus

Les projets prévus pour les années à venir sont listés ici :

- Etat de l'art et définition de l'architecture cible et mis en œuvre (Data and analytics platform)
- Mise à disposition des données dans l'ODL
- Gouvernance data
- Nouvelle plateforme de stockage des données (remplacement exadata)

4.9 Bloc 9 : Investissements et maintenance



L'objectif de cette section est d'explicitier les éléments liés aux investissements et à la maintenance des assets en lien avec le smartgrid et non pas de décrire l'ensemble des méthodologies et projets qui y sont liés. Pour ce dernier, il convient de se référer aux plans de développement des réseaux. Il est à noter que les investissements et la maintenance se basent sur les mêmes données que le smartgrid, à des échelles de temps différentes.

4.9.1 Description et état des lieux

4.9.1.1 Seuils limites entre smartgrid et surcharge structurelle

Comme expliqué au §4.3.2, il est nécessaire de déterminer les seuils permettant de distinguer une surcharge occasionnelle d'une surcharge structurelle afin d'apporter la meilleure réponse pour sa gestion.

4.9.1.2 Publication Hosting capacity map

Afin d'informer préalablement les acteurs de marché et les acteurs privés de telles zones à risque, Sibelga pourrait étudier la faisabilité de publier une carte indiquant la capacité de raccordement disponible à chaque endroit du réseau. Ce type de carte, dite de « Hosting capacity », a déjà été publiée par Elia, Fluvius et de nombreux GRD à l'étranger. Au niveau bruxellois, il convient d'étudier la pertinence et la valeur ajoutée de publier une telle carte, compte tenu du réseau très dense et très interconnecté en question. Ci-dessous est présentée la carte de hosting capacity publiée par Elia³ pour la zone de Bruxelles. D'un point de vue macroscopique (aux yeux du GRT), cette carte donne un rapide aperçu de la capacité d'accueil à court-terme du réseau pour de nouvelles charges à Bruxelles.

³ <https://www.elia.be/fr/clients/raccordement/capacite-d-accueil-du-reseau>

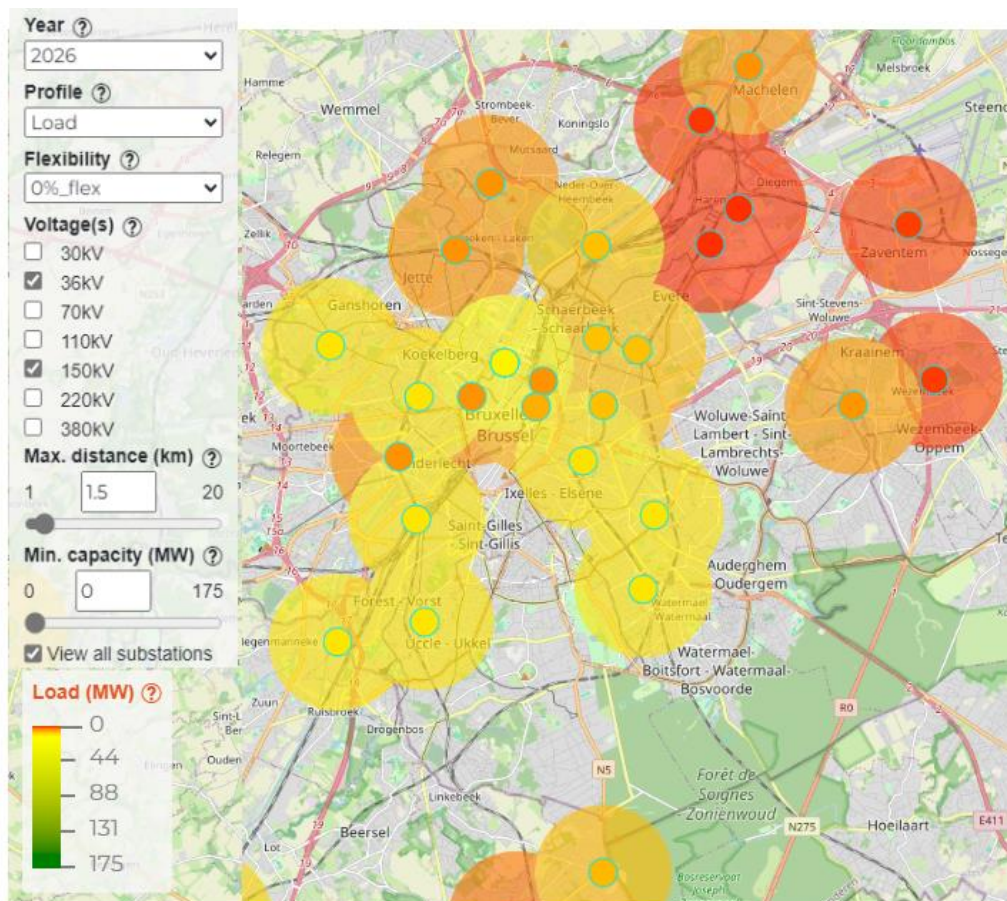


Figure 44 : Carte de Hosting capacity d'Elia

4.9.1.3 Mesures power quality en cabines réseau

Actuellement, aucun monitoring permanent de type power n'est effectué sur le réseau basse tension. Sibelga prévoit d'équiper une cabine réseau judicieusement par poste de fourniture d'un appareil de mesure de power quality afin de contrôler le niveau de qualité du réseau basse tension. Bien que les phénomènes de perturbations soient très locaux en basse tension, cela nous permettra d'avoir une meilleure vue sur la façon dont le système réagit aux différentes perturbations. Cela contribue à l'observabilité du réseau.

4.9.1.4 Prescriptions de raccordement

Comme décrit au § 5.6.1.2, une formule de raccordement flexible peut être évaluée. Cette formule aura un impact sur les prescriptions de raccordement ainsi que certaines règles d'investissements.

4.9.2 Projets ou études retenus pour la roadmap

4.9.2.1 Seuils limites entre smartgrid et surcharge structurelle

Cette étude, envisagé en 2026, vise à évaluer les seuils permettant de déterminer si une surcharge est occasionnelle ou structurelle. Ces critères permettront d'analyser les parties de réseau pour lesquelles les mesures ou estimations des charges sont faites et déterminer les actions à prendre.

4.9.2.2 Analyse publication hosting capacity map

L'objectif de cette étude, prévue pour la deuxième partie de 2024 est d'étudier la faisabilité et l'intérêt de publier une carte indiquant la capacité de raccordement disponible à chaque endroit du réseau.

4.9.2.3 Mesures power quality en cabines réseau

La finalisation du placement des appareils de mesure de power quality est prévue sur 2024-2025. Une phase d'analyse des données suivra la phase de déploiement.

4.9.2.4 Plan de tension par cabine réseau

La connaissance du plan de tension tout au long des départs BT est actuellement lacunaire car ce dernier varie tout au long de l'année. Ci-dessous est représenté un exemple de variation de tension tout au long d'un départ basse tension composé de consommateurs et producteurs, à différents moments de l'année. Les périodes les plus critiques étant les journées ensoleillées en été, et en début de soirée l'hiver.

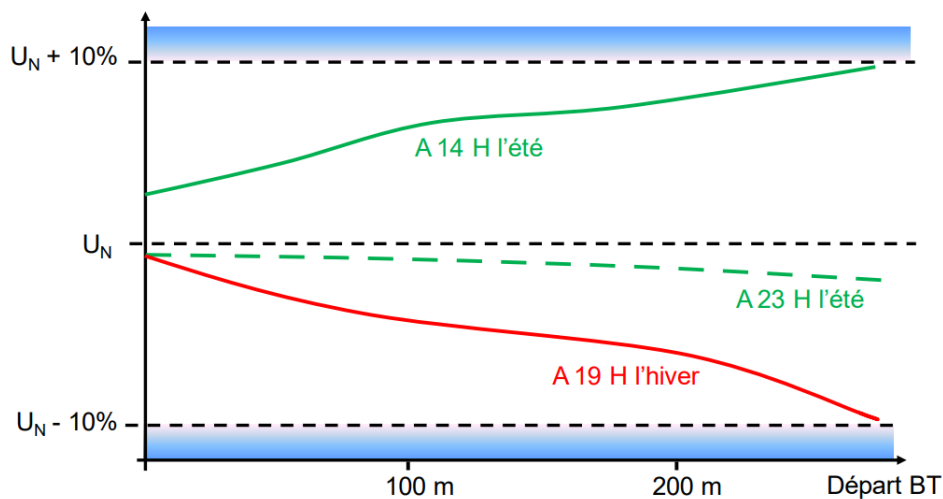
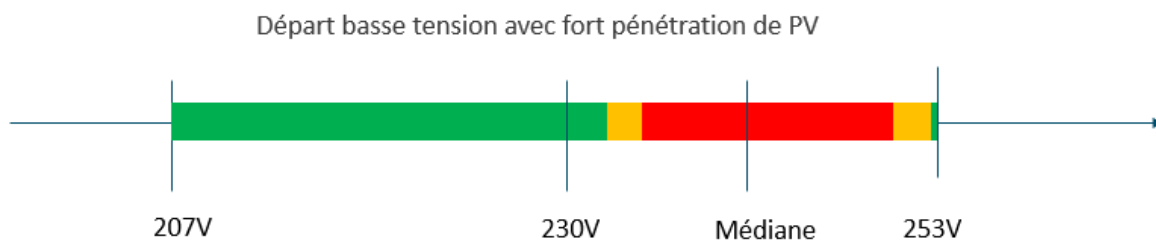


Figure 45 - Variation de tension tout au long d'un départ basse tension tout au long de l'année

En vue d'améliorer l'observabilité du réseau basse tension, ce projet vise à monitorer le plan de tension pour chaque cabine réseau de sorte à identifier les déviations de tension par rapport à la norme EN 50160 (déviation de la tension de +/-10% de la tension nominale). La visualisation serait basée sur les tensions fournies par les compteurs intelligents présents sur chaque départ basse tension le plus éloigné de la cabine (là où les variations de tension sont les plus importantes). Bien que les compteurs intelligents ne soient pas des outils de *power quality*, ces informations permettraient de donner une bonne indication d'éventuelles déviations par rapport à la norme.

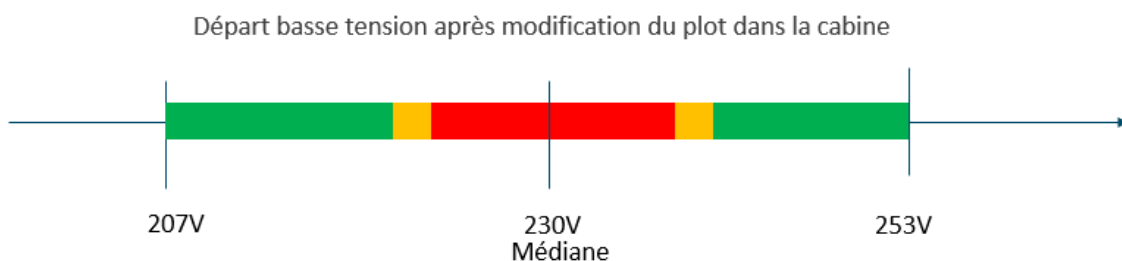
D'une part, cet outil permettra de visualiser les marges de tension entre les saisons été et hiver qui permettra d'optimiser le niveau de tension au niveau de chaque transformateur pour éviter de devoir modifier l'état du plot selon la saison (baisser la tension en été, la relever en hiver), et permettra également durant les études réseau de vérifier la conformité de la tension par rapport à la norme EN 50160 et ainsi prioriser les investissements tenant compte d'une éventuelle congestion.

Ci-dessous est présenté un exemple de variations de tension fournies par un compteur intelligent par quart d'heure sur une année pour un départ basse tension caractérisée par un fort taux de pénétration d'installations photovoltaïques (en rouge, 95% des valeurs moyennes de tension sur 10 minutes, en orange, 5% des valeurs moyennes de tension sur 10 minutes).



*Figure 46 : Plages de tension autorisée (vert) et exploitée (rouge percentile 95, orange percentile 5)
Cas d'un départ BT avec forte pénétration d'installations photovoltaïques*

En vue de dégager de la capacité d'accueil sur le départ basse tension (à condition que les différents départs BT aient le même comportement) on créerait de la marge pour se rapprocher de la tension nominale en baissant le plot du transformateur HT/BT.



*Figure 47 : Plages de tension autorisée (vert) et exploitée (rouge percentile 95, orange percentile 5)
Cas d'un départ BT avec forte pénétration d'installations photovoltaïques – Après adaptation du plot du transformateur HT/BT*

4.9.2.5 Digital Twin (DT)

Comme décrit dans le plan de développement, Sibelga va se doter de nouveaux outils pour pouvoir simuler non seulement l'impact de l'augmentation rapide du nombre d'unités de production locales, mais aussi l'évolution des produits du marché, notamment les produits de flexibilité, et les nouvelles applications telles que les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les batteries, afin de développer et d'équiper les réseaux de manière optimale à long terme.

Il s'agit d'un projet qui se fait par étape avec un niveau de complexité croissant.

4.10 Bloc 10 : Marché

4.10.1 Description et état des lieux

Dans ce chapitre, nous décrivons les aspects pertinents de la facilitation du marché qui sont directement liés au smartgrid. Comme expliqué plus haut, le GRD a un rôle de facilitateur de marché pour la fourniture et le rachat d'énergie, pour la flexibilité commerciale globale, pour le partage d'énergie et pour le partage de données.

En particulier, la mise à disposition de données par le GRD vers les acteurs de marché permet à ces derniers de développer des services à valeur ajoutée vers les clients, entre autres en les aidant à respecter les signaux tarifaires proposés par le GRD et ainsi favoriser les bons comportements vis-à-vis du réseau.

4.10.1.1 Plateforme de partage de données NRT

Dans ce contexte de la transition énergétique, l'accès à des données NRT (Near Real Time – c'est-à-dire en quasi temps réel, quelques secondes après la mesure) pourrait s'avérer utile pour le client et pour les acteurs de marché. Le GRD pourrait **faciliter le marché** en mettant à disposition des **données NRT informatives** vers des service providers qui pourront offrir des services à valeur ajoutée à leurs clients.

Une multitude de services d'accompagnement, de conseils, de recommandations (plus ou moins automatisés) pourraient être développés (y compris la détection d'appareils défectueux, le conseil sur les contrats les plus adaptés, etc.).

Les GRD belges ont récemment décidé d'unir leurs forces pour se procurer un modèle de **compteur intelligent harmonisé**. Pour que le secteur puisse en tirer un maximum de bénéfices, les GRD pourraient **faciliter la mise à disposition des données NRT des compteurs intelligents** (issues du port P1), grâce à une plateforme de communication de données NRT :

- Distribution des données homogène et sécurisée, à des acteurs commerciaux prêts à offrir des services basés sur ces données aux clients qui le souhaitent.
- Les clients peuvent souscrire à des services (plusieurs en même temps) utilisant les données NRT issues de leur compteur intelligent et changer de prestataire facilement. Ces données seront transmises grâce à un protocole standard de communication.
- Le GRD pourrait également fournir un modèle standard et approuvé de *dongle* (outil de télécommunication se branchant au port P1).
- Le GRD pour gérer de manière neutre et centralisée l'authentification et le consentement du client à partager ses données, en cohérence avec les relations contractuelles du client (notamment les déménagements)
- Le GRD pourrait accentuer l'importance des données du port P1 pour sensibiliser les clients et les acteurs de marché sur le comportement des clients vis-à-vis du réseau de distribution, en particulier grâce aux **signaux tarifaires réseau**.

Cette solution pourrait à terme être utilisée par le GRD pour des besoins d'observation du réseau et éventuellement de gestion du réseau, ce qui lui permettra **d'optimiser ses coûts d'investissements dans le réseau public**.

4.10.2 Projets ou études retenus pour la roadmap

4.10.2.1 Data Sharing : Third party data access

Sibelga analyse actuellement les besoins de partage données vers des acteurs tiers qui pourraient offrir des services énergétiques à valeur ajoutée pour le client.

Sibelga établira en 2024 une vision, une architecture cible et un plan à réaliser pour atteindre les objectifs fixés.

Sibelga pense que le partage de données de ce contexte permettra aux acteurs d'aider les clients dans la conscientisation de leurs comportements énergétiques et les aider à contenir leur facture d'électricité (et ainsi respecter notamment les signaux prix du tarif gridfee du GRD).

Différents types de données pourraient utiles :

- **Données techniques et contractuelles** : permet de déléguer la gestion des affaires énergétiques à une partie tierce ;
- **Données de comptage validées ex-post** : plutôt utiles pour du contrôle de facture, de la répartition de frais (en copropriété par exemple), fournir des conseils pour choisir une offre adaptée ;
- **Données de comptage non validées en J+1** : utiles pour des services de conseils et de recommandations au niveau du comportement du client ;
- **Données de mesure non validées NRT** (Near Real Time, après quelques secondes) : utiles pour des services de conseils, de recommandation, voire de pilotage d'un ou plusieurs assets électriques (en tenant compte de l'effet sur le compteur de tête et donc sur le réseau.

Il se peut également que des données agrégées au niveau la RBC puissent intéresser différents types d'acteurs. Ces données, à déterminer, pourraient être publiées sur le site web de Sibelga.

Ces différents besoins seront analysés et pour chacun d'entre eux, des processus, des outils et une organisation sera mise en place pour supporter cette nouvelle activité

4.10.2.2 Plateforme NRT

Sibelga est convaincue de l'utilité de la mise en place d'une plateforme régulée de partage de données NRT, via un dongle standard (cf. § 4.10.1.1). Sibelga évalue la possibilité d'entreprendre un projet au niveau fédéral et à défaut, au niveau régional.

Comme indiqué dans le règlement technique, Sibelga devra, au plus tard pour le 1/1/2026, proposer au régulateur une approche de scope et de gouvernance pour ce nouveau projet.

5 LIGNE DU TEMPS DES PROJETS ET ESTIMATION DES COÛTS

Un planning high level de toutes les initiatives liées au smartgrid est décrit ci-dessous. Le but de ce plan est d’avoir une vue globale sur les étapes importantes et leur séquence. Les dates indiquées le sont à titre indicatif, le timing de chaque initiative se concrétisera au fur et à mesure.

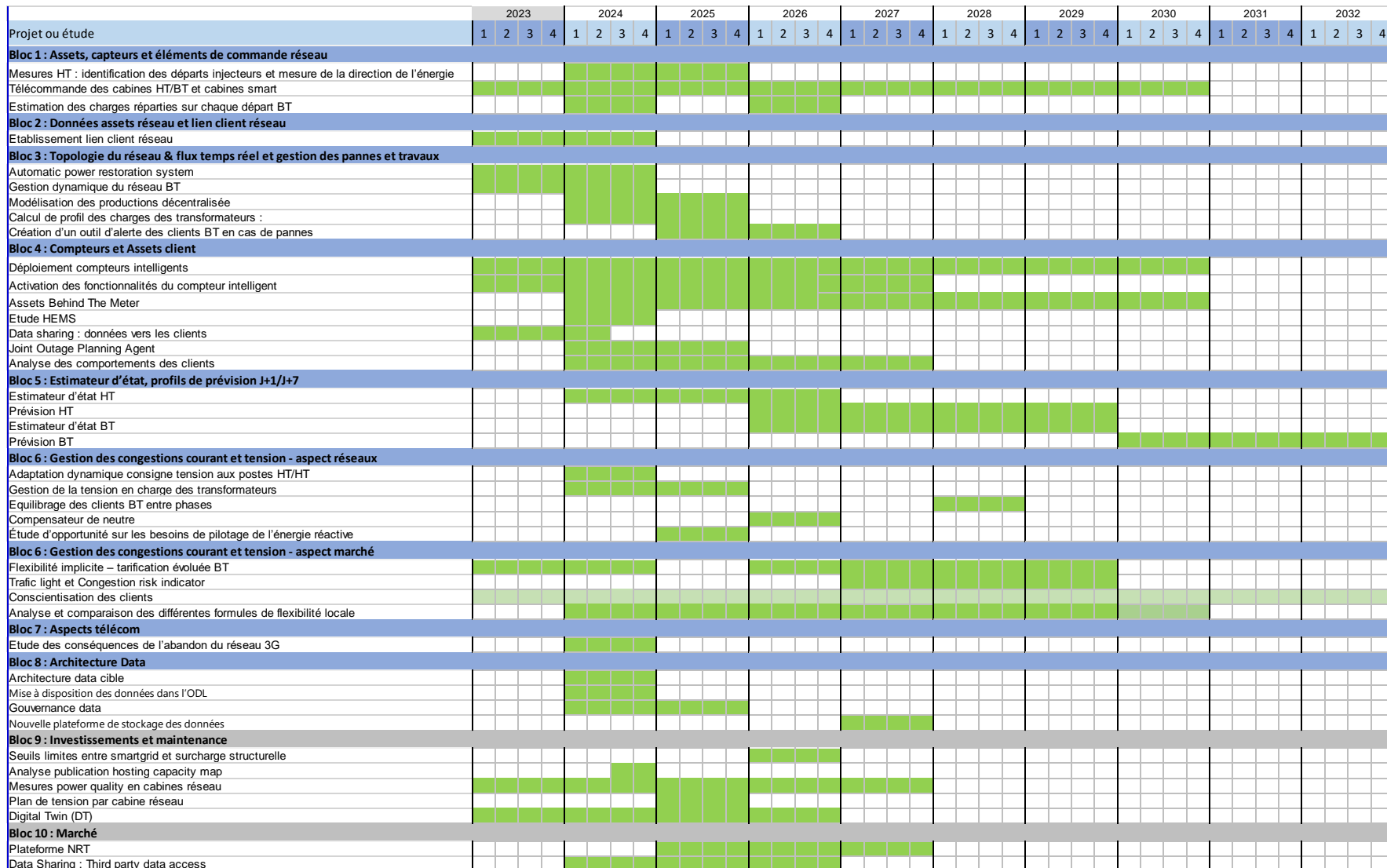


Figure 48 : Ligne du temps des projets de la feuille de route Smartgrid de Sibelga

6 CONCLUSION

La présente feuille de route a présenté la vision et les actions prises et à prendre par Sibelga en vue de déployer son smartgrid.

Les fonctionnalités minimales attendues par Brugel d'un smartgrid sont au nombre de 4 :

1. Observabilité du réseau End-to-end via un monitoring judicieux des réseaux HT et BT.
2. L'identification des points d'accès dans le réseau
3. La possibilité de poser des actes de contrôle commande à distance : en précisant que cela doit permettre au GRD de gérer les flux de manière dynamique et de moduler la puissance mise à disposition chez les URD.
4. La communication au marché des informations objectives et fiables sur l'état du réseau.

La réalisation d'un réseau intelligent est un parcours de longue haleine. Il ne peut aboutir que si il est bâti sur des bases solides. Le smartgrid a été présenté comme un ensemble de 6 couches superposées qui se composent chacune de différents éléments plus ou moins matures.

Dans un premier temps les briques de base que Sibelga a déjà déployées ont été présentées: un outil de cartographie avancé, un lien entre les banques de données assets et installations de comptage (lien client-réseau), un DMS performant qui permet de visualiser à tout moment l'état des flux sur le réseau HT, des télémesures et la possibilité de faire des commandes à distance. Les mesures et/ou estimations et données de comptage vont être étendues dans les prochaines années de manière à accroître l'observabilité des flux d'énergie sur les réseaux HT et BT afin que le GRD puisse assurer la continuité et la qualité d'alimentation tout en intégrant les productions décentralisées et en optimisant ses investissements dans le dimensionnement du réseau.

Dans les années à venir, des logiciels de calcul (estimateur d'état) et de prévision seront développés afin d'anticiper les risques de congestion dans le réseau. Le GRD pourra ainsi prendre des actions sur le réseau (gestion dynamique) ou vers le marché (flexibilité implicite, flexibilité explicite locale ou flexibilité contrainte). Ces moyens d'action ont été repris par ordre d'activation dans une pyramide de 5 étages et comprennent plusieurs alternatives qui ont été décrites. Des projets seront entrepris pour déterminer les actions utiles et pertinentes pour remplir les objectifs visés ainsi que de préparer et implémenter leur mise en œuvre.

En communiquant à l'avance un risque de congestion, les URD d'une zone à risque pourront adapter leur comportement de prélèvement ou d'injection en fonction des modalités contractuelles ou réglementaires propres à chacun. En marge des signaux vers les clients, il sera aussi possible d'émettre des signaux vers les acteurs de marché au travers de traffic lights qui sont un moyen simple et efficace de communiquer vers le marché le risque de congestion dans une zone.

Le trajet présenté dans la note décrit les jalons à réaliser pour les prochaines années. L'environnement étant particulièrement changeant, une évaluation et une mise à jour régulière de cette feuille de route sont prévus.

7 BIBLIOGRAPHIE

1. Code réseau Entso-e
2. [Smart Grid \(wustl.edu\)](#)
3. [\(PDF\) An overview on the Smart Grid concept \(researchgate.net\)](#)
4. [Les smart grids, des réseaux électriques intelligents | EDF](#)
5. [Réseau électrique intelligent — Wikipédia \(wikipedia.org\)](#)
6. [Smart grids \(réseaux intelligents\) : définition, applications et enjeux \(connaissancedesenergies.org\)](#)
7. <https://www.elia.be/fr/clients/raccordement/capacite-d-accueil-du-reseau>
8. [Etude Deplace-Brugel](#)
9. [Etude Vito-Brugel](#)
10. [A compléter](#)

8 ANNEXES

8.1 Annexe 1 : Schéma des réseaux électriques de transport et de distribution

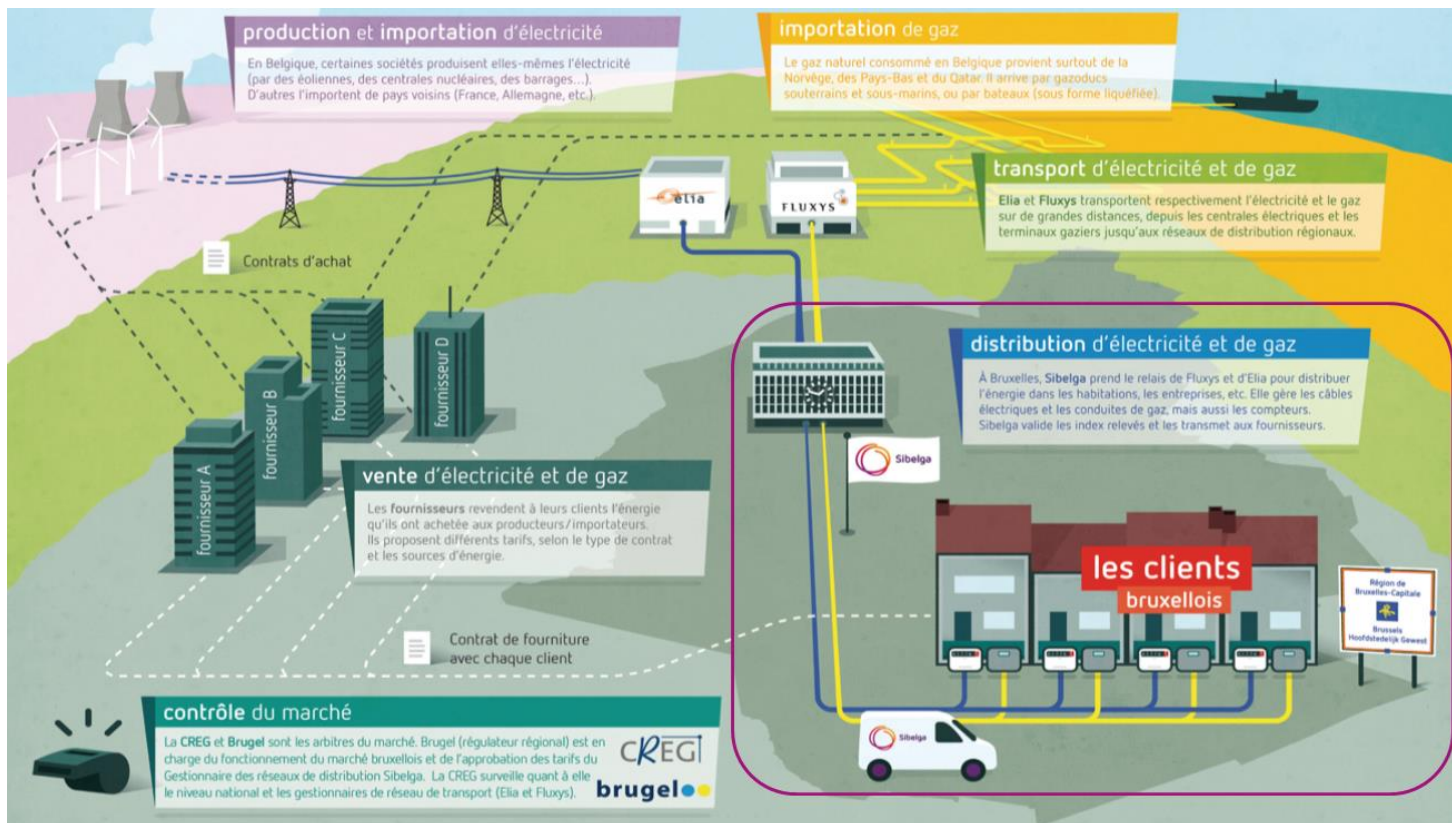


Figure 49 : Schéma des réseaux électriques de transport et de distribution à Bruxelles

8.2 Annexe 2 : Liste des applications utilisées par Sibelga

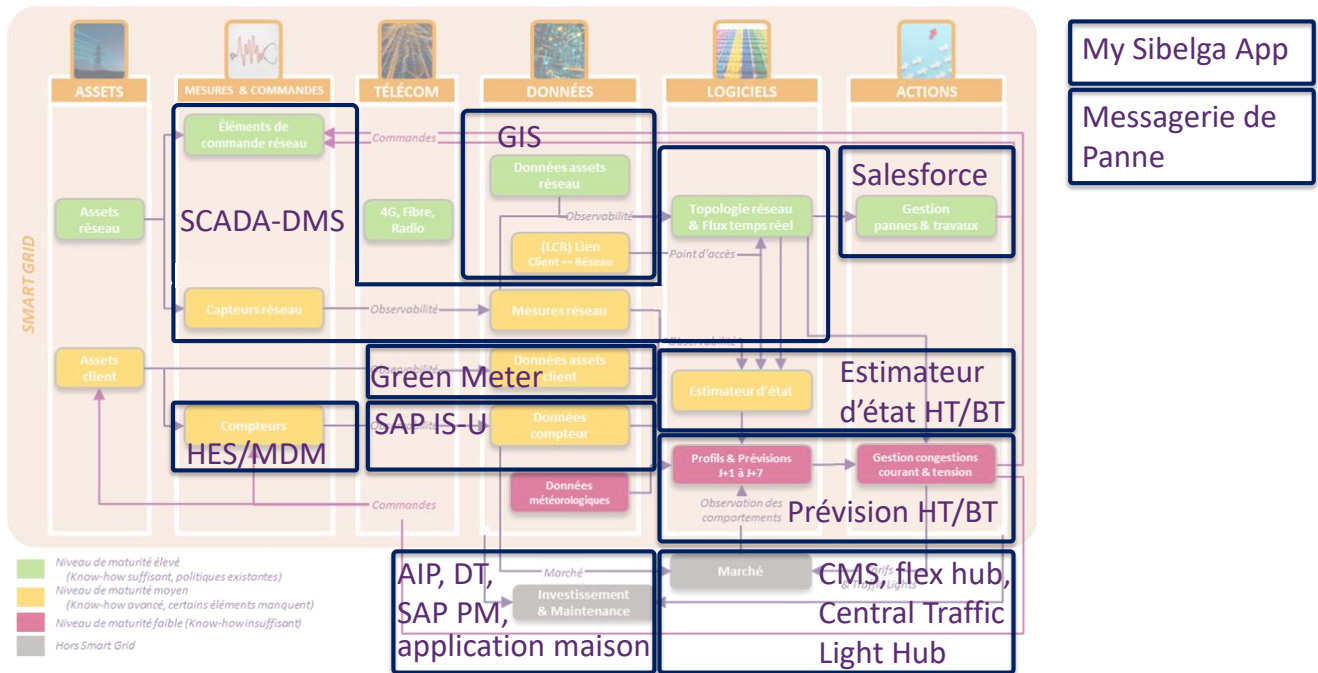


Figure 50 : Applications utilisées par Sibelga

| Application | Description | Impact |
|------------------|--|--|
| SCADA-DMS | <p>Cette application permet la visualisation temps réel de la topologie réseau, la réception de données des capteurs sur le réseau et l'envoi de commandes aux éléments de commande du réseau.</p> <p>Le logiciel utilisé est Power On Advantage de la société General Electrics.</p> | <p>Cette application couvrira d'ici fin 2024 l'ensemble des fonctionnalités attendues.</p> <p>Elle sera sans doute impactée par le déploiement de nouveaux capteurs sur le réseau ainsi que les interactions nécessaires avec l'estimateur d'état.</p> |
| GIS | <p>Cette application contient l'ensemble des données des assets en exploitation de tous les réseaux de Sibelga.</p> <p>Le logiciel utilisé est G/Technology de la société Hexagon.</p> | <p>Cette application contient déjà toutes les données nécessaire. Il n'y a pas d'impact significatif.</p> |
| SAP IS-U | <p>Cette application contient les données des installations de comptage des clients ainsi que toutes les informations nécessaire pour les interactions avec le marché (comme les contrats de fourniture ou les informations de tarification). Cette application contient également toutes les données de comptage nécessaires au marché.</p> | <p>Cette application est responsable de toutes les communications avec le marché aujourd'hui. Elle pourrait être impactée dans le cadre la flexibilité.</p> |

| | | |
|-------------------------------------|--|---|
| | Le logiciel utilisé est SAP IS-U (il s'agit de la verticalisation de la solution ERP de SAP pour les Utilities) de la société SAP. | |
| HES | Cette application permet de se connecter à distance aux compteurs industriels (gaz et électricité) et de télé relever les valeurs de comptage quart horaire. Le logiciel utilisé est Converge de la société Landis and Gyr | Il n'y a pas d'impact significatif. |
| MDM | Cette application centralise les données de comptage quart horaire de tous les compteurs (compteurs industriels et compteurs intelligents). Elle permet de consulter, corriger et valider des données de comptage. Le logiciel utilisé est Energy IP de la société Siemens. | Il n'y a pas d'impact significatif. |
| Green Meter | Cette application a plusieurs objectifs : Gérer les données techniques de base des installations de production locale raccordées au réseau. Gérer les données de base des installations spéciales (installations offrant de la flexibilité, stations de recharge pour VE, ...) Gérer les données techniques des compteurs verts installés dans le cadre d'une installation de production locale. Gérer les données de comptage des compteurs verts, y compris l'acquisition via un portail utilisateur. Il s'agit d'une application maison. | Cette application gère les données des installation offrant de la flexibilité. Elle sera donc impactée dans le cadre de la flexibilité. |
| Salesforce | Cette application a plusieurs objectifs : Gérer les relations avec les clients (prise d'appels, demandes clients,...). Gérer les travaux pour les clients ainsi que ceux relatifs à la maintenance des réseaux. Le logiciel utilisé est Salesforce de la société Salesforce. | Cette application contient déjà toutes les données nécessaire. Il n'y a pas d'impact significatif. |
| SAP PM et application maison | Ces applications permet de gérer les projets d'investissements et de maintenance de nos réseaux. Le logiciel utilisé est SAP, et plus particulièrement le module PM (Plant Maintenance), de la société SAP ainsi qu'une application maison basée sur le logiciel Microsoft Project. | Cette application contient déjà toutes les données nécessaire. Il n'y a pas d'impact significatif. |

| | | |
|-----------------------------|---|--|
| AIP | <p>Cette application permet de planifier la maintenance et les investissements de nos réseaux à long terme.</p> <p>AIP est l'abréviation de Asset Investment Planning.</p> <p>Le logiciel n'a pas encore été choisi.</p> | <p>Cette application n'existe pas et va être déployée dans les années à venir mais hors contexte Smart Grid.</p> |
| DT | <p>Cette application permet de faire des simulations l'impact sur le réseau électrique engendré par différents scénarios, comme le déploiement des véhicules électriques, des panneaux photovoltaïques et des pompes à chaleur.</p> <p>DT est l'abréviation de Digital Twin.</p> <p>Le logiciel utilisé est Neplan de la société Neplan</p> | <p>Cette application est en cours de déploiement mais hors contexte Smart Grid.</p> |
| Messagerie de Panne | <p>Cette application permet de communiquer les pannes et les interruptions de service planifiées vers les utilisateurs du réseau.</p> <p>Il s'agit d'une application maison</p> | <p>Cette application contient déjà toutes les données nécessaire. Il n'y a pas d'impact significatif.</p> |
| My Sibelga App | <p>Cette application permet aux utilisateurs de nos réseaux de consulter les données de comptage, d'être alerté en cas de pannes, de recevoir des notifications sur base de signaux tarifaires.</p> <p>Il s'agit d'une application mobile développée en interne chez Sibelga.</p> | <p>Cette application devra être enrichie pour couvrir tous les besoins de communication avec les utilisateurs pour le Smart Grid (comme les signaux tarifaires).</p> |
| Estimateur d'état HT | <p>Cette application permet de détecter en temps réel les congestions à tout endroit du réseau quand elles surviennent (partie HT)</p> <p>Le logiciel n'a pas encore été choisi.</p> | <p>Cette application n'existe pas et sera déployée dans le cadre du Smart Grid.</p> |
| Estimateur d'état BT | <p>Cette application permet de détecter en temps réel les congestions à tout endroit du réseau quand elles surviennent (partie BT)</p> <p>Le logiciel n'a pas encore été choisi.</p> | <p>Cette application n'existe pas et sera déployée dans le cadre du Smart Grid.</p> |
| Prévisions HT | <p>Cette application permet de réaliser des prévisions à court-terme sur le réseau HT, de quelques heures à quelques jours maximum.</p> <p>Le logiciel n'a pas encore été choisi.</p> | <p>Cette application n'existe pas et sera déployée dans le cadre du Smart Grid.</p> |
| Prévisions BT | <p>Cette application permet de réaliser des prévisions à court-terme sur le réseau BT, de quelques heures à quelques jours maximum.</p> <p>Le logiciel n'a pas encore été choisi.</p> | <p>Cette application n'existe pas et sera déployée dans le cadre du Smart Grid.</p> |

8.3 Annexe 3 : Comparaison ADMS, estimateur d'état, calcul prévisionnel et digital twin

| ADMS | Estimateur d'état | Calcul prévisionnel | Digital Twin |
|--|--|---|---|
| <p>Visualisation en temps réel de toutes les informations sur l'état courant du réseau (position des organes de manœuvre, mesures et alarmes)</p> <p>Gestion des commandes vers le réseau durant les pannes ou manoeuvres</p> <p>Uniquement le calcul d'indisponibilité est effectué</p> | <p>Calcul des grandeurs électriques en tout point du réseau suivant la topologie temps réel du réseau</p> <p>Anticipation de l'impact d'une manœuvre</p> | <p>Calcul prévisionnel de l'évolution des grandeurs électriques à court-terme tenant compte des données météo et des données de marché</p> <p>Identification des points de congestion à court-terme</p> | <p>Simulation de l'évolution à long terme de la consommation électrique tenant compte de certains paramètres (taux de pénétration des VE, PAC, etc.)</p> <p>Elaboration de scénarios et analyse de sensibilité des paramètres</p> <p>Identification des points de congestion à long terme</p> |
| Temps réel | J+1/J+7 | J+1/J+7 | 10 ans et + |
| - Données asset issues du GIS - Mesures issues des capteurs réseaux | - Données issues de l'ADMS | - Données issues de l'estimateur d'état - Données météo - Données du marché | - Données asset issues du GIS - Mesures issues des capteurs réseaux historisées - Modèles d'évolution de la charge (VE, PAC,...) |
| Les manoeuvres réalisées en temps réel sur le réseau sont reproduites dans l'outil y compris l'adaptation du réseau | Intégration des manoeuvres connues et situations temporaires | Aucune modification du réseau n'est intégrée dans les calculs | Adaptation des profils et usages des client |
| Utilisation permanente | Utilisation toutes les heures | Utilisation 1 à 2 par jour et par zone | Utilisation 1 à 2 fois par an |

8.4 Annexe 4 : Exigences en matière d'échange d'énergie réactive aux points d'interconnexion

Au point d'interconnexion entre le réseau de distribution et de transport, Le point de fonctionnement dans le diagramme P-Q doit être maintenu dans une certaine zone. Cette zone est définie par 3 contraintes :

1° L'article 324 du RTF (découlant de l'art 15.1 du NC DCC) stipule que:

RTF Art 324 *Des capacités doivent être présentes dans le réseau de distribution, y compris les capacités des unités de production raccordées au réseau de distribution, afin de pouvoir maintenir l'échange de puissance réactive au point d'interconnexion dans les limites*

NC DCC Art.suivantes :

15.1

- Pour le prélèvement de puissance réactive¹ (consommation), la limite est fixée à 21 % de la puissance maximale en prélèvement ou en injection du réseau de distribution (S_{nom} , N-1)
- Pour l'injection de puissance réactive² (production), la limite est fixée à 15 % de la puissance maximale en prélèvement ou en injection (S_{nom} , N-1)

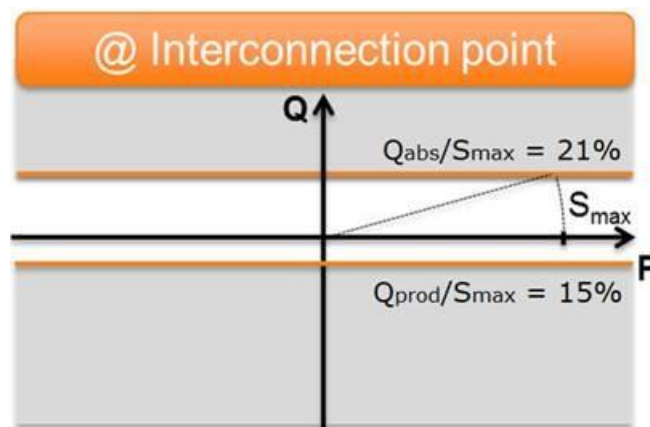


Figure 51 : Limites de prélèvement et d'injection de puissance réactive (Article 324 du RTF)

D'autres limites peuvent être déterminées pour un point d'interconnexion spécifique ou un ensemble de points d'interconnexion sur base d'une analyse réalisée conjointement entre le gestionnaire de réseau de transport en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport compétent pour la zone de réglage et le gestionnaire de réseau public de distribution, conformément à l'article. 15.1, c) du code de réseau européen DCC.

En outre, lorsque les moyens disponibles, incluant l'utilisation des moyens de réglage des unités de production d'électricité raccordée respectivement sur leur réseau public de distribution, ne suffisent pas au respect de la plage de puissance réactive spécifiée ci-dessus et qu'un investissement s'avère nécessaire, une analyse conjointe entre le gestionnaire de réseau de transport et le gestionnaire de réseau de distribution sera réalisée.

Art 325 du RTF: *Le gestionnaire de réseau de transport peut exiger que les réseaux de distribution aient la capacité, au point d'interconnexion, de ne pas fournir de puissance réactive pour une puissance active inférieure à 25% de la puissance maximale en prélèvement ou en injection du réseau de distribution (S_{nom} , N-1) et à une tension nominale*

au point de connexion. Des capacités doivent être présentes dans le réseau de distribution, y compris les capacités des unités de production raccordées au réseau de distribution, afin de pouvoir maintenir l'échange de puissance réactive au point d'interconnexion dans les limites suivantes :

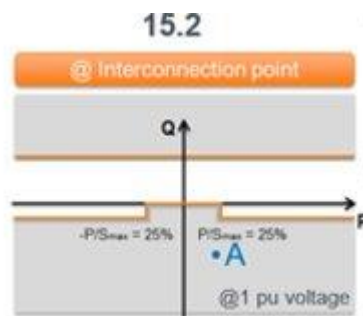


Figure 52 : Article 325 du RTF

Cette exigence doit être justifiée par une analyse conjointe avec le gestionnaire de réseau de distribution. En outre, il est prévu que, si cette exigence n'est pas justifiée au vu de l'analyse conjointe, le gestionnaire de réseau de transport et le gestionnaire de réseau de distribution doivent convenir des exigences à appliquer conformément aux conclusions de l'analyse conjointe.

2° la tarification de l'énergie réactive

Extrait de la convention de collaboration édition 2022.

2.1. Tarif local par Point d'interconnexion. Le tarif pour le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire est appliqué par Poste de transformation lorsque la fourniture quart-horaire d'énergie réactive excède $\text{tg}\phi = 0,329$ ($\cos\phi = 0,95$). Le tarif pour le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire dépend de la hauteur du dépassement et comprend deux zones de tarif. La zone 1 s'applique aux fournitures quart-horaires d'énergie réactive qui dépassent $\text{tg}\phi = 0,329$ par Poste de transformation mais n'atteignent pas $\text{tg}\phi = 0,767$. La zone 2 est d'application pour les fournitures quart-horaires d'énergie réactive qui dépassent $\text{tg}\phi = 0,767$ par Poste de transformation. Dans le cas où l'énergie active quart-horaire nette ne dépasse pas 10% de la pointe annuelle au Poste de transformation considéré, le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire est défini par rapport à 32,9% de 10% de la pointe annuelle en ce Poste de transformation. La pointe annuelle est mensuellement déterminée ex-post comme la pointe maximale sur les 12 derniers mois, à savoir le mois de facturation en cours et les 11 mois précédents, sans tenir compte de la période tarifaire de pointe annuelle. Les montants correspondants aux dépassements calculés par Poste de transformation sont répartis à l'aide d'un prorata basé sur la $\text{tg}\phi$ et la puissance réactive des Points d'interconnexion du Poste de transformation en question.

3° Le réglage de la tension

Le maintien de la tension dans les plages définies est un autre paramètre structurant ayant un impact sur le positionnement autorisé du point de fonctionnement d'un point d'interconnexion.

En effet, les régulateurs de tension des transformateurs HT/HT des Sous-Station HT permettent d'assurer le réglage de la tension à +/- 3% autour de la tension de consigne (2,5% pour les nouveaux transformateurs) pour les variations de tension au primaire reprises dans le tableau ci-dessous et pour autant que le point de fonctionnement (diagramme P-Q) se situe dans la zone délimitée par les 6 coordonnées A, B, D, C, F et E représentées ci-dessous (appelée « **Zone de Réglage Tension** »).

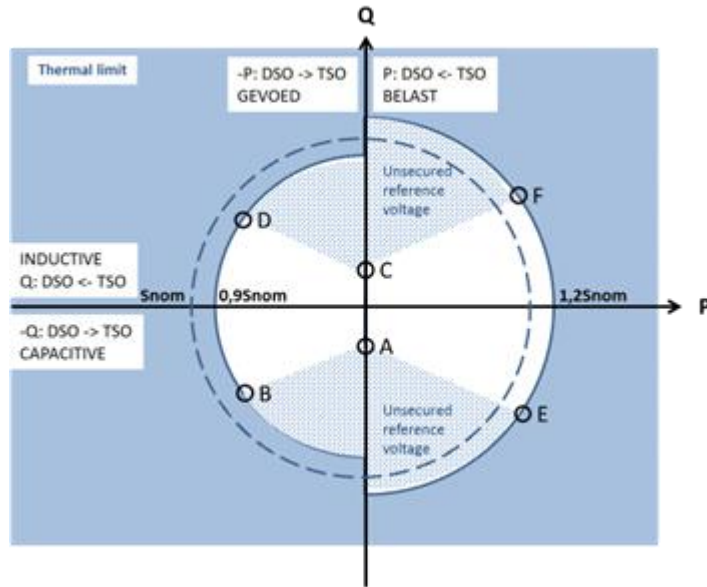


Figure 53 : Zone de fonctionnement permise pour les régulateurs de tension des transformateurs HT/HT

L'allure de la zone de réglage tension dépend des caractéristiques techniques de chaque transformateur. Exemple PF Monnaie:

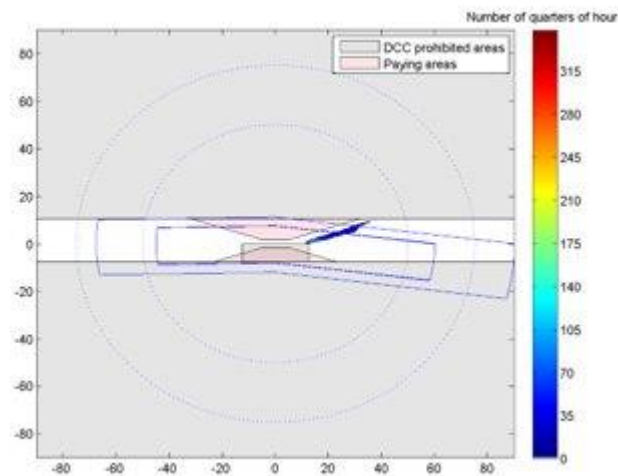


Figure 54 : Zone de réglage de tension d'un transformateur de Sibelga (PF Monnaie)

Le réseau de transport (géré par Elia) est dimensionné de manière à garantir que les tensions au primaire des transformateurs HT/HT à la suite d'un incident (en situation N-1) soient limitées aux valeurs suivantes :

| U_{nom} (kV) | 380 | 220 | 150 | 70 | 36 |
|-----------------|-----|-----|-----|------|------|
| U_{expl} (kV) | 400 | 225 | 155 | 70 | 36 |
| U_{min} (kV) | 360 | 203 | 140 | 63 | 32.4 |
| U_{max} (kV) | 420 | 236 | 163 | 73.5 | 37.8 |

Tableau 6 : Plages de tensions autorisées au primaire des transformateurs HT/HT en situation N-1

Si le point de fonctionnement ne se situe pas dans la zone délimitée par la Zone de Réglage Tension, il est possible qu'en cas de variations de tension au primaire des transformateurs HT/HT dans les limites indiquées, les exigences en terme de maintien de la tension au secondaire du transformateur HT/HT ne puisse plus être respectées par le régulateur de tension.

Ainsi, en complément de l'article 41 du RTF mentionnant que la tension du Point d'Interconnexion doit satisfaire au moins à la norme EN 50160, l'organisation de la gestion de la tension aux Points d'Interconnexions a été organisée et les plages de tensions suivantes convenues :

- Le GRT s'engage à mettre à disposition tous les moyens raisonnables³ dont il dispose dans des conditions d'exploitation normales (comme décrit à la EN50160) et en situation N-1 pour que la tension fournie au Point d'Interconnexion n'excède pas la plage de $\pm 3 \%$ par rapport à la tension de consigne (plage cible $\pm 2,5 \%$ pour les nouveaux transformateurs) ;
- Le GRD s'engage à mettre à disposition tous les moyens raisonnables⁴ dont il dispose pour ramener le point de fonctionnement dans la Zone de Réglage Tension, lorsque, le cas échéant, il se situerait en dehors et serait potentiellement la cause de problèmes de tension constatés au Point d'Interconnexion ;

Les variations de la tension primaire atteignant rarement les valeurs extrêmes données ci-dessus (la tension de consigne peut donc en général être atteinte même si le point de fonctionnement sort de la Zone de Réglage Tension »), il a été convenu que le GRD pouvait prendre le risque de s'écarter de la Zone de Réglage Tension, sous sa propre responsabilité, suite à la réalisation d'une analyse de risque tel que plus amplement décrit au point 4.

8.5 Annexe 5 : ISL - Intelligent street lighting

L'ISL constitue un programme de modernisation majeur de Sibelga. Il n'est pas directement lié aux autres volets de cette roadmap mais constitue un élément important de la transition énergétique par les économies d'énergie que ce programme va apporter.

Le programme ISL est constitué de 3 composantes principales :

- Accélération du renouvellement des lampes à décharge par un éclairage LED télécontrôle. Selon les types de luminaires, soit le luminaire est entièrement remplacé, soit seule la platine, c'est-à-dire le support de la lampe avec le dispositif d'allumage, est remplacée. Le simple remplacement des lampes à décharge par des LED permet une réduction estimée de 35 % entre 2020 et 2030 de la consommation d'électricité. À ce jour, environ 20.000 luminaires sont déjà équipés de la technologie LED. 8.500 remplacements sont prévus chaque année. Le programme de remplacement doit se terminer en 2030.
- Le placement de Luminaires contrôleur (en abrégé LuCo). Ces appareils ont plusieurs fonctions :
 - Ils permettent la communication avec le système de supervision centralisée et font remonter des informations sur la consommation d'énergie et l'état de fonctionnement de la lampe
 - Ils assurent l'allumage et l'extinction de la lampe soit sur base d'une instruction centralisée, soit sur base d'une horloge interne. Cette fonctionnalité sera activée en 2030 lors de la mise hors service de la TCC ; d'ici 2030 l'allumage et extinction des luminaires sera toujours piloté par la TCC.
 - Ils permettent le diming, c'est-à-dire la réduction de l'intensité lumineuse, par exemple pendant les heures creuses de la nuit. Le diming permet une réduction supplémentaire de consommation d'électricité de l'ordre de 15%.

En principe, un LuCo est placé sur chaque luminaire. Si ce n'est pas possible, le contrôleur (ArCo pour Armoire Contrôler) LuCo est installé dans un coffret en tête de circuit. Les LuCo sont placés en même temps que les LED, ils sont pré montés sur dans le luminaire. Les LuCo communiquent avec le système centralisé via la 4G (ou des réseaux dédiés)

- Le système centralisé de supervision. Ce système est opérationnel depuis 2 ans. Il rapatrie les informations des LuCo et permet d'afficher différentes vues sur l'état du réseau d'éclairage public. Sur base des signalements des lampes en pannes, le plan de maintenance peut être établi. Il permet de programmer le diming et de le pousser vers les luminaires concernés.

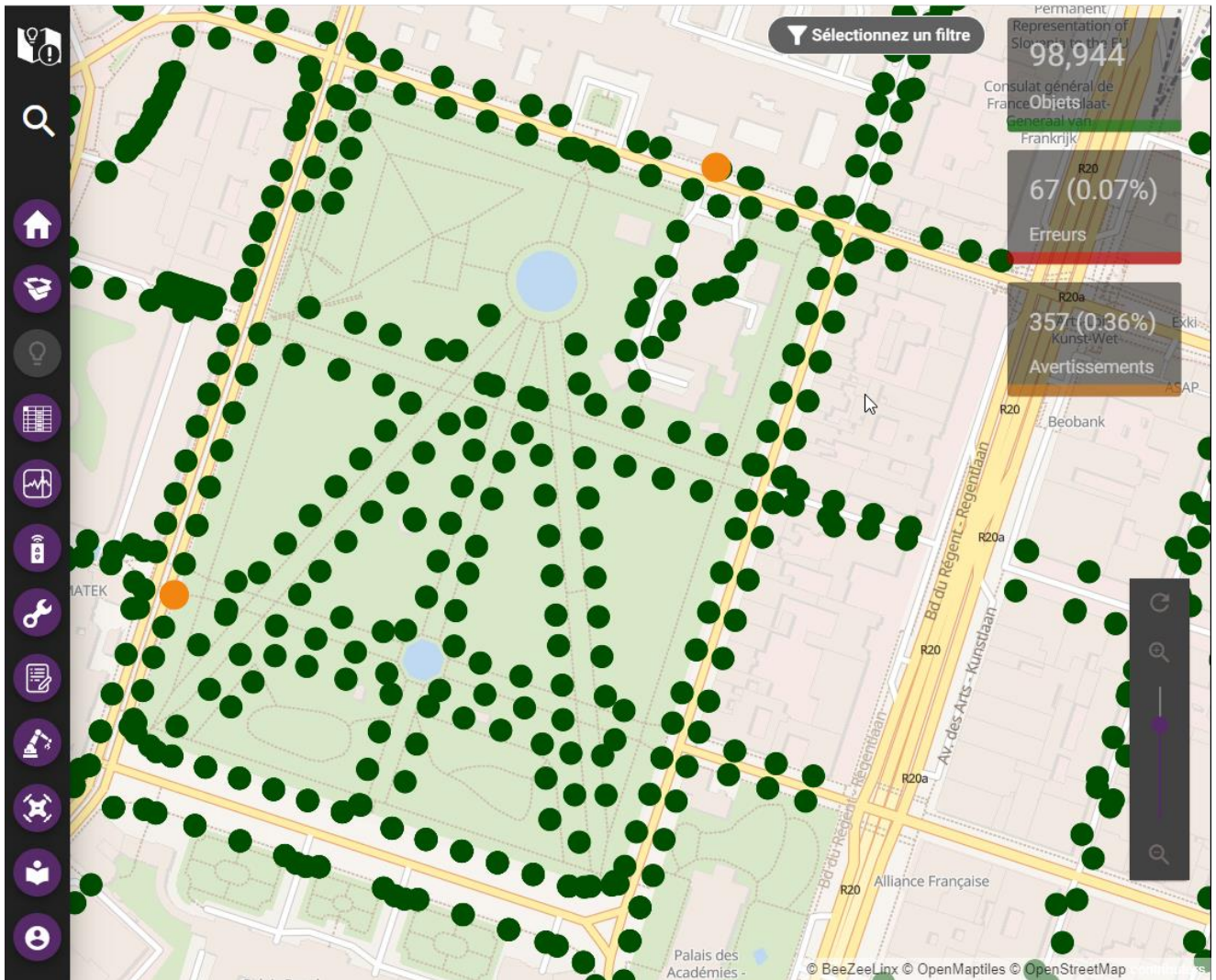


Figure 55: schéma de principe de l'ISL

Schéma de principe de l'ISL

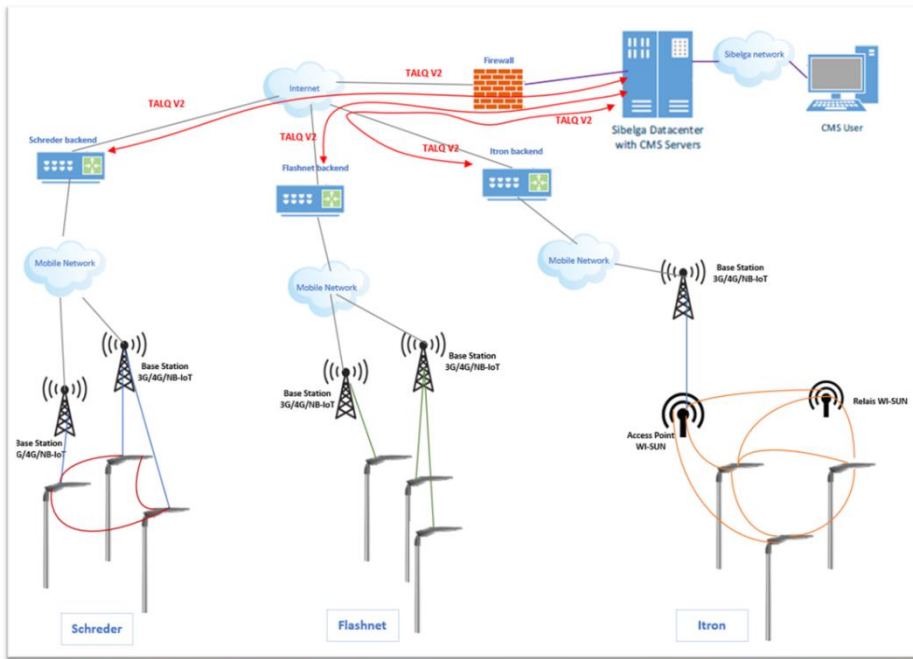


Schéma de principe ISL



Un effet collatéral bénéfique du programme ISL est qu'il va permettre l'abandon de la TCC (télécommande centralisée). La TCC est le moyen par lequel sibelga assure l'allumage et l'extinction coordonné de l'éclairage public et aussi le basculement des registres tarifaires dans les compteurs bihoraires. Les compteurs intelligents pour les tarifs et les LuCo pour l'éclairage public rendront à terme la TCC inutile. C'est une bonne chose car la TCC fonctionne avec une technologie vétuste dont la pérennité est menacée car les constructeurs se retirent l'un après l'autre de ce secteur. En 2030, la TCC sera abandonnée.