

ORES Assets

**EVALUATION ANNUELLE
DU PLAN STRATEGIQUE 2014-2016**

ORES Assets, née de la fusion des huit GRD mixtes wallons intervenue le 31 décembre 2013, vient aux droits et aux obligations des huit entités fusionnées. Aussi, il lui appartient de présenter l'évaluation annuelle des plans stratégiques adoptés en novembre/décembre 2013 par les GRD aujourd'hui fusionnés.

Il s'agit, pour ORES Assets, d'un exercice particulier à double titre en ce que s'agissant de son premier exercice, ORES Assets – dont l'exploitation opérationnelle et journalière est confiée à sa filiale ORES Scrl - a la volonté de présenter, dans sa première partie du présent plan, sa **stratégie** pour l'avenir de l'entreprise tout en maintenant, dans un second volet, une vue sectorielle sur les **aspects financiers** et les **investissements**. Cette 2^e partie est dès lors déclinée en huit parties – une par secteur pour la facilité du lecteur.

En effet, ainsi que souligné dans le cadre de la création d'ORES Assets, les ex GRD devenus des secteurs sont les structures de proximité décisionnelles et essentielles pour toutes questions à dimension locale. Sont notamment considérées comme de dimension locale les décisions concernant les investissements à réaliser dans les réseaux de distribution de gaz et d'électricité et d'éclairage public et partant le plan stratégique.

Les **indicateurs de performance** sont également déclinés par secteur en sorte que le lecteur puisse avoir une vue comparative sur l'amélioration continue de notre société.

La présente évaluation du plan stratégique est donc conçue comme une déclaration publique – disponible sur le site internet de l'intercommunale et communiquée à toute personne intéressée qui en ferait la demande.

Note stratégique ORES

* * *

« Faciliter l'énergie, faciliter la vie »

I. Identité

1. ORES, gestionnaire de réseaux de distribution

Créée en 2009, ORES est aujourd'hui le principal gestionnaire et opérateur de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel de Wallonie. C'est une équipe de plus **2.300 personnes** – cadres, techniciens et personnel administratif – au service des habitants de 198 communes et de la collectivité.

Nos collaborateurs veillent quotidiennement à l'approvisionnement en énergie de plus de 1,3 million de foyers et entreprises sur 75% du territoire wallon (ainsi que dans la commune de Fourons en Flandre), ce qui représente pas moins de 2,8 millions de citoyens.

ORES prend ainsi en charge **l'exploitation quotidienne de réseaux de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'éclairage public communal** et, dans ce cadre, l'ensemble des interactions avec les autres acteurs du marché de l'énergie.

Notre dispatching surveille ces réseaux de distribution **24 heures sur 24**. Des équipes d'intervention sont de garde jour et nuit, 365 jours par an, pour réparer pannes, défaillances techniques et fuites de gaz. Le traitement des appels concernant les odeurs de gaz bénéficie toujours d'une priorité absolue.

Nous réalisons les nouveaux **raccordements** sur les réseaux que nous gérons, nous adaptons les raccordements existants, nous plaçons et renforçons les compteurs.

Nous relevons les **index de consommation** de 1,3 million d'installations, validons les données et gérons ces dernières de manière strictement confidentielle.

Nous tenons à jour près de 2 millions de données dans le **registre d'accès** : pour chaque point de raccordement au réseau de distribution, ce registre contient à la fois les données de nature technique et administrative et les données du fournisseur d'énergie correspondant.

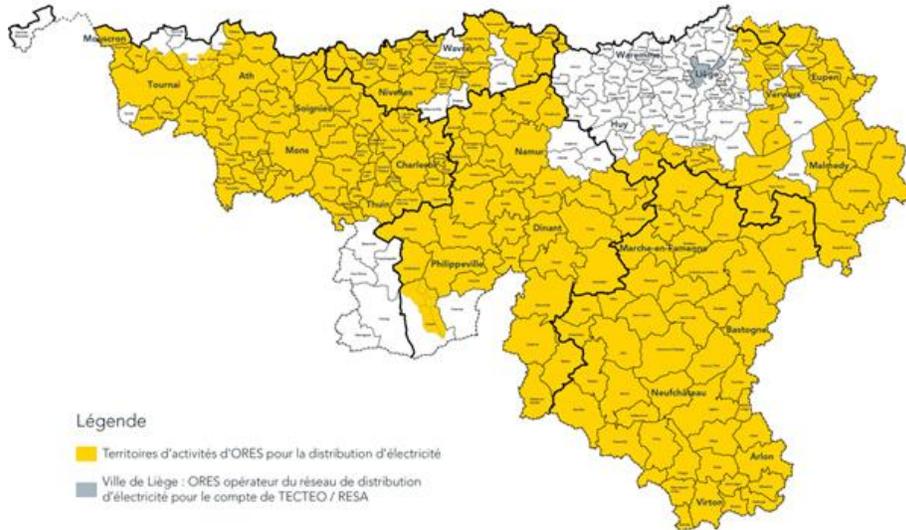
Nous assurons aussi la fourniture d'énergie des **clients protégés** qui souhaitent être alimentés par leur gestionnaire de réseau; nous plaçons des compteurs à budget à la demande des fournisseurs chez leurs clients en défaut de paiement; nous prenons en charge l'exploitation et l'entretien de l'éclairage public communal, ainsi que la promotion de l'efficacité énergétique des équipements d'éclairage.

Consciente de ses responsabilités et de ses engagements, à la fois économiques, sociaux et sociétaux, ORES joue un rôle très concret dans le bien-être de la collectivité et le développement de la vie

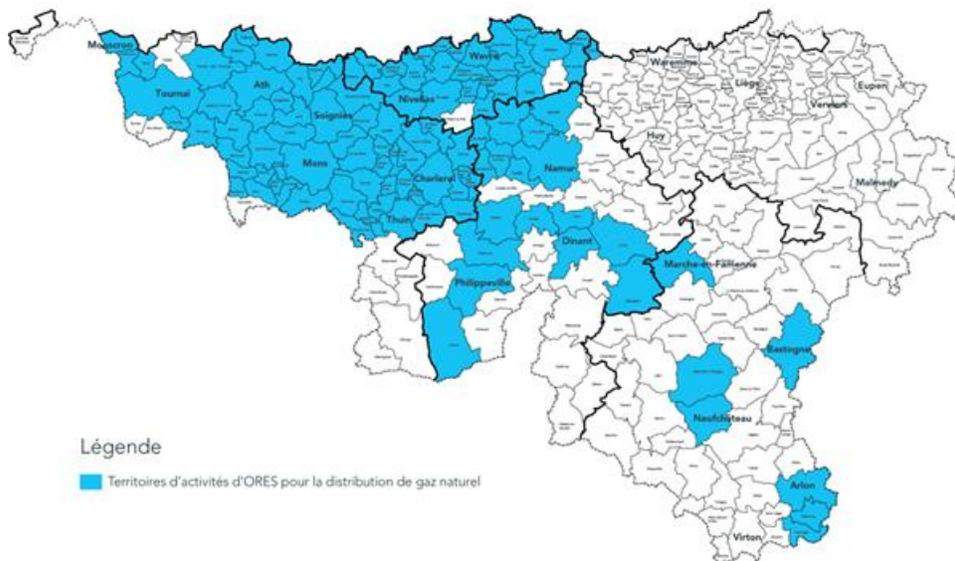
économique et sociale wallonne. Chaque année depuis cinq ans, nous investissons en moyenne 250 millions d'euros dans les réseaux de distribution et nous confions plus de 400 millions d'euros de chiffre d'affaires à quelque 300 entreprises sous-traitantes et fournisseurs.

ORES est active dans plus de 75% des communes wallonnes. Nos territoires d'activités couvrent toutes les communes figurant sur la partie colorée des deux cartes ci-dessous. L'une concerne la distribution d'électricité, l'autre la distribution de gaz naturel. Les équipes d'ORES n'interviennent pas dans les communes non colorées, hormis accords spécifiques.

Territoires d'activités en électricité



Territoires d'activités en gaz naturel



2. Chiffres-clés

Activités de gestion des réseaux de distribution

▪ Nombre total de communes desservies	198
▪ Longueur du réseau d'électricité	50.757 km
▪ Longueur du réseau de gaz naturel	9.003 km
▪ Nombre total de points de fourniture en électricité (actifs et inactifs)	1.445.660
▪ Nombre total de clients raccordés sur les réseaux exploités (E)	1.352.693
▪ Nombre total de points de fourniture en gaz naturel (actifs et inactifs)	523.065
▪ Nombre total de clients raccordés sur les réseaux exploités (G)	444.254
▪ Quantité totale d'électricité distribuée	11.648.435 MWh
▪ Quantité totale de gaz naturel distribuée	13.932.346 MWh

Missions de service public

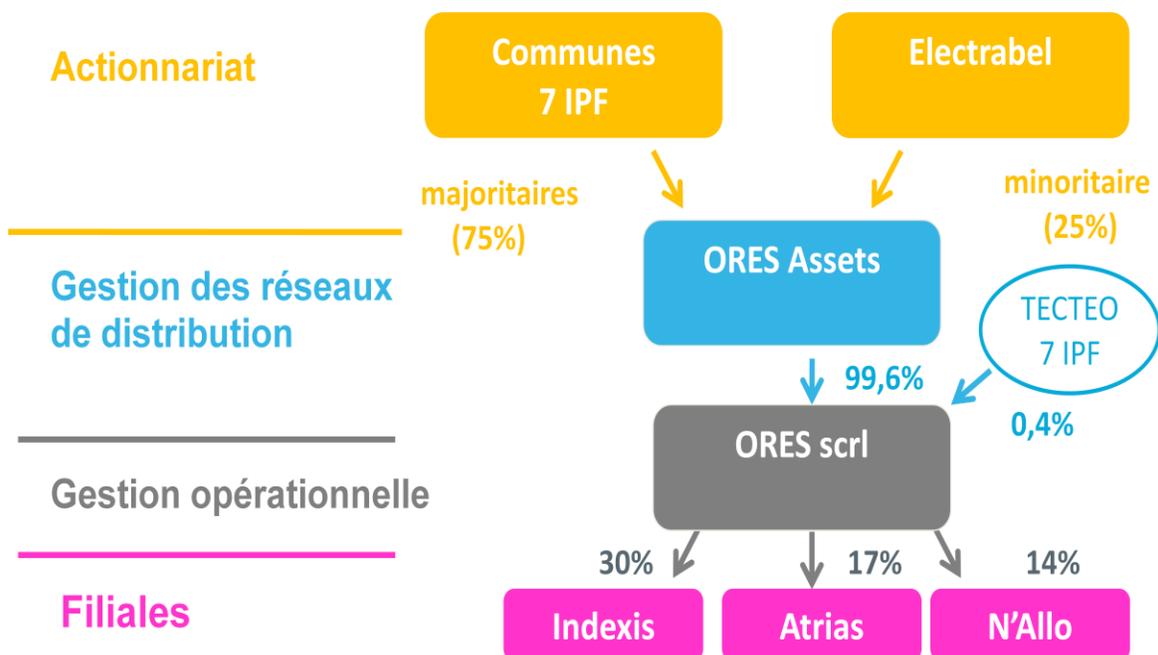
▪ Nombre de clients protégés fournis en électricité	17.471
▪ Nombre de clients protégés fournis en gaz naturel	7.807
▪ Nombre de clients 'sous fournisseur X' (càd. fournis par ORES suite à un déménagement problématique, ou à une fin de contrat chez le fournisseur commercial)	7.962
▪ Nombre de compteurs à budget actifs en électricité (sur un total de 96.884 compteurs installés)	42.511
▪ Nombre de compteurs à budget actifs en gaz naturel (sur un total de 26.945 compteurs installés)	14.981
▪ Nombre de points d'éclairage public communal gérés par ORES	440.538

Chiffres financiers et sociaux

▪ Chiffre d'affaires	992 M€
▪ Total du bilan	3.609 M€
▪ Investissements bruts (électricité, gaz naturel et autres)	246 M€
▪ Nombre de travailleurs actifs (exprimé en ETP)	2.271

(chiffres à fin 2013)

3. Structure actionnariale



* * *

4. Des valeurs fortes

Pour mener à bien ses missions de services d'utilité publique et préparer l'avenir de la distribution, notre entreprise a décidé en 2013 de s'appuyer sur cinq nouvelles valeurs qui, tous les jours, guident chaque activité d'ORES en interne comme en externe auprès de nos clients, de nos interlocuteurs gouvernementaux, des régulateurs ou encore des administrations.

Sens du service

En tant que prestataire de services de proximité fondamentaux pour la vie économique wallonne, ORES est au service de la collectivité et à l'écoute des clients, dont nous voulons faciliter la vie. Notre entreprise veut fournir un service de qualité à la mesure des attentes placées en elle par ses parties prenantes, dans le respect des moyens financiers, humains et techniques disponibles. En interne, ce sens du service se traduit concrètement par la collaboration, la collégialité et la transversalité entre départements et entre collègues.

Audace

Chaque collaborateur est appelé à faire preuve d'audace et à participer activement à la construction de l'avenir d'ORES, dans un marché de l'énergie en profonde mutation. Chacun peut, par ses idées et ses propositions, contribuer à l'évolution de l'entreprise pour la préparer aux défis de demain. Oser des solutions nouvelles, la démarche est capitale pour l'avenir.

Professionalisme

Notre priorité est de gérer les réseaux de manière professionnelle et efficace, en toute sécurité. L'expertise d'ORES et de ses collaborateurs est reconnue à l'intérieur comme à l'extérieur de l'entreprise. Être et rester la référence dans notre domaine d'activités nous impose des objectifs exigeants, avec un souci d'amélioration continue conduisant à l'excellence. Confiants dans leurs compétences et leur capacité à relever les défis, les collaborateurs d'ORES savent que le professionnalisme et l'implication sont la garantie de leur légitimité actuelle et future.

Respect

Respect des personnes – collaborateurs, clients, citoyens–, respect des idées, respect des règles, respect des ressources environnementales aussi, constituent l'une des bases du développement de et dans l'entreprise. Concrètement, cela passe par l'éthique, le dialogue, la solidarité et un comportement intègre à tous points de vue.

Convivialité

ORES accorde une importance primordiale au « vivre ensemble », tant en externe qu'en interne. L'entreprise est consciente de l'importance de la proximité et du contact avec ses interlocuteurs au quotidien. En interne, elle offre à ses collaborateurs des conditions de travail de qualité. Chacun des membres du personnel participe à faire de l'entreprise ce qu'elle est. Le fait de travailler ensemble, avec plaisir, est essentiel à la bonne marche de l'entreprise.

5. Un ADN réaffirmé

Évolutions sociétales, évolutions économiques, évolutions technologiques, évolutions climatiques ... L'énergie et sa distribution sont aujourd'hui confrontées à des changements majeurs. Dans ce contexte, ORES elle aussi évolue tout en réaffirmant les caractéristiques intrinsèques qui, en plus de ses valeurs, constituent son ADN.

Celui-ci peut être schématiquement représenté de façon matricielle. Sur l'axe horizontal, on distinguera trois métiers ou fonctions de base : la gestion du réseau proprement dite, la mission de facilitateur du marché, ou plus exactement des marchés, et enfin celle de partenaire des autorités. Sur l'axe vertical, on représentera deux attitudes principales – le sens du client et celui de la responsabilité « collective » – appuyées sur les cinq valeurs de l'entreprise.

Cette matrice doit servir d'outil d'évaluation de la pertinence des projets de l'entreprise. Très souvent, bon nombre de projets pourront relever de plusieurs cases à la fois. Lorsqu'ils ne correspondent à aucune, il faudra vraisemblablement en conclure que soit ils n'entrent pas dans la sphère d'action de l'entreprise, soit que la matrice ne correspond plus aux réalités du système électrique et gazier et qu'elle doit donc être repensée ou plus simplement adaptée.

	Sens du client	Responsabilité « collective »
Gestion du réseau		
Facilitateur de marché(s)		
Partenaire des autorités		
Sens du service – Audace – Professionnalisme – Respect – Convivialité		

II. Défis, Missions et Vision

ORES est encore une société jeune. Dans un secteur confronté à des mutations fondamentales, elle dispose de nombreux atouts : les compétences, l'expertise et la motivation de ses collaborateurs, une structure financière solide, un actionnariat attentif à ses perspectives de développement et une réputation de responsabilité et d'indépendance qui fait d'elle un opérateur de référence, tant auprès des acteurs de marché que des autorités.

Cependant, notre entreprise se doit d'inventer son avenir, de le questionner et de l'adapter à des évolutions toujours plus fondamentales, rapides, voire inattendues.

Pour ce faire, nous avons lancé en 2013 un vaste exercice de réflexion stratégique, baptisé Vision 2020, et articulé autour de six thématiques : les produits et services d'ORES, les réseaux de gaz, les réseaux électriques, les talents, les partenariats et la culture d'entreprise. L'originalité de l'exercice réside dans la démarche retenue : proposer à une cinquantaine de cadres volontaires et répartis en équipes pluridisciplinaires et transversales de réfléchir à nos fondamentaux, nos défis, les attentes du monde extérieur à notre égard et bien sûr au final, proposer des pistes d'action. Avec un mot d'ordre : concrétiser les nouvelles valeurs de l'entreprise en réaffirmant son ADN. Et donc notamment, oser sortir des sentiers battus; ce qui signifie également refuser les exercices en chambre, se tourner vers le monde extérieur et nous confronter directement à ses jugements et à ses attentes. Le succès a été au rendez-vous: plus d'un cadre sur deux a manifesté sa volonté d'être associé au projet.

Le premier résultat de cette réflexion a permis d'identifier les principaux défis de l'entreprise, d'arrêter une vision puis de définir nos métiers de base et nos traits de caractère autour desquels est articulé un vaste plan d'action. C'est ce qu'expose le présent plan stratégique.

1. Trois défis à relever

Face à ce monde qui change de plus en plus vite, ORES veut s'adapter pour non seulement assurer sa pérennité, sa légitimité et sa responsabilité en tant que gestionnaire de réseaux de distribution et entreprise de services d'utilité publique, mais aussi pour répondre aux attentes légitimement placées en elle par ses parties prenantes. Notre détermination est claire : nous voulons leur faciliter la vie, leur faciliter l'accès à l'énergie.

Pour ce faire, nous devons relever trois défis spécifiques, évoqués ci-après indépendamment de toute notion d'ordre d'importance ou de priorité.

Le premier défi est d'ordre **culturel**; il vise à transformer l'entreprise et son organisation pour l'adapter à ces nouvelles réalités et préparer l'avenir.

Puis il y a le défi du **client**. Le niveau d'exigence du client a considérablement augmenté ces dernières années. L'ensemble des opérateurs, que ce soit dans les domaines des utilities mais également des services publics plus traditionnels ou encore dans le secteur hospitalier, s'adapte à cette nouvelle donne. Ce doit être également le cas pour ORES qui doit se doter en la matière d'une véritable ambition de référence.

Enfin, le dernier défi concerne la **transition énergétique** qui recouvre tout à la fois les conséquences d'une production toujours plus décentralisée et désormais directement raccordées aux réseaux de distribution, l'émergence de nouveaux marchés et de nouveaux métiers en distribution, notamment ceux liés à la notion de flexibilité, ou encore, et sans exhaustivité, la contribution du réseau de distribution au maintien de la tension du réseau, sujet particulièrement d'actualité en ces périodes de risque de délestage, avec toutes les questions que cela implique quant au périmètre exact de nos activités.

a) La culture d'entreprise

ORES est aujourd'hui une entreprise totalement indépendante. Elle doit dès lors se doter de l'ensemble des moyens qui lui permettent d'envisager l'avenir avec optimisme, dans le contexte des évolutions majeures esquissées ci-avant. Moyens techniques, moyens financiers mais surtout moyens humains. Et à cet égard, nous devons aussi évoluer dans notre culture, dans nos manières de faire, dans nos modes d'interaction sans oublier pour autant ce qui fait notre force et notre réputation : le professionnalisme, l'expertise, la culture de prévention et de sécurité vis-à-vis des collaborateurs et des installations, ainsi que le sens des responsabilités.

Mais dans un monde qui s'accélère, ORES doit également être capable de plus d'agilité. L'immédiateté et l'hyperconnectivité sont désormais les maîtres mots et ORES doit faire du client, de ses attentes et de son confort une authentique raison d'être.

L'entreprise doit aussi revoir ses modèles de collaboration, proposer un mode de management basé sur la confiance et l'audace, et mettre en place un environnement de travail propice à plus de créativité, de convivialité ainsi qu'à une plus grande adéquation entre vie privée et familiale et vie professionnelle. Ces nouveaux modes de travail sont particulièrement plébiscités par les travailleurs issus des premières générations « post-internet », des collaborateurs qu'il faut aujourd'hui séduire et attirer et qui sont particulièrement sensibles au sens des responsabilités de leur employeur.

b) L'orientation client

Plus que jamais, le client demande à être considéré, respecté. Il a pris l'habitude d'un contact personnalisé, d'un service moderne et sur mesure. Il vit dans l'ère digitale et très réactif. En parallèle, de nouvelles activités et de nouvelles industries se développent. C'est le cas par exemple dans le secteur automobile, où la notion de mobilité durable favorise l'émergence du véhicule électrique ou au gaz

naturel. De leur côté, les fournisseurs imaginent sans cesse de nouvelles solutions de pilotage des consommations et de domotique.

Ces évolutions sociologiques sont acquises et s'imposent à nous au même titre que les évolutions énergétiques dont question ci-après. C'est pour cette raison qu'ORES a pour ambition de « faciliter la vie de ses clients ».

Faciliter la vie des clients doit d'abord et avant tout se traduire dans le cœur de métier et les gestes quotidiens d'ORES: réaliser un raccordement, gérer techniquement un chantier, respecter les rendez-vous, informer le client sous la forme et via le canal qu'il souhaite, réaliser un relevé de compteur, répondre au téléphone ...

Plus fondamentalement, cela suppose que notre relation au client soit repensée. La notion de service au client doit primer sur le processus dans notre façon d'agir. Une demande de raccordement, par exemple, ne sera plus basée sur un critère technique de puissance ou de tension de raccordement, mais sur des notions que le client maîtrise telle que la nature de ses équipements électriques – cuisine-t-il à l'électricité, quelle est la taille de son habitation ou de sa famille, se chauffe-t-il à l'électricité, dispose-t-il d'une pompe à chaleur, d'une climatisation ? – ORES étant responsable de traduire ces éléments en données techniques.

Cela passe aussi par des collaborations plus poussées avec les autres GRD, voire avec d'autres fournisseurs de service d'utilité publique, pour que le client ne soit plus condamné à s'adapter au nouveau visage du marché de l'énergie, mais que les opérateurs s'adaptent au souci de confort du client.

Cela implique également des partenariats ouverts avec certaines administrations ou organismes comme les CPAS, les Guichets de l'Énergie ou les Agences de Développement Territorial (ADT), afin d'améliorer l'accès à l'énergie, de rendre la facture énergétique plus transparente et plus compréhensible, ou encore de promouvoir de nouveaux services énergétiques innovants et adaptés aux besoins des clients, qu'ils agisse des particuliers ou des entreprises.

Cela passe enfin par le déploiement réfléchi de compteurs intelligents qui répondront à l'ensemble des besoins des acteurs de marché, qu'il s'agisse des fournisseurs ou des « balancing service providers ». Qu'il s'agisse aussi du consommateur désireux de reprendre plus activement le contrôle de sa consommation. Tout cela sans perdre de vue les principes qui régissent la protection de la vie privée.

Reste un élément fondamental : la maîtrise de l'évolution des coûts de la distribution. L'énergie est un bien de première nécessité. Son coût a un impact direct sur le pouvoir d'achat des ménages et sur la compétitivité des entreprises. Dans la facture globale d'un ménage, le coût lié aux prestations réellement maîtrisées par ORES représente, selon les régions, entre 20 et 30 % du prix total. La maîtrise du coût de la distribution passe bien sûr par le sens des responsabilités et l'efficacité du gestionnaire de réseau, mais également par la réaffirmation de la nécessité de solidarité dans la répartition équitable de ce coût entre les différents utilisateurs.

c) La transition énergétique

Développement des énergies renouvelables, troisième révolution industrielle, éco-responsabilité, efficacité énergétique, réseaux intelligents, systèmes de stockage, biogaz, ... Dans le cadre de sa

Stratégie Europe 2020, la Wallonie s'est dotée d'objectifs ambitieux en termes de « croissance économique verte » et le secteur de la distribution doit bien évidemment en tenir compte. Ces objectifs confrontent le monde de l'énergie en général – de l'électricité et du gaz naturel en particulier – à une véritable révolution. Le métier même de la distribution vit un changement de paradigme fondamental et doit être repensé.

D'abord, la production d'électricité est de plus en plus décentralisée et directement raccordée aux réseaux de distribution. Ensuite, la part prise dans le parc par des capacités renouvelables, intermittentes, aléatoires et dès lors « non dispatchables », disposant de surcroît d'un accès prioritaire au réseau, a considérablement augmenté. Aujourd'hui, cette production est même insuffisamment contrebalancée par des moyens de production classiques pour la plupart poussés hors marché. On constate ainsi un biais fondamental dans le secteur de la production d'électricité, où coexistent désormais un modèle de prétendue concurrence avec un modèle d'hyper-subsidiation et de rérégulation. Dans le même temps, le mythe d'une production au service total de la consommation a vécu. La notion de « consommateur », qui par son comportement doit aussi concourir à l'équilibre du réseau, devient réalité; jusqu'à envisager des délestages, forme ultime et ô combien désagréable du concept même de consommateur. Enfin, on assiste au retour au premier plan de la préoccupation de la sécurité d'approvisionnement qui n'est désormais plus vue comme une question d'intendance, évidente et garantie, mais qu'il s'agit d'obtenir quotidiennement au prix d'efforts de l'ensemble des acteurs du secteur.

Face à cela, le distributeur doit progressivement se doter de nouveaux outils : réseaux moyenne tension, voire accès à certains outils de réglage de tension, déploiement accru d'équipements de télésurveillance, de télémesure (d'énergie mais aussi de sens des flux) et de télécontrôle sur un socle informatique et de télécommunication adapté. C'est ce que l'on nomme le « smart grid ». Avec en corollaire, une, modernisation radicale des outils de mesure chez le client, en ce compris le client résidentiel, pour connaître de façon plus fine les différents flux d'énergie prélevés et injectés, mesurer la puissance mise à disposition voire la modifier, affiner la mesure des périodes exactes de consommation ou proposer des systèmes efficaces de prépaiement (ce que l'on nomme le « smart metering »). Enfin, cela suppose que le système de tarification des services fournis par le réseau de distribution, hérité encore à ce jour du système en vigueur avant la libéralisation, soit complètement repensé pour correspondre aux véritables contraintes et structure de coûts de cette activité.

Cette transition concerne aussi la place du gaz naturel dans le paysage énergétique. À l'heure où les maisons passives et les pompes à chaleurs gagnent chaque jour des parts de marché, où la mobilité au gaz peut apparaître comme une opportunité grâce au développement du GNV (mais aussi comme une concurrence pour la mobilité électrique), ORES doit pouvoir se positionner comme un initiateur, voire un explorateur de nouvelles solutions. Les synergies entre les deux fluides sont à exploiter et à renforcer là où cela fait sens. Les pistes de développement prometteuses se font jour notamment dans l'exploitation du biogaz ou encore le « power to gas », concept directement lié au développement des productions intermittentes. Il s'agit concrètement de produire des gaz combustibles (hydrogène ou méthane de synthèse) facilement stockables et transportables dans les infrastructures de distribution de gaz naturel à partir d'électricité produite à bon marché, par exemple en cas de surproductions intermittentes à faible coût marginal. ORES explorera aussi ces potentiels à l'avenir.

2. Des missions et une vision claires

Missions

Assurer un approvisionnement de qualité, sûr et fiable, développer, entretenir et moderniser les réseaux, raccorder les installations des clients – producteurs et consommateurs – à ces réseaux sont au cœur des préoccupations d'ORES. C'est la dimension « **gestionnaire de réseau** » de notre métier. Et bien évidemment, ce métier est fondamentalement impacté par les trois défis précédemment cités.

Complémentairement, de nouvelles missions nées avec la libéralisation et devenues aujourd'hui fondamentales pour le bon fonctionnement du marché, sont apparues. Comme un notaire qui garantit la bonne fin et la sécurité juridique d'opérations diverses, ORES entend apporter à l'ensemble du marché la « tranquillité d'esprit » indispensable à son bon fonctionnement. Un client qui déménage, qui change de fournisseur, un fournisseur qui souhaite facturer une consommation, clôturer une relation contractuelle ... Dans toutes ces situations de la vie quotidienne, ORES entend garantir au marché un traitement professionnel et rigoureux de l'ensemble des bases de données sur lesquelles ces situations sont fondées : (i) tenue d'un registre d'accès qui réconcilie des compteurs, des adresses, des clients et des fournisseurs, (ii) relevé automatique ou manuel des compteurs et transmission aux différents fournisseurs des données de comptage relevées et validées, (iii) garantie d'un accès efficace et non discriminatoire aux réseaux de distribution, (iv) responsabilité de l'ensemble des opérations garantissant une juste répartition des consommations, et ce pour l'ensemble des acteurs. Le tout, dans un contexte où le nombre croissant d'installations éoliennes et solaires raccordées engendrent des variations importantes sur les réseaux pouvant conduire à des congestions qu'il faut gérer à tout moment. Notre entreprise doit exercer ces missions de manière neutre et objective, dans l'intérêt général, en mettant à la disposition du marché les outils dont il a besoin pour fonctionner.

Ce métier de « **facilitateur de marché** » qui est aujourd'hui bien en place pour le marché de la fourniture devra progressivement être étendu à de nouveaux marchés (on songe bien évidemment au marché de la flexibilité, appelé à prendre une place plus importante en distribution); plus généralement, ORES entend développer ce rôle de facilitateur et de garant des données pour l'ensemble des processus de marché au sens large.

Enfin, par nature indépendante de chacun des acteurs du marché, forte de l'expertise de son personnel, forte de la légitimité que lui confère son actionnariat principalement communal, ORES s'affirme aussi comme le **partenaire naturel des autorités** pour la mise en œuvre efficace et performante des politiques qu'elles souhaitent mener en matière d'énergie.

Nos métiers sont connus, nos traits de caractère également.

L'ensemble de nos actions sont caractérisées par notre orientation en faveur du client, sous forme d'un engagement : lui faciliter la vie en toutes circonstances. Notre deuxième trait de caractère, c'est notre sens des responsabilités ; une responsabilité collective qui intègre deux dimensions: une dimension financière et une dimension d'ordre sociétal.

La responsabilité financière s'exprime notamment à travers la maîtrise des coûts de la distribution et de leur évolution. La responsabilité sociétale s'exprime dans la recherche de l'équilibre entre les intérêts économiques de nos actionnaires, de nos clients et de nos autres parties prenantes, le bien-être et la

sécurité des personnes (collaborateurs d'ORES ou « public externe ») et la préservation de l'environnement.

Vision

Face à ce monde qui change de plus en plus vite, ORES veut s'adapter pour non seulement assurer sa pérennité, sa légitimité et sa responsabilité en tant que gestionnaire de réseaux de distribution et entreprise de services d'utilité publique, mais aussi pour répondre aux attentes légitimement placées en elle par toutes ses parties prenantes.

Notre vision est claire : « nous voulons faciliter l'énergie, faciliter la vie de toutes nos parties prenantes ».

Concrètement, il s'agit de:

1. **Faciliter la vie de nos clients** : faire vivre au quotidien l'écoute, la disponibilité, le respect, l'accessibilité et une qualité de service irréprochable pour satisfaire les clients.
2. **Faciliter la vie du marché** : transformer notre réseau en une véritable plateforme d'interconnexion dynamique, au service de tous les acteurs du marché (producteurs/fournisseurs, GRT, GRD, régulateurs, clients) et reconnue pour son excellence.
3. **Faciliter la vie des autorités** : être reconnue comme le partenaire légitime et privilégié des autorités publiques en matière de distribution d'énergie et assumer pleinement ce rôle.

III. Stratégie : objectifs prioritaires et lignes d'action

Pour relever les défis qui sont les siens, ORES s'est fixé un certain nombre d'objectifs stratégiques prioritaires, appuyés sur des lignes d'action spécifiques.

1. Garantir l'avenir des infrastructures de distribution et mettre en œuvre les réseaux et le comptage intelligents

Lignes d'actions

- ***Optimiser nos réseaux et les rendre plus « intelligents », notamment dans le contexte du raccordement des installations de production décentralisées***

La gestion et l'exploitation des réseaux de distribution constituent le cœur de métier d'ORES. Leur entretien, leur développement et leur optimisation (en ce compris l'éclairage public communal) sont essentiels à la vie socio-économique de la Région. ORES poursuivra leur optimisation, avec un accent sur la finalisation de l'assainissement du réseau gaz (remplacement des derniers kilomètres de réseaux basse pression en fonte, PVC ou fibrociment par des conduites de nouvelle génération).

L'intégration des productions décentralisées dans les réseaux de distribution électrique (éolien, photovoltaïque ou autres) reste un défi de taille pour la Wallonie et pour les gestionnaires de réseaux ; elle introduit une nouvelle complexité, qui exige d'adapter les réseaux et d'y investir massivement pour les rendre plus « intelligents ». Cette mutation induira non seulement des investissements importants à court et à long terme, mais aussi la nécessité de faire coïncider des productions et des consommations de plus en plus volatiles. Dans ce cadre, ORES a lancé un projet ambitieux de « smart grid ».

Ce projet s'appuie sur un constat: l'énergie électrique ne parvient plus depuis une source lointaine et centralisée jusqu'aux ménages et aux entreprises. Ces flux deviennent dynamiques, s'inversent à certaines heures de la journée, deviennent plus intenses à d'autres. Il est donc crucial de les appréhender. Pour cela, il faut disposer de capteurs sur les réseaux de distribution moyenne tension pour mieux mesurer ce qui s'y passe et d'un outil de calcul efficace (« l'estimateur d'état ») qui met en évidence les congestions du réseau. Il faut ensuite comprendre comment ces courants évoluent dans le temps; au fil des heures, des saisons, des conditions météorologiques, voire du comportement du marché et des clients. ORES doit donc développer de nouvelles compétences et de nouveaux outils de prévision des productions et des consommations locales.

Enfin, avec ces informations et ces connaissances, il faut mettre le réseau électrique dans une configuration optimale pour diminuer les pertes et faire disparaître les congestions. Cela passe par plus de systèmes de télécontrôle voire de télécommande rendant possible des reconfigurations du réseau. Autant de nouvelles ressources qui permettront de gérer notre système électrique de manière plus efficace en termes de service à la clientèle via notamment la réduction du temps d'intervention en cas de panne. Ces fonctionnalités présument l'existence d'un réseau de communication performant et fiable : des investissements importants sont prévus dans ce domaine.

Actuellement, nous avons déterminé les équipements à mettre en œuvre (e.a. la cabine « smart ») et les avons testés. À partir de 2015, ces équipements seront largement déployés sur nos réseaux. En parallèle, nous définissons les fonctionnalités d'aide à la décision que devront apporter les nouveaux outils associés à l'estimateur d'état ainsi que les nouvelles interactions que cela nécessite entre les acteurs. Cette partie est réalisée au travers du projet GREDOR avec l'Université de Liège comme garant scientifique. (voir « flexibilité » ci-dessous)

- ***Mettre en œuvre un programme cohérent et soutenable de déploiement du comptage intelligent en Wallonie, en concertation avec les autorités***

On le pressent, le métier de releveur va devoir fondamentalement évoluer pour s'adapter à l'évolution du secteur de la distribution. Il s'agira de mesurer non plus uniquement un flux d'énergie mais des flux d'énergie, des puissances, des déplacements de consommations. Il s'agira aussi de disposer de données de relève validées plus souvent que ce qui est prévu actuellement. Il s'agira de permettre le déploiement de formules tarifaires plus dynamiques, de techniques de prépaiement. Il s'agira enfin de piloter le compteur à distance, par exemple le niveau de puissance contractuellement mise à disposition.

ORES finalise un ambitieux programme de déploiement progressif de compteurs intelligents en Wallonie qu'elle soumet actuellement aux autorités compétentes en cette matière.

- ***Mettre en place l'infrastructure informatique intégrée nécessaire à ces développements***

L'optimisation des infrastructures de distribution et le développement des réseaux et du comptage intelligents évoqués ci-avant devront s'appuyer sur des systèmes informatiques modernisés et intégrés. Afin de préparer cette évolution digitale, un programme ambitieux est actuellement déployé. La stratégie informatique est axée sur la convergence des systèmes sur des standards du marché informatique afin de garantir l'évolution future et la maîtrise des coûts de maintenance des applications. Le programme prévoit une intégration forte de différentes applications: gestion des informations géo-spatiales, cartographie, automatisation des systèmes, gestion des dépannages...

Dans ce contexte, la vectorisation des plans et l'enrichissement des bases de données en cours jettent les bases de la mise en œuvre des nouvelles solutions IT intégrées que sont GIS (description géographique et attributaire de nos assets), OMS (gestion des dépannages), DMS (gestion de l'état dynamique des réseaux, intégrant les mesures de charges, de tension, de position des appareils, ...) et SCADA (gestion du télécontrôle des appareils et de la télémessure).

- ***Développer des formules qui contribuent à augmenter la flexibilité de nos réseaux***

Le fonctionnement harmonieux du réseau – et du marché – suppose plus de flexibilité de ce même marché que ce soit par la maîtrise, le contrôle ou la modulation de la production, mais aussi par la gestion active de la demande, voire dans un futur sans doute un peu plus lointain, par la mise en œuvre de solutions de stockage ou de synergies entre les réseaux gaz et électricité.

ORES participe à plusieurs projets en la matière. Nous avons développé avec le régulateur des formules de raccordement flexibles des unités de production décentralisées. Avec les fournisseurs et ELIA, nous proposons d'intégrer cette flexibilité liée à la congestion du réseau électrique sans pour autant perturber le bon fonctionnement du marché.

Avec ELIA, nous participons activement au programme dit R3DP qui met à la disposition du gestionnaire de réseau de transport des potentiels de flexibilité chez des clients de la distribution pour ses réserves tertiaires nécessaires au maintien de l'équilibre du réseau, tout en assurant la sécurité des installations concernées et celle du réseau de distribution. Ce programme de flexibilité en distribution a démarré en 2014 et s'étendra progressivement à d'autres besoins d'ELIA comme celui des réserves stratégiques dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement. L'objectif étant à terme de pouvoir traiter toute demande de flexibilité de manière optimale, quel qu'en soit le demandeur.

- ***Promouvoir le gaz naturel et préparer les solutions d'avenir liées au gaz***

Le réseau de distribution de gaz naturel géré par ORES s'étend sur plus de 9.000 kilomètres. Si les conditions d'extension de ce réseau ne rencontrent plus aujourd'hui les nécessaires impératifs de rentabilité économique, l'intensification de l'utilisation de cette énergie sur le réseau existant et le développement de nouvelles pistes d'utilisation du gaz sont à l'ordre du jour.

En 2013, ORES a développé en province de Luxembourg un projet pilote de promotion du gaz naturel dans le but d'augmenter le taux de pénétration et le nombre d'utilisateurs sur le réseau de distribution dans sept communes de la province. La démarche permet, à moindre coût, de répartir la facture totale sur un plus grand nombre de clients et, de facto, de diminuer le tarif par utilisateur. Les leçons tirées de ce pilote permettent d'envisager le déploiement du projet sur l'ensemble du territoire wallon, le cas échéant en associant à la démarche les autres gestionnaires de réseau de transport et de distribution de gaz, de manière à amplifier l'efficacité de l'action.

ORES étudie également des solutions innovantes d'exploitation et de valorisation du gaz – mobilité au gaz naturel, biogaz, méthanation, « power to gas » – et prépare la conversion d'une partie de son réseau dans la perspective de l'arrêt de l'alimentation en gaz naturel à faible pouvoir calorifique depuis les Pays-Bas.

2. Améliorer notre orientation client

Lignes d'actions

- ***Améliorer notre interface avec le client dans nos métiers de base : service, écoute, respect disponibilité, accessibilité.***

La satisfaction client doit être au cœur de la démarche d'ORES. Pour cela, nous voulons placer très haut la barre de nos standards de qualité et sommes à l'écoute des problèmes ou des desiderata du consommateur. Le client évolue dans ses exigences et nous voulons être au niveau souhaité. Comme expliqué ci-avant, cela passe d'abord par nos métiers de

base : rendez-vous, raccordement, relève, chantier, facturation, ... C'est aussi un dialogue plus proactif : proposer spontanément l'information, l'accueil et le service qui va aider véritablement le client dans ses démarches, devenir un conseiller-référent qui se distingue non seulement par son indépendance vis-à-vis des autres acteurs du marché, mais aussi par la qualité de son écoute et de son accompagnement dans un secteur particulièrement complexe. Cela suppose d'oser repenser nos canaux de communication, le cas échéant en partenariat avec d'autres. Inviter le client dans nos bureaux d'accueil pour l'aider à répondre à toutes les questions qu'il peut se poser. Mettre en place les outils informatiques et digitaux (portails web, applications mobiles, etc.) facilitant l'accès à nos informations par les clients et les partenaires.

Faciliter la vie des gens, c'est aussi permettre l'accès facile à ORES que ce soit pour signaler des problèmes liés à un compteur ou encore un éclairage public défaillant. Le recensement récent de l'ensemble des points lumineux du réseau d'éclairage public communal a permis le développement d'un outil web offrant au riverain un moyen beaucoup plus simple pour signaler un point défectueux. Un tutoriel en ligne lui de comprendre comment en quelques clics, il peut renseigner le luminaire en panne et demander à être prévenu du suivi de sa demande par courriel. Et s'il n'arrive pas à identifier le luminaire sur notre réseau, l'outil lui indique le propriétaire présumé de l'équipement afin de réacheminer la demande d'intervention.

- ***Améliorer nos services et suivre cette évolution via nos indicateurs de performances de la satisfaction client***

Faciliter la vie des gens, ce n'est pas seulement écouter et mieux communiquer, mais c'est également améliorer la qualité de nos services et la rapidité de nos interventions. Par exemple, viser la réduction du temps d'indisponibilité du réseau moyenne tension lié à des coupures planifiées pour travaux – actuellement un peu moins de 39 minutes pour l'ensemble du réseau – ou encore réduire les durées moyennes d'arrivée sur site, d'intervention proprement dite et d'indisponibilité de l'approvisionnement à la suite de défaillances techniques non planifiées.

ORES va également lancer une vaste révision de tous ses processus « clientèle » afin de les rendre plus conviviaux. La volonté est de prendre en compte l'expérience-client : entendre les plaintes des clients mais aussi leurs suggestions, adopter leur point de vue afin de mieux comprendre leurs attentes et enfin mesurer leur satisfaction au travers d'enquêtes indépendantes.

- ***Plus de transparence et lisibilité dans les factures pour responsabiliser les différents acteurs***

Pour faciliter encore la vie des clients et aussi apporter de la sérénité dans les débats sur l'énergie, il est important de pouvoir identifier sur la facture – dans les tarifs de distribution en particulier – le coût de ses diverses composantes (« commodity », transport, distribution, surcharges diverses, taxes). Il convient d'identifier particulièrement le coût des politiques qui recourent à l'énergie comme moyen de financement. De la sorte, le client est en mesure de savoir clairement ce que coûte en réalité chacun des opérateurs (fournisseur, transporteur et distributeur) sur sa facture globale.

Ce n'est pas le cas aujourd'hui : beaucoup de consommateurs ignorent que les gestionnaires de réseaux de distribution assurent également des missions de service public (« OSP », par exemple le placement des compteurs à budget et gestion de leur rechargement, la fourniture d'énergie aux clients protégés, l'exploitation et l'entretien de l'éclairage public communal ou encore le versement de certaines primes Énergie) et que le coût de ces missions est intégré dans le tarif de distribution.

- ***Rendre le monde de l'énergie plus accessible en participant à des actions de sensibilisation et de pédagogie autour de nos enjeux***

Les nombreux changements de ces dernières années, la libéralisation du marché et la multiplication du nombre d'acteurs économiques, la complexité des enjeux et des interactions, la technicité du monde énergétique le rendent en général opaque pour le consommateur et pour le citoyen qui ne peut dès lors être un réel acteur.

ORES veut aussi faciliter la vie des gens en rendant ce monde plus lisible... Pas seulement par la facture, mais aussi en expliquant aux clients ce qu'ils paient et pourquoi, en faisant la lumière sur le fonctionnement du marché. C'est une mission qu'ORES remplit déjà via sa communication externe et en participant à des actions ou programmes ciblés. En 2014, ORES soutient ainsi le challenge « École Zéro Watt » dans le cadre duquel les jeunes élèves de primaire sont sensibilisés aux enjeux de l'efficacité énergétique, d'autant plus important dans un contexte de pénurie potentielle.

ORES a fait valoir ce point dans le mémorandum qu'elle a adressé au Gouvernement régional et cette préoccupation a été intégrée dans le cadre de la déclaration de politique régionale. Nous avons aussi fait part au ministre wallon de l'Énergie de notre disponibilité dans le contexte d'une réflexion sur les conditions de mise en œuvre de cette mesure.

3. Mettre en place des outils d'avenir permettant un fonctionnement harmonieux du marché

Lignes d'actions

- ***Mettre en œuvre notamment la plateforme ATRIAS, qui sera l'outil garant d'un meilleur fonctionnement de marché à l'avenir.***

ORES participe activement au programme ATRIAS. Ce programme poursuit un objectif double. D'une part, il a pour but de faire évoluer les processus de marché dans le contexte connu de l'évolution du renouvelable et pour se préparer à l'arrivée des compteurs intelligents. Dans ce contexte, il faut noter que les flux d'énergie des consommateurs résidentiels avec installation photovoltaïque et le flux d'énergie des consommateurs avec compteur multi-horaire seront modélisés.

D'autre part, le programme permet d'unifier au niveau belge les applications informatiques permettant l'échange d'information entre gestionnaires de réseaux et fournisseurs d'énergie. Jusqu'ici, seuls ORES et Eandis avaient développé une application commune. On imagine aisément l'obstacle que constitue pour le fonctionnement du marché la

cohabitation d'autant de solutions techniques sur un territoire aussi restreint. La décision prise par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de développer une « clearing house » unique et commune constitue une évolution considérable à cet égard. Elle témoigne de leur volonté d'assumer pleinement leur rôle de facilitateur du marché.

- ***Favoriser la solidarité et éviter des comportements opportunistes***

C'est une évidence de rappeler que sur le marché, le réseau est par essence un bien collectif. Il exprime une solidarité naturelle à une certaine échelle géographique ; il relie les gens entre eux. En contrepartie, les utilisateurs de ces réseaux acceptent de supporter les coûts légitimes liés à cette activité, dans une proportion juste et équitable, correspondant à l'utilisation qu'ils font du réseau.

ORES plaide évidemment pour que cette solidarité constitue une caractéristique forte de notre secteur. Mais notre entreprise est également disposée à imaginer des formules qui permettent à certaines catégories d'utilisateurs, sans remettre en cause le principe de solidarité, de faire valoir leur particularités et d'optimiser leur comportement d'utilisateur. C'est ainsi que nous testons actuellement avec les Agences de Développement Territorial (ADT) le projet dit de « cloud énergétique » ou réseau fermé virtuel qui s'appuie sur une mutualisation des moyens dans l'intérêt collectif.

Le principe en est simple : ORES propose de mettre son réseau à disposition des clients moyenne tension d'un zoning, désireux d'investir de façon collective dans une unité de production décentralisée, pour leur permettre de réaliser une compensation synchrone de l'énergie transitée. En pratique, notre entreprise mesure la consommation du client et l'injection de l'unité de production de façon synchrone (quart d'heure par quart d'heure). Ensuite, on déduit de la consommation du client sa part d'injection de l'unité de production.

S'il existe une production excédentaire, le client la propose au marché. Si la production est insuffisante pour combler les besoins du client, ce besoin de consommation résiduel est acheté par le client à son propre fournisseur. Chaque client reste donc éligible et opte pour le fournisseur de son choix.

- ***Promouvoir une structure tarifaire plus capacitaire***

ORES plaide aussi pour que le Gouvernement élabore des lignes directrices tarifaires permettant une tarification de la distribution reflétant beaucoup plus la véritable structure des coûts et une répartition plus équitable de ces coûts entre les utilisateurs des réseaux.

Une telle tarification devrait comporter davantage de termes fixes et capacitaires. En effet, une large proportion des coûts de distribution est fixe et le dimensionnement des réseaux se fait sur base de la capacité mise à la disposition des clients. Un tarif capacitaire ne ferait donc que matérialiser le droit à la capacité qui est effectivement à la disposition des consommateurs/prosumers. Aujourd'hui, la tarification largement basée sur les volumes (kilowattheures nets prélevés) crée des distorsions importantes. Cette tarification ne reflète pas les coûts de l'utilisation réelle des réseaux.

4. Faire évoluer notre culture d'entreprise

Lignes d'actions

- ***Transformer la culture de notre entreprise pour la rendre plus agile, plus audacieuse, tournée vers l'innovation, mais surtout tournée vers l'extérieur et orientée client***

L'innovation doit ici se comprendre au sens large : non seulement innovation technologique, mais également managériale, commerciale, dans les processus, l'organisation, etc. Et dans ce contexte, le défi du service, de la convivialité et de l'audace est un chantier majeur pour ORES. C'est non seulement vrai en ce qui concerne nos relations avec les clients. Mais c'est aussi vrai en interne et nous travaillons au changement culturel nécessaire pour que nous soyons reconnus, demain, toujours comme des professionnels compétents, mais aussi comme une équipe de gens motivés, passionnés, responsables, proches et fondamentalement impliqués dans le service que nous apportons à chacun des consommateurs. ORES veut susciter les idées, les échanges, la collaboration. L'entreprise a décidé de s'engager résolument dans une démarche devant l'amener dans le « nouveau monde du travail »

Nous avons notamment lancé le programme DOMO d'implémentation du nouveau monde du travail (NWOW dans la littérature). Il s'agit avant tout d'un programme de changement culturel, qui a commencé par la refonte des valeurs d'une entreprise qui se veut plus attractive. Un management de confiance, orienté résultats, donnant de l'autonomie et des responsabilités, permettra une plus grande flexibilité géographique et temporelle, qui se traduit par la mise en place du télétravail, par un meilleur équilibre vie professionnelle – vie familiale, au profit de tous.

Convaincus que l'architecture est un support à l'évolution de la culture de l'entreprise, nous procédons à des aménagements dans nos sites existants et construisons de nouveaux bâtiments plus ouverts, plus propices à la collaboration, en proposant une variété d'environnements partagés, adaptés à la tâche à réaliser, incitant à la créativité dans une plus grande convivialité. Enfin, un tel programme ne peut réussir sans une évolution de la technologie, qui se concrétise par la mise en place d'outils informatiques et de télécommunication modernes qui faciliteront la collaboration et la mobilité.

Par ailleurs, ORES s'associe à des programmes d'innovation technologiques auxquels elle apporte son expertise technique spécifique.

5. Être l'interlocuteur privilégié, le partenaire des autorités publiques

Lignes d'actions

- ***Partenaire des pouvoirs publics pour l'élaboration et la mise en œuvre des politiques énergétiques des pouvoirs publics***

Réservoir de compétences, d'expériences, de savoir et d'expertise dans ses métiers, ORES est au service des autorités. Elle apporte son expérience et son expertise technique, émet des suggestions et assume un rôle d'avis, voire de conseil, en matière d'évolutions

législatives ou de processus de marché ayant trait au secteur de la distribution d'énergie. ORES est notamment invitée à jouer ce rôle en participant à des groupes de travail ou à des inter-cabinets préparatoires à l'élaboration des textes législatifs.

Dans le respect des prérogatives de chacun, il s'agit de contribuer à la mise en place des politiques décidées aux niveaux fédéral et régional. ORES se veut aussi partenaire du gouvernement pour la mise en œuvre de ses politiques énergétiques. Cela concerne notamment les obligations de service public telles que l'éclairage public communal, la protection sociale des clients fragilisés et la promotion des économies d'énergie.

Les exemples sont nombreux où notre entreprise a déjà démontré son efficacité : gestion du guichet unique pour les installations photovoltaïques, gestion des primes URE, fourniture d'énergie aux clients précarisés, aide et conseils aux PME dans la réduction de leurs consommations d'énergie (projet Smart Park en Wallonie),...

ORES ambitionne de poursuivre dans cette voie et de s'imposer naturellement dans l'esprit des décideurs politiques comme l'organe d'implémentation et d'exécution de leurs nouvelles politiques énergétiques. Pensons par exemple aux audits énergétiques, au versement de l'ensemble des primes URE, à l'accompagnement des clients précarisés dans leurs démarches URE (choix technologiques, prêts à taux 0,..), à la mise à disposition de calculateurs d'économie d'énergie etc.

Au niveau communal comme au niveau régional, nous voulons et pouvons apporter des réponses concrètes dans les dossiers liés à l'électricité, au gaz naturel, à l'éclairage public communal mais aussi, de manière plus globale, contribuer au développement économique de la Région. Nous entendons jouer encore plus pleinement ce rôle demain, dans des projets d'utilité publique à ces différents niveaux. Qu'il s'agisse de développement de réseaux – et des investissements massifs qui seront nécessaires à plus ou moins long terme – d'utilisation rationnelle et intelligente de l'énergie, de collecte, gestion et transmission d'informations, du développement de la mobilité électrique ou au gaz naturel, ou encore d'éducation à l'énergie, ORES veut être un partenaire de référence.

Ainsi ORES assure l'entretien, mais aussi l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements en matière d'éclairage public communal. Pour ORES, c'est sans conteste la mission de service public qui impacte le plus grand nombre de citoyens. Si les communes sont et restent propriétaires de leurs installations d'éclairage public, ORES assure le suivi de très nombreux projets, depuis l'étude technique jusqu'à l'entretien, en passant par les dossiers administratifs. Notre entreprise gère aussi les autorisations, subsides et contacts avec les services publics wallons dans ce domaine. Pour améliorer l'efficacité énergétique en matière d'éclairage, d'ici 2018, 48.000 lampes à vapeur de mercure haute pression auront été remplacées.

Vis-à-vis des communes, ORES souhaite devenir, à terme et sans exclure aucun partenariat, l'acteur central de la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments communaux (voire quant à leur mobilité avec nos bornes de rechargement électrique ou les stations de rechargement au gaz naturel comprimé), en leur offrant une solution complète allant de l'audit à la réalisation de travaux. En ce qui concerne le financement des travaux d'économies d'énergie dans les bâtiments publics, en particulier

communaux, il pourrait être utile d'entamer un dialogue avec des acteurs tels que les intercommunales pures de financement.

Nous souhaitons également, en concertation/collaboration avec d'autres acteurs, jouer un rôle plus important en matière de sensibilisation des consommateurs à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

6. Être un modèle d'entreprise responsable et durable

- ***Un engagement social fort dans la politique interne***

Dans ce domaine, l'engagement de l'entreprise s'exprime à différents niveaux.

Tout d'abord, il s'agit d'attirer et de conserver les talents. Dans un monde de forte concurrence sur le marché du travail, la difficulté d'attirer les talents est une réalité et particulièrement dans les métiers techniques, ORES doit se profiler comme une entreprise où il fait bon vivre et travailler et pour laquelle les collaborateurs ont envie de s'impliquer. Pour ce faire, notre entreprise entend offrir un environnement stable et convivial, des conditions salariales attractives et des programmes de formation adaptés et continus.

La gestion prévisionnelle des recrutements et des compétences en termes de quantité (pyramide des âges et maîtrise des coûts) mais surtout en termes de détermination des profils des métiers de demain est essentielle pour relever les défis à venir. D'autre part, les tendances en matière de package salarial et extra-salarial sont sans cesse analysées de manière à rencontrer les attentes des nouvelles générations et en intégrant la flexibilité (temps, lieu, rôle).

ORES porte une attention toute particulière à la formation de ses collaborateurs afin qu'ils acquièrent toujours plus de nouvelles compétences et que leurs connaissances soient toujours à la pointe de la nouveauté et du progrès. Ces formations seront en phase avec les priorités stratégiques de l'entreprise (orientation client, innovations technologiques et commerciales, développement des réseaux et du comptage intelligents...). ORES contribuera aussi au développement de travailleurs dans des métiers en pénurie par la formation en alternance et via des partenariats, par exemple avec le FOREM et l'IFAPME. Dans la même perspective, les partenariats avec les écoles devront se renforcer ainsi qu'avec des opérateurs de recrutement et de formation.

Chaque année, plus de 5% de la masse salariale sont consacrés aux budgets de formation (la moyenne imposée par le législateur s'établit à 1,9%). Les nouvelles méthodes de formation, apprentissage par le jeu, e-learning etc., viendront compléter les modules plus traditionnels. L'ouverture vers l'extérieur trouvera son sens dans la participation à des formations multi-entreprises.

L'entreprise accorde également un intérêt prioritaire à la sécurité du personnel et du public en contact avec nos activités. Elle mène une politique de prévention basée sur un plan pluriannuel qui fixe des objectifs concrets. Nos métiers techniques et les fluides (électricité et gaz naturel) inhérents à nos activités sont par nature porteurs de risques qu'il convient de maîtriser.

Autre orientation de notre engagement social : la mobilité. ORES va entamer une réflexion sur la mobilité future de son personnel et se doter d'un véritable plan mobilité: favoriser les transports en communs, mettre en place une politique de télétravail, regrouper le personnel des principaux services de support au sein d'un même bâtiment, améliorer sa flotte de véhicules pour les rendre moins énergivores ou encore former son personnel à l'éco-conduite. Ces initiatives devraient contribuer à réduire l'empreinte écologique de l'entreprise.

Enfin, au sein d'ORES, une cellule est chargée plus précisément des questions environnementales. Elle veille à maintenir la conformité de nos sites et à gérer les évolutions réglementaires en la matière ; elle établit les bilans environnementaux et veille à la maîtrise des risques dans ce domaine ; elle a en la charge la politique de gestion, de réduction et de valorisation des déchets produits dans l'entreprise.

- ***Proposer des solutions durables, contribuer au développement socio-économique wallon de manière positive et harmonieuse, s'impliquer de manière responsable dans le tissu local.***

Dans le cadre de ses missions de service d'utilité publique, ORES veut assumer pleinement ses engagements et ses responsabilités, qui sont de nature à la fois sociale et sociétale.

Au service des autorités et des collectivités publiques, au service des entreprises, au service des clients, ORES génère une activité et des investissements réguliers qui contribuent au dynamisme socio-économique de la Wallonie. Dans ce contexte, l'entreprise veut apparaître demain comme un modèle en matière de durabilité.

Cela passe par la recherche d'un équilibre idéal entre les intérêts économiques de nos actionnaires, de nos clients et de nos autres parties prenantes, la contribution au bien-être et au développement durable de la société, la préservation de l'environnement notamment via la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie et enfin, le soutien d'initiatives qui contribuent à renforcer le lien social.

Dans son cœur d'activité, ORES participe directement aux objectifs 20/20/20 de l'Union européenne. Nous permettons le raccordement au réseau de productions décentralisées (énergies renouvelables: panneaux photovoltaïques et cogénération sur les réseaux basse tension et éoliennes sur les réseaux moyenne tension). En leur proposant des raccordements au gaz naturel, des systèmes d'éclairage public plus performants et plus économes en énergie et des solutions d'économie d'énergie ou de mobilité alternative, nous accompagnons nos parties prenantes dans la réduction de leur empreinte environnementale, au bénéfice de tous.

Concrétisation des objectifs

En concertation avec le Conseil d'administration, le Comité de direction a souhaité poursuivre la démarche interne baptisée « Vision 2020 » et l'inscrire dans une perspective d'amélioration continue.

Pour ce faire, huit thèmes d'action ont été fixés.

- ⇒ Matérialisation d'un plan stratégique détaillé à moyen terme
- ⇒ Développement d'indicateurs financiers de long terme et d'un outil de prévision tarifaire à moyen terme
- ⇒ Mise en œuvre d'un plan informatique moyen terme
- ⇒ Orientation d'un cadre légal et réglementaire compatible avec le développement moyen terme de l'entreprise
- ⇒ Développement et fixation des objectifs en matière de réseaux et de comptage intelligent
- ⇒ Concrétiser la démarche visant à mettre le client au cœur de nos préoccupations – « faciliter la vie des gens »
- ⇒ Le défi culturel : comment rendre ORES plus agile et plus adaptée à un monde changeant (sans remise en cause du professionnalisme et de la rigueur)
- ⇒ Projet d'entreprise durable et responsable

Chacun de ces huit thèmes a été attribué à l'un des membres du Comité de direction, à charge pour lui/elle d'en endosser la responsabilité globale et de fixer des objectifs précis à moyen terme ; à charge également pour lui/elle de s'entourer d'une équipe de volontaires, multidisciplinaire et transversale, pour assurer que ce plan stratégique soit le fruit d'une réflexion thème d'action commune et partagée par toute l'entreprise.

Les objectifs seront réévalués chaque année et le livrable attendu sera l'adaptation du plan stratégique moyen terme d'ORES.

Données agrégées
des évaluations
sectorielles

PLAN STRATEGIQUE 2015-2018

Programme d'investissement ELECTRICITE

Synthèse des investissements

	PLAN CWaPE 2015-2018				
	€	2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement		89.245.181	91.096.250	93.024.063	87.399.450
"B" Extension		71.069.229	71.602.823	77.045.060	73.403.488
<i>TOTAL Réseau BRUT (as usual)</i>		<i>160.314.410</i>	<i>162.699.073</i>	<i>170.069.123</i>	<i>160.802.938</i>
Interventions clients (-)		-48.335.510	-49.351.175	-50.385.154	-51.437.812
TOTAL Réseau ELEC [Net - as usual]		<u>111.978.900</u>	<u>113.347.898</u>	<u>119.683.970</u>	<u>109.365.126</u>
TOTAL Hors Réseau [as usual]		<u>8.270.847</u>	<u>7.595.744</u>	<u>7.866.064</u>	<u>7.971.485</u>
Co-Propriété : Immo Corporelles		18.787.878	8.494.534	7.048.097	3.770.495
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]		6.362.493	3.354.074	2.896.843	1.623.060
Ventes Immo Corporelles		-3.966.440	-200.000	-83.220	0
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]		<u>21.183.931</u>	<u>11.648.608</u>	<u>9.861.721</u>	<u>5.393.555</u>
Smart GRID - Eléments réseau		7.714.308	12.787.683	18.444.822	21.926.941
Smart meter ELEC		0	0	0	20.676.667
Smart meter GAZ		0	0	0	0
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs		5.021.465	11.071.744	13.918.592	5.597.144
TOTAL Smart		<u>12.735.773</u>	<u>23.859.427</u>	<u>32.363.414</u>	<u>48.200.753</u>
TOTAL		154.169.451	156.451.678	169.775.168	170.930.919

Répartition des investissements

- **Réseau (hors Smart)**

Pour l'ensemble d'ORES Assets, le plan 2015-2018 peut se synthétiser, en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

annee	classe budget	Branchement MT (m)	Branchement BT (pc)	BT Aérien (m)	BT Souterrain (m)	Cabine Bâtiment (pc)	Cabine Equipement (pc)	Compteurs à budget (pc)	Compteurs BT (pc)	Compteurs MT (pc)	MT Souterrain (m)	Poste (cellule) pc	Raccordement Cabine (pc)	Transfo (pc)	Cabine Equipement Protection/ télécontrôle (pc)	
2015	A			2.157	127.555	105.478	215	872	9.541	17.434	2.034	200.418	146		263	26
	B	23.150	9.345	26.650	202.800	92	400		14.571	410	136.895	50	83	145	25	
Total 2015		23.150	11.502	154.205	308.278	307	1.272	9.541	32.005	2.444	337.313	196	83	408	51	
2016	A			2.117	122.246	113.958	205	845	9.412	17.432	2.034	197.032	144		20.246	40
	B	23.700	9.345	26.600	203.583	85	418		14.570	410	121.241	74	83	144	17	
Total 2016		23.700	11.462	148.846	317.541	290	1.263	9.412	32.002	2.444	318.273	218	83	20.390	57	
2017	A			2.107	115.157	124.967	213	844	9.503	17.432	2.034	202.332	113		241	26
	B	23.700	9.345	27.200	205.510	80	377		14.820	409	153.038	34	83	147	26	
Total 2017		23.700	11.452	142.357	330.477	293	1.221	9.503	32.252	2.443	355.370	147	83	388	52	
2018	A			2.107	124.832	111.697	198	925		17.432	2.035	196.462	103		231	39
	B	22.200	9.345	26.900	204.300	79	365		14.870	410	133.439	35	79	140	14	
Total 2018		22.200	11.452	151.732	315.997	277	1.290		32.302	2.445	329.901	138	79	371	53	

▪ « A » : investissements de remplacement.

▪ « B » : investissements d'extension du réseau.

▪ « BT » : Basse Tension

▪ « MT » : Moyenne Tension

Plus particulièrement :

Compteurs à budget :

- Installation de +/- 9.350 compteurs/an pour la période 2015-2017 ;
- Compteurs intelligents : à partir de 2018.

Restructuration suite travaux initiés par ELIA :

- Remplacement du poste de La Louvière par celui de La Croyère : 7 M€ ;
- Rénovation/adaptation du poste de Charleroi (Disparition du poste de Manège) : 5 M€.

Extension du réseau

Prévision de travaux d'extension, par an, d'environ :

- 400 équipements cabine ;
- 90 nouveaux bâtiments cabines ;
- 140 km de réseau moyenne tension ;
- 230 km de réseau basse tension ;
- 9.350 raccordements basse tension.

Adaptation – Assainissement

Remplacement ou rénovation, par an, d'environ:

- 200 cabines ;
- 2 à 3 postes haute tension/moyenne tension ;
- 850 équipements cabine (dont remplacement de matériel vétuste, mise en conformité, Magnéfix,...) ;
- 200 km de réseau moyenne tension ;
- 220 km de réseau basse tension (en priorité le réseau aérien cuivre vétuste : assainissement/démontage de +/- 120km/an) ;
- maintien à niveau (via gros entretien) de 200 km de réseau moyenne tension aérien ;
- enfouissement lignes aériennes moyenne tension : 120km/an ;
- 2.150 raccordements dans le cadre de travaux.

Hors réseau

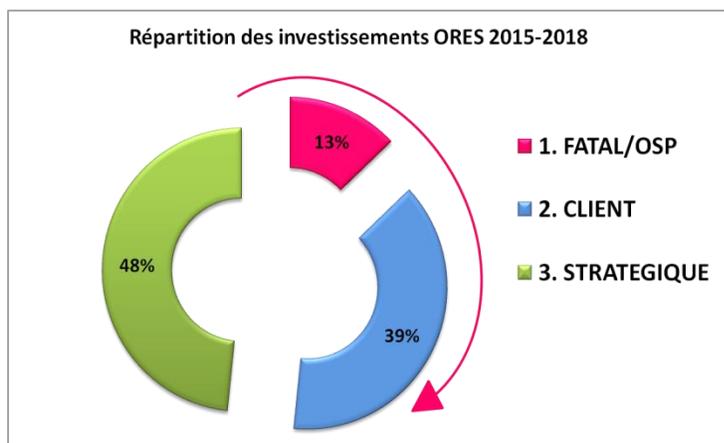
- Outillages / équipements particuliers (formation)
- Charroi

Extra

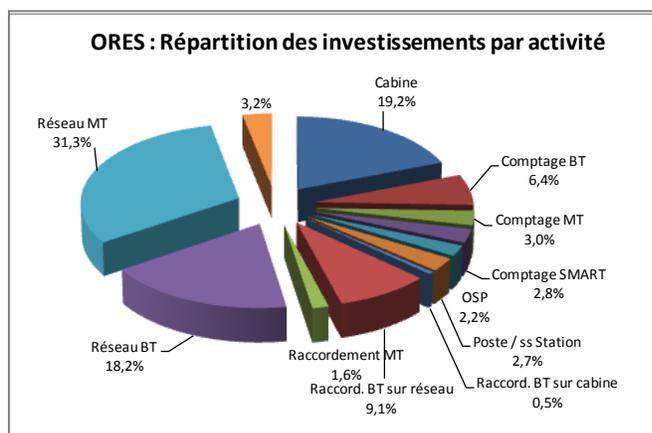
- Quotepart dans la construction du nouveau siège social
- Quotepart dans le développement et la mise en place de nouveaux logiciels
 - Metering – MDM / ATRIAS
 - Système de cartographie & bases de données techniques - GIS
 - Gestion -SAP

Smart

- Gestion active du réseau
 - Mise en place de capteurs télé-signalés à des endroits stratégiques du réseau
 - Télécommandes = disjoncteurs + motorisation d'interrupteurs. Cible à l'horizon 2018 : +/- 60 boucles télécommandées/an
- Accueil des productions décentralisées - flexibilité
 - Télémessure & modulation des productions décentralisées et des clients « Flexibles » (≥ 250 kVA)
- Télécom
 - Développement / extension du réseau (propre) existant
- IT & Management
 - Mise en œuvre de nouveaux logiciels pour contrôler, prévoir, gérer dynamiquement le réseau mais aussi planifier / simuler / archiver les manœuvres



1. Fatal/OSP = investissements liés à une imposition externe ou légale (déplacements d'installations, compteurs à carte...)
2. Client = investissements liés à une demande client (nouveaux lotissements, nouveaux zonings, renforcements...)
3. Stratégique = décision d'investir appartient au GRD (remplacements pour raison de vétusté, bouclages...)



PLAN STRATEGIQUE 2015-2018

Programme d'investissement Gaz

Synthèse des investissements

€	PLAN CWaPE 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement	43.833.401	45.657.295	46.558.838	42.300.202
"B" Extension	38.162.312	37.747.316	39.230.590	39.779.487
TOTAL Réseau BRUT (as usual)	81.995.713	83.404.611	85.789.428	82.079.689
Interventions clients (-)	-3.465.001	-3.534.302	-3.604.988	-3.677.087
Fonds DZ utilisés	-200.000	0	0	0
TOTAL Réseau GAZ [Net - as usual]	78.330.712	79.870.310	82.184.440	78.402.601
TOTAL Hors Réseau [as usual]	2.394.396	2.916.147	3.076.430	2.658.060
Co-Propriété : Immo Corporelles	7.026.495	2.930.013	2.969.973	1.896.070
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]	2.222.349	1.171.541	1.011.836	566.917
Ventes Immo Corporelles	-33.560	0	-16.780	0
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]	9.215.284	4.101.554	3.965.028	2.462.987
Smart GRID - Eléments réseau	0	0	0	0
Smart meter ELEC	0	0	0	0
Smart meter GAZ	0	0	0	13.444.238
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs	1.529.926	3.424.696	4.149.387	1.247.217
TOTAL Smart	1.529.926	3.424.696	4.149.387	14.691.456
TOTAL	91.470.318	90.312.706	93.375.286	98.215.104

Répartition des investissements

- **Réseau (hors Smart)**

Pour l'ensemble d'ORES Assets, le plan 2015-2018 peut se synthétiser, en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

	Branchement BP (pc)	Branchement MP (pc)	Compteur BP Standard (pc)	Compteur à budget (pc)	Réseau BP (m)	Protection cathodique (pc)	Réseau MPB-PE (m)	Réseau MPB-Acier (m)	Réseau MPC (m)	Cabine Quartier - Equipement	Cabine Client - Equipement
2015A	4.585	296	4.730	5.425	26.040	12	6.555	3.150	500	7	6
B	2.975	1.125	5.850		29.865		40.770		1.200	5	16
2015 Total	7.560	1.421	10.580	5.425	55.905	12	47.325	3.150	1.700	12	22
2016A	4.555	346	4.495	4.995	30.415	10	7.320	1.170		8	3
B	2.975	1.125	5.850		28.950		42.410			7	17
2016 Total	7.530	1.471	10.345	4.995	59.365	10	49.730	1.170		15	20
2017A	4.511	306	4.345	4.995	34.020	10	5.800	650		8	4
B	2.975	1.125	5.850		33.300		39.660	600		5	17
2017 Total	7.486	1.431	10.195	4.995	67.320	10	45.460	1.250		13	21
2018A	4.508	306	4.345	0	33.175	9	5.800	1.450		6	4
B	2.975	1.125	5.850		30.425		38.710	700		4	17
2018 Total	7.483	1.431	10.195	0	63.600	9	44.510	2.150		10	21
2019A	4.446	306	4.345	0	34.275	14	6.400	650		7	2
B	2.975	1.125	5.850		29.850		39.160	700		4	17
2019 Total	7.421	1.431	10.195	0	64.125	14	45.560	1.350		11	19

- « A » : investissements de remplacement.
- « B » : investissements d'extension du réseau.
- « BP » : Basse Pression (≤ 98,07 mbar)
- « MPA » : Moyenne Pression (98,07 mbar => 0,49bar max.)
- « MPB » : Moyenne Pression (0,49 => 4,9 bar max.)
- « MPC » : Moyenne Pression (4,9 => 14,71 bar max.)

Plus particulièrement :

Compteurs à budget

- Stabilité du nombre de compteurs installés par an : cible de l'ordre de 6.500 compteurs /an ;
- Remplacement des compteurs de type 2.69 (problème technologique) par des compteurs de dernière génération.

Extension – priorités et prévisions

- Maximiser le nombre de branchements sur les réseaux existants : phase pilote sur le Luxembourg.
- A la demande, sous réserve de moyens financiers suffisants et après étude de rentabilité, réalisation de lotissements et de petites extensions : +/- 20 km/an en basse pression et 30 km/an en moyenne pression ;
- A la demande, équipement de zonings : +/- 10 km/an en moyenne pression.

Adaptation – priorités et prévisions

- Assurer la sécurité d'approvisionnement (Mouscron ⇔ Dottignies ; Interconnexion Tournai ⇔ Mouscron ; Charleroi Sud + bouclages ; BW – N4 ; Gembloux ; Jemeppe ⇔ Sambreville ; Namur centre) ;
- Préparer la conversion L => H
 - Séparation des réseaux frontaliers (Iverlek/ORES BW)
- Assainissement – Basse pression (en tenant compte des synergies avec les autres impétrants et des travaux de voirie) :
 - Poursuite des travaux d'enlèvement des conduites en fonte et en fibro-ciment : +/- 15 km/an ;
 - Poursuite des travaux d'enlèvement des conduites en PVC ; désaffectation du solde de 7,5 km sur la période 2015-2018 ;
 - Poursuite des travaux d'enlèvement des conduites en acier mince ; +/- 5 km/an.
- Assainissement – Moyenne pression
 - Remplacement progressif des conduites PE–MP de première génération (suivant priorités d'exploitation) ;
- Renouvellement des branchements en synergie avec le remplacement de conduites et de compteurs
 - Renouvellement de l'ordre de 5.000 branchements par an.

Hors réseau

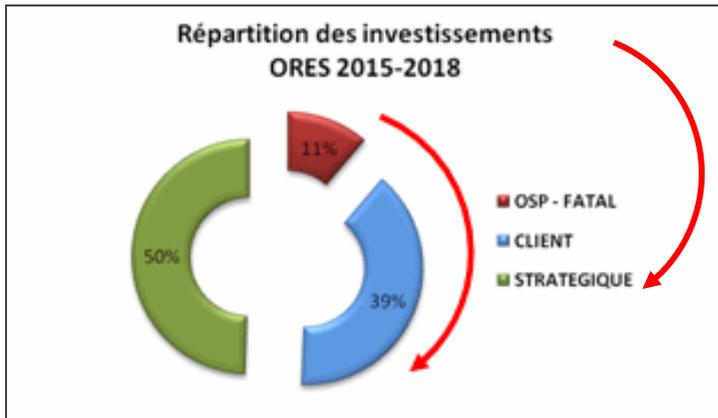
- Outillages / équipements particuliers (formation)
- Charroi

Extra

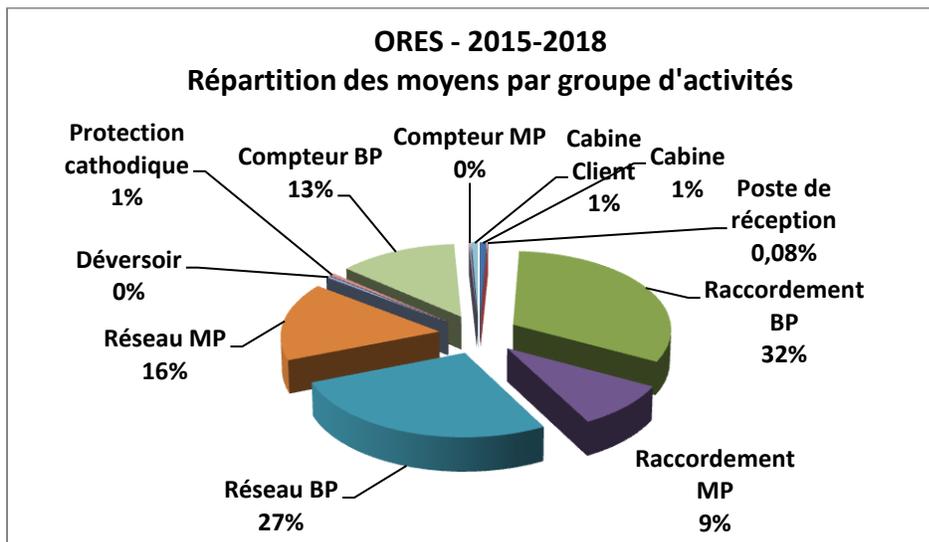
- Quotepart dans la construction du nouveau siège social
- Quotepart dans le développement et la mise en place de nouveaux logiciels
 - Metering – MDM / ATRIAS
 - Système de cartographie & bases de données techniques - GIS
 - Gestion -SAP

Smart

A partir de 2018, pose de compteurs intelligents en lieu et place des compteurs à budget avec comme objectif l'élimination des compteurs à budget fin 2023.



1. Fatal/OSP = investissements liés à une imposition externe ou légale (déplacements d'installations, compteurs à carte...)
2. Client = investissements liés à une demande client (nouveaux lotissements, nouveaux zonings, renforcements...)
3. Stratégique = décision d'investir appartient au GRD (remplacements pour raison de vétusté, bouclages...)



Données sectorielles

ORES Brabant Wallon

Evaluation du Plan Stratégique

ELECTRICITE

Tableau financier

Brabant Wallon ED (K€)	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
ACTIVITE "Fourniture d'électricité"										
Résultats de l'activité de fourniture électricité	380,0	201,8	117,3	87,0			87,0			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité électricité										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	82.639,1	80.148,9	86.615,8	102.831,4	83.127,9	83.127,9	19.703,5	83.127,9	108.602,1	112.671,1
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-71.140,5	-67.885,9	-78.410,3	-94.769,9	-73.027,7	-73.027,7	-21.742,2	-73.027,7	-100.713,5	-104.235,7
Gestion des réseaux	-55.275,72	-51.004,80	-61.063,40	-76.972,06	-55.375,8	-55.375,82	-21.596,2	-55.375,8	-82.037,7	-84.825,5
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-4.466,0	-3.369,4	-2.892,0	-2.495,5	-3.035,0	-3.035,0	539,6	-3.035,0	-2.884,8	-2.922,2
- Entretien de l'infrastructure (Contrôlables)	-10.568,3	-11.890,6	-13.681,3	-13.433,4	-12.656,1	-12.656,1	-777,3	-12.656,1	-14.377,6	-14.691,3
- Gestion du réseau de distribution (Contrôlables)	-462,6	-495,1	-468,2	-517,3	-414,5	-414,5	-102,7	-414,5	-483,3	-490,6
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					134,0	134,0	-134,0	134,0		
- Coût de l'activité de mesure et de comptage (Contrôlables à pd 2008)	-1.818,6	-1.740,0	-1.673,6	-1.400,6	-1.984,1	-1.984,1	583,5	-1.984,1	-2.077,8	-2.212,9
- Utilisation du réseau de transport	-20.346,1	-21.604,4	-25.518,0	-42.898,7	-18.042,4	-18.042,4	-24.856,3	-18.042,4	-45.478,0	-46.162,1
- Obligation de services publics	-4.354,0	-3.619,0	-5.499,2	-3.914,8	-4.122,9	-4.122,9	208,1	-4.122,9	-6.007,4	-6.877,7
- Redevance de voirie	-3.076,9	-3.511,9	-3.583,0	-3.624,0	-3.299,7	-3.299,7	-324,3	-3.299,7	-3.761,8	-3.818,3
- Compensation des pertes	-6.498,8	-4.515,1	-4.687,0	-4.697,1	-8.182,2	-8.182,2	3.485,1	-8.182,2	-3.873,5	-3.911,5
- Solde de réconciliation		3.484,5	1.008,7	682,7			682,7		366,6	-14,8
- Charges de pensions non capitalisée	-3.593,9	-3.431,4	-3.374,9	-3.048,5	-3.538,2	-3.538,2	489,7	-3.538,2	-2.763,1	-2.630,2
- Autres	-90,5	-312,4	-694,9	-1.625,0	-234,6	-234,6	-1.390,4	-234,6	-697,1	-1.093,9
Amortissements (yc OSP)	-9.568,1	-9.606,1	-9.456,2	-9.863,6	-9.572,1	-9.572,1	-291,5	-9.572,1	-10.804,8	-11.264,1
Désaffectation de la plus value RAB	-2.636,8	-2.636,8	-2.636,8	-2.636,8	-2.636,8	-2.636,8	0,0	-2.636,8	-2.636,8	-2.636,8
Charges financières (hors pension)	-3.590,5	-4.609,9	-5.235,2	-5.273,5	-5.426,2	-5.426,2	152,7	-5.426,2	-5.213,9	-5.488,6
Impôts	-69,4	-28,3	-18,6	-23,9	-16,7	-16,7	-7,2	-16,7	-20,3	-20,7
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" électricité	11.498,6	12.263,0	8.205,5	8.061,6	10.100,2	10.100,2	-2.038,6	10.100,2	7.888,7	8.435,4
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	11.878,6	12.464,7	8.322,8	8.148,6	10.100,2	10.100,2	-1.951,6	10.100,2	7.888,7	8.435,4
Mouvements sur réserves										
Dotations	1.046,1	-1.032,9	796,2	-830,9	1.115,6		-830,9		420,0	420,0
Prélèvement	1.046,1	-2.073,3	-244,2	-830,9	1.115,6		-830,9		420,0	420,0
RESULTATS A DISTRIBUER	12.924,7	11.431,8	9.119,0	7.317,7	11.215,8	10.100,2	-2.782,5	10.100,2	8.308,6	8.855,4

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- La situation des investissements à fin 2013 ;
- L'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014 ;
- Le programme d'investissements qui repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour l'électricité.

Ce plan a été déposé en mai 2014 auprès du régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 32 du Règlement Technique Electricité (Arrêté du Gouvernement Wallon du 24 mai 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011 à 2013 au niveau des investissements (montants arrondis en k€) :

K€	2011	2012	2013
	réalité	réalité	Réalité
"A" Remplacement	11.562	9.517	10.855
"B" Extension	8.574	8.390	8.943
DONT OSP - CBB ⁽²⁾			
BRUT réseau as usual	20.136	17.908	19.798
Investissement hors réseau	1.304	1.155	1.093
Co-Propriété : Immo Corporelles	161	672	459
Total BRUT	21.601	19.734	21.350
Interventions clients (-)	- 6.338	- 7.659	- 7.016
Total NET	15.262	12.075	14.334

Réalisations 2013

Le bilan des réalisations au 31.12.2013 est repris dans le rapport annuel disponible sur :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

Le tableau suivant donne la comparaison entre le budget 2014 et la réalité à fin juin :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Brabant Wallon) ED - (K€)			
<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)
			Ecart %
ORES (Brabant Wallon) ED			
Total Brut	23.469,4	10.419,0	44,4%
Postes		79,9	
Réseau MT	4.487,9	2.294,6	51,1%
Raccordements et compteurs MT	295,3	451,2	152,8%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	4.831,6	2.036,7	42,2%
Réseau BT	5.231,0	2.708,4	51,8%
Raccordements et compteurs BT	4.778,9	2.044,8	42,8%
Compteurs à budget	445,0	293,2	65,9%
Coût des installations hors infrastructure	3.399,7	510,3	15,0%
Intervention clientèle	-7.000,0	-3.174,9	45,4%
Postes			
Réseau MT	-1.370,1	-285,5	20,8%
Raccordements et compteurs MT	-285,5	-176,9	62,0%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	-672,6	-339,9	50,5%
Réseau BT	-2.223,0	-1.362,3	61,3%
Raccordements et compteurs BT	-2.391,3	-985,1	41,2%
Compteurs à budget	-57,4	-25,2	43,9%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	16.469,4	7.244,0	44,0%
Postes		79,9	
Réseau MT	3.117,8	2.009,1	64,4%
Raccordements et compteurs MT	9,8	274,3	2812,6%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	4.159,0	1.696,8	40,8%
Réseau BT	3.007,9	1.346,1	44,8%
Raccordements et compteurs BT	2.387,7	1.059,7	44,4%
Compteurs à budget	387,5	268,0	69,1%
Coût des installations hors infrastructure	3.399,7	510,3	15,0%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de (2%) sur la période 2015-2018¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Brabant Wallon) ED K€	PLAN CWaPE 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement	11.321,71	11.561,61	11.924,14	11.710,53
"B" Extension	9.415,50	9.427,48	9.483,60	9.487,30
TOTAL Réseau BRUT (as usual)	20.737,21	20.989,09	21.407,74	21.197,83
Interventions clients (-)	-7.000,00	-7.140,00	-7.289,59	-7.441,89
TOTAL Réseau ELEC [Net - as usual]	13.737,21	13.849,09	14.118,15	13.755,94
TOTAL Hors Réseau [as usual]	1.077,52	1.025,38	1.061,43	1.084,72
Co-Propriété : Immo Corporelles	2.232,47	1.055,91	568,70	193,11
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]	841,11	443,40	382,96	214,56
Ventes Immo Corporelles	-29,02	00,00	-14,51	00,00
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]	3.044,56	1.499,31	937,15	407,67
Smart GRID - Eléments réseau	891,90	1.381,93	1.944,77	2.227,43
Smart meter ELEC				1.349,25
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs	710,64	1.411,01	1.824,38	739,77
TOTAL Smart	1.602,55	2.792,94	3.769,15	4.316,45
TOTAL	19.461,83	19.166,73	19.885,88	19.564,79

Montants exprimés en K€

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Le GRD ne peut être engagé par le chiffrage provisoire qui vous est communiqué.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.§4 du Code de la démocratie locale et de la décentralisation (M.B. du 12/08/2004)).

¹ Si l'inflation devait être significativement différente, les budgets devraient être revus en conséquence.

4. Plan d'investissement 2015-2018

4.1 Plan CWaPE

Le plan d'adaptation 2015-18 a été remis à la CWaPE en mai 2014 et s'articule comme suit :

4.1.1 Besoins en capacité

4.1.1.1 Augmentation de consommation

ELIA, à partir d'un modèle qui lui est propre (cf. plan d'adaptation Elia), estime sur base de l'évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par le GRD, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins d'1% en moyenne par an de 2015 à 2018.

Pour l'évolution des charges, la situation étant stable, nous garderons 1% comme taux moyen (cf. plan 2014-2018).

En 2013, le taux d'accroissement constaté par ORES (BRABANT WALLON) est de moins de 0,5% en moyenne.

Sur cette base, par prudence, nous prenons comme hypothèse d'augmentation des intensités des feeders d'1 % par an.

ORES (BRABANT WALLON) prévoit une enveloppe conséquente pour des travaux HT ou BT imprévus à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice (Projet n° 7945).

Charge Postes HT/MT

Puissance garantie en prélèvement:

On ne constate aucun problème de saturation en prélèvement.

Capacité maximale d'injection :

La valeur reprise comme capacité d'injection est celle qui est déterminée par Elia suivant la formule : puissance nominale du plus petit des transformateurs x 0,9 + talon du poste (puissance quart horaire minimale du poste sur un an dans le sens consommation).

Sur base de cette valeur, aucun poste n'est actuellement proche de la saturation excepté Court-St-Etienne.

A cette limitation liée aux transformateurs, il faut aussi tenir compte :

- de la saturation des lignes HT à l'amont des postes HT/MT. A la date d'aujourd'hui, ELIA nous a informé qu'en ce qui concerne ORES (BRABANT WALLON), il n'y a pas de risque de saturation identifié à ce jour ;
- de la place encore disponible pour de nouvelles cellules dans les postes HT/MT. Plusieurs postes manquent actuellement de place. Des travaux d'agrandissement de postes sont demandés à Elia par les GRD's.

Actuellement, les postes de JODOIGNE, OTTIGNIES (travaux prévus en 2015-16), WAYS, RONQUIERES sont saturés par manque de place.

Le poste d'OTTENBURG est limité à du matériel ouvert.

Sur la base des informations connues à ce jour, les autres postes (non-mentionnés ci-dessus) ne présentent pas de problèmes d'injection de puissance vers le GRT.

Il est évident que tout nouveau projet peut du jour au lendemain remettre en cause cette situation et doit donc faire l'objet d'une étude de faisabilité tant du côté GRT que GRD, tout particulièrement au-delà de 5 MVA.

Charges Feeders

Les informations relatives aux charges maximales des départs des postes et sous-stations télé-contrôlés sont fournies annuellement par le Centre de Conduite Distribution de Namur.

Les informations mesurées lors de l'hiver 2013/2014 ont été extrapolées pour l'hiver 2018/2019 avec l'hypothèse d'augmentation annuelle reprise ci-dessus.

Compte tenu de l'hypothèse de croissance retenue (1% par mesure de prudence), et à configuration du réseau inchangée, aucun départ vers une cabine de distribution ne devrait avoir une charge supérieure à 75 % de la valeur de réglage du disjoncteur en 2018.

Nous ne constatons pas d'anomalies nécessitant un investissement particulier.

Pour information, la charge du feeder « Viaduc » n'est pas très pertinente. Il alimente 14 cabines et contient un tronçon de 10 Cu qui nécessite un réglage de la protection à 100 A.

NB: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 7 janvier 2014. La température moyenne était de 9,5°C contre -4,9°C le 16 janvier 2013 (jour des mesures du rapport 2012/2013). Ceci explique une variation de certaines intensités mesurées par rapport à l'année dernière².

Charges Cabines et circuits

Les charges des cabines sont relevées par l'organisme agréé chargé du contrôle légal au niveau des ampèremètres thermiques placés en sortie transformateur MT/BT.

Ces valeurs sont ensuite intégrées dans nos bases de données et utilisées pour définir les transformateurs à renforcer (environ 50 par an).

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

Signalons que toute extension BT est par défaut réalisée en câble de forte section (150² Alu en souterrain et 95² Alu en aérien) afin de garantir une capacité de réserve maximale pour l'avenir.

4.1.1.2 Nouveaux producteurs ou clients industriels

Nouveaux producteurs prioritaires

Des enveloppes non nominatives sont prévues pour répondre aux demandes non connues à ce jour (projet n° 7965).

² <http://www.meteobelgique.be/article/85-annee-2013/1958-2013-chiffres-et-elements-marquants.html>

Il n'existe en ORES (BRABANT WALLON) aucun raccordement conditionnel de producteur.
Liste des nouveaux auto-producteurs ≥ 100 Kva n'injectant pas sur le réseau: néant.

Nouveaux gros clients industriels

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.2 du plan d'adaptation.

Tous les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés dans les chantiers « Non nominatifs » suite à l'imprécision des données actuellement disponibles (Projet n°7963)

Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.3 du plan d'adaptation.

Nivelles :

Le projet de l'IBW d'extension du zoning Sud de 50 ha est terminé. Une seconde phase est projetée et en cours d'étude (réalisation 2013/2014). D'autres contacts préliminaires ont également eu lieu avec l'IBW pour un projet sur Nivelles Nord en collaboration avec AxisParc.

Hélocine :

Un projet de zoning est à l'étude par l'IBW sur l'ancien parking de la E42. Une étude de détail concernant l'amenée des énergies et l'équipement de la ZAE a été effectuée. Les travaux se réaliseront probablement sur 2014/2015. A ce jour nous avons pas encore réceptionné la commande officielle.

Waterloo :

Un important projet de lotissement Drève des Dix Mètres (Bella Vita) de près de 300 logements est en cours de réalisation (cfr point relatif aux Charges Poste). Ce dossier a déjà fait l'objet de plusieurs explications dans les plans précédents.

Tubize :

- Important projet visant à réaffecter le site des anciennes forges de Clabecq avec pour objectif la création de +/- 2300 logements, PME, immeubles à appartements, commerce et entreprise tertiaire. Les projections sont de l'ordre de 18 MVA. L'alimentation de cette zone devra se faire au départ du Poste de Oisquerq.
- L'IBW étudie la possibilité d'étendre la ZAE de Saintes. Des rencontres préalables ont eu lieu et un avant-projet a été ébauché. A ce jour il n'y a pas encore eu de suite.

Louvain-La-Neuve :

- Implantation du « China Belgium Technology Center », en collaboration avec l'IBW, à Louvain-La-Neuve avec une projection de 100.000 m² de bureaux, commerces, restaurations,... pour une puissance estimée à ce jour à 5-6 MVA. Le dossier est au stade de contact préalable.
- Le projet Agora de la société Eckelmans visant à étendre la dalle de Louvain-la-Neuve est actuellement toujours en cours de discussion. De nombreuses rencontres ont eu lieu afin d'aborder le dimensionnement des installations électrique ainsi que le déplacement de nos installations existantes. Ce projet consistera en la création de 155 logements, un hôtel, des commerces, une résidence service,...
- Le projet du parking RER avec création d'un espace « les Jardins de Courbevoie » est actuellement à l'étude en collaboration avec Infrabel, Tucrail et la S.A. Courbevoie. L'ensemble représentera une puissance de 5,5 MVA.

La plupart des dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés dans les chantiers « Non nominatifs » suite à l'imprécision des données actuellement disponibles (Projet n° 7964).

Petites autoproduction de P < 10kVA

La carte par zones de densité sur le réseau, établissant les concentrations d'autoproduction par commune (kW installés/1.000 EAN) est donnée en annexe 1.2.4 du plan d'adaptation.

A ce stade, la situation actuelle ne pose pas encore de problèmes techniques particuliers, hormis quelques cas très ponctuels qui ont pu être résolus par de petites adaptations (modification des points de coupure,...).

Toutefois, si la croissance du nombre d'auto-producteurs enregistrée ces derniers mois devait se poursuivre, le GRD sera amené à devoir faire des investissements d'adaptation du réseau beaucoup plus conséquents et sans frais pour le demandeur (dédoublage de circuits BT, modification des points de sectionnement³,...). Actuellement, il nous est impossible d'identifier précisément les lieux de ces adaptations.

Un projet non-nominatif est prévu à cet effet dans le plan d'adaptation partie 3 (motivation E.2.1) (remplacement lignes vétustes ⇒ projet n° 7967).

Cas des productions photovoltaïques :

Les productions photovoltaïques concernent au 01/01/2014, 6,4% des EAN basse tension. Compte tenu de la révision des incitants, il est très difficile de prévoir l'évolution du marché.

Il n'est actuellement pas possible de faire des prévisions de raccordement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kWc sur les réseaux basse tension.

A partir de cas pratiques identifiés sur le terrain, des simulations sont en cours pour déterminer à partir de quel taux de pénétration le photovoltaïque va générer des problèmes de variation de tension pour plusieurs types de réseaux basse tension fréquemment rencontrés.

En raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. microéolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. microcogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen termes.

4.1.1.3 Problèmes de congestion

La congestion est l'impossibilité de reprendre la charge lorsque l'alimentation normale n'est plus disponible. La structure généralement en boucle du réseau permet également le secours pour la charge demandée. Toutefois, certaines parties du réseau, vu leur éloignement, sont alimentées en antenne. Dans ce cas, sauf impossibilité technique, des groupes électrogènes sont raccordés en cas de panne.

Les études ponctuelles sur l'évolution des charges du réseau (exemple : projet de réhabilitation de certains sites, grands projets de lotissements,...) sont réalisées à l'aide du logiciel Neplan. Il est interfacé avec nos différentes bases de données (Proélé, Netgis,...).

Aucun projet nominatif n'est repris au plan sous cette motivation.

³ Sur base de retours d'expérience et de modèles théoriques de calcul, seuls les réseaux BT de faible section pourraient poser problème en présence de concentration de telles productions.

4.1.1.4 Chutes de tension

Les critères contractuels utilisés par ORES (BRABANT WALLON) sont ceux de la norme EN50160.

La majorité des plaintes clients relatives à des chutes de tension s'avère non fondée (normes respectées ou réseau du Gestionnaire du Réseau de Distribution non concerné) ou aboutit à des mesures correctives immédiates.

Aucun projet nominatif n'est repris au plan. Si des travaux sont nécessaires, ils sont le plus souvent réalisés dans l'année et sont couverts par une enveloppe provisionnelle prévue au plan d'adaptation (Projet 7970).

La liste des plaintes clients est reprise en annexe 4 du rapport qualité.

4.1.1.5 Statistiques des coupures non planifiées

Coupures en basse tension

Les réseaux BT d'ORES (BRABANT WALLON) ne sont pas de manière générale affectés par des coupures BT anormalement longues nécessitant des investissements dans ce cadre précis.

Le détail est donné en annexe 3 du rapport qualité.

Les chiffres clés à retenir pour 2013 sont :

- 9,58 pannes par 1.000 points d'accès⁴
- 44,42 pannes par 100 km de réseau BT

Ces chiffres sont en diminution par rapport à ceux de 2012. La grande majorité des interventions sont liées à des incidents sur les installations (branchement et groupe comptage) clients. L'évolution parfois volatile entre années est liée à une division de petits nombres et ne révèlent pas d'éléments significatifs.

L'essentiel des problèmes détectés fait l'objet d'actions correctrices dans l'année de leur occurrence et d'un suivi plus particulier en cas d'égavage (Bornival, Baisy-Thy,... Cfr rapport Qualité 2012) .

Nous pouvons cependant citer les dossiers suivants :

- Le quartier de la Maillebotte à Nivelles où plusieurs km de réseau BT souterrain seront remplacés progressivement entre 2012 et 2017 en synergie avec le gaz et la commune (trottoirs) – projet n° 9154.
- Le centre ville de Jodoigne où des câbles vétustes sont à l'origine de nombreux défauts. Il est ainsi prévu d'y remplacer 1,5 km de câble (travaux en cours, projets 9148).
- Waterloo où 36 km de câbles souterrains ont été identifiés pour être remplacés dans un horizon à 20 ans souvent en synergie avec le gaz et/ou d'autres impétrants (ville, Belgacom, IECBW). Le rythme de ces remplacement est souvent dicté par les autorités communales qui veillent à garantir, entre autres, la mobilité sur leur commune.

Le détail de ces projets est donné en partie 2 du plan (motivation vétusté E.2.1).

Une enveloppe provisionnelle est également prévue pour ces travaux (projet n° 7952).

⁴ Par convention, 1 point d'accès = 1 code EAN.

Le programme pluriannuel de remplacement de fils nus par du câble pré-assemblé isolé se poursuit sur l'ensemble du réseau à raison d'une quinzaine de km/an. Nous tenons cependant à souligner une volonté accrue d'accélérer ce remplacement. Ces investissements rentrent dans les enveloppes non-nominatives.

Coupures en Haute Tension

Incidents sur câbles souterrains :

La plupart des incidents n'ont pas exigé de travaux d'investissement significatifs à mentionner dans le plan d'adaptation (exemples : boîte de jonction, remplacement d'équipement HT, petites poses de câble immédiates : Gaillemarde à La Hulpe, Rue de la Bruyère à Dion-Valmont).

Les points suivants entrent en ligne de compte pour le choix de décision :

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

En cas de concentration de plusieurs défauts (3 ou plus) sur un tronçon limité entre 2 cabines, le remplacement dudit tronçon est envisagé, l'objectif étant d'éviter une multiplication future de défauts au même endroit (Cfr Rapport Qualité 2013).

Incidents sur lignes aériennes :

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

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

Les points suivants entrent en ligne de compte pour le choix des décisions :

- le type et l'état des armatures et des supports,
- la nature des conducteurs,
- l'âge des lignes,
- la proximité des habitations.

La liste des tronçons ayant connus au moins trois défauts sur la période 2011-2013 est donnée en annexe 2 du rapport qualité.

Le cas échéant, cette annexe reprend également le numéro du projet nominatif correspondant.

Les projets suivants se retrouvent en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation 1.5.2. :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	annee	2017
BRAINE-LE-	BRAINE-LE-CHATEAU	VIEUX CHEMIN DE NIVELLES	Coupure HTS	2016	9266
ORP-JAUCHE	MARILLES	RUE SAUSSOY	Travaux de remplacement suite incidents MT - Entre C 26237 & 29822	7548	

Le projet 9266 concerne un bouclage cabine en antenne (aucun défaut depuis 2011)
Le projet 7548 concerne un remplacement câble en synergie avec extension pour parc éolien Orp Jauche (aucun défaut depuis 2007)

Un projet non nominatif (7953) a été intégré dans le plan 2015-2018 pour faire face à des situations nouvelles.

4.1.1.6 Qualité de l'onde de tension

Des appareils de mesure (généralement du type Qwave) sont placés dans les différents postes sources d'ORES (BRABANT WALLON). Les seuils sont réglés en fonction de la norme EN 50160.

Les résultats des analyses sont décrits dans le rapport qualité.

Des problèmes de flicker ont été mesurés sur le poste de Baulers.

4.1.2 Autres aspects à prendre en compte

4.1.2.1 Remplacement pour cause de vétusté

Réseau HT aérien

ORES (BRABANT WALLON) n'a pas procédé à un recensement complet qualitatif et quantitatif sur site de l'ensemble des réseaux aériens HT afin de déterminer les priorités d'enfouissement.

Globalement, le réseau HT aérien peut être considéré comme sain, puisque faisant l'objet :

- d'une visite de contrôle annuelle par un organisme agréé ;
- d'un grand entretien tous les 25 ans.

Deux points entrent en ligne de compte pour le remplacement éventuel d'un tronçon vétuste : la « manifestation » de celui-ci par des défauts successifs (comme décrit au point 1.5.1) ainsi que l'expérience et la bonne connaissance du réseau.

Il est à noter que l'enfouissement peut également se faire à l'occasion d'une opportunité découlant d'une demande de raccordement, création d'une zone économique,... ou l'installation d'un parc éolien (ex : raccordement du parc éolien de Orp-Jauche).

Etant donné le faible pourcentage de réseau aérien haute tension (51 km pour un total de 2.378 km, soit 2,14 % à fin 2013), il reste néanmoins dans nos intentions de supprimer complètement ces lignes à un horizon de 15 ans, soit 2030.

Des études sont actuellement en cours sur les communes de Ramillies, Rebecq,...

Ceci permettra non seulement de fiabiliser davantage l'alimentation HT, mais surtout résoudra le problème du maintien d'une compétence particulière pour l'exploitation de ces installations très spécifiques.

Réseaux BT aérien

ORES (BRABANT WALLON) dispose de deux indicateurs statistiques relatifs à la qualité du réseau basse tension :

- les interventions suite aux appels de la clientèle, à l'exclusion des appels pour les incidents sur raccordements et comptages ou pour les installations intérieures des clients ;
- les anomalies relevées sur le réseau cuivre, à la demande du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie.

Les pannes sur les réseaux pré-assemblés et cuivre sont réparées immédiatement.

Les anomalies sur réseau cuivre (soit ± 290 km⁵ ; -14 km en 2013) sont quant à elles éliminées, soit par la réparation sans modification (travaux d'exploitation), soit par le remplacement du réseau existant en réseau pré-assemblé.

Un assainissement est en cours. Il est programmé sur du long terme.

Le programme de remplacement de ± 15 km/an pour la période 2015-2018 est repris en partie 2 du plan d'adaptation motivation E.2.1.

Les projets nominatifs repris dans cette motivation sont :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017	2018
BEAUVECHAIN	TOURINNES-LA-GROSSE	RUE DU CULOT	remplacement fils cu par Prs.	2286			
BRAINE-L'ALLEUD	BRAINE-L'ALLEUD	CHAUSSEE D'ALSEMBERG	Rempl BTA	9236			
		ROUTE DU LION	Rempl BTA	9053			
	LOCALITES DIVERSES (BRAINE-L'ALLEUD)	RUES DIVERSES	Remplacement de fil nu par PRS sur la Commune de Braine l'Alleud	11863			
CHAUMONT-GISTOUX	CORROY-LE-GRAND	CHEMIN DU BOIS DE VILLERS	Rempl BTA	9387			
GENAPPE	BAISY-THY	RUE LONGCHAMPS	POLITIQUE MD -C5723		10953		
JODOIGNE	JODOIGNE	CHAUSSEE DE WAVRE	Câble BTS Vétuste		9148		
		RUE DE LA CURE	Cable Vétuste			10419	10419
		CHAUSSEE DE TIRLEMONT	Rempl.équipement "BBC" dans la cabine n°29922	11331			
		BOULEVARD DES RENDANGES	Rempl BTS			9867	
NIVELLES	NIVELLES	RUE DE LA MAILLEBOTTE	Rempl BTS		9154		
ORP-JAUCHE	JAUCHE	RUE DES SEPT BONNIERS	Rempl.équipement "KRONE" dans la cabine n°29834	11332			
RAMILLIES	AUTRE-EGLISE	RUE DE FOLX-LES-CAVES	Rempl Equipement Cabine		9238		
REBECQ	LOCALITES DIVERSES (REBECQ)	RUES DIVERSES	Remplacement de fil nu par PRS sur la Commune de Rebecq	11830			
TUBIZE	LOCALITES DIVERSES (TUBIZE)		Remplacement de fil nu par PRS sur la Commune de Tubize	11864			

⁵ dont près de 200 km sont considérés comme sains à ce jour.

WATERLOO	WATERLOO	RUE DU MENIL	Rempl BTS- Synergie impetrant + Gaz	9184		
		AVENUE DES GEMEAUX	Rempl BTS			9162
		AVENUE DES HEURES CLAIRES	Cable vétuste + synergie Gaz		10423	
		AVENUE DE LA CLOSIERE	Rempl BTS			9159
		AVENUE DE MALMAISON	Rempl BTS			9294
		AVENUE DE FONTAINEBLEAU	Rempl BTS			9295
GREZ-DOICEAU	GREZ-DOICEAU	CHAUSSEE DE WAVRE	Rénovation cabine Type Tour n° 2101.	9874		

A titre d'information, le réseau BT se répartit comme suit :

	Aérien	Souterrain	Total
Réseau BT	2.007 km	1.630 km	3.638 km
	55 %	45 %	100 %

Synthèse des longueurs de réseau cuivre :

	BT	MT
Longueur réseau cuivre	290	25
Longueur réseau très vétuste (km)	101	19*
Remplacement (km/an)	+/- 15	+/- 4

*Les désaffectations réalisées concernaient l'Almélec et non le réseau cuivre.

Réseaux HT et BT souterrain

Des enveloppes non nominatives sont prévues pour le remplacement au cas par cas des câbles vétustes (projets n° 7967 en BT et n° 7971 en MT).

Les projets nominatifs sont décrits en partie 2 du plan d'adaptation motivation E.2.1.

Cabines

Il est prévu de rénover par an au moins 5 cabines MT dotées de matériel de type « MAGNEFIX-MD » et de remplacer celui-ci par du matériel compact.

Un seul projet a été nommé (cf. PARTIE 3) :

10953	POLITIQUE MD -C5723	GENAPPE	BAISY-THY
-------	---------------------	---------	-----------

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour le remplacement du matériel vétuste en cabine (hors politique de remplacement du matériel ouvert), (projet n° 7968).

Un projet non nominatif a également été créé spécifiquement pour la rénovation des équipements de type Magnéfix, il s'agit du 11378.

En 2013, les magnéfix dans les cabines suivantes ont été remplacés dans le cadre de ce projet non nominatif (voir rapport réalisations 2013) :

Projet	Description des travaux	Adresse du dossier	N° Dossier
11378	Remplacement équipement cabine spécifique Magnefix	CHAUMONT-GISTOUX / DION-VALMONT / AVENUE DES DEUX CENSES	132301
		COURT-SAINT-ETIENNE / .. / RUE DES QUEUTRALLES	128282
		GREZ-DOICEAU / .. / PIERRE DES BEGUINES	133949
		MONT-SAINT-GUIBERT / .. / RUE DES VIGNES	135465
		GENAPPE / BOUSVAL / RUE DE LIMAUGES	168684
		RIXENSART / .. / PLACE JACK JEFFERYS	132367

4.1.2.2 Sécurité

Visites de contrôle des postes et cabines

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), l'organisme agréé AIB-Vinçotte effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des postes et sous-stations.

Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations effectuées et les infractions constatées. Ces dernières sont corrigées au fur et à mesure dans l'année par les agents d'exploitation. Les infractions sont quasi exclusivement mineures (continuité terre, éclairage, accès, panneaux d'instruction, nettoyage,...) et n'exigent pas de travaux d'investissement significatifs à mentionner dans le plan d'adaptation.

Une enveloppe provisionnelle est prévue (projet n° 7951).

Lignes HT aériennes

Des lignes aériennes 11 kV placées initialement en zones agricoles se retrouvent aujourd'hui, par le développement des lotissements, en zone d'habitat. Dans certaines de ces zones, les constructions ont été érigées à trop grande proximité des lignes HT. Il en découle un risque non négligeable pour les personnes et les biens.

Dans ces cas, on procède à l'enfouissement des lignes aériennes (projet non nominatif n° 7971).

Distances de sécurité du RGIE – Problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral

Nombre de dossiers traités en 2013 : 0.

L'enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations de réseaux suite aux visites de contrôle par organismes agréés (projet n° 7951).

Equipements MT en cabine - Cabines type « Oisquercq »

Il est prévu le remplacement de cabines type « Oisquercq ». Ces cabines sont de conception ancienne, d'équipement HT unipolaire obsolète et ont la particularité d'avoir une ventilation sous le toit. En cas de vent, la pluie ou la neige ainsi chassée à l'intérieur de la cabine atteint les jeux de barres.

En partie II du plan d'adaptation motivation E.2.2.1., on trouve 3 cabines de ce type à remplacer :

10429	Cabine Oisquercq C61042	REBECQ	REBECQ-ROGNON
10891	cab 61111 type Oisquercq	TUBIZE	TUBIZE
10892	cab 61162 type Oisquercq	TUBIZE	SAINTES (Tubize)

Politique de mise en conformité des cabines

Depuis 2009, une analyse de risque individuelle et in situ⁶ est à réaliser pour toutes les cabines dont la construction est antérieure à 1983.

Au 30/04/2014, 1.615 cabines sur un total de 2.996 avaient fait l'objet d'une visite dans le cadre de l'analyse de risques.

Scores obtenus :

Nombre de Cabines au sol	Feu			Total général
	O	R	V	
ORES (Brabant Wallon)	1284	27	290	1601
Total général	1284	27	290	1601

Nombre de PTA	Anomalies en cours		Total général
	oui	non	
ORES (Brabant Wallon)	9	5	14
Total général	9	5	14

Légende

Feux	Signification	Précautions à mettre en oeuvre
Vert	Risque très faible	Mesures de sécurité habituelles
Orange	Risque moyen	Mesures particulières à appliquer
Rouge	Risque très élevé ou manœuvre interdite pour des raisons de continuité de service	STOP sauf sur ordre de la ligne hiérarchique contenant soit l'action correctrice prioritaire, soit appareil à ne manœuvrer que hors tension

Cette analyse de risques peut conduire le GRD à devoir remplacer partiellement ou complètement le matériel mis en œuvre. Ce sera particulièrement le cas des cabines équipées de matériel dit ouvert (interrupteurs et sectionneurs avec ou sans disjoncteurs).

Les informations collectées à cette occasion donneront des précisions quant à l'état des équipements mais aussi quant aux conditions de fonctionnement (présence d'humidité ou de poussières, intensité,...)

⁶ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet. La performance attendue et le degré de dangerosité des équipements de coupure font l'objet d'une mesure par ultra-sons.

permettant une évaluation correcte, et objectivée par des mesures, des priorités à dégager et, de ce fait, l'utilisation optimale des ressources allouées.

Lors des visites de routine, ORES (BRABANT WALLON) procède en deux vagues successives :

- un premier passage permet de faire le point sur tous les risques et problèmes dans la cabine, ainsi que de lever les premières infractions ou observations facilement réalisables (synoptique manquant, champs tournant pas présent, luminaire défectueux,...)
- un second passage, effectué dans des délais très courts après le premier, consiste à remettre en ordre la cabine (infractions/observations de l'organisme agréé plus conséquentes et qui nécessitent une préparation + interventions permettant de résoudre les problèmes d'exploitation soulevés lors du premier passage)

Le programme nominatif prévu pour 2015-18 s'appuie en partie sur le résultat de ces analyses avec comme priorité le remplacement du matériel dit « ouvert » tant en cabine qu'en poste (comme par exemple le poste d'Ottignies (projet n° 8648 en 2015/2016). Il est repris dans la partie 2 du plan par région (motivation 2.2.2).

Une enveloppe provisionnelle est également prévue (projet 9668).

Nous mettons à niveau environ 33 cabines* par an. Dans le plan 2015-2018, 4 projets nominatifs en motivation E.2.2.2 et 8 projets en motivation secondaire (projets n° 9874, 10429, 10891, 10892, 10654, 8648, 10652 et 10903) dont 1 poste, celui d'Ottignies (8648) sont prévus. Le solde sera réalisé en non-nominatif (projet 9668).

*Il est à noter que ce chiffre reprend un ensemble de politiques (Magnéfix MD, Cabine Oisquerq, Remplacement du matériel type Minotor, Krone, BBC, Matériel ouvert,...°).

En ce qui concerne l'AR du 4 décembre 2012 paru le 21 décembre 2012, un recours en annulation et suspension a été déposé par SYNERGRID et SEDILEC, dont les droits et obligations sont aujourd'hui repris par ORES Assets, née de la fusion des GRD mixtes wallons.

4.1.2.3 Environnement

Politique générale

Les extensions de réseau Haute Tension sont exclusivement réalisées en câbles souterrains. Aucune dérogation ne sera dès lors demandée dans ce cadre.

ORES (BRABANT WALLON) envisage d'enfouir progressivement l'ensemble des lignes aériennes HT dans les 15 prochaines années en analysant les priorités au cas par cas. Il est à noter qu'il ne reste que 2,1% de lignes aériennes HT en ORES (BRABANT WALLON), soit 51 km à fin 2013.

Les longueurs câbles posées peuvent être sensiblement différentes des longueurs de lignes aériennes. En effet, la topographie des lieux, la densité d'utilisateurs de réseau, la recherche de parcelles pour la construction des futures cabines remplaçant les PTA aériens influencent directement le tracé.

Toutes les extensions en basse tension sont prévues en souterrain. Le cas échéant, une demande de dérogation sera introduite à la CWaPE suivant les canevas définis.

Pour les autres travaux (remplacement et renforcement), ceux-ci seront réalisés généralement en aérien, vu les surcoûts à charge des différents propriétaires d'installations (éclairage public, télédistribution et réseau basse tension proprement dit).

Le projet prévu en nominatif en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.2.3.1 est :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015
WALHAIN	WALHAIN-SAINT-PAUL	RUE DU VIEUX CHATEAU	Enfouissement HTA entre cab 4811 et 5976	10895

Une enveloppe provisionnelle est également prévue (projet 7957).

Actions spécifiques

Quelques dossiers d'enfouissement significatifs de réseaux BT et EP (artère du centre ville) sont programmés annuellement dans le cadre d'une politique d'enfouissement pour raison esthétique (en général avec synergie égout et/ou réfection de voirie et trottoir) menée par les communes concernées.

Le projet prévu en nominatif en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.2.3.2 est :

projet	description_travaux	commune	localite
10899	Synergie avec IBW	JODOIGNE	DONGELBERG

Une enveloppe provisionnelle est également prévue (projet 7946).

4.1.2.4 Harmonisation des plans de tension

Le réseau HT d'ORES (BRABANT WALLON) comprend quatre tensions différentes :

- 6 kV;
- 10,4 kV;
- 11 kV;
- 15 kV.

Il n'y a pas de projet d'harmonisation de ces tensions à moyen terme, du fait que celles-ci se retrouvent dans des zones géographiques distinctes (6 et 15 kV sur le territoire des communes de l'ouest d'ORES (BRABANT WALLON), 11 kV au centre et 10,4 kV sur quelques cabines à la frontière d'ORES (BRABANT WALLON) avec ORES (HAINAUT ELECTRICITE) (Marche-Lez-Ecaussinnes).

Cependant, des passages de 6 vers 15 kV sont réalisés au gré des demandes d'augmentation de puissance qui ne pourraient plus être satisfaites ou de restructuration de réseau initiées par ceux-ci.

Deux projets nominatifs sont prévus au plan :

11722	Conversion réseaux 6kv à15kv sur la Commune de Rebecq	REBECQ
11865	Conversion réseaux 6kv à15kv sur la Commune de Ittre	ITTRE

Une enveloppe provisionnelle est également prévue (projet 7955).
D'autres travaux sont également réalisés en fonction des opportunités.

4.1.2.5 Investissements en postes Elia

Des travaux en postes sont prévus suite à des demandes d'ELIA, avec un impact sur le Gestionnaire du Réseau de Distribution.

Poste d'Ottignies (projet n°8648)

Il s'agit d'un poste en matériel ouvert vétuste dans un bâtiment ancien.

La construction d'un nouveau bâtiment est envisagée en 2015 pour abriter de nouvelles cellules blindées (équipement en 2015-2016). Ces travaux entrent également dans le champ d'application de la politique de remplacement du matériel ouvert (E.2.2.2).

4.1.2.6 Amélioration de l'efficacité du réseau

En matière de réduction des pertes réseau, le GRD a pour politique de privilégier :

- l'utilisation de transformateurs de puissance à très faibles pertes pour les cabines de transformation qu'il gère (tous les transfo achetés entrent dans cette catégorie ;
- le remplacement des réseaux BT aériens de faible section, réseaux où les dissipations par effet Joule sont particulièrement importantes. Rappelons néanmoins que le remplacement de lignes ou câbles dans le seul but de réduire les pertes n'est jamais rentable s'il n'est associé à une autre motivation (fiabilité, sécurité).

Les travaux évoqués dans le cadre de l'harmonisation des plans de tension contribuent également à améliorer l'efficacité du réseau.

Afin de garantir une meilleure gestion du réseau, du nouveau matériel de télécommande sera installé dans diverses cabines du réseau du GRD (Non nominatif télécommande: projet n° 7948)

Le détail de ces projets est donné en partie 2 du plan d'adaptation motivation E.2.6.

projet	description_travaux	commune	localite
9105	Bouclage	GREZ-DOICEAU	BOSSUT-GOTTECHAIN
9242	Télécommande C2133	GENAPPE	BOUSVAL
9881	Renouvellement cabine de distribution + motorisation	JODOIGNE	LATHUY
10903	bouclage/synergie gaz	TUBIZE	TUBIZE
10904	Remplacement câble synergie ICBW et Belgacom	COURT-SAINT-ETIENNE	COURT-SAINT-ETIENNE

Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite Distribution de Namur, ainsi que la commande de celles-ci (postes subordonnés).

Une enveloppe provisionnelle est également prévue pour les bouclages (projet 7961).

4.1.2.7 Compteurs

Compteurs standards

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie demande à ORES (BRABANT WALLON) de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et identifie les modèles ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Les séries incriminées doivent alors être retirées du réseau dans un délai imposé par le Service de la Métrologie.

Parallèlement à ces campagnes métrologiques et ce, de notre propre initiative, nous procédons progressivement au remplacement des compteurs équipés de cadrans à quatre roues. Ce type de compteur peut présenter des litiges de facturation (consommation de plus de 9.999 kWh sur une année).

Leur remplacement s'effectue au gré des opportunités et en fonction des consommations enregistrées les années précédentes. Une enveloppe provisionnelle est prévue (projet 7972).

On remplace 1500 compteurs par an.

Au 31-12-13, il restait 96 compteurs quatre roues sur le réseau.

Compteurs à budget

L'installation de +/- 613 compteurs/an est envisagée pour la période 2015-2017 (projet 7959).

En 2018, les compteurs à budget seront remplacés par des compteurs intelligents (projet n°11827)

Situation du parc compteurs à budget ORES (BRABANT WALLON) à fin 12/2013 : 5665 compteurs placés (Voir également le rapport qui vous a été transmis le 31/03/2014 : données à caractère social relatives à l'année 2013).

Compteurs « intelligents »

Outre les plans financiers réalisés en 2012 par ORES et par la CWaPE, deux incitants majeurs poussent ORES à déployer des compteurs intelligents dès que possible sur certains segments:

- le risque élevé quant à la pérennité de la solution actuelle des compteurs à budget (CàB) et inconvénients de celle-ci ;
- la demande croissante du marché pour l'utilisation de données de comptage avec une granularité plus fine.

A partir de 2018, Ores prévoit donc le déploiement de compteurs "SMART" limité au remplacement des compteurs à budget tant en ELEC qu'en GAZ.

Ce projet concerne :

1. 21.000 compteurs E pendant 6 ans – 6.000 après
2. 14.000 compteurs G pendant 6 ans – 5.000 après

Fin 2023, l'ensemble des compteurs à budget est remplacé.

Le projet non-nominatif n° 11.827 couvre le remplacement des compteurs à budget par des compteurs intelligents à partir de 2018.

Une importante plate-forme informatique dédiée permettant la gestion des fonctionnalités (prépaiement, télérelève, activation/désactivation, ...) de ce parc de compteurs sera également développée pour démarrer le remplacement des compteurs à budget en 2018.

D'autres segments devraient également progressivement, bénéficier de cette technologie :

- Les nouveaux prosumers : tout raccordement, existant ou nouveau, sur lequel une nouvelle production est installée
- Certains clients industriels (qui sera justifiée par une granularité plus fine des données de comptage)

Une étude est en cours actuellement sur la faisabilité d'un déploiement de compteurs intelligents susceptible d'être généralisé au fil de l'eau, avec comme priorité les segments :

- nouveaux compteurs ;
- remplacements compteurs défectueux ;
- compteurs demandés par les clients.

Des moyens de télécommunications à mettre en œuvre pour supporter ce déploiement de compteurs segmenté généralisable, avec un accent particulier sur les technologies G3⁷ PLC⁸, sont testés.

En parallèle, les travaux de développement de standards se poursuivent au niveau des organismes européens de standardisation.

4.1.2.8 Réseaux « intelligents »

Vision ORES

On retrouvera ici l'état actuel des réflexions d'ORES quant à la mise en œuvre du concept de réseau intelligent⁹.

Généralités :

Grâce aux participations à de nombreux colloques, séminaires, échanges avec d'autres GRD belges et européens ainsi qu'aux interactions avec le milieu académique (tel que la chaire ORES), ORES est convaincu que les réseaux intelligents sont l'une des clés majeures pour permettre la réalisation de l'objectif de 8000 GWh de production d'énergie électrique à partir de source d'énergie renouvelable pour 2020 et au-delà.

Le cheminement de cette conviction prend naturellement ses racines dans le contexte européen mais surtout wallon. En voici les lignes de force :

- Actuellement, nous observons que les principaux projets et réalisation en matière d'énergie renouvelable concernent principalement le grand éolien (> 5 MVA) et le petit PV (< 10kVA).

⁷ ORES est membre de l'alliance G3-PLC. Voir <http://www.g3-plc.com/>

⁸ *Power Line Communication – communication par courant porteur entre le compteur et concentrateur situé entre le TGBT et le Transfo.*

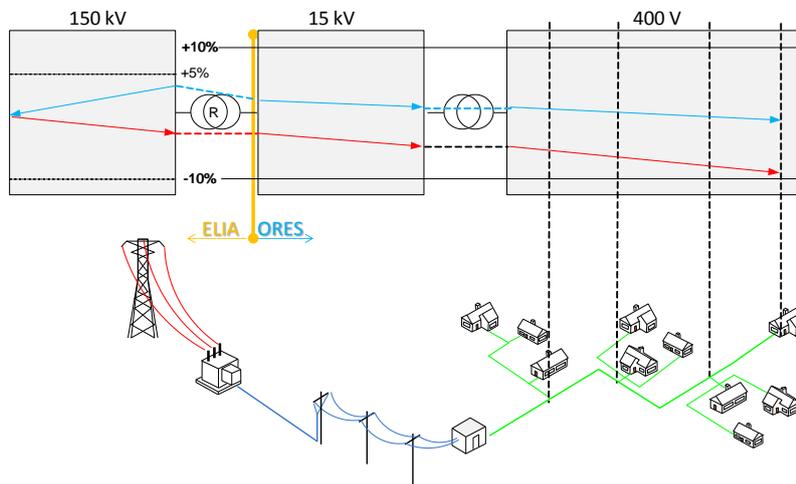
⁹ *Concept de « Smart Grid » tel que défini par EURELECTRIC à savoir :*

« Un Smart Grid est un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés au réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».

- Or, si l'on en croit les projections de la CWaPE et de l'APERE, ces deux moyens ne contribuent qu'un peu plus de la moitié de l'effort à fournir (3800 GWh pour l'éolien et moins de 900 GWh pour le petit PV).
- Il est donc évident, sous peine de non-atteinte de l'objectif « vert », que les autres catégories de sources renouvelables vont devoir se déployer massivement. Nous pensons au Grand Photovoltaïque (> 10KVA), à la cogénération de qualité, à l'hydraulique et dans une moindre mesure à la géothermie.
- Les puissances à mettre en œuvre (de l'ordre de la centaine de kW à quelques MW) font que ces installations se raccorderont majoritairement à partir du réseau MT.
- De par le caractère intermittent de ces sources, les fluctuations de la tension sur le réseau MT risquent de devenir plus importantes (en amplitude) et plus fréquentes que celles observées dans le passé.

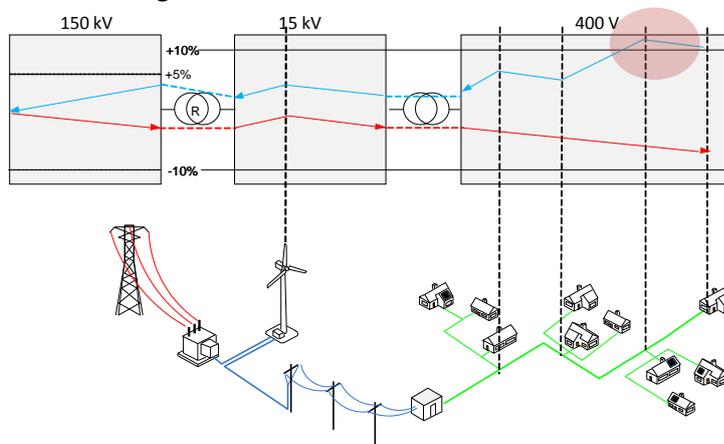
Situation « classique » (sans productions décentralisées):

Le régulateur HT/MT permet de maintenir la tension MT à + ou - 3% de la tension de consigne



Avec l'arrivée des productions décentralisées :

Des PDC en réseau MT augmente le risque d'avoir des problèmes en BT car dans le voisinage d'une production, la tension augmente.



Il est évident que les utilisateurs du réseau (en MT mais également en BT car le niveau de tension BT est influencé par les variations de la tension MT) ne pourront en être les victimes et que la qualité du produit (dont la tension est un des indicateurs) doit rester à un niveau acceptable (tel que défini dans la normalisation (norme EN50160).

Pour toutes ces raisons, il est donc primordial qu'ORES :

- Ait une meilleure connaissance des flux d'énergie sur le réseau MT et qu'il puisse les prévoir, ce qui implique
 - Plus de capteurs et d'appareillage de mesure sur le réseau MT
 - De mettre en œuvre des outils pour prévoir ces flux d'énergie (via un estimateur d'état)
- Puisse anticiper et préparer le réseau à accueillir ces flux d'énergie, et par là :
- Plus automatiser et télécommander les organes de manœuvre sur le réseau MT
- Faciliter une gestion active de la structure du réseau. Par exemple en facilitant les transferts de charges d'un poste à un autre.
- Capture ces opportunités pour rendre un meilleur service à moindre coût
 - Ces équipements doivent permettre à long terme de diminuer tant le temps de rétablissement après une défaillance que de diminuer les coûts d'intervention.

Réseau de télécommunication :

Ces fonctionnalités doivent s'appuyer sur un réseau de télécommunication efficace.

Ores dispose déjà d'un tel réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, soit sur réseau de type téléphonique (quartes). Le réseau de fibres optique ORES est bouclé et constitue ainsi une ossature de base reliant les centres d'exploitation et les postes HT/MT.

La consolidation d'un réseau de télécommunication propre à Ores est stratégique et se justifie pour différentes raisons :

- la sécurité contre les agressions informatiques (piratages) : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur ;
- une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécoms occasionnent des coûts non négligeables pour Ores et ce, sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité) ;
- une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5min pour les mesures) ;
- une fiabilité (ex : bouclage) est nécessaire en cas de black-out (ce qu'aucun opérateur télécom externe ne garantit) ;
- des coûts qui restent maîtrisables sur le long terme.

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

Une globalisation des besoins en moyen de télécommunications tient compte des besoins :

- d'une part, pour la gestion des réseaux (évolutions Smartgrid) ;
- d'autre part, pour la communication avec les compteurs intelligents (Smartmeters).

Dans le premier cas, elle permettra d'agir sur les systèmes de protection (relais de commandes, protections électriques, disjoncteurs, etc.) et de conduite (interrupteurs motorisés) des réseaux. Elle servira également à rapatrier les mesures de tension et de courant (y compris son sens) nécessaires aux outils de :

- planification et de prévision des productions et des charges ;
- calcul en temps réel de l'état des réseaux électriques de distribution.

Dans le deuxième cas, elle permettra de rapatrier les valeurs de comptage mesurées par les compteurs intelligents. Ces mêmes compteurs pourront aussi être utilisés à des fins d'exploitation telles que activation/désactivation à distance, fonctionnement en compteur à prépaiement, etc.

La mise à niveau de notre réseau de télécommunications sera réalisée sur une période de plusieurs années dans le cadre d'un plan général cohérent afin de profiter des synergies de pose entre câbles électriques et télécoms.

Éléments constitutifs :

Les actions retenues et à mener pour rendre le réseau 'smart' s'articulent autour des axes suivants :

1. Mettre en place une gestion active du réseau :

- Etudier et mettre au point des outils de planification des réseaux, prévision des productions et des charges et gestion en temps réel des réseaux de distribution d'électricité compte tenu des objectifs en termes de production décentralisée d'énergie. Ces outils nécessiteront des informations complémentaires à celles déjà collectées par le CCD¹⁰ actuel. C'est dans ce contexte qu'ORES participe (et même pilote une des tâches) du projet GREDOR.
- Augmenter le niveau des informations à disposition du CCD, sur les éléments de réseaux suivants :
 - postes HT/MT : augmenter la qualité et la granularité de l'information en abandonnant pour ses propres équipements les moyens actuellement partagés avec ELIA ;
 - cabines MT/BT : mesure des intensités, des tensions et du sens du courant (indispensable par ailleurs pour localiser les défauts sur câbles MT) ;
 - cabine client MT (avec production décentralisée) : mesure des puissances produites par les unités de production importantes. Ce qui permet de se conformer à la directive européenne « Transparence » (No 543/2013 du 14 Juin 2013) et de faire participer ces unités à la gestion de la tension (par injection ou consommation de réactif).
- réseau BT : charge des circuits 'sensibles' (soit ceux où le taux de production décentralisée est élevé).
 - exploiter ces informations à l'aide des systèmes informatiques performants et développer les moyens nécessaires à l'exploitation de la modulation des productions décentralisées d'une part, et, d'autre part, augmenter la capacité de gestion à distance des principaux composants d'un réseau (disjoncteurs / interrupteurs) (configuration en boucle ouverte ou en antenne avec transition souterrain / aérien) par la motorisation de ceux-ci et leur télé-contrôle à partir du CCD.

¹⁰ Centre de Conduite Distribution

2. Augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées:

- cela se traduira par une capacité de modulation à distance des moyens de production des gros producteurs (>250kVA), là où des problèmes se posent en termes de capacité d'injection ou lors de procédures de reconstruction du réseau (disjoncteur télé-contrôlé dans la cabine client)
- des réflexions sont également en cours quant à l'opportunité de mettre en œuvre des capacités de stockage d'énergie au niveau du GRD pour permettre un meilleur accueil des productions décentralisées. Compte tenu du manque de maturité et des coûts très élevés de ces technologies de stockage, ORES prévoit de continuer la veille technologique dans ces matières. A cette fin, ORES a marqué son intérêt pour participer à un projet de stockage dans d'ancienne carrière (projet en cours d'approbation pour les autorités)

3. Evolution du modèle de marché :

En concertation avec les autres acteurs du marché au travers des plateformes de concertation en ATRIAS et en Synergrid, ORES fait des propositions de modèles de marché équilibrés permettant l'utilisation de la flexibilité tant pour les besoins des gestionnaires de réseaux (transport et distribution) en terme de levée de congestion que pour d'autres besoins (tel que le balancing).

4. Diminuer le coût des pertes, à travers la production d'une partie de celles-ci (le talon minimum).

Sont actuellement envisagées :

- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les différents bâtiments du GRD ;
- la participation au développement de parcs éoliens.

Estimations budgétaires :

Le projet non-nominatif n°11.816 prévoit des montants dès 2015 pour :

- le remplacement des disjoncteurs non télécommandables en cabine
- le placement de matériel électronique permettant le télécontrôle (mesure des intensités, des tensions et du sens du courant) et la télécommande des cabines
- les équipements permettant de rapatrier les informations vers notre dispatching
- les moyens de transmission (réseau de signalisation) entre ces cabines et notre centre de contrôle.

Le démarrage éventuel de ces projets est conditionné par un accord et une adhésion de toutes les parties prenantes (CWaPE, CREG, actionnaires, pouvoirs politiques) et la garantie d'un financement adéquat.

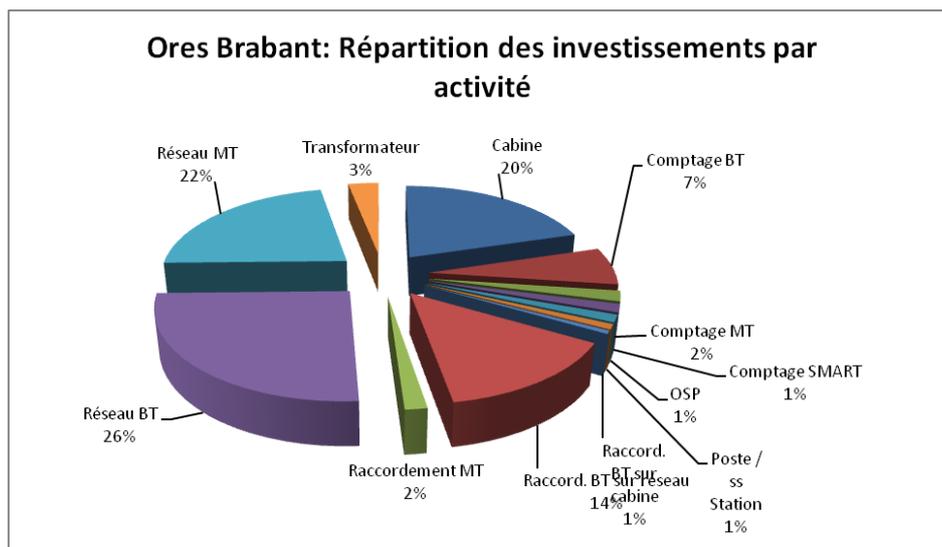
4.2 Synthèse

Le programme 2015-2018 peut se synthétiser :

- en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

annee	classe_	Branchement	Branchement	BT Aérien	BT Souterrain	Cabine	Cabine	Cabine	Compteurs	Compteurs	MT Aérien	MT Souterrain	Poste	Raccordement	Signalisation	Transfo	Cabine	
	budget	MT (m)	BT (pc)	(m)	(m)	Bâtiment (pc)	Equipement (pc)	Terrain (pc)	à budget (pc)	BT (pc)	(m)	(m)		Cabine (pc)	(m)	(pc)	Equipement Protection/télé contrôle(pc)	
2015	A			780	23.250	12.730	24	100		651	1.505	4.001	16.360	11		1.000	39	1
	B	2.450	1.300	3.300	23.000		5	41	48		2.500		12.245	8	10	3.000	9	1
Total 2015		2.450	2.080	26.550	35.730	29	141	48	651	4.005	4.001	28.605	19	10	4.000	48	2	
2016	A			780	19.250	18.068	32	105		641	1.505	4.001	13.130	2		800	40	1
	B	3.000	1.300	3.300	24.083		5	40	48		2.500		11.040	3	10	3.000	9	1
Total 2016		3.000	2.080	22.550	42.151	37	145	48	641	4.005	4.001	24.170	5	10	3.800	49	2	
2017	A			780	20.250	20.337	33	109		666	1.505	4.001	11.630	1		800	38	6
	B	3.000	1.300	3.300	23.000		6	40	48		2.750		11.500		10	3.000	9	1
Total 2017		3.000	2.080	23.550	43.337	39	149	48	666	4.255	4.001	23.130	1	10	3.800	47	6	
2018	A			780	20.750	16.947	31	124			1.505	4.001	11.380	1		2.800	38	27
	B	1.500	1.300	3.300	23.000		5	40	48		2.800		10.500		6	3.000	9	1
Total 2018		1.500	2.080	24.050	39.947	36	164	48		4.305	4.001	21.880	1	6	5.800	47	27	
Total général		9.950	8.320	96.700	161.165	141	599	192	1.958	16.570	16.004	97.785	26	36	17.400	191	37	

- en terme de répartition des moyens budgétaires par famille d'activités techniques :



LES TRAVAUX D'ADAPTATION LES PLUS IMPORTANTS

Voir tableau ci-dessous :

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017	2018
E.1.5.2	Travaux de remplacement suite incidents MT - Entre C 26237 & 29822	ORP-JAUCHE	MARILLES		7548		
	Coupure HTS	BRAINE-LE-CHATEAU	BRAINE-LE-CHATEAU			9266	
E.2.1	Remplt. BTA	BRAINE-L'ALLEUD	BRAINE-L'ALLEUD	9053			
	Remplt. BTS- Synergie impétrant + Gaz	WATERLOO	WATERLOO	9184			
E.2.2.2	Poste de Ottignies - Rempl. Equip. Cellule Poste	OTTIGNIES-LOUVAIN-LA-NEUVE	OTTIGNIES	8648	8648		
E.2.3.1	Enfouissement HTA entre cab 4811 et 5976	WALHAIN	WALHAIN-SAINT-PAUL	10895			
E.2.3.2	Synergie avec IBW	JODOIGNE	DONGELBERG	10899			
E.2.4	Conversion réseaux 6kv à15kv sur la Commune de Ittre	ITTRE	LOCALITES DIVERSES (ITTRE)	11865			
E.2.6	Bouclage	GREZ-DOICEAU	BOSSUT-GOTTECHAIN	9105			
	bouclage/synergie gaz	TUBIZE	TUBIZE	10903			

Synthèse des travaux poste prévus au plan :

Localité	Année	
	2015	2016
OTTIGNIES	8648	8648

Indicateurs de performance

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE

Indicateurs	Unité	Statistiques 2013	Commentaires
Nombre d'utilisateurs du réseau BT	nbre	165.968	
Nombre d'utilisateurs du réseau HT	nbre	883	
Longueur du réseau BT	km	3.638	
Longueur du réseau HT	km	2.378	
Energie distribuée en BT (aux consommateurs finaux)	kWh	936.504.529	
Energie distribuée en HT (aux consommateurs finaux)	kWh	507.560.417	
Indisponibilité pour coupures planifiées	heures	0:12:25	Conditions variables en fonction des conditions externes
Indisponibilité suite défaillance MT	heures	0:41:00	
Temps d'arrivée sur site en intervention BT/MT	heures	1:05:13	Inférieur à 2 heures
Temps d'intervention moyen en BT/MT	heures	1:24:14	Inférieur à 2 heures
Délai Raccordement BT (à partir de l'accord du client) Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	6	Respect du prescrit légal de 21 jours
Délai mise en service / réouverture: Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	8	Respect du prescrit légal de 3 jours

GAZ

Tableau financier

Brabant Wallon GD (K€)	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
ACTIVITE "Fourniture Gaz"										
Résultats de l'activité de fourniture gaz	88,9	16,8	13,1	6,3			6,3			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité gaz										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	31.508,7	28.394,3	30.982,2	30.929,1	29.313,5	29.313,5	1.615,6	29.313,51	35.139,87	37.433,12
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-26.201,7	-22.417,4	-25.323,2	-25.214,6	-22.968,9	-22.968,9	-2.245,7	-22.968,9	-29.385,7	-31.183,5
Gestion des réseaux	-16.460,8	-12.200,4	-14.518,7	-13.614,2	-11.842,5	-11.842,5	-1.771,8	-11.842,5	-16.506,2	-17.150,6
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-2.876,9	-824,9	-2.318,5	-2.296,5	-2.635,2	-2.635,2	338,7	-2.635,2	-2.456,0	-2.505,1
- Frais d'entretien du réseau de distribution (contrôlables)	-4.958,7	-7.917,7	-5.247,2	-4.919,8	-7.337,2	-7.337,2	2.417,4	-7.337,2	-5.416,9	-5.498,1
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					2.379,6	2.379,6	-2.379,6	2.379,6		
- Coûts de l'activité de mesure et de comptage (contrôlables)	-692,2	-654,6	-636,3	-665,9	-713,1	-713,1	47,2	-713,1	-716,8	-763,4
- Coûts de la gestion du système (contrôlables)	-199,6	-177,3	-211,4	-244,4	-176,8	-176,8	-67,6	-176,8	-218,3	-221,6
- Obligation de services publics	-2.308,3	-785,5	-1.263,7	-1.552,0	-1.884,2	-1.884,2	332,2	-1.884,2	-1.903,4	-1.977,2
- Redevance de voirie	-3.955,1	-4.077,2	-3.830,7	-3.611,2			-3.611,2		-3.541,1	-3.541,1
- Charges de pensions non capitalisées	-1.438,9	-1.375,3	-1.368,0	-1.226,8	-1.448,9	-1.448,9	222,1	-1.448,9	-1.115,1	-1.062,9
- Solde de réconciliation		3.623,5	433,2	861,6			861,6		-918,0	-1.170,5
- Autres	-31,2	-11,4	-75,9	40,8	-26,6	-26,6	67,4	-26,6	-220,6	-410,7
Amortissements (yc OSP)	-5.030,1	-5.174,7	-5.597,4	-5.807,2	-5.210,8	-5.210,8	-596,4	-5.210,8	-6.835,5	-7.447,6
- des appareils de mesurage										
- hors infrastructure		-8,4	-32,7	-39,3	-34,4	-34,4	-4,9	-34,4	-417,0	-578,7
- de l'infrastructure	-4.959,3	-5.068,5	-5.427,7	-5.602,0	-4.278,3	-4.278,3	-1.323,7	-4.278,3	-5.297,3	-5.644,1
- OSP	-70,9	-97,8	-137,0	-165,9	-898,1	-898,1	732,2	-898,1	-1.121,3	-1.224,8
Désaffectation de la plus value RAB	-1.036,9	-1.036,9	-1.036,9	-1.036,9	-1.036,9	-1.036,9	0,0	-1.036,9	-1.036,9	-1.036,9
Charges financières (hors pension)	-3.065,7	-3.675,7	-3.945,7	-4.458,1	-4.358,4	-4.358,4	-99,7	-4.358,4	-4.629,1	-5.138,4
Impôts	-608,1	-329,7	-224,5	-298,1	-520,3	-520,3	222,1	-520,3	-378,0	-410,0
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" gaz	5.307,0	5.976,9	5.659,0	5.714,5	6.344,6	6.344,6	-630,1	6.344,6	5.754,2	6.249,6
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	5.395,8	5.993,7	5.672,0	5.720,8	6.344,6	6.344,6	-623,8	6.344,6	5.754,2	6.249,6
Mouvements sur réserves	635,3	635,3	-148,2	-682,2	635,3		-682,2		208,10	208,10
Dotations			-783,6	-682,2			-682,2			
Prélèvement	635,3	635,3	635,3		635,3				208,10	208,10
Bénéfice à reporter activité "fourniture gaz"		800,0								
RESULTATS A DISTRIBUER	6.031,2	7.429,0	5.523,8	5.038,7	6.980,0	6.344,6	-1.306,0	6.344,6	5.962,3	6.457,7

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- La situation des investissements à fin 2013 ;
- L'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014 ;
- Le programme d'investissements et repose principalement sur les plans d'adaptation 2015-2018 pour le GAZ.

Ces plans ont été déposés en mars 2014 au régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 39 du règlement technique gaz (Arrêté du Gouvernement Wallon du 12 juillet 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011, 2012 et 2013 au niveau des investissements (montants arrondis en k€) :

	2011	2012	2013
	Réalité	Réalité	Réalité
"A" Remplacement	9.571	8.386	9.165
"B" Extension	9.000	10.451	7.257
TOTAL BRUT Réseau	18.571	18.837	16.423
Investissement hors réseau	84	130	111
Autres (Co-propriété, etc)	-	-	-
TOTAL BRUT	18.655	18.968	16.534
Interventions clients (-) Fonds DZ utilisés	-1.416	-891	-1.292
TOTAL NET	17.239	18.077	15.241

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel 2013 :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

Le tableau suivant donne la comparaison entre le budget 2014 et la réalité à fin juin :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Brabant Wallon) GD - (K€)			
<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	<u>Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)</u>
			<u>Ecart %</u>
ORES (Brabant Wallon) GD			
Total Brut	18.062,0	8.570,1	47,4%
MP stations récep. Et poste répat.	315,9	103,1	32,6%
MP canalisations et branchements	5.003,5	3.196,3	63,9%
MP/BP Cabines	297,8	188,4	63,3%
BP Canalisations	5.892,6	1.856,0	31,5%
BP branchements	4.949,5	2.506,4	50,6%
MP Groupes de comptage	13,0	71,7	551,1%
BP Groupes de mesure	858,7	518,6	60,4%
Compteurs à budget	589,1	129,5	22,0%
Coût des installations hors infrastructure	141,8		
Intervention clientèle	-900,0	-501,4	55,7%
MP stations récep. Et poste répat.			
MP canalisations et branchements	-232,1	-143,8	61,9%
MP/BP Cabines	-17,9	-13,5	75,8%
BP Canalisations	-279,7	-171,6	61,4%
BP branchements	-208,4	-136,3	65,4%
MP Groupes de comptage			
BP Groupes de mesure	-107,8	-29,1	27,0%
Compteurs à budget	-54,2	-7,1	13,0%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	17.162,0	8.068,7	47,0%
MP stations récep. Et poste répat.	315,9	103,1	32,6%
MP canalisations et branchements	4.771,4	3.052,5	64,0%
MP/BP Cabines	279,9	174,8	62,5%
BP Canalisations	5.612,9	1.684,4	30,0%
BP branchements	4.741,2	2.370,2	50,0%
MP Groupes de comptage	13,0	71,7	551,1%
BP Groupes de mesure	750,9	489,5	65,2%
Compteurs à budget	535,0	122,5	22,9%
Coût des installations hors infrastructure	141,8		

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de 2%/an sur la période 2015-2018¹¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES - Brabant Wallon - GD	k€	PLAN CWaPE 2015-2018			
		2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement		11.166	11.898	12.083	11.710
"B" Extension		6.894	6.542	6.819	6.955
<i>TOTAL Réseau BRUT (as usual)</i>		18.061	18.440	18.902	18.666
Interventions clients (-)		-900	-918	-936	-955
Fonds DZ utilisés					
TOTAL Réseau GAZ [Net]		<u>17.161</u>	<u>17.522</u>	<u>17.965</u>	<u>17.710</u>
Smart meter GAZ					1.242
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs		324	605	762	230
TOTAL Smart metering		<u>324</u>	<u>605</u>	<u>762</u>	<u>1.472</u>
TOTAL Hors Réseau [outillage & Charroi]		<u>508</u>	<u>574</u>	<u>606</u>	<u>529</u>
Co-Propriété : Immo Corporelles		1.089	515	277	94
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]		410	216	187	105
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]		<u>1.499</u>	<u>731</u>	<u>464</u>	<u>199</u>
TOTAL		<u>19.492</u>	<u>19.432</u>	<u>19.798</u>	<u>19.910</u>

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.
« B » : investissements d'extension du réseau.

Ce chiffrage est communiqué à titre indicatif.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.§4 du Code de la démocratie locale et de la décentralisation (M.B. du 12/08/2004)).

4. Plan d'investissement 2015 - 2018

4.1 Plan CWaPE

Les plans d'adaptation et d'extension 2015-2018 ont été remis à la CWaPE en mars 2014 et s'articulent comme suit :

4.1.1 Plan d'adaptation

4.1.1.1 Augmentation de la consommation

La convention de collaboration entre le GRT FLUXYS et le GRD a été signée par les parties le 12 décembre 2006 et approuvée par le conseil d'administration le 27 février 2007. Celle-ci règle les modalités d'échange entre le GRT et le GRD.

Sur base des mesures effectuées, de l'historique des consommations hivernales et en fonction de l'évolution de la conjoncture, la croissance annuelle de la consommation gaz est évaluée entre 0 et 2 % en ORES pour les années 2014 à 2018¹².

Les données disponibles sont présentées en annexe A.1.1 du plan d'adaptation.

La capacité du poste de Mont-St-Guibert (SO-9738) a été augmentée mi-2011 en passant la pression de sortie à 13,3 b (cf. page suivante). Suite à la mise en service du déversoir Monnet et à la montée en pression du réseau situé entre le PR de Mont-Saint-Guibert et la CR de Monnet, nous avons prélevé plus sur le PR de MSG et moins au niveau du PR d'IVERLEK Overijse (Réseau 8 bar interconnecté avec Eandis et Sibelga). Un rééquilibrage interviendra avec la mise en service du déversoir de Wavre Nord et l'alimentation de celui-ci en 15b directement depuis le nouveau PR à Overijse. Cette mise en service sera effective courant de cette année 2014.

Le City Gate de Genappe (poche en gaz H) a un TD¹³ de 1.000 m³(n)/h. Les discussions pour adapter le TD à une valeur de 2.000 m³(n)/h à 4b ont abouti en 2012¹⁴ (au delà de cette valeur des investissements conséquents sont à prévoir et à dûment justifier du côté FLUXYS).

Le poste de Stierbecq a une capacité technique de 30.000 Nm³/h et alimente les réseaux d'ORES (BRABANT WALLON) et d'IVERLEK. Des contacts entre ces 2 GRD et FLUXYS ont eu lieu afin d'adapter sur base de leur prévision de consommation respective, le TD à une valeur supérieure à celle fixée initialement (7.000 Nm³/h). Sur ces bases, un accord avec FLUXYS a été trouvé en 2012³ pour porter le TD à 12.000 m³(n)/h à 14,7b. Une interconnexion de secours entre le réseau alimenté par le poste de Stierbecq et le réseau alimenté par le poste d'Astrid est à l'étude et fait l'objet d'un projet nominatif 2015 (Projet 11784). Cette réflexion doit également intégrer l'augmentation de capacité liée au développement de la zone d'activités économiques (ZAE) des anciennes Forges de Clabecq.

La capacité technique du poste d'Ecaussines est de 1.250 m³(n)/h. La capacité contractuelle de 300m³(n)/h aurait dû être adaptée, le TD ayant été dépassé l'hiver 2011-2012 suite à l'arrivée d'un deuxième client (adaptation du code de collaboration). Les discussions pour porter le TD de 300 à 1.000 m³(n)/h à 3.3 bar ont toutefois été temporairement suspendues suite aux mesures effectuées début 2013 montrant que l'on se

¹² Sans compter l'augmentation éventuelle de GSK.

¹³ Tel que défini à l'article 3.2 du Code de collaboration établi entre le GRD et Fluxys.

¹⁴ Annexe 1 du Code de collaboration modifiée en date du 18/12/2012.

situé désormais nettement en dessous du seuil de 300m³ (les prélèvements sont fortement conditionnés par le niveau d'activité de deux gros clients (Vos Logistics et surtout Katoen Natie Polymer)).

En ce qui concerne le City-Gate d'Hélécine, les travaux menés actuellement en vue d'installer un nouveau déversoir à Gembloux devraient permettre de soulager celui-ci en rapprochant d'Hélécine le point d'équilibre entre les 2 alimentations. Des contacts sont également en cours avec FLUXYS dans le cadre du développement de la ZAE d'Hélécine en collaboration avec l'intercommunale IBW. La consommation estimée à terme pour les 33 ha est de +/- 3000 m³(n)/h.

Les données relatives au Q_{Min} sont données en annexe A.1. du plan d'adaptation.

On notera que le réseau d'ORES (BRABANT WALLON) est pour partie intégré dans le SRA SIBELGA-BRUSSEL. Vu l'incompatibilité des programmes de calcul de réseau utilisés par les différents GRD desservis par ce SRA (IVERLEK [EANDIS], SIBELGA et ORES) il n'est pas possible de déterminer actuellement une valeur de Q_{Min}.

Au terme des travaux en cours à Overijse et Wavre et après la séparation du réseau 8 bar entre IVERLEK et ORES (BRABANT WALLON), et l'augmentation de la consommation de GSK, des calculs côté ORES (BRABANT WALLON) pourraient être faits. A noter qu'il faut préalablement définir le point où l'injection aura lieu, le réseau étant très étendu et exploité à différentes pressions.

Différents travaux d'aménagement de cabines de répartition et de cabines de distribution sont planifiés afin de fiabiliser la distribution de gaz au départ de ces postes et cabines.

Ces travaux consistent en l'adaptation de tuyauteries, au remplacement de régulateurs de pression ou au remplacement de cabines enterrées soumises à la corrosion par de nouveaux équipements mis en cabines hors sol.

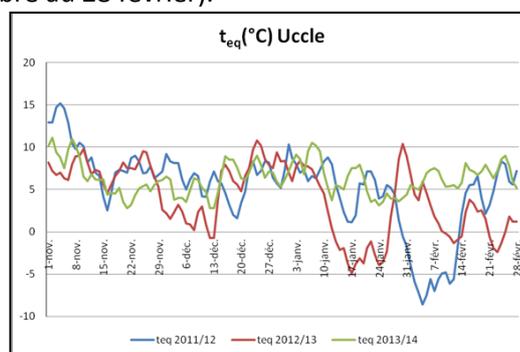
L'ensemble des travaux identifiés à ce jour sur des cabines existantes sont détaillés en annexe A.2.1.2. du plan d'adaptation.

4.1.1.2 Engorgements et chutes de pression observés

Des campagnes de mesures de pression sont réalisées de manière systématique aux points bas du réseau. Ces points sont en général identifiés par une étude de réseau, par l'expérience du terrain ou par leur localisation géographique éloignée.

Durant ces campagnes de mesures, en plus des relevés ponctuels, des enregistreurs de pression traditionnels, nous utilisons également un système de manomètres digitaux avec consultation sur page web. L'intégration de ces lectures directes dans nos outils de gestion est en cours de finalisation.

Le graphique ci-dessous montre les températures équivalentes mesurées à Uccle lors des 3 dernières périodes hivernales (du 1 novembre au 28 février).



Durant la période hivernale 2013-2014, les températures sont restées positives avec une moyenne de 6,3°C et la consommation n'a pas connu de pointes comme les années précédentes.

La plupart des mesures de pression sur les réseaux n'ont donc pas résulté en données utilisables pour identifier de 'nouveaux' engorgements.

Axe N4 :

Comme déjà expliqué à l'occasion des plans précédents, le programme Axe N4 a occupé une part importante de nos plans d'adaptation précédents. Il rentre à présent dans sa phase ultime.

Pour rappel, ce programme consiste en l'amélioration de l'alimentation en gaz de la région de Wavre et Ottignies tant pour notre clientèle résidentielle que professionnelle (GSK).

Un schéma structurel est donné en annexe « Schémas » du plan d'adaptation.

Nous ne développerons plus l'ensemble des travaux déjà réalisés.

Le projet ci-dessous constitue la dernière étape de ce programme et sera réalisé sur l'exercice 2013-2014 :

Projet 10172 : Construction et mise en service en 2013-2014 d'un nouveau déversoir 15/8 b « Golf » à Wavre-Nord¹⁵ (croisement N4-Chée des Collines).

A partir de ce point, il sera possible d'alimenter en 14,7 b le site de GSK-Wavre Nord et de repartir en 8 b vers la ville de Wavre (liaison Wavre Nord - Monnet).



La suppression du déversoir de Rosière (Projet 11406), telle qu'initialement prévue et présentée dans le plan précédent, est actuellement mise en stand-by et fait l'objet d'une réflexion plus large dans le cadre du passage gaz pauvre (L) vers gaz riche (H).

¹⁵ Le terrain est trouvé et le permis d'urbanisme a été accordé.

Braine-l'Alleud :

Le renforcement de l'alimentation de Braine-l'Alleud comprend 3 étapes :

- Projet 10062 (2011) : pose de 2,2 km de conduite Acier \varnothing 250 depuis le poste de Braine-l'Alleud vers le parc de l'Alliance (Route de Piraumont). Cette pose a été réalisée en 2011.
- Projet 10046 (2013) : pose de 1.000 m de conduite Acier \varnothing 250 vers le centre de Braine-l'Alleud.
- Projet 10833 (2012-2013) : bouclage par la pose d'une canalisation 150Ac depuis la rue Longue vers la pose 250Ac du projet 10046. Cette pose se fait en synergie avec la compagnie des Eaux, la commune et Infrabel (pour la partie sous le chemin de fer, dans le cadre des travaux du RER).

Un schéma structurel est donné en annexe « Schémas » du plan d'adaptation.

Les problèmes de pression constatés à Ophain depuis 2009 sont pratiquement résolus. La pose Chaussée d'Ophain (projet 8786¹⁶), de 2 km de MP-B à 2,7 b a permis la conversion d'une partie du réseau du centre d'Ophain à 2,7 b avec alimentation depuis Braine-l'Alleud – le solde restant en 1,5 b. Nous avons en outre placé une cabine de répartition (2.7/1.5b) provisoire dans le centre pour soutenir le réseau 1.5b. Finalement, la réalisation du projet 10062 a permis d'augmenter légèrement la pression sur le réseau 2.7b à cet endroit.

Aucun problème de pression n'a été signalé durant l'hiver 2012/2013 et 2013/2014.

Parallèlement à ces projets, afin de permettre de pousser davantage le 2,7 b sur l'entité d'Ophain et former ainsi une poche homogène et stable en matière de pression, une campagne de remplacement de PE90 1^o génération est nécessaire et en cours.

Autres problèmes :

Il est à noter que les problèmes évoqués dans les plans précédents à l'issue des campagnes de mesures hivernales ont été levés. Il s'agissait des projets 10063 à Ecaussinnes et 11270 à Tubize.

4.1.1.3 Remplacements pour cause de vétusté ou raison technologique

Canalisations

Fonte :

Le programme de remplacement progressif des canalisations et branchements fonte par des conduites en polyéthylène se poursuivra sur le plan 15-18 avec comme objectif la suppression complète des canalisations de ce type pour 2017.

Fin 2013, il restait approximativement 3,9 km de réseau gaz en fonte, en diminution de 0,230 km par rapport à fin 2012.

Plusieurs projets nominatifs sont repris au plan. Le détail est repris en annexe « Schémas » du plan d'adaptation. L'ensemble de ces projets nominatifs 15-18 représente une diminution approximative de 1600 m. D'autres travaux sont réalisés en fonction des opportunités et synergies.

¹⁶ Voir Plan d'adaptation 2009-2013.

Fibro-ciment :

Les réseaux basse pression d'ORES (BRABANT WALLON) comptent, à fin 2013, un peu moins de 91,5 km de réseau fibro-ciment (en diminution d'environ 4,5 km par rapport à fin 2012).

Ces canalisations ne présentent pas de risques importants bien que n'offrant pas les mêmes garanties d'étanchéité que le polyéthylène. Cependant, en cas de travaux de voirie (égouttage, trottoir,...) ou d'un autre impétrant, il y a lieu de procéder systématiquement au remplacement de ces canalisations par des conduites en polyéthylène.

Ce remplacement est rendu indispensable par les dégradations et les risques accrus que font courir des travaux à proximité de ce matériau cassant.

On notera toutefois que ce sont les travaux communaux de voirie qui dictent en grande partie le calendrier de renouvellement, en particulier sur les communes de Rixensart, Braine-l'Alleud, Waterloo et Nivelles. Le calendrier proposé ici repose sur le dernier état de la concertation menée avec les autorités et les autres impétrants, en particulier l'IECBW et la SWDE.

Le détail de ces dossiers est repris en annexe « Schémas » du plan d'adaptation.

L'ensemble de ces projets nominatifs 15-18 représente une diminution approximative de 10.000 m. D'autres travaux sont réalisés en fonction des opportunités et synergies.

Polyéthylène :

Le PE90 a été le tout premier PE posé en Belgique, fin des années 1970 (en MP-B). Cette première génération ne présente pas les mêmes caractéristiques physico-chimiques que le PE utilisé actuellement. Il a ainsi une sensibilité plus marquée à l'effet de pointe avec fissuration longitudinale¹⁷. Par ailleurs, des études sont en cours pour confirmer sa compatibilité à l'assemblage par fusion avec les accessoires récents (prise en charge et polystopp notamment).

Finalement, son diamètre intérieur assez faible (73 mm) peut être un élément limitant en terme de débit, comme c'est le cas à Ophain.

Le détail de ces dossiers est repris en annexe « Schémas » du plan d'adaptation.

L'ensemble de ces projets nominatifs 15-18 représente une diminution approximative de 6000 m. D'autres travaux seront réalisés en fonction des opportunités et synergies.

Branchements

Le renouvellement des branchements se fait après analyse in situ :

- soit dans le cadre du remplacement des compteurs gaz
 - imposé par la Métrologie (voir point 4.1.1.8),
 - à l'initiative du GRD
- soit lors du remplacement de conduites, en particulier celles en fonte et en fibro-ciment.

¹⁷ Les problèmes rencontrés au niveau des matériaux utilisés ne concernent que le PE de qualité 50.

Des études technologiques avec BECETEL sont en cours pour déterminer leur nature exacte et préciser la nature des solutions qui pourraient y être apportées. Potentiellement jusqu'à 70km pourraient être concernés

Cabines

Différents travaux d'aménagement de cabines de répartition et de cabines de distribution sont également planifiés.

Ces travaux consistent en l'adaptation de tuyauteries, au remplacement de régulateurs de pression ou au remplacement de cabines enterrées soumises à la corrosion par de nouveaux équipements mis en cabines hors sol.

L'ensemble des travaux identifiés à ce jour sur des cabines existantes est détaillé en annexe A.2.1.2 du plan d'adaptation.

Protection cathodique :

Différents travaux de remplacement de chaîne anodique sont planifiés. Ils sont repris en annexe A.2.2.1 du plan d'adaptation.

4.1.1.4 Travaux pour raison de sécurité

Protection cathodique

Les travaux nominatifs sont repris à l'annexe A.2.2.1 du plan d'adaptation.

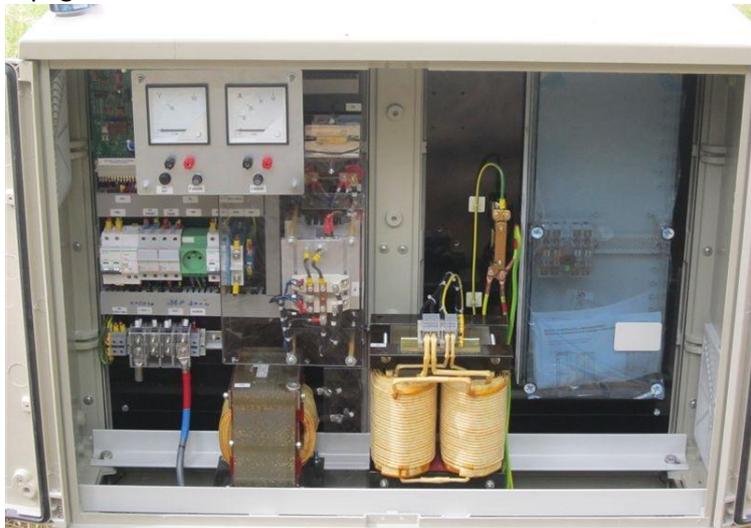
Travaux réalisés à la demande d'INFRABEL :

A la demande d'INFRABEL, les courants soutirés sur le chemin de fer (liaisons équipotentielles réalisées avec les rails) devront être progressivement réduits voire supprimés. Pour ce faire, le GRD devra mettre en œuvre ses propres postes de soutirage.

Travaux réalisés à l'initiative du GRD :

Les principaux travaux consistent en des remplacement de chaîne anodique, soit par forage vertical ou par tranchée traditionnelle, afin de maintenir une protection efficace de nos installations.

La priorisation se fait sur base des campagnes de mesures.



Remplacement de conduites et/ou de vannes fuyardes

Une enveloppe est prévue annuellement pour couvrir le remplacement de conduites suite à des demandes d'intervention pour odeur gaz. Cette enveloppe couvre également la pose et le remplacement de vannes de réseau pour des raisons de sécurité.

Analyse confinement du réseau de Louvain-La-Neuve

Suite à l'augmentation de surface de la dalle de Louvain-La-Neuve et au confinement progressif des installations gaz BP et MPB qu'elle engendre, une réflexion est actuellement en cours afin de sortir dans la mesure du possible les tronçons MPB qui passent dans les tunnels. Cette réflexion fait suite à l'arrivée de nouveaux projets (Agora, agrandissement de l'Esplanade,...) et à la fermeture progressive, ainsi qu'à l'augmentation des longueurs, des tunnels qui passent sous la dalle.

En limitant la longueur des tronçons MPB sous la dalle, nous limitons le potentiel de volume de gaz à purger et à ventiler dans une zone confinée en cas d'incident majeur.

Il est à noter qu'un plan directeur est en cours d'élaboration en collaboration avec le département gaz.

Cela ne donne cependant pas lieu à la création de projets nominatifs dans le cadre du présent plan.

4.1.1.5 Impositions extérieures

Législation spécifique

Néant.

Amélioration des sites et adaptations de voiries

Une enveloppe est prévue annuellement pour faire face aux éventuels déplacements d'installations moyenne pression et basse pression à la demande de tiers (communes, MET,...) suite, par exemple, à l'adaptation de voiries ou la création de ronds-points.

Les travaux d'aménagement du RER sur les 2 lignes Waterloo - Braine-l'Alleud - Nivelles et Rixensart - Ottignies mobilisent actuellement (et continueront à mobiliser au cours des prochaines années) de gros moyens.

Une convention a été conclue entre INFRABEL et le GRD pour les chantiers RER.

Elle facilite la définition des solutions techniques lors de déplacements d'installation et permet de réduire les coûts globaux pour la collectivité grâce à une répartition équilibrée des charges y relatives :

- INFRABEL met les ouvrages d'art à disposition du GRD
- Le GRD y pose à sa charge les conduites déplacées.

4.1.1.6 Investissements Fluxys

Il s'agit de modifications d'infrastructures induites par des modifications au niveau du réseau de transport.

Le passage du gaz pauvre vers le gaz riche de la liaison entre les Pays-Bas et la France devrait affecter l'ensemble du territoire desservi par ORES (BRABANT WALLON) à l'exception de la poche de Genappe, qui est alimentée en gaz riche.

Vu l'augmentation et l'intensité des tremblements de terre dans les environs de Groningue, les Pays-Bas ont décidé d'arrêter l'exportation du gaz pauvre (L) en 2030. Les volumes exportés vers la Belgique devraient donc diminuer à partir de 2020.

Afin de réduire les coûts de la conversion gaz pauvre (L) vers gaz riche (H)¹⁸, des discussions sont en cours pour anticiper et commencer les travaux de remplacement des écrêteurs et des régulateurs type B (domestiques) ainsi que les contrôles des appareils à gaz installés chez les clients avant cette date.

Ceci devrait permettre des îlots (de conversion) plus grands que ceux prévus en 2007 et donc moins de travaux sur les infrastructures des GRD.

En Belgique il y a +- 1,5 million de clients concernés dont +- 100.000 sur les réseaux d'ORES.

Pour ORES (BRABANT WALLON) cela représente de l'ordre de 85.000 URD.

4.1.1.7 Amélioration de l'efficacité du réseau : bouclages, télémesures,...

Les bouclages de réseaux sont réalisés dans un souci d'amélioration de l'efficacité de ceux-ci en garantissant une pression plus stable et une continuité d'alimentation en toutes circonstances.

Les relevés réguliers des diagrammes de pression aux postes réseaux permettent un contrôle continu de la pression aux points d'injection sur le réseau basse pression.

Par ailleurs, l'installation de télé-contrôle dans les postes de réception et les cabines de répartition nous permet une exploitation à distance plus efficace et permanente de ces postes..

L'important projet de fiabilisation de l'alimentation de Nivelles à partir du City Gate de Baulers (projet 8828 – plan d'extension 2009 – pose le long de la chaussée de Hal 3,5 km de conduite Acier ø 250 mm MP-B) a été mis en service fin 2011.

Quatre projets de bouclage sont prévus :

- Un bouclage MP dans le centre de Louvain-la-Neuve (projet 10832) pour assurer un secours Nord-Sud en 2014. Les travaux sont actuellement en cours.
- Un bouclage MP Chaussée Bara (limite Waterloo-Braine-l'Alleud) pour fiabiliser l'alimentation de la Chaussée d'Alsemberg en 2013 (projet 9794). Travaux toujours en cours suite à des problèmes d'autorisation.
- Un bouclage MP à Braine-l'Alleud (projet 10833). Point déjà abordé ci-dessus.
- Bouclage de secours entre le poste Astrid et Stierbecq (projet 11784)

Des projets nominatifs sont également prévus au plan 15-18 dans le cadre de l'aménagement des réseaux en zones frontalières (11485, 11727) avec le GRD IVERLEK (Waterloo, La Hulpe,...) afin de permettre une plus grande flexibilité et maîtrise de nos manœuvres. L'objectif est, tout en maintenant les liaisons entre nos réseaux MP-B, de limiter l'interdépendance entre les deux GRD. Le projet 11484 du plan 14-17 est en cours d'étude et sera réalisé en 2014.

Dans le but d'améliorer la rapidité d'intervention sur le site de Louvain-la-Neuve, un projet visant à revoir le schéma de vannage MP-B (11481 du plan 14-17) a été réalisé anticipativement en 2013.

¹⁸ 1 m³ (n) = 10,7 et 12,8 kWh (Gaz riche - H) // entre 9,5 et 10,5 kWh (Gaz pauvre - L)

4.1.1.8 Travaux sur compteurs

Les travaux sur compteurs nécessitent de dégager des moyens importants tant en interne qu'en externe. La nécessité de procéder également au renouvellement du branchement augmente les coûts et ralentit la cadence de remplacement des compteurs.

Remplacement imposé par le Service Métrologie

Remplacement de compteurs défectueux :

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie nous a informé que les familles suivantes de compteurs sont refusées et doivent être retirées du réseau :

- ROMBACH G6 - 1983, ELSTER G6 & CONTIGEA G16 - 1984¹⁹
CONTIGEA G16 1985 & 1990 - ELSTER G4 1990²⁰
Au 31.12.2013, 35 compteurs sont encore à enlever.

- CONTIGEA G6 1991, 1997 & 1998 - CONTIGEA G4 1991 21

En ce qui concerne cette dernière demande formulée début 2012 pour un retrait avant fin 2014, il est apparu après analyse que celle-ci est devenue caduque avec la publication de l'Arrêté Royal du 03-08-2012, les compteurs concernés étant bien dans les nouvelles tolérances imposées par celui-ci.

Remplacement systématique des compteurs de plus de 30 ans :

Le remplacement de compteurs imposé par le Service de la Métrologie, suivant l'Arrêté Royal du 03-01-1989, suit son cours.

Cet Arrêté Royal fixe un âge limite de 30 ans pour les compteurs gaz en service.

Cette imposition n'a trait qu'aux compteurs à parois déformables, dont le débit maximum est inférieur ou égal à 100 m³/h et dont la date de fabrication est antérieure à 1982.

Au 31.12.2013, 327 compteurs sont encore à enlever.

Les compteurs dont la date de construction est postérieure à 1981 sortent du champ d'application de l'AR du 03-01-1989 et sont désormais couverts par l'Arrêté Royal du 03-08-2012.

Ceux-ci ne doivent plus faire l'objet d'un remplacement systématique après 30 ans.

Autres remplacements

A l'initiative du GRD :

Malgré la modification du cadre législatif, le GRD poursuivra néanmoins une politique de retrait des compteurs les plus anciens en se donnant comme objectif d'atteindre un âge maximum de 35 ans dans les 10 ans.

¹⁹ Le 02 février 2008

²⁰ le 14 décembre 2009

²¹ le 26 janvier 2012

Cette politique devrait permettre de :

1. maintenir ses capacités pour faire face dans le futur à des demandes de retrait par le SPF de lots non conformes
2. contribuer au renouvellement des branchements les plus anciens.

Un outil (logiciel) d'aide à la décision permettant de 'prioritiser' les travaux d'enlèvement/remplacement de compteurs a été développé (regroupement des travaux par rue).

Dans ce cadre, cela revient à retirer en moyenne de l'ordre de 1.250 compteurs/an dans les prochaines années.

Dégradation, renforcement, déforçement :

Un certain nombre de travaux est effectué à la demande des utilisateurs, il s'agit par exemple de déplacement pour cause de rénovation, de division de bien en plusieurs logements, de réduction de consommation,...

Certains remplacements ou travaux sont programmés suite à une intervention de dépannage, il s'agit de compteurs bloqués, bruyants ou encore dégradés par les conditions d'utilisation ou une cause extérieure.

Par ailleurs, certains compteurs à budget²² (firmware 2.69) commencent à présenter des problèmes (en particulier la partie électronique) et seront remplacés en 2014 et 2015.

On trouvera dans le tableau ci-joint le nombre de compteurs à budget placés au 01.01.2014 selon le type de firmware :

Firmware		1.09	2.65	2.69	2.8	Total
Brabant Wal.	actif	264	-	211	770	1.245
	désactivé	432	-	258	548	1.238
Total		696	-	469	1.318	2.485

Une partie – soit les compteurs dont la fonction prépaiement est désactivée – sera remplacée par des compteurs G4 classiques et l'autre partie par de nouveaux compteurs à budget (type de firmware 3.09).

Placement de compteurs à budget :

A partir de 2008, une obligation de service public impose au GRD de placer des compteurs à budget. Les premiers compteurs ont été placés à partir du 2^{ème} semestre 2008. Sur base de l'expérience accumulée depuis, nous estimons devoir placer de l'ordre de 525 compteurs/an jusqu'en 2017 inclus²³.

Placement de compteurs 'intelligents' :

Actuellement la Belgique est un des rares pays à avoir recours à la technologie des compteurs à budget. L'expérience passée et les difficultés rencontrées avec le fournisseur ont démontré la difficulté d'opérer dans un marché aussi étroit.

A moyen terme, nous faisons face à deux problèmes :

- la durée de vie du système actuel de gestion des compteurs à budget est limitée. On estime qu'en 2023 celui-ci sera en fin de vie et devra être remplacé ;

²² Encore appelé compteur à prépaiement. [Itron](#) est actuellement notre fournisseur unique pour ce type de compteurs.

²³ Non compris le remplacement de compteurs défectueux.

- avec la mise sur le marché de compteurs intelligents (qui permettent le prépaiement) , il est probable que la ligne de produit actuel compteur à budget/prépaiement ne soit plus suivie.

Pour éviter de se retrouver dans une impasse, il est proposé de mettre en place un nouveau système complet de comptage à prépaiement basé sur les compteurs intelligents. Dans ce but, il est nécessaire :

- de placer à partir de 2018, des compteurs intelligents en lieu et place des compteurs à budget et de remplacer progressivement le parc de compteurs à budget entre 2018 et 2023²⁴.
- de développer, en synergie avec l'activité distribution d'électricité, les systèmes de communication et de gestion de l'information et de prépaiement permettant une gestion centralisée et à distance de ces compteurs.

Le budget 2018 voit donc pour la 1^{ère} fois apparaître la ligne compteurs 'intelligents'.

Les estimations faites à ce sujet sont le fruit de premières études qui doivent encore être affinées.

Compteurs à l'interface entre le GRT et GRD :

Suite à la publication de l'arrêté royal du 03 août 2012 relatif « au suivi en service des compteurs de gaz utilisés en milieu résidentiel, milieu commercial et milieu industriel léger », les membres de Synergrid ont décidé de constituer un groupe de travail chargé de trouver une solution concertée, réaliste et raisonnable relative au contrôle des compteurs situés à l'interface entre réseaux de transport et de distribution.

L'approche proposée par ce groupe de travail est basée sur un contrôle régulier de la performance métrologique des compteurs situés à l'interface entre réseaux de transport et de distribution dans les stations de réception d'un débit total annuel supérieur à 5 millions de m³(n).

Elle envisage :

- soit le démontage du compteur suivi de son envoi vers un banc d'étalonnage accrédité en vue de sa révision et de son réétalonnage ;
- soit le remplacement du compteur existant par un compteur neuf.

Economiquement, le remplacement du compteur est plus avantageux que la révision et le réétalonnage de ce dernier. La fréquence proposée est de 15 à 30 ans selon la configuration de la station de réception concernée.

Le calendrier proposé est de débiter en 2014 et ce, afin que l'ensemble des stations de réception soient conformes à cette approche d'ici fin 2020.

Les projets 11403, 11404 et 11405 s'inscrivent dans cette logique.

²⁴ Les premiers compteurs à budget ont été placés en 2007-2008, et ont une durée de vie estimée à 10 ans.

4.1.2 Plan d'extension

4.1.2.1 Raccordements potentiels et petites extensions

Bilan des réalisations 2013

Raccordements :

- Raccordements réalisés en 2013

Branchements	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012	Total 2013
BP	820	721	737	800	817	713
MP	611	528	472	518	530	438
Total	1.431	1.249	1.209	1.318	1.347	1.151

- Gratuité

Sur l'ensemble de ces raccordements, environ 89,40 % ont été gratuits²⁵.

- Cabines client

Mise en service de 12 cabines client :

N° CAB	Nom	Localité	Type	Qmax	Construction
S74293	CIPAPI	THINES	CLI	65	2013/8
S74300	CAP INNOVE	NIVELLES	CLI	65	2013/6
S74301	SPW-MET	NIVELLES	CLI	65	2013/6
S74302	CRESCENTIAL	BRAINE-LE-CHATEAU	CLI	65	2013/9
S74304	SYLLAB	BRAINE-L'ALLEUD	CLI	160	2013/9
S84372	AGC GLASS	LOUVAIN-LA-NEUVE	CLI	65	2013/8
S84379	ENTR JAZY	GREZ-DOICEAU	CLI	160	2013/6
S84380	ENTR JAZY	GREZ-DOICEAU	CLI	160	2013/1
S84391	CPE	LOUVAIN-LA-NEUVE	CLI	160	2013/8
S84392	IMRECA	LOUVAIN-LA-NEUVE	CLI	65	2013/8
S84397	NOTRE MAISON	LOUVAIN-LA-NEUVE	CLI	65	2013/12
S84398	GUATIERI	LA HULPE	CLI	160	2013/12

Petites extensions de réseau :

Toute demande ponctuelle de la clientèle hors zone gaz fait l'objet d'un calcul de rentabilité. Le résultat de ce calcul conduit à la réalisation immédiate des travaux de raccordement ou non. Le tableau en annexe E.1.1.2 du plan d'extension reprend la synthèse des extensions de réseau évaluées et leurs statuts.

²⁵ Gratuité totale ou partielle pour les clients résidentiels jusqu'à 10 m³/h en application du décret.

Pour les autres clients, il n'y a pas de gratuité. **122** nouveaux branchements ont été facturés en 2013.

Plan 2015-2018

Raccordements potentiels :

Nous estimons que 2015 devrait voir une stabilisation de la demande de nouveaux raccordements sur les réseaux existants, en ligne avec le relatif maintien de l'activité dans le secteur de la construction et à la stabilisation du nombre de permis de bâtir en Brabant Wallon.

Nous tablons sur 1.325 nouveaux branchements pour 2015.

Petites extensions :

Il n'est pas possible de préciser 9 mois avant l'exercice 2015 des extensions mineures qui découleraient d'opportunité de synergie, de nouveaux lotissements proches ou de demandes collectives spontanées. Ces extensions seront analysées au cas par cas.

Grille tarifaire applicable

La grille tarifaire applicable est alignée sur les tarifs acceptés par la CREG.
On se référera au site de la CREG : www.creg.be.

4.1.2.2 Grands projets d'extension

Bilan des réalisations 2013

Extensions du réseau à l'initiative du GRD :

Néant.

Extensions en lotissements :

2,8 km de conduites posées dans le cadre de 8 lotissements résidentiels représentant 117 lots, soit significativement moins que les années précédentes.

Longueurs posées :

- En MP-B:

5.851 m de conduites MP-B ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux.
Les principaux chantiers (> 100 m)²⁶ sont donnés ci-dessous :

²⁶ Il peut exister un écart temporel non négligeable entre le travail de pose et la mise en gaz de la conduite.
Certaines conduites posées en 2012 n'ont été mises en gaz qu'en 2013. Le tableau reprend ici les longueurs posées.

Commune	Localité	Rue	Unité	PE	Total
BRAINE-L'ALLEUD	BRAINE-L'ALLEUD	CHAUSSEE DE TUBIZE	M	101	101
		RUE DES ROSEAUX	M	120	120
BRAINE-LE-CHATEAU	BRAINE-LE-CHATEAU	RUE MONT OLIVET	M	161	161
	WAUTHIER-BRAINE	RUE JEAN DEVREUX	M	195	195
CHASTRE	CHASTRE-VILLEROUX-BLANMONT	RUE DU CHENE	M	800	800
GREZ-DOICEAU	GREZ-DOICEAU	RUE LAMBERMONT	M	104	104
		RY MAZARIN	M	285	285
ITTRE	VIRGINAL-SAMME	RUE DU ROUGE-BOUTON	M	110	110
JODOIGNE	JODOIGNE	RUE DE PIETRAIN	M	110	110
	PIETRAIN	RUE DE LA VALLEE	M	317	317
MONT-SAINT-GUIBERT	CORBAIS	RUE HAUTE	M	300	300
	HEVILLERS	RUE DE BAYAU	M	130	130
NIVELLES	NIVELLES	CHAUSSEE DE HAL	M	315	315
	THINES	RUE DU BOSQUET	M	1.555	1.555
OTTIGNIES-LOUVAIN-LA-NEUVE	LOUVAIN-LA-NEUVE	AVENUE JEAN MONNET	M	121	121
WALHAIN	NIL-SAINT-VINCENT-SAINT-MARTIN	RUE DU TRICHON	M	284	284
WATERLOO	WATERLOO	DREVE DES DIX METRES	M	288	288

▪ En BP :

5.419 m de conduites BP ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux.

Les principaux chantiers (> 100 m) sont donnés ci-dessous :

Commune	Localité	Rue	unité	Total
BEAUVECHAIN	TOURINNES-LA-GROSSE	RUE ISAAC	M	104
BRAINE-L'ALLEUD	BRAINE-L'ALLEUD	CHEMIN DE L'INFANTE	M	205
GENAPPE	VIEUX-GENAPPE	CHEMIN DE MESSE	M	103
MONT-SAINT-GUIBERT	HEVILLERS	RUE DE BECLINES	M	107
	MONT-SAINT-GUIBERT			118
NIVELLES	BAULERS	CHAUSSEE DE HAL	M	873
ORP-JAUCHE	JAUCHE	RUE DU CIMETIERE	M	442
OTTIGNIES-LOUVAIN-LA-NEUVE	OTTIGNIES	RUE DE PINCHART	M	390
		AVENUE REINE FABIOLA	M	203
		CHEMIN DE LA PORTEUSE D'EAU	M	116
RIXENSART	RIXENSART	RUE DU RESERVOIR	M	450
TUBIZE	CLABECQ	RUE SAINT-JEAN	M	1.572
WATERLOO	WATERLOO	VENELLE DES TROIS SAPINS	M	164

Le détail des travaux nominatifs réalisés en 2013 est repris en annexe 1 (Bilan des Réalisations 2013).

Plan 2015-2018

Définition des zones prioritaires :

Néant.

Projets de zones d'activités économiques (ZAE) :

Le planning de ces projets est en constante évolution et la décision de procéder ou non aux travaux dépend uniquement de leurs promoteurs (les intercommunales de développement).

Il est donc très difficile d'intégrer ceux-ci de manière nominative dans les plans d'extension.

C'est pourquoi seule une enveloppe non-nominative (projet 8096) est prévue pour les extensions moyenne et basse pression destinées aux zonings.

Les projets pris en considération pour le calcul de cette enveloppe sont détaillés ci-dessous :

- Héléchine : transformation du parking de la E42 en zoning en collaboration avec l'IBW. Une première pose a été réalisée en synergie lors de l'équipement de la voirie qui mène au futur zoning. Cette pose est toutefois marquée d'une condition d'alimentation en gaz selon l'évolution des discussions avec FLUXYS dans le cadre du renforcement du poste d'Héléchine (cfr plan d'adaptation – chapitre 1.1). Aucune disposition n'a encore été prise à ce jour.
- Saintes II : création d'un zoning en collaboration avec l'IBW. Une offre a été faite afin d'équiper la ZAE et de prévoir l'alimentation au départ du poste de Stierbecq. A ce jour, nous n'avons pas encore obtenu d'accord de principe pour cet équipement en gaz. La capacité du poste de Stierbecq est cependant suffisante et ne nécessite pas d'intervention. Ce dossier était initialement prévu pour 2012 mais le planning doit encore être précisé avec le promoteur.
- Louvain-la-Neuve – Parc Industriel : le développement de la zone située entre la N4 et E411 est actuellement à l'étude en collaboration avec l'IBW. Le projet consiste entre autre en la création d'un pôle de compétence international : China Belgium Technology Center. Ce dernier devrait permettre la création de 70.000 m² de bureau. Il est également prévu le développement d'une ZAE le long de la N4. Le lecteur trouvera plus bas un plan d'ensemble de Louvain-la-Neuve reprenant l'ensemble des projets industriels et mobiliers connus à ce jour.
- Tubize – Duferco : un projet de réhabilitation des Forges de Clabecq est en cours d'étude comme déjà évoqué dans le plan d'adaptation 14-17. Le planning et les besoins ne sont pas encore clairement définis mais il semble établi qu'un renforcement du réseau sera nécessaire afin de garantir la sécurité et continuité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle. Aucun projet nominatif n'est actuellement décliné dans le plan d'adaptation.
- Nivelles – Nivaxis : un projet de zoning sur Nivelles Nord en collaboration avec l'IBW et Axis Parc est en cours d'étude. Une offre a été remise afin de permettre l'alimentation en gaz de cette ZAE. A ce jour, nous n'avons pas encore obtenu d'accord de principe pour cet équipement en gaz

Projets de lotissements :

Les demandes en lotissements privés ou sociaux font l'objet d'une offre et sont réparties sur le réseau. La plupart des lotissements peuvent être alimentés au départ du réseau existant.

Le planning de ces projets est en constante évolution et la décision de procéder ou non aux travaux dépend uniquement de leurs promoteurs. Sauf exception, il est donc également très difficile d'intégrer ceux-ci de manière nominative dans les plans d'extension. Un grand nombre de ces lotissements sont phasés sur plusieurs exercices et sont pour certains déjà entamés.

C'est pourquoi seule une enveloppe non-nominative (projet 8097) est prévue pour les extensions moyenne et basse pression destinées aux lotissements.

Les principaux projets pris en considération pour le calcul de cette enveloppe sont détaillés ci-dessous :

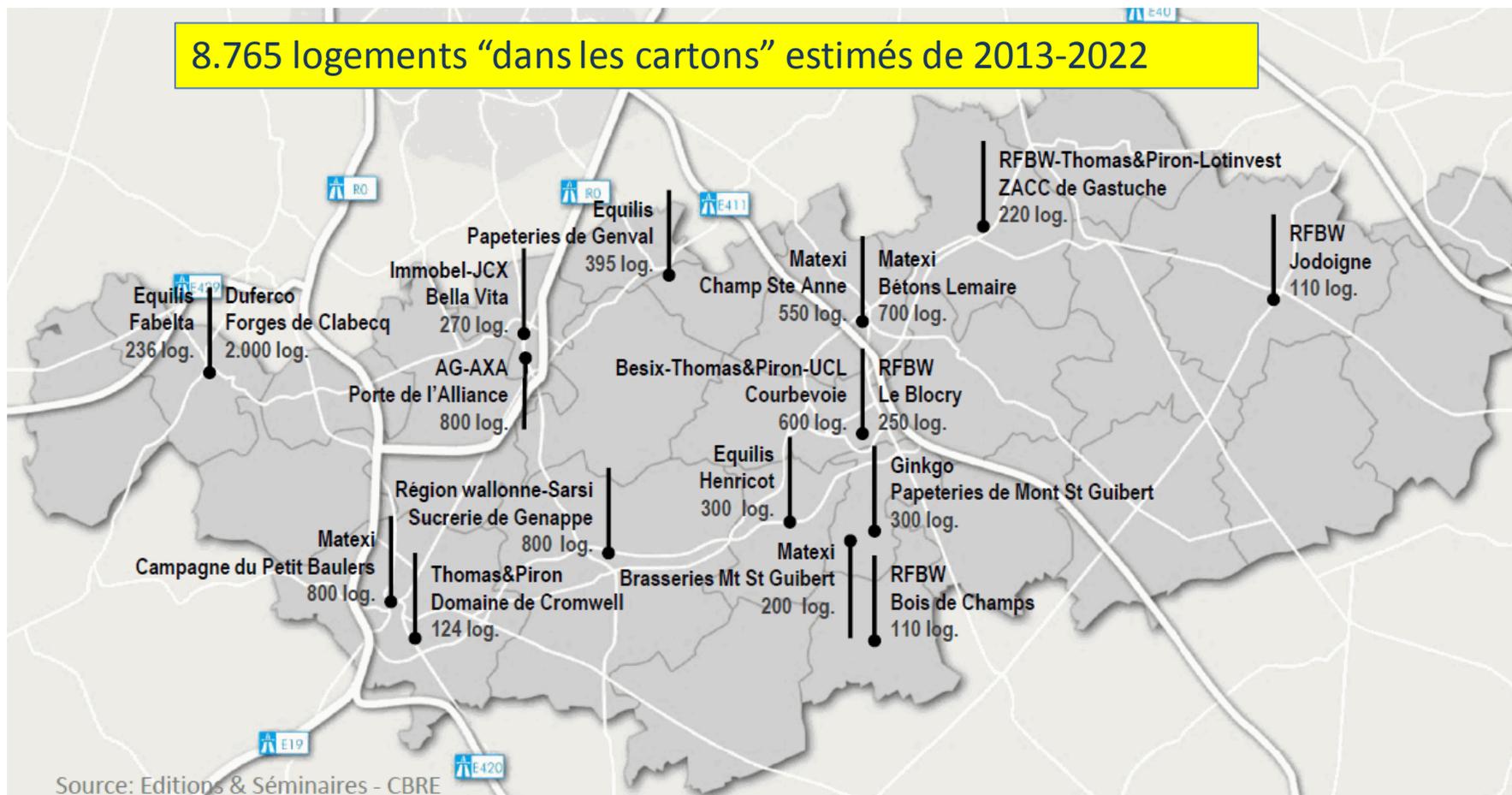
- Nivelles : création d'un lotissement « Petit Baulers » de 800 logements en plusieurs phases (phase 1 terminée en 2010). Les équipements de voiries ont été en partie réalisés et 6 km de conduites ont déjà été posés. Le solde des 11 km prévus est cependant reporté à une date ultérieure qui reste à préciser par le promoteur.
- Tubize : création d'un lotissement de 89 lots à proximité de la rue S. Allende. Travaux planifiés initialement pour 2009 et désormais reportés, sans qu'aucune date ne puisse être avancée par le promoteur.
- Court-Saint-Etienne : création d'un lotissement à partir de la rue Defalque. Travaux planifiés initialement pour 2010 mais dont le planning doit encore être (re)confirmé par le promoteur.
- Tubize : création d'un lotissement de 200 lots Chaussée de Mons. Nous attendons plus d'éléments pour l'intégrer dans notre plan.
- Waterloo : Drève des dix-mètres - lotissement/développement d'un site intégré de près de 300 logements. Un système de chauffage unique et centralisé est actuellement privilégié par le promoteur. Les travaux de voirie ont débuté en 2012.
- Braine-l'Alleud : Parc de l'Alliance où 750 appartements sont prévus.
- Braine-le-Château : Lotissement Espérance sur 8 ha (90 logements) à partir de la rue Auguste Latour.
- Wavre : Lotissement important au Champ Saint Anne.
- Mont-Saint-Guibert - Rue Saint Jean : 160 logements.
- Ecaussinnes-d'Enghien : rue Bel Air 144 lots.
- Nivelles : Rue de la Maillebotte projet Lazer, 130 logements (5 maisons unifamiliales - 8 maisons bifamiliales - 9 immeubles).
- Court-Saint-Etienne : Avenue des Métallurgistes 350 logements.
- Ottignies : Rue du Bon air-, 515 logements dont 121 existants.
- Braine-le-Comte : Rue des Dignes Cité Rey, 69 lots.
- Mont-Saint-Guibert – rue Auguste Lannoye 300 logements
- Grez-Doiceau – Gastuche 160 logements
- Louvain-la-Neuve : Extension de l'esplanade, réalisation du parking RER et des Jardins de Courbevoie

- Louvain-la-Neuve : Réalisation de l'espace Agora : 155 logements, un hotel, commerces, business flats et résidence service.

La carte ci-dessous reprend les projets de développement connus à ce jour pour Louvain-la-Neuve :



Le tableau ci-dessous donne les perspectives de croissance de l'habitat tel qu'établi par la Province de Brabant Wallon :



Projets stratégiques

Projets en cours de réalisation :

Néant.

Projets en pré-étude (en attente de financement alternatif complémentaire) :

Aucun autre projet stratégique d'extension de réseaux en zone non desservie n'est à l'étude. Les projets qui pourraient être mis à l'étude devront faire l'objet de financements alternatifs qui ne sont pas définis aujourd'hui.

Projets en cours de finalisation :

Néant.

4.2 Synthèse

Le programme peut se synthétiser, en terme de volume d'activités annuel et en distinguant la classe budgétaire, par les tableaux suivants :

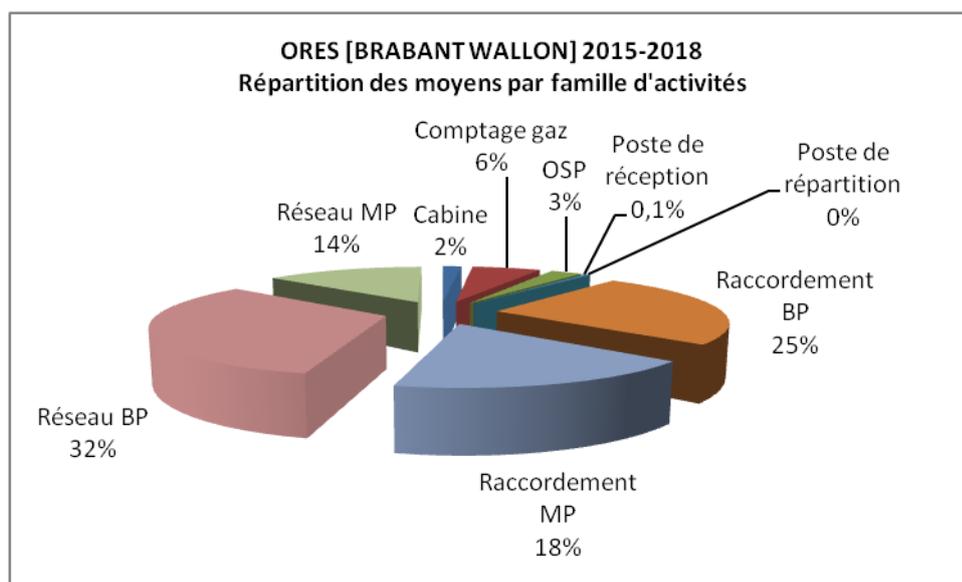
Récapitulatif des quantités en adaptation

ORES (BRABANT WALLON)		2015	2016	2017	2018
Réseaux MP-B	M	8.089	7.345	7.785	7.505
Réseaux MP-C	M	0	50	0	0
Réseaux BP	M	19.645	20.356	19.990	19.930
Branchements BP	Pièce	925	925	925	925
Branchements MP	Pièce	230	250	250	250
Compteurs BP standards	Pièce	1.420	1.450	1.300	1.200
Compteurs à budget	Pièce	715	625	625	0

Récapitulatif des quantités en extension

ORES (BRABANT WALLON)		2015	2016	2017	2018
Réseaux MP-B	M	7.500	7.500	7.500	7.500
Réseaux BP	M	6.000	6.000	7.700	7.700
Branchements BP	Pièce	800	800	800	800
Branchements MP	Pièce	525	525	525	525
Cabines Clients	Pièce	6	6	6	6
Compteurs BP standards	Pièce	1.700	1.700	1.700	1.700

Répartition des moyens budgétaires par famille d'activités techniques



La liste des projets nominatifs programmés de 2015 à 2018 est donnée en annexe 2.

Indicateurs de performance

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE

Nombre de fuites réparées, détectées suite à un appel de tiers

Canalisations de distribution			Branchements			Total général
Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total	
13	37	50	98	67	165	215

Nombre de fuites réparées, détectées par recherche systématique de fuite de gaz

Canalisations de distribution			Branchements			Total général
Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total	
70	55	125	96	16	112	237

Nombre de fuites réparées dans des canalisations de distribution, scindées en canalisations moyenne et basse pression, relevées par type de matériau

Nombre de fuites sur les canalisations de distribution moyenne pression 2013

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Acier	45	363,9	12,4
Polyéthylène	38	513,4	7,4
Fonte			
PVC			
Total	83	877,3	9,5

Nombre de fuites sur les canalisations de distribution basse pression 2013

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Fonte grise			
Fonte nodulaire		3,9	
Acier	45	352,30	12,8
Fibro-ciment de diamètre < 100 mm	34	91,4	37,2
Fibro-ciment de diamètre > 100 mm			
PVC			
Polyéthylène	13	539	2,4
Total	92	986,6	9,3

Nombre de fuites réparées sur branchements (extérieur et intérieur)

Nombre de fuites	Nombre de branchements	Nombre de fuites par 100 branchements
277	72.085	0,4

Nombre de km de canalisations de distribution moyenne et basse pression qui ont été contrôlés dans le cadre de la recherche systématique des fuites

Canalisations de distribution moyenne pression	191,1
Canalisations de distribution basse pression	182,1
Total	373,3

ORES Est

Evaluation du Plan Stratégique

ELECTRICITE

Tableau financier

ORES (EST)	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
(k€)										
ACTIVITE "Fourniture d'électricité"										
Résultats de l'activité de fourniture électricité	118,1	40,1	28,6	24,2			24,2			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité électricité										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	33.620,5	34.264,6	35.574,6	41.060,0	36.409,7	36.409,7	4.650,4	36.409,7	44.913,2	46.553,3
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-29.531,2	-30.200,4	-31.841,2	-38.034,7	-32.513,1	-32.513,1	-5.521,6	-32.513,1	-41.452,4	-42.822,8
Gestion des réseaux	-21.038,7	-21.538,8	-22.680,9	-27.982,1	-22.648,0	-22.648,0	-5.334,1	-22.648,0	-31.326,9	-32.162,0
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-1.738,4	-1.709,8	-1.457,5	-1.736,6	-1.707,1	-1.707,1	-29,4	-1.707,1	-1.466,4	-1.481,4
- Entretien de l'infrastructure (Contrôlables)	-4.886,5	-5.565,1	-5.602,4	-5.765,9	-5.572,7	-5.572,7	-193,2	-5.572,7	-5.868,2	-5.988,9
- Gestion du réseau de distribution (Contrôlables)	-154,1	-164,4	-155,7	-172,0	-139,5	-139,5	-32,5	-139,5	-160,7	-163,1
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					293,2	293,2	-293,2	293,2		
- Coût de l'activité de mesure et de comptage (Contrôlables àpd 2008)	-706,2	-678,7	-649,8	-554,3	-717,9	-717,9	163,6	-717,9	-793,3	-844,9
- Utilisation du réseau de transport	-7.275,1	-7.791,6	-8.311,1	-13.571,7	-7.895,7	-7.895,7	-5.676,0	-7.895,7	-16.872,2	-17.126,3
- Obligations de service public	-1.271,5	-1.410,5	-1.704,0	-1.624,1	-1.144,8	-1.144,8	-479,2	-1.144,8	-2.139,0	-2.444,2
- Redevance de voirie	-1.130,7	-1.311,4	-1.323,8	-1.315,0	-1.298,6	-1.298,6	-16,5	-1.298,6	-1.328,4	-1.348,3
- Compensation des pertes	-2.101,1	-1.483,6	-1.628,6	-1.687,2	-2.769,4	-2.769,4	1.082,2	-2.769,4	-1.434,1	-1.448,2
- Solde de réconciliation		281,0	-40,9	67,2			67,2		-1,8	-16,7
- Charges de pensions non capitalisée	-1.715,5	-1.628,6	-1.571,7	-1.383,8	-1.761,7	-1.761,7	377,9	-1.761,7	-1.185,8	-1.092,4
- Autres	-59,6	-76,3	-235,3	-238,8	66,2	66,2	-305,1	66,2	-77,0	-207,5
Amortissements (yc OSP)	-4.042,8	-4.253,6	-4.421,2	-4.978,4	-4.470,4	-4.470,4	-508,0	-4.470,4	-5.391,3	-5.627,8
Désaffectation de la plus value RAB	-1.063,2	-1.063,2	-1.063,2	-1.063,2	-1.063,2	-1.063,2	0,0	-1.063,2	-1.063,2	-1.063,2
Charges financières (hors pension)	-3.342,3	-3.333,9	-3.672,7	-4.004,4	-4.323,7	-4.323,7	319,4	-4.323,7	-3.653,0	-3.951,3
Impôts	-44,2	-10,9	-3,2	-6,7	-7,9	-7,9	1,1	-7,9	-18,1	-18,4
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" électricité	4.089,3	4.064,2	3.733,4	3.025,3	3.896,6	3.896,6	-871,3	3.896,6	3.460,9	3.730,5
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	4.207,3	4.104,2	3.762,0	3.049,5	3.896,6	3.896,6	-847,1	3.896,6	3.460,9	3.730,5
Mouvements sur réserves	983,4	689,0	327,8		1.006,7				169,8	169,8
Dotations	-294,4	-294,4	-655,6							
Prélèvement	983,4	983,4	983,4		1.006,7				169,8	169,8
RESULTATS A DISTRIBUER	5.190,7	4.793,2	4.089,8	3.049,5	4.903,3	3.896,6	-847,1	3.896,6	3.630,7	3.900,3

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- La situation des investissements à fin 2013.
- L'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014.
- Le programme d'investissements qui repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour l'électricité.

Ce plan a été déposé en mai 2014 auprès du régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 32 du Règlement Technique Electricité (Arrêté du Gouvernement Wallon du 24 mai 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011, 2012 et 2013 au niveau des investissements (montants en k€) :

k€	2011		2012		2013	
		Réalité		Réalité		Réalité
"A" Remplacement		6.262		5.838		5.727
"B" Extension		7.267		5.125		5.339
BRUT réseau as usual		13.529		10.962		11.066
Investissement hors réseau		1.182		514		584
Co-Propriété : Immo						
Corporelles		35		169		131
Total BRUT		14.745		11.645		11.781
Interventions clients (-)	-	4.413	-	3.232	-	3.238
Total NET		10.332		8.414		8.543

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

La comparaison entre le budget et la réalité des dépenses à fin juin 2014, par famille d'activité technique, est donnée ci-dessous :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Est) - (K€)

<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	<u>Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)</u>
			<u>Ecart %</u>
ORES (Est)			
Total Brut	10.714,5	4.958,9	46,3%
Postes	213,9	51,8	24,2%
Réseau MT	3.144,4	1.913,6	60,9%
Raccordements et compteurs MT	642,6	64,1	10,0%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	1.738,5	870,4	50,1%
Réseau BT	2.272,4	1.148,8	50,6%
Raccordements et compteurs BT	1.387,0	701,2	50,6%
Compteurs à budget	109,4	48,6	44,4%
Coût des installations hors infrastructure	1.206,2	160,4	13,3%
Intervention clientèle	-2.263,0	-1.562,6	69,0%
Postes	-39,1	-21,4	54,6%
Réseau MT	-262,9	-500,3	190,3%
Raccordements et compteurs MT	-136,1	-26,8	19,7%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	-394,4	-165,2	41,9%
Réseau BT	-584,7	-477,3	81,6%
Raccordements et compteurs BT	-833,0	-366,0	43,9%
Compteurs à budget	-12,8	-5,5	43,2%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	8.451,5	3.396,4	40,2%
Postes	174,9	30,5	17,4%
Réseau MT	2.881,6	1.413,3	49,0%
Raccordements et compteurs MT	506,5	37,3	7,4%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	1.344,1	705,2	52,5%
Réseau BT	1.687,7	671,4	39,8%
Raccordements et compteurs BT	554,0	335,2	60,5%
Compteurs à budget	96,6	43,1	44,6%
Coût des installations hors infrastructure	1.206,2	160,4	13,3%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de (2%) sur la période 2015-2018¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Est)	k€	PLAN CWaPE 2015-2018			
		2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement	5.420,12	5.307,14	5.276,37	5.029,16	
"B" Extension	6.012,11	5.298,25	5.404,43	5.714,90	
<i>TOTAL Réseau BRUT (as usual)</i>	<i>11.432,23</i>	<i>10.605,40</i>	<i>10.680,80</i>	<i>10.744,07</i>	
Interventions clients (-)	-2.308,26	-2.354,42	-2.403,75	-2.453,97	
TOTAL Réseau ELEC [Net - as usual]	<u>9.123,97</u>	<u>8.250,97</u>	<u>8.277,05</u>	<u>8.290,10</u>	
TOTAL Hors Réseau [as usual]	<u>642,95</u>	<u>317,01</u>	<u>322,09</u>	<u>330,79</u>	
Co-Propriété : Immo Corporelles	762,42	624,49	489,55	64,16	
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]	279,47	147,33	127,24	71,29	
Ventes Immo Corporelles	-06,52	00,00	-03,26	00,00	
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]	<u>1.035,37</u>	<u>771,82</u>	<u>613,53</u>	<u>135,46</u>	
Smart GRID - Eléments réseau	618,19	897,77	1.322,66	1.531,73	
Smart meter ELEC				326,40	
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs	202,49	468,88	692,14	245,87	
TOTAL Smart	<u>820,69</u>	<u>1.366,65</u>	<u>2.014,80</u>	<u>2.104,01</u>	
TOTAL	11.622,98	10.706,45	11.227,47	10.860,36	

Montants exprimés en k€

- « A » : Investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.
- « B » : Investissements d'extension du réseau.

Le GRD ne peut être engagé par le chiffrage provisoire qui vous est communiqué.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.54 du Code de la démocratie locale et de la décentralisation (M.B. du 12/08/2004)).

¹ Si l'inflation devait être significativement différente, les budgets devraient être revus en conséquence.

4. Plan d'investissement 2015-2018

4.1 Plan CWaPE

Le plan d'adaptation 2015- 2018 qui a été remis à la CWaPE en mai 2014 s'articule comme suit :

4.1.1 Besoins en capacité

4.1.1.1 Augmentation de consommation

ELIA, à partir d'un modèle qui lui est propre (cf. plan d'adaptation ELIA), estime sur base de l'évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par le GRD, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins **d'1%** en moyenne par an de 2015 à 2018 (annexe 1.1.1.a. du plan d'adaptation).

Pour l'évolution des charges, la situation étant stable, nous garderons 1% comme taux moyen (cf. plan 2014-2017).

En 2013, le taux d'accroissement constaté par ORES (EST) est de moins de 0,5% en moyenne.

Sur cette base, par prudence, nous prenons comme hypothèse d'augmentation des intensités des feeders d'1 % par an (voir tableau évolution des charges par feeder en annexe 1.1.2. du plan d'adaptation).

ORES (EST) prévoit une enveloppe conséquente pour des travaux MT ou BT imprévus à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice (projet n° 7637).

Les postes d'injection

Puissance garantie en prélèvement:

On ne constate actuellement aucun problème de charge en prélèvement.

Capacité maximale d'injection :

La valeur reprise comme capacité d'injection inconditionnelle est celle qui est déterminée par ELIA suivant la formule : puissance nominale du plus petit des transformateurs x 0,9 + talon du poste (puissance quart horaire minimale du poste sur un an dans le sens consommation).

Sur base de cette valeur, les postes de Bütgenbach, Bévercé, Amel et Sankt Vith sont saturés.

A cette limitation liée aux transformateurs, il faut aussi tenir compte :

- de la saturation des lignes HT à l'amont des postes HT/MT. A la date d'aujourd'hui, ELIA nous a informé que pour ORES (EST), seules les zones relatives à la boucle de l'EST sont saturées (les postes de Amel, Bévercé, Bütgenbach et Sankt Vith).

Il n'y a actuellement aucun problème de place dans les postes, ni extension possible ou réserve disponible uniquement en matériel ouvert.

Les feeders

Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télé-contrôlés sont reprises en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation. Ces informations sont fournies annuellement par le Centre de Conduite Distribution de Namur.

Les informations mesurées en 2013/2014 ont été extrapolées pour 2018 avec l'hypothèse d'augmentation annuelle de **1 %**, par mesure de prudence.

Compte tenu de cette hypothèse de croissance, et à configuration du réseau inchangée, aucun départ vers une cabine de distribution ne devrait avoir une charge supérieure à **65 %** de la valeur de réglage du disjoncteur en 2018.

Chaque année, un relevé des charges de tous les feeders est réalisé pendant la période froide en hiver, période de charge maximale. Les résultats sont examinés afin de déceler si la capacité maximale de l'un ou l'autre feeder est atteinte.

NB: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 7 janvier 2014. La température moyenne était de 9,5°C contre -4,9°C le 16 janvier 2013 (jour des mesures du rapport 2012/2013). Ceci explique une variation de certaines intensités mesurées par rapport à l'année dernière².

Les cabines de distribution et transformateurs

Depuis une dizaine d'années, les cabines de transformation sont équipées d'ampèremètres à maximum qui permettent de suivre l'évolution de la charge. Pour les autres cabines, le choix des calibres des fusibles en fonction de la charge donne également un suivi qui permet une adaptation correcte du réseau afin d'éviter des surcharges. Lors de l'établissement des solutions techniques résultant de demandes de puissance, la charge des transformateurs est prise en considération et le remplacement d'un transformateur par un transformateur de puissance plus importante est envisagé le cas échéant.

En cas de nécessité, la mutation du transformateur ou le remplacement de la cabine ou du poste de transformation aérien (PTA) sont prévus (projet n° 7637).

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour les nouvelles cabines à installer dans le cadre de projets de lotissements, de construction d'immeubles,... (projet n° 7637).

Le détail des projets identifiés à ce jour sont repris nominativement dans le tableau en partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.1.1), il s'agit de :

projet	Description des travaux	commune	localite	rue
3564	restructuration MT Bergstraße	RAEREN	RAEREN	RUES DIVERSES

Vu l'augmentation de la charge dans ce quartier, il a été décidé de créer une nouvelle cabine.

² <http://www.meteobelgique.be/article/85-annee-2013/1958-2013-chiffres-et-elements-marquants.html>

4.1.1.2 Nouveaux producteurs ou clients industriels

Trois listes sont établies :

Nouveaux producteurs prioritaires

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.1 du plan d'adaptation.

Des demandes sont en attente sur certains postes.

Des raccordements flexibles, quand c'est possible, ont été proposés aux demandeurs en attente.

Voici la liste des raccordements conditionnels de producteurs :

Poste	Identité de l'URD	Puissance souscrite	Type de flexibilité	Type de compensation	Statistiques de coupure/ réduction de puissance pour l'année précédente	Date contractuelle d'adaptation du réseau	Commentaire
Sankt Vith	Cogénération Delhez Bois	4,5 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé.	-	Interruptible si congestion réseau ELIA (Boucle de l'Est)
Bévercé	Mobilae (éol.)	12 MVA	N-1	-	Néant	-	2 MVA flexible si congestion réseau ELIA (Boucle de l'Est)
Bütgenbach	Eoliennes Electrabel 2 parcs : Röderhöhe 8 MVA et Mürringen 12 MVA	20 MVA	N-1	-	Planifié : 31/1, 15/5, 1/8 et 25/9 Incident : 5/6	-	Interruptible si indisponibilité du transformateur ELIA. Le secours par le trunk (ELIA) est limité à 10 MVA -> Electrabel doit limiter son injection totale à 10 MVA.

Unités de production d'électricité verte

En ce qui concerne les demandes de raccordement aux postes d'Amel, Bévercé, Bütgenbach et Sankt Vith, la faisabilité dépend de la capacité d'accueil du réseau de transport. Suivant les informations reçues d'ELIA, il n'y aurait plus de disponibilité d'accueil sur cette partie du réseau 70 kV. Nous sommes donc actuellement dans l'impossibilité de répondre positivement à ces demandes de raccordement en attendant l'étude d'ELIA. Si un client demande une étude détaillée, nous la réalisons et nous mettons son dossier dans une file d'attente.

Il est très difficile d'établir un calendrier précis pour la réalisation de ce type de dossier. Elles seront acceptées dès que les raccordements flexibles seront possibles.

Une enveloppe provisionnelle est prévue à cet effet (projet n° 7657).

Liste des nouveaux auto-producteurs >100 kVA n'injectant pas sur le réseau : il en existe 4.

LOCALITE	NOM	PUISSANCE	TYPE
AMEL	PETER MÜLLER	PV 221 kVA	photovoltaïque
BÜTGENBACH	FAYMONVILLE AG	PV 221 kVA	photovoltaïque
BÜTGENBACH	FAYMONVILLE SERVICE	PV 221 kVA	photovoltaïque
MALMEDY	PQA	PV 202 kVA	photovoltaïque

Nouveaux gros clients industriels

Le détail des projets est donné en annexe 1.2.2 du plan d'adaptation.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour effectuer les adaptations nécessaires le cas échéant (projet n°7655).

Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants

Zonings industriels

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.3 du plan d'adaptation.

L'extension du Zoning Hottleux à Waimès est également prévue. Pour permettre à ce zoning de s'étendre, des adaptations sur le réseau seront nécessaires.

Une procédure SPI est d'application pour traiter ces dossiers particuliers qui répondent aux conditions de subsides énoncées par la Région Wallonne. Il n'y a par conséquent pas de budget prévu nominativement.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour réaliser les adaptations nécessaires (projet n° 7656).

Carte des petites autoproductions de P < 10 kVA

La carte par zones de densité sur le réseau, établissant les concentrations d'autoproduction par commune (kVA installés/1.000 EAN) est donnée en annexe 1.2.4 du plan d'adaptation.

Actuellement, le nombre de plaintes relatives à la qualité de la tension d'alimentation est très limité, hormis quelques cas très ponctuels qui ont pu être résolus soit par de petites adaptations (modification des points de coupure, ...), soit par la création d'infrastructures plus lourdes (dédoublage de circuits BT, ...).

Il n'est cependant pas exclu que la qualité de la tension ne se soit pas déjà dégradée à certains endroits, sans perturber un autre utilisateur de réseau et sans entraîner une plainte. Nous restons dès lors attentifs à cette problématique. Il est en effet à craindre que la poursuite de la croissance du nombre d'auto-producteurs telle qu'enregistrée ces derniers mois n'amène le GRD à devoir faire des investissements d'adaptation du réseau beaucoup plus conséquents et sans frais pour le demandeur (dédoublage de circuits BT, modification des points de sectionnement³,...).

Actuellement, il nous est impossible d'identifier précisément les lieux de ces adaptations.

³ Sur base de retours d'expérience et de modèles théoriques de calcul, seuls les réseaux BT de faible section pourraient poser problème en présence de concentration de telles productions.

Un projet non-nominatif est prévu à cet effet dans le plan d'adaptation (motivation E.2.1 : remplacement lignes vétustes ⇒ projet n° 7663).

Cas des productions photovoltaïques

Les productions photovoltaïques concernent au 01/01/2014, **13,1%** des EAN basse tension. Compte tenu de la révision des incitants, il est très difficile de prévoir l'évolution du marché.

Il n'est actuellement pas possible de faire des prévisions de raccordement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kWc sur les réseaux basse tension.

A partir de cas pratiques identifiés sur le terrain, des simulations sont en cours pour déterminer à partir de quel taux de pénétration le photovoltaïque va générer des problèmes de variation de tension pour plusieurs types de réseaux basse tension fréquemment rencontrés.

En raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. microéolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. microcogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen termes.

4.1.1.3 Problèmes de congestion

La congestion est l'impossibilité de reprendre la charge lorsque l'alimentation normale n'est plus disponible.

Chaque demande importante de puissance fait l'objet d'une simulation informatique en situation n-1 lors de l'étude d'orientation et permet ainsi d'anticiper l'évolution de la charge et de prévenir les problèmes de congestion. Les études ponctuelles sur l'évolution des charges du réseau sont réalisées à l'aide du logiciel Neplan. Il est interfacé avec nos différentes bases de données (Proélé, Netgis,...).

En cas d'incident de longue durée sur des lignes en antenne, des groupes électrogènes sont installés dans les conditions prévues par le règlement technique.

Pas de problème actuellement.

4.1.1.4 Chutes de tension

La majorité des plaintes clients relatives à des chutes de tension s'avère non fondée (normes respectées ou réseau du Gestionnaire du Réseau de Distribution non concerné) ou aboutit à des mesures correctives immédiates.

Les critères déterminants pour ORES (EST) sont ceux de la norme EN 50160.

En outre, si des travaux sont nécessaires, ils sont le plus souvent réalisés dans l'année et sont couverts par une enveloppe provisionnelle prévue au plan d'adaptation (projet n° 7662).

La liste complète des plaintes figure dans le rapport qualité.

4.1.1.5 Statistiques des coupures non planifiées

Coupures en basse tension

Le tableau des pannes BT (suite aux conditions extérieures (tiers,...), intempéries et éléments réseaux proprement dits) par entité est repris dans le rapport qualité.

Il n'y a aucun projet nominatif faisant suite à des problèmes de coupures BT dans ce plan.

Coupures en moyenne tension

Le tableau reprenant le nombre d'incidents sur les tronçons MT au cours des 3 dernières années est joint au rapport qualité.

Il n'y a aucun projet nominatif faisant suite à des problèmes de coupures MT dans ce plan.

4.1.1.6 Qualité de l'onde de tension

Il n'y a pas de problème de qualité de tension connu à ce jour sur les réseaux d'ORES (EST). Des appareils de mesure (QWAVE) installés par ORES (EST) sur le jeu de barres 15 kV dans les postes ELIA permettent de surveiller en permanence la qualité de l'onde de tension. Nous disposons également d'un enregistreur portable permettant de réaliser des analyses chez les clients.

Actuellement, les analyses ne nous donnent pas d'indication sur un problème latent de qualité de l'onde de tension sur les réseaux moyenne tension.

Le détail de ces informations est repris dans le rapport qualité.

Aucun problème de flicker n'a été mesuré.

4.1.2 Autres aspects à prendre en compte

4.1.2.1 Remplacement pour cause de vétusté

Poste HT

Néant.

Réseau MT

Le réseau électrique MT d'ORES (EST) comporte au 31/12/2013 :

- **332** km de réseau aérien MT dont **53** km de réseau aérien MT en cuivre nu (**16** % du réseau MT aérien) ;
- **846** km de réseau souterrain.

La grande majorité des travaux d'assainissement portera sur le remplacement des lignes vétustes MT aériennes de première génération. Une analyse détaillée a permis d'établir un plan d'intervention en fonction des priorités (âges, déclenchements,...), ce qui aboutit à la suppression de 6 à 10 km de réseau MT cuivre nu par an.

Les lignes avec conducteur « Almelec » généralement de type « nappe voûte » de conception plus récente ne font pas l'objet d'un programme systématique d'enfouissement. Pour ces lignes, l'enfouissement est analysé au cas par cas (exemples : travaux en synergie, travaux de tiers, proximité d'habitation, usure anormale). Une enveloppe provisionnelle est réservée à cet effet (projet n° 7659). Les cabines vétustes alimentées par ces installations seront également renouvelées (cabines au sol). Pour la mise à niveau de ces lignes MT aériennes, une enveloppe couvre le reconditionnement d'installations récentes pour garantir une exploitation mécanique en toute sécurité (remplacement des œillets) (projet n° 7658).

Cabines

Il s'agit du remplacement d'équipement cabine arrivé en fin de vie.
Une enveloppe provisionnelle est réservée à cet effet (projet n° 7660).

Réseaux BT

Le réseau électrique BT d'ORES (EST) comporte au 31/12/2013 :

- **1.461** km de réseau aérien BT dont **28** km de réseau aérien BT en cuivre nu (**2** % du réseau BT aérien) ;
- **588** km de réseau souterrain.

Les lignes en cuivre nu sont remplacées soit par du câble pré-assemblé tout en conservant les supports dans le cadre d'un dossier spécifique de demande de dérogation adressée à la CWaPE avant exécution, soit par des câbles souterrains.

Le taux de remplacement prévu est d'environ 3 à 5 km/an, c'est-à-dire \pm 12 % par an.

Ces travaux sont repris au plan d'adaptation en non-nominatif puisque le planning est continuellement adapté en fonction des nouvelles demandes clients.

Des provisions sont prévues à ce sujet ainsi que pour réaliser, en cas de besoin, des travaux non planifiés à ce jour (projet n° 7663).

Dans ce même projet, on trouve la rénovation du réseau BT souterrain d'un lotissement construit à Eupen à la fin des années 60 et montrant des signes de vieillesse (en attente de la décision de la commune concernant la reprise de l'infrastructure éclairage public).

Synthèse des longueurs de réseau cuivre :

	BT	MT
Longueur réseau CU	28	53
Longueur réseau très vétuste (km)	27	37
Remplacement (km/an)	3 à 5	6 à 10

La liste des projets nominatifs pour vétusté (cabine, réseau MT, réseau BT) est reprise dans le tableau de la partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.1), il s'agit de :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
SANKT VITH	RECHT	RUES DIVERSES	Restructuration Recht (4 phases)	8510	8510	8510
MALMEDY	BEVERCE	ROUTE DE WAIMES	Géromont - Restructuration MT - rempl. Distillerie et cabine Géromont	9273		
WAIMES	ROBERTVILLE	RUES DIVERSES	Robertville - rempl. PTA's + pose câbles	9367	9367	
AMEL	AMEL	MONTENAU	Eibertingen - Iveldingen - Montenau: Rempl. PTA 's + plac. nulle cabine + modif. cabine client + pose câbles	9363		

4.1.2.2 Sécurité

Visites de contrôle par le Service Externe de Contrôle Technique

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), le SECT effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des cabines de dispersion, distribution et sectionnement. Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations effectuées et les infractions constatées.

Une enveloppe (projet n° 7643) est prévue pour toutes les adaptations et mises en sécurité d'installations non connues à ce jour suite aux futures visites de l'organisme agréé.

Distances de sécurité du RGIE – Problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral

Nombre de dossiers traités en 2013 : 2

Montant : 237.561 €

L'enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations de réseaux suite aux visites de contrôle par organismes agréés (projet n° 7643).

Politique de mise en conformité des cabines

Depuis 2009, une analyse de risque individuelle et *in situ*⁴ est à réaliser pour toutes les cabines dont la construction est antérieure à 1983.

Cette analyse de risques peut conduire le GRD à devoir remplacer partiellement ou complètement le matériel mis en œuvre. Ce sera particulièrement le cas des cabines équipées de matériel dit ouvert (interrupteurs et sectionneurs avec ou sans disjoncteurs).

Les informations collectées à cette occasion donneront des précisions quant à l'état des équipements mais aussi quant aux conditions de fonctionnement (présence d'humidité ou de poussières, intensité,...) permettant une évaluation correcte et objectivée par des mesures des priorités à dégager et, de ce fait, l'utilisation optimale des ressources allouées. Au 30/04/2014, **320** visites ont eu lieu sur **1.241** cabines à visiter.

Scores obtenus :

Nombre de Cabines au sol	Feu O	V	R	Total général
ORES (Est)	263	56	1	320
Total général	263	56	1	320

Légende :

Feux	Signification	Précautions à mettre en oeuvre
Vert	Risque très faible	Mesures de sécurité habituelles
Orange	Risque élevé	Mesures particulières à appliquer
Rouge	Risque très élevé ou manœuvre interdite pour des raisons de continuité de service	STOP sauf sur ordre de la ligne hiérarchique contenant soit l'action correctrice prioritaire, soit appareil à ne manœuvrer que hors tension

⁴ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet.

Nous mettons à niveau environ **15** cabines par an. Dans le plan 2015-2018, aucun projet nominatif n'est repris au plan dans la **motivation E 2.2.2**. Par contre, **6** projets nominatifs en **motivation secondaire** sont prévus (projets n°3564, 8510, 9273, 9367, 9363 et 11465). Aucun poste n'est concerné. Le solde sera réalisé en non-nominatif.

En ce qui concerne l'AR du 4 décembre 2012 paru le 21 décembre 2012, un recours en annulation et suspension a été déposé par SYNERGRID et SEDILEC, dont les droits et obligations sont aujourd'hui repris par ORES Assets, née de la fusion des GRD mixtes wallons.

4.1.2.3 Environnement

Politique générale

La politique environnementale relative aux lignes MT (point 3) répond au souhait environnemental du législateur. Les extensions de réseaux sont réalisées en câbles souterrains. Le cas échéant, une dérogation pourrait exceptionnellement être demandée selon les circonstances.

En outre, dans le cadre des dossiers importants de pose de câbles MT, nous consultons les communes afin de prendre en compte leurs souhaits concernant entre autres les réseaux basse tension (mise en souterrain avec reprise des raccordements en souterrain, posé façade,...).

En BT, les équipements de lotissement sont réalisés en souterrain, y compris, le cas échéant, l'aménagement des réseaux avoisinants. Les extensions en zones urbaines et semi-urbaines sont prévues en souterrain. Selon les circonstances, une dérogation éventuelle sera introduite.

Aucun projet nominatif n'est repris au plan dans cette motivation E 2.3.1.

Actions spécifiques

Une enveloppe (projet n° 7648) est prévue pour réaliser, à la demande des autorités communales, différents travaux permettant de déplacer et/ou d'améliorer l'intégration des réseaux dans l'environnement.

Il appartient à ces autorités d'initier le projet ; ORES (EST) s'aligne et s'intègre avec le calendrier général des travaux.

Des lignes sont enfouies et des postes de transformation aériens sont remplacés par des cabines au sol au gré des opportunités de poses en raison de leur vétusté, parfois en synergie avec d'autres impétrants. L'amélioration de l'environnement, même s'il ne s'agit pas de la motivation principale, est également une des motivations de ces travaux.

Les projets 9363 et 9367 (partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.1) en sont des exemples. Il s'agit de l'élimination de PTAs (postes de transformation aériens) qui seront remplacés par une cabine au sol.

4.1.2.4 Harmonisation des plans de tension

- Le réseau MT d'ORES (EST) est un réseau 15 kV.

- En BT, tout nouveau circuit est réalisé en 400 V. De même, on évalue en priorité le raccordement de tout nouveau client en 400 V. Cependant, des réseaux 230 V existants sont bien sûr renforcés si on constate un problème généralisé de chute de tension. Exceptionnellement des réseaux 230 V sont étendus pour des nouveaux raccordements.

4.1.2.5 Investissements en postes ELIA

On note le projet Boucle de l'EST (projet 11388). Pendant les travaux de renforcement de la boucle de l'Est réalisés par ELIA, plusieurs postes d'injection seront exploités par le GRT en situation n-1, c'est-à-dire sans secours possible par le réseau d'ELIA. Dans le but de pouvoir réalimenter les clients par le réseau de distribution en cas de panne sur le réseau de transport pendant les travaux, ELIA projette de commander à ORES (EST) une série de poses de câbles qui se retrouvent dans ce projet.

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015
MALMEDY	LOCALITES DIVERSES (MALMEDY)	RUES DIVERSES	Boucle de l'Est	11388

4.1.2.6 Amélioration de l'efficacité du réseau

Afin de garantir une meilleure gestion du réseau, du nouveau matériel de télécommande sera installé dans diverses cabines du réseau du GRD. Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite de Distribution de Namur, ainsi que la commande de celles-ci (postes subordonnés) (projet non nominatif n° 7640).

L'amélioration de l'efficacité du réseau est obtenue en augmentant les points de coupure et la subdivision des réseaux.

Les projets nominatifs sont repris dans la partie 2 du plan d'adaptation (motivation 2.6).

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017	2018
AMEL	AMEL	MÖDERSCHIEDER WEG	Poste de Amel: remplacement générateur			1146 9	
PLOMBIERES	MONTZEN	RUE DE BIRKEN	Cabine N° 10 TCC Montzen: nouveau générateur TCC		1153 1		
WELKENRAEDT	HENRI-CHAPELLE	CHAUSSEE DE LIEGE	Poste de Henri-Chapelle: remplacement TCC + bâtiment				1146 8
PLOMBIERES	GEMMENICH	RUE DE TERSTRAETEN	Bouclage en souterrain Terstraeten	1146 5	1146 5		

Une enveloppe prévisionnelle est également prévue pour ce type de travaux (projet n° 7653).

Parallèlement à cela, des études conceptuelles⁵ sont menées pour évaluer l'impact des nouvelles productions décentralisées sur l'architecture du réseau et déterminer les moyens éventuels à mettre en œuvre pour optimiser la gestion de celui-ci (i.e. mesure des charges, protection des installations, transformateur auto-adaptatif,...).

⁵ Concept de « Smart Grid » tel que repris dans la littérature.

En matière de réduction des pertes réseau, le GRD a pour politique de privilégier :

- l'utilisation de transformateurs de puissance à très faibles pertes pour les cabines de transformation qu'il gère (tous les transformateurs achetés entrent dans cette catégorie) ;
- le remplacement des réseaux BT aériens de faible section, réseaux où les dissipations par effet Joule sont particulièrement importantes. Rappelons néanmoins que le remplacement de lignes ou câbles dans le seul but de réduire les pertes n'est jamais rentable s'il n'est associé à une autre motivation (fiabilité, sécurité).

4.1.2.7 Remplacement compteurs

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie demande à ORES (EST) de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et d'identifier les modèles ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Les séries incriminées doivent alors être retirées du réseau dans un délai imposé par le Service de la Métrologie.

Parallèlement à ces campagnes métrologiques et ce, de la propre initiative d'ORES (EST), il est procédé progressivement au remplacement des compteurs équipés de cadrans à quatre roues. Ce type de compteur peut présenter des litiges de facturation.

Leur remplacement s'effectue au gré des opportunités et en fonction des consommations enregistrées les années précédentes.

ORES (EST) procède également au remplacement de compteurs existants par des compteurs à budget dans le respect du décret de la Région Wallonne relatif aux obligations de service public.

Une enveloppe provisionnelle est réservée pour réaliser les dossiers relatifs à ce type d'adaptation :

- nombre de compteurs quatre roues et « métrologiques » à remplacer : prévision d'environ **470** pièces par an (projet n° 7664).

Au 31-12-13, il restait **7** compteurs quatre roues sur le réseau. Ils seront remplacés en 2015.

Compteurs à budget

Compteurs à budget : prévision de **186** pièces par an (projet n° 7651).

Situation du parc compteurs à budget ORES (EST) à fin 12/2013 : **1.372** compteurs placés (Voir également le rapport qui vous a été transmis le 31/03/2014 : données à caractère social relatives à l'année 2013).

Compteurs « intelligents »

Outre les plans financiers réalisés en 2012 par ORES et par la CWaPE, deux incitants majeurs poussent ORES à déployer des compteurs intelligents dès que possible sur certains segments :

- le risque élevé quant à la pérennité de la solution actuelle des compteurs à budget (CàB) et inconvénients de celle-ci ;
- la demande croissante du marché pour l'utilisation de données de comptage avec une granularité plus fine.

A partir de 2018, ORES prévoit donc le déploiement de compteurs "SMART" limité au remplacement des compteurs à budget tant en ELEC qu'en GAZ.

Ce projet concerne :

- 1) 21.000 compteurs E pendant 6 ans – 6.000 après
- 2) 14.000 compteurs G pendant 6 ans – 5.000 après

Fin 2023, l'ensemble des compteurs à budget est remplacé.

Le projet non-nominatif n° 11818 couvre le remplacement des compteurs à budget par des compteurs intelligents à partir de 2018.

Une importante plate-forme informatique dédiée permettant la gestion des fonctionnalités (prépaiement, télérelève, activation/désactivation, ...) de ce parc de compteurs sera également développée pour démarrer le remplacement des compteurs à budget en 2018.

D'autres segments devraient également progressivement bénéficier de cette technologie :

- les nouveaux prosumers : tout raccordement, existant ou nouveau, sur lequel une nouvelle production est installée
- certains clients industriels (qui sera justifiée par une granularité plus fine des données de comptage).

Une étude est en cours actuellement sur la faisabilité d'un déploiement de compteurs intelligents susceptible d'être généralisé au fil de l'eau, avec comme priorité les segments :

- nouveaux compteurs
- remplacements compteurs défectueux
- compteurs demandés par les clients

Des moyens de télécommunications à mettre en oeuvre pour supporter ce déploiement de compteurs segmenté généralisable, avec un accent particulier sur les technologies G3⁶ PLC⁷, sont testés.

En parallèle, les travaux de développement de standards se poursuivent au niveau des organismes européens de standardisation.

4.1.2.8 Réseaux « intelligents »

4.1.2.8.1 Vision ORES

On retrouvera ici l'état actuel des réflexions d'ORES quant à la mise en oeuvre du concept de réseau intelligent⁸.

4.1.2.8.1.1 Généralités

Grâce aux participations à de nombreux colloques, séminaires, échanges avec d'autres GRD belges et européens ainsi qu'aux interactions avec le milieu académique (tel que la chaire ORES), ORES est convaincu que les réseaux intelligents sont l'une des clés majeures pour permettre la réalisation de

⁶ ORES est membre de l'alliance G3-PLC. Voir <http://www.g3-plc.com/>

⁷ Power Line Communication – communication par courant porteur entre le compteur et concentrateur situé entre le TGBT et le Transfo.

⁸ Concept de « Smart Grid » tel que défini par EURELECTRIC à savoir :

« Un Smart Grid est un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés au réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».

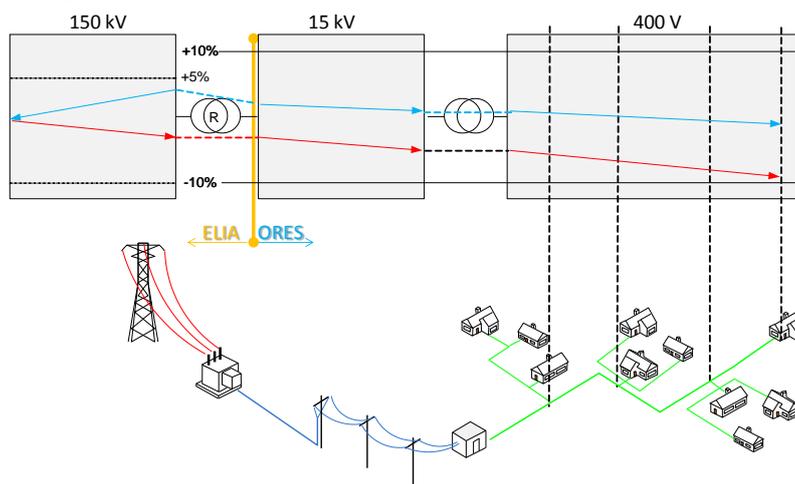
l'objectif de 8000 GWh de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelable pour 2020 et au-delà.

Le cheminement de cette conviction prend naturellement ses racines dans le contexte européen mais surtout wallon. En voici les lignes de force :

- Actuellement, nous observons que les principaux projets et réalisations en matière d'énergie renouvelable concernent principalement le grand éolien (> 5 MVA) et le petit PV (< 10kVA).
- Or, si l'on en croit les projections de la CWaPE et de l'APERE, ces deux moyens ne contribuent qu'un peu plus de la moitié de l'effort à fournir (3800 GWh pour l'éolien et moins de 900 GWh pour le petit PV).
- Il est donc évident, sous peine de non-atteinte de l'objectif « vert », que les autres catégories de sources renouvelables vont devoir se déployer massivement. Nous pensons au Grand Photovoltaïque (> 10 kVA), à la cogénération de qualité, à l'hydraulique et dans une moindre mesure à la géothermie.
- Les puissances à mettre en œuvre (de l'ordre de la centaine de kW à quelques MW) font que ces installations se raccorderont majoritairement à partir du réseau MT.
- De par le caractère intermittent de ces sources, les fluctuations de la tension sur le réseau MT risquent de devenir plus importantes (en amplitude) et plus fréquentes que celles observées dans le passé.

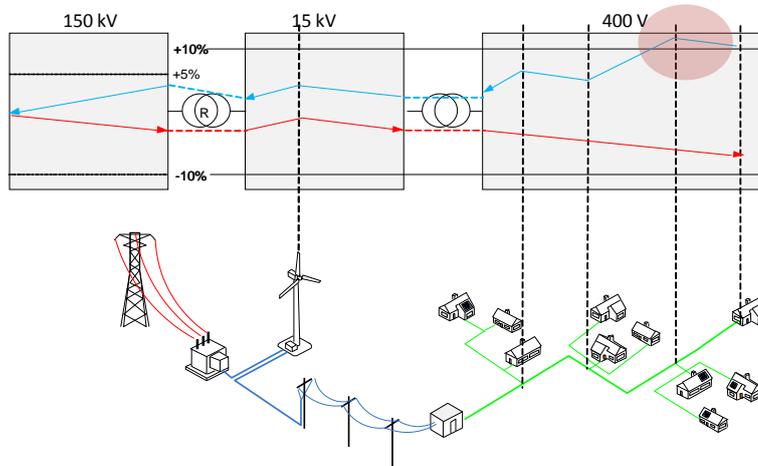
Situation « classique » (sans productions décentralisées):

Le régulateur HT/MT permet de maintenir la tension MT à + ou - 3% de la tension de consigne



Avec l'arrivée des productions décentralisées :

Des PDC en réseau MT augmentent le risque d'avoir des problèmes en BT car dans le voisinage d'une production, la tension augmente.



- Il est évident que les utilisateurs du réseau (en MT mais également en BT car le niveau de tension BT est influencé par les variations de la tension MT) ne pourront en être les victimes et que la qualité du produit (dont la tension est un des indicateurs) doit rester à un niveau acceptable (tel que défini dans la normalisation (norme EN 50160)).

Pour toutes ces raisons, il est donc primordial qu'ORES :

- ait une meilleure connaissance des flux d'énergie sur le réseau MT et qu'il puisse les prévoir, ce qui implique
 - plus de capteurs et d'appareillage de mesure sur le réseau MT ;
 - de mettre en œuvre des outils pour prévoir ces flux d'énergie (via un estimateur d'état) ;
- puisse anticiper et préparer le réseau à accueillir ces flux d'énergie, et par là :
 - plus automatiser et télécommander les organes de manœuvre sur le réseau MT ;
 - faciliter une gestion active de la structure du réseau. Par exemple en facilitant les transferts de charges d'un poste à un autre ;
- capture ces opportunités pour rendre un meilleur service à moindre coût :
 - ces équipements doivent permettre à long terme de diminuer tant le temps de rétablissement après une défaillance que de diminuer les coûts d'intervention.

4.1.2.8.1.2 Réseau de télécommunication

Ces fonctionnalités doivent s'appuyer sur un réseau de télécommunication efficace

ORES dispose déjà d'un tel réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, soit sur réseau de type téléphonique (quartes). Le réseau de fibres optiques ORES est bouclé et constitue ainsi une ossature de base reliant les centres d'exploitation et les postes HT/MT.

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

- la sécurité contre les agressions informatiques (piratages) : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur ;
- une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour ORES et ce, sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité) ;
- une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5min pour les mesures) ;
- une fiabilité (ex : bouclage) est nécessaire en cas de black-out (ce qu'aucun opérateur télécom externe ne garantit) ;
- des coûts qui restent maîtrisables sur le long terme.

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

Une globalisation des besoins en moyen de télécommunication tient compte des besoins :

- d'une part, pour la gestion des réseaux (évolutions Smartgrid) ;
- d'autre part, pour la communication avec les compteurs intelligents (Smartmeters).

Dans le premier cas, elle permettra d'agir sur les systèmes de protection (relais de commandes, protections électriques, disjoncteurs, etc.) et de conduite (interrupteurs motorisés) des réseaux. Elle servira également à rapatrier les mesures de tension et de courant (y compris son sens) nécessaires aux outils de :

- planification et de prévision des productions et des charges ;
- calcul en temps réel de l'état des réseaux électriques de distribution.

Dans le deuxième cas, elle permettra de rapatrier les valeurs de comptage mesurées par les compteurs intelligents. Ces mêmes compteurs pourront aussi être utilisés à des fins d'exploitation telles que activation/désactivation à distance, fonctionnement en compteur à prépaiement, etc.

La mise à niveau de notre réseau de télécommunication sera réalisée sur une période de plusieurs années dans le cadre d'un plan général cohérent afin de profiter des synergies de pose entre câbles électriques et télécom.

4.1.2.8.1.3 Eléments constitutifs

Les actions retenues et à mener pour rendre le réseau '*smart*' s'articulent autour des axes suivants :

1. Mettre en place une gestion active du réseau :
 - Etudier et mettre au point des outils de planification des réseaux, prévision des productions et des charges et gestion en temps réel des réseaux de distribution d'électricité compte tenu des objectifs en termes de production décentralisée d'énergie. Ces outils nécessiteront des informations complémentaires à celles déjà collectées par le CCD⁹ actuel. C'est dans ce contexte qu'ORES participe (et même pilote une des tâches) du projet GREDOR.

⁹ Centre de Conduite Distribution

- Augmenter le niveau des informations à disposition du CCD, sur les éléments de réseaux suivants :
 - postes HT/MT : augmenter la qualité et la granularité de l'information en abandonnant pour ses propres équipements les moyens actuellement partagés avec ELIA ;
 - cabines MT/BT : mesure des intensités, des tensions et du sens du courant (indispensable par ailleurs pour localiser les défauts sur câbles MT) ;
 - cabine client MT (avec production décentralisée) : mesure des puissances produites par les unités de production importantes. Ce qui permet de se conformer à la directive européenne « Transparence » (No 543/2013 du 14 Juin 2013) et de faire participer ces unités à la gestion de la tension (par injection ou consommation de réactif).
 - réseau BT : charge des circuits 'sensibles' (soit ceux où le taux de production décentralisée est élevé).
 - exploiter ces informations à l'aide des systèmes informatiques performants et développer les moyens nécessaires à l'exploitation de la modulation des productions décentralisées d'une part, et, d'autre part, augmenter la capacité de gestion à distance des principaux composants d'un réseau (disjoncteurs / interrupteurs) (configuration en boucle ouverte ou en antenne avec transition souterrain / aérien) par la motorisation de ceux-ci et leur télé-contrôle à partir du CCD.
2. Augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées:
- cela se traduira par une capacité de modulation à distance des moyens de production des gros producteurs (>250kVA), là où des problèmes se posent en termes de capacité d'injection ou lors de procédures de reconstruction du réseau (disjoncteur télé-contrôlé dans la cabine client) ;
 - des réflexions sont également en cours quant à l'opportunité de mettre en œuvre des capacités de stockage d'énergie au niveau du GRD pour permettre un meilleur accueil des productions décentralisées. Compte tenu du manque de maturité et des coûts très élevés de ces technologies de stockage, ORES prévoit de continuer la veille technologique dans ces matières. A cette fin, ORES a marqué son intérêt pour participer à un projet de stockage dans d'anciennes carrières (projet en cours d'approbation par les autorités).
3. Evolution du modèle de marché :
- En concertation avec les autres acteurs du marché au travers des plateformes de concertation en ATRIAS et en Synergrid, ORES fait des propositions de modèles de marché équilibrés permettant l'utilisation de la flexibilité tant pour les besoins des gestionnaires de réseaux (transport et distribution) en terme de levée de congestion que pour d'autres besoins (tel que le balancing).
4. Diminuer le coût des pertes, à travers la production d'une partie de celles-ci (le talon minimum). Sont actuellement envisagées :
- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les différents bâtiments du GRD ;
 - la participation au développement de parcs éoliens.

Estimations budgétaires

Le projet non-nominatif n°11807 prévoit des montants dès 2015 pour :

- le remplacement des disjoncteurs non télécommandables en cabine
- le placement de matériel électronique permettant le télécontrôle (mesure des intensités, des tensions et du sens du courant) et la télécommande des cabines
- les équipements permettant de rapatrier les informations vers notre dispatching
- les moyens de transmission (réseau de signalisation) entre ces cabines et notre centre de contrôle.

Le démarrage éventuel de ces projets est conditionné par un accord et une adhésion de toutes les parties prenantes (CWaPE, CREG, actionnaires, pouvoirs politiques) et la garantie d'un financement adéquat.

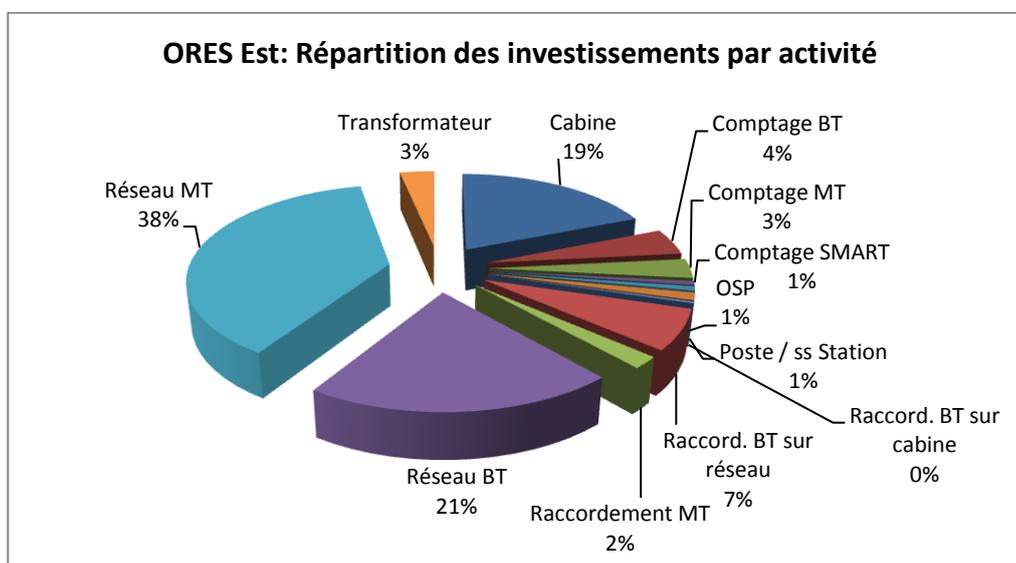
4.2 Synthèse

Le plan 2015-2018 peut se synthétiser :

- en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

annee	classe_ budget	Branchement MT (m)	Branchement BT (pc)	BT Aérien (m)	BT Souterrain (m)	Cabine Bâtiment (pc)	Cabine Equipement (pc)	Cabine Terrain à budget (pc)	Compteurs BT (pc)	Compteurs MT (m)	MT Aérien (m)	MT Souterrain (m)	Poste Cabine (pc)	Raccordement (pc)	Transfo (pc)	Cabine Equipement Protection/télé contrôle(pc)	
2015	A			75	2.700	7.650	20	38	5	179	471	20.900	17.321	1		16	1
	B	2.000	490	900	16.850	4	28	9		800		18.300	4	3	13		
Total 2015		2.000	565	3.600	24.500	24	66	14	179	1.271	20.900	35.621	5	3	29	1	
2016	A			75	3.600	8.650	21	39	10	194	471	20.900	12.650	2		14	1
	B	2.000	490	900	16.850	4	28	5		800		11.000	4	3	13		
Total 2016		2.000	565	4.500	25.500	25	67	15	194	1.271	20.900	23.650	6	3	27	1	
2017	A			75	3.800	8.100	19	41	8	185	471	20.900	13.050	2		13	1
	B	2.000	490	900	16.850	4	28	5		800		11.000	4	3	13		
Total 2017		2.000	565	4.700	24.950	23	69	13	185	1.271	20.900	24.050	6	3	26	1	
2018	A			75	3.600	7.900	19	41	8	471	20.900	12.000	2		13	1	
	B	2.000	490	900	16.850	5	28	5		800		12.000	4	3	13		
Total 2018		2.000	565	4.500	24.750	24	69	13		1.271	20.900	24.000	6	3	26	1	
Total général		8.000	2.260	17.300	99.700	96	271	55	558	5.084	83.600	107.321	23	12	108	4	

- en terme de moyens budgétaires et par famille d'activités techniques :



LES ADAPTATIONS LES PLUS IMPORTANTES

Les critères retenus pour déterminer l'importance d'un projet sont :

- la qualité de fourniture,
- la santé/sécurité des travailleurs et des utilisateurs,
- l'efficacité économique.

Le nombre de projets nominatifs repris au plan est réduit au vu des budgets qu'ils représentent. Ils sont listés ci-dessous (tous importants):

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017	2018
E.1.1	Restructuration MT Bergstraße	RAEREN	RAEREN	3564			
E.2.1	Restructuration Recht (4 phases)	SANKT VITH	RECHT	8510	8510	8510	
	Géromont - Restructuration HT - rempl. distillerie et cabine Géromont	MALMEDY	BEVERCE	9273			
	Eibertingen - Iveldingen - Montenu: Rempl. PTA 's + plac. nvlle cabine + modif. cabine client + pose câbles	AMEL	AMEL	9363			
	Robertville - rempl. PTA's + pose câbles	WAIMES	ROBERTVILLE	9367	9367		
E.2.5	Boucle de l'Est	MALMEDY	LOCALITES DIVERSES (MALMEDY)	11388			
E.2.6	Bouclage en souterrain Terstraeten	PLOMBIERES	GEMMENICH	11465	11465		
	Poste de Henri-Chapelle: remplacement TCC + bâtiment	WELKENRAEDT	HENRI-CHAPELLE				11468
	Poste de Amel: remplacement générateur	AMEL	AMEL			11469	
	Cabine N° 10 TCC Montzen: nouveau générateur TCC	PLOMBIERES	MONTZEN		11531		

Synthèse des travaux poste prévus au plan :

Localité	Année	
	2017	2018
AMEL	11469	
HENRI-CHAPELLE		11468

Indicateurs de performance

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE.

Indicateurs	Unité	Statistiques 2013	Commentaires
Nombre d'utilisateurs du réseau BT	nbre	55.203	
Nombre d'utilisateurs du réseau MT	nbre	368	
Longueur du réseau BT	km	2.049	
Longueur du réseau MT	km	1.178	
Energie distribuée en BT (aux consommateurs finaux)	kWh	262.746.043	
Energie distribuée en MT (aux consommateurs finaux)	kWh	249.545.449	
Indisponibilité pour coupures planifiées	heures	0:47:52	Conditions variables en fonction des conditions externes
Indisponibilité suite défaillance MT	heures	0:50:00	
Temps d'arrivée sur site en intervention BT/MT	heures	0:40:52	Inférieur à 2 heures
Temps d'intervention moyen en BT/MT	heures	1:11:21	Inférieur à 2 heures
Délai Raccordement BT (à partir de l'accord du client) Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	4	Respect du prescrit légal de 21 jours
Délai mise en service / réouverture: Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	3	Respect du prescrit légal de 3 jours

ORES Hainaut Electricité

Evaluation du Plan Stratégique

Tableau financier

Hainaut ED	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
(K€)										
ACTIVITE "Fourniture d'électricité"										
Résultats de l'activité de fourniture électricité	1.063,1	850,0	620,6	519,6			519,6			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité électricité										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	252.913,3	269.877,9	274.056,0	330.422,9	251.824,9	251.824,9	78.598,0	251.824,9	351.205,1	360.627,7
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-218.416,3	-231.913,6	-248.162,6	-308.957,3	-222.368,7	-222.368,7	-86.588,6	-222.368,7	-328.518,6	-336.430,9
Gestion des réseaux	-180.992,5	-193.593,4	-205.719,9	-265.474,6	-181.778,4	-181.778,4	-83.696,2	-181.778,4	-279.711,4	-288.264,7
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-17.580,7	-14.706,4	-13.729,5	-13.969,1	-18.561,8	-18.561,8	4.592,7	-18.561,8	-14.110,8	-14.310,4
- Entretien de l'infrastructure (Contrôlables)	-26.220,6	-30.510,4	-37.473,5	-39.535,2	-32.546,7	-32.546,7	-6.988,4	-32.546,7	-39.529,3	-40.448,4
- Gestion du réseau de distribution (Contrôlables)	-1.569,1	-1.670,4	-1.576,5	-1.741,7	-1.435,7	-1.435,7	-306,0	-1.435,7	-1.627,4	-1.651,8
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					365,9	365,9	-365,9	365,9		
- Coût de l'activité de mesure et de comptage (Contrôlables à pd 2008)	-6.160,4	-5.951,1	-5.686,5	-4.801,8	-6.416,7	-6.416,7	1.614,9	-6.416,7	-6.763,6	-7.203,3
- Utilisation du réseau de transport	-66.971,0	-71.846,0	-82.013,4	-138.332,5	-59.976,8	-59.976,8	-78.355,7	-59.976,8	-151.089,9	-153.364,6
- Obligation de services publics	-16.874,4	-17.439,0	-17.627,9	-22.201,0	-15.017,6	-15.017,6	-7.183,4	-15.017,6	-27.385,2	-30.596,9
- Redevance de voirie	-9.583,5	-11.098,9	-11.299,6	-11.464,2	-10.071,8	-10.071,8	-1.392,3	-10.071,8	-11.798,5	-11.975,5
- Compensation des pertes	-22.893,8	-18.149,7	-20.769,2	-20.237,8	-26.164,5	-26.164,5	5.926,7	-26.164,5	-17.972,9	-18.149,3
- Solde de réconciliation		-9.513,1	-3.740,8	-1.659,2			-1.659,2		890,8	338,6
- Charges de pensions non capitalisées	-12.357,5	-11.767,1	-12.297,6	-10.797,1	-12.127,0	-12.127,0	1.329,9	-12.127,0	-8.973,1	-8.244,1
- Autres	-781,6	-941,4	494,3	-735,1	174,2	174,2	-909,4	174,2	-1.351,5	-2.659,2
Amortissements (yc OSP)	-24.316,8	-24.817,3	-27.024,5	-26.711,2	-25.222,2	-25.222,2	-1.489,0	-25.222,2	-31.829,6	-30.195,1
Désaffectation de la plus value RAB	-5.106,3	-5.106,3	-5.106,3	-5.106,3	-5.126,0	-5.126,0	19,7	-5.126,0	-5.106,3	-5.106,3
Charges financières (hors pension)	-7.805,6	-8.344,6	-10.229,9	-11.585,9	-10.105,8	-10.105,8	-1.480,1	-10.105,8	-11.783,2	-12.775,0
Impôts	-195,1	-51,9	-82,0	-79,3	-136,3	-136,3	57,0	-136,3	-88,0	-89,8
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" électricité	34.497,0	37.964,3	25.893,5	21.465,6	29.456,2	29.456,2	-7.990,6	29.456,2	22.686,5	24.196,8
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	35.560,1	38.814,3	26.514,1	21.985,3	29.456,2	29.456,2	-7.470,9	29.456,2	22.686,5	24.196,8
Mouvements sur réserves	2.042,6	-10.471,9	-2.649,4	-2.533,6	2.073,3		-2.533,6		2.333,4	2.333,4
Dotations		-12.514,5	-4.692,0	-2.533,6			-2.533,6			
Prélèvement	2.042,6		2.042,6		2.073,3				2.333,4	2.333,4
RESULTATS A DISTRIBUER	37.602,7	28.342,4	23.864,6	19.451,6	31.529,5	29.456,2	-10.004,6	29.456,2	25.019,9	26.530,1

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- la situation des investissements à fin 2013 ;
- l'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014 ;
- le programme d'investissements qui repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour l'électricité.

Ce plan a été déposé en mai 2014 auprès du régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 32 du Règlement Technique Electricité (Arrêté du Gouvernement Wallon du 24 mai 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011 à 2013 au niveau des investissements (montants arrondis en k€) :

K€	2011	2012	2013
	Réalité	Réalité	Réalité
"A" Remplacement	25.313	23.551	25.453
"B" Extension	25.841	27.855	24.898
DONT OSP - CBB			
BRUT réseau (as usual)	51.154	51.406	50.351
Investissement hors réseau	3.655	4.259	3.158
Co-Propriété : Immo Corporelles	338	1.519	994
Total BRUT	55.148	57.184	54.503
Interventions clients (-)	- 16.070	- 19.624	- 19.318
Total NET	39.078	37.560	35.184

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel 2013 :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

Le tableau suivant donne la comparaison entre le budget 2014 et la réalité à fin juin :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Hainaut Electricité) - (K€)			
<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)
			Ecart %
ORES (Hainaut Electricité)			
Total Brut	60.298,8	26.136,7	43,3%
Postes	2.369,3	357,6	15,1%
Réseau MT	16.051,8	8.831,0	55,0%
Raccordements et compteurs MT	1.527,2	782,5	51,2%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	7.209,8	4.580,2	63,5%
Réseau BT	9.884,1	4.452,1	45,0%
Raccordements et compteurs BT	9.841,4	4.712,3	47,9%
Compteurs à budget	2.725,5	1.662,1	61,0%
Coût des installations hors infrastructure	10.689,8	758,9	7,1%
Intervention clientèle	-18.125,0	-9.772,6	53,9%
Postes	-434,5	-249,3	57,4%
Réseau MT	-4.855,1	-3.255,5	67,1%
Raccordements et compteurs MT	-1.023,2	-373,1	36,5%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	-2.129,5	-1.242,3	58,3%
Réseau BT	-4.161,8	-1.714,8	41,2%
Raccordements et compteurs BT	-5.152,5	-2.768,5	53,7%
Compteurs à budget	-368,4	-169,1	45,9%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	42.173,8	16.364,1	38,8%
Postes	1.934,8	108,3	5,6%
Réseau MT	11.196,6	5.575,5	49,8%
Raccordements et compteurs MT	503,9	409,4	81,2%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	5.080,3	3.337,9	65,7%
Réseau BT	5.722,3	2.737,4	47,8%
Raccordements et compteurs BT	4.688,9	1.943,7	41,5%
Compteurs à budget	2.357,1	1.493,0	63,3%
Coût des installations hors infrastructure	10.689,8	758,9	7,1%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de (2)% sur la période 2015-2018¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Hainaut Electricité)	K€	PLAN CWaPE 2015-2018			
		2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement	28.583,56	30.199,93	30.519,19	27.626,57	
"B" Extension	23.877,96	23.597,72	23.210,91	23.903,66	
<i>TOTAL Réseau BRUT (as usual)</i>	<i>52.461,52</i>	<i>53.797,65</i>	<i>53.730,11</i>	<i>51.530,23</i>	
Interventions clients (-)	-18.400,00	-18.768,00	-19.161,22	-19.561,54	
TOTAL Réseau ELEC [Net - as usual]	<u>34.061,52</u>	<u>35.029,65</u>	<u>34.568,89</u>	<u>31.968,69</u>	
TOTAL Hors Réseau [as usual]	<u>2.961,17</u>	<u>3.084,87</u>	<u>3.215,50</u>	<u>3.139,12</u>	
Co-Propriété : Immo Corporelles	9.307,17	3.746,48	4.337,65	2.952,20	
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]	2.798,31	1.475,17	1.274,07	713,84	
Ventes Immo Corporelles	-3.865,58	00,00	-32,79	00,00	
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]	<u>8.239,91</u>	<u>5.221,65</u>	<u>5.578,93</u>	<u>3.666,05</u>	
Smart GRID - Eléments réseau	2.479,51	4.211,84	5.690,45	6.413,11	
Smart meter ELEC				13.198,28	
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs	2.061,58	4.892,11	6.070,25	2.461,81	
TOTAL Smart	<u>4.541,09</u>	<u>9.103,96</u>	<u>11.760,69</u>	<u>22.073,21</u>	
TOTAL	49.803,69	52.440,13	55.124,02	60.847,07	

Montants exprimés en K€

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Le GRD ne peut être engagé par le chiffrage provisoire qui vous est communiqué.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.§4 du **Code de la démocratie locale et de la décentralisation** (M.B. du 12/08/2004)).

¹ Si l'inflation devait être significativement différente, les budgets devraient être revus en conséquence.

4. Plan d'investissement 2015-2018

4.1 Plan CWaPE

Le plan d'adaptation 2015-2018 a été remis à la CWaPE en mai 2014 et s'articule comme suit :

4.1.1 Besoins en capacité

4.1.1.1 Augmentation de consommation

ELIA, à partir d'un modèle qui lui est propre (cf. plan d'adaptation ELIA), estime sur base de l'évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par le GRD, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins d'**1%** en moyenne par an de 2015 à 2018 (annexe 1.1.1.a. du plan d'adaptation).

Pour l'évolution des charges, la situation étant stable, nous garderons 1% comme taux moyen (cf. plan 2014-2017).

En 2013, le taux d'accroissement constaté par ORES (HAINAUT ELECTRICITE) est de moins de 0,5% en moyenne.

Sur cette base, par prudence, nous prenons comme hypothèse d'augmentation des intensités des feeders d'**1%** par an (voir tableau évolution des charges par feeder en annexe 1.1.2. du plan d'adaptation).

ORES (HAINAUT ELECTRICITE) prévoit une enveloppe conséquente pour des travaux HT ou BT imprévus à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice.

Région	Projet
Charleroi	7973
Mons	7665
Tournai	7749

Charges Postes HT/MT

Puissance garantie en prélèvement:

En terme de capacité de prélèvement, on ne note aucun problème.

Capacité maximale d'injection :

La valeur reprise comme capacité d'injection inconditionnelle est celle qui est déterminée par ELIA suivant la formule : puissance nominale du plus petit des transformateurs x 0,9 + talon du poste (puissance quart horaire minimale du poste sur un an dans le sens consommation).

Sur base de cette valeur, les postes de Marquain, Cibly, Chassart et Elouges sont saturés.

A cette limitation liée aux transformateurs, il faut aussi tenir compte :

- de la saturation des lignes HT à l'amont des postes HT/MT. A la date d'aujourd'hui, ELIA nous a informé qu'en ce qui concerne ORES (HAINAUT ELECTRICITE), il n'y a pas de risque de saturation identifié à ce jour. Néanmoins les boucles du Hainaut et du Tournaisis sont à surveiller ;
- de la place encore disponible pour de nouvelles cellules dans les postes HT/MT. Plusieurs postes manquent actuellement de place.

Postes saturés en terme de place :

Antoing
Chassart
Elouges
Gosselies
Obourg
Quevaucamps

Postes limités à du matériel ouvert :

Ciply
Harmignies
Maisieres
Marquain
Villerot

A l'heure actuelle, les autres postes (non mentionnés ci-dessus) ne posent pas problème.

Il est évident que tout nouveau projet peut du jour au lendemain remettre en cause cette situation, et doit donc faire l'objet d'une étude de faisabilité tant du côté GRT que du côté GRD, tout particulièrement au delà de 5 MVA.

Plusieurs points d'attention sont à mettre en évidence en ce qui concerne la capacité des postes :

1. Poste d'Antoing :

Les travaux de rénovation de ce poste sont en cours et doivent se terminer en 2014.

2. Poste de Marquain :

Des travaux sont à envisager en coordination avec le GRT, suite à l'arrivée de futurs clients. Les travaux de rénovation et d'extension de ce poste sont à l'étude .

3. Poste de Maisières :

Du fait de l'incapacité du GRT à assurer actuellement le n-1 du poste via le trunk venant de Mons, le GRT posera un nouveau trunk venant d'Obourg en 2014 voire 2015.

De notre côté, nous modifierons l'alimentation de ces clients au départ de ce poste et nous installerons également une TCC (projet 11252 en 2014-2015 en motivation E.1.1.).

4. Poste de Chassart :

Les travaux de rénovation débuteront en 2018.

Les feeders

Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télé-contrôlés sont reprises en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation.

Ces informations sont fournies annuellement par le Centre de Conduite Distribution de Namur.

Les informations mesurées en 2013/2014 ont été extrapolées pour 2018 avec une hypothèse d'augmentation annuelle de **1%** par mesure de prudence.

A configuration du réseau inchangée, aucun départ vers une cabine de distribution ne devrait avoir une charge supérieure à 75 % de la valeur de réglage du disjoncteur en 2018.

NB: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 7 janvier 2014. La température moyenne était de 9,5°C contre -4,9°C le 16 janvier 2013 (jour des mesures du rapport 2012/2013). Ceci explique une variation de certaines intensités mesurées par rapport à l'année dernière².

Les cabines de distribution

La surveillance des cabines est assurée de manière régulière par des visites d'agents de l'exploitation haute tension. Lors de ces visites, les agents vérifient l'état de l'appareillage et de l'enveloppe.

Les transformateurs des cabines de distribution

La surveillance de la charge des transformateurs est assurée par une mesure en basse tension via un ampèremètre à maxima. Cette mesure est relevée lors du passage des agents de l'exploitation haute tension. Une fois par an, une synthèse de ces mesures est établie et un programme de mutation de transformateurs est mis en place pour assurer la conformité de la charge par rapport à la capacité du transformateur.

Les projets suivants se retrouvent en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.1.1 :

Région	Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
Mons	MONS	MAISIERES	RUE GRANDE	Poste de Maisière	11252	11252	
Tournai	ATH	ATH	RUELLE GROS PIERRE	PODE d'ATH		11273	
	BRUNHAUT	GUIGNIES	RUE BAS-BOUT	Pose de 600 m PRC 150 Alu			10971

4.1.1.2 Nouveaux producteurs ou clients industriels

1. Nouveaux producteurs prioritaires :

Divers projets d'implantation d'éoliennes sont à l'étude sur le territoire d'ORES (HAINAUT ELECTRICITE).

Certains nécessitent l'adaptation du réseau et d'autres un raccordement direct sur un poste ELIA.

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.1 du plan d'adaptation (aucun projet supérieur à 1MVA pour la région de Charleroi).

² <http://www.meteobelgique.be/article/85-annee-2013/1958-2013-chiffres-et-elements-marquants.html>

Tous les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés dans les chantiers «Non nominatifs» suite à l'imprécision des données actuellement disponibles.

En région de Charleroi, à l'exception d'une demande d'extension du parc de Buzet, quelques projets sont à l'étude mais doivent encore faire l'objet de précisions (puissances et délais). En ce qui concerne le projet évoqué, le demandeur souhaite revoir la solution technique qui lui a été présentée. Le projet ne sera pas finalisé avant 2015 ou 2016.

Voici la liste des raccordements conditionnels de producteurs :

Poste	Identité de l'URD	Puissance souscrite	Type de flexibilité	Type de compensation	Statistiques de coupure/réduction de puissance pour l'année précédente	Date contractuelle d'adaptation du réseau	Commentaire
Elouges	EOL Honnelles aspiravi	15 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé	-	Flexible si congestion réseau ELIA

Les projets suivants se retrouvent en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.1.2.1 :

Région	Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2018
Charleroi	Fleurus	Wagnelée	Chaussée Romaine	Poste de Chassart - Remplacement complet cabine MT	10305

Liste des nouveaux auto-producteurs >100 Kva n'injectant pas sur le réseau:

- Charleroi : néant
- Mons-LLV : néant
- Tournai : voir tableau ci-dessous :

GRD	REGION	LOCALITE	NOM	TYPE
ORES (HAINAUT ELECTRICITE)	Tournai	Chièvres	USAG BENELUX	PV

Puissance : 450KVA

2. Nouveaux gros clients industriels :

Région de Charleroi :

Outre Alstom pour laquelle nous étudions un pré-projet de renforcement de son raccordement, nos services suivent avec attention quelques projets pour lesquels puissance et délai sont inconnus.

Région de Mons :

Quelques projets sont à l'étude en région de Mons-La Louvière mais sans avoir connaissance à ce jour des puissances et des délais souhaités.

Nous avons une demande de puissance de l'Administration communale de La Louvière pour un complexe commercial de 15 MVA, une partie des travaux a débuté fin 2012 et se poursuit actuellement.

Région de Tournai :

En région de Tournai, quelques projets sont à l'étude mais sans avoir connaissance à ce jour des puissances et des délais souhaités.

Etant donné l'imprécision des données actuellement disponibles, la majorité des dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés dans les chantiers « Non nominatifs » :

Région	Projet
Charleroi	7991
Mons	7683
Tournai	7767

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.2 du plan d'adaptation.

3. Nouveaux zoning industriels ou résidentiels importants :

Région de Charleroi :

- Le projet de zoning « Ecopôle » à Farciennes (10775) est actuellement planifié « en finalisation » en 2014-2015.
- Un accroissement de la demande de puissance sur le zoning de l'Aéropôle de Gosselies est constaté depuis ces dernières années. La capacité de fourniture en moyenne tension atteint ses limites. Un renforcement de cette alimentation est donc en cours via la construction d'un PODE et la réalisation d'une boucle au sein du Parc d'Activité Economique dont la réalisation est planifiée en 2015.
- A horizon d'une dizaine d'années, deux projets majeurs, pour lesquels nous ne disposons d'aucune information sont à l'étude au niveau des promoteurs (Ville et Entreprise Duferco) sur la zone nord de Charleroi (via des fonds FEDER) et sur la zone industriel désaffectée de Carsid.
- D'autres projets de développement des zonings existants sont à prévoir. Un suivi régulier est mis en place entre le GRD et l'intercommunale de développement économique.

Région de Tournai :

1. Quatre projets de zoning IDETA sont à mentionner :

- Leuze (ZAE de l'Europe)
Les phases II et II bis sont terminées.
L'équipement de deux nouvelles phases (Phases II Ter et III) est en cours de réalisation.

Les phases suivantes sont en préparation mais ne sont pas planifiées.
La reprise des câbles MT dans la cabine PODE est en phase de finalisation.

- Ghislenghien III et IV (Ollignies)
L'équipement du zoning Ghislenghien III : en cours de réalisation devrait être terminé fin 2013.
Ghislenghien IV (Ollignies) : en attente de la réponse du principal client pour planifier la réalisation de l'équipement. Gros travaux d'adaptation réseau à prévoir pour l'emmenée de la puissance.
- Tournai Ouest III (Blandain)
L'équipement phase III du zoning de Tournai Ouest III est en cours.
Synergies Gaz et finalisation de deux projet de parcs éoliens pour terminer les tracés de câbles et éviter des réouvertures dans la ZAE.
- Péruwelz (Polaris)
L'alimentation de la ZAE est en cours de réalisation
L'équipement dans la ZAE est prévue en 2014

Le projet nominatif suivant est repris en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.1.2.3 :

Région	Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016
Tournai	Ath	Ghislenghien	Chaussée de Bruxelles	Equipement du zoning Ghislenghien III (phase 2c) (quote part GRD) Synergie avec le gaz	9852	9852

Région de Mons-La-Louvière

Divers projets de ZAE sont toujours en cours d'étude à l'IDEA; Nos services travaillent en collaboration avec l'ADT afin d'évaluer les besoins d'adaptation des réseaux en fonction des puissances souhaitées et des délais envisagés.

Le projet 11480 (plan 2014) concernant le zoning Manage-Gibet est en cours d'étude.

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.3 du plan d'adaptation.

Suite à l'absence de précisions concernant la date de réalisation de la plupart des projets, ORES (HAINAUT ELECTRICITE) prévoit une enveloppe conséquente pour des travaux à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice :

Région	Projet
Charleroi	7992
Mons	7684
Tournai	7768

4. Petites auto-productions de P < 10kVA

La carte par zones de densité sur le réseau, établissant les concentrations d'autoproduction par commune (kW installés / 1.000 EAN) est donnée en annexe 1.2.4 du plan d'adaptation.

A ce stade, la situation actuelle ne pose pas encore de problèmes techniques particuliers, hormis quelques cas très ponctuels qui ont pu être résolus par de petites adaptations (modification des points de coupure, etc.).

Toutefois, si la croissance du nombre d'auto-producteurs enregistrée ces derniers mois devait se poursuivre, le GRD sera amené à devoir faire des investissements d'adaptation du réseau beaucoup plus conséquents et sans frais pour le demandeur (renforcement ou dédoublement de circuits BT, modification des points de sectionnement³, etc.).

Actuellement, il nous est impossible d'identifier précisément les lieux de ces adaptations.

Un projet non-nominatif est prévu à cet effet dans le plan d'adaptation partie 3 (motivation E.2.1) => remplacement lignes BT vétustes

Région	Projet
Charleroi	7973
Mons	7665
Tournai	7749

Cas des productions photovoltaïques

Les productions photovoltaïques concernent au 01/01/2014, 9,3% des EAN basse tension. Compte tenu de la révision des incitants, il est très difficile de prévoir l'évolution du marché.

Il n'est actuellement pas possible de faire des prévisions de raccordement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kWc sur les réseaux basse tension.

A partir de cas pratiques identifiés sur le terrain, des simulations sont en cours pour déterminer à partir de quel taux de pénétration le photovoltaïque va générer des problèmes de variation de tension pour plusieurs types de réseaux basse tension fréquemment rencontrés.

En raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. microéolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. microcogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen termes.

4.1.1.3 Problèmes de congestion

La congestion est une difficulté anormale de reprendre la charge lorsque l'alimentation normale n'est plus disponible.

La structure généralement en boucle du réseau permet également le secours pour la charge demandée. Toutefois, certaines parties du réseau, vu leur éloignement, sont alimentées en antenne. Dans ce cas, sauf impossibilité technique, des groupes électrogènes sont raccordés en cas de panne.

Les travaux décidés suite à des problèmes de congestion sont le plus souvent le résultat des analyses faites du réseau, de la connaissance et de l'historique de celui-ci ainsi que des défauts rencontrés ces dernières années. Les études sur l'évolution ponctuelle des charges du réseau sont réalisées à l'aide du logiciel Neplan. Il est interfacé avec nos différentes bases de données (Proélé, Netgis,...).

³ Sur base de retours d'expérience et de modèles théoriques de calcul, seuls les réseaux BT de faible section pourraient poser problème en présence de concentration de telles productions.

projet	Commune	Localité	Rue	Description des travaux
11586	MONS	CUESMES	RUE FERRER	renforcement poche Cuesmes phase 2 pose câble de 51 cerisier vers 43 abattoir , de 44 à 1183 et 66 vers 117
11730	ATH	ATH	RUE DE SOIGNIES	Remplacement câble faible section entre cabine 40054 et 40055

4.1.1.4 Chutes de tension

La majorité des plaintes clients relatives à des chutes de tension s'avère non fondée (normes respectées ou réseau du Gestionnaire du Réseau de Distribution non concerné) ou aboutit à des mesures correctives immédiates.

Les critères déterminants pour ORES (HAINAUT ELECTRICITE) sont les suivants : les variations de tension doivent, pendant 95 % du temps de mesure, se situer dans la plage $U_n - 10\%$ et $U_n + 10\%$, la valeur normalisée U_n étant de 230 V.. Ces critères sont ceux de la norme EN 50160.

La liste des plaintes clients de 2013 est reprise par région en annexe 4 du rapport qualité.

En partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.1.4), on trouve le projet nominatif faisant suite à des plaintes de tension :

projet	Commune	Localité	Rue	Description des travaux
10382	ENGHIEN	ENGHIEN	BOULEVARD CARDINAL MERCIER	Remplacement lignes cuivre par préassemblé

En outre, si des travaux sont nécessaires, ils sont le plus souvent réalisés dans l'année et sont couverts par une enveloppe provisionnelle non nominative prévue au plan d'adaptation :

Région	Projet
Charleroi	7998
Mons	7690
Tournai	7774

4.1.1.5 Statistiques des coupures non planifiées

Coupures en basse tension

Les réseaux BT de ORES (HAINAUT ELECTRICITE) ne sont pas de manière générale affectés par des coupures BT anormalement longues nécessitant des investissements dans ce cadre précis. Le détail est donné en annexe 3 du rapport qualité.

Les chiffres clés à retenir pour 2013 sont :

- 7,29 pannes par 1.000 points d'accès⁴
- 38,74 pannes par 100 km de réseau BT

Ces chiffres sont en diminution par rapport à ceux de 2012.

⁴ Par convention, 1 point d'accès = 1 code EAN.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ces travaux:

Région	Projet
Charleroi	7980
Mons	7672
Tournai	7756

Coupages en moyenne tension

Incidents sur câbles souterrains

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

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

Les points suivants entrent en ligne de compte pour le choix de décision :

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

Incidents sur lignes aériennes

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

Les points suivants entrent en ligne de compte pour le choix des décisions :

- le type et l'état des armatures et des supports ;
- la nature des conducteurs ;
- l'âge des lignes ;
- la proximité des habitations.

Liste des tronçons MT en défaut

La liste des tronçons ayant eu plusieurs défauts (2 ou plus) des trois dernières années est reprise en annexe 2 du rapport qualité.

En partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.1.5.2), on trouve la liste des projets nominatifs :

projet	Commune	Localité	Rue	Description des travaux
8711	THUIN	THUIN	AVENUE DE RAGNIES	Rempl. Thuin 2 entre 9920 Lobbes et 98 Thuin ouest
10357	PERUWELZ	WIERS	RUE DE RENGIES	Remplacement câble trop faible
8722	FARCIENNES	FARCIENNES	RUE DE LA SAMBRE	Rempl. liaison entre 9909 et 3134
11766	ERQUELINNES	ERQUELINNES	RUE DES VIVIERS	Remplacement 2 tronçons MT Cu 25 ² entre cabine 2255 et 2257 + entre 2251 et 2250

Les autres travaux se feront au fur et à mesure dans le cadre des projets non-nominatifs.

Une enveloppe provisionnelle est également prévue pour ces travaux :

Région	Projet
Charleroi	7981
Mons	7673
Tournai	7757

4.1.1.6 Qualité de l'onde de tension

Des appareils de mesure Qwave sont installés dans tous les postes HT/MT et permettent de surveiller en permanence la qualité de l'onde de tension et une analyse des résultats est en cours.

Aucune plainte relative à la qualité de l'onde de tension n'a été relevé en 2013, donc malgré les non-conformités (flickers), nous n'avons pas pris d'action spécifiques.

Les postes concernés par ces problèmes sont :

- POSTE D'ANTOING (6 kV)
- POSTE D'ANTOING (15 kV)
- POSTE DE BASCOUP
- POSTE DE BINCHE
- POSTE DE FONTAINE - L'EVEQUE
- POSTE DE GOUY
- POSTE DE LOBBES
- POSTE DE MANEGE
- POSTE DE MONTIGNIES - SUR – SAMBRE
- POSTE DE MONCEAU - SUR - SAMBRE
- POSTE DE THUILLIES

4.1.2 Autres aspects à prendre en compte

4.1.2.1 Remplacement pour cause de vétusté

Réseau MT

Fin 2013, le réseau électrique MT d'ORES (HAINAUT ELECTRICITE) comportait :

- 533 km de réseau aérien MT⁵
- 5.941 km de réseau souterrain

	PLAN 2015-2018			
	Rés. MT Souterrain	Rés. MT Aérien	MT Cuivre Aérien	MT Cuivre très vétuste
Charleroi	1759	74	9	4
MLL	2295	171	36	22
Tournai	1887	288	158	132
ORES Hainaut	5941	533	203	158

⁵ qui se répartissent comme suit : Almelec < 54² : 121 km // ≥ 54² : 208 km
Cuivre ≤ 25² : 158 km // >25² : 45 km
Tressé : 1 km

Le réseau aérien est soumis à une inspection annuelle par un organisme de contrôle et à un programme de grand entretien tous les 25 ans. Il peut donc être globalement considéré comme sain. Le programme d'entretien/renouvellement des lignes aériennes est de +/- 25 km par an.

Deux points entrent dès lors en ligne de compte pour le remplacement éventuel d'un tronçon vétuste :

- la « manifestation » de celui-ci par des défauts successifs ainsi que l'expérience;
- la bonne connaissance du réseau.

Pour cause de vétusté, il n'est pas prévu de remplacer des réseaux aériens MT par du souterrain, sauf pour raisons d'exploitation.

Cependant, des remplacements interviendront dans le cadre d'autres motivations comme la sécurité, la politique générale d'enfouissement, des problèmes de congestion voire des synergies éventuelles avec des travaux de voiries et/ou d'autres impétrants.

Cabines

Il s'agit du remplacement d'équipement cabine arrivé en fin de vie.

Réseaux BT

Fin 2013, le réseau électrique BT d'ORES (HAINAUT ELECTRICITE) comportait :

- 2.776 km de réseau souterrain
- 7.807 km de réseau aérien, dont 1.122 km de réseau en cuivre nu (15 %) répartis comme suit :
 - Charleroi 406 km (estimation : 80% sain)
 - Mons-La Louvière 320 km (estimation : 80% sain)
 - Tournai : 396 km (estimation : 75% sain)

ORES (HAINAUT ELECTRICITE) dispose de deux indicateurs statistiques relatifs à la qualité du réseau basse tension :

- les interventions suite aux appels de la clientèle, à l'exclusion des appels pour les incidents sur raccordements et comptages ou pour les installations intérieures des clients ;
- les anomalies relevées sur le réseau cuivre, à la demande du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie.

Les pannes sur les réseaux pré-assemblés et cuivre sont réparées immédiatement. Les anomalies sur réseau cuivre sont quant à elles éliminées soit par la réparation sans modification (travaux d'exploitation), soit par le remplacement du réseau existant en réseau pré-assemblé.

Ce remplacement est en cours depuis 2000 et se prolongera encore pendant de très nombreuses années.

Il se décline par région comme suit :

- Tournai : remplacement anticipé de (+/- 10) km/an
- Mons-La Louvière : remplacement anticipé de (+/- 6) km/an
- Charleroi : remplacement anticipé de (+/- 7) km/an

Il est important de noter que le réseau aérien en cuivre nu est en général sain et qu'il n'y a pas lieu d'envisager un programme de remplacement accéléré de celui-ci.

Synthèse des longueurs de réseau cuivre :

	BT	MT
Longueur réseau CU	1.122	203
Longueur réseau très vétuste (km)	226	158
Remplacement (km/an)	(Tournai : +/- 10 Mons - La Louvière : +/- 6,5 Charleroi : +/- 7)	(Tournai : +/- 3 Mons - La Louvière : +/- 5 Charleroi : +/- 2)

Pour des raisons budgétaires, il a été décidé d'étaler le programme de remplacement des lignes vétustes. Le taux de panne est actuellement acceptable.

Poste HT

Des travaux sont prévus dans plusieurs postes sur le territoire d'ORES (HAINAUT ELECTRICITE). Il s'agit essentiellement du renouvellement des logettes feeder y compris les protections et du matériel de télécommande centralisée.

Le détail des projets nominatifs avec pour motivation la vétusté, est donné en partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.1).

4.1.2.2 Sécurité

Visites de contrôle par organismes agréés

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), l'organisme agréé Vinçotte effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des cabines de dispersion, distribution et sectionnement.

Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations effectuées et les infractions constatées. Ces dernières sont corrigées au fur et à mesure dans l'année par les agents d'exploitation. Les infractions sont quasi exclusivement mineures (continuité terre, éclairage, accès, panneaux d'instruction, nettoyage, etc.) et n'exigent pas de travaux d'investissement significatifs à mentionner dans le plan d'adaptation.

Un projet nominatif est prévu au plan (le projet 11603 dont le détail est donné en partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.2.1).

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ces travaux :

Région	Projet
Charleroi	7979
Mons	7671
Tournai	7727

Lignes HT aériennes

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), l'organisme agréé Vinçotte effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des lignes HT.

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

La législation impose par ailleurs un grand entretien des lignes aériennes de plus de 25 ans.

En région de Charleroi, aucune ligne aérienne n'entre dans les critères requis.

En région de Mons-La Louvière, une enveloppe non nominative est prévue (projet 7686) pour faire les entretiens de tous les petits tronçons de lignes, en moyenne, +/- 5 km par an.

En région de Tournai, l'entretien de plus ou moins 20 km/an est prévu (projets 7727).

Distances de sécurité du RGIE – Problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral

	Nombre de dossiers traités en 2013	Montant
Charleroi	0	0
Mons	2	98.160 €
Tournai	1	74.215 €

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

Région	Projet
Charleroi	7979
Mons	7671
Tournai	7727

Equipements moyenne tension

Chaque année, ORES (HAINAUT ELECTRICITE) dédicace une part importante de son budget dans des investissements de remplacement préventifs d'équipements de cabine ne répondant plus aux normes de sécurité.

En région de Charleroi, le GRD prévoit le remplacement des équipements ainsi que certaines rénovations profondes de cabines. Ces cabines sont de conception ancienne avec des équipements MT obsolètes. En outre, une politique volontariste en matière de télécontrôle des cabines du centre-ville de Charleroi et de la zone de Gosselies est à l'étude (cfr point II.8. pour les aspects conceptuels).

L'installation de cabines en lieu et place de certains PTAs répond à des demandes de puissance croissantes (impossibilité de placer des transformateurs de puissance > 160 kVA sur un PTA, pour 250, 400 ou 630 kVA en cabine au sol) ainsi qu'à l'élimination de situations dangereuses (en terme de manoeuvrabilité).

En région de Mons et de Tournai, les équipements de cabine type « Minotor » et « IAC » seront remplacés pour les mêmes raisons par du matériel compact.

En région de Charleroi et de Mons-La Louvière, les équipements de type « Magnéfix » seront également remplacés (projets non-nominatifs 11379 pour la région de Charleroi).

Le projet nominatif suivant est repris dans la partie 2 du plan d'adaptation en motivation E.2.2.1 :

Région	Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015
Mons	Quiévrain	Quiévrain	Rue de l'Abattoir	NC 648 abattoir déplacement sur autre terrain	11603

Politique de mise en conformité des cabines

Depuis 2009, une analyse de risque individuelle et *in situ*⁶ est à réaliser pour toutes les cabines dont la construction est antérieure à 1983.

Au 30/04/2014, **4.138** cabines sur un total de **7.370** cabines avaient fait l'objet d'une visite in situ dans le cadre de l'analyse de risques.

Scores obtenus :

Nombre de Cabines au sol	Feu			Total général
	O	R	V	
ORES (Hainaut Electricité - Charleroi)	991	4	463	1458
ORES (Hainaut Electricité - Tournai)	597		227	824
ORES (Hainaut Electricité-MLL)	1148	3	565	1716
Total général	2736	7	1255	3998

Nombre de PTA	Anomalies en cours		Total général
	oui	non	
ORES (Hainaut Electricité - Charleroi)	69	28	97
ORES (Hainaut Electricité - Tournai)	3	18	21
ORES (Hainaut Electricité-MLL)	11	11	22
Total général	83	57	140

Légende :

Feux	Signification	Précautions à mettre en oeuvre
Vert	Risque très faible	Mesures de sécurité habituelles
Orange	Risque élevé	Mesures particulières à appliquer
Rouge	Risque très élevé ou manœuvre interdite pour des raisons de continuité de service	STOP sauf sur ordre de la ligne hiérarchique contenant soit l'action correctrice prioritaire, soit appareil à ne manœuvrer que hors tension

⁶ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet.

Cette analyse de risques peut conduire le GRD à devoir remplacer partiellement ou complètement le matériel mis en œuvre. Ce sera particulièrement le cas des cabines équipées de matériel dit ouvert (interrupteurs et sectionneurs avec ou sans disjoncteurs).

Les informations collectées à cette occasion donneront des précisions quant à l'état des équipements mais aussi quant aux conditions de fonctionnement (présence d'humidité ou de poussières, intensité, etc.) permettant une évaluation correcte, et objectivée par des mesures, des priorités à dégager et, de ce fait, l'utilisation optimale des ressources allouées.

Le programme nominatif prévu pour 2015-2018 s'appuie en partie sur le résultat de ces analyses avec comme priorité le remplacement du matériel dit « ouvert ».

Ces travaux d'adaptation nominatifs sont repris au plan en partie 2, motivation E.2.2.2 :

Région	Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017	2018
Charleroi	CHARLEROI	MARCINELLE	RUE DES CAYATS	Mise en conformité cabine 1010	10501			
		GOSSELIES	RUE ROBESSE	Mise en conformité cabine 1086	10482			
	CHATELET	CHATELET	RUE D'ACOZ	Mise en conformité cabine 3082	10499			
Mons	ANDERLUES	ANDERLUES	IMPASSE VIVIER A TAILLE	REPLACEMENT EQUIPEMENT CABINE 10890 ROUTE DE THUIN	10233			
	BINCHE	WAUDREZ	VOIE MICLETTE	remplacement équip. cab. 10129 Bruille + étêter le bâtiment			11606	
	COLFONTAINE	WASMES	RUE TRAVERSIERE	REPLACEMENT EQUIPEMENT CABINE 4 PETIT WASMES	10321			
			RUE D'HORNU	REPLACEMENT EQUIPEMENT CABINE 394 JUSTICE	10322			
	DOUR	ELOUGES	RUE DU PREFEUILLET	remplacement cabine 594 Préfeuillet		11363		
	FONTAINE-L'EVEQUE	FONTAINE-L'EVEQUE	RUE DU PETRIA	remplacement équip. cab. 11086 houillères		11596		
	FRAMERIES	FRAMERIES	RUE DE FRANCE	REPLACEMENT EQUIPEMENT CABINE 257 COQ CHANTANT	10324			
	LA LOUVIERE	LA LOUVIERE	RUE DES CHAMPS	REPLACEMENT EQUIPEMENT CABINE 10494 MONSEU	10263			
			RUE MITANT DES CAMPS	REPLACEMENT EQUIPEMENT 10491 OLIVE	10058			
	MONS	CUESMES	ALLEE DES CHARDONS	remplacement équip. cab. 497 ceca		11602		
			AVENUE DU TIR	REPLACEMENT EQUIPEMENT CABINE 1063 L ALBERT	10315			
		MONS	RUE DE GAGES	REPLACEMENT EQUIPEMENT CABINE 473 R. DES GAGES	10317			
			CHAUSSÉE DU ROEULX	remplacement équipement cabine 308 clef du bois		11267		
		SAINT-SYMPHORIEN	CHAUSSEE DU ROI BAUDOUIIN	remplacement équipement cabine 577chsee de Binche				11594
		HARVENG	RUE DE PATURAGES	remplacement équip. cab. 423 rue de Paturages		11599		
	SAINT-GHISLAIN	BAUDOUR	AVENUE LOUIS GOBLET	remplacement équipement cabine 248 Colmant		11266		
		HAUTRAGE	RUE DU PETIT VILLEROT	Remplacement équipement cab 3027 place charbonnage		11362		
SOIGNIES	CASTEAU	RUE DE BINCHE	REPLACEMENT EQUIPEMENT CABINE 12534 R. DE BINCHE	10273				

Une provision pour travaux non nominatifs est également prévue :

Région	Projet
Charleroi	9669
Mons	9670
Tournai	9673

Pour des raisons budgétaires, il a été décidé d'étaler le programme de mise en conformité des cabines. Les cabines les plus vétustes et où le niveau de sécurité est le moins élevé sont réalisées en priorité et dans les plus brefs délais.

Nous mettons à niveau environ **83** (Charleroi : 29 ; Mons-La Louvière 33 ; Tournai : 21) cabines par an. Dans le plan 2015-2018, **21** projets nominatifs en **motivation E.2.2.2** et **5** projets en **motivation secondaire** (projets n° 10305, 11730, 11766, 11767 et 11255) dont **1** poste (10305) sont prévus. Le solde sera réalisé en non-nominatif.

En ce qui concerne les postes, les projets Charleroi nord et sud (11428 et 11429 => motivation « Demande ELIA » E.3.1) sont destinés à résoudre le problème de la suppression du poste de Manège qui lui, contient du matériel non conforme.

Le poste de la Croyère (11253) palie à la disparition du poste de La Louvière, également équipé de matériel non conforme.

En ce qui concerne l'AR du 4 décembre 2012 paru le 20 décembre 2012, un recours en annulation et suspension a été introduit par SYNERGRID et SEDILEC, dont les droits et obligations sont aujourd'hui repris par ORES Assets, née de la fusion des GRD mixtes wallons.

4.1.2.3 Environnement

Politique générale

Les extensions de réseau moyenne tension sont exclusivement réalisées en câbles souterrains. Aucune dérogation ne sera dès lors demandée dans ce cadre.

ORES (HAINAUT ELECTRICITE) envisage d'enfouir progressivement l'ensemble des lignes aériennes MT en cuivre nu dans les 20 prochaines années en analysant les priorités au cas par cas.

Les lignes avec conducteur « Almelec » généralement de type nappe-voûte de conception plus récente ne font pas l'objet d'un programme systématique d'enfouissement. Des synergies (pose simultanée de conduites de gaz, d'eau, etc.) peuvent cependant entraîner un enfouissement.

En région de Mons, environ 5 km de MT sont enfouies par an dans le cadre de la rénovation du réseau (ensemble des projets en partie 2 du plan d'adaptation - motivation E.2.1).

En région de Tournai, un programme important d'enfouissement de lignes moyenne tension est prévu dans les localités de Gages (Silly) (plan 2014), de Wodecq (Ellezelles) (projet 8974) et d'Erbisoeul (projet 11728).

En région de Charleroi, des projets d'enfouissement sont envisageables en fonction des opportunités (ensemble des projets en partie 2 du plan d'adaptation - motivation E.2.1).

Les longueurs de câbles posées peuvent être sensiblement différentes des longueurs de lignes aériennes. En effet, la topographie des lieux, la densité d'utilisateurs de réseau, la recherche de parcelles pour la construction des futures cabines remplaçant les PTA aériens influencent directement le tracé.

Toutes les extensions basse tension sont prévues en souterrain. S'il s'avérait impossible de le faire, une demande de dérogation sera introduite à la CWaPE suivant les canevas définis.

Pour les autres travaux (remplacement et renforcement), ceux-ci seront réalisés généralement en aérien, vu les surcoûts à charge des différents propriétaires d'installations (éclairage public et réseau basse tension proprement dit).

Les projets nominatifs suivants sont repris en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.2.3.1 :

Région	Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2018
TOURNAI	ATH	GIBECQ	CHEMIN D'HERIMETZ	Enfouissement lignes aériennes HT			11636
		OSTICHES	CHEMIN DE PIDEBECQ	Mise en souterrain ligne aérienne vétuste	11770		
			CHEMIN DE STOCQ	Mise en souterrain ligne aérienne vétuste	11771		
	FLOBECQ	FLOBECQ	GERON	Mise en souterrain lignes aériennes vétustes			11638
	ELLEZELLES	WODECQ	CHAUSSÉE DE BRUNEAULT	Mise en souterrain ligne aérienne vétuste	8974	8974	
	JURBISE	HERCHIES	RUE D'ERBISOEUL	Mise en souterrain lignes aériennes vétustes	11637		
			RUE DE BAUDOUR	Pose de PRC 150 suite mise en souterrain lignes aériennes vétustes	11728		

Actions spécifiques

A ce jour, aucune demande environnementale spécifique n'a été introduite pour 2015-2018, que ce soit, entre autres, par les Communes ou par la Division du Patrimoine de la Région Wallonne (Monuments et Sites).

Les éventuelles autres demandes seront traitées au coup par coup (critères esthétiques, etc.).

Une provision pour travaux non nominatifs est prévue :

Région	Projet
Charleroi	7984
Mons	7676
Tournai	7760

Des lignes sont enfouies et des postes de transformation aériens sont remplacés par des cabines au sol au gré des opportunités de poses en raison de leur vétusté, parfois en synergie avec d'autres impétrants. L'amélioration de l'environnement, même s'il ne s'agit pas de la motivation principale, est également une des motivations de ces travaux (par exemples projets en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.2.3.1 et repris ci-dessus).

4.1.2.4 Harmonisation des plans de tension

En région de Charleroi, le réseau MT comprend deux plans de tension différents, 6 kV et 10 kV. Actuellement, il y a un projet d'harmonisation de ces plans de tension (projet Charleroi SUD n°11429 avec 10kV ACEC, en motivation E.3.1) à l'étude en concertation avec le GRT. Le réseau 6 kV ne concerne qu'un seul site (ex-ACEC) à Marcinelle.

En région de Mons-La Louvière, il n'y a pas de projet d'harmonisation des tensions. Le réseau MT est en 10 kV dans sa quasi-globalité. Seules trois petites « enclaves » sont en 15 kV :

- les communes de Casteau, Neufvilles et Chaussée-Notre-Dame-de-Louvignies sont alimentées par le poste de Lens ;

- nous prévoyons d'alimenter Casteau par le poste de Maisières plutôt que par le poste de Lens (moins de pertes et fiabilité accrue) sans pour autant en changer la tension ;
- les communes de Feluy et Marche-lez-Ecaussinnes sont alimentées par les postes de Feluy et Marche-lez-Ecaussinnes ;
- les communes de Villerot et Hautrage sont alimentées au départ du poste de Villerot.

En région de Tournai, les réseaux moyenne tension se composent historiquement de trois niveaux de tension (6, 13,5 et 15 kV). Un plan d'harmonisation progressive est en cours depuis plusieurs années. L'attention est concentrée sur le passage des réseaux 6 kV vers 15 kV pour les raisons suivantes :

- les feeders sous 6 kV occasionnent des chutes de tension proportionnellement plus importantes que sous 15 kV. Les limites admissibles sont graduellement atteintes sur plusieurs feeders du poste d'Antoing ;
- les capacités de transport sont également inférieures et des problèmes apparaissent sur certains feeders du poste de Tournai ;
- les câbles datent des débuts du développement des réseaux électriques et se concentrent sur les régions de Tournai et Antoing. Leur vétusté va de pair, entraînant avec les charges un niveau de risque de défaut plus important ;
- enfin, la disparité des tensions complique très sensiblement l'exploitation des réseaux. Les reprises de charge en cas de défaut (réseaux bouclés) sont rendues complexes.

En conséquence, un plan sur plusieurs années, fonction des opportunités (demandes clients, synergies, programme des voiries) est actuellement mis en œuvre pour harmoniser les réseaux des villes de Tournai et Antoing à 15 kV (projets 3014, 10364, 10975 et 10974).

L'ensemble des projets nominatifs est repris ci-dessous (détail en partie 2 du plan d'adaptation motivation E.2.4)

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2016	2017
TOURNAI	KAIN	CHANT DES OISEAUX	Remplacement réseau haute tension suite passage 6=>15 kv		3014
	TOURNAI	RUE DE LA BORGNETTE	Remplacement câble suite passage 6-15 kv	10364	
	SAIN-TMAUR	PLACE DE SAINT-MAUR	Passage 6-15 KV		10974
	MOURCOURT	ROUTE PROVINCIALE	Passage 6-15 KV		10975

4.1.2.5 Investissements en postes ELIA

Des travaux en postes peuvent être prévus :

- **Sur initiative du Gestionnaire du Réseau de Distribution : nous les avons classés dans une motivation E.2.5 « Parallèle investissements ELIA » ;**

L'ensemble des travaux nominatifs programmés est repris dans la partie 2 du plan d'adaptation par région (motivation 2.5).

Il s'agit de :

Pour la région de Charleroi :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015
FARCIENNES	FARCIENNES	RUE DE LA SAMBRE	PO FARCIENNES: remplacement TCC	11528

- Suite à des demandes d'ELIA, avec un impact sur le Gestionnaire du Réseau de Distribution que nous avons classé dans une motivation E.3.1 « Demande ELIA » ;

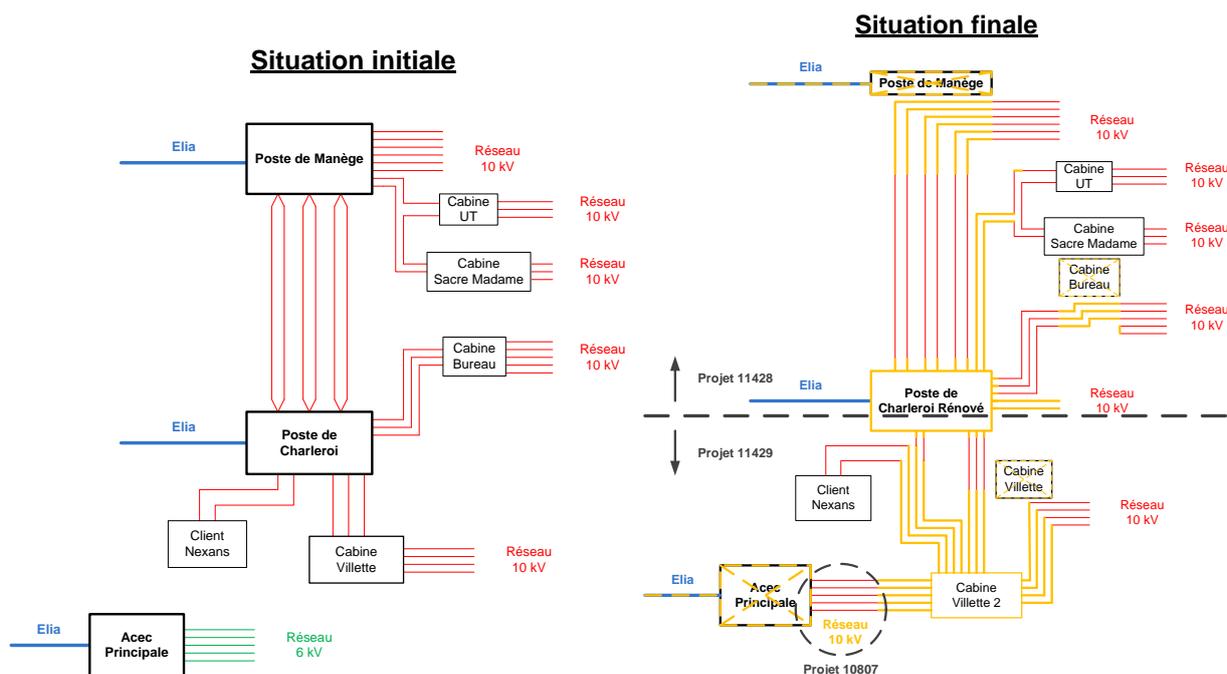
Il s'agit de :

Pour la région de Charleroi :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
CHARLEROI	CHARLEROI	ROUTE DE MONS	Poste Charleroi NORD	11428	11428	11428
			Poste Charleroi SUD		11429	11429

L'abandon progressif du réseau 30 kV par ELIA va amener la modification de l'alimentation du poste Manège (actuellement sur le réseau 30 kV). Le GRD doit dès lors restructurer l'alimentation du poste Manège au départ du poste de Charleroi par une restructuration profonde du réseau moyenne tension. Deux projets sont repris à cet effet dans le plan d'adaptation :

- Charleroi Nord en 2015-2016-2017
- Charleroi Sud en 2016-2017



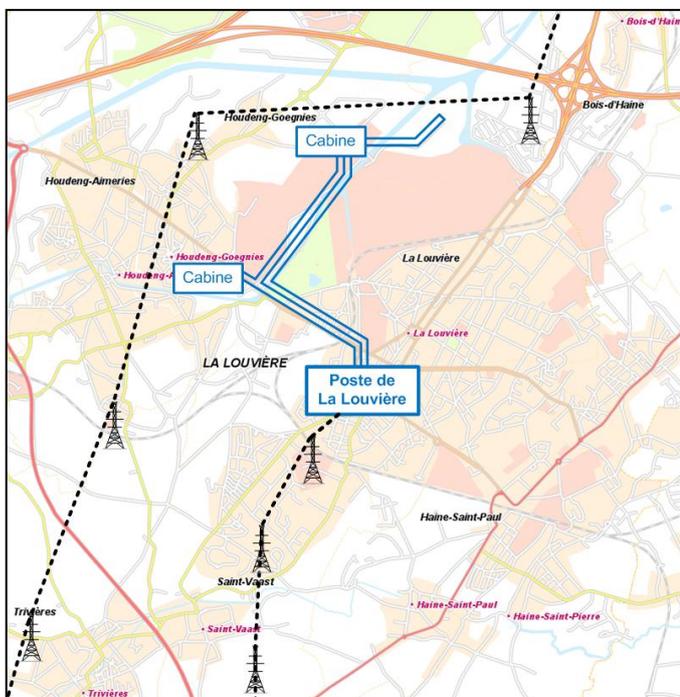
Ces deux schémas représentant la situation initiale et la situation future sont disponibles en partie 4 du plan d'adaptation également.

Pour la région de Mons :

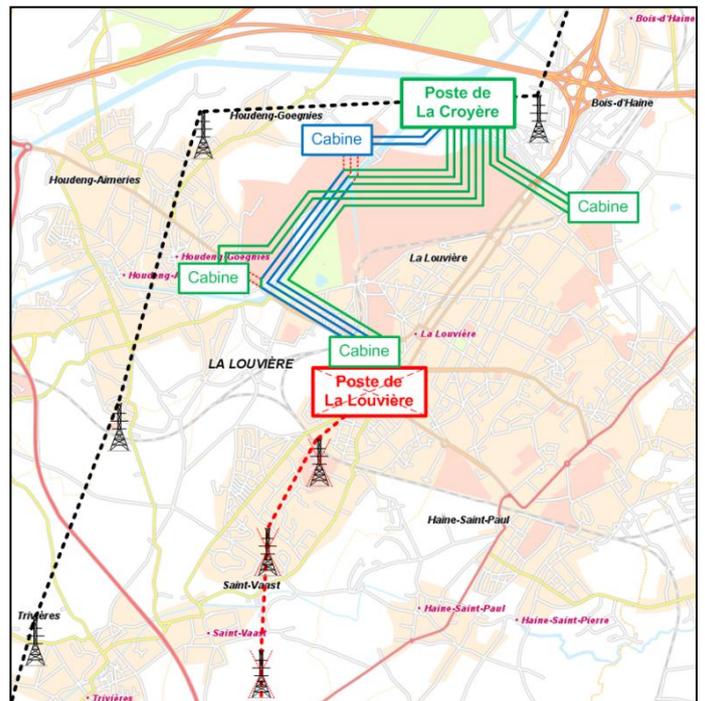
Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
LA LOUVIERE	HOUDENG-GOEGNIES	RUE ARMAND COLINET	PODE D'Houdeng			11256
	LA LOUVIERE	RUE DU CANAL	PODE Cora	11254	11254	
		RUE DE LA CROYERE	Poste La Croyère	11253	11253	11253
MONS	OBOURG	CANAL DU CENTRE	Pose 630 ² entre les PO Maisières & Obourg	11344		
LA LOUVIERE	LA LOUVIERE	RUE EDOUARD ANSELE	PODE Bureaux		11255	11255

La décision du GRT de ne pas renouveler la ligne aérienne HT et le poste de La Louvière provoque un déplacement du poste de La Louvière à La Croyère. Il s'agit du projet 11253 en motivation E.3.1. qui se réalisera de 2015 à 2017.

Cette modification du lieu d'injection nous impose une restructuration profonde de notre réseau MT ce qui entraîne la construction de quatre podes (dont 3 sont prévus au plan : le pode « Cora », le pode « Houdeng » et le pode « Bureaux », projets 11254, 11256 et 11253 en motivation E.3.1.).



Situation initiale



Situation finale

Certaines adaptations sont rendues nécessaires de commun accord entre ELIA et ORES (HAINAUT ELECTRICITE). Il s'agit principalement de remplacements de cellules ou de placements de nouveaux transformateurs suite à :

- l'augmentation de charge à prévoir (voir annexe 1.1.1.a du plan d'adaptation précitée) ;
- d'autres raisons (vétusté, technologique, facilité d'exploitation, etc.).

4.1.2.6 Amélioration de l'efficacité du réseau

En matière de réduction des pertes réseau, le GRD a pour politique de privilégier :

- l'utilisation de transformateurs de puissance à pertes réduites pour les cabines de transformation qu'il gère (tous les transformateurs achetés entrent dans cette catégorie) ;
- le remplacement des réseaux BT aériens de faible section, réseaux où les dissipations par effet Joule sont particulièrement importantes. Rappelons néanmoins, que le remplacement de lignes ou câbles dans le seul but de réduire les pertes n'est jamais rentable s'il n'est associé à une autre motivation (fiabilité, sécurité).

Les travaux évoqués dans le cadre de l'harmonisation des plans de tension contribuent également à améliorer l'efficacité du réseau.

Par ailleurs, afin de garantir une meilleure gestion du réseau, du nouveau matériel de télécontrôle (« RTU » dans le libellé des projets) est en cours d'installation ou remplacement dans une vingtaine de poste du réseau d'ORES (HAINAUT ELECTRICITE).

Ces installations permettent une surveillance directe et permanente du bon fonctionnement du matériel électrique de ces postes par le Centre de Conduite Distribution de Namur.

Cette surveillance se fait actuellement de manière indirecte par le biais d'ELIA.

La mise en service de ces équipements permettra par ailleurs une diminution substantielle de nos frais d'exploitation, par l'élimination de redevances à ELIA.

Les projets nominatifs suivants sont repris en partie 2 du plan d'adaptation en motivation E.2.6 :

Région	Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
CHARLEROI	HAM-SUR-HEURE-NALINNES	NALINNES	RUE A CANADAS	Pose 14Q pour télécontrôle déversoir Nalinnes (voir projet gaz 10751)	11831		
	MONTIGNY-LE-TILLEUL	MONTIGNY-LE-TILLEUL	RUE DE MARBAIX	Remplacement 35 ² Cu par PRC entre 82 et 3566 renforcement sauvetage au départ de "rayon de soleil"	10806		
	PONT-A-CELLES	LUTTRE	CHAUSSÉE DE NIVELLES	Réalisation d'un secours HT entre les feeders Odoumont et Rêves	10774		
MONS	BINCHE	BUVRINNES	RUE DE L'ESPINETTE	Poste de Binche - Remplacement équipement TCC			2833
	COMMUNES DIVERSES	LOCALITES DIVERSES (COMMUNES DIVERSES)	RUES DIVERSES	PHASE 1) équipements des cabines 15 tournelle- 1199 coron- 1412 ventoux - 1040 grand place - 122 Audregnies - 1089 froissart - 1260 r de ville PHASE 2) poses de câble pour reprise nouvelle cabine 15 + modif équip cabine 1815 PHASE 3) poses de câble	11343	11343	11343

On notera également les projets suivants :

En région de Charleroi :

- réalisation d'un secours HT entre les feeders Odoumont et Rêves à LUTTRE (10774) ;
- remplacement 35² Cu par PRC entre 82 et 3566 renforcement sauvetage au départ de "rayon de soleil" à MONTIGNY-LE-TILLEUL (10806) ;
- passage 10 kV zoning ACEC (projet Charleroi sud).

En région de Mons-La Louvière :

- remplacement de câbles 10² à Leernes (10870) en 2014 ;
- remplacement de câbles 10² à Strépy-Bracquegnies (10410) ;
- remplacement de câbles vétustes et de faibles sections ainsi que des équipements cabines pour renforcer l'alimentation des Honnelles (11343) projet conséquent échelonné de 2015 à 2017.

L'ensemble des travaux nominatifs programmés est repris dans la partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.6).

Une provision pour travaux de réseaux, non-nominatifs est également prévue :

Région	Projet
Charleroi	7989
Mons	7681
Tournai	7765

4.1.2.7 Compteurs

Compteurs standards

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie demande au GRD de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et identifie les modèles ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Les séries incriminées doivent alors être retirées du réseau dans un délai imposé par le Service de la Métrologie.

Parallèlement à ces campagnes métrologiques et ce, de notre propre initiative, nous procédons progressivement au remplacement des compteurs équipés de cadrans à quatre roues. Ce type de compteur peut présenter des litiges de facturation (consommation de plus de 9.999 kWh sur une année).

Leur remplacement s'effectue au gré des opportunités et en fonction des consommations enregistrées les années précédentes.

Total remplacement compteurs => 8.142 compteurs.

Nombre de compteurs quatre roues restant sur le réseau au 31-12-13 :

Charleroi :	1015
Mons-La Louvière :	530
Tournai :	259

Compteurs à budget

Il est prévu d'installer environ **5.368** compteurs supplémentaires par an pour la période 2015-2017. En 2018, les compteurs à budget seront remplacés par des compteurs intelligents (projets n°11819, 11828 et 11822).

Situation du parc compteurs à budget ORES (HAINAUT ELECTRICITE) à fin 12/2013 : **55.572** compteurs placés (Voir également le rapport qui vous a été transmis le 31/03/2014 : données à caractère social relatives à l'année 2013).

Compteurs « intelligents »

Outre les plans financiers réalisés en 2012 par ORES et par la CWaPE, deux incitants majeurs poussent ORES à déployer des compteurs intelligents dès que possible sur certains segments :

- le risque élevé quant à la pérennité de la solution actuelle des compteurs à budget (CàB) et inconvénients de celle-ci ;
- la demande croissante du marché pour l'utilisation de données de comptage avec une granularité plus fine.

A partir de 2018, ORES prévoit donc, le déploiement de compteurs "SMART" limité au remplacement des compteurs à budget tant en ELEC qu'en GAZ.

Ce projet concerne :

- 1) 21.000 compteurs E pendant 6 ans – 6.000 après;
- 2) 14.000 compteurs G pendant 6 ans – 5.000 après.

Fin 2023, l'ensemble des compteurs à budget est remplacé.

Les projets non-nominatifs n° 11.819, 11.822 et 11.828 couvrent le remplacement des compteurs à budget par des compteurs intelligents à partir de 2018.

Une importante plate-forme informatique dédiée permettant la gestion des fonctionnalités (prépaiement, télérelève, activation/désactivation, ...) de ce parc de compteurs sera également développée pour démarrer le remplacement des compteurs à budget en 2018.

D'autres segments devraient également progressivement, bénéficier de cette technologie :

- les nouveaux prosumers : tout raccordement, existant ou nouveau, sur lequel une nouvelle production est installée ;
- certains clients industriels (qui sera justifiée par une granularité plus fine des données de comptage).

Une étude est en cours actuellement sur la faisabilité d'un déploiement de compteurs intelligents susceptible d'être généralisé au fil de l'eau, avec comme priorité les segments :

- nouveaux compteurs ;
- remplacements compteurs défectueux ;
- compteurs demandés par les clients.

Des moyens de télécommunications à mettre en oeuvre pour supporter ce déploiement de compteurs segmenté généralisable, avec un accent particulier sur les technologies G3⁷ PLC⁸, sont testés.

En parallèle, les travaux de développement de standards se poursuivent au niveau des organismes européens de standardisation.

⁷ ORES est membre de l'alliance G3-PLC. Voir <http://www.g3-plc.com/>

⁸ Power Line Communication – communication par courant porteur entre le compteur et concentrateur situé entre le TGBT et le Transfo.

4.1.2.8 Réseaux « intelligents »

2.8.1 Vision ORES

On retrouvera ici l'état actuel des réflexions d'ORES quant à la mise en œuvre du concept de réseau intelligent⁹.

2.8.1.1 Généralités

Grâce aux participations à de nombreux colloques, séminaires, échanges avec d'autres GRD belges et européens ainsi qu'aux interactions avec le milieu académique (tel que la chaire ORES), ORES est convaincu que les réseaux intelligents sont l'une des clés majeures pour permettre la réalisation de l'objectif de 8000 GWh de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelable pour 2020 et au-delà.

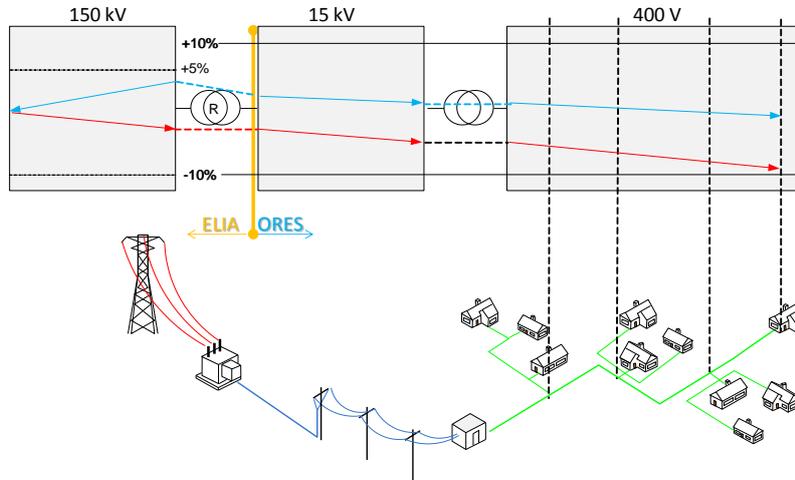
Le cheminement de cette conviction prend naturellement ses racines dans le contexte européen mais surtout wallon. En voici les lignes de force :

- Actuellement, nous observons que les principaux projets et réalisations en matière d'énergie renouvelable concernent principalement le grand éolien (> 5 MVA) et le petit PV (< 10kVA).
- Or, si l'on en croit les projections de la CWaPE et de l'APERE, ces deux moyens ne contribuent qu'un peu plus de la moitié de l'effort à fournir (3800 GWh pour l'éolien et moins de 900 GWh pour le petit PV).
- Il est donc évident, sous peine de non-atteinte de l'objectif « vert », que les autres catégories de sources renouvelables vont devoir se déployer massivement. Nous pensons au Grand Photovoltaïque (> 10KVA), à la cogénération de qualité, à l'hydraulique et dans une moindre mesure à la géothermie.
- Les puissances à mettre en œuvre (de l'ordre de la centaine de kW à quelques MW) font que ces installations se raccorderont majoritairement à partir du réseau MT.
- De par le caractère intermittent de ces sources, les fluctuations de la tension sur le réseau MT risquent de devenir plus importantes (en amplitude) et plus fréquentes que celles observées dans le passé.

⁹ Concept de « Smart Grid » tel que défini par EURELECTRIC à savoir :
« Un Smart Grid est un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés au réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».

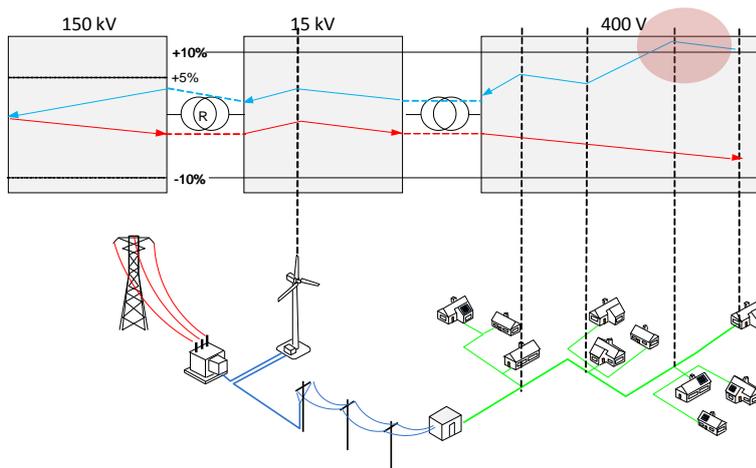
Situation « classique » (sans productions décentralisées):

Le régulateur HT/MT permet de maintenir la tension MT à + ou – 3% de la tension de consigne



Avec l'arrivée des productions décentralisées :

Des PDC en réseau MT augmentent le risque d'avoir des problèmes en BT car dans le voisinage d'une production, la tension augmente.



- Il est évident que les utilisateurs du réseau (en MT mais également en BT car le niveau de tension BT est influencé par les variations de la tension MT) ne pourront en être les victimes et que la qualité du produit (dont la tension est un des indicateurs) doit rester à un niveau acceptable tel que défini dans la normalisation (norme EN50160).

Pour toutes ces raisons, il est donc primordial qu'ORES :

- ait une meilleure connaissance des flux d'énergie sur le réseau MT et qu'il puisse les prévoir, ce qui implique :
 - plus de capteurs et d'appareillage de mesure sur le réseau MT ;
 - de mettre en œuvre des outils pour prévoir ces flux d'énergie (via un estimateur d'état).

- **puisse anticiper et préparer le réseau à accueillir ces flux d'énergie, et par là :**
 - **plus automatiser et télécommander les organes de manœuvre sur le réseau MT ;**
 - **faciliter une gestion active de la structure du réseau. Par exemple en facilitant les transferts de charges d'un poste à un autre.**

- **capture ces opportunités pour rendre un meilleur service à moindre coût :**
 - **ces équipements doivent permettre à long terme de diminuer tant le temps de rétablissement après une défaillance que de diminuer les coûts d'intervention.**

2.8.1.2 Réseau de télécommunication

Ces fonctionnalités doivent s'appuyer sur un réseau de télécommunication efficace

ORES dispose déjà d'un tel réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, soit sur réseau de type téléphonique (quartes). Le réseau de fibres optiques ORES est bouclé et constitue ainsi une ossature de base reliant les centres d'exploitation et les postes HT/MT.

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

- la sécurité contre les agressions informatiques (piratages) : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur ;
- une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour ORES et ce, sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité) ;
- une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5min pour les mesures) ;
- une fiabilité (ex : bouclage) est nécessaire en cas de black-out (ce qu'aucun opérateur télécom externe ne garantit) ;
- des coûts qui restent maitrisables sur le long terme.

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

Une globalisation des besoins en moyen de télécommunication tient compte des besoins :

- d'une part, pour la gestion des réseaux (évolutions Smartgrid) ;
- d'autre part, pour la communication avec les compteurs intelligents (Smartmeters).

Dans le premier cas, elle permettra d'agir sur les systèmes de protection (relais de commandes, protections électriques, disjoncteurs, etc.) et de conduite (interrupteurs motorisés) des réseaux. Elle servira également à rapatrier les mesures de tension et de courant (y compris son sens) nécessaires aux outils de :

- planification et de prévision des productions et des charges ;
- calcul en temps réel de l'état des réseaux électriques de distribution.

Dans le deuxième cas, elle permettra de rapatrier les valeurs de comptage mesurées par les compteurs intelligents. Ces mêmes compteurs pourront aussi être utilisés à des fins d'exploitation telles que activation/désactivation à distance, fonctionnement en compteur à prépaiement, etc.

La mise à niveau de notre réseau de télécommunication sera réalisée sur une période de plusieurs années dans le cadre d'un plan général cohérent afin de profiter des synergies de pose entre câbles électriques et télécom.

2.8.1.3 Eléments constitutifs

Les actions retenues et à mener pour rendre le réseau '**smart**' s'articulent autour des axes suivants :

1. Mettre en place une gestion active du réseau :
 - Etudier et mettre au point des outils de planification des réseaux, prévision des productions et des charges et gestion en temps réel des réseaux de distribution d'électricité compte tenu des objectifs en termes de production décentralisée d'énergie. Ces outils nécessiteront des informations complémentaires à celles déjà collectées par le CCD¹⁰ actuel. C'est dans ce contexte qu'ORES participe (et même pilote une des tâches) du projet GREDOR.
 - Augmenter le niveau des informations à disposition du CCD, sur les éléments de réseaux suivants :
 - postes HT/MT : augmenter la qualité et la granularité de l'information en abandonnant pour ses propres équipements les moyens actuellement partagés avec ELIA ;
 - cabines MT/BT : mesure des intensités, des tensions et du sens du courant (indispensable par ailleurs pour localiser les défauts sur câbles MT) ;
 - cabine client MT (avec production décentralisée) : mesure des puissances produites par les unités de production importantes. Ce qui permet de se conformer à la directive européenne « Transparence » (No 543/2013 du 14 Juin 2013) et de faire participer ces unités à la gestion de la tension (par injection ou consommation de réactif) ;
 - réseau BT : charge des circuits 'sensibles' (soit ceux où le taux de production décentralisée est élevé) ;
 - exploiter ces informations à l'aide des systèmes informatiques performants et développer les moyens nécessaires à l'exploitation de la modulation des productions décentralisées d'une part, et, d'autre part, augmenter la capacité de gestion à distance des principaux composants d'un réseau (disjoncteurs / interrupteurs) (configuration en boucle ouverte ou en antenne avec transition souterrain / aérien) par la motorisation de ceux-ci et leur télé-contrôle à partir du CCD.
2. Augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées:
 - cela se traduira par une capacité de modulation à distance des moyens de production des gros producteurs (>250kVA), là où des problèmes se posent en termes de capacité d'injection ou lors de procédures de reconstruction du réseau (disjoncteur télé-contrôlé dans la cabine client) ;

¹⁰ Centre de Conduite Distribution

- des réflexions sont également en cours quant à l'opportunité de mettre en œuvre des capacités de stockage d'énergie au niveau du GRD pour permettre un meilleur accueil des productions décentralisées. Compte tenu du manque de maturité et des coûts très élevés de ces technologies de stockage, ORES prévoit de continuer la veille technologique dans ces matières. A cette fin, ORES a marqué son intérêt pour participer à un projet de stockage dans d'anciennes carrières (projet en cours d'approbation par les autorités).

3. Evolution du modèle de marché :

En concertation avec les autres acteurs du marché au travers des plateformes de concertation en ATRIAS et en Synergrid, ORES fait des propositions de modèles de marché équilibrés permettant l'utilisation de la flexibilité tant pour les besoins des gestionnaires de réseaux (transport et distribution) en terme de levée de congestion que pour d'autres besoins (tel que le balancing).

4. Diminuer le coût des pertes, à travers la production d'une partie de celles-ci (le talon minimum).

Sont actuellement envisagées :

- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les différents bâtiments du GRD ;
- la participation au développement de parcs éoliens.

Estimations budgétaires

Les projets non-nominatifs n°11.808, 11.811 et 11.817 prévoient des montants dès 2015 pour :

- le remplacement des disjoncteurs non télécommandables en cabine ;
- le placement de matériel électronique permettant le télé-contrôle (mesure des intensités, des tensions et du sens du courant) et la télécommande des cabines ;
- les équipements permettant de rapatrier les informations vers notre dispatching ;
- les moyens de transmission (réseau de signalisation) entre ces cabines et notre centre de contrôle.

Le démarrage éventuel de ces projets est conditionné par un accord et une adhésion de toutes les parties prenantes (CWaPE, CREG, actionnaires, pouvoirs politiques) et la garantie d'un financement adéquat.

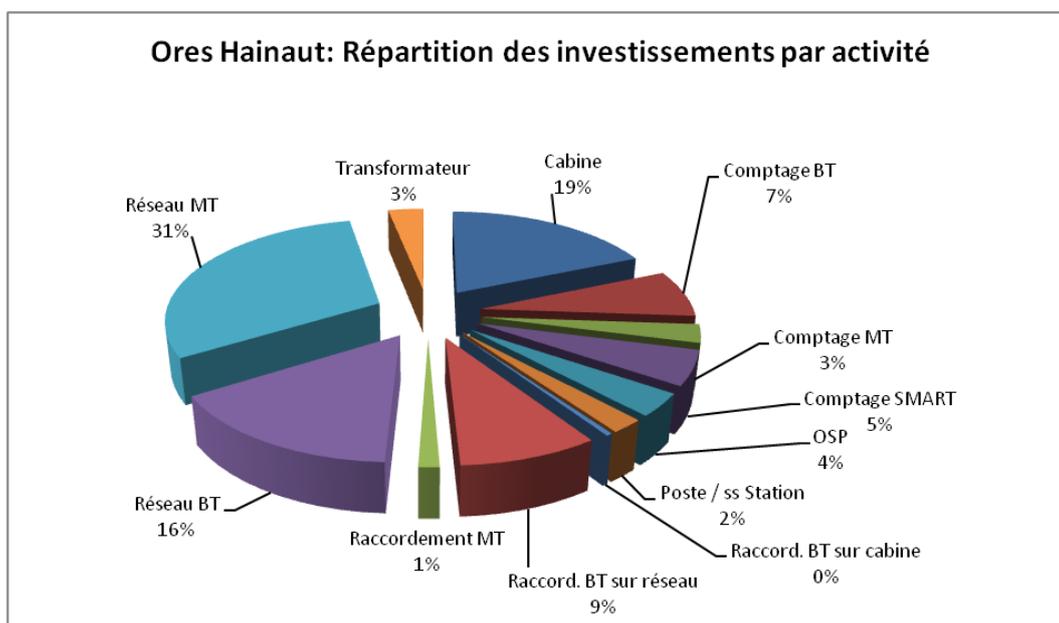
4.2 Synthèse

Le plan 2015-2018 peut se synthétiser :

- en terme de volume d'activités annuels, en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

annee	classe_ budget	Branchement MT (m)	Branchement BT (pc)	BT Aérien (m)	BT Souterrain (m)	Cabine Bâtiment (pc)	Cabine Equipement (pc)	Cabine Terrain (pc)	Compteurs à budget (pc)	Compteurs BT (pc)	MT Aérien (m)	MT Souterrain (m)	Poste Cabine (pc)	Raccordement (m)	Signalisation (m)	Transfo (pc)	Cabine Equipement Protection/télé contrôle (pc)	
2015	A			720	35.618	22.080	74	356	13	5.490	8.142	25.007	56.400	44		2.300	100	17
	B	5.500	3.380	12.550	59.200	29	144	32		5.020		49.200	16	23		16.100	36	12
Total 2015		5.500	4.100	48.168	81.280	103	500	45	5.490	13.162	25.007	105.600	60	23	18.400	136	29	
2016	A			700	37.596	20.780	71	376	12	5.392	8.142	25.007	65.672	49		3.300	96	22
	B	5.500	3.380	12.550	60.400	32	140	28		5.020		42.101	28	23		11.000	37	3
Total 2016		5.500	4.080	50.146	81.180	103	516	40	5.392	13.162	25.007	107.773	77	23	14.300	133	25	
2017	A			690	33.757	23.000	76	347	12	5.460	8.142	25.007	70.609	7		8.801	88	12
	B	5.500	3.380	12.850	60.300	25	114	29		5.020		38.488	14	23		5.999	36	15
Total 2017		5.500	4.070	46.607	83.300	101	461	41	5.460	13.162	25.007	109.097	21	23	14.800	124	27	
2018	A			690	34.082	22.550	72	420	13		8.142	25.007	66.430	13		6.301	91	4
	B	5.500	3.380	12.850	61.200	28	129	24		5.020		44.739	14	23		5.999	34	3
Total 2018		5.500	4.070	46.932	83.750	100	549	37		13.162	25.007	111.169	27	23	12.300	125	7	
Total général		22.000	16.320	191.853	329.510	407	2.026	163	16.342	52.648	100.028	433.639	185	92	59.800	518	88	

- en terme de répartition des moyens budgétaires, et par famille d'activités techniques :



LES ADAPTATIONS LES PLUS IMPORTANTES

Les critères retenus pour déterminer l'importance d'un projet sont :

- la qualité de fourniture ;
- la possibilité de fournir en cas de situation dégradée (en [n-1]) ;
- la santé / sécurité des travailleurs et des utilisateurs ;
- l'efficacité économique.

Sur base de ces critères, les projets les plus importants sont (par région):

Charleroi :

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017	2018
E.1.2.1	Poste de Chassart - Remplacement complet cabine MT	FLEURUS	WAGNELEE				10305
E.1.5.2	Rempl. Thuin 2 entre 9920 Lobbes et 98 Thuin ouest	THUIN	THUIN			8711	
	Rempl. liaison entre 9909 et 3134	FARCIENNES	FARCIENNES	8722			
	Rempl. 2 tronçons MT Cu 25 ² entre cabine 2255 et 2257 + entre 2251 et 2250	ERQUELINNES	ERQUELINNES	11766			
E.2.1	Rpl Cu par PA +/- 2250 mètres + supports vétustes	MERBES-LE-CHATEAU	FONTAINE-VALMONT	10368			
	Remplacement réseau classique Cu Pose de +/-3650m de pré-assemblé	CHARLEROI	GOSELIES		10397		
	Remplacement 10 ² Cu par PRC entre Thuin Ouest et la Grattière	THUIN	THUIN		10805		
E.2.6	Remplacement 35 ² Cu par PRC entre 82 et 3566 renforcement sauvetage au départ de "rayon de soleil"	MONTIGNY-LE-TILLEUL	MONTIGNY-LE-TILLEUL	10806			
E.3.1	Poste Charleroi NORD	CHARLEROI	CHARLEROI	11428	11428	11428	
	Poste Charleroi SUD	CHARLEROI	CHARLEROI		11429	11429	

Mons-La-Louvière :

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017	2018
E.1.3	Renforcement poche Cuesmes phase 2 pose câble de 51 cerisier vers 43 abattoir , de 44 à 1183 et 66 vers 117	MONS	CUESMES	11586			
E.2.1	Rempl ligne aérienne par souterrain de 10654 gottignies centre à 10655 trieux	LE ROEULX	VILLE-SUR-HAINE		11268		
	Suppression ligne aérienne HT par câble de 12565 bagenrieux à 12572 pompage distr.	SOIGNIES	NEUFVILLES				11592
	Suppression ligne aérienne 3058 noir bonnet vers 43824 rte de Baudour	SAINT-GHISLAIN	SIRAULT		11608		
E.2.6	PHASE 1) équipements des cabines 15 tournelle- 1199 coron- 1412 ventoux - 1040 grand place - 122 Audregnies - 1089 froissart - 1260 r de ville PHASE 2) poses de câble pour reprise nouvelle cabine 15 + modif équip cabine 1815 PHASE 3) poses de câble	COMMUNES DIVERSES	LOCALITES DIVERSES (COMMUNES DIVERSES)	11343	11343	11343	
E.3.1	Poste La Croyée	LA LOUVIERE	LA LOUVIERE	11253	11253	11253	
	PODE Cora	LA LOUVIERE	LA LOUVIERE	11254	11254		

PODE Bureaux	LA LOUVIERE	LA LOUVIERE		11255	11255	
PODE D'Houdeng	LA LOUVIERE	HOUDENG-GOEGNIES			11256	
Pose 630 ² entre les PO Maisières & Obourg	MONS	OBOURG	11344			

Tournai :

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017	2018
E.1.1	PODE d'ATH	ATH	ATH		11273		
E.1.2.3	Equipement du zoning Ghislenghien III (phase 2c) (quote part GRD) Synergie avec le gaz	ATH	GHISLENGHIEN	9852	9852		
E.1.3	Remplacement câble faible section entre cabine 40054 et 40055	ATH	ATH	11730			
E.2.1	Remplacement câble 3 x 16 ² Cu par PRC 3 x 150 + remplacement matériel ouvert rue Van Peteghem (cabine 40045), rue du Gazomètre (40002) & rue Poterne (40046)	ATH	ATH				11635
E.2.3.1	Mise en souterrain ligne aérienne vétuste	ELLEZELLES	WODECQ	8974	8974		
	Enfouissement lignes aériennes HT	ATH	GIBECQ				11636
	Mise en souterrain lignes aériennes vétustes	JURBISE	HERCHIES	11637			
	Mise en souterrain lignes aériennes vétustes	FLOBECQ	FLOBECQ				11638
	Mise en souterrain ligne aérienne vétuste	ATH	OSTICHES	11771			
E.2.4	Passage 6-15 KV	TOURNAI	MOURCOURT			10975	

Synthèse des travaux poste prévus au plan :

Région	Localité	2015	2016	2017	2018
CHARLEROI	WAGNELEE				10305
	CHARLEROI	11428	11428	11428	
	CHARLEROI		11429	11429	
	FARCIENNES	11528			
MONS	BUVRINNES			2833	
	MAISIERES	11252	11252		
	LA LOUVIERE	11253	11253	11253	
	LA LOUVIERE	11254	11254		
	LA LOUVIERE		11255	11255	
	HOUDENG-GOEGNIES			11256	
TOURNAI	ATH		11273		

Indicateurs de performance

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE.

Indicateurs	Unité	Statistiques 2013	Commentaires
Nombre d'utilisateurs du réseau BT	nbre	551.304	
Nombre d'utilisateurs du réseau HT	nbre	3.461	
Longueur du réseau BT	km	10.584	
Longueur du réseau HT	km	6.474	
Energie distribuée en BT (aux consommateurs finaux)	kWh	2.482.628.020	
Energie distribuée en HT (aux consommateurs finaux)	kWh	2.018.812.510	
Indisponibilité pour coupures planifiées	heures	0:27:04	Conditions variables en fonction des conditions externes
Indisponibilité suite défaillance MT	heures	1:09:00	
Temps d'arrivée sur site en intervention BT/MT	heures	0:59:18	Inférieur à 2 heures
Temps d'intervention moyen en BT/MT	heures	1:08:01	Inférieur à 2 heures
Délai Raccordement BT (à partir de l'accord du client) Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	10	Respect du prescrit légal de 21 jours
Délai mise en service / réouverture: Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	19	Respect du prescrit légal de 3 jours

ORES Hainaut Gaz

Evaluation du Plan Stratégique

Tableau financier

Hainaut GD (K€)	Réalité				Budget						
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016	
ACTIVITE "Fourniture Gaz"											
Résultats de l'activité de fourniture gaz	768,5	398,1	126,4	84,7			84,7				
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité gaz											
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	105.705,0	102.994,2	103.727,8	107.119,9	93.828,8	93.828,8	13.291,1	93.828,8	114.860,06	121.603,91	
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-87.525,6	-79.982,8	-81.261,0	-89.295,7	-73.637,8	-73.637,8	-15.658,0	-73.637,8	-94.789,6	-100.169,4	
Gestion des réseaux	-55.530,8	-45.347,4	-44.860,1	-49.832,5	-36.253,4	-36.253,4	-13.579,1	-36.253,4	-53.089,7	-55.318,9	
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-10.176,0	-7.234,2	-8.018,2	-8.792,8	-9.431,9	-9.431,9	639,1	-9.431,9	-8.489,2	-8.660,1	
- Frais d'entretien du réseau de distribution (contrôlables)	-11.392,2	-14.713,1	-11.507,8	-13.865,9	-14.046,2	-14.046,2	180,3	-14.046,2	-11.880,0	-12.058,2	
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					1.836,1	1.836,1	-1.836,1	1.836,1			
- Coûts de l'activité de mesure et de comptage (contrôlables)	-2.434,7	-2.292,6	-2.207,0	-2.280,2	-2.455,0	-2.455,0	174,8	-2.455,0	-2.506,6	-2.669,5	
- Coûts de la gestion du système (contrôlables)	-648,9	-617,1	-653,9	-736,8	-601,0	-601,0	-135,8	-601,0	-675,1	-685,2	
- Obligation de services publics	-14.916,7	-11.267,7	-7.888,3	-12.031,5	-6.841,6	-6.841,6	-5.189,9	-6.841,6	-13.622,9	-14.164,4	
- Redevance de voirie	-10.975,0	-11.342,9	-10.596,4	-9.784,3			-9.784,3		-9.983,0	-9.983,0	
- Charges de pensions non capitalisée	-4.543,3	-4.332,9	-4.752,5	-4.053,7	-4.500,4	-4.500,4	446,8	-4.500,4	-3.359,9	-3.097,3	
- Solde de réconciliation		6.902,2	1.787,2	1.759,5			1.759,5		-1.239,3	-1.996,7	
- Autres	-444,0	-449,0	-1.023,2	-46,8	-213,3	-213,3	166,5	-213,3	-1.333,8	-2.004,6	
Amortissements	-19.417,9	-20.832,2	-21.947,9	-22.700,6	-20.441,9	-20.441,9	-2.258,7	-20.441,9	-24.859,8	-26.258,0	
- des appareils de mesurage											
- hors infrastructure	-705,3	-761,8	-855,7	-1.042,8	-454,7	-454,7	-588,0	-454,7	-2.156,3	-2.607,0	
- de l'infrastructure	-18.099,6	-19.151,0	-19.833,6	-20.233,4	-16.436,5	-16.436,5	-3.796,9	-16.436,5	-17.305,3	-17.769,8	
- OSP	-613,0	-919,4	-1.258,6	-1.424,5	-3.550,7	-3.550,7	2.126,2	-3.550,7	-5.398,2	-5.881,2	
Désaffectation de la plus value RAB	-2.822,9	-2.822,9	-2.822,9	-2.822,9	-2.822,9	-2.822,9	0,0	-2.822,9	-2.822,9	-2.822,9	
Charges financières (hors pension)	-8.711,2	-9.218,9	-10.910,1	-13.048,7	-13.208,1	-13.208,1	159,4	-13.208,1	-12.669,4	-14.332,9	
Impôts	-1.042,7	-1.761,3	-720,0	-891,0	-911,4	-911,4	20,4	-911,4	-1.347,7	-1.436,7	
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" gaz	18.179,5	23.011,4	22.466,8	17.824,2	20.191,0	20.191,0	-2.366,8	20.191,0	20.070,4	21.434,5	
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	18.948,0	23.409,5	22.593,2	17.908,9	20.191,0	20.191,0	-2.282,1	20.191,0	20.070,4	21.434,5	
Mouvements sur réserves	2.994,7	-192,3	-3.054,0	-1.448,9	2.994,7		-1.448,9		1.653,36	1.653,36	
Dotations		-3.187,1	-6.048,7	-1.448,9			-1.448,9				
Prélèvement	2.994,7	2.994,7	2.994,7		2.994,7				1.653,36	1.653,36	
Bénéfice à reporter activité "fourniture gaz"		1.600,0									
RESULTATS A DISTRIBUER	21.942,7	24.817,1	19.539,3	16.460,0	23.185,7	20.191,0	-3.731,0	20.191,0	21.723,8	23.087,9	

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- la situation des investissements à fin 2013 ;
- l'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014 ;
- le programme d'investissements qui repose principalement sur les plans d'adaptation 2015-2018 pour le GAZ.

Ces plans ont été déposés en mars 2014 au régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 39 du règlement technique gaz (Arrêté du Gouvernement Wallon du 12 juillet 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011 à 2013 en terme d'investissement (montants arrondis en k€):

k€	2011	2012	2013
	Réalité	Réalité	Réalité
"A" Remplacement	24.932	22.727	15.538
"B" Extension	25.847	28.297	24.574
TOTAL BRUT Réseau	50.779	51.024	40.112
Investissement hors réseau	517	599	108
Co-Propriété / immo corp	199	678	465
/ immo incorp			1.097
TOTAL BRUT	51.495	52.301	
Interventions clients (-)	-2.503	-2.462	-1987
Fonds DZ utilisés	-1.525	-2.186	0
TOTAL NET	47.467	47.652	39.795

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel 2013 :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

Le tableau suivant donne la comparaison entre le budget 2014 et la réalité à fin juin :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Hainaut Gaz) - (K€)			
<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)
			Ecart %
ORES (Hainaut Gaz)			
Total Brut	50.479,9	26.848,5	53,2%
MP stations récep. Et poste répart.	60,9	15,9	26,1%
MP canalisations et branchements	13.698,8	7.183,4	52,4%
MP/BP Cabines	759,5	310,9	40,9%
BP Canalisations	9.570,1	7.038,2	73,5%
BP branchements	17.429,5	9.702,1	55,7%
MP Groupes de comptage	80,2	46,4	57,9%
BP Groupes de mesure	2.637,1	1.867,6	70,8%
Compteurs à budget	4.194,9	438,4	10,4%
Coût des installations hors infrastructure	2.049,0	245,5	12,0%
Intervention clientèle	-2.404,6	-811,1	33,7%
MP stations récep. Et poste répart.			
MP canalisations et branchements	-798,3	-123,7	15,5%
MP/BP Cabines	-161,1	-88,9	55,2%
BP Canalisations	-265,4	-194,7	73,4%
BP branchements	-495,4	-203,0	41,0%
MP Groupes de comptage	-6,9		
BP Groupes de mesure	-191,3	-162,7	85,0%
Compteurs à budget	-486,2	-38,0	7,8%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	48.075,4	26.037,4	54,2%
MP stations récep. Et poste répart.	60,9	15,9	26,1%
MP canalisations et branchements	12.900,5	7.059,7	54,7%
MP/BP Cabines	598,4	222,0	37,1%
BP Canalisations	9.304,7	6.843,5	73,5%
BP branchements	16.934,2	9.499,1	56,1%
MP Groupes de comptage	73,2	46,4	63,4%
BP Groupes de mesure	2.445,8	1.705,0	69,7%
Compteurs à budget	3.708,7	400,3	10,8%
Coût des installations hors infrastructure	2.049,0	245,5	12,0%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de 2%/an sur la période 2015-2018¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Hainaut) GD	k€	PLAN CWaPE 2015-2018			
		2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement		25.014	25.717	26.394	23.418
"B" Extension		23.082	23.053	23.956	23.742
<i>TOTAL Réseau BRUT (as usual)</i>		48.096	48.770	50.349	47.160
Interventions clients (-)		-1.500	-1.530	-1.561	-1.592
Fonds DZ utilisés		-200	0	0	0
TOTAL Réseau GAZ [Net]		46.396	47.240	48.789	45.568
Smart meter GAZ		0	0	0	10.246
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs		963	2.253	2.690	813
TOTAL Smart metering		963	2.253	2.690	11.059
TOTAL Hors Réseau [outillage & Charroi]		1.413	1.798	1.919	1.645
Co-Propriété : Immo Corporelles		4.972	1.958	2.447	1.718
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]		1.448	764	659	369
Co-Propriété : vente		-34	0	-17	0
TOTAL Extra [Bâtiment – SW]		6.387	2.722	3.089	2.088
TOTAL		55.160	54.014	56.487	60.360

Montants exprimés en K€

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Ce chiffrage est communiqué à titre indicatif.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.54 du **Code de la démocratie locale et de la décentralisation** (M.B. du 12/08/2004)).

¹ Conforme aux objectifs moyen terme de la BCE.

4. Plan d'investissement 2015 - 2018

4.1 Plan CWaPE

Les plans d'adaptation et d'extension 2015-2018 ont été remis à la CWaPE en mars 2014 et s'articulent comme suit :

4.1.1 Plan d'adaptation

4.1.1.1 Augmentation de la consommation

A l'instar de l'ensemble des GRD mixtes et comme repris ci-dessous, l'évolution annuelle de la consommation de gaz est estimée entre 0 et 1 % en ORES (HAINAUT GAZ)².

Les annexes du code de collaboration entre le GRT FLUXYS et le GRD ont été finalisées en 2008. Les données actuellement disponibles pour l'exercice 2013 sont présentées en annexe A.1.1 du plan d'adaptation.

Les capacités indiquées pour chaque poste sont les capacités contractuelles et non techniques, ces dernières étant supérieures ou égales aux premières citées. Le poste de Gilly a, par exemple, une capacité technique de 120.000 m³(n)/h pour une capacité contractuelle de 80.000 m³(n)/h.

Aucun engorgement des postes de la Région de Charleroi n'est à craindre pour les prochaines années. Un renforcement du déversoir Campinaire H1029 (passage de 500 à 5.000 m³(n)/h a été réalisé en 2012 (projet 10824)). Le sud de Charleroi se verra doter d'un nouveau déversoir de 5000 m³ à hauteur de Ham-sur-Heure sur la dorsale Sud (2014-2015).

En région de Tournai, une adaptation des capacités contractuelles au point de prélèvement de Beclers a fait l'objet d'une demande en 2013.

Le raccordement d'un client de type industriel (SCREDEMA) prévu en 2014 a nécessité cette démarche. Le passage de **10.500** m³(n)/h à **13.500** m³(n)/h a été accepté par Fluxys.

En Région de Mons- La Louvière, aucun engorgement de poste n'est à constater.

Différents travaux d'aménagement de cabines de répartition et de cabines de distribution sont planifiés afin de fiabiliser la distribution de gaz au départ de ces postes et cabines.

Ces travaux consistent en l'adaptation de tuyauteries et en remplacement de régulateurs de pression.

Un tableau prévisionnel est présenté en annexe A.2.1.2 du plan d'adaptation.

4.1.1.2 Engorgements et chutes de pression observés

Ces travaux sont programmés suite aux résultats de campagnes de mesures systématiques effectuées aux points bas du réseau. Ces points sont identifiés par calcul, par expérience, par position géographique et/ou suivant des appels de clients.

² Nous avons connu ces dernières années une croissance moyenne de 2 %.

La croissance en 2012 a été très faible si pas quasi nulle. L'incertitude liée à la situation économique actuelle nous a donc conduit à choisir cette plage de 0 – 1 %.

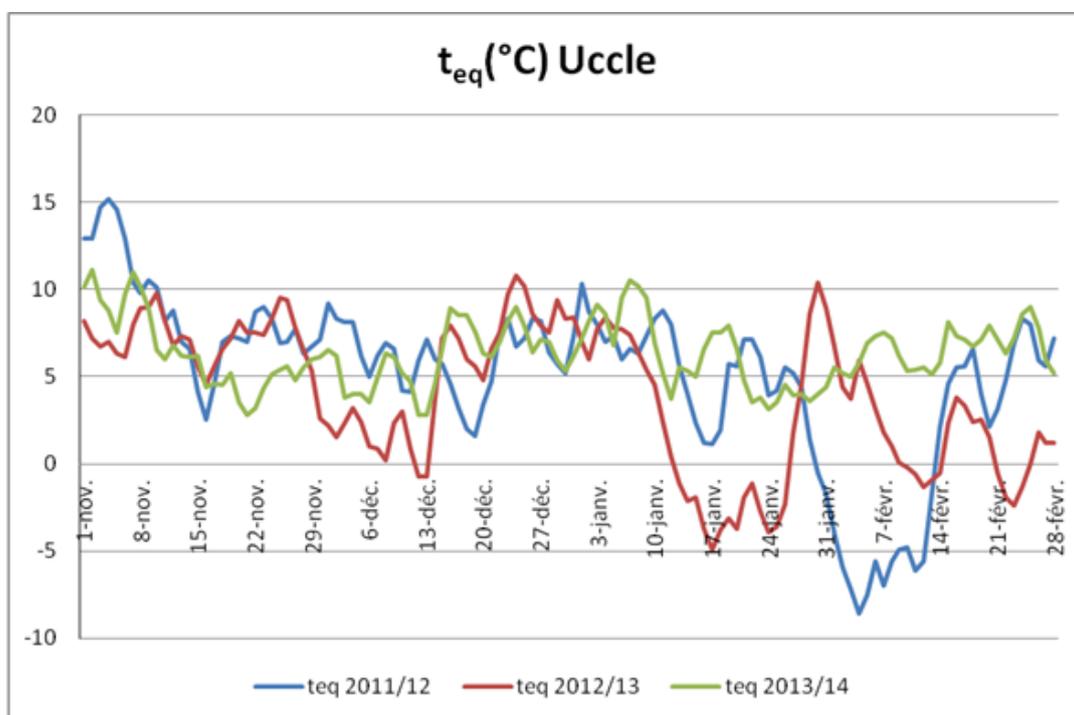
En Région de Charleroi, le réseau étant fortement bouclé vu la densité des canalisations, seuls quelques points en extrémité de réseau doivent être surveillés :

- En moyenne pression type C (15 bars) : il a été constaté durant la période froide de l'hiver 2011-2012 que la liaison entre les déversoirs d'Aiseau et de Falisolle atteint sa capacité limite. Un projet de renforcement de la conduite en amont (venant de Châtelet) est dès lors planifié entre 2013 et 2015.
- En moyenne pression, c'est essentiellement le développement des zones hors agglomération qui est surveillé :
 - au Nord : Les Bons Villers;
 - au Sud : Gerpinnes, Ham-sur-Heure et Nalinnes.
- En basse pression, certains réseaux 21 mbar font l'objet d'une surveillance particulière (e.g. : Sud de Charleroi et Châtelet).

En Région de Mons - La Louvière, des travaux ont été effectués ces dernières années afin de palier aux différents problèmes de pression rencontrés lors des mesures de pression hivernales des années antérieures. Nous poursuivons notre surveillance du réseau dès que nous rencontrons des périodes de froid.

La possibilité existe toujours d'augmenter certains seuils en cas de conditions hivernales particulièrement défavorables.

Le graphique ci-dessous montre les températures équivalentes mesurées à Uccle lors des 3 dernières périodes hivernales (du 1 novembre au 28 février).



Durant la période hivernale 2013-2014, les températures sont restées positives avec une moyenne de 6,3°C et la consommation n'a pas connu de pointes comme les années précédentes. La plupart des mesures de pression sur les réseaux n'ont donc pas résulté en données utilisables pour identifier de 'nouveaux' engorgements.

Les travaux suivants sont en cours ou seront réalisés à brève échéance :

Région de Charleroi :

- Adaptation³ du réseau à 100 mbar dans différentes localités :
 - Marcinelle – Cité Parc (projet 4970) : début des travaux en 2012, fin des travaux prévue en 2014 ;
 - Châtelet (projet 4971) : début des travaux en 2008, fin des travaux enregistrée en 2013 ;
 - Couillet (projet 10816) : début des travaux en 2015.

Renforcement MP

- Fleurus (projet 10028) : début en 2016;
- Châtelet – Aiseau (projet 10808) : début en 2013⁴. La liaison Aiseau – Falisolle fait l'objet d'une analyse conjointe ORES (HAINAUT GAZ)/ORES (NAMUR)

Région de Mons-LL :

- Renforcement MP :
 - a. Thieusies (projets 10744,10745 et 10746) : en 3 phases sur 2014-2016
 - b. Manage - Seneffe (projet 11453 en 2014) amélioration de l'alimentation du zoning de Seneffe en prévision des futures demandes.

Région de Tournai :

- En MP :

Dans le cadre d'un futur bouclage des réseaux MP ORES(HAINAUT GAZ) et ORES (MOUSCRON), la pression du réseau MP de Tournai actuellement à 3b sera amenée progressivement à 4b. Cette nouvelle situation permettra de boucler les réseaux MP de Mouscron, Tournai et Antoing garantissant ainsi une sécurité d'approvisionnement accrue que ce soit en mode normal ou lors d'un incident.
- Renforcement BP :
 - projet (11740 – 2016) Installation et raccordement d'une nouvelle cabine quartier à Tournai, Chaussée de Douai ;
 - projet (9770 – 2015) Installation et raccordement d'une nouvelle cabine quartier à Kain, rue de Breuze.

Les dossiers sont repris dans les tableaux de budgets annuels détaillés à la motivation G.1.3 de l'annexe A.3.et sont détaillés à l'annexe 'Schémas' du plan d'adaptation.

³ Pour rappel, le passage d'un réseau BP 21 mbar vers un réseau BP 100 mbar se réalise, en principe une cabine à la fois, en 3 phases successives :

On détermine autour de la cabine à passer en 100 mbar la zone des opérations ; le pourtour de cette zone est délimité par des vannes (placement éventuel).

A l'intérieur de cette zone, tous les raccordements sont systématiquement inspectés pour placement d'un écrêteur. Si nécessaire, le raccordement est renouvelé.

Le passage s'effectue par ouverture des vannes faisant la séparation avec les réseaux 100 mbar voisins. Après la montée en pression, les régulateurs de la cabine sont remplacés.

⁴ Les travaux commenceront par la portion Aiseau vers Chatelet. En cas d'échec des discussions ORES (NAMUR) -FLUXYS, la section du tronçon à la sortie de la boucle 15b pourra être augmentée.

4.1.1.3 Remplacement pour cause de vétusté

Une partie importante des travaux relève de cette motivation.

Conduites

La décision de remplacement d'une conduite est prise :

- en fonction de l'état général de la conduite ;
- suite à la localisation de présence gaz en détection systématique ou par appel de clients ;
- en synergie avec des travaux de voirie⁵ ;
- suite à des problèmes de protection cathodique, les relevés de protection cathodique étant effectués annuellement sur l'ensemble des points de mesure du réseau moyenne pression et tous les 4 ans sur le réseau basse pression.

Conduites en fonte nodulaire

Les conduites en fonte restantes (Charleroi **44,5** km, Mons - La Louvière **57,1** km et Tournai **4,4** km) sont remplacées selon :

1. les opportunités offertes par les synergies avec les autres impétrants ou en fonction des détections de présence gaz ;
2. une politique volontariste établie sur une base annuelle de désaffectation de 5 km/an. A titre d'exemple, nous pouvons citer parmi les projets nominatifs 2015-2018 :
 - Châtelet (Châtelineau) - Rue des Haies (Projet 11841) ;
 - Tournai (Tournai) - Chemin 94 (Projet 10118) ;
 - La Louvière (La Louvière) - Rue du Hocquet (Projet 11885) ;

Conduites en PVC

En Région de Charleroi et de Mons-La Louvière, des raisons technologiques conduisent à prévoir l'élimination progressive des conduites en PVC.

Il reste **4,28** km de conduites PVC et nous prévoyons leur remplacement complet pour 2016.

Il n'y a plus de conduite en PVC à Tournai.

Conduites Acier

Région de Mons-La Louvière :

Une campagne de remplacement de conduites en acier mince suit son cours. Cette campagne est purement préventive, les épaisseurs de ces conduites n'étant que faiblement inférieures à celles nouvellement posées (exemple pour le DN100 : 2,50 mm pour l'acier mince, 3,2 mm pour l'acier actuel).

A fin 2010, il restait sur le réseau de cette Région environ 44 km de réseau acier mince. Il est prévu annuellement le remplacement moyen de 1 à 3 km de ce type de réseau.

En 2014, 6 km sont prévus en synergie avec des travaux communaux de voirie et des renouvellements de branchements dans des cités (projets 11455, 11452...).

En 2015 et 2016, nous prévoyons environ 2 km par an (projets 10752, 11447, 11479,...).

En région de Tournai :

⁵ L'évènement « Mons Capitale de la Culture 2015 » pourrait occasionner la réfection de voiries et trottoirs au centre ville. L'enveloppe non nominative, relative aux problèmes de vétusté (projet 8129), permettra de réaliser d'éventuels travaux de remplacement de conduites en synergie.

Projet 11281 (2015-2016) : Dans le cadre du passage du réseau MP de Tournai à 4b évoqué au point 1.2, certaines canalisations acier feront l'objet d'un remplacement.

En région de Charleroi :

L'élimination de conduites Acier vétustes est également prévue au plan en 2015 (projets : 10819 & 10820).

Les dossiers sont repris dans les tableaux de budgets annuels détaillés à la motivation G.2.1 de l'annexe A.3 et détaillés à l'annexe 'Schémas' du plan d'adaptation.

Branchements

Le renouvellement des branchements se fait après analyse in situ :

- soit dans le cadre du remplacement des compteurs gaz imposé par la Métrologie ou à l'initiative du GRD (voir point 4.1.1.8)
Une décision de renouvellement simultané de celui-ci est prise dans plus de 50 % des cas en moyenne pour les Régions de Mons-La Louvière et de Charleroi. Pour la Région de Tournai, où les réseaux sont plus récents, la proportion de branchements à renouveler est nettement plus faible.
- soit lors du remplacement de conduites.

Le renouvellement des branchements mobilise donc des moyens financiers importants. Les quantités sont reprises dans les tableaux de budgets annuels détaillés à la motivation G.2.1 de l'annexe A.3 du plan d'adaptation.

Autres équipements réseaux

Différents travaux d'aménagement de postes de réception, de cabines de répartition et de cabines client et de distribution sont planifiés afin de fiabiliser la distribution de gaz au départ de ces postes et cabines.

Ces travaux consistent en l'adaptation de tuyauteries, en remplacement de régulateurs de pression ou de carcasses dégradées. Ils sont détaillés à l'annexe A.2.1.2 du plan d'adaptation.

Les équipements de protection cathodique (en particulier les anodes) en fin de vie font l'objet d'un remplacement systématique. Le programme nominatif est détaillé en annexe A.2.2.1 du plan d'adaptation.

4.1.1.4 Sécurité

Protection cathodique

Les travaux de protection cathodique nominatifs sont détaillés à l'annexe A.2.2.1 du plan d'adaptation.

Travaux réalisés à la demande d'INFRABEL

A la demande d'INFRABEL, les courants soutirés sur le chemin de fer (liaisons équipotentielles réalisées avec les rails) devront être progressivement réduits voire supprimés.

Pour ce faire, le GRD devra mettre en œuvre ses propres postes de soutirage.

Travaux réalisés à l'initiative du GRD

Pose de nouvelles installations conjointement à la mise en service de nouvelles conduites Acier.

Remplacement de conduites et/ou de vannes fuyardes

Une enveloppe est prévue pour la poursuite du renouvellement de réseaux dégradés, identifiés lors de la surveillance systématique des réseaux ou suite à des demandes d'intervention pour odeur gaz. Cette enveloppe couvre également la pose et le remplacement de vannes de réseau pour des raisons de sécurité, d'accessibilité ou de vétusté.

4.1.1.5 Impositions extérieures

Législation spécifique

Néant.

Amélioration des sites et adaptations de voiries

Une enveloppe (reprise en motivation G.2.3.2 à l'annexe A.3 du plan d'adaptation) est prévue annuellement pour faire face aux éventuels déplacements d'installations moyenne pression et basse pression à la demande de tiers (communes, SPW, etc.) suite, par exemple, à l'adaptation de voiries, la création de ronds-points ou la modification de profils.

4.1.1.6 Investissements en parallèle avec FLUXYS

Le passage du gaz pauvre vers le gaz riche de la liaison entre les Pays-Bas et la France devrait affecter uniquement l'Est du Hainaut, en particulier le territoire desservi par les postes de Braine-le-Comte, Soignies et Enghien.

Vu l'augmentation et l'intensité des tremblements de terre dans les environs de Groningue, les Pays-Bas ont décidé d'arrêter l'exportation du gaz pauvre (L) en 2030. Les volumes exportés vers la Belgique devraient donc diminuer à partir de 2020.

Afin de réduire les coûts de la conversion gaz pauvre (L) vers gaz riche (H)⁶, des discussions sont en cours pour anticiper et commencer les travaux de remplacement des écrêteurs et des régulateurs type B (domestiques) ainsi que les contrôles des appareils à gaz installés chez les clients avant cette date.

Ceci devrait permettre des îlots (de conversion) plus grands que ceux prévus en 2007 et donc moins de travaux sur les infrastructures des GRD.

En Belgique il y a +- 1,5 million de clients concernés dont +- 100.000 sur les réseaux d'ORES.

Pour ORES (HAINAUT) cela représente de l'ordre de 10.000 URD.

⁶ 1 m³ (n) = 10,7 et 12,8 kWh (Gaz riche - H) // entre 9,5 et 10,5 kWh (Gaz pauvre - L)

4.1.1.7 Amélioration de l'efficacité du réseau

Les bouclages de réseaux sont réalisés dans une optique de fiabilité et de continuité d'alimentation en mode normal et lors d'incident.

Un bouclage serré des réseaux basse pression garantit une pression continue stable.

Le relevé régulier des diagrammes de pression des cabines réseau permet de contrôler la pression à tous les points de détente injectant sur le réseau local basse pression.

Les zones en antenne en gaz font l'objet d'une attention particulière en fonction de l'évolution du nombre de nouveaux utilisateurs de réseau.

Par ailleurs, l'installation de télé-contrôle dans les postes de réception et les cabines de répartition nous permet une exploitation à distance plus efficace et permanente de ces postes.

Divers bouclages sont programmés dans les prochaines années. Certaines études sont par ailleurs menées continuellement dans le but de constituer un ou des bouclages moyenne pression, à moyen terme, entre différents postes d'injection, ceci afin de limiter au maximum les réseaux en antenne.

Région de Charleroi

Des bouclages sont prévus :

- soit pour fiabiliser localement l'alimentation du réseau :
 - a. à Erquelines (projet révisé sous la référence 11777 en remplacement du 10029 – 2015);
 - b. à Châtelet (10818 –2013);
 - c. à Ham-sur-Heure (projet révisé sous la référence 11779) ;
 - d. à Roselies (10809 – 2014);
 - e. à Merbes-le-Château (bouclage Biercée – Fontaine-Valmont) .
- soit pour compléter les extensions prévues ou en cours 7 dans les communes
 - f. des Bons-Villers (10019 – 2014) ;
 - g. de Gerpennes (10008 – 2013-2014).

Région de Mons-La Louvière

- bouclage BP à Casteau (10753 – 2014) ;
- bouclage BP Morlanwelz (11445 en 2014) ;
- bouclage MP Chapelle – Godarville afin de boucler deux antennes importantes (projets 11474 et 11475 en 2015) ;
- bouclage Houdeng – Obourg (projets 11462, 11464, 11476 et 11477 sur 2015-2016) ;
- bouclage MP entre Mignault et Besonrieux (9372 – 2015-2016).

Région de Tournai

On notera principalement les projets :

- projet (10130-2015-2016) : bouclage MP Tournai-Gaurain ;
- projet (11769-2017-2019) : bouclage MP Tournai-Antoing ;
- projet(11741-2018) : Bouclage MP Bernissart-Harchies.

⁷ Voir volet « Plan d'extension ».

4.1.1.8 Travaux Compteurs

Les travaux sur compteurs nécessitent de dégager des moyens importants tant en interne qu'en externe. La nécessité de procéder dans certains cas au remplacement simultané du branchement augmente les coûts et ralentit la cadence de remplacement des compteurs.

Remplacement imposé par le Service Métrologie

- Remplacement de compteurs non conformes

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie avait indiqué que les familles suivantes de compteurs devaient être retirées du réseau, ne respectant plus les tolérances métrologiques :

1. ROMBACH G6 - 1983, ELSTER G6 & CONTIGEA G16 - 1984⁸
CONTIGEA G16 1985 & 1990 - ELSTER G4 1990⁹

694 compteurs actifs visés par ces demandes restent à retirer.

2. CONTIGEA G6 1991, 1997 & 1998 - CONTIGEA G4 1991¹⁰

En ce qui concerne cette dernière demande formulée début 2012 pour un retrait avant fin 2014, il est apparu après analyse que celle-ci est devenue caduque avec la publication de l'Arrêté Royal du 3 août 2012, les compteurs concernés étant bien dans les nouvelles tolérances imposées par celui-ci.

- Remplacement systématique des compteurs de plus de 30 ans

Le remplacement de compteurs imposé par le Service de la Métrologie, suivant l'Arrêté Royal du 3 janvier 1989, suit son cours. Cet Arrêté Royal fixe un âge limite de 30 ans pour les compteurs gaz en service.

Cette imposition n'a trait qu'aux compteurs à parois déformables, dont le débit maximum est inférieur ou égal à 100 m³/h et dont la date de fabrication est antérieure à 1982.

Au 1^{er} janvier 2014, **498** compteurs actifs entrent encore dans cette catégorie. Leur retrait devrait être effectif courant 2014.

Les compteurs dont la date de construction est postérieure à 1981 sortent du champ d'application de l'AR du 3 janvier 1989 et sont désormais couverts par l'Arrêté Royal du 3 août 2012.

Ceux-ci ne doivent **plus** faire l'objet d'un remplacement systématique après 30 ans.

Autres remplacements

- A l'initiative du GRD

Malgré la modification du cadre législatif, le GRD poursuivra néanmoins une politique de retrait des compteurs les plus anciens en se donnant comme objectif d'atteindre un âge maximum de 35 ans (en moyenne) dans les 10 ans.

⁸ le 02 février 2008

⁹ le 14 décembre 2009

¹⁰ le 26 janvier 2012

Cette politique devrait permettre de :

- maintenir ses capacités pour faire face dans le futur à des demandes de retrait par le SPF de lots non conformes ;
- contribuer au renouvellement des branchements les plus anciens.

A cette fin un logiciel permettant de '*prioriser*' les travaux d'enlèvement/remplacement de compteurs a été développé (regroupement des travaux par rue).

Dans ce cadre, il est prévu de retirer en moyenne de l'ordre de **4.500** compteurs/an dans les prochaines années.

- **Dégradation, renforcement, déforçement**

Un certain nombre de travaux est effectué à la demande des utilisateurs. Il s'agit par exemple de déplacement pour cause de rénovation, de division de bien en plusieurs logements, de réduction de consommation,...

Certains remplacements ou travaux sont programmés suite à une intervention de dépannage, il s'agit de compteurs bloqués, bruyants ou encore dégradés par les conditions d'utilisation ou une cause extérieure.

Par ailleurs, certains compteurs à budget¹¹ (firmware 2.69) commencent à présenter des problèmes (en particulier la partie électronique) et seront remplacés en 2014 et 2015.

On trouvera dans le tableau ci-joint le nombre de compteurs à budget placés au 1 janvier 2014 selon le type de firmware :

Firmware		1.09	2.65	2.69	2.8	Total
Hainaut	actif	2.958	1	1.578	6.611	11.148
	désactivé	3.937		729	4.603	9.269
Total		6.895	1	2.307	11.214	20.417

Une partie – soit les compteurs dont la fonction prépaiement est désactivée – sera remplacée par des compteurs G4 classiques et l'autre partie par de nouveaux compteurs à budget (type de firmware 3.09).

- **Placement de compteurs à budget**

A partir de 2008, une obligation de service public impose au GRD de placer des compteurs à budget. Les premiers compteurs ont été placés à partir du 2^{ème} semestre 2008.

Sur base de l'expérience accumulée depuis, nous estimons devoir placer de l'ordre de 4.500 nouveaux compteurs par an pour les années 2015 à 2017 incluse.

- **Placement de compteurs 'intelligents'**

Actuellement la Belgique est un des rares pays à avoir recours à la technologie des compteurs à budget. L'expérience passée et les difficultés rencontrées avec le fournisseur ont démontré la difficulté d'opérer dans un marché aussi étroit.

A moyen terme, nous faisons face à deux problèmes :

- la durée de vie du système actuel de gestion des compteurs à budget est limitée. On estime qu'en 2023 celui-ci sera en fin de vie et devra être remplacé ;

¹¹ Encore appelé compteur à prépaiement. [Itron](#) est actuellement notre fournisseur unique pour ce type de compteurs.

- avec la mise sur le marché de compteurs intelligents (qui permettent le prépaiement) , il est probable que la ligne de produit actuel compteur à budget/prépaiement ne soit plus suivie.

Pour éviter de se retrouver dans une impasse, il est proposé de mettre en place un nouveau système complet de comptage à prépaiement basé sur les compteurs intelligents. Dans ce but, il est nécessaire :

- de placer à partir de 2018, des compteurs intelligents en lieu et place des compteurs à budget et de remplacer progressivement le parc de compteurs à budget entre 2018 et 2023¹² ;
- de développer, en synergie avec l'activité distribution d'électricité, les systèmes de communication et de gestion de l'information et de prépaiement permettant une gestion centralisée et à distance de ces compteurs.

Le budget 2018 voit donc pour la 1^{ère} fois apparaître la ligne compteurs 'intelligents'.

Les estimations faites à ce sujet sont le fruit de premières études qui doivent encore être affinées.

- **Compteurs à l'interface entre le GRT et GRD**

Suite à la publication de l'arrêté royal du 03 août 2012 relatif « au suivi en service des compteurs de gaz utilisés en milieu résidentiel, milieu commercial et milieu industriel léger », les membres de Synergrid ont décidé de constituer un groupe de travail chargé de trouver une solution concertée, réaliste et raisonnable relative au contrôle des compteurs situés à l'interface entre les réseaux de transport et de distribution.

L'approche proposée par ce groupe de travail est basée sur un contrôle régulier de la performance métrologique des compteurs situés à l'interface entre réseaux de transport et de distribution dans les stations de réception d'un débit total annuel supérieur à 5 millions de m³(n).

Elle envisage :

- soit le démontage du compteur, suivi de son envoi vers un banc d'étalonnage accrédité en vue de sa révision et de son réétalonnage ;
- soit le remplacement du compteur existant par un compteur neuf.

Economiquement, le remplacement du compteur est plus avantageux que la révision et le réétalonnage de ce dernier. La fréquence proposée est de 15 à 30 ans selon la configuration de la station de réception concernée.

Le calendrier proposé est de débiter en 2014 et ce, afin que l'ensemble des stations de réception soient conformes à cette approche d'ici fin 2020.

Les projets 11423 et 11424 (Tournai), 11442 et 11443 (Mons-La Louvière) et 11399 (Charleroi) s'inscrivent dans cette logique.

¹² Les premiers compteurs à budget ont été placés en 2007-2008, et ont une durée de vie estimée à 10 ans.

4.1.2 Plan d'extension

4.1.2.1 Raccordements potentiels et petites extensions

Bilan des réalisations 2013

Raccordements

□ Raccordements réalisés en 2013 :

Branchements	Total 2007	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012	Total 2013
BP	3.509	3.377	3.071	2.748	2.751	3.108	2.853
MP	841	1.210	958	896	1.077	1.207	1.087
Total	4.349	4.587	4.029	3.644	3.828	4.215	3.940

On constate une diminution de +/- 6,5 % par rapport à l'exercice précédent.

□ **Gratuité**

Sur l'ensemble de ces raccordements, environ **93,70 %** ont été gratuits¹³.

□ **Cabines client**

Mises en service de 16 cabines clients construites en 2013 :

N° CAB	Nom	Localité	Type	Qmax	Construction
H19124	ADMINISTRATION COMMUNALE MONTIGNY LE TILLEUL	MONTIGNY-LE-TILLEUL	CLI	65	2013/1
H19138	ECOLE DES GAUX	CHATELET	CLI	160	2013/7
H1354	CHU Curie	Lodelinsart	CLI	1600	2013/10
HB2117	TF CO	SENEFFE	CLI	65	2013/1
HB2118	PISCINE	BRAINE-LE-COMTE	CLI	160	2013/1
HB2119	LIETAR	STREPY- BRACQUEGNIES	CLI	65	2013/1
HB2123	MAISON M. IMMACULEE	NEUFVILLES	CLI	65	2013/1
HB2127	SPRL CREO-LINE	SOIGNIES	CLI	160	2013/1
H2312	Saint Feuillien	Le Roeulx	CLI	250	2013/1
H3337	IFAPME	Mons	CLI	250	2013/12
HD116	CPAS	PERUWELZ	CLI	160	2013/6
HD117	LA BYR	FLOBECQ	CLI	160	2013/7
HD118	PRISON	LEUZE-EN-HAINAUT	CLI	160	2013/11
H4708	Benechin	Lessines	CLI	650	2013/2
H4706	Pairi Daiza	Cambron-Casteau	CLI	400	2013/3
H4709	L'ecopain d'Ignace	Marcq	CLI	250	2013/11

¹³ Gratuité totale ou partielle pour les clients résidentiels jusqu'à 10 m³/h en application du décret.
Pour les autres clients, il n'y a pas de gratuité. 248 ont été facturés en 2013.

Extensions

Toute demande ponctuelle de raccordement hors zone gaz fait l'objet d'un calcul de rentabilité. Le résultat de ce calcul conduit ou non à la réalisation immédiate des travaux de raccordements. Conformément au souhait de la CWaPE, un tableau de synthèse des extensions de réseaux est repris en annexe E.1.1.2. du plan d'extension. Ce tableau reprend toute une série de rubriques, parmi lesquelles l'adresse, le nombre de clients potentiels et sûrs, l'investissement, le montant investissable, la rentabilité et le statut de chaque demande.

Plan 2015-2018

Branchements potentiels

La demande en nouveaux branchements devrait se stabiliser pour les prochaines années autour de la moyenne historique.

Nous devrions voir le nombre global de nouveaux branchements rester autour de +/- 4.100.

Petites extensions

Il n'est malheureusement pas possible de préciser, 9 mois avant l'exercice, les extensions mineures qui découleraient d'opportunités de synergies, de nouveaux lotissements proches ou de demandes collectives spontanées. Ces extensions seront analysées au cas par cas.

Ces travaux s'effectuent au fil de l'eau en fonction des demandes ponctuelles des clients. Elles font l'objet d'un calcul de rentabilité conduisant à l'exécution immédiate ou non, selon le résultat.

Grille tarifaire applicable

La grille tarifaire applicable est alignée sur les tarifs acceptés par la CREG.

On se référera au site de la CREG : www.creg.be.

4.1.2.2 Grands projets d'extension

Etat d'avancement des grands projets prévus au plan 2013-2016

En particulier, on notera en région de Mons-La Louvière :

- Lotissement à Arquennes - 1,7km de conduites posées en 2013 (2km prévus en 2014).

En région de Tournai :

- Lens – 1.4km km de conduites posées et mises sous gaz en 2013 ;
- Irchonwelz – 2.5km de conduites posées et mises sous gaz en 2013.

En région de Charleroi :

- 0,8 km sur Loverval ;
- 1,7 km sur Les Bons Villers ;
- 3,2 km pour le projet de Villers-Poterie à partir d'Acoz & vers Gougnyes ;
- 1,0 km à Pont-de-Loup, rue d'Aiseau (Remplacement conduite 15 bar d'Aiseau à Chatelet).

Cabines réseau mises en service en 2013 dans le cadre du plan d'extension

N° CAB	Nom	Localité	Type	Qmax	Construction
HB2120	HANGAR	PERONNES-LEZ-BINCHE	QUA	160	2013/1
HB2125	NAMUR	RESSAIX	QUA	160	2013/1
H2309	Chaud Crotté	Waudrez	QUA	1500	2013/4
HD115	PRES DU ROY	ATH	QUA	160	2013/3

Poses de conduites réalisées en 2013 dans le cadre du plan d'extension

- 850 m de conduites MP-C ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux.

Commune	Localité	Rue	Unité	Total
GERPINNES	LOVERVAL	RUE DE LA BRASSERIE	M	850

- 29.049 m de conduites MP-B ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux.
Les principaux chantiers (> 100 m) sont donnés ci-après :

Commune	Localité	Rue	Unité	Acier	PE	total
CHARLEROI	MONTIGNIES-SUR-SAMBRE	RUE CHAMPEAU	M		257	257
CHATELET	CHATELET	RUE DES GAUX	M		692	692
COURCELLES	COURCELLES	RUE PAUL PASTUR	M		1.322	1.322
ERQUELINNES	ERQUELINNES	ROUTE DE MONS	M		115	115
GERPINNES	ACOZ	RUE DE LA SCAVEE	M		148	148
		RUE DE LA RAGUETTE	M		832	832
	GERPINNES	CHAUSSÉE DE PHILIPPEVILLE	M		162	162
		COURTIL MARCHAND	M		262	262
	GOUGNIES	RUE DE CHATELET	M		367	367
		RUE DE LA TOURETTE	M		453	453
	VILLERS-POTERIE	RUE DE CHATELET	M		162	162
		RUE DE PRESLES	M		1.251	1.251
HAM-SUR-HEURE-NALINNES	HAM-SUR-HEURE	CHEMIN D'HAMEAU	M		106	106
		RUE HUBLETTE	M		142	142
	NALINNES	RUE DE CHATELET	M		205	205
		RUE DE LA VALLEE	M		118	118
		RUE DES BOUTIS	M		239	239
		RUE DU NOIR CHIEN	M		297	297
		RUE YERLISSAUT	M		240	240
	MARBAIX	CHEMIN DE FLORENCHAMP	M		200	200
LES BONS VILLERS	FRASNES-LEZ-GOSSELIES	CHAUSSÉE DE BRUXELLES	M		130	130
	LOCALITES DIVERSES (LES BONS VILLERS)	RUES DIVERSES	M		1.749	1.749
	VILLERS-PERWIN	RUE DE LA CHAPELLE	M		110	110
LOBBES	BIENNE-LEZ-HAPPART	ROUTE DE ROUVEROY	M		121	121
	LOBBES	RUE DU CIMETIERE	M		127	127
		RUE DE LA GARGOTTE	M		107	107
MERBES-LE-	FONTAINE-	RUE DE L'EGLISE	M		130	130

CHATEAU	VALMONT					
	MERBES-SAINTE-MARIE	ROUTE PROVINCIALE	M		108	108
PONT-A-CELLES	LUTTRE	RUE SAINT-NICOLAS	M		132	132
	THIMEON	CITE DELIGNE	M		387	387
	VIESVILLE	RUE GODRON	M		104	104
	LIBERCHIES	RUE DU BUCHON MAGRITTE	M		108	108
THUIN	THUIN	RUE D'ANDERLUES	M		113	113
LA LOUVIERE	LA LOUVIERE	BOULEVARD DES DROITS DE L'HOMME	M	280		280
QUIEVRAIN	QUIEVRAIN	RUE DU 26 OCTOBRE	M		264	264
BINCHE	BINCHE	RUE DE NAMUR	M		514	514
BRAINE-LE-COMTE	BRAINE-LE-COMTE	RUE D'HORRUES	M		684	684
	HENNUYERES	RUE DES AULNOIS	M		189	189
CHAPELLE-LEZ-HERLAIMONT	GODARVILLE	RUE DE SENEFFE	M		208	208
LA LOUVIERE	LA LOUVIERE	BOULEVARD DES DROITS DE L'HOMME	M		404	404
	STREPY-BRACQUEGNIES	ROUTE DU GRAND PEUPLIER	M		104	104
MANAGE	LA HESTRE	RUE DE NIVELLES	M	78	53	131
ATH	ATH	ROUTE DE LESSINES	M		387	387
		RUE DU SEQUOIA	M		250	250
	GHISLENGHIEN	CHAUSSÉE DE BRUXELLES	M		305	305
		RUE DES BERGERONNETTES	M		307	307
	IRCHONWELZ	PLACE D'IRCHONWELZ	M		2.594	2.594
	VILLERS-SAINT-AMAND	PLACE DE VILLERS-SAINT-AMAND	M		379	379
BELOEIL	QUEVAUCAMPS	RUE DE TOURNAI	M		239	239
	WADELINCOURT	RUE DU PARTIAU	M		115	115
BERNISSART	BERNISSART	RUELLE DES MEDECINS	M		110	110
BRUGELETTE	CAMBRON-CASTEAU	LE DOMAINE	M		337	337
		RUE QUENNERUE	M		152	152
JURBISE	ERBISOEUL	CHEMIN D'EBEZIL	M		114	114
	MASNUY-SAINT-JEAN	CHEMIN DU VIVIER ROLAND	M		152	152
LENS	LENS	RUE DU CALVAIRE	M		1.412	1.412
LEUZE-EN-HAINAUT	CHAPELLE-A-WATTINES	AVENUE DE L'EUROPE	M	167	8	175
	LEUZE-EN-HAINAUT	ZONE INDUSTRIELLE DE L'EUROPE II	M		278	278
TOURNAI	FROYENNES	RUE DES REFRACTAIRES FROYENNOIS	M		114	114
	GAURAIN-RAMECROIX	GRAND ROUTE	M		148	148
		RUE WIRIE	M		211	211
	RAMEGNIES-CHIN	CHAUSSÉE DE TOURNAI	M		962	962
	TOURNAI	RUES DIVERSES	M	1.126	11	1.137

- **33.175 m** de conduites BP ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux.
Les principaux chantiers (> 100 m) sont donnés ci-dessous :

Commune	Localité	Rue	Unité	Total
AISEAU-PRESLES	ROSELIES	RUE PRESIDENT JOHN KENNEDY	M	351
CHARLEROI	COUILLET	ROUTE DE PHILIPPEVILLE	M	396

	GILLY	RUE DES MOISSONS	M	139
		SENTIER DU DETOURNEMENT	M	144
		RUE NOIR DIEU	M	135
	JUMET	RUE DE BAYEMONT	M	200
		RUE DE LA REVOLUTION	M	200
		RUE LORIAUX JULES	M	235
		RUE FRATERNITE	M	200
	MARCINELLE	RUE ANDRE VESALE	M	150
		AVENUE LOUIS DE BROUCKERE	M	220
	MONCEAU-SUR-SAMBRE	CITE MALGHEM	M	120
	MONT-SUR-MARCHIENNE	RUE DU POINT DU JOUR	M	150
	RANSART	RUE DANDOIS	M	138
		RUE GEORGES LEMOINE	M	271
		RUE DU PUIITS N°4	M	168
CHATELET	BOUFFIOULX	RUE DE LA GOULETTE	M	287
	CHATELINEAU	RUE DE LA LIBERTE	M	141
COURCELLES	COURCELLES	RUE DU CHANT DES OISEAUX	M	119
		RUE WILMUS	M	109
	SOUVRET	RUE DE NAMUR	M	285
		RUE DE FORCHIES	M	180
	TRAZEGNIES	RUE DU BUTIA	M	233
FARCIENNES	FARCIENNES	RUE DES CAYATS	M	262
		RUE DU PUIITS COMMUNAL	M	872
		RUE RY DE LA GLACIERE	M	360
		RUE QUARTIER DU PACHY HUE	M	917
FLEURUS	FLEURUS	CHAUSSÉE DE CHARLEROI	M	425
		RUES DIVERSES	M	451
	LAMBUSART	AVENUE DES NOISETIERS	M	581
MONTIGNY-LE-TILLEUL	MONTIGNY-LE-TILLEUL	RUE VANDERVELDE	M	117
		RUE DU FAUBOURG SAINT LAZARE	M	167
PONT-A-CELLES	PONT-A-CELLES	RUE COURRIALX	M	223
	VIESVILLE	RUE JOLY	M	149
		RUE DES GRANDS SARTS	M	646
THUIN	GOZEE	RUE CAPITAINE SCHIRMAYER	M	173
	THUIN	CHEMIN DU HALAGE	M	108
ANDERLUES	ANDERLUES	RUE DES ECOLES	M	126
		RUE DES FLEURS	M	156
		RUE DE BOUCHENIES	M	418
		RUE CULOT DU BOIS	M	350
BINCHE	BINCHE	RUE DE PARSIGNIES	M	179
	PERONNES-LEZ-BINCHE	AVENUE LEOPOLD III		228
	RESSAIX	RUE DE NAMUR	M	359
	WAUDREZ	RUE MA CAMPAGNE	M	194
BOUSSU	HORNU	RUE ALFRED GHISLAIN	M	103
BRAINE-LE-COMTE	BRAINE-LE-COMTE	AVENUE DES CHENES	M	167
CHAPELLE-LEZ-HERLAIMONT	GODARVILLE	RUE CLEMENCEAU	M	156
COLFONTAINE	PATURAGES	RUE DU VIEUX TEMPLE	M	933
		RUE DE LA MONTAGNE AU SOUFRE	M	145
	WARQUIGNIES	RUE DE LA LOUISE	M	183
	WASMES	RUELLE GILLOT	M	121
FONTAINE-L'EVEQUE	FONTAINE-L'EVEQUE	RUE DES COMBATTANTS	M	122
		RUE DU CINQ SEPTEMBRE	M	180

FRAMERIES	EUGIES	RUE DU SONDAGE	M	235
	LA BOUVERIE	RUE DES CASTILLONS	M	248
LA LOUVIERE	MAURAGE	RUE SAINTE-ANNE	M	112
		RUE DES HUBERT	M	122
	SAINT-VAAST	RUE DE LA BERGERIE	M	197
	TRIVIERES	RUE DU BOIS D'HUBERBU	M	122
LE ROEULX	THIEU	RUE DU MANOIR SAINT-JEAN	M	258
MANAGE	LA HESTRE			692
MONS	MONS	CHEMIN DE L'OASIS	M	526
		RUE DES TROIS BOUDINS	M	213
	OBOURG	RUE TAILLE COLEAU	M	132
MORLANWELZ	CARNIERES	RUE DU PAIROIS	M	278
	MORLANWELZ-MARIEMONT	RUE DU PARC	M	126
QUAREGNON	QUAREGNON	RUE DE L'ESPINETTE	M	147
SAINT-GHISLAIN	BAUDOUR	CITE DES BONNIERS	M	434
	TERTRE	RUE DE TOURNAI	M	168
SENEFFE	ARQUENNES	CHAUSSÉE DE NIVELLES	M	1.692
SOIGNIES	CASTEAU	PLACE DES CASTELLOIS	M	101
	SOIGNIES	CHEMIN DU TOUR	M	117
ANTOING	ANTOING	RUE DE ZELL	M	246
ATH	ATH	CHEMIN DE BELOEIL		138
		CHEMIN VERT	M	107
		ROUTE DE LESSINES	M	214
		RUE DES SPORTS	M	115
		BOULEVARD DE MONS	M	126
	IRCHONWELZ	CHAUSSÉE DE VALENCIENNES	M	973
BELOEIL	QUEVAUCAMPS	RUE LUCIEN LAURENT	M	104
		AVENUE DES PAVILLONS	M	361
BERNISSART	BERNISSART	RUE DES IGUANODONS	M	240
ELLEZELLES	ELLEZELLES	RUE SAINT-MORTIER	M	291
FRASNES-LEZ-ANVAING	FRASNES-LEZ-BUISSEVAL	RUE FAVARTE	M	163
TOURNAI	TEMPLEUVE	CHEMIN NEUF	M	108

Plan 2015-2018

Définition des zones prioritaires

Néant.

Projets de lotissements/zones d'activités économiques (ZAE)

Les demandes en lotissements privés ou sociaux font l'objet d'une offre. La plupart des lotissements peuvent être alimentés au départ du réseau existant.

L'offre pour un lotissement concerne toujours, au départ, uniquement l'électrification.

Cette offre sert de point de départ à l'établissement d'une liste de lotissements pour lesquels la possibilité de mettre le gaz existe. Ces cas sont dits « en portefeuille ». L'ensemble des lotissements actuellement considérés comme « en portefeuille » est repris en annexe E.2.2.2 du plan d'extension.

La mise en exécution de l'alimentation de ces lotissements est très variable (elle dépend des lotisseurs et des décisions des intercommunales de développements souvent associées aux projets de ZAE), c'est

pourquoi une enveloppe est prévue pour les extensions moyenne et basse pression destinées aux lotissements et ZAE.

Les projets suivants sont envisagés :

- Région de Charleroi :

Les Parcs d'Activités Economiques de l'Ecopôle (Farciennes) et de Thuin-Lobbès sont en cours d'équipement par l'intercommunale de développement économique et devraient être finalisés en 2014/2015.

Le projet Grand Ban (Farciennes) est en cours de réalisation par le Port Autonome de Charleroi et devrait être finalisé en 2014 voire 2015.

Quelques projets relatifs à des petits parcs locaux sont également repris dans l'enveloppe.

Ces projets – dont le calendrier de réalisation est dépendant des Maîtres d'Ouvrages – ont été pris en compte pour dimensionner le projet non-nominatif 8111.

- Région de Mons-La-Louvière :

Plusieurs projets de zoning sont actuellement à l'étude :

- extension de la ZAE « Braine-le-Comte » ;
- extension de la ZAE « Gibet » à Manage ;
- extension de la ZAE « Initialis extension » à Mons.

Ces projets – dont le calendrier de réalisation est en cours de révision¹⁴ – ont été pris en compte pour dimensionner le projet non-nominatif 8126.

D'autres projets sont toujours au stade de la pré-étude et leur date de réalisation n'est pas connue à ce jour.

- Région de Tournai :

3 projets de zoning sont connus pour la période 2013-2016 :

- Ghislenghien :
 - Phase III-2a: A l'étude /Phase III-2b :2016);
 - Phase IV : en cours de réalisation.
- Péruwelz 'Polaris' (Phase 1) – démarrage prévu en 2014 (à confirmer) ;
- Tournai : zoning ouest III.

D'autres projets sont toujours au stade de la pré-étude et leur date de réalisation telle que communiquée par IDETA dans son courrier du 15 février 2012 n'est pas encore connue à ce jour.

L'ensemble des projets nominatifs est détaillé en annexe 'Schémas' du plan d'extension.

Projets stratégiques

Les plans de situation de ces travaux sont repris en annexe 'Schémas' du plan d'extension.

Région de Charleroi :

¹⁴ Certains de ces projets avaient été repris en nominatif dans le plan 2011-2013.

1. Alimentation des Bons-Villers :

Ce projet combine à la fois un bouclage et l'alimentation des localités de Sart-à-Rèves, Rèves, Frasnes-lez-Gosselies, Mellet, Wayaux et Villers-Perwin.

Il a permis le bouclage des antennes de Buzet, Liberchies et d'Heppignies.

A terme, il pourrait permettre un bouclage de l'antenne de Wagnelée.

En fonction des impératifs et contraintes que nous avons rencontrés, le planning de réalisation a été le suivant :

- 2010 : Alimentation de Frasnes-lez-Gosselies à partir de Liberchies (projet 9714 – terminé) ;
- 2011 : Tronçons Frasnes vers Rèves et Sart-à-Rèves et bouclage vers Buzet (projet 9720 – terminé) ;
- 2011-2012 : Liaison Heppignies Mellet (projet 10018 – terminé) ;
- 2013 : Liaison Frasnes-lez-Gosselies Villers-Perwin (projet 9722 – terminé).

Les derniers travaux s'établissent selon le calendrier suivant :

- 2014 : Liaison Mellet Villers-Perwin (projet 10019 – en cours en 2014) ;
- A définir : Bouclage vers Wagnelée (projet 10131).

Une fois l'amenée de gaz réalisée, ces extensions offriront un potentiel de branchements MP de près de 600 habitations (à raccorder suivant un calcul de rentabilité).

2. Bouclage vers Merbes-le-Château : Biercée – Fontaine-Valmont :

Afin d'améliorer l'alimentation vers Erquelinnes et de garantir celle-ci en doublant l'arrivée venant du déversoir de Bray-Péronnes (H2249), nous projetons la réalisation de deux bouclages dont celui entre Biercée et Fontaine-Valmont (2015-2016).

En outre, cette pose permettra de garantir une meilleure continuité d'alimentation de Biercée.

3. Alimentation de Villers-Poterie :

Ce projet, situé sur l'entité de Gerpennes, a été revu à plusieurs reprises en 2012 et 2013. L'alimentation d'un lotissement important s'est faite à partir d'Acoz en traversant Villers-Poterie. A noter que la localité de Villers-Poterie offre un potentiel de branchements de près de 600 habitations (à raccorder suivant un calcul de rentabilité).

En 2014 (projet 10008), une extension à partir de Presles permettra de boucler le réseau et évitera à Villers-Poterie de rester en antenne.

Ce bouclage renforcera la dorsale allant d'Aiseau à Bray en alimentant par boucles successives Gerpennes, Ham-sur-Heure, Thuin, Lobbes, Merbes, Erquelinnes, Estinnes...

4. Renforcement de l'alimentation du Sud de Charleroi :

Un premier tronçon de la canalisation MP-C 15 bar (projet 10751) conduisant vers le sud de Charleroi a été posé en 2011-2012 en synergie avec la pose d'une conduite MP-B en traversée de la Nationale 5 au lieu dit « ma Campagne ».

Cette conduite a été prolongée jusqu'au déversoir 15 bar de Loverval (2013) et vers Nalines (2014) où un déversoir 15/4b sera construit pour permettre de renforcer l'alimentation du Sud de Charleroi. Cet imposant travail se calquera sur le rythme des travaux de voirie prévus le long du tracé.

5. Bouclage Thuillies - Cour-sur-Heure :

Deuxième bouclage important dans le cadre du renforcement de l'alimentation d'Erquelinnes, ce tronçon complète le segment Biercée-Fontaine-Valmont et permet en sus de boucler Thuillies et Cour-sur-Heure tout en optimisant l'utilisation du déversoir évoqué au point précédent.

6. Renforcement de la conduite alimentant Erquelinnes au départ de Merbes :

Sur l'entité d'Erquelinnes, à travers Solre-sur-Sambre, nous planifions la pose de près d'un kilomètre de PE 160 afin de renforcer le dernier tronçon permettant d'améliorer l'alimentation de la région.

Région de Mons-La Louvière :

Aucun projet n'est actuellement envisagé.

Région de Tournai :

1. Alimentation de Lens (suite) (projet 10198 : 2011-2012-2016) Potentiel de branchements de près de 70 habitations.

Une fois l'amenée de gaz réalisée, ces extensions offriront un potentiel de branchements MP-BP à raccorder alors suivant un calcul de rentabilité.

4.2 Synthèse

Le programme d'investissement peut se synthétiser, en terme de volume d'activités annuels selon la classe budgétaire, par les tableaux suivants :

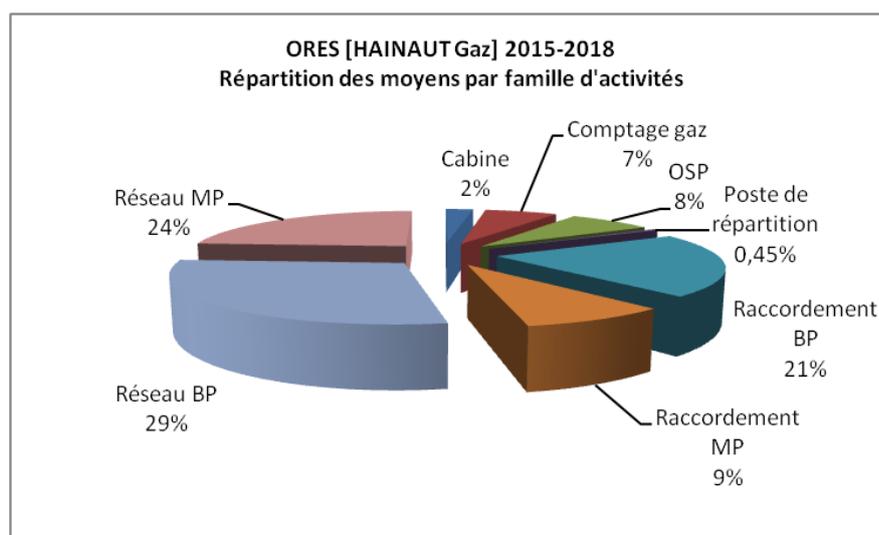
- **Récapitulatif des quantités en adaptation :**

ORES (HAINAUT GAZ)		2015	2016	2017	2018
Réseaux MP-C	M	1.700	0	0	0
Réseaux MP-B	M	26.215	26.270	22.650	24.050
Réseaux BP	M	30.855	34.315	41.270	38.550
Branchements BP	Pièce	4.589	4.555	4.511	4.508
Branchements MP	Pièce	296	376	306	306
Compteurs BP standards	Pièce	4.730	4.495	4.345	4.345
Compteurs à budget	Pièce	5.425	4.995	4.995	0

- **Récapitulatif des quantités en extension :**

ORES (HAINAUT GAZ)		2015	2016	2017	2018
Réseaux MP-B	M	24.260	23.460	24.060	22.610
Réseaux BP	M	25.050	25.050	26.050	25.050
Branchements MP	Pièce	1.125	1.125	1.125	1.125
Branchements BP	Pièce	2.975	2.975	2.975	2.975
Cabines Clients	Pièce	16	17	17	17
Compteurs BP standard	Pièce	5.850	5.850	5.850	5.850

- **Répartition des moyens budgétaires par famille d'activités techniques :**



Indicateurs de performance

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE

Nombre de fuites réparées, détectées suite à un appel de tiers

Canalisations de distribution			Branchements			Total général
Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total	
28	46	74	222	151	373	447

Nombre de fuites réparées, détectées par recherche systématique de fuite de gaz

Canalisations de distribution			Branchements			Total général
Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total	
79	67	146	354	39	393	539

Nombre de fuites réparées dans des canalisations de distribution, scindées en canalisations moyenne et basse pression, relevées par type de matériau

Nombre de fuites sur les canalisations de distribution moyenne pression 2013

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Acier	85	784,9	10,8
Polyéthylène	22	1031,9	2,1
Fonte			
PVC			
Total	107	1.816,8	5,9

Nombre de fuites sur les canalisations de distribution basse pression 2013

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Fonte grise			
Fonte nodulaire	2	106	1,9
Acier	72	1252,5	5,7
Fibro-ciment de diamètre < 100 mm			
Fibro-ciment de diamètre > 100 mm			
PVC		4,3	
Polyéthylène	39	2428,2	1,60
Total	113	3.790,9	3,0

Nombre de fuites réparées sur branchements (extérieur et intérieur)

Nombre de fuites	Nombre de branchements	Nombre de fuites par 100 branchements
766	302.576	0,3

Nombre de km de canalisations de distribution moyenne et basse pression qui ont été contrôlés dans le cadre de la recherche systématique des fuites

Canalisations de distribution moyenne pression	380,9
Canalisations de distribution basse pression	768,3
Total	1.149,2

ORES Luxembourg

Evaluation du Plan Stratégique

1. ELECTRICITE

Tableau financier

Luxembourg ED	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
(K€)										
ACTIVITE "Fourniture d'électricité"										
Résultats de l'activité de fourniture électricité	240,0	151,7	168,6	76,8			76,8			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité électricité										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	81.517,5	83.017,4	78.375,7	99.809,7	85.583,2	85.583,2	14.226,5	85.583,2	103.704,0	107.974,0
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-66.135,3	-67.381,4	-66.359,1	-89.581,3	-71.513,2	-71.513,2	-18.068,1	-71.513,2	-93.730,2	-97.269,4
Gestion des réseaux	-50.216,7	-51.261,5	-48.270,1	-70.028,7	-53.551,6	-53.551,6	-16.477,1	-53.551,6	-73.265,8	-75.596,8
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-4.227,0	-3.933,3	-3.617,7	-3.323,1	-4.921,7	-4.921,7	1.598,6	-4.921,7	-3.647,6	-3.688,6
- Entretien de l'infrastructure (Contrôlables)	-11.476,8	-13.220,9	-14.004,0	-14.981,0	-14.950,7	-14.950,7	-30,3	-14.950,7	-14.679,0	-14.985,1
- Gestion du réseau de distribution (Contrôlables)	-399,4	-427,3	-406,4	-449,0	-357,0	-357,0	-92,0	-357,0	-419,5	-425,8
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					1.487,2	1.487,2	-1.487,2	1.487,2		
- Coût de l'activité de mesure et de comptage (Contrôlables à pd 2008)	-1.840,4	-1.683,4	-1.636,6	-1.435,8	-1.734,6	-1.734,6	298,8	-1.734,6	-1.991,0	-2.120,5
- Utilisation du réseau de transport	-16.948,4	-18.519,3	-19.859,1	-35.080,8	-16.334,4	-16.334,4	-18.746,4	-16.334,4	-38.223,3	-38.799,4
- Obligation de services publics	-3.999,6	-3.943,8	-5.256,9	-4.024,0	-3.739,5	-3.739,5	-284,5	-3.739,5	-5.581,1	-6.375,4
- Redevance de voirie	-2.546,3	-2.953,6	-3.034,2	-3.035,8	-2.766,2	-2.766,2	-269,6	-2.766,2	-3.127,8	-3.174,7
- Compensation des pertes	-6.437,5	-4.882,6	1.315,5	-4.437,6	-8.246,5	-8.246,5	3.808,9	-8.246,5	-3.787,1	-3.824,3
- Solde de réconciliation		628,1	804,8	-675,0			-675,0		165,7	26,5
- Charges de pensions non capitalisée	-2.462,4	-2.219,1	-2.388,3	-2.366,4	-2.274,9	-2.274,9	-91,5	-2.274,9	-1.868,4	-1.781,4
- Autres	121,1	-106,3	-187,1	-220,1	286,8	286,8	-507,0	286,8	-106,8	-448,2
Amortissements (yc OSP)	-9.110,5	-9.201,8	-9.828,1	-10.254,5	-9.847,5	-9.847,5	-407,0	-9.847,5	-11.634,9	-12.343,4
Désaffectation de la plus value RAB	-2.797,8	-2.797,8	-2.797,8	-2.797,8	-2.797,8	-2.797,8	0,0	-2.797,8	-2.797,8	-2.797,8
Charges financières (hors pension)	-3.920,9	-4.110,0	-5.461,4	-6.496,5	-5.241,9	-5.241,9	-1.254,6	-5.241,9	-6.029,3	-6.529,0
Impôts	-89,3	-10,3	-1,8	-3,8	-74,4	-74,4	70,6	-74,4	-2,4	-2,4
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" électricité	15.382,2	15.636,1	12.016,6	10.228,4	14.070,0	14.070,0	-3.841,6	14.070,0	9.973,8	10.704,6
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	15.622,3	15.787,7	12.185,2	10.305,3	14.070,0	14.070,0	-3.764,7	14.070,0	9.973,8	10.704,6
Mouvements sur réserves										
Dotations	825,1	-2.242,8	-1.683,6	-1.108,2	803,0		-1.108,2		582,8	582,8
Prélèvement	825,1	825,1	825,1	-1.108,2	803,0		-1.108,2		582,8	582,8
RESULTATS A DISTRIBUER	16.447,3	13.544,9	10.501,6	9.197,0	14.873,0	14.070,0	-4.873,0	14.070,0	10.556,6	11.287,4

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- La situation des investissements à fin 2013.
- L'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014.
- Le programme d'investissements qui repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour l'électricité.

Ce plan a été déposé en mai 2014 auprès du régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 32 du Règlement Technique Electricité (Arrêté du Gouvernement Wallon du 24 mai 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011 à 2013 au niveau des investissements (montants arrondis en k€) :

K€	2011	2012	2013
	Réalité	Réalité	Réalité
"A" Remplacement	13.264	14.716	11.434
"B" Extension	11.340	12.589	11.151
BRUT réseau as usual	24.604	27.305	22.586
Investissement hors réseau	961	1.688	1.239
Copropriété : Immo Corporelles	85	443	318
Total BRUT	25.650	29.436	24.142
Interventions clients (-)	- 7.754	- 7.790	- 6.753
Total NET	17.896	21.646	17.390

Réalisations 2013

Le bilan de réalisation au 31.12.2013 est repris dans le rapport annuel disponible sur

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

Le tableau suivant donne la comparaison entre le budget 2014 et la réalité à fin juin :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Luxembourg) ED - (K€)

Cible budgétaire = 50 %	V1 2014	à fin 06-2014	Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)
			Ecart %
ORES (Luxembourg) ED			
Total Brut	27.632,3	12.345,2	44,7%
Postes	716,8	36,3	5,1%
Réseau MT	9.062,5	4.635,0	51,1%
Raccordements et compteurs MT	1.917,8	323,0	16,8%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	3.896,0	1.904,6	48,9%
Réseau BT	4.942,6	2.994,1	60,6%
Raccordements et compteurs BT	4.301,6	1.763,6	41,0%
Compteurs à budget	442,3	255,7	57,8%
Coût des installations hors infrastructure	2.352,6	432,9	18,4%
Intervention clientèle	-7.750,0	-3.039,0	39,2%
Postes	-224,8		
Réseau MT	-1.117,6	-453,3	40,6%
Raccordements et compteurs MT	-1.549,5	-70,6	4,6%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	-653,8	-387,0	59,2%
Réseau BT	-1.733,9	-870,7	50,2%
Raccordements et compteurs BT	-2.412,4	-1.235,6	51,2%
Compteurs à budget	-58,0	-21,7	37,5%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	19.882,3	9.306,2	46,8%
Postes	492,0	36,3	7,4%
Réseau MT	7.944,9	4.181,7	52,6%
Raccordements et compteurs MT	368,3	252,4	68,5%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	3.242,2	1.517,6	46,8%
Réseau BT	3.208,7	2.123,3	66,2%
Raccordements et compteurs BT	1.889,2	528,0	27,9%
Compteurs à budget	384,3	234,0	60,9%
Coût des installations hors infrastructure	2.352,6	432,9	18,4%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de (2%) sur la période 2015-2018¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Luxembourg) ED K€	PLAN CWaPE 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement	13.660,35	14.455,09	15.287,17	14.103,35
"B" Extension	10.440,80	10.845,09	15.893,94	11.246,99
TOTAL Réseau BRUT (as usual)	24.101,15	25.300,18	31.181,10	25.350,35
Interventions clients (-)	-6.500,00	-6.630,00	-6.768,91	-6.910,33
TOTAL Réseau ELEC [Net - as usual]	17.601,15	18.670,18	24.412,19	18.440,02
TOTAL Hors Réseau [as usual]	1.040,31	990,59	937,55	962,22
Co-Propriété : Immo Corporelles	1.947,17	920,97	496,02	168,43
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]	733,62	386,74	334,02	187,14
Ventes Immo Corporelles	-18,10	00,00	-09,05	00,00
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]	2.662,69	1.307,71	820,99	355,57
Smart GRID - Eléments réseau	1.282,40	2.123,85	2.846,18	3.448,05
Smart meter ELEC				1.179,13
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs	609,36	1.250,73	1.591,55	645,55
TOTAL Smart	1.891,76	3.374,58	4.437,73	5.272,73
TOTAL	23.195,90	24.343,05	30.608,46	25.030,55

Montants exprimés en K€

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Le GRD ne peut être engagé par le chiffrage provisoire qui vous est communiqué.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.54 du Code de la démocratie locale et de la décentralisation (M.B. du 12/08/2004)).

¹ Si l'inflation devait être significativement différente, les budgets devraient être revus en conséquence.

4. Plan d'investissement 2015-2018

4.1 Plan CWaPE

Le plan d'adaptation 2015-18 a été remis à la CWaPE en mai 2014 et s'articule comme suit :

4.1.1 Besoins en capacité

4.1.1.1 Augmentation de consommation

ELIA, à partir d'un modèle qui lui est propre (cf plan d'adaptation ELIA), estime sur base de l'évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par le GRD, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins **d'1%** en moyenne par an de 2015 à 2018 (annexe 1.1.1.a. du plan d'adaptation).

Pour l'évolution des charges, la situation étant stable, nous garderons 1% comme taux moyen (cf. plan 2014-2017).

En 2013, le taux d'accroissement constaté par ORES (LUXEMBOURG) est de moins de 0,5% en moyenne.

Sur cette base, par prudence, nous prenons comme hypothèse d'augmentation des intensités des feeders **d'1 %** par an (voir tableau évolution des charges par feeder en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation)

ORES (LUXEMBOURG) prévoit une enveloppe conséquente pour des travaux HT ou BT imprévus à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice (projet n°7889).

3 projets sont repris nominativement au plan dans cette motivation:

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
NEUFCHATEAU	NEUFCHATEAU (Neufchâteau)	RUES DIVERSES	Alimentation zoning route de Recogne			8224
SAINT-HUBERT	AWENNE		Remplacement PT Eglise à Awenne		10585	
LIBIN	LIBIN		PODI DE LIBIN	11867	11867	11867

Le projet 8224 permettra de renforcer l'alimentation du zoning de Neufchâteau route de Recogne.

Le projet 10585 consiste en la construction d'une cabine en vue du remplacement d'un poste de transformation aérien dont la puissance du transformateur est limitée à 160kVA.

Le projet 11867 consiste à construire une extension au départ du poste de Recogne vers Libin afin de répondre aux besoins de charge dans cette région et en particulier sur le zoning de Transinne suite à la construction du nouveau centre de développement spatial GALAXIA (<http://www.galaxia-park.eu/en/en.html?IDC=1708&LANG=en>).

Les postes

Puissance garantie en prélèvement:

On constate une situation proche de la saturation à Arlon, Athus, Marche-en-Famenne, Neufchateau, Ponderôme, Orgeo et Soy :

- pour le poste de Marche, Elia prévoit les travaux de modification du poste en 2018 (passage Sn-1 à 32MVA) ;
- pour Arlon et Athus, pas de demande actuellement
- en ce qui concerne le poste de Neufchateau, Elia envisage d'augmenter la Sn-1 en 2018 (solution temporaire : report de charge de 2,5 MVA sur Recogne en 2014-2015) ;
- pour le poste d'Orgeo, pas de problème en situation normale mais problème de tension en situation N-1. En discordance avec avis d'Elia (passage Sn-1 à 30MVA en 2019) ;
- Ponderôme (Elia prévoit le changement de transformateur en 2018 ; actuellement pas d'augmentation de charge prévue). Son renouvellement est prévu en 2016.
- pour Soy, pas de demande actuellement mais passage Sn-1 à 15 prévue en 2017.

Capacité maximale d'injection :

La valeur reprise comme capacité d'injection inconditionnelle est celle qui est déterminée par Elia suivant la formule : puissance nominale du plus petit des transformateurs x 0,9 + talon du poste (puissance quart horaire minimale du poste sur un an dans le sens consommation).

Sur base de cette valeur, les postes suivants sont saturés :

Athus
Bomal
Cierreux
Neufchateau
Orgéo
Villeroux

A cette limitation liée aux transfos, il faut aussi tenir compte :

- de la saturation des lignes HT à l'amont des postes HT/MT. A la date d'aujourd'hui, ELIA nous a informé que pour ORES (LUXEMBOURG), seules les zones relatives à la boucle de l'EST sont saturées (soit les postes d'Houffalize et Cierreux);
- de la place encore disponible pour de nouvelles cellules dans les postes HT/MT. Plusieurs postes manquent actuellement de place. Les postes Cierreux, Bomal et Ponderôme (travaux prévus au plan) sont complets.
- de la technologie disponible dans le poste : les postes d'Athus, Chiny, Neufchâteau et Saint-Mard sont limités à du matériel ouvert. Seul Chiny est concerné par des travaux de rénovation.

Sur base des informations connues à ce jour, et tenant compte des capacités d'injection utilisées ou réservées, ORES (LUXEMBOURG) n'entrevoit pas - à l'heure actuelle (et à l'exception des postes mentionnés plus haut) - de problèmes d'injection de puissance vers le GRT depuis les postes qui desservent son territoire.

Il est évident que tout nouveau projet peut du jour au lendemain remettre en cause cette situation, et doit donc faire l'objet d'une étude de faisabilité tant du côté GRT que d'ORES (LUXEMBOURG), tout particulièrement au delà de 5 MVA.

Les feeders

Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télé-contrôlés sont reprises en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation. Ces informations sont fournies annuellement par le Centre de Conduite Distribution de Namur.

Les informations mesurées en 2013/2014 ont été extrapolées en 2018 avec l'hypothèse d'augmentation annuelle reprise ci-dessus.

Compte tenu de l'hypothèse de croissance d'1 %, et à configuration du réseau inchangée, aucun départ vers une cabine de distribution ne devrait avoir une charge supérieure à 70% de la valeur de réglage du disjoncteur en 2018.

NB: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 7 janvier 2014. La température moyenne était de 9,5°C contre -4,9°C le 16 janvier 2013 (jour des mesures du rapport 2012/2013). Ceci explique une variation de certaines intensités mesurées par rapport à l'année dernière³.

Les cabines de distribution et transformateurs

Les tableaux basse tension sont équipés de fusibles généraux calibrés à la charge nominale du transformateur de la cabine. En cas de dépassement longue durée de cette dernière, il y aura donc interruption de fourniture et le GRD sera informé de la situation.

Généralement, ce dépassement de charge nominale n'a lieu que pendant de courtes périodes de la journée ; les transformateurs acceptent sans problème une surcharge de 20 à 30 % car cette dernière est limitée dans le temps.

Dans le cas d'une demande d'une nouvelle charge ponctuelle ou d'une augmentation importante d'une charge existante, une solution technique est arrêtée par ORES (LUXEMBOURG) en fonction des caractéristiques du réseau et des charges mesurées.

Des enveloppes provisionnelles sont prévues également dans ce dernier cas pour le renforcement des transformateurs et/ou la construction de nouvelles cabines non identifiées à ce jour et à réaliser dans les trois prochaines années (projet n° 7889).

4.1.1.2 Nouveaux producteurs ou clients industriels

Trois listes sont établies :

1. Nouveaux producteurs prioritaires

Le tableau reprenant l'évolution des demandes de raccordement de producteurs est repris en annexe 1.2.1 du plan d'adaptation. Il est très difficile d'établir un calendrier précis pour la réalisation de ce type de dossier. Aussi, des enveloppes provisionnelles sont prévues à cet effet (projet n°7909).

Il n'a pas été possible de répondre favorablement à la demande de raccordement de plusieurs producteurs au départ du poste de CIERREUX. En effet, un renforcement du réseau 70 kV (boucle EST) par le gestionnaire de réseau de transport est indispensable. Ce dossier est actuellement à l'étude chez ELIA. Il faut également tenir compte des disponibilités de place à Cierreux.

Des demandes sont en attente sur les postes d'Arlon, Houffalize, Bomal, Neufchateau, Villers s/Semois et Villeroux.

³ <http://www.meteobelgique.be/article/85-annee-2013/1958-2013-chiffres-et-elements-marquants.html>

Liste des raccordements conditionnels de producteur :

Poste	Identité de l'URD	Puissance souscrite	Type de flexibilité	Type de compensation	Statistiques de coupure/réduction de puissance pour l'année précédente	Date contractuelle d'adaptation du réseau	Commentaire
Houffalize	Vents d'Houyet (éol.)	10 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé (en standby suite demande client)	-	Interruptible si congestion réseau ELIA (Boucle de l'Est)
Orgeo	Cogénération ERDA (Rouvroux)	8 MVA	N-1	-	Planifié : 18/06 et 25/09	-	Interruptible si indisponibilité du transformateur ELIA. ERDA ne peut plus injecter sa capacité totale en N-1 (secours par le réseau)
Villeroux	EOL Senonchamps Electrabel	17 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé	-	Flexible si indisponibilité d'un transformateur ELIA car fonctionnement à couplage ouvert
Villeroux	EOL Hollage Warnach Eneco	12 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé	-	Flexible si indisponibilité d'un transformateur ELIA car fonctionnement à couplage ouvert

Liste des nouveaux auto-producteurs ≥ 100 Kva n'injectant pas sur le réseau :

REGION	LOCALITE	NOM	TYPE
Luxembourg	LIBRAMONT	SOLAREC	COGENERATION (2,7 MVA)

2. Nouveaux gros clients industriels

Il n'y a pas de dossier connu à ce jour.

Des enveloppes provisionnelles sont prévues à cet effet pour effectuer les adaptations nécessaires le cas échéant (projet n° 7907).

3. Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants

3.1 Zonings industriels

Il n'y a pas de dossier formellement identifié à ce jour.

Des enveloppes provisionnelles sont prévues pour effectuer les adaptations nécessaires (projet n° 7908).

4. Cartes des petites autoproductions de P < 10 kVA

La carte par zone de densité sur le réseau établissant les concentrations d'autoproduction par commune (kW installés/1000 EAN) est donnée en annexe 1.2.4 du plan d'adaptation.

A ce stade, la majorité des problèmes techniques rencontrés peuvent être résolus par de petites adaptations (modification des points de coupure,...). Quelques problèmes plus conséquents font l'objet d'une étude spécifique. Les adaptations nécessaires sont liées à des travaux en cabines ou des renforcements de réseau.

Toutefois, si la croissance du nombre d'auto-producteurs enregistrée ces derniers mois devait se poursuivre, le GRD sera amené à devoir faire des investissements d'adaptation du réseau beaucoup plus conséquents et sans frais pour le demandeur (dédoublage de circuits BT, modification des points de sectionnement⁴,...).

Actuellement, il nous est impossible d'identifier précisément les lieux de ces adaptations.

Un projet non-nominatif est prévu à cet effet dans le plan d'adaptation (remplacement lignes vétustes=>projet 7910)

Cas des productions photovoltaïques

Les productions photovoltaïques concernent au 01/01/2014, **9,1%** des EAN basse tension.

Compte tenu de la révision des incitants, il est très difficile de prévoir l'évolution du marché.

Il n'est actuellement pas possible de faire des prévisions de raccordement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kWc sur les réseaux basse tension.

A partir de cas pratiques identifiés sur le terrain, des simulations sont en cours pour déterminer à partir de quel taux de pénétration le photovoltaïque va générer des problèmes de variation de tension pour plusieurs types de réseaux basse tension fréquemment rencontrés.

En raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. microéolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. microcogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen termes.

4.1.1.3 Problèmes de congestion

Un projet nominatif est détaillé en partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.1.3) :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015
VIRTON	VIRTON	RUES DIVERSES	Renforcement 15 kV des départs Virton et Meix	10970

⁴ Sur base de retours d'expérience et de modèles théoriques de calcul, seuls les réseaux BT de faible section pourraient poser problème en présence de concentration de telles productions.

Le projet 10970 consiste en une modification structurelle de l'alimentation de la ville de Virton et ses alentours.

En cas d'incident de longue durée sur des lignes en antenne, des groupes électrogènes sont installés dans les conditions prévues par le règlement technique.

Les études sur l'évolution des charges du réseau sont réalisées à l'aide du logiciel Neplan. Il est interfacé avec nos différentes bases de données (Proélé, Netgis,...).

4.1.1.4 Chutes de tension

La majorité des plaintes clients relatives à des chutes de tension s'avère non fondée (normes respectées ou réseau du Gestionnaire du Réseau de Distribution non concerné) ou aboutit à des mesures correctives immédiates.

Les critères déterminants pour ORES (LUXEMBOURG) sont les suivants : les variations de tension doivent, pendant 95 % du temps de mesure, se situer dans la plage $U_n - 10\%$ et $U_n + 10\%$, la valeur normalisée U_n étant de 230 V. Ces critères sont ceux de la norme EN 50160.

En outre, si des travaux sont nécessaires, ils sont le plus souvent réalisés dans l'année et sont couverts par une enveloppe provisionnelle prévue au plan d'adaptation (projet n° 7914).

La liste complète des plaintes figure dans le rapport qualité.

4.1.1.5 Statistiques des coupures non planifiées

Coupures en basse tension

Le tableau des pannes BT (suite aux conditions extérieures (tiers,...), intempéries et éléments réseaux proprement dits) par entité est repris dans le rapport qualité. Il n'y a aucun projet nominatif relatif à des coupures BT repris au plan.

Coupures en Moyenne Tension

Le tableau reprenant le nombre d'incidents sur les tronçons MT au cours des 3 dernières années est joint au rapport qualité. En partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.1.5.2.), on trouve la liste des projets nominatifs prévus au plan pour résoudre ces problèmes.

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017	2018
HOUFFALIZE	HOUFFALIZE	RUES DIVERSES	Aménagement MT route de Libramont				8490
VIELSALM	GRAND-HALLEUX	FARNIERES	Enfouissement dér. Farnières		10618		
	PETIT-THIER	COMMANSTER	Renouvellement HT dér. Commanster	10617			
MARCHE-EN-FAMENNE	MARCHE-EN-FAMENNE	LA CAMPAGNETTE	Mise en souterrain dér. Campagnette		10611		
BERTOEGNE	FLAMIERGE	GIVRY	Renouvellement Ht entre Givroulle - Givry et installation PT Champs Séi.		10592		
DURBUY	GRANDHAN	RUES DIVERSES	Enfouissement entre Petit-Han et Chicago			10642	

Les tronçons impactés par ces projets ont été concernés par plusieurs pannes. De plus ces lignes rentrent dans les critères de vétusté repris au chapitre II.

Il y a lieu de noter que le remplacement des lignes pour cause de vétusté et de sécurité permettra de réduire également les coupures MT.

4.1.1.6 Qualité de l'onde de tension

Des appareils de mesure (QWAVE) installés par ORES (LUXEMBOURG) sur le jeu de barres 15 kV dans les postes ELIA permettent de surveiller en permanence la qualité de l'onde de tension.

Aucune plainte n'a été enregistrée.

Le détail de ces informations sera repris dans le rapport qualité 2013.

Des problèmes de flicker ont été constatés dans les postes suivants :

- POSTE D'ARLON
- POSTE D'ATHUS
- POSTE D'AUBANGE
- POSTE DE BONNERT
- POSTE DE LATOUR
- POSTE DE SAINT-MARD
- POSTE DE VILLEROUX
- POSTE DE VILLERS-SUR-SEMOIS

4.1.2 Autres aspects à prendre en compte

Politique générale

Un nombre significatif de poteaux des réseaux moyenne tension aériens d'ORES (LUXEMBOURG) présente un état mécanique relativement dégradé. Cette situation risque de poser des problèmes de sécurité à terme. Il s'agit, pour la plupart d'entre eux, de supports de lignes vétustes qui ont été construites lors de la période d'électrification il y a plus de 50 années.

Pour éviter de se trouver confronté à des volumes importants de travaux de remplacement de ces poteaux d'ici quelque temps, il a été décidé de débiter ceux-ci dès à présent en donnant priorité aux situations les plus urgentes.

Les lignes de type nappe voûte construites ou non entretenues depuis 25 ans sont systématiquement mises à niveau pour assurer une fourniture de qualité et en toute sécurité.

4.1.2.1 Remplacement pour cause de vétusté

Poste HT

Des travaux de remplacement du matériel d'ORES (LUXEMBOURG) installé dans les postes ELIA sont prévus dans les prochaines années. Il s'agit essentiellement du renouvellement des logettes feeder (+ protections) et du matériel de télécommande centralisée.

Le détail de ces projets est donné en partie 2 du plan d'adaptation.

Certains de ces projets nominatifs concernent le remplacement de matériel ouvert, ils sont repris en partie 2 du plan d'adaptation.

Réseau MT

Le réseau électrique MT d'ORES (LUXEMBOURG) comporte au 31/12/2013 :

- **1.526** km de réseau aérien MT dont **348** km de réseau aérien MT en cuivre nu (**23%** du réseau MT aérien)
- **2.170** km de réseau souterrain.

Pour toutes les lignes ayant plus de 25 ans d'âge, il est prévu une mise à niveau complète (révision). Cette mise à niveau consiste en un entretien des lignes avec, suivant nécessité, le remplacement du matériel présentant une usure amenant l'élément concerné hors tolérance. Cette mise à niveau est aussi prévue dans le plan d'adaptation (projet n° 9312).

La grande majorité des travaux d'assainissement portera, comme expliqué ci-dessus (voir politique générale), sur le remplacement des lignes vétustes MT aériennes de première génération. Les cabines vétustes alimentées par ces installations seront également renouvelées (cabines au sol).

La liste des dossiers MT est reprise dans la partie 2 du plan d'adaptation en motivation E.2.1. Une enveloppe provisionnelle pour les travaux de vétusté MT non identifiés à ce jour est prévue (projet 7911).

Cabines

Il s'agit du remplacement d'équipement cabine arrivé en fin de vie.

Une enveloppe provisionnelle pour les travaux de vétusté cabines non identifiés à ce jour est prévue (projet 7912).

Réseaux BT

Le réseau électrique BT d'ORES (LUXEMBOURG) comporte au 31/12/2013 :

- **3.042** km de réseau aérien BT dont **813** km de réseau aérien BT en cuivre nu soit (**27%** du réseau aérien BT aérien)
- **1.110** km de réseau souterrain.

Des travaux de renouvellement des réseaux BT cuivre nu par des réseaux isolés de section plus importante sont également prévus, tout en conservant les supports existants. La liste nominative de ces dossiers est également reprise dans le tableau de la partie 2 du plan d'adaptation (motivation 2.1). Des provisions sont également prévues pour réaliser en cas de besoin des travaux non planifiés à ce jour (projet 7910).

ORES (LUXEMBOURG) remplace annuellement environ 20 km de réseau Cu nu par une torsade. Priorité est donnée aux travaux motivés par des raisons de sécurité (essentiellement état des supports) et par des plaintes tension. Il n'y a pas actuellement de risque de rupture de conducteur suite à des charges trop élevées. Le réseau peut donc continuer à fonctionner dans les conditions actuelles sans problème majeur.

Synthèse des longueurs de réseau cuivre

	BT	MT
Longueur réseau cuivre	813	348
Longueur réseau très vétuste (km)	0	51
Remplacement (km/an)	20	20

Priorité est donnée à l'enfouissement des lignes Cu MT dont plus de la moitié des supports sont très vétustes.

4.1.2.2 Sécurité

Visites de contrôle par organismes agréés

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), le SECT effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des cabines de dispersion, distribution et sectionnement.

Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations effectuées et les infractions constatées.

Une enveloppe (projet n° 7895) est prévue pour toutes les adaptations et mises en sécurité d'installations non connues à ce jour suite aux futures visites de l'organisme agréé.

L'ensemble des travaux nominatifs programmés dans le plan d'adaptation est repris dans la partie 2 (motivation 2.2.1) :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2017
BERTOGNE	FLAMIERGE		Renouvellement HT Hubermont - Givroulle		10579
LIBIN	TRANSINNE	RUES DIVERSES	Aménagement HT à Transinne	11335	
LIBRAMONT-CHEVIGNY	SAINT-PIERRE		Enfouissement 15 Kv entre Verlaine et St-Pierre	10135	
FLORENVILLE	LACUISINE	RUE DE CLAIRE-JOIE	Enfouissement 15 Kv entre PO Chiny et gare de Florenville	10211	
DAVERDISSE	PORCHERESSE (Daverdisse)	RUE LALOUX	Renouvellement HT/BT de Porcheresse	10547	

Distances de sécurité du RGIE – Problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral

Nombre de dossiers traités en 2013 : 4

Montant : 105.468 €

L'enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations de réseaux suite aux visites de contrôle par organismes agréés (projet n° 7895).

Politique de mise en conformité des cabines

Depuis 2009, une analyse de risque individuelle et *in situ*⁹ est à réaliser pour toutes les cabines dont la construction est antérieure à 1983.

⁹ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet.

Cette analyse de risques peut conduire le GRD à devoir remplacer partiellement ou complètement le matériel mis en œuvre. Ce sera particulièrement le cas des cabines équipées de matériel dit ouvert (interrupteurs et sectionneurs avec ou sans disjoncteurs).

Les informations collectées à cette occasion donneront des précisions quant à l'état des équipements mais aussi quant aux conditions de fonctionnement (présence d'humidité ou de poussières, intensité,...) permettant une évaluation correcte, et objectivée par des mesures, des priorités à dégager et, de ce fait, l'utilisation optimale des ressources allouées. Au 30/04/2014, **2.130** cabines ont été visitées sur un total de **3.453**. Il est à noter que les visites ont débuté en février 2010.

Scores obtenus :

Nombre de Cabines au sol	Feu			Total général
	O	R	V	
ORES (Luxembourg)	455	5	1023	1483
Total général	455	5	1023	1483

Nombre de PTA	Anomalies en cours		Total général
	oui	non	
ORES (Luxembourg)	511	136	647
Total général	511	136	647

Légende :

Feux	Signification	Précautions à mettre en oeuvre
Vert	Risque très faible	Mesures de sécurité habituelles
Orange	Risque élevé	Mesures particulières à appliquer (manœuvres 2 agents,...)
Rouge	Risque très élevé ou manœuvre interdite pour des raisons de continuité de service	STOP sauf sur ordre de la ligne hiérarchique contenant soit l'action correctrice prioritaire, soit appareil à ne manœuvrer que hors tension

Le programme nominatif prévu pour 2015-2018, dans cette motivation, a comme priorité le remplacement du matériel dit « ouvert ». Il est repris dans la partie 2 du plan par région (motivation 2.2.2).

Les travaux d'adaptation nominatifs sont repris au plan d'adaptation en partie 2, motivation E.2.2.2 :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017	2018
NEUFCHATEAU	NEUFCHATEAU (Neufchâteau)	RUE DE LA JUSTICE	Remplacement équipement PT 65034 Justice à Neufchateau	10140			

DURBUY	BOMAL-SUR-OURTHE	RUES DIVERSES	Travaux poste de Bomal			8548	8548
CHINY	CHINY		Travaux poste de Chiny	8546			
FLORENVILLE	FLORENVILLE		Remplacement PT 25022 Leyder et PT 28021 place Albert 1er à Florenville	10136			
RENDEUX	MARCOURT		Poste de Marcourt: remplacement équipement vétuste		10630	10630	

Une provision pour travaux non nominatifs est reprise sous le projet 9667.

Nous mettons à niveau environ **16** cabines par an. Dans le plan 2015-2018, **5** projets nominatifs en **motivation E.2.2.2** (dont 3 postes : Bomal, Marcourt et Chiny) et **9** projets nominatifs en **motivation secondaire** (projets n°10642, 10133, 10210, 10212, 10209, 11471, 10135, 10211 et 10547) sont prévus. Le solde sera réalisé en non nominatif.

En ce qui concerne l'AR du 4 décembre 2012 paru le 21 décembre 2012, un recours en annulation et suspension a été déposé par SYNERGRID et SEDILEC, dont les droits et obligations sont aujourd'hui repris par ORES Assets, née de la fusion des GRD mixtes wallons.

4.1.2.3 Environnement

Politique générale

En moyenne tension, la politique, appliquée depuis une quinzaine d'années, est de remplacer les lignes vétustes par des installations souterraines. Comme déjà expliqué précédemment, les installations vétustes concernées seront en priorité celles qui comportent de nombreux supports dégradés mécaniquement et/ou concernés par de nombreux incidents.

En basse tension, il est prévu de remplacer les lignes cuivre nu par des torsades isolées et non de procéder à un enfouissement systématique. En effet, il est possible d'utiliser les supports existants, le travail se limitant exclusivement au remplacement des conducteurs.

Les nouvelles extensions moyenne tension sont réalisées dans tous les cas en souterrain. Il en sera de même pour les extensions basse tension à l'exception de quelques dossiers pour lesquels ORES (LUXEMBOURG) introduira auprès de la CWAPE une demande de dérogation pour non-enfouissement lorsque des motifs économiques ou techniques justifient une solution aérienne.

Il n'y a pas de dossiers repris nominativement dans ce cadre ; de nombreux dossiers avec d'autres motivations (vétusté, coupures MT, sécurité) permettront d'améliorer également l'intégration des installations dans l'environnement puisqu'il s'agit de remplacement de lignes aériennes par des canalisations souterraines.

Actions spécifiques

Une enveloppe (projet 7900) est prévue pour réaliser, à la demande des autorités communales, différents travaux permettant de déplacer et/ou d'améliorer l'intégration des réseaux dans l'environnement.

Il appartient à ces autorités d'initier le projet ; ORES (LUXEMBOURG) s'aligne et s'intègre avec le calendrier général des travaux.

Néanmoins, des lignes sont enfouies et des postes de transformation aériens sont remplacés par des cabines au sol au gré des opportunités de poses en raison de leur vétusté, parfois en synergie avec d'autres impétrants. L'amélioration de l'environnement, même s'il ne s'agit pas de la motivation principale, est également une des motivations de ces travaux (par exemples projets en partie II du plan sous la motivation E.2.2.1 : 10135, 10211 et en partie I sous la motivation E.1.5.2: 10618, 10611).

4.1.2.4 Harmonisation des plans de tension

La tension en moyenne tension est unique (15 kV), à l'exception du réseau d'ATHUS (6 kV), ce qui ne pose aucun problème d'exploitation. Tous les travaux effectués sur le réseau d'Athus sont réalisés avec du matériel dont la tension d'isolement est à 17,5 KV, en vue de préparer le passage à 15KV.

En basse tension, il n'est pas prévu de passage systématique des réseaux 230 volts en 400 volts.

Aucune enveloppe n'est donc retenue dans ce plan d'adaptation.

4.1.2.5 Investissements en postes ELIA

Il est prévu de remplacer la TCC du poste de MARCHE en 2017 (projet 11222).

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2017
MARCHE-EN-FAMENNE	MARCHE-EN-FAMENNE	CHAUSSÉE DE LIEGE	Poste de Marche: remplacement TCC	11222

4.1.2.6 Amélioration de l'efficacité du réseau

Il s'agit de travaux permettant des nouveaux bouclages 15 kV et donc une alimentation plus rapide en cas d'incident des utilisateurs de réseau alimentés jusqu'à présent par des lignes MT en antenne.

L'ensemble des travaux nominatifs programmés dans le plan est repris dans la partie 2 du plan par région (motivation 2.6). Il s'agit de :

projet	Description des travaux	commune	localite	rue
8230	Nouvelle liaison MT vers LIBRAMONT	LIBRAMONT-CHEVIGNY	RECOGNE	RUES DIVERSES
10586	Aménagement HT à Poix	SAINT-HUBERT	HATRIVAL	RUE DES ARDENNES, POIX
11460	Poste de Fays-les-Veneurs: remplacement générateur TCC	PALISEUL	FAYS-LES- VENEURS	ROUTE DE SEDAN

Le projet 8230 consiste en en l'amélioration du réseau MT de Libramont dont la dernière phase sera réalisée en 2015.

Le projet 10586 conduira au remplacement de liaisons vétustes à Hatrival.

Afin de garantir une meilleure gestion du réseau, du nouveau matériel de télécommande sera installé dans diverses cabines du réseau du GRD. Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite Distribution (Namur), ainsi que la commande de celles-ci (postes subordonnés) (projet non-nominatif 7892).

Parallèlement à cela, des études conceptuelles¹⁰ sont menées pour évaluer l'impact des nouvelles productions décentralisées sur l'architecture du réseau et déterminer les moyens éventuels à mettre en œuvre pour optimiser la gestion de celui-ci (i.e. mesure des charges, protection des installations, transfo auto-adaptatif,...).

En matière de réduction des pertes réseau, le GRD a pour politique de privilégier :

- l'utilisation de transformateurs de puissance à très faibles pertes pour les cabines de transformation qu'il gère (tous les transfos achetés entrent dans cette catégorie).
- le remplacement des réseaux BT aériens de faible section, réseaux où les dissipations par effet Joule sont particulièrement importantes. Rappelons néanmoins que le remplacement de lignes ou câbles dans le seul but de réduire les pertes n'est jamais rentable s'il n'est associé à une autre motivation (fiabilité, sécurité).

4.1.2.7 Compteurs

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie, demande à ORES (LUXEMBOURG) de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et identifie les modèles ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Les séries incriminées doivent alors être retirées du réseau dans un délai imposé par le Service de la Métrologie.

Parallèlement à ces campagnes métrologiques et ce, de la propre initiative d'ORES (LUXEMBOURG), il est procédé progressivement au remplacement des compteurs équipés de cadrans à quatre roues. Ce type de compteur peut présenter des litiges de facturation.

Leur remplacement s'effectue au gré des opportunités et en fonction des consommations enregistrées les années précédentes.

Une enveloppe provisionnelle est réservée pour réaliser les dossiers relatifs à ce type d'adaptation :

- Nombre de compteurs quatre roues et « métrologique » à remplacer : prévision de **1.200** pièces par an (projet n° 7916).

Au 31-12-13, il restait **116** compteurs quatre roues sur le réseau.

¹⁰ Concept de « Smart Grid » tel que repris dans la littérature.

Compteurs à budget

ORES (LUXEMBOURG) procède également au remplacement de compteurs existants par des compteurs à budget dans le respect du décret de la Région Wallonne relatif aux obligations de service public.

On prévoit de placer +/- **780** compteurs à budget par an (projet n° 7903) pour la période 2015-2017. En 2018, les compteurs à budget seront remplacés par des compteurs intelligents (projet 11825).

Situation du parc compteurs à budget ORES (LUXEMBOURG) à fin 12/2013 : **4.977** compteurs placés (Voir également le rapport qui vous a été transmis le 31/03/2014 : données à caractère social relatives à l'année 2013).

Compteurs « intelligents »

Outre les plans financiers réalisés en 2012 par ORES et par la CWaPE, deux incitants majeurs poussent ORES à déployer des compteurs intelligents dès que possible sur certains segments :

- le risque élevé quant à la pérennité de la solution actuelle des compteurs à budget (CàB) et inconvénients de celle-ci ;
- la demande croissante du marché pour l'utilisation de données de comptage avec une granularité plus fine.

A partir de 2018, ORES prévoit donc, le déploiement de compteurs "SMART" limité au remplacement des compteurs à budget tant en ELEC qu'en GAZ.

Ce projet concerne :

- 1) 21.000 compteurs E pendant 6 ans – 6.000 après
- 2) 14.000 compteurs G pendant 6 ans – 5.000 après

Fin 2023, l'ensemble des compteurs à budget est remplacé.

Le projet non-nominatif n° 11.825 couvre le remplacement des compteurs à budget par des compteurs intelligents à partir de 2018.

Une importante plate-forme informatique dédiée permettant la gestion des fonctionnalités (prépaiement, télérelève, activation/désactivation, ...) de ce parc de compteurs sera également développée pour démarrer le remplacement des compteurs à budget en 2018.

D'autres segments devraient également progressivement, bénéficier de cette technologie :

- Les nouveaux prosumers : tout raccordement, existant ou nouveau, sur lequel une nouvelle production est installée
- Certains clients industriels (qui sera justifiée par une granularité plus fine des données de comptage)

Une étude est en cours actuellement sur la faisabilité d'un déploiement de compteurs intelligents susceptible d'être généralisé au fil de l'eau, avec comme priorité les segments :

- nouveaux compteurs
- remplacements compteurs défectueux
- compteurs demandés par les clients

Des moyens de télécommunications à mettre en oeuvre pour supporter ce déploiement de compteurs segmenté généralisable, avec un accent particulier sur les technologies G3¹³ PLC¹⁴, sont testés.

En parallèle, les travaux de développement de standards se poursuivent au niveau des organismes européens de standardisation.

4.1.2.8 Réseaux « intelligents »

2.8.1 Vision ORES

On retrouvera ici l'état actuel des réflexions d'ORES quant à la mise en oeuvre du concept de réseau intelligent¹⁵.

2.8.1.1 Généralités

Grâce aux participations à de nombreux colloques, séminaires, échanges avec d'autres GRD belges et européens ainsi qu'aux interactions avec le milieu académique (tel que la chaire ORES), ORES est convaincu que les réseaux intelligents sont l'une des clés majeures pour permettre la réalisation de l'objectif de 8000 GWh de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelable pour 2020 et au-delà.

Le cheminement de cette conviction prend naturellement ses racines dans le contexte européen mais surtout wallon. En voici les lignes de force :

- Actuellement, nous observons que les principaux projets et réalisations en matière d'énergie renouvelable concernent principalement le grand éolien (> 5 MVA) et le petit PV (< 10kVA).
- Or, si l'on en croit les projections de la CWaPE et de l'APERE, ces deux moyens ne contribuent qu'un peu plus de la moitié de l'effort à fournir (3800 GWh pour l'éolien et moins de 900 GWh pour le petit PV).
- Il est donc évident, sous peine de non-atteinte de l'objectif « vert », que les autres catégories de sources renouvelables vont devoir se déployer massivement. Nous pensons au Grand Photovoltaïque (> 10KVA), à la cogénération de qualité, à l'hydraulique et dans une moindre mesure à la géothermie.
- Les puissances à mettre en oeuvre (de l'ordre de la centaine de kW à quelques MW) font que ces installations se raccorderont majoritairement à partir du réseau MT.
- De par le caractère intermittent de ces sources, les fluctuations de la tension sur le réseau MT risquent de devenir plus importantes (en amplitude) et plus fréquentes que celles observées dans le passé.

¹³ ORES est membre de l'alliance G3-PLC. Voir <http://www.g3-plc.com/>

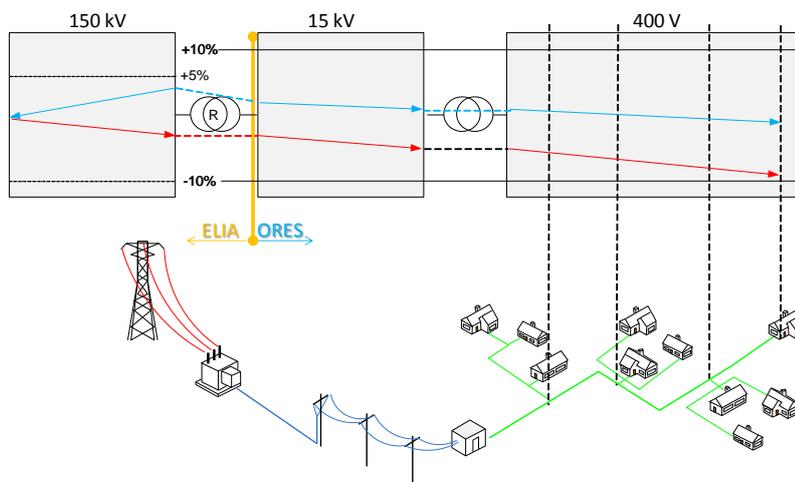
¹⁴ **Power Line Communication** – communication par courant porteur entre le compteur et concentrateur situé entre le TGBT et le Transfo.

¹⁵ Concept de « Smart Grid » tel que défini par EURELECTRIC à savoir :

« Un Smart Grid est un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés au réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».

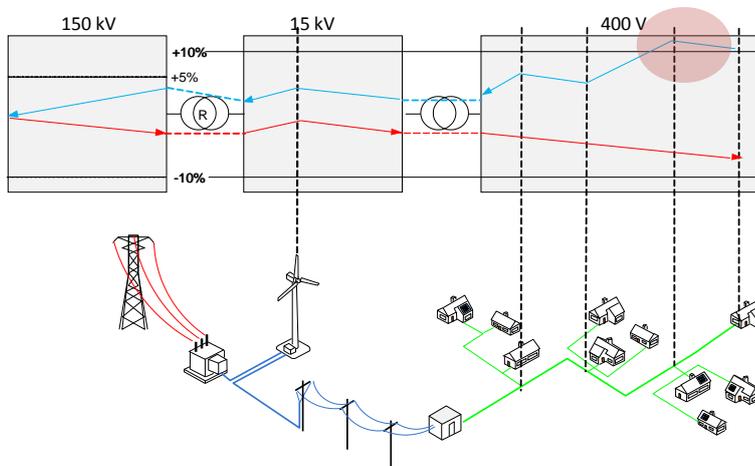
Situation « classique » (sans productions décentralisées):

Le régulateur HT/MT permet de maintenir la tension MT à + ou – 3% de la tension de consigne



Avec l'arrivée des productions décentralisées :

Des PDC en réseau MT augmentent le risque d'avoir des problèmes en BT car dans le voisinage d'une production, la tension augmente.



- Il est évident que les utilisateurs du réseau (en MT mais également en BT car le niveau de tension BT est influencé par les variations de la tension MT) ne pourront en être les victimes et que la qualité du produit (dont la tension est un des indicateurs) doit rester à un niveau acceptable (tel que défini dans la normalisation (norme EN50160)).

Pour toutes ces raisons, il est donc primordial qu'ORES :

- **Ait une meilleure connaissance des flux d'énergie sur le réseau MT et qu'il puisse les prévoir, ce qui implique**
 - **Plus de capteurs et d'appareillage de mesure sur le réseau MT**
 - **De mettre en œuvre des outils pour prévoir ces flux d'énergie (via un estimateur d'état)**
- **Puisse anticiper et préparer le réseau à accueillir ces flux d'énergie, et par là :**

- Plus automatiser et télécommander les organes de manœuvre sur le réseau MT
- Faciliter une gestion active de la structure du réseau. Par exemple en facilitant les transferts de charges d'un poste à un autre.
- Capture ces opportunités pour rendre un meilleur service à moindre coût
 - Ces équipements doivent permettre à long terme de diminuer tant le temps de rétablissement après une défaillance que de diminuer les coûts d'intervention.

2.8.1.2 Réseau de télécommunication

Ces fonctionnalités doivent s'appuyer sur un réseau de télécommunication efficace

ORES dispose déjà d'un tel réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, soit sur réseau de type téléphonique (quartes). Le réseau de fibres optiques ORES est bouclé et constitue ainsi une ossature de base reliant les centres d'exploitation et les postes HT/MT.

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

- la sécurité contre les agressions informatiques (piratages) : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur ;
- une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour ORES et ce, sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité) ;
- une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5min pour les mesures) ;
- une fiabilité (ex : bouclage) est nécessaire en cas de black-out (ce qu'aucun opérateur télécom externe ne garantit) ;
- des coûts qui restent maîtrisables sur le long terme.

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

Une globalisation des besoins en moyen de télécommunication tient compte des besoins :

- d'une part, pour la gestion des réseaux (évolutions Smartgrid) ;
- d'autre part, pour la communication avec les compteurs intelligents (Smartmeters).

Dans le premier cas, elle permettra d'agir sur les systèmes de protection (relais de commandes, protections électriques, disjoncteurs, etc.) et de conduite (interrupteurs motorisés) des réseaux. Elle servira également à rapatrier les mesures de tension et de courant (y compris son sens) nécessaires aux outils de :

- planification et de prévision des productions et des charges ;
- calcul en temps réel de l'état des réseaux électriques de distribution.

Dans le deuxième cas, elle permettra de rapatrier les valeurs de comptage mesurées par les compteurs intelligents. Ces mêmes compteurs pourront aussi être utilisés à des fins d'exploitation telles que activation/désactivation à distance, fonctionnement en compteur à prépaiement, etc.

La mise à niveau de notre réseau de télécommunication sera réalisée sur une période de plusieurs années dans le cadre d'un plan général cohérent afin de profiter des synergies de pose entre câbles électriques et télécom.

2.8.1.3 Eléments constitutifs

Les actions retenues et à mener pour rendre le réseau '*smart*' s'articulent autour des axes suivants :

1. Mettre en place une gestion active du réseau :

- Etudier et mettre au point des outils de planification des réseaux, prévision des productions et des charges et gestion en temps réel des réseaux de distribution d'électricité compte tenu des objectifs en termes de production décentralisée d'énergie. Ces outils nécessiteront des informations complémentaires à celles déjà collectées par le CCD¹⁸ actuel. C'est dans ce contexte qu'ORES participe (et même pilote une des tâches) du projet GREDOR.
- Augmenter le niveau des informations à disposition du CCD, sur les éléments de réseaux suivants :
 - postes HT/MT : augmenter la qualité et la granularité de l'information en abandonnant pour ses propres équipements les moyens actuellement partagés avec ELIA ;
 - cabines MT/BT : mesure des intensités, des tensions et du sens du courant (indispensable par ailleurs pour localiser les défauts sur câbles MT) ;
 - cabine client MT (avec production décentralisée) : mesure des puissances produites par les unités de production importantes. Ce qui permet de se conformer à la directive européenne « Transparence » (No 543/2013 du 14 Juin 2013) et de faire participer ces unités à la gestion de la tension (par injection ou consommation de réactif).
 - réseau BT : charge des circuits 'sensibles' (soit ceux où le taux de production décentralisée est élevé).
 - exploiter ces informations à l'aide des systèmes informatiques performants et développer les moyens nécessaires à l'exploitation de la modulation des productions décentralisées d'une part, et, d'autre part, augmenter la capacité de gestion à distance des principaux composants d'un réseau (disjoncteurs / interrupteurs) (configuration en boucle ouverte ou en antenne avec transition souterrain / aérien) par la motorisation de ceux-ci et leur télé-contrôle à partir du CCD.

2. Augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées:

- cela se traduira par une capacité de modulation à distance des moyens de production des gros producteurs (>250kVA), là où des problèmes se posent en termes de capacité d'injection ou lors de procédures de reconstruction du réseau (disjoncteur télé-contrôlé dans la cabine client)
- des réflexions sont également en cours quant à l'opportunité de mettre en œuvre des capacités de stockage d'énergie au niveau du GRD pour permettre un meilleur accueil des productions décentralisées. Compte tenu du manque de maturité et des coûts très élevés de ces technologies de stockage, ORES prévoit de continuer la veille technologique dans ces matières. A cette fin, ORES a marqué son intérêt pour participer à un projet de stockage dans d'anciennes carrières (projet en cours d'approbation par les autorités)

¹⁸ Centre de Conduite Distribution

3. Evolution du modèle de marché :

En concertation avec les autres acteurs du marché au travers des plateformes de concertation en ATRIAS et en Synergrid, ORES fait des propositions de modèles de marché équilibrés permettant l'utilisation de la flexibilité tant pour les besoins des gestionnaires de réseaux (transport et distribution) en terme de levée de congestion que pour d'autres besoins (tel que le balancing).

4. Diminuer le coût des pertes, à travers la production d'une partie de celles-ci (le talon minimum).
Sont actuellement envisagées :

- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les différents bâtiments du GRD ;
- la participation au développement de parcs éoliens.

Estimations budgétaires

Le projet non-nominatif n°11.814 prévoit des montants dès 2015 pour :

- le remplacement des disjoncteurs non télécommandables en cabine
- le placement de matériel électronique permettant le télécontrôle (mesure des intensités, des tensions et du sens du courant) et la télécommande des cabines
- les équipements permettant de rapatrier les informations vers notre dispatching
- les moyens de transmission (réseau de signalisation) entre ces cabines et notre centre de contrôle.

Le démarrage éventuel de ces projets est conditionné par un accord et une adhésion de toutes les parties prenantes (CWaPE, CREG, actionnaires, pouvoirs politiques) et la garantie d'un financement adéquat.

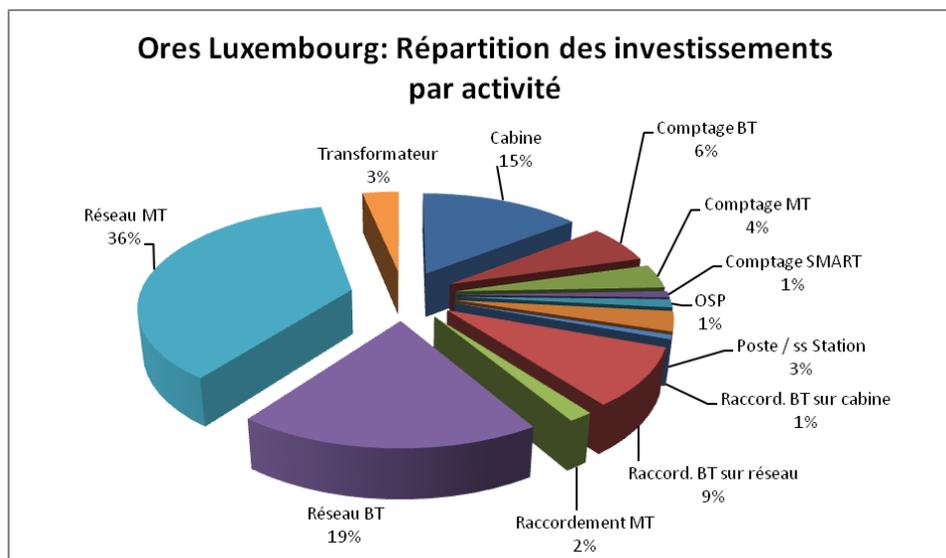
4.2 Synthèse

Le programme 2015-2018 peut se synthétiser :

- en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

annee	classe budget	Branchement MT (m)	Branchement BT (pc)	BT Aérien (m)	BT Souterrain (m)	Cabine Bâtiment (pc)	Cabine Equipement (pc)	Cabine Terrain (pc)	Compteurs à budget (pc)	Compteurs BT (pc)	MT Aérien (m)	MT Souterrain (m)	Poste Cabine (pc)	Raccordement Cabine (pc)	Signalisation (m)	Transfo (pc)	Cabine Equipement Protection/hélicontrôle (pc)
2015	A		110	13.600	21.800	29	86	22	789	2.204	52.027	40.240	17			31	5
	B	3.500	1.520	4.000	35.850	18	38	3		2.201		14.350	12	20	3.000	38	5
Total 2015		3.500	1.630	17.600	57.650	47	124	25	789	4.405	52.027	54.590	29	20	3.000	69	10
2016	A		110	16.500	24.300	30	83	25	774	2.204	53.730	40.000	11			29	5
	B	3.500	1.520	4.000	35.200	15	38	1		2.200		12.750	27	20	1.000	35	6
Total 2016		3.500	1.630	20.500	59.500	45	121	26	774	4.404	53.730	52.750	38	20	1.000	64	11
2017	A		110	10.300	31.350	27	95	26	776	2.204	52.024	40.250	22			34	5
	B	3.500	1.520	4.300	35.800	14	33			2.200		45.450	6	20	18.000	35	5
Total 2017		3.500	1.630	14.600	67.150	41	128	26	776	4.404	52.024	85.700	28	20	18.000	69	10
2018	A		110	20.500	23.250	20	83	17		2.204	52.020	37.242	25			26	5
	B	3.500	1.520	4.000	35.200	14	33			2.200		19.950	6	20	1.000	35	5
Total 2018		3.500	1.630	24.500	58.450	34	116	17		4.404	52.020	57.192	31	20	1.000	61	10
Total général		14.000	6.520	77.200	242.750	167	489	94	2.339	17.617	209.801	250.232	126	80	23.000	263	41

- en terme de répartition des moyens budgétaires par famille d'activités techniques :



LES TRAVAUX D'ADAPTATION LES PLUS IMPORTANTS

Les critères retenus pour déterminer l'importance d'un projet sont :

- la qualité de fourniture
- la santé/sécurité des travailleurs, des installations et des utilisateurs
- l'efficacité économique

Sur base de ces critères, les projets les plus importants sont :

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017	2018
E.1.1	PODI DE LIBIN	LIBIN	LIBIN	11867	11867	11867	
E.2.1	Renforcement MT Warre - Palenge	DURBUY	LOCALITES DIVERSES (DURBUY)		8498		
	Renouvellement HT Remoifosse - Sainlez	BASTOGNE	VILLERS-LA-BONNE-EAU			10591	10591
	Renouvellement Beaulieu - Ortho	LA ROCHE-EN-ARDENNE	ORTHO			10596	
	Renouvellement Gembes - Haut-Fays	DAVERDISSE	GEMBES			10602	
	Renouvellement HT entre Nives et Remichampagne	VAUX-SUR-SURE	NIVES			10614	
	Renouvellement HT Deulin - Fronville	HOTTON	FRONVILLE		11471		
E.2.2.1	Renouvellement HT Hubermont - Givroulle	BERTOGNE	FLAMIERGE			10579	
E.2.2.2	Travaux poste de Bomal	DURBUY	BOMAL-SUR-OURTHE			8548	8548
	Poste de Marcourt: remplacement équipement vétuste	RENDEUX	MARCOURT		10630	10630	

Synthèse des travaux poste prévus au plan

projet	localite	2015	2016	2017	2018
8546	CHINY	8546			
9370	PONDROME		9370		
10630	MARCOURT		10630	10630	
11222	MARCHE-EN-FAMENNE			11222	
11460	FAYS-LES-VENEURS		11460		
8548	BOMAL-SUR-OURTHE			8548	8548

Indicateurs de qualité

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE

Indicateurs	Unité	Statistiques 2010	Statistiques 2011	Statistiques 2012	Statistiques 2013
Nombre d'utilisateurs du réseau BT	nbre	138.876	140.866	142.804	144.806
Nombre d'utilisateurs du réseau HT	nbre	1.124	1.108	1.082	1.082
Longueur du réseau BT	km	4.042	4.084	4.129	4.153
Longueur du réseau HT	km	3.662	3.697	3.706	3.696
Energie distribuée en BT (aux consommateurs finaux)	kWh	744.745.140	742.073.238	747.705.546	703.215.494
Energie distribuée en HT (aux consommateurs finaux)	kWh	483.487.589	478.702.588	452.893.616	507.335.333
Indisponibilité pour coupures planifiées	heures	1 :05 :24	1:20:17	1:10:41	1:07:22
Indisponibilité suite défaillance MT	heures	3 :07 :00	1:08:00	1:28:00	1:07:00
Temps d'arrivée sur site en intervention BT/MT	heures	2:11:53	0:48:00	0:45:56	0:45:47
Temps d'intervention moyen en BT/MT	heures	1:07:43	1:01:05	1:05:45	1:04:58
Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés. Délai Raccordement BT (à partir de l'accord du client)	%	11	5	5	3
Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés. Délai mise en service / réouverture	%	13	8	7	8

2.GAZ

Tableau financier

Luxembourg	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
(K€)										
ACTIVITE "Fourniture Gaz"										
Résultats de l'activité de fourniture gaz	15,4	5,1	12,7	5,2			5,2			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité gaz										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	3.805,4	3.081,3	4.130,1	4.360,4	4.096,8	4.096,8	263,6	4.096,8	4.993,8	5.334,3
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-3.042,1	-2.034,6	-3.193,5	-3.427,2	-3.232,4	-3.232,4	-194,8	-3.232,4	-4.031,5	-4.273,5
Gestion des réseaux	-1.776,6	-685,0	-1.487,5	-1.504,6	-1.386,4	-1.386,4	-118,1	-1.386,43	-2.028,1	-2.102,2
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-295,0	-244,9	-281,7	-391,3	-233,6	-233,6	-157,8	-233,55	-313,59	-319,29
- Frais d'entretien du réseau de distribution (contrôlables)	-476,6	-556,0	-556,0	-399,8	-660,8	-660,8	261,0	-660,77	-573,93	-582,54
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					3,1	3,1	-3,1	3,12		
- Coûts de l'activité de mesure et de comptage (contrôlables)	-93,7	-93,4	-94,0	-96,8	-85,9	-85,9	-10,9	-85,89	-87,80	-93,50
- Coûts de la gestion du système (contrôlables)	-35,4	-35,1	-39,1	-41,8	-27,5	-27,5	-14,2	-27,52	-40,37	-40,98
- Obligation de services publics	-247,3	-253,3	-242,7	-249,1	-291,7	-291,7	42,6	-291,72	-258,54	-270,31
- Redevance de voirie	-533,7	-550,2	-501,5	-570,4			-570,4		-547,64	-547,64
- Charges de pensions non capitalisée	-95,0	-86,6	-96,7	-99,4	-90,1	-90,1	-9,4	-90,09	-74,09	-70,71
- Solde de réconciliation		1.134,6	330,5	339,6			339,6		-109,03	-133,46
- Autres			-6,2	4,3			4,3		-23,10	-43,77
Amortissements (yc OSP)	-780,1	-858,2	-940,7	-997,4	-933,9	-933,9	-63,5	-933,9	-1.209,5	-1.337,8
- des appareils de mesure										
- hors infrastructure		-1,1	-3,5	-5,4	-4,2	-4,2	-1,3	-4,2	-46,2	-65,4
- de l'infrastructure	-745,1	-810,8	-882,8	-934,4	-702,2	-702,2	-232,2	-702,2	-913,6	-1.000,4
- OSP	-34,9	-46,4	-54,3	-57,5	-227,5	-227,5	170,0	-227,5	-249,7	-272,1
Désaffectation de la plus value RAB	-54,6	-54,6	-54,6	-54,6	-54,6	-54,6	0,0	-54,6	-54,6	-54,6
Charges financières (hors pension)	-392,3	-416,8	-684,5	-819,8	-805,7	-805,7	-14,1	-805,7	-672,2	-705,3
Impôts	-38,5	-20,1	-26,2	-50,9	-51,8	-51,8	0,9	-51,8	-67,1	-73,6
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" gaz	763,3	1.046,7	936,6	933,2	864,4	864,4	68,8	864,4	962,3	1.060,8
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	778,7	1.051,7	949,3	938,4	864,4	864,4	74,0	864,4	962,3	1.060,8
Mouvements sur réserves										
Dotations		-241,2	-146,3	-115,3			-115,3		22,11	22,11
Prélèvement		-241,2	-146,3	-115,3			-115,3			
Bénéfice à reporter activité "fourniture gaz"		110,0							22,11	22,11
RESULTATS A DISTRIBUER	778,7	920,5	803,0	823,2	864,4	864,4	-41,3	864,4	984,4	1.082,9

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie du plan stratégique détaille :

- La situation à fin 2013 ;
- L'état d'avancement des travaux prévus en 2014 ;
- Le programme d'investissements et repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour le GAZ.

Ces plans ont été déposés en mars 2014 au régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 39 du règlement technique gaz (Arrêté du Gouvernement Wallon du 12 juillet 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011, 2012 et 2013 au niveau des investissements (montants arrondis en k€) :

k€	2011	2012	2013
	Réalité	Réalité	Réalité
"A" Remplacement	455	211	173
"B" Extension	3.209	3.374	3.641
TOTAL BRUT Réseau	3.664	3.585	3.814
Investissement hors réseau	11	13	27
Autres (Co-propiété, etc)	-	-	-
TOTAL BRUT	3.674	3.598	3.841
Interventions clients (-)	- 279	- 472	- 301
Fonds DZ utilisés			
TOTAL NET	3.395	3.127	3.540

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel 2013 :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

La comparaison entre le budget et la réalité des dépenses à fin juin 2014, par famille d'activité technique, est donnée ci-dessous :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Luxembourg) GD - (K€)

<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	<u>Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)</u>
			<u>Ecart %</u>
ORES (Luxembourg) GD			
Total Brut	3.662,0	1.704,9	46,6%
MP stations récep. Et poste répart.			
MP canalisations et branchements	924,1	427,0	46,2%
MP/BP Cabines	138,4	14,1	10,2%
BP Canalisations	1.446,8	708,2	48,9%
BP branchements	717,5	418,0	58,3%
MP Groupes de comptage	8,4	4,5	53,3%
BP Groupes de mesure	291,4	109,0	37,4%
Compteurs à budget	115,0	22,4	19,5%
Coût des installations hors infrastructure	20,4	1,6	7,9%
Intervention clientèle	-300,0	-110,8	36,9%
MP stations récep. Et poste répart.			
MP canalisations et branchements	-108,4	-26,0	23,9%
MP/BP Cabines	-69,1	-14,1	20,3%
BP Canalisations	-19,4	-9,7	49,9%
BP branchements	-59,1	-49,4	83,6%
MP Groupes de comptage			
BP Groupes de mesure	-34,8	-10,6	30,4%
Compteurs à budget	-9,2	-1,1	12,2%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	3.362,0	1.594,1	47,4%
MP stations récep. Et poste répart.			
MP canalisations et branchements	815,7	401,1	49,2%
MP/BP Cabines	69,3	0,0	0,1%
BP Canalisations	1.427,4	698,5	48,9%
BP branchements	658,5	368,7	56,0%
MP Groupes de comptage	8,4	4,5	53,3%
BP Groupes de mesure	256,6	98,4	38,4%
Compteurs à budget	105,8	21,3	20,1%
Coût des installations hors infrastructure	20,4	1,6	7,9%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension d'ORES (LUXEMBOURG) sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de **2%** sur la période 2015-2018¹⁹.

	PLAN CWaPE 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement	711	539	579	505
"B" Extension	2.924	3.167	3.191	3.254
TOTAL Réseau BRUT (as usual)	3.635	3.705	3.769	3.760
Interventions clients (-)	-275	-281	-286	-292
Fonds DZ utilisés				
TOTAL Réseau GAZ [Net]	<u>3.360</u>	<u>3.425</u>	<u>3.483</u>	<u>3.468</u>
Smart meter GAZ	0	0	0	174
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs	35	67	83	25
TOTAL Smart metering	<u>35</u>	<u>67</u>	<u>83</u>	<u>199</u>
TOTAL Hors Réseau [outillage & Charroi]	<u>75</u>	<u>82</u>	<u>80</u>	<u>72</u>
Co-Propriété : Immo Corporelles	119	56	30	10
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]	45	24	20	11
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]	<u>164</u>	<u>80</u>	<u>51</u>	<u>22</u>
TOTAL	<u>3.633</u>	<u>3.654</u>	<u>3.698</u>	<u>3.761</u>

Montants arrondis en k€

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Ces montants comprennent les OSP (compteurs à budget GAZ).

Ce chiffrage est communiqué à titre indicatif.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.54 du Code de la démocratie locale et de la décentralisation (M.B. du 12/08/2004)).

¹⁹ Conforme aux objectifs moyen terme de la BCE.

4. Plan d'investissement 2015 - 2018

4.1 Plan CWaPE

Les plans d'adaptation et d'extension 2015-2018 ont été remis à la CWaPE en mars 2014 et s'articulent comme suit :

4.1.1 Plan d'adaptation

4.1.1.1 Augmentation de la consommation

Les rapports statistiques des débits et les prévisions de débit ont été établis suivant les procédures du code de collaboration établi entre le GRT FLUXYS et le GRD. Les données actuellement disponibles pour l'exercice 2013 sont présentées en annexe A.1.1 du plan d'adaptation.

Les capacités indiquées pour chaque poste sont les capacités contractuelles et non techniques, ces dernières étant le plus souvent supérieures aux premières citées.

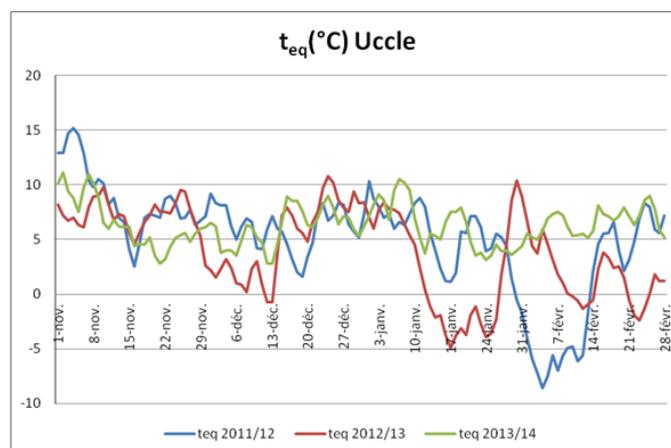
4.1.1.2 Engorgements et chutes de pression observés

Ces travaux sont programmés suite aux résultats de campagnes de mesures systématiques effectuées en différents endroits du réseau. Ces points sont identifiés par calcul, par expérience, par position géographique et/ou suivant des appels de clients.

Pour les réseaux basse pression, les pressions minimales tolérées aux points bas sont de 18 et 22 mbar sur des réseaux respectivement de 21 et 25 mbar. En ce qui concerne les réseaux moyenne pression, les seuils de tolérance sont en général fonction des régulateurs MP se trouvant dans les cabines de distribution MP/BP. Ceux-ci nécessitent le plus souvent une pression d'entrée minimale allant de 500 mbar à 1 bar pour un fonctionnement optimal.

Il est toutefois possible de trouver des pressions supérieures à 21 et 25 mbar aux points bas de ces réseaux. Certains seuils sont en effet placés plus haut en conditions hivernales afin de garantir une stabilité de pression d'alimentation dans les conditions les plus défavorables. Cette surpression n'excède cependant pas 2 mbar.

Le graphique ci-dessous montre les températures équivalentes mesurées à Uccle lors des 3 dernières périodes hivernales (du 1 novembre au 28 février).



Durant la période hivernale 2013-2014, les températures sont restées positives avec une moyenne de 6,3°C et la consommation n'a pas connu de pointes comme les années précédentes. La plupart des mesures de pression sur les réseaux n'ont donc pas résulté en données utilisables pour identifier de 'nouveaux' engorgements.

4.1.1.3 Remplacements pour cause de vétusté ou raison technologique

Une partie importante des travaux relève de ces motivations.

Conduites

La décision de remplacement d'une conduite est prise :

- en fonction de l'état général de la conduite ;
- suite à la localisation de présence gaz en détection systématique ou par appel de clients ;
- en synergie avec des travaux de voirie ;
- suite à des problèmes de protection cathodique, les relevés de protection cathodique étant effectués annuellement sur l'ensemble des points de mesure du réseau moyenne pression et tous les 4 ans sur le réseau basse pression.

Aucun remplacement de conduite n'est à envisager. En effet, les réseaux sont de type acier de construction relativement récente (Arlon ville) ou PE et offrent toutes les garanties de sécurité. Il en est de même pour les branchements.

Branchements

A l'occasion du remplacement d'un compteur gaz (qu'il soit à l'initiative du GRD ou imposé par le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie (voir point 4.1.1.8), le branchement fait l'objet d'une analyse particulière qui peut déboucher sur des travaux d'adaptation en particulier lors du remplacement de compteurs bi-tubulaires par des compteurs mono-tubulaires.

Les projets 11760 et 11762 ont pour objet une suppression de nombreuses traversées de voiries et l'assainissement des branchements correspondants.

Cabines

Différents travaux d'aménagement de cabines de répartition et de cabines de distribution sont planifiés afin de fiabiliser la distribution de gaz au départ de ces postes et cabines.

Ces travaux consistent en l'adaptation de tuyauteries, en remplacement de vannes et/ou de régulateurs de pression. Les travaux d'aménagement de cabines sont repris à l'annexe A.2.1.2 du plan d'adaptation.

Protections cathodiques

Le remplacement d'une chaîne anodique est prévu en 2017 et en 2018 (non-nominatif).

4.1.1.4 Travaux pour raison de sécurité

Protection cathodique

A la demande d'INFRABEL, les liaisons équipotentielles réalisées avec les rails de chemin de fer sont progressivement supprimées au profit de postes de soutirage à réaliser par le GRD. Ces travaux ainsi que ceux réalisés à l'initiative du GRD sont donnés en annexe A.2.2.1 du plan d'adaptation.

Remplacement de conduites et/ou de vannes fuyardes

Il n'y a pas de travaux de remplacement prévus par ORES (LUXEMBOURG) dans le plan. En effet, les réseaux présentent toutes les garanties de sécurité voulues.

4.1.1.5 Impositions extérieures

Législation spécifique

Néant.

Amélioration des sites et adaptations de voiries

Une enveloppe reprise en motivation G.2.3.2 (projet 8068) est prévue annuellement pour faire face aux éventuels déplacements d'installations moyenne pression et basse pression à la demande de tiers (communes, MET,...) suite, par exemple, à l'adaptation de voiries, la création de ronds-points ou la modification de profils.

4.1.1.6 Investissements Fluxys

Modifications d'infrastructures induites par des modifications au niveau du réseau de transport : il n'y a pas de travaux de ce type retenus pour le plan 2015-2018.

4.1.1.7 Amélioration de l'efficacité du réseau : bouclages, télémesures,...

Les principaux postes de détente sont équipés de télémesure.

Il n'y a pas de travaux nominatifs de bouclage prévus à ce jour pour la période 2015-2018.

4.1.1.8 Travaux sur compteurs

Les travaux sur compteurs nécessitent de dégager des moyens importants tant en interne qu'en externe. La nécessité de procéder également à une adaptation du branchement – en particulier en cas de remplacement d'un compteur bi-tubulaire par un mono-tubulaire - augmente les coûts et affecte la cadence de remplacement.

Remplacement imposé par le Service Métrologie

Remplacement de compteurs non conformes

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie avait indiqué que les familles suivantes de compteurs devaient être retirées du réseau, ne respectant plus les tolérances métrologiques :

ROMBACH G6 - 1983, ELSTER G6 & CONTIGEA G16 - 1984²⁸

CONTIGEA G16 1985 & 1990 - ELSTER G4 1990 ²⁹

Tous les compteurs visés par ces demandes ont été retirés.

CONTIGEA G6 1991, 1997 & 1998 - CONTIGEA G4 1991 ³⁰

En ce qui concerne cette dernière demande formulée début 2012 pour un retrait avant fin 2014, il est apparu après analyse que celle-ci est devenue caduque avec la publication de l'Arrêté Royal du 03-08-2012, les compteurs concernés étant bien dans les nouvelles tolérances imposées par celui-ci.

Remplacement systématique des compteurs de plus de 30 ans

Le remplacement de compteurs imposé par le Service de la Métrologie, suivant l'Arrêté Royal du 03-01-1989, suit son cours.

Cet Arrêté Royal fixe un âge limite de 30 ans pour les compteurs gaz en service.

Cette imposition n'a trait qu'aux compteurs à parois déformables, dont le débit maximum est inférieur ou égal à 100 m³/h et dont la date de fabrication est antérieure à 1982.

Au 31.12.2013, **14** compteurs actifs étaient encore concernés.

Les compteurs dont la date de construction est postérieure à 1981 sortent du champ d'application de l'AR du 03-01-1989 et sont désormais couverts par l' Arrêté Royal du 03-08-2012.

Ceux-ci ne doivent **plus** faire l'objet d'un remplacement systématique après 30 ans.

Autres remplacements

A l'initiative du GRD

Malgré la modification du cadre législatif, le GRD poursuivra néanmoins une politique de retrait des compteurs les plus anciens en se donnant comme objectif d'atteindre un âge maximum de 35 ans dans les 10 ans.

Cette politique devrait permettre de :

maintenir ses capacités pour faire face dans le futur à des demandes de retrait par le SPF de lots non conformes
contribuer au renouvellement des branchements les plus anciens.

Dans ce cadre, cela revient à retirer en moyenne de l'ordre de **75** compteurs/an dans les prochaines années.

Dégradation, renforcement, déforçement

Un certain nombre de travaux est effectué à la demande des utilisateurs, il s'agit par exemple de déplacement pour cause de rénovation, de division de bien en plusieurs logements, de réduction de consommation,...

²⁸ Le 02 février 2008

²⁹ le 14 décembre 2009

³⁰ le 26 janvier 2012 – potentiellement 700 compteurs

Certains remplacements ou travaux sont programmés suite à une intervention de dépannage, il s'agit de compteurs bloqués, bruyants ou encore dégradés par les conditions d'utilisation ou une cause extérieure.

Par ailleurs, certains compteurs à budget³¹ (firmware 2.69) commencent à présenter des problèmes (en particulier la partie électronique) et seront remplacés en 2014 et 2015.

On trouvera dans le tableau ci-joint le nombre de compteurs à budget placés au 01.01.2014 selon le type de firmware :

Firmware		1.09	2.65	2.69	2.8	Total
Luxembourg	actif	37	-	26	98	161
	désactivé	92	-	23	74	189
Total		129	-	49	172	350

Une partie – soit les compteurs dont la fonction prépaiement est désactivée – sera remplacée par des compteurs G4 classiques et l'autre partie par de nouveaux compteurs à budget (type de firmware 3.09).

Placement de compteurs à budget

A partir de 2008, une obligation de service public impose au GRD de placer des compteurs à budget. Les premiers compteurs ont été placés à partir du 2^{ème} semestre 2008. Sur base de l'expérience accumulée depuis, nous estimons devoir placer de l'ordre de **80** nouveaux compteurs³² par an pour les années 2015 à 2017 incluse.

Placement de compteurs 'intelligents'

Actuellement la Belgique est un des rares pays à avoir recours à la technologie des compteurs à budget. L'expérience passée et les difficultés rencontrées avec le fournisseur ont démontré la difficulté d'opérer dans un marché aussi étroit.

A moyen terme, nous faisons face à deux problèmes:

la durée de vie du système actuel de gestion des compteurs à budget est limitée. On estime qu'en 2023 celui-ci sera en fin de vie et devra être remplacé ;

avec la mise sur le marché de compteurs intelligents (qui permettent le prépaiement), il est probable que la ligne de produit actuel compteur à budget/prépaiement ne soit plus suivie.

Pour éviter de se retrouver dans une impasse, il est proposé de mettre en place un nouveau système complet de comptage à prépaiement basé sur les compteurs intelligents. Dans ce but, il est nécessaire :

de placer, à partir de 2018, des compteurs intelligents en lieu et place des compteurs à budget et de remplacer progressivement le parc de compteurs à budget entre 2018 et 2023³³ ;

de développer, en synergie avec l'activité distribution d'électricité, les systèmes de communication et de gestion de l'information et de prépaiement permettant une gestion centralisée et à distance de ces compteurs.

Le budget 2018 voit donc pour la 1^{ère} fois apparaître la ligne compteurs 'intelligents'.

³¹ Encore appelé compteur à prépaiement. [Itron](#) est actuellement notre fournisseur unique pour ce type de compteurs.

³² Non compris le remplacement de compteurs défectueux.

³³ Les premiers compteurs à budget ont été placés en 2007-2008, et ont une durée de vie estimée à 10 ans.

Les estimations faites à ce sujet sont le fruit de premières études qui doivent encore être affinées.

4.1.2 Plan d'extension

4.1.2.1 Raccordements potentiels et petites extensions

Bilan des réalisations 2013

Branchements résidentiels et professionnels

Raccordements réalisés en 2013 :

Branchements	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012	Total 2013
BP	230	294	226	227	249	222
MP	28	29	23	22	14	82
Total	258	323	249	249	263	304

On constate une diminution au niveau des **branchements BP (- 10,84%)** et une **nette augmentation des branchements MP (+ 485,71%)** par rapport à l'exercice précédent.

Gratuité

Sur l'ensemble de ces raccordements, environ **74,34 %** ont été gratuits⁴¹.

Cabines client

Mise en service de 2 cabines client construites en 2013 :

N° CAB	Nom	Localité	Type	Qmax	Construction
X50007	Piscine	Bastogne	CLI	250	2013/1
X20008	SSG Europe	Aubange	CLI	250	2013/3

⁴¹ Gratuité totale ou partielle pour les clients résidentiels jusqu'à 10 m³/h en application du décret.

Pour les autres clients, il n'y a pas de gratuité. 78 ont été facturés en 2013.

Extensions

Toute demande ponctuelle de raccordement hors zone gaz fait l'objet d'un calcul de rentabilité. Conformément au souhait de la CWaPE, un tableau de synthèse des extensions de réseaux est repris en annexe E.1.1.2 du plan d'extension. Ce tableau reprend toute une série de rubriques, parmi lesquelles l'adresse, le nombre de clients potentiels et sûrs, l'investissement, l'investissable, la rentabilité et le statut de chaque demande.

Plan 2015-2018

Raccordements potentiels

On prévoit la réalisation de **280** branchements et l'installation de **454** nouveaux compteurs en 2015.

Petites extensions

Il n'est malheureusement pas possible de préciser, 9 mois avant l'exercice, des extensions mineures qui découleraient d'opportunités de synergies, de nouveaux lotissements proches ou de demandes collectives spontanées. Ces extensions seront analysées au cas par cas.

Ces travaux s'effectuent au fil de l'eau en fonction des demandes ponctuelles des clients. Elles font l'objet d'un calcul de rentabilité conduisant à l'exécution immédiate ou non selon le résultat.

ORES (LUXEMBOURG) prévoit annuellement une enveloppe budgétaire permettant de financer les extensions rentables (projet 9495).

Le détail des quantités prévues par projet est donné en annexe E.3 du plan d'extension.

Grille tarifaire applicable

La grille tarifaire applicable est alignée sur les tarifs acceptés par la CREG.

On se référera au site de la CREG : www.creg.be

4.1.2.2 Grands projets d'extension

En ce qui concerne les extensions, ORES (LUXEMBOURG) se propose d'équiper de manière volontariste en gaz naturel les quartiers qui ne le sont pas encore à ce jour pour autant que le dossier soit **rentable**.

Cette politique présente l'avantage d'éviter de multiples extensions consécutives et donc de réaliser les travaux de manière plus économique avec moins de perturbations pour les riverains et le gestionnaire de la voirie.

Préalablement à la réalisation des travaux, les habitants situés dans le périmètre du chantier sont informés et savent ainsi faire rapidement leur demande de raccordement qui peut donc être réalisé en même temps que l'extension.

A titre d'illustration de cette politique, on peut citer des projets d'extension de réseau sur Aubange et Neufchâteau.

Ces projets sont liés aux travaux de voiries projetés par les administrations communales concernées, et/ou à des demandes de promoteurs immobiliers (exemple projets 11518, 11520 et 11524) .

Les détails de ces différentes extensions sont repris en annexe « Schémas » du plan d'extension.

Ces travaux s'inscrivent bien évidemment dans les enveloppes budgétaires prévues au niveau des extensions.

Etat d'avancement des grands projets prévus au plan 2013

Les grandes extensions réalisées sont :

- Marche - posse de 1,7km de MP
- Messancy – projet 10843 (2,2km BP + 0,5km MP)
- Aubange/Athus – projet 10844 (1,6km BP + 1,4km MP)

Ces 2 derniers projets sont toujours en cours.

Cabines et postes de réception mis en service en 2013 dans le cadre du plan d'extension

N° CAB	Nom	Localité	Type	Qmax	Construction
X10032	Vicinal	Arlon	QUA	500	2013/9

Poses de conduites réalisées en 2013 dans le cadre du plan d'extension

- **4.334** m de conduites MP-B en PE ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux. Les principaux chantiers (> 100 m)⁴² sont repris ci-dessous :

⁴² Il peut exister un écart temporel non négligeable entre le travail de pose et la mise en gaz de la conduite. Certaines conduites posées en 2013 pourraient n'être mises en gaz qu'en 2014. Le tableau reprend ici les longueurs posées.

Commune	Localité	Rue	Unité	PE	Total
ARLON	ARLON	RUE DE DIEKIRCH	M	1.104	1.104
	HEINSCH	RUE DES BRUYERES	M	546	546
AUBANGE	ATHUS	RUE DU COMMERCE	M	133	133
	AUBANGE	RUE ROUGE FONTAINE	M	425	425
		RUE D'ATHUS	M	1.320	1.320
LIBRAMONT-CHEVIGNY	LIBRAMONT	RUE DE LA CITE	M	433	433
MARCHE-EN-FAMENNE	MARCHE-EN-FAMENNE	CHAUSSÉE DE LIEGE	M	253	253

- **10.006** m de conduites BP ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux. Les principaux chantiers (> 100 m) sont repris ci-dessous :

Commune	Localité	Rue	Unité	Total	
ARLON	ARLON	AVENUE DE LONGWY	M	133	
		ROUTE NATIONALE 4		106	
		RUE DE NEUFCHATEAU	M	225	
		CHEMIN DE CLAIREFONTAINE	M	617	
		CHEMIN DU PEIFFESCHOFF	M	762	
		BONNERT	RUE DE LA PLATINERIE	M	313
AUBANGE	ATHUS	RUE BELAIR	M	1.157	
		AUBANGE	RUE D'ATHUS	M	1.725
		LIBRAMONT-CHEVIGNY	LIBRAMONT	AVENUE DE BOUILLON	M
MARCHE-EN-FAMENNE	LIBRAMONT	RUE DE LA CITE	M	551	
		SAINT-PIERRE	LES PRES D'AUBY	M	219
		AYE	RUE GRANDE	M	830
		MARCHE-EN-FAMENNE	CHAUSSÉE DE L'OURTHE	M	130
NEUFCHATEAU	MARCHE-EN-FAMENNE	RUE DU PARC INDUSTRIEL	M	277	
		BOULEVARD DU MIDI	M	107	
		MESSANCY	MESSANCY	RUES DIVERSES	M
NEUFCHATEAU	NEUFCHATEAU (Neufchâteau)	RUE DU MOULIN	M	265	
		RUELLE MAGNETTE	M	307	
		PLACE DU CHATEAU	M	260	

Plan 2015-2018

Définition des zones prioritaires

Néant.

Projets de lotissements/zones d'activité économique (ZAE)

Les demandes en lotissements privés ou sociaux font l'objet d'un calcul de rentabilité.

Une enveloppe provisionnelle est prévue à cet effet (projet 8067=> détail en annexe E.3 du plan d'extension).

Projets stratégiques

Un projet nominatif est prévu au plan :

Projet 10843 : Messancy centre (plan en annexe 'Schémas' du plan d'extension)
Installation d'une cabine de détente et pose 4.000 m (en plusieurs phases).

Il s'agit d'une extension décidée par ORES (LUXEMBOURG) dans le cadre du développement rentable des réseaux offrant un potentiel de raccordement de 288 clients le long de la nouvelle conduite.

Projets en pré-étude (en attente de financement alternatif complémentaire)

Néant.

4.2 Synthèse

Le plan 2015-2018 peut se synthétiser, en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la partie Adaptation de la partie Extension (cf Plan d'adaptation), par les tableaux suivants :

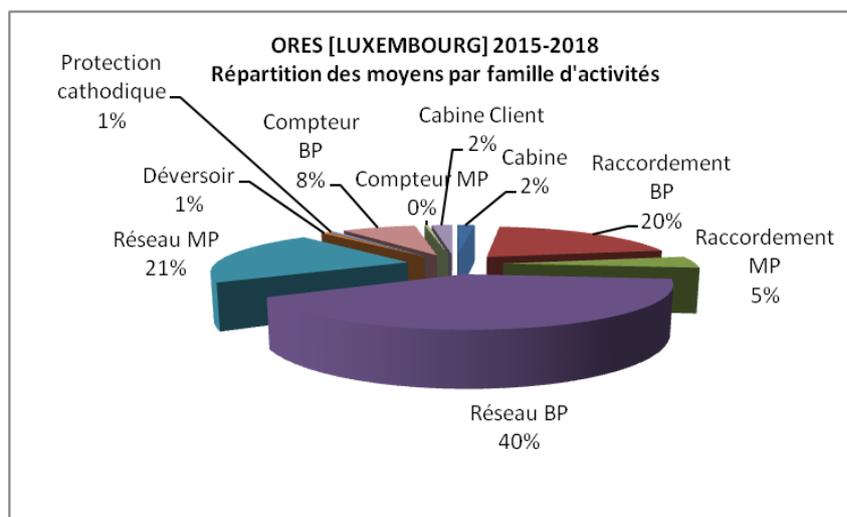
Récapitulatif des quantités en adaptation :

ORES (LUXEMBOURG)		2015	2016	2017	2018
Réseaux MP-B	M	300	300	300	300
Réseaux BP	M	1.200	675	675	675
Branchements BP	Pièce	64	40	40	40
Branchements MP	Pièce	5	5	5	5
Compteurs BP standards	Pièce	80	80	80	80
Compteurs à budget	Pièce	95	90	90	0

Récapitulatif des quantités en extension :

ORES (LUXEMBOURG)		2015	2016	2017	2018
Réseaux MP-B	M	4.100	5.100	5.100	5.100
Réseaux BP	M	7.600	8.285	7.850	7.850
Branchements MP	Pièce	50	50	50	50
Branchements BP	Pièce	230	230	230	230
Cabines Clients	Pièce	5	5	5	5
Compteurs BP standard	Pièce	450	450	450	450

Répartition des moyens budgétaires par famille d'activités techniques :



Indicateurs de qualité

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE

Nombre de fuites réparées, détectées suite à un appel de tiers

	Canalisations de distribution			Branchements			Total
	Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total	général
2010	0	1	1	5	0	5	6
2011	0	4	4	2	0	2	6
2012	2	0	2	0	0	0	2
2013	0	0	0	9	3	12	12

Nombre de fuites réparées, détectées par recherche systématique de fuite de gaz

	Canalisations de distribution			Branchements			Total
	Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total	général
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	1	1	8	0	8	9
2013	0	1	1	11	0	11	12

Nombre de fuites réparées dans des canalisations de distribution, scindées en canalisations moyenne et basse pression, relevées par type de matériau

Nombre de fuites sur les canalisations de distribution moyenne pression 2013

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Acier		24,2	
Polyéthylène		102,7	
Fonte			
PVC			
Total	0	126,9	0

Nombre de fuites sur les canalisations de distribution basse pression 2013

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Fonte grise			
Fonte nodulaire			
Acier		49,5	
Fibro-ciment de diamètre < 100 mm			
Fibro-ciment de diamètre > 100 mm			
PVC			
Polyéthylène	1	111,1	0,9
Total	1	160,6	0,9

Nombre de fuites réparées sur branchements (extérieur et intérieur)

	Nombre de fuites	Nombre de branchements	Nombre de fuites par 100 branchements
2010	5	7.219	0,069
2011	2	7.323	0,027
2012	8	7.582	0,106
2013	23	7.877	0,3

Nombre de km de canalisations de distribution moyenne et basse pression qui ont été contrôlés dans le cadre de la recherche systématique des fuites

	Nombre de km de canalisations de distribution qui ont été contrôlés			
	2010	2011	2012	2013
Canalisations de distribution moyenne pression	32,114	23,133	12,90	28,4
Canalisations de distribution basse pression	20,248	25,196	27,7	11,8
Total	52,362	48,329	40,60	40,3

ORES Mouscron

Evaluation du Plan Stratégique

ELECTRICITE

Tableau financier

Mouscron ED (K€)	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
ACTIVITE "Fourniture d'électricité"										
Résultats de l'activité de fourniture électricité	93,64	73,24	35,58	25,90			25,9			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité électricité										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	17.640,38	19.039,73	22.176,61	27.898,94	18.909,8	18.909,8	8.989,1	18.909,8	25.451,1	26.325,8
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-15.857,2	-17.384,6	-20.659,1	-26.671,3	-17.245,3	-17.245,3	-9.426,0	-17.245,3	-24.210,4	-24.992,5
Gestion des réseaux	-13.129,5	-14.420,9	-17.619,2	-23.635,8	-14.169,0	-14.169,0	-9.466,8	-14.169,0	-20.889,9	-21.465,9
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-1.093,2	-1.002,7	-847,8	-727,0	-906,6	-906,6	179,7	-906,6	-858,3	-863,4
- Entretien de l'infrastructure (Contrôlables)	-1.664,3	-2.138,1	-2.140,9	-2.491,4	-2.189,6	-2.189,6	-301,9	-2.189,6	-2.263,9	-2.318,6
- Gestion du réseau de distribution (Contrôlables)	-99,1	-105,7	-99,9	-110,4	-89,8	-89,8	-20,6	-89,8	-103,1	-104,7
- Coût de l'activité de mesure et de comptage (Contrôlables à pd 2008)	-540,4	-509,0	-484,6	-396,0	-502,2	-502,2	106,2	-502,2	-570,9	-608,0
- Utilisation du réseau de transport	-5.565,9	-6.497,0	-8.864,1	-14.999,3	-6.411,0	-6.411,0	-8.588,4	-6.411,0	-11.922,6	-12.102,1
- Obligation de services publics	-1.069,1	-945,8	-1.200,6	-1.074,7	-810,9	-810,9	-263,9	-810,9	-1.521,9	-1.713,5
- Redevance de voirie	-1.048,4	-1.258,6	-1.308,0	-1.379,3	-1.166,4	-1.166,4	-212,8	-1.166,4	-1.425,4	-1.446,7
- Compensation des pertes	-1.100,4	-876,3	-1.004,3	-1.065,6	-1.375,9	-1.375,9	310,3	-1.375,9	-925,0	-934,1
- Solde de réconciliation		-69,0	-257,4	13,9			13,9		25,5	3,5
- Charges de pensions non capitalisée	-706,8	-673,7	-666,8	-589,4	-682,1	-682,1	92,7	-682,1	-511,7	-471,9
- Autres	-241,8	-345,0	-744,7	-816,6	-34,5	-34,5	-782,1	-34,5	-812,7	-906,6
- Amortissements (yc OSP)	-1.582,4	-1.811,1	-1.722,7	-1.834,1	-1.679,0	-1.679,0	-155,1	-1.679,0	-2.091,8	-2.190,0
Désaffectation de la plus value RAB	-383,8	-383,8	-383,8	-383,8	-383,8	-383,8	0,0	-383,8	-383,8	-383,8
Charges financières (hors pension)	-748,6	-757,2	-927,2	-810,6	-1.006,5	-1.006,5	195,9	-1.006,5	-838,3	-946,0
Impôts	-12,9	-11,7	-6,3	-7,1	-7,1	-7,1	0,0	-7,1	-6,6	-6,8
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" électricité	1.783,1	1.655,1	1.517,5	1.227,6	1.664,5	1.664,5	-436,8	1.664,5	1.240,7	1.333,3
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	1.876,8	1.728,4	1.553,1	1.253,5	1.664,5	1.664,5	-410,9	1.664,5	1.240,7	1.333,3
Mouvements sur réserves	77,1	-103,3	-312,5	-111,1	92,5		-111,1		39,7	39,7
Dotations		-180,4	-389,6	-111,1			-111,1			
Prélèvement	77,1	77,1	77,1		92,5				39,7	39,7
RESULTATS A DISTRIBUER	1.953,9	1.625,1	1.240,6	1.142,4	1.756,9	1.664,5	-522,0	1.664,5	1.280,4	1.373,0

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- La situation des investissements à fin 2013 ;
- L'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014 ;
- Le programme d'investissements qui repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour l'électricité.

Ce plan a été déposé en mai 2014 auprès du régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 32 du Règlement Technique Electricité (Arrêté du Gouvernement Wallon du 24 mai 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011 à 2013 au niveau des investissements (montants arrondis en k€) :

K€	2011	2012	2013
	réalité	réalité	Réalité
"A" Remplacement	2.059	1.607	1.524
"B" Extension	2.720	2.756	2.261
DONT OSP - CBB			
BRUT réseau as usual	4.779	4.363	3.785
Investissement hors réseau	225	231	196
Co-Propriété : Immo Corporelles	39	157	104
Total BRUT	5.043	4.751	4.085
Interventions clients (-)	1.304	1.142	1.581
Total NET	3.739	3.609	2.504

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel 2013 :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

Le tableau suivant donne la comparaison entre le budget 2014 et la réalité à fin juin :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Mouscron) ED - (K€)			
<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	<u>Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)</u>
			<u>Ecart %</u>
ORES (Mouscron) ED			
Total Brut	4.805,5	3.049,6	63,5%
Postes	56,5	9,5	16,7%
Réseau MT	1.544,2	552,8	35,8%
Raccordements et compteurs MT	112,3	1.110,0	988,1%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	1.042,4	511,9	49,1%
Réseau BT	501,2	263,7	52,6%
Raccordements et compteurs BT	707,5	317,3	44,8%
Compteurs à budget	145,3	139,1	95,8%
Coût des installations hors infrastructure	696,0	145,3	20,9%
Intervention clientèle	-1.250,0	-633,1	50,7%
Postes		-7,4	
Réseau MT	-362,2	-178,5	49,3%
Raccordements et compteurs MT	-91,1	-74,5	81,7%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	-147,7	-8,4	5,7%
Réseau BT	-299,4	-163,8	54,7%
Raccordements et compteurs BT	-329,8	-191,2	58,0%
Compteurs à budget	-19,8	-9,4	47,3%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	3.555,5	2.416,4	68,0%
Postes	56,5	2,1	3,7%
Réseau MT	1.182,1	374,4	31,7%
Raccordements et compteurs MT	21,2	1.035,5	4883,8%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	894,8	503,5	56,3%
Réseau BT	201,8	99,9	49,5%
Raccordements et compteurs BT	377,7	126,1	33,4%
Compteurs à budget	125,5	129,8	103,4%
Coût des installations hors infrastructure	696,0	145,3	20,9%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de (2%) sur la période 2015-2018¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Mouscron) ED	K€	PLAN CWaPE 2015-2018			
		2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement		2.659,59	2.586,83	2.631,66	2.154,32
"B" Extension		1.693,99	1.672,03	1.723,03	2.064,49
<i>TOTAL Réseau BRUT (as usual)</i>		<i>4.353,57</i>	<i>4.258,86</i>	<i>4.354,69</i>	<i>4.218,80</i>
Interventions clients (-)		-1.275,00	-1.300,50	-1.327,75	-1.355,49
TOTAL Réseau ELEC [Net - as usual]		<u>3.078,57</u>	<u>2.958,36</u>	<u>3.026,94</u>	<u>2.863,32</u>
TOTAL Hors Réseau [as usual]		<u>261,75</u>	<u>273,57</u>	<u>283,88</u>	<u>290,01</u>
Co-Propriété : Immo Corporelles		473,12	223,78	120,52	40,92
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]		178,25	93,97	81,16	45,47
Ventes Immo Corporelles		-07,16	00,00	-03,58	00,00
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]		<u>644,22</u>	<u>317,75</u>	<u>198,10</u>	<u>86,40</u>
Smart GRID - Eléments réseau		407,92	496,40	609,45	595,08
Smart meter ELEC					829,97
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs		121,19	298,97	417,65	156,67
TOTAL Smart		<u>529,11</u>	<u>795,37</u>	<u>1.027,09</u>	<u>1.581,72</u>
TOTAL		4.513,66	4.345,04	4.536,02	4.821,44

Montants exprimés en K€

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Le GRD ne peut être engagé par le chiffrage provisoire qui vous est communiqué.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.§4 du **Code de la démocratie locale et de la décentralisation** (M.B. du 12/08/2004)).

¹ Si l'inflation devait être significativement différente, les budgets devraient être revus en conséquence.

4. Plan d'investissement 2015-2018

4.1 Plan CWaPE

Le plan d'adaptation 2015-18 a été remis à la CWaPE en mai 2014 et s'articule comme suit :

4.1.1 Besoins en capacité

4.1.1.1 Augmentation de consommation

ELIA, à partir d'un modèle qui lui est propre (cf. plan d'adaptation Elia), estime sur base de l'évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par le GRD, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins **d'1%** en moyenne par an de 2015 à 2018 (annexe 1.1.1.a du plan d'adaptation).

En 2013, le taux d'accroissement constaté par Ores (MOUSCRON) est de moins de 0,5% en moyenne.

Sur cette base, par prudence, nous prenons comme hypothèse d'augmentation des intensités des feeders d'1 % par an (voir tableau évolution des charges par feeder en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation)

ORES (MOUSCRON) prévoit une enveloppe conséquente pour des travaux HT ou BT imprévus à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice (projet n° 7693).

Charges Postes HT/MT

Puissance garantie en prélèvement:

On ne constate actuellement, aucun problème de charge, en prélèvement.

Capacité maximale d'injection :

La valeur reprise comme capacité d'injection inconditionnelle est celle qui est déterminée par Elia suivant la formule : puissance nominale du plus petit des transformateurs x 0,9 + talon du poste (puissance quart horaire minimale du poste sur un an dans le sens consommation).

Sur base de cette valeur, aucun poste n'est saturé mais il n'y a aucune demande actuellement.

A cette limitation liée aux transfos, il faut aussi tenir compte de :

- la saturation des lignes HT à l'amont des postes HT/MT. A la date d'aujourd'hui, ELIA nous a informé qu'en ce qui concerne ORES (MOUSCRON), postes de Mouscron et de Dottignies, il n'y a pas de risque de saturation identifié à ce jour ;
- de la place encore disponible pour de nouvelles cellules dans les postes HT/MT. Les postes ne manquent actuellement pas de place en ORES (MOUSCRON).

Sur la base des informations connues à ce jour, et tenant compte des capacités d'injection utilisées ou réservées, ORES (MOUSCRON) n'entrevoit pas - à l'heure actuelle - de problèmes d'injection de puissance vers le GRT depuis les postes qui desservent son territoire.

Il est évident que tout nouveau projet peut du jour au lendemain remettre en cause cette situation, et doit donc faire l'objet d'une étude de faisabilité tant du côté GRT que d'ORES (MOUSCRON), tout particulièrement au-delà de 5 MVA.

Les feeders

Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télé-contrôlés sont reprises en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation. Ces informations sont fournies annuellement par le Centre de Conduite Distribution de Namur.

Les informations mesurées en 2013/2014 ont été extrapolées jusqu'en 2018 avec l'hypothèse d'augmentation annuelle reprise ci-dessus.

Compte tenu de l'hypothèse de croissance retenue (**1%**), et à configuration du réseau inchangée, aucun départ vers une cabine de distribution ne devrait avoir une charge supérieure à 66 % de la valeur de réglage du disjoncteur en 2017. Dès lors, ORES (MOUSCRON) ne prévoit pas de travaux spécifiques dans ce cadre.

NB: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 7 janvier 2014. La température moyenne était de 9,5°C contre -4,9°C le 16 janvier 2013 (jour des mesures du rapport 2012/2013)².

Les cabines de distribution

En ce qui concerne les cabines de distribution, un relevé annuel des ampèremètres à maxima permet de vérifier la charge des transformateurs et de procéder aux éventuelles mutations pour renforcement.

Toutes ces informations sont reprises dans une banque de données propre aux cabines de distribution.

La liste des projets nominatifs couverts par cette motivation (E.1.1) est reprise en partie II du plan d'adaptation. Il s'agit de :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2018
MOUSCRON	LUINGNE	RUE DU BOEUF	PODI de LUINGNE	11275

Ce projet est lié au projet de restructuration du réseau de Mouscron (explications voir § 4.1.2.1)

4.1.1.2 Nouveaux producteurs ou clients industriels

Nouveaux producteurs prioritaires

Le promoteur du projet d'implantation de 6 éoliennes à Estaimpuis attend le permis d'urbanisme avant de payer le solde de l'offre de raccordement. Dès paiement nous programmerons le planning des travaux de réalisation.

Nous attendons également des informations du promoteur du projet d'implantation de 5 éoliennes à Pecq pour finaliser le planning de réalisation.

Etant donné l'imprécision des données actuellement disponibles, la majorité des dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés dans les chantiers « Non nominatifs » (projet 7713).

Une liste exhaustive des projets pris en considération est donnée en annexe 1.2.1 du plan d'adaptation.

Il n'existe pas de raccordement conditionnel de producteur en ORES (MOUSCRON).

² <http://www.meteobelgique.be/article/85-annee-2013/1958-2013-chiffres-et-elements-marquants.html>

Liste des nouveaux auto-producteurs ≥ 100 Kva n'injectant pas sur le réseau:

LOCALITE	NOM	PUISSANCE	TYPE
MOUSCRON	CASTEL ENGINEERING	235 KVA	PHOTOVOLTAIQUE

Nouveaux gros clients industriels

Etant donné l'imprécision des données actuellement disponibles, la majorité des dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés dans les chantiers « Non nominatifs » (projet 7711).

Une liste est donnée en annexe 1.2.2 du plan d'adaptation.

Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants

Les demandes en lotissements privés ou sociaux font l'objet d'une offre.

La plupart des lotissements peuvent être alimentés au départ du réseau existant.

La mise en exécution de l'alimentation de ces lotissements est très variable (elle dépend des lotisseurs), c'est pourquoi seule une enveloppe non nominative (7712) est prévue pour les extensions moyenne et basse tension destinées aux lotissements.

Plusieurs projets de lotissements ont été pris en considération pour le calcul de cette enveloppe :

- Frimades à Herseaux (106 lots)
- Abeltop à Estaimbourg (74 Lots)
- Cogemi à Mouscron (26 lots)
- Bernard à Warcoing (20 lots)
- Texo à Dottignies (25 lots)

Au niveau des projets de **Zones d'Activités Economiques** :

- le projet de ZAE « Port de Pecq » à Pecq en bordure de l'Escaut sera planifié en fonction des besoins d'IDETA

Une liste est donnée en annexe 1.2.3 du plan d'adaptation.

Petites autoproductions < 10kVA

La carte par zone de densité sur le réseau, établissant les concentrations d'autoproduction par commune (kW installés/1000 EAN) est donnée en annexe 1.2.4 du plan d'adaptation.

A ce stade, la situation actuelle ne pose pas encore de problèmes techniques particuliers.

Toutefois, si la croissance du nombre d'auto-producteurs enregistrée ces derniers mois devait se poursuivre, le GRD sera amené à devoir faire des investissements d'adaptation du réseau beaucoup plus conséquents et sans frais pour le demandeur (renforcement ou dédoublement de circuits BT³, adaptation de transformateurs, modification des points de sectionnement,...).

Actuellement, il nous est impossible d'identifier précisément les lieux de ces adaptations.

Un projet non-nominatif est prévu à cet effet dans le plan d'adaptation (7719 motivation E.2.1).

³ Sur base de retours d'expérience et de modèles théoriques de calcul, seuls les réseaux BT de faible section pourraient poser problème en présence de concentration de telles productions.

Cas des productions photovoltaïques :

Les productions photovoltaïques concernent au 01/01/2014, **4,3%** des EAN basse tension. Compte tenu de la révision des incitants, il est très difficile de prévoir l'évolution du marché. Il n'est actuellement pas possible de faire des prévisions de raccordement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kWc sur les réseaux basse tension.

A partir de cas pratiques identifiés sur le terrain, des simulations sont en cours pour déterminer à partir de quel taux de pénétration le photovoltaïque va générer des problèmes de variation de tension pour plusieurs types de réseaux basse tension fréquemment rencontrés.

En raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. microéolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. microcogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen termes.

4.1.1.3 Problèmes de congestion

La congestion est l'impossibilité de reprendre la charge lorsque l'alimentation normale n'est plus disponible.

La structure généralement en boucle du réseau permet également le secours pour la charge demandée. Toutefois, certaines parties du réseau, vu leur éloignement, sont alimentées en antenne. Dans ce cas, sauf impossibilité technique, des groupes électrogènes sont raccordés en cas de panne.

Les charges des différents feeders sont mesurées annuellement.

Lorsque nous avons des feeders complémentaires dont la charge maximum dépasse les 70 %, une analyse du réseau est faite pour répartir au mieux les charges sur les câbles existants. De cette analyse, il en résulte parfois la décision de poser un nouveau feeder du poste pour équilibrer les charges avec l'aide d'un câble supplémentaire.

Les études sur l'évolution ponctuelle des charges du réseau sont réalisées à l'aide du logiciel Neplan. Il est interfacé avec nos différentes bases de données (Proélé, Netgis,...).

Aucun projet n'est à envisager dans le cadre du plan.

4.1.1.4 Chutes de tension

La majorité des plaintes clients relatives à des chutes de tension s'avère non fondée (normes respectées ou réseau du Gestionnaire du Réseau de Distribution non concerné) ou aboutit à des mesures correctives immédiates.

Les critères déterminants pour ORES (MOUSCRON) sont ceux de la norme EN 50160.

En outre, si des travaux sont nécessaires, ils sont le plus souvent réalisés dans l'année et sont couverts par une enveloppe provisionnelle prévue au plan d'adaptation (7718).

La liste des plaintes clients de 2013 est reprise dans le rapport qualité.

4.1.1.5 Statistiques des coupures non planifiées

Coupures en basse tension

Les réseaux BT de ORES (MOUSCRON) ne sont pas de manière générale affectés par des coupures BT anormalement longues nécessitant des investissements dans ce cadre précis.

Les chiffres clés à retenir pour 2013 sont :

- **6,96** pannes par 1.000 points d'accès⁴
- **38,89** pannes par 100 km de réseau BT

Ces chiffres sont en diminution par rapport à ceux de 2012.

Si des travaux sont nécessaires, ils sont le plus souvent réalisés dans l'année et sont couverts par une enveloppe provisionnelle prévue au plan d'adaptation (7719).

Le détail par commune et localité des incidents BT imputables au réseau est donné en annexe 3 du rapport qualité.

Coupures en moyenne tension

Le détail des incidents MT est donné dans le rapport qualité.

Incidents sur câbles souterrains :

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

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

Les points suivants entrent en ligne de compte pour le choix des décisions :

- l'historique des défauts sur le tronçon ;
- la nature des défauts (corrosion, manipulation par tiers) constatée lors de la réparation ;
- le type de câble ;
- l'âge du câble et la tension d'isolement de fabrication ;
- la charge du câble ;
- les caractéristiques spécifiques du réseau, câbles en protections différentielles (4 câbles en parallèle entre 2 cabines distantes de +/- 3,5 km). Si un câble est en défaut, la charge est reprise automatiquement par les 3 autres. Ce n'est pas toujours le même câble qui est en défaut ou à des endroits très distants.

Incidents sur lignes aériennes :

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

Les points suivants entrent en ligne de compte pour le choix des décisions :

- le type et l'état des armatures et des supports ;
- la nature des conducteurs ;
- l'âge des lignes ;
- la proximité des habitations.

La liste des tronçons aériens et souterrains ayant eu plusieurs défauts (2 ou plus) en 2013 est reprise en annexe 2 du rapport qualité.

⁴ Par convention, 1 point d'accès = 1 code EAN.

4.1.1.6 Qualité de l'onde de tension

Aucun cas de problème de qualité de l'onde de tension n'a été relevé en 2013.

Les trois postes de Mouscron sont équipés de QWAVE fixes qui permettent de mesurer la qualité de la tension, ils sont calibrés sur la norme EN 50160. Les creux de tension, les harmoniques et flikers sont pris en considération.

Nous disposons au GRD ORES (MOUSCRON) d'un QWAVE mobile pour d'éventuelles plaintes ponctuelles. Aucun problème de flicker n'a été mesuré.

4.1.2 Autres aspects à prendre en compte

4.1.2.1 Remplacement pour cause de vétusté

La liste des projets nominatifs couverts par cette motivation (E.2.1) est reprise en partie II du plan d'adaptation :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017	2018
MOUSCRON	LOCALITES DIVERSES (MOUSCRON)	RUES DIVERSES	Restructuration réseau Mouscron et simplification des cabines	11585	11585	11585	11585

Un projet ambitieux de renforcement et de fiabilisation de l'alimentation MT de Mouscron est en cours.

Il s'agit dans une 1^{ère} phase de poser des câbles de grosse section (PRC 630²) du poste HT/MT de Mouscron vers Luingne et d'y construire un Podi pour mettre plus de puissance à disposition au bord de la Ville de Mouscron et des ZAE.

Nous profiterons de toutes les opportunités de synergie pour poser des câbles MT (PRC 400²) et rénover 10 cabines par an pour renforcer l'épine dorsale de l'alimentation MT de Mouscron, d'Herseaux et de Luingne.

- **368** km de réseau aérien dont :
 - **347** km (soit 94 %) de câbles pré-assemblés
 - **21** km de cuivre nu
- La partie en cuivre nu est de section convenable pour assurer une distribution dans les normes.

ORES (MOUSCRON) dispose de deux indicateurs statistiques relatifs à la qualité du réseau basse tension :

- les interventions suite aux appels de la clientèle, à l'exclusion des appels pour les incidents sur raccordements et comptages ou pour les installations intérieures des clients ;
- les anomalies relevées sur le réseau cuivre, à la demande du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie.

Les pannes sur les réseaux pré-assemblés et cuivre sont réparées immédiatement.

Les anomalies sur réseau cuivre sont quant à elles éliminées

- soit par la réparation sans modification (travaux d'exploitation),
- soit par le remplacement du réseau existant en réseau pré-assemblé.

L'assainissement du réseau BT en cuivre nu est en cours (à raison de +/- 3 km/an) et se prolongera encore pendant quelques années.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour des travaux de remplacements d'éléments réseau vétustes BT : projet 7719

Synthèse des longueurs de réseau cuivre :

	BT	MT
Longueur réseau cuivre	21	0
Longueur réseau très vétuste (km)	0	0
Remplacement (km/an)	3	0

Cabines

Il est prévu de rénover de 3 à 4 cabines par an et en particulier de procéder au remplacement du matériel de type « MAGNEFIX – MF ou MD » par du matériel compact. Dans certains cas on procédera à la suppression complète de la cabine.

Un projet non nominatif a été créé pour la rénovation des équipements de type Magnéfix, il s'agit du 11371.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour des travaux de remplacements d'éléments réseau vétustes cabines autres que Magnéfix : projet 7716.

Poste HT/MT

Les postes de Dottignies et de Mouscron sont des bâtiments modernes et équipés de matériel sous enveloppes

Ces deux postes ne nécessitent donc pas d'investissement particulier actuellement.

Une extension du bâtiment du poste de Dottignies vient d'être réalisée et sera équipée de logettes pour les deux projets de parc éolien ainsi que pour de nouveaux consommateurs TransMT si nécessaire.

4.1.2.2 Sécurité

Sécurité générale

Visites de contrôle par organismes agréés

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), l'organisme agréé AIB-Vinçotte effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des cabines de dispersion, distribution et sectionnement.

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

Les infractions sont quasi exclusivement mineures (continuité terre, éclairage, accès, panneaux d'instruction, nettoyage,...) et n'exigent pas de travaux d'investissement significatifs à mentionner dans le plan d'adaptation.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ce type de travaux (projet 7699).

Lignes HT aériennes

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), l'organisme agréé AIB-Vinçotte effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des lignes HT.

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

Distances de sécurité du RGIE – Problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral

Nombre de dossiers traités en 2013 : 0

L'enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations de réseaux suite aux visites de contrôle par organismes agréés (projet n° 7699).

Equipements MT en cabine

Chaque année, ORES (MOUSCRON) dédicace une partie de son budget à des investissements de remplacement préventifs d'équipements de cabine ne répondant plus aux normes de sécurité. Elle profite de travaux (changement de tension BT, départs supplémentaires par exemple) pour le remplacement éventuel de matériel, ainsi que pour l'installation des équipements complémentaires (EPC) pour augmenter la sécurité.

Politique de mise en conformité des cabines

Depuis 2009, une analyse de risque individuelle et *in situ*⁵ est à réaliser dans les 5 ans pour toutes les cabines dont la construction est antérieure à 1983.

Au 30/04/2014, **471** cabines sur un total de **478** avaient fait l'objet d'une visite dans le cadre de l'analyse de risques dont question (objectif d'une centaine par an).

⁵ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet.

Scores obtenus :

Nombre de Cabines au sol	Feu		Total général
	O	V	
ORES (Mouscron)	390	81	471
Total général	390	81	471

Légende :

FEUX	SIGNIFICATION	PRÉCAUTIONS À METTRE EN ŒUVRE
Vert	<i>Risque très faible</i>	<i>Mesures de sécurité habituelles</i>
Orange	<i>Risque élevé</i>	<i>Mesures particulières à appliquer</i>
Rouge	<i>Risque très élevé ou manœuvre interdite pour des raisons de continuité de service</i>	<i>STOP sauf sur ordre de la ligne hiérarchique contenant soit l'action correctrice prioritaire, soit appareil à ne manœuvrer que hors tension</i>

Cette analyse de risques peut conduire le GRD à devoir remplacer partiellement ou complètement le matériel mis en œuvre. Ce sera particulièrement le cas des cabines équipées de matériel dit ouvert (interrupteurs et sectionneurs avec ou sans disjoncteurs).

Les informations collectées à cette occasion donneront des précisions quant à l'état des équipements mais aussi quant aux conditions de fonctionnement (présence d'humidité ou de poussières, intensité,...) permettant une évaluation correcte, et objectivée par des mesures, des priorités à dégager et, de ce fait, l'utilisation optimale des ressources allouées.

Une enveloppe provisionnelle est également prévue (projet 9671).

Nous mettons à niveau environ **7** cabines par an. Dans le plan 2015-2018, aucun projet nominatif n'est repris en **motivation E.2.2.2. 1** projet est prévu en **motivation secondaire (projet n° 11585 : Restructuration réseau Mouscron et simplification des cabines)**.

Le solde sera réalisé en non-nominatif.

En ce qui concerne l'AR du 4 décembre 2012 paru le 21 décembre 2012, un recours en annulation et suspension a été déposé par SYNERGRID et SEDILEC, dont les droits et obligations sont aujourd'hui repris par ORES Assets, née de la fusion des GRD mixtes wallons.

4.1.2.3 Environnement

Politique générale

Les extensions de réseau moyenne tension sont exclusivement réalisées en câbles souterrains. Aucune dérogation ne sera dès lors demandée dans ce cadre.

ORES (MOUSCRON) envisage d'enfouir progressivement l'ensemble des lignes aériennes MT dans les 10 prochaines années en analysant les priorités au cas par cas et en s'appuyant sur les opportunités de synergie avec les autres impétrants.

Les longueurs des câbles posées peuvent être sensiblement différentes des longueurs de lignes aériennes. En effet, la topographie des lieux, la densité d'utilisateurs de réseau, la recherche de parcelles pour la construction des futures cabines remplaçant les PTA aériens influencent directement le tracé.

Pour autant que le rythme des travaux envisagés puisse être respecté, il ne devrait plus rester de réseau aérien HT.

Toutes les extensions BT sont prévues en souterrain. S'il s'avérait impossible de le faire, une demande de dérogation sera introduite à la CWaPE suivant les canevas définis.

Pour les autres travaux (remplacement et renforcement), ceux-ci seront réalisés généralement en aérien, vu les surcoûts à charge des différents propriétaires d'installations (éclairage public et réseau basse tension proprement dit).

Les projets nominatifs repris dans cette motivation E.2.3.1 sont détaillés en partie II du plan d'adaptation. Il s'agit de :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2017	2018
ESTAIMPUIS	SAINT-LEGER (Estaimpuis)	RUE DU CHATEAU D'EAU	Mise en souterrain ligne aérienne haute tension par pose de PRC 150 Alu	10920	10920
PECQ	PECQ	TRIEU A KAT	Mise en souterrain ligne aérienne par pose PRC 150 Alu	10921	

Nous recherchons des terrains pour construire des cabines au sol en remplacement des Postes de Transformation Aérien (PTA).

Actions spécifiques

Aucun projet nominatif n'est actuellement envisagé.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour des travaux en synergie avec d'autres impétrants (projet 7704).

Des lignes sont enfouies au gré des opportunités de poses en raison de leur vétusté, parfois en synergie avec d'autres impétrants. L'amélioration de l'environnement, même s'il ne s'agit pas de la motivation principale, est également une des motivations de ces travaux. Les projets en partie II du plan sous la motivation E.2.3.1 et repris ci-dessus en sont un exemple.

4.1.2.4 Harmonisation des plans de tension

Historiquement, tout le réseau de ORES (MOUSCRON) était alimenté par une seule et même tension au départ de 2 postes 150 kV/10,5 kV.

La situation a toutefois changé au 01/01/2010 avec la reprise par ORES (MOUSCRON) de certaines localités de la commune de PECQ⁶, celles-ci étant alimentés en 6 kV ou 15 kV au départ du poste de Marquain (IEH).

ORES (MOUSCRON) n'a pas l'intention d'harmoniser ces plans de tension à court terme.

⁶ Soit les anciennes communes d'Esquermes, Hérinnes et Obigies.

Cf. Moniteur Belge du 27 novembre 2009 - Gouvernement Wallon - Arrêté du 19/11/2009 désignant l'intercommunale SIMOGEL en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire de la commune de Pecq.

4.1.2.5 Investissements en postes Elia

Des travaux en postes peuvent être prévus :

- suite à des demandes d'ELIA, avec un impact sur le Gestionnaire du Réseau de distribution.
- suite à une décision du Gestionnaire du Réseau de Distribution lui-même.

Le poste de Mouscron ayant fait l'objet d'une rénovation en profondeur, rien n'est à prévoir dans un avenir proche.

4.1.2.6 Amélioration de l'efficacité du réseau

En matière de réduction des pertes réseau, le GRD a pour politique de privilégier :

- l'utilisation de transformateurs de puissance à très faibles pertes pour les cabines de transformation qu'il gère (tous les transfos achetés entrent dans cette catégorie) ;
- le remplacement des réseaux BT aériens de faible section, réseaux où les dissipations par effet Joule sont particulièrement importantes. Rappelons néanmoins que le remplacement de lignes ou câbles dans le seul but de réduire les pertes n'est jamais rentable s'il n'est associé à une autre motivation (fiabilité, sécurité).

Les travaux éventuels qui seraient effectués dans le cadre de l'harmonisation des plans de tension contribuent également à améliorer l'efficacité du réseau.

Afin de garantir une meilleure gestion du réseau, du nouveau matériel de télécommande sera installé dans diverses cabines du réseau du GRD (projet non nominatif n° 7696).

Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite Distribution de Namur, ainsi que la commande de celles-ci (postes subordonnés).

On notera également le projet nominatif n°10340 (restructuration réseau entre le chemin de la Garenne & la rue du Village) repris en partie II du plan sous la motivation E.2.6 :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016
PECQ	ESQUELMES	RUE DE TOURNAI	Restructuration réseau	10340	10340

4.1.2.7 Compteurs

Comptage

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie demande à ORES (MOUSCRON) de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et identifie les modèles ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Les séries incriminées doivent alors être retirées du réseau dans un délai imposé par le Service de la Métrologie.

Parallèlement à ces campagnes métrologiques et ce, de sa propre initiative, ORES (MOUSCRON) a procédé au remplacement des compteurs équipés de cadrans à quatre roues.

Le remplacement de ces compteurs a été terminé en décembre 2005.

Ce type de compteur pouvait présenter des litiges de facturation.

Compteurs à budget

De 2015 à 2017, il est prévu le placement de +/- **340** compteurs à budget par an (projet 7707). En 2018, les compteurs à budget seront remplacés par des compteurs intelligents (projet 11820).

Situation du parc compteurs à budget ORES (MOUSCRON) à fin 12/2013 : **3.485** compteurs placés (Voir également le rapport qui vous a été transmis le 31/03/2014 : données à caractère social relatives à l'année 2013).

Compteurs « intelligents »

Outre les plans financiers réalisés en 2012 par ORES et par la CWaPE, deux incitants majeurs poussent ORES à déployer des compteurs intelligents dès que possible sur certains segments :

- le risque élevé quant à la pérennité de la solution actuelle des compteurs à budget (CàB) et inconvénients de celle-ci ;
- la demande croissante du marché pour l'utilisation de données de comptage avec une granularité plus fine.

A partir de 2018, Ores prévoit donc, le déploiement de compteurs "SMART" limité au remplacement des compteurs à budget tant en ELEC qu'en GAZ.

Ce projet concerne :

1. 21.000 compteurs E pendant 6 ans – 6.000 après
2. 14.000 compteurs G pendant 6 ans – 5.000 après

Fin 2023, l'ensemble des compteurs à budget est remplacé.

Le projet non-nominatif n°11.820 couvre le remplacement des compteurs à budget par des compteurs intelligents à partir de 2018.

Une importante plate-forme informatique dédiée permettant la gestion des fonctionnalités (prépaiement, télérelève, activation/désactivation, ...) de ce parc de compteurs sera également développée pour démarrer le remplacement des compteurs à budget en 2018.

D'autres segments devraient également progressivement, bénéficier de cette technologie :

- Les nouveaux prosumers : tout raccordement, existant ou nouveau, sur lequel une nouvelle production est installée
- Certains clients industriels (qui sera justifiée par une granularité plus fine des données de comptage)

Une étude est en cours actuellement sur la faisabilité d'un déploiement de compteurs intelligents susceptible d'être généralisé au fil de l'eau, avec comme priorité les segments :

- nouveaux compteurs
- remplacements compteurs défectueux
- compteurs demandés par les clients

Des moyens de télécommunications à mettre en oeuvre pour supporter ce déploiement de compteurs segmenté généralisable, avec un accent particulier sur les technologies G3⁷ PLC⁸, sont testés.

⁷ ORES est membre de l'alliance G3-PLC. Voir <http://www.g3-plc.com/>

⁸ *Power Line Communication* – communication par courant porteur entre le compteur et concentrateur situé entre le TGBT et le Transfo.

En parallèle, les travaux de développement de standards se poursuivent au niveau des organismes européens de standardisation.

4.1.2.8 Réseaux « intelligents »

Vision ORES

On retrouvera ici l'état actuel des réflexions d'ORES quant à la mise en œuvre du concept de réseau intelligent ⁹.

Généralités

Grâce aux participations à de nombreux colloques, séminaires, échanges avec d'autres GRD belges et européens ainsi qu'aux interactions avec le milieu académique (tel que la chaire ORES), ORES est convaincu que les réseaux intelligents sont l'une des clés majeures pour permettre la réalisation de l'objectif de 8000 GWh de production d'énergie électrique à partir de source d'énergie renouvelable pour 2020 et au-delà.

Le cheminement de cette conviction prend naturellement ses racines dans le contexte européen mais surtout wallon. En voici les lignes de force :

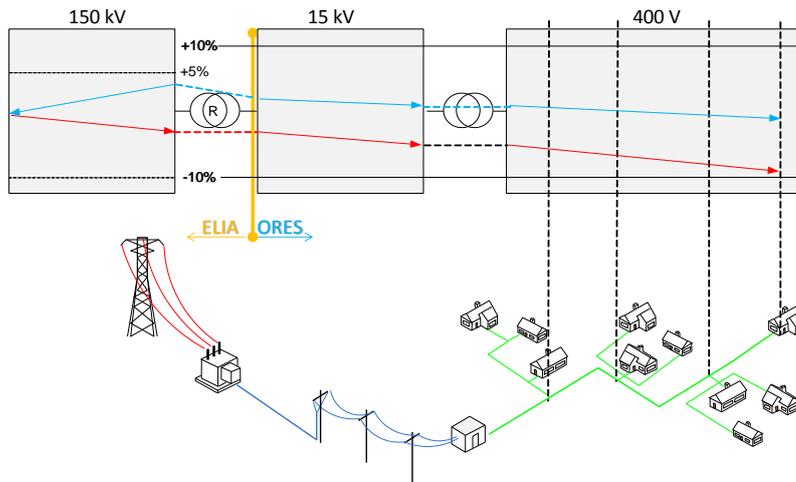
- Actuellement, nous observons que les principaux projets et réalisation en matière d'énergie renouvelable concernent principalement le grand éolien (> 5 MVA) et le petit PV (< 10kVA).
- Or, si l'on en croit les projections de la CWaPE et de l'APERRE, ces deux moyens ne contribuent qu'un peu plus de la moitié de l'effort à fournir (3800 GWh pour l'éolien et moins de 900 GWh pour le petit PV).
- Il est donc évident, sous peine de non-atteinte de l'objectif « vert », que les autres catégories de sources renouvelables vont devoir se déployer massivement. Nous pensons au Grand Photovoltaïque (> 10KVA), à la cogénération de qualité, à l'hydraulique et dans une moindre mesure à la géothermie.
- Les puissances à mettre en œuvre (de l'ordre de la centaine de kW à quelques MW) font que ces installations se raccorderont majoritairement à partir du réseau MT.
- De par le caractère intermittent de ces sources, les fluctuations de la tension sur le réseau MT risquent de devenir plus importantes (en amplitude) et plus fréquentes que celles observées dans le passé.

⁹ Concept de « Smart Grid » tel que défini par EURELECTRIC à savoir :

« Un Smart Grid est un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés au réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».

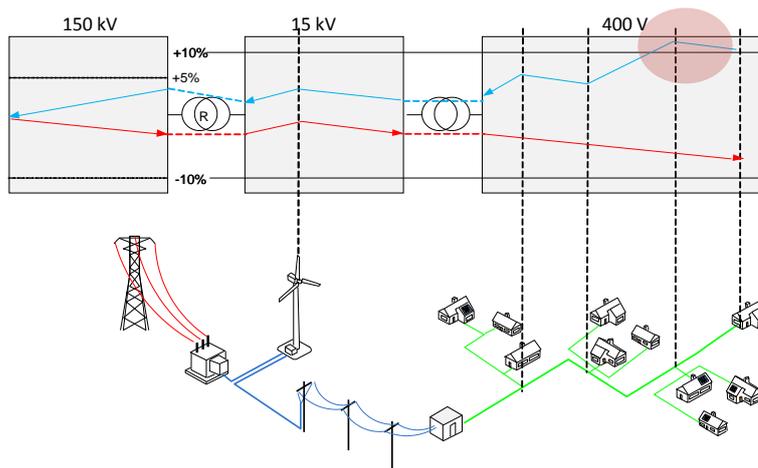
Situation « classique » (sans productions décentralisées):

Le régulateur HT/MT permet de maintenir la tension MT à + ou – 3% de la tension de consigne



Avec l'arrivée des productions décentralisées :

Des PDC en réseau MT augmentent le risque d'avoir des problèmes en BT car dans le voisinage d'une production, la tension augmente.



Il est évident que les utilisateurs du réseau (en MT mais également en BT car le niveau de tension BT est influencé par les variations de la tension MT) ne pourront en être les victimes et que la qualité du produit (dont la tension est un des indicateurs) doit rester à un niveau acceptable (tel que défini dans la normalisation (norme EN50160)).

Pour toutes ces raisons, il est donc primordial qu'ORES :

- Ait une meilleure connaissance des flux d'énergie sur le réseau MT et qu'il puisse les prévoir, ce qui implique
 - Plus de capteurs et d'appareillage de mesure sur le réseau MT
 - De mettre en œuvre des outils pour prévoir ces flux d'énergie (via un estimateur d'état)
- Puisse anticiper et préparer le réseau à accueillir ces flux d'énergie, et par là :
 - Plus automatiser et télécommander les organes de manœuvre sur le réseau MT
 - Faciliter une gestion active de la structure du réseau. Par exemple en facilitant les transferts de charges d'un poste à un autre.

- **Capture ces opportunités pour rendre un meilleur service à moindre cout**
 - **Ces équipements doivent permettre à long terme de diminuer tant le temps de rétablissement après une défaillance que de diminuer les couts d'intervention.**

Réseau de télécommunication

Ces fonctionnalités doivent s'appuyer sur un réseau de télécommunication efficace

Ores dispose déjà d'un tel réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, soit sur réseau de type téléphonique (quartes). Le réseau de fibres optique ORES est bouclé et constitue ainsi une ossature de base reliant les centres d'exploitation et les postes HT/MT.

La consolidation d'un réseau de télécommunication propre à Ores est stratégique et se justifie pour différentes raisons :

- la sécurité contre les agressions informatiques (piratages) : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur ;
- une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour Ores et ce, sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité) ;
- une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5min pour les mesures) ;
- une fiabilité (ex : bouclage) est nécessaire en cas de black-out (ce qu'aucun opérateur télécom externe ne garantit) ;
- des coûts qui restent maitrisables sur le long terme.

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

Une globalisation des besoins en moyen de télécommunication tient compte des besoins :

- d'une part, pour la gestion des réseaux (évolutions Smartgrid) ;
- d'autre part, pour la communication avec les compteurs intelligents (Smartmeters).

Dans le premier cas, elle permettra d'agir sur les systèmes de protection (relais de commandes, protections électriques, disjoncteurs, etc.) et de conduite (interrupteurs motorisés) des réseaux. Elle servira également à rapatrier les mesures de tension et de courant (y compris son sens) nécessaires aux outils de :

- planification et de prévision des productions et des charges ;
- calcul en temps réel de l'état des réseaux électriques de distribution.

Dans le deuxième cas, elle permettra de rapatrier les valeurs de comptage mesurées par les compteurs intelligents. Ces mêmes compteurs pourront aussi être utilisés à des fins d'exploitation telles qu'activation/désactivation à distance, fonctionnement en compteur à prépaiement, etc.

La mise à niveau de notre réseau de télécommunication sera réalisée sur une période de plusieurs années dans le cadre d'un plan général cohérent afin de profiter des synergies de pose entre câbles électriques et télécom.

Eléments constitutifs

Les actions retenues et à mener pour rendre le réseau '**smart**' s'articulent autour des axes suivants :

1. Mettre en place une gestion active du réseau :

- Etudier et mettre au point des outils de planification des réseaux, prévision des productions et des charges et gestion en temps réel des réseaux de distribution d'électricité compte tenu des objectifs en termes de production décentralisée d'énergie. Ces outils nécessiteront des informations complémentaires à celles déjà collectées par le CCD¹⁰ actuel. C'est dans ce contexte qu'ORES participe (et même pilote une des tâches) du projet GREDOR.
- Augmenter le niveau des informations à disposition du CCD, sur les éléments de réseaux suivants :
 - o postes HT/MT : augmenter la qualité et la granularité de l'information en abandonnant pour ses propres équipements les moyens actuellement partagés avec ELIA ;
 - o cabines MT/BT : mesure des intensités, des tensions et du sens du courant (indispensable par ailleurs pour localiser les défauts sur câbles MT) ;
 - o cabine client MT (avec production décentralisée) : mesure des puissances produites par les unités de production importantes. Ce qui permet de se conformer à la directive européenne « Transparence » (No 543/2013 du 14 Juin 2013) et de faire participer ces unités à la gestion de la tension (par injection ou consommation de réactif).
 - o réseau BT : charge des circuits 'sensibles' (soit ceux où le taux de production décentralisée est élevé).
 - o exploiter ces informations à l'aide des systèmes informatiques performants et développer les moyens nécessaires à l'exploitation de la modulation des productions décentralisées d'une part, et, d'autre part, augmenter la capacité de gestion à distance des principaux composants d'un réseau (disjoncteurs / interrupteurs) (configuration en boucle ouverte ou en antenne avec transition souterrain / aérien) par la motorisation de ceux-ci et leur télé-contrôle à partir du CCD.

2. Augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées:

- cela se traduira par une capacité de modulation à distance des moyens de production des gros producteurs (>250kVA), là où des problèmes se posent en termes de capacité d'injection ou lors de procédures de reconstruction du réseau (disjoncteur télé-contrôlé dans la cabine client)
- des réflexions sont également en cours quant à l'opportunité de mettre en œuvre des capacités de stockage d'énergie au niveau du GRD pour permettre un meilleur accueil des productions décentralisées. Compte tenu du manque de maturité et des coûts très élevés de ces technologies de stockage, ORES prévoit de continuer la veille technologique dans ces matières. A cette fin, ORES a marqué son intérêt pour participer à un projet de stockage dans d'ancienne carrière (projet en cours d'approbation pour les autorités)

3. Evolution du modèle de marché :

En concertation avec les autres acteurs du marché au travers des plateformes de concertation en ATRIAS et en Synergrid, ORES fait des propositions de modèles de marché équilibrés permettant l'utilisation de la flexibilité tant pour les besoins des gestionnaires de réseaux (transport et distribution) en terme de levée de congestion que pour d'autres besoins (tel que le balancing).

¹⁰ *Centre de Conduite Distribution*

4. Diminuer le coût des pertes, à travers la production d'une partie de celles-ci (le talon minimum).

Sont actuellement envisagées:

- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les différents bâtiments du GRD ;
- la participation au développement de parcs éoliens.

Estimations budgétaires

Le projet non-nominatif n°11.809 prévoit des montants dès 2015 pour :

- le remplacement des disjoncteurs non télécommandables en cabine
- le placement de matériel électronique permettant le télécontrôle (mesure des intensités, des tensions et du sens du courant) et la télécommande des cabines
- les équipements permettant de rapatrier les informations vers notre dispatching
- les moyens de transmission (réseau de signalisation) entre ces cabines et notre centre de contrôle.

Le démarrage éventuel de ces projets est conditionné par un accord et une adhésion de toutes les parties prenantes (CWaPE, CREG, actionnaires, pouvoirs politiques) et la garantie d'un financement adéquat.

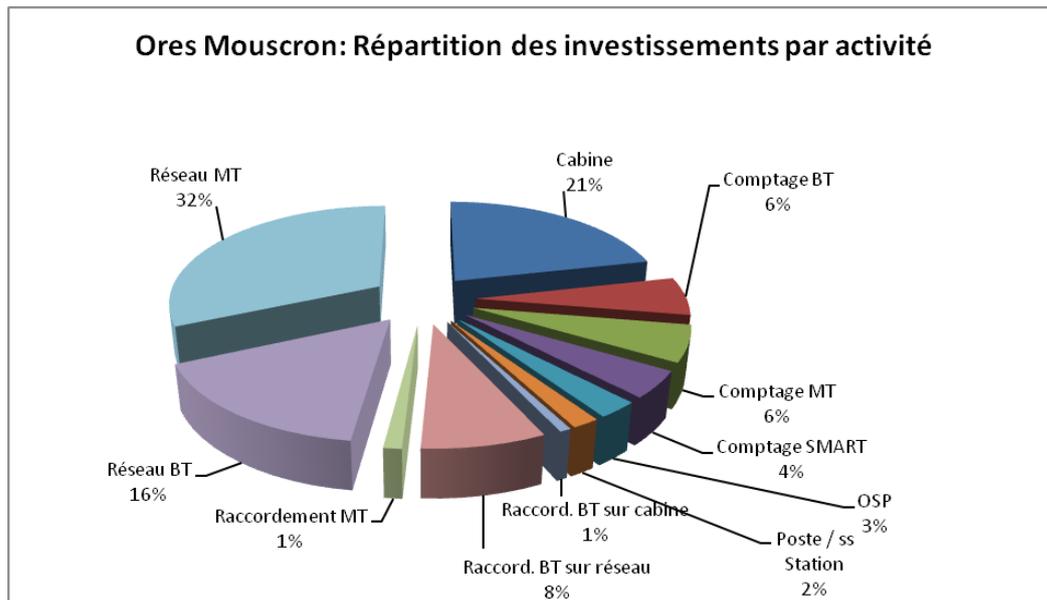
4.2 Synthèse

Le plan 2015-2018 peut se synthétiser :

- en termes de volume d'activités annuelles en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

annee	classe_ budget	Branchement MT (m)	Branchement BT (pc)	BT Aérien (m)	BT Souterrain (m)	Cabine Bâtiment (pc)	Cabine Equipement (pc)	Cabine Terrain (pc)	Compteurs à budget (pc)	Compteurs BT (pc)	MT Souterrain (m)	Poste Cabine (pc)	Raccordement (pc)	Signalisation (m)	Transfo (pc)	Cabine Equipement Protection/télé contrôle(pc)	
2015	A			72	1.600	5.730	7	34	1	348	501	6.210	1		1.200	13	
	B	500		245	700	5.600	3	5	2		350	3.850	2	4		2	5
Total 2015		500		317	2.300	11.330	10	39	3	348	851	10.060	3	4	1.200	15	5
2016	A			72	1.300	4.500	6	35	2	354	501	6.310	1		2.200	13	
	B	500		245	650	4.950	3	4	1		350	3.900	2	4		2	5
Total 2016		500		317	1.950	9.450	9	39	3	354	851	10.210	3	4	2.200	15	5
2017	A			72	1.600	5.100	7	35	2	348	501	5.741	1			13	
	B	500		245	650	5.150	3	4	1		350	3.950	2	4		2	5
Total 2017		500		317	2.250	10.250	10	39	3	348	851	9.691	3	4		15	5
2018	A			72	900	3.700	6	30	2		501	5.310				12	
	B	500		245	650	4.950	4	4	1		350	3.900	3	4		2	5
Total 2018		500		317	1.550	8.650	10	34	3		851	9.210	3	4		14	5
Total général		2.000		1.268	8.050	39.680	39	151	12	1.050	3.404	39.171	12	16	3.400	59	20

- en termes de répartition des moyens budgétaires par famille d'activités techniques :



LES ADAPTATIONS LES PLUS IMPORTANTES

Les critères retenus pour déterminer l'importance d'un projet sont :

- la qualité de fourniture,
- la santé/sécurité des travailleurs et des utilisateurs,
- l'efficacité économique.

Le nombre de projets nominatifs repris au plan est réduit au vu des budgets qu'ils représentent. Ils sont listés ci-dessous (tous importants):

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017	2018
E.1.1	PODI de LUINGNE	MOUSCRON	LUINGNE				11275
E.2.1	Restructuration réseau Mouscron et simplification des cabines	MOUSCRON	LOCALITES DIVERSES (MOUSCRON)	11585	11585	11585	11585
E.2.3.1	Mise en souterrain ligne aérienne haute tension par pose de PRC 150 Alu	ESTAIMPUIS	SAINT-LEGER (Estaimpuis)			10920	10920
	Mise en souterrain ligne aérienne par pose PRC 150 Alu	PECQ	PECQ			10921	
E.2.6	Restructuration réseau	PECQ	ESQUELMES	10340	10340		

Synthèse des travaux poste prévus au plan :

	Année
Localité	2018
LUINGNE	11275

Indicateurs de performance

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE

Indicateurs	Unité	Statistiques 2013	Commentaires
Nombre d'utilisateurs du réseau BT	nbre	34.911	
Nombre d'utilisateurs du réseau HT	nbre	410	
Longueur du réseau BT	km	678	
Longueur du réseau HT	km	441	
Energie distribuée en BT (aux consommateurs finaux)	kWh	156.597.466,20	
Energie distribuée en HT (aux consommateurs finaux)	kWh	397.083.666,50	
Indisponibilité pour coupures planifiées	heures	0:10:38	Conditions variables en fonction des conditions externes
Indisponibilité suite défaillance MT	heures	0:52:00	
Temps d'arrivée sur site en intervention BT/MT	heures	0:57:58	Inférieur à 2 heures
Temps d'intervention moyen en BT/MT	heures	0:58:20	Inférieur à 2 heures
Délai Raccordement BT (à partir de l'accord du client) Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	28	Respect du prescrit légal de 21 jours
Délai mise en service / réouverture: Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	29	Respect du prescrit légal de 3 jours

GAZ

Tableau financier

Mouscron GD (K€)	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
ACTIVITE "Fourniture Gaz"										
Résultats de l'activité de fourniture gaz	-46,4	46,9	20,7	12,7			12,7			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité gaz										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	7.876,0	8.038,3	7.742,5	7.944,8	6.769,6	6.769,6	1.175,2	6.769,57	8.915,21	9.287,61
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-6.332,4	-6.894,6	-6.455,9	-6.821,4	-5.582,6	-5.582,6	-1.238,8	-5.582,6	-7.849,0	-8.153,0
Gestion des réseaux	-4.577,1	-4.975,8	-4.474,9	-4.575,6	-3.477,0	-3.477,0	-1.098,5	-3.477,0	-5.206,3	-5.377,7
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-999,3	-1.024,4	-850,7	-869,7	-1.165,7	-1.165,7	296,0	-1.165,7	-903,2	-919,6
- Frais d'entretien du réseau de distribution (contrôlables)	-591,7	-1.317,3	-1.089,4	-1.177,1	-955,4	-955,4	-221,7	-955,4	-1.124,7	-1.141,5
- Coûts de l'activité de mesure et de comptage (contrôlables)	-241,3	-225,4	-222,2	-208,3	-238,9	-238,9	30,5	-238,9	-243,5	-259,3
- Coûts de la gestion du système (contrôlables)	-107,4	-103,1	-110,2	-115,1	-105,8	-105,8	-9,4	-105,8	-113,8	-115,5
- Obligation de services publics	-1.018,2	-878,3	-786,7	-979,9	-635,2	-635,2	-344,7	-635,2	-1.200,6	-1.242,4
- Redevance de voirie	-1.226,0	-1.305,2	-1.210,6	-1.150,4			-1.150,4		-1.162,3	-1.162,3
- Charges de pensions non capitalisée	-393,2	-375,1	-372,9	-329,2	-388,8	-388,8	59,6	-388,8	-285,6	-263,1
- Solde de réconciliation		253,2	209,9	218,3			218,3		-106,2	-147,7
- Autres		-0,1	-42,1	36,0	12,8	12,8	23,2	12,8	-66,6	-126,3
Amortissements (yc OSP)	-995,1	-1.049,5	-1.112,0	-1.148,3	-1.086,8	-1.086,8	-61,5	-1.086,8	-1.510,2	-1.491,9
- des appareils de mesurage										
- hors infrastructure		-0,8	-7,8	-7,1	-11,4	-11,4	4,2	-11,4	-137,6	-190,2
- de l'infrastructure	-938,2	-976,9	-1.015,1	-1.040,0	-841,1	-841,1	-198,9	-841,1	-1.031,7	-925,9
- OSP	-56,9	-71,8	-89,1	-101,1	-234,3	-234,3	133,2	-234,3	-340,9	-375,8
Désaffectation de la plus value RAB	-203,5	-203,5	-203,5	-203,5	-203,5	-203,5	0,0	-203,5	-203,5	-203,5
Charges financières (hors pension)	-449,4	-532,2	-625,8	-840,8	-755,5	-755,5	-85,4	-755,5	-856,8	-1.003,2
Impôts	-107,4	-133,6	-39,6	-53,3	-59,9	-59,9	6,6	-59,9	-72,3	-76,7
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" gaz	1.543,5	1.143,7	1.286,7	1.123,4	1.186,9	1.186,9	-63,6	1.186,9	1.066,2	1.134,6
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	1.497,1	1.190,6	1.307,4	1.136,0	1.186,9	1.186,9	-50,9	1.186,9	1.066,2	1.134,6
Mouvements sur réserves										
Dotations	80,4	-111,2	-320,6	-281,1	80,4		-281,1		91,00	91,00
Prélèvement	80,4	80,4	80,4	-281,1	80,4		-281,1		91,00	91,00
Bénéfice à reporter activité "fourniture gaz"	46,4	153,6								
RESULTATS A DISTRIBUER	1.623,9	1.232,9	986,8	855,0	1.267,3	1.186,9	-331,9	1.186,9	1.157,2	1.225,6

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- La situation des investissements à fin 2013 ;
- L'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014 ;
- Le programme d'investissements et repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour le GAZ.

Ces plans ont été déposés en mars 2014 au régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 39 du règlement technique gaz (Arrêté du Gouvernement Wallon du 12 juillet 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011 à 2013 en terme d'investissement (montants arrondis en k€)

K€	2011	2012	2013
	réalité	réalité	réalité
"A" Remplacement	1.260	901	1.058
"B" Extension	1.576	1.893	2.195
TOTAL BRUT Réseau	2.835	2.794	3.253
Investissement hors réseau	8	33	8
Autres (Co-propriété, etc)	-	-	-
TOTAL BRUT	2.844	2.827	3.261
Interventions clients (-)	-433	-292	-311
Fonds DZ utilisés	-	-340	-
TOTAL NET	2.411	2.195	2.950

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel 2013 :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

Le tableau suivant donne la comparaison entre le budget 2014 et la réalité à fin juin :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Mouscron) GD - (K€)

<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)
			<u>Ecart %</u>
ORES (Mouscron) GD			
Total Brut	2.801,0	1.483,8	53,0%
MP stations récep. Et poste répart.			
MP canalisations et branchements	1.085,9	338,4	31,2%
MP/BP Cabines	54,3	19,1	35,2%
BP Canalisations	364,5	570,5	156,5%
BP branchements	754,7	443,7	58,8%
MP Groupes de comptage	17,8	7,0	39,3%
BP Groupes de mesure	218,1	83,8	38,4%
Compteurs à budget	293,0	21,4	7,3%
Coût des installations hors infrastructure	12,6		
Intervention clientèle	-320,0	-48,6	15,2%
MP stations récep. Et poste répart.			
MP canalisations et branchements	-107,5	-13,4	12,5%
MP/BP Cabines	-13,9		
BP Canalisations	-73,6	-15,0	20,4%
BP branchements	-69,0	-15,8	22,9%
MP Groupes de comptage			
BP Groupes de mesure	-20,1	-3,0	14,9%
Compteurs à budget	-36,0	-1,4	3,8%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	2.481,0	1.435,3	57,9%
MP stations récep. Et poste répart.			
MP canalisations et branchements	978,4	325,0	33,2%
MP/BP Cabines	40,4	19,1	47,3%
BP Canalisations	291,0	555,5	190,9%
BP branchements	685,7	427,9	62,4%
MP Groupes de comptage	17,8	7,0	39,3%
BP Groupes de mesure	198,0	80,8	40,8%
Compteurs à budget	257,0	20,0	7,8%
Coût des installations hors infrastructure	12,6		

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de **2%** sur la période 2014-2018³⁷.

Montants en k€

RECAP INVESTISSEMENTS ORES – Mouscron / GD

k€	PLAN CWaPE 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement	1.604	1.711	1.763	1.077
"B" Extension	1.138	1.091	1.113	1.607
TOTAL Réseau BRUT (as usual)	<u>2.742</u>	<u>2.801</u>	<u>2.876</u>	<u>2.684</u>
Interventions clients (-)	-270	-275	-281	-287
Fonds DZ utilisés				
TOTAL Réseau GAZ [Net]	<u>2.472</u>	<u>2.526</u>	<u>2.595</u>	<u>2.398</u>
Smart meter GAZ	0	0	0	847
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs	81	190	262	72
TOTAL Smart metering	<u>81</u>	<u>190</u>	<u>262</u>	<u>920</u>
TOTAL Hors Réseau [outillage & Charroi]	<u>160</u>	<u>197</u>	<u>208</u>	<u>185</u>
Co-Propriété : Immo Corporelles	342	162	87	30
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]	129	68	59	33
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]	<u>471</u>	<u>230</u>	<u>146</u>	<u>63</u>
TOTAL	<u>3.184</u>	<u>3.143</u>	<u>3.211</u>	<u>3.565</u>

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Ce chiffrage est communiqué à titre indicatif.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2015. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour dont le budget 2014 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.54 du **Code de la démocratie locale et de la décentralisation** (M.B. du 12/08/2004)).

³⁷ 2013-2016 – Conforme aux objectifs moyen terme de la BCE.

4. Plan d'investissement 2015 – 2018

4.1 Plan CWaPE

Les plans d'adaptation et d'extension 2015-2018 soumis à la CWaPE en mars 2014 et approuvés par celle-ci, s'articulent comme suit :

4.1.1 Plan d'adaptation

4.1.1.1 Augmentation de la consommation

L'évolution annuelle de la consommation de gaz est estimée entre 0 et 1 % en ORES (MOUSCRON), soit en ligne avec la moyenne des GRD mixtes.

Le code de collaboration entre le GRT FLUXYS et le GRD a été finalisé en 2007. Sa mise en œuvre s'est achevée en 2008.

Les rapports statistiques des débits et les prévisions de débit ont été établis courant 2008 suivant les procédures de ce code de collaboration et sont repris dans le tableau de l'annexe A.1.1 du plan d'adaptation. Pour rappel, les capacités indiquées pour chaque poste sont les capacités contractuelles et non techniques, ces dernières étant le plus souvent supérieures aux premières citées.

Aucun engorgement des postes n'est à craindre pour les prochaines années.

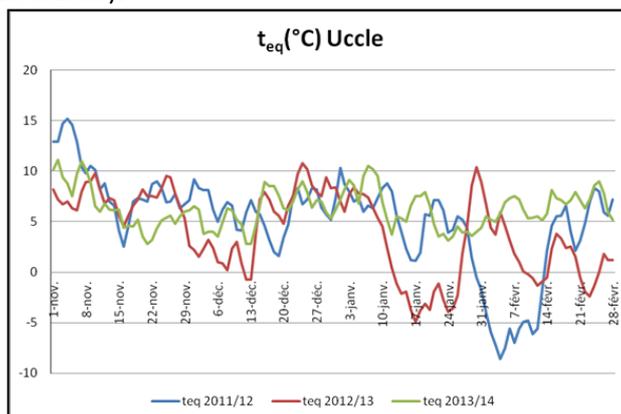
En ce qui concerne le prélèvement minima journalier de la SRA ORES (Mouscron) repris à l'annexe A.1 du plan d'adaptation, on notera qu'il y a de nombreux gros consommateurs industriels dans cette SRA (dont notamment la Sucrierie de Warcoing mais aussi d'autres clients). Le prélèvement minima est donc fortement lié au régime de fonctionnement et au niveau de production de ces clients, ce qui explique les variations importantes d'une année à l'autre.

4.1.1.2 Engorgements et chutes de pression observés

Pour les réseaux basse pression, la pression minimale tolérée aux points bas est de 18 mbar sur un réseau de 21 mbar. En ce qui concerne les réseaux moyenne pression, les seuils de tolérance sont en général fonction des régulateurs MP se trouvant dans les cabines de distribution MP/BP. Pour un fonctionnement optimal, ceux-ci nécessitent le plus souvent une pression d'entrée minimale allant de 500 mbar à 1 bar.

Il est possible de trouver des pressions supérieures à 21 mbar aux points bas du réseau. Certains seuils sont en effet placés plus haut en conditions hivernales afin de garantir une stabilité de pression d'alimentation dans les conditions les plus défavorables. Cette surpression n'excède cependant pas 2 mbar.

Le graphique ci-dessous montre les températures équivalentes mesurées à Uccle lors des 3 dernières périodes hivernales (du 1 novembre au 28 février).



Durant la période hivernale 2013-2014 les températures sont restées positives avec une moyenne de 6,3°C et la consommation n'a pas connu de pointes comme les années précédentes. La plupart des mesures de pression sur les réseaux n'ont donc pas résulté en données utilisables pour identifier de 'nouveaux' engorgements.

Le problème identifié en 2012 (Clos del Motte / Rue du petit pont) a été résolu en 2013³⁸.

Afin de garantir à terme une bonne alimentation de l'Est du réseau (principalement Dottignies et Pecq), 2 projets de renforcement du réseau sont actuellement en cours ou planifiés :

- Pose d'une conduite MP Ac \varnothing 300 & 250 sur 4,2 km depuis le poste de Tombrouck vers Dottignies le long du boulevard des Alliés (projet 10144 de 2011 à 2014. Les travaux ont débuté mi-2011. Ce projet a été étendu sur 4 ans au lieu des 3 initialement prévus, suite à l'augmentation des coûts de pose. La mise en service est prévue fin 2014 début 2015.
- Pose d'une conduite MP Ac \varnothing 250 entre Warcoing et Bailleul (Pecq) (projet 11752 de 2018 à 2020 ; schéma en annexe du plan d'adaptation). Ce projet s'inscrit dans le cadre d'un futur bouclage³⁹ des réseaux MP ORES (HAINAUT GAZ) et ORES (MOUSCRON),

Le projet de pose d'une conduite sur 1,6 km depuis Dottignies vers Saint Léger rue du Château (projet 10147 prévu en 2015-2016 dans le plan précédent) a été abandonné.

4.1.1.3 Travaux pour cause de vétusté ou raison technologique

Une partie importante des travaux relève de ces motivations.

Conduites

La décision de remplacement d'une conduite est prise :

- en fonction de l'état général de la conduite ;
- suite à la localisation de présence gaz lors d'une campagne de détection systématique ou suite à un appel de clients ;
- en synergie avec des travaux de voirie ;
- suite à des problèmes de protection cathodique, les relevés des intensités des soutirages et des potentiels étant effectués annuellement sur l'ensemble des points de mesure du réseau moyenne pression et tous les 4 ans sur le réseau basse pression.

Sur le territoire d'ORES (MOUSCRON), une campagne préventive de retrait de conduites BP vétustes (en fonte nodulaire ou en acier) suit son cours à raison de 1 à 2 km/an.

Les conduites en PVC (solde de **3,2km**) seront également progressivement retirées.

Ces chantiers sont précisés géographiquement à l'annexe « Schémas » du plan d'adaptation.

Branchements

A l'occasion du remplacement d'un compteur gaz (qu'il soit à l'initiative du GRD ou imposé par le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie (voir point 4.1.1.8), le branchement fait l'objet d'une analyse particulière qui débouche bien souvent sur son renouvellement simultané.

³⁸ Dossier N° 166618

³⁹ les MOP Maximum Operating Pressure sont actuellement légèrement différentes (respectivement <3,5 b vs 4 b).

Le remplacement des conduites en fonte ou en PVC génère également un nombre important de renouvellements de branchements.

Ce poste mobilise donc des moyens financiers importants.

Cabines

Différents travaux d'aménagement de cabines de répartition et de cabines de distribution sont planifiés afin de fiabiliser la distribution de gaz au départ de ces postes et cabines.

Ces travaux consistent en l'adaptation de tuyauteries, en remplacement de vannes et/ou de régulateurs de pression. De plus chaque année, une partie des batteries de convertisseurs est remplacée (en moyenne 8 cabines/an).

Les travaux d'aménagement de cabines sont repris à l'annexe A.2.1.2 du plan d'adaptation.

Protections cathodiques

Différents travaux de remplacement de chaînes anodiques en fin de vie sont prévus. Ils sont repris à l'annexe A.2.2.1 du plan d'adaptation.

4.1.1.4 Travaux pour raison de sécurité

Protection cathodique

Les travaux nominatifs sont repris à l'annexe A.2.2.1 du plan d'adaptation.

Travaux réalisés à la demande d'INFRABEL

Les courants soutirés sur le chemin de fer (liaisons équipotentielles réalisées avec les rails) devront être progressivement réduits voire supprimés. Pour ce faire, le GRD devra mettre en œuvre ses propres postes de soutirage.

Dans ce cadre, une nouvelle installation sera réalisée à Estaimpuis, rue de l'Armistice en 2014 – projet 9225.

Travaux réalisés à l'initiative du GRD

Néant.

Remplacement de conduites et/ou de vannes fuyardes

Une enveloppe est prévue annuellement pour couvrir le remplacement de conduites suite à des demandes d'intervention pour odeur gaz. Cette enveloppe couvre également la pose et le remplacement de vannes de réseau pour des raisons de sécurité.

4.1.1.5 Impositions extérieures

Législation spécifique

Néant.

Amélioration des sites et adaptations de voiries

Une enveloppe reprise en motivation G.2.3.2 est prévue annuellement pour faire face aux éventuels déplacements d'installations moyenne pression et basse pression à la demande de tiers (communes, MET,...) suite, par exemple, à l'adaptation de voiries, la création de ronds-points ou la modification de profils.

Pas de projets importants connus à ce jour outre les déplacements éventuels liés au développement des futures Zones d'Activités Economiques.

4.1.1.6 Investissements en parallèle à Fluxys

Il s'agit ici des modifications d'infrastructures à charge du GRD et induites par des modifications décidées par Fluxys au niveau du réseau de transport. Aucun projet n'est à considérer en 2015-2018.

4.1.1.7 Amélioration de l'efficacité du réseau : bouclages, télémesures,...

Les bouclages de réseaux sont réalisés dans une optique de fiabilité et de continuité d'alimentation en mode normal et lors d'incident. Un bouclage serré des réseaux basse pression garantit une pression continue stable.

Le relevé régulier des diagrammes de pression des cabines réseau permet de contrôler la pression à tous les points de détente injectant sur le réseau local basse pression. Les zones récemment desservies (antennes) en gaz font l'objet d'une attention particulière en fonction de l'évolution du nombre de nouveaux utilisateurs de réseau.

Par ailleurs, l'installation de télé-contrôle dans les postes de réception et les cabines de répartition nous permet une surveillance à distance plus efficace et permanente de ces postes.

4.1.1.8 Travaux sur compteurs

Les travaux sur compteurs nécessitent de dégager des moyens importants tant en interne qu'en externe. La nécessité de procéder dans certains cas au remplacement simultané du branchement augmente les coûts et ralentit la cadence de remplacement des compteurs.

Remplacement imposé par le Service Métrologie

Remplacement de compteurs non conformes :

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie avait indiqué que les familles suivantes de compteurs devaient être retirées du réseau, ne respectant plus les tolérances métrologiques :

1. ROMBACH G6 - 1983, ELSTER G6 & CONTIGEA G16 - 1984⁴⁰
CONTIGEA G16 1985 & 1990 - ELSTER G4 1990⁴¹

Tous les compteurs visés par ces demandes ont été retirés.

2. CONTIGEA G6 1991, 1997 & 1998 - CONTIGEA G4 1991⁴²
En ce qui concerne cette dernière demande formulée début 2012 pour un retrait avant fin 2014, il est apparu après analyse que celle-ci est devenue caduque avec la publication de l'Arrêté Royal du 03-08-2012, les compteurs concernés étant bien dans les nouvelles tolérances imposées par celui-ci.

⁴⁰ Le 02 février 2008

⁴¹ le 14 décembre 2009

⁴² le 26 janvier 2012

Remplacement systématique des compteurs de plus de 30 ans

Le remplacement de compteurs imposé par le Service de la Métrologie, suivant l'Arrêté Royal du 03-01-1989, suit son cours. Cet Arrêté Royal fixe un âge limite de 30 ans pour les compteurs gaz en service.

Cette imposition n'a trait qu'aux compteurs à parois déformables, dont le débit maximum est inférieur ou égal à 100 m³/h et dont la date de fabrication est antérieure à 1982.

Au 1^{er} janvier 2014, **17** compteurs actifs entrent encore dans cette catégorie, leur retrait devant être effectif courant 2014.

Les compteurs dont la date de construction est postérieure à 1981 sortent du champ d'application de l'AR du 03-01-1989 et sont désormais couverts par l'Arrêté Royal du 03-08-2012.

Ceux-ci ne doivent **plus** faire l'objet d'un remplacement systématique après 30 ans.

Autres remplacements

A l'initiative du GRD :

Malgré la modification du cadre législatif, le GRD poursuivra néanmoins une politique de retrait des compteurs les plus anciens en se donnant comme objectif d'atteindre un âge maximum de 35 ans (en moyenne) dans les 10 ans. Cette politique devrait permettre de :

1. maintenir ses capacités pour faire face dans le futur à des demandes de retrait par le SPF de lots non conformes
2. contribuer au renouvellement des branchements les plus anciens.

A cette fin un outil (logiciel) d'aide à la décision permettant de '*prioriser*' les travaux d'enlèvement/remplacement de compteurs a été développé (regroupement des travaux par rue).

Dans ce cadre, il est prévu de retirer en moyenne de l'ordre de **290** compteurs/an dans les prochaines années.

Dégradation, renforcement, déforçement :

Un certain nombre de travaux est effectué à la demande des utilisateurs, il s'agit par exemple de déplacement pour cause de rénovation, de division de bien en plusieurs logements, de réduction de consommation,...

Certains remplacements ou travaux sont programmés suite à une intervention de dépannage, il s'agit de compteurs bloqués, bruyants ou encore dégradés par les conditions d'utilisation ou une cause extérieure.

Par ailleurs, certains compteurs à budget⁴³ (firmware 2.69) commencent à présenter des problèmes (en particulier la partie électronique) et seront remplacés en 2014 et 2015.

On trouvera dans le tableau ci-joint le nombre de compteurs à budget placés au 01.01.2014 selon le type de firmware :

Firmware		1.09	2.65	2.69	2.8	Total
Mouscron	actif	316	-	119	535	970
	désactivé	363	-	53	303	719
Total		679	-	172	838	1.689

Une partie – soit les compteurs dont la fonction prépaiement est désactivée – sera remplacée par des compteurs G4 classiques et l'autre partie par de nouveaux compteurs à budget (type de firmware 3.09).

⁴³ Encore appelé compteur à prépaiement. [Itron](#) est actuellement notre fournisseur unique pour ce type de compteurs.

Placement de compteurs à budget :

A partir de 2008, une obligation de service public impose au GRD de placer des compteurs à budget. Les premiers compteurs ont été placés à partir du 2^{ème} semestre 2008. Sur base de l'expérience accumulée depuis, nous estimons devoir placer de l'ordre de **346** nouveaux compteurs⁴⁴ par an pour les années 2015 à 2017 incluse.

Placement de compteurs 'intelligents' :

Actuellement la Belgique est un des rares pays à avoir recours à la technologie des compteurs à budget. L'expérience passée et les difficultés rencontrées avec le fournisseur ont démontré la difficulté d'opérer dans un marché aussi étroit.

A moyen terme, nous faisons face à deux problèmes :

- la durée de vie du système actuel de gestion des compteurs à budget est limitée. On estime qu'en 2023 celui-ci sera en fin de vie et devra être remplacé ;
- avec la mise sur le marché de compteurs intelligents (qui permettent le prépaiement), il est probable que la ligne de produit actuel compteur à budget/prépaiement ne soit plus suivie.

Pour éviter de se retrouver dans une impasse, il est proposé de mettre en place un nouveau système complet de comptage à prépaiement basé sur les compteurs intelligents. Dans ce but, il est nécessaire :

- de placer, à partir de 2018, des compteurs intelligents en lieu et place des compteurs à budget et de remplacer progressivement le parc de compteurs à budget entre 2018 et 2023⁴⁵ ;
- de développer, en synergie avec l'activité distribution d'électricité, les systèmes de communication et de gestion de l'information et de prépaiement permettant une gestion centralisée et à distance de ces compteurs.

Le budget 2018 voit donc pour la 1^{ère} fois apparaître la ligne compteurs 'intelligents'.

Les estimations faites à ce sujet sont le fruit de premières études qui doivent encore être affinées.

4.1.2 Plan d'extension

4.1.2.1 Raccordements potentiels et petites extensions

Bilan des réalisations 2013

Branchements résidentiels et professionnels :

En 2013, **350** nouveaux branchements résidentiels et professionnels ont été réalisés, en zone gaz et hors zone gaz, soit **41,13 %** de plus qu'en 2012.

Branchements	Total 2007	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012	Total 2013
BP	291	303	334	245	267	229	304
MP	33	32	37	30	44	19	46
Total	324	335	371	275	311	248	350

⁴⁴ Non compris le remplacement de compteurs défectueux.

⁴⁵ Les premiers compteurs à budget ont été placés en 2007-2008, et ont une durée de vie estimée à 10 ans.

Gratuité :

Sur l'ensemble de ces raccordements, environ **96 %** ont été gratuits⁴⁶.

Cabines Clients :

La liste des cabines clients mises en service en 2013 est donnée ci-dessous :

N° CAB	Nom	Localité	Type	Qmax	Construction
900085	DP-COATING	DOTTIGNIES	CLI	65	2013/4
900086	FRERES MARISTES	MOUSCRON	CLI	160	2013/5
900089	ARTEM JUSTICE HS	MOUSCRON	CLI	160	2013/11
H4450	FAMIFLORA HS	EVREGNIES	CLI	500	2013/12

Petites extensions - Synthèse des projets et calculs de rentabilité étudiés en 2013 :

Toute demande ponctuelle de la clientèle hors zone gaz fait l'objet d'un calcul de rentabilité. Le résultat de ce calcul conduit à la réalisation immédiate ou non des travaux de raccordement.

Conformément au souhait de la CWaPE, un tableau de synthèse des extensions de réseaux est élaboré. Ce tableau reprend plusieurs rubriques, parmi lesquelles l'adresse, le nombre de clients potentiels, la rentabilité et le statut de chaque demande. Ce tableau est repris en annexe E.1.1.2 du plan d'extension.

On notera que le nombre de calculs de rentabilité fait en 2013 est du même ordre de grandeur que celui des années précédentes.

Plan 2015-2018

Branchements potentiels :

Sur base de la moyenne du nombre de branchements réalisés ces dernières années (plus de 300), nous estimons réaliser **280** nouveaux branchements par an, volume inchangé par rapport au plan 2014-2017.

Petites extensions :

Il n'est malheureusement pas possible de préciser, 9 mois avant l'exercice, des extensions mineures qui découleraient d'opportunités de synergies, de nouveaux lotissements proches ou de demandes collectives spontanées. Ces extensions seront analysées au cas par cas.

Ces travaux s'effectuent au fil de l'eau en fonction des demandes ponctuelles des clients. Elles font l'objet d'un calcul de rentabilité conduisant à une exécution immédiate ou non selon le résultat tout en restant dans l'enveloppe acceptée par la CREG.

Grille tarifaire applicable :

La grille tarifaire applicable est alignée sur les tarifs acceptés par la CREG.

On se référera au site de la CREG : www.creg.be .

⁴⁶ Gratuité totale ou partielle pour les clients résidentiels jusqu'à 10 m³/h en application du décret. Pour les autres clients, il n'y a pas de gratuité. 14 nouveaux branchements ont été facturés en 2013.

4.1.2.2 Grands projets d'extension

Bilan des réalisations 2013

Poses de conduites réalisées en 2013 dans le cadre du plan d'extension :

Le détail des travaux de pose de conduites réalisés en 2013⁴⁷ est donné ci-dessous :

- **478 m** de conduites MP-B (PE uniquement) ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux.
Le principal chantier est donné ci-dessous :

Commune	Localité	Rue	Unité	PE	total
MOUSCRON	MOUSCRON	RUE PERE DAMIEN	M	217	217

- **4.862 m** de conduites BP ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux.
Les principaux chantiers sont donnés ci-dessous :

Commune	Localité	Rue	unité	Total
ESTAIMPUIS	ESTAIMPUIS	RUE HERMONPONT	M	224
		RUE DU PONT TUNNEL	M	176
MOUSCRON	LUIINGNE	RUE DE LA MALADRERIE	M	3.576
		CHAUSSEE DES BALLONS	M	144
	MOUSCRON	RUE DE MENIN	M	110

Longueur réseau exprimée en m.

Plan 2015-2018

Définition des zones prioritaires

Néant.

Projets de lotissements et de zones d'activités économiques (ZAE)

Les demandes en lotissements privés ou sociaux font l'objet d'une offre.
La plupart des lotissements peuvent être alimentés au départ du réseau existant.

En ce qui concerne la pose de conduites de gaz, un calcul de rentabilité est systématiquement établi (on trouvera en annexe E.1.1.2. du plan d'extension la liste des projets étudiés). En cas de résultat positif, la pose est effectuée.

La mise en exécution de l'alimentation de ces lotissements est très variable (elle dépend des lotisseurs), c'est pourquoi seule une enveloppe est prévue pour les extensions moyenne et basse pression destinées aux lotissements.

Au niveau des projets de **Zones d'Activités Economiques**, une enveloppe non nominative a été prévue (projet 8156) et évaluée sur base des dernières informations communiquées par les promoteurs (IEG & IDETA).
La capacité actuelle des postes de réception gaz suffit à l'alimentation des utilisateurs de réseaux actuels et ne devrait pas être affectée de manière importante par les projets de lotissements ou de ZAE connus à ce jour.

⁴⁷ Il peut exister un écart temporel non négligeable entre le travail de pose et la mise en gaz de la conduite.
Certaines conduites posées en 2013 peuvent n'être mises en gaz qu'en 2014. Le tableau reprend ici les longueurs posées.

Le renforcement de l'alimentation de Dottignies à partir du poste de Tombrouck (projet 10144) sécurisera à terme l'alimentation de ces nouvelles ZAE.

Projets stratégiques

Néant.

4.2 Synthèse

Le plan 2015-2018 peut se synthétiser, en terme de volume d'activités annuel et en distinguant la classe budgétaire, par les tableaux suivants :

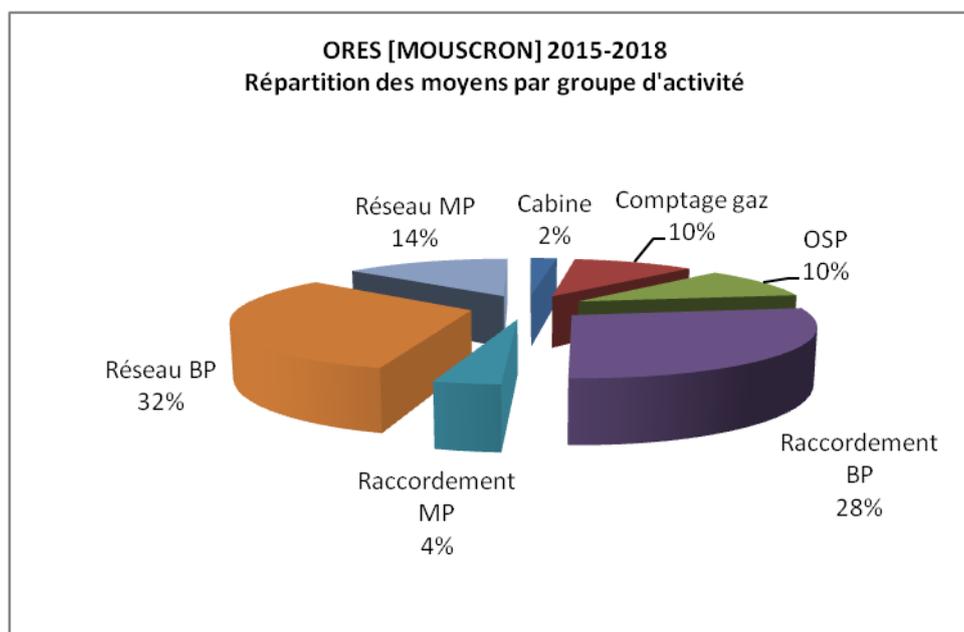
Récapitulatif des quantités en adaptation :

ORES (MOUSCRON)		2015	2016	2017	2018
Réseaux BP	M	4.599	4.739	4.810	2.530
Réseaux MP	M	495	430	480	1.680
Branchements BP	Pièce	155	155	155	155
Branchements MP	Pièce	3	3	3	3
Compteurs BP standard	Pièce	300	290	290	290
Compteurs à carte	Pièce	396	371	361	0

Récapitulatif des quantités en extension :

ORES (MOUSCRON)		2015	2016	2017	2018
Réseaux BP	M	1.450	1.450	1.450	1.450
Réseaux MP	M	1.050	1.050	1.050	1.050
Branchements MP	Pièce	30	30	30	30
Branchements BP	Pièce	250	250	250	250
Cabines Clients	Pièce	4	4	4	4
Compteurs BP standards	Pièce	410	410	410	410

Répartition des moyens budgétaires, par famille d'activités techniques :



Indicateurs de performance

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon.

Nombre de fuites réparées, détectées suite à un appel de tiers.

Canalisations de distribution			Branchements		
Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total
1	2	3	33	18	51

Nombre de fuites réparées, détectées par recherche systématique de fuite de gaz.

Canalisations de distribution			Branchements		
Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total
7	9	16	41	5	46

Nombre de fuites réparées dans des canalisations de distribution, scindées en canalisations moyenne et basse pression, relevées par type de matériau.

Nombre de fuites sur les canalisations de distribution moyenne pression 2013

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Acier	5	70,1	7,1
Polyéthylène	3	71,2	4,2
Fonte			
PVC			
Total	8	141,3	5,7

Nombre de fuites sur les canalisations de distribution basse pression 2013

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Fonte grise			
Fonte nodulaire		6	
Acier	8	140,3	5,7
Fibro-ciment de diamètre < 100 mm			
Fibro-ciment de diamètre > 100 mm			
PVC		3,2	
Polyéthylène	3	238,4	1,30
Total	11	387,8	2,8

Nombre de fuites réparées sur branchements (extérieur et intérieur).

Nombre de fuites	Nombre de branchements	Nombre de fuites par 100 branchements
97	24.516	0,4

Nombre de km de canalisations de distribution moyenne et basse pression qui ont été contrôlés dans le cadre de la recherche systématique des fuites.

Canalisations de distribution moyenne pression	33,8
Canalisations de distribution basse pression	57,6
Total	91,3

ORES Namur

Evaluation du Plan Stratégique

1. ELECTRICITE

Tableau financier

Namur ED (K€)	Réalité				Budget						
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016	
ACTIVITE "Fourniture d'électricité"											
Résultats de l'activité de fourniture électricité	319,3	264,5	151,3	86,4			86,4				
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité électricité											
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	113.501,2	113.705,7	119.477,7	138.414,9	116.211,6	116.211,6	22.203,2	116.211,6	148.549,2	154.492,7	
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-99.819,0	-99.815,3	-107.714,9	-128.033,1	-103.027,0	-103.027,0	-25.006,1	-103.027,0	-137.651,7	-142.764,2	
Gestion des réseaux	-77.871,2	-78.016,7	-84.566,6	-103.061,2	-79.324,4	-79.324,4	-23.736,8	-79.324,4	-112.020,9	-115.382,5	
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-5.715,0	-4.956,5	-4.852,1	-5.256,4	-4.200,5	-4.200,5	-1.055,9	-4.200,5	-4.905,4	-4.963,7	
- Entretien de l'infrastructure (Contrôlables)	-17.701,3	-20.894,4	-21.126,8	-21.251,6	-21.508,7	-21.508,7	257,1	-21.508,7	-22.152,9	-22.617,7	
- Gestion du réseau de distribution (Contrôlables)	-620,8	-665,4	-629,9	-695,9	-553,4	-553,4	-142,5	-553,4	-650,3	-660,0	
- Services auxiliaires (Contrôlables)											
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					389,1	389,1	-389,1	389,1			
- Coût de l'activité de mesure et de comptage (Contrôlables à pd 2008)	-2.619,3	-2.502,7	-2.429,8	-2.067,6	-2.772,8	-2.772,8	705,2	-2.772,8	-2.955,0	-3.147,1	
- Utilisation du réseau de transport	-25.254,7	-26.722,7	-29.983,8	-50.537,1	-24.513,9	-24.513,9	-26.023,3	-24.513,9	-56.848,1	-57.704,7	
- Obligation de services publics	-6.845,9	-6.202,2	-7.474,6	-6.448,3	-5.206,2	-5.206,2	-1.242,1	-5.206,2	-8.752,9	-9.944,6	
- Redevance de voirie	-3.714,4	-4.361,4	-4.456,0	-4.494,0	-3.949,2	-3.949,2	-544,8	-3.949,2	-4.607,7	-4.676,8	
- Compensation des pertes	-9.298,8	-6.842,2	-7.898,0	-7.455,1	-11.308,7	-11.308,7	3.853,6	-11.308,7	-6.027,8	-6.087,0	
- Solde de réconciliation		1.254,6	485,5	1.011,9			1.011,9		206,0	2,2	
- Charges de pensions non capitalisée	-5.255,6	-5.010,8	-4.975,2	-4.617,4	-5.054,4	-5.054,4	437,0	-5.054,4	-3.877,2	-3.588,8	
- Autres	-845,4	-1.112,9	-1.226,0	-1.249,8	-645,9	-645,9	-603,9	-645,9	-1.449,6	-1.994,3	
Amortissements (yc OSP)	-12.707,1	-12.458,9	-12.895,7	-14.037,6	-12.374,0	-12.374,0	-1.663,6	-12.374,0	-14.838,6	-15.690,6	
Désaffectation de la plus value RAB	-2.868,8	-2.868,8	-2.868,8	-2.868,8	-2.868,8	-2.868,8	0,0	-2.868,8	-2.868,8	-2.868,8	
Charges financières (hors pension)	-6.298,4	-6.461,1	-7.367,9	-8.046,5	-8.432,6	-8.432,6	386,1	-8.432,6	-7.903,1	-8.801,6	
Impôts	-73,4	-9,9	-15,9	-19,0	-27,2	-27,2	8,2	-27,2	-20,2	-20,6	
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" électricité	13.682,2	13.890,4	11.762,7	10.381,7	13.184,6	13.184,6	-2.802,9	13.184,6	10.897,5	11.728,5	
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	14.001,5	14.154,9	11.914,0	10.468,1	13.184,6	13.184,6	-2.716,5	13.184,6	10.897,5	11.728,5	
Mouvements sur réserves											
Dotations	963,5	-595,1	-735,7	-516,8	1.031,6		-516,8		577,7	577,7	
Prélèvement	963,5	-1.558,6	-1.699,2	-516,8			-516,8				
		963,5	963,5		1.031,6				577,7	577,7	
RESULTATS A DISTRIBUER	14.965,0	13.559,8	11.178,3	9.951,4	14.216,2	13.184,6	-3.233,2	13.184,6	11.475,2	12.306,2	

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie du plan stratégique détaille :

- La situation à fin 2013 ;
- L'état d'avancement des travaux prévus en 2014 ;
- Le programme d'investissements qui repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour l'électricité.

Ce plan a été déposé en mai 2014 auprès du régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 32 du Règlement Technique Electricité (Arrêté du Gouvernement Wallon du 24 mai 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011, 2012 et 2013 au niveau des investissements (montants en K€) :

K€	2011	2012	2013
	réalité	réalité	Réalité
"A" Remplacement	14.952	17.450	16.863
"B" Extension	16.333	16.595	17.701
BRUT réseau as usual	31.285	34.045	34.564
Investissement hors réseau	1.895	2.404	1.320
Co-Propriété : Immo Corporelles	125	747	533
Total BRUT	33.305	37.196	36.417
Interventions clients (-)	-9.702	-12.078	-10.299
Total NET	23.603	25.118	26.119

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel 2013 :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

La comparaison entre le budget et la réalité des dépenses à fin juin 2014, par famille d'activité technique est donnée ci-dessous :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Namur) ED - (K€)

<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	<u>Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)</u>
			<u>Ecart %</u>
ORES (Namur) ED			
Total Brut	34.738,3	17.843,0	51,4%
Postes	1.873,6	260,0	13,9%
Réseau MT	8.985,8	5.910,6	65,8%
Raccordements et compteurs MT	2.992,5	1.361,8	45,5%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	5.646,5	3.578,3	63,4%
Réseau BT	5.059,3	3.133,2	61,9%
Raccordements et compteurs BT	6.068,0	2.701,0	44,5%
Compteurs à budget	676,3	403,3	59,6%
Coût des installations hors infrastructure	3.436,4	494,7	14,4%
Intervention clientèle	-9.500,0	-3.904,0	41,1%
Postes	-293,1	-114,0	38,9%
Réseau MT	-903,2	-511,1	56,6%
Raccordements et compteurs MT	-1.829,3	-130,0	7,1%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	-1.636,4	-526,4	32,2%
Réseau BT	-2.069,4	-971,9	47,0%
Raccordements et compteurs BT	-2.677,0	-1.609,0	60,1%
Compteurs à budget	-91,5	-41,7	45,6%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	25.238,3	13.938,9	55,2%
Postes	1.580,5	146,1	9,2%
Réseau MT	8.082,6	5.399,5	66,8%
Raccordements et compteurs MT	1.163,2	1.231,8	105,9%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	4.010,1	3.052,0	76,1%
Réseau BT	2.989,9	2.161,4	72,3%
Raccordements et compteurs BT	3.390,9	1.092,0	32,2%
Compteurs à budget	584,7	361,6	61,8%
Coût des installations hors infrastructure	3.436,4	494,7	14,4%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de (2%) sur la période 2015-2018¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Namur) ED	K€	PLAN CWaPE 2015-2018			
		2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement		18.534,26	18.004,80	18.388,93	18.696,88
"B" Extension		15.561,81	16.784,85	17.091,21	16.663,43
TOTAL Réseau BRUT (as usual)		34.096,07	34.789,65	35.480,14	35.360,30
Interventions clients (-)		-10.300,00	-10.506,00	-10.726,12	-10.950,21
TOTAL Réseau ELEC [Net - as usual]		23.796,07	24.283,65	24.754,02	24.410,09
TOTAL Hors Réseau [as usual]		1.708,31	1.457,02	1.534,79	1.437,78
Co-Propriété : Immo Corporelles		3.009,91	1.423,63	766,75	260,36
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]		1.134,02	597,81	516,32	289,29
Ventes Immo Corporelles		-30,78	-200,00	-15,39	00,00
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]		4.113,15	1.821,44	1.267,68	549,64
Smart GRID - Eléments réseau		1.410,04	2.679,61	4.536,74	5.924,28
Smart meter ELEC					2.597,84
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs		821,69	2.082,87	2.460,01	997,69
TOTAL Smart		2.231,73	4.762,48	6.996,75	9.519,81
TOTAL		31.849,26	32.324,59	34.553,23	35.917,33

Montants exprimés en K€

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Le GRD ne peut être engagé par le chiffrage provisoire qui vous est communiqué.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13. §4 du **Code de la démocratie locale et de la décentralisation** (M.B. du 12/08/2004)).

¹ Si l'inflation devait être significativement différente, les budgets devraient être revus en conséquence.

4. Plan d'investissement 2015-2018

4.1 Plan CWaPE

Le plan d'adaptation 2015-2018 a été remis à la CWaPE en mai 2014 et s'articule comme suit :

4.1.1 Besoins en capacité

4.1.1.1 Augmentation de consommation

ELIA, à partir d'un modèle qui lui est propre (cf. plan d'adaptation Elia), estime sur base de l'évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par le GRD, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins d'1% en moyenne par an de 2015 à 2018 (annexe 1.1.1.a du plan d'adaptation).

Pour l'évolution des charges, la situation étant stable, nous garderons 1% comme taux moyen (cf. plan 2014-2018).

En 2013, le taux d'accroissement constaté par ORES (NAMUR) est de moins de 0,5% en moyenne.

Sur cette base, par prudence, nous prenons comme hypothèse d'augmentation des intensités des feeders **d'1 %** par an (voir tableau évolution des charges par feeder en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation)

ORES (NAMUR) prévoit une enveloppe conséquente pour des travaux HT ou BT imprévus à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice (Projet n° 7917).

Charge Postes HT/MT

Puissance garantie en prélèvement:

A l'exception des postes de :

- Marche-en-Famenne pour lequel Elia prévoit des travaux en 2018 (passage Sn-1 à 32 MVA) ;
- Ponderôme (Elia prévoit le changement de transformateur en 2018, actuellement, pas d'augmentation de charge prévue mais la consommation du client ESA est sous surveillance) (travaux prévus en 2015-16 => projet 8584) ;
- Romedenne (pas d'augmentation de consommation prévue) et Dinant (en attente d'informations du client) ;
- Des travaux de rénovation sont également prévus à Bois-de-Villers, Champion, Florée, Hanzinelle, Hastière, Les-Isnes, Sauvenière et Warnant.

Aucun poste ne pose de problème.

Capacité maximale d'injection :

La valeur reprise comme capacité d'injection inconditionnelle est celle qui est déterminée par Elia suivant la formule : puissance nominale du plus petit des transformateurs x 0,9 + talon du poste (puissance quart horaire minimale du poste sur un an dans le sens consommation).

Sur base de cette valeur, les postes de Bois de Villers, Champion, Fosses-la-Ville, Ciney, Dorinne, Florée, Chassart, Hastière, Leuze, Hanzinelle, Neuville et Sauvenière sont saturés, le poste de Gembloux est proche de la saturation.

A cette limitation liée aux transfos, il faut aussi tenir compte :

- de la saturation des lignes HT à l'amont des postes HT/MT. A la date d'aujourd'hui, Elia nous a informé que pour ORES (NAMUR), seules les zones de Gembloux/Sauvenière sont saturées ;
- de la place encore disponible pour de nouvelles cellules dans les postes HT/MT. Plusieurs postes manquent actuellement de place :
 - Bois-de-Villers (travaux prévus en 2014-15), Chassart, Hanzinelle (travaux prévus en 2014-15), Ponderôme (travaux prévus en 2015-16), Sauvenière, Hastière 15KV et Warnant (travaux prévus en 2017-18) complets ;
 - Couvin, Ciney, Marche-les-Dames (travaux prévus en 2013-14) et Hastière 12KV sont limités à du matériel ouverts.

Sur base des informations reprises ci-dessus, nous constatons que peu de postes sont encore disponibles pour accueillir le raccordement de productions sans conditions particulières.

Dans ce cadre, il est plus que jamais nécessaire que chaque projet fasse l'objet d'une étude de faisabilité tant du côté GRT que d'ORES (NAMUR), tout particulièrement au-delà de 5 MVA.

Les feeders

Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télé-contrôlés sont reprises en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation. Ces informations sont fournies annuellement par le Centre de Conduite Distribution de Namur.

Les informations mesurées en 2013/2014 ont été extrapolées pour 2018 avec l'hypothèse d'augmentation annuelle de 1 % (par mesure de prudence).

Compte tenu de cette hypothèse de croissance, et à configuration du réseau inchangée, nous ne relevons aucun point d'attention pour lequel une charge supérieure à 90 % de la valeur de réglage du disjoncteur pourrait être atteinte en 2018.

NB: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 7 janvier 2014. La température moyenne était de 9,5°C contre -4,9°C le 16 janvier 2013 (jour des mesures du rapport 2012/2013). Ceci explique une variation de certaines intensités mesurées par rapport à l'année dernière²..

Les cabines de distribution et transformateurs

La maîtrise des charges au départ des cabines de distribution est réalisée au travers de plusieurs éléments :

- les fusibles HT de protection du transformateur : placés au primaire, ils sont calibrés en fonction de la puissance du transformateur installé ;
- la protection générale des départs BT : elle est installée en tête du tableau BT et est fonction de la puissance du transformateur ;
- les protections individuelles par départ BT : elles sont fonction des caractéristiques du ou des câbles à protéger.

Lorsqu'un problème apparaît sur un de ces éléments, il y a intervention d'un agent d'exploitation pour rétablir la fourniture d'électricité. Cette intervention, en fonction de son importance, est consignée et transmise à la hiérarchie pour suite utile (analyse complémentaire, création d'un dossier de travail,...). Si une analyse complémentaire est nécessaire, des mesures de charges sont faites ponctuellement. Le relevé s'effectue à partir d'appareils mobiles. Les valeurs relevées sont analysées et introduites dans la base de données Proélé.

Généralement, ces dépassements de charge nominale n'ont lieu que pendant de courtes périodes de la journée et les transformateurs acceptent sans problème cette surcharge de 20 à 30 % limitée dans le temps.

² <http://www.meteobelgique.be/article/85-annee-2013/1958-2013-chiffres-et-elements-marquants.html>

Dans le cas d'une demande d'une nouvelle charge ponctuelle ou une augmentation importante d'une charge existante, une solution technique est arrêtée par ORES (NAMUR) en fonction des caractéristiques du réseau et des charges mesurées.

En plus des projets identifiés à ce jour qui sont repris nominativement ci-dessous et dans le tableau en partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.1.1), des enveloppes provisionnelles sont également prévues pour le renforcement des transformateurs et/ou la construction de nouvelles cabines non identifiées à ce jour et à réaliser dans les trois prochaines années (projet n° 7917).

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
COUVIN	MARIEMBOURG	RUES DIVERSES	Mise en souterrain ligne aérienne entre cabine 6 "Panofor" 313006 et cabine 1 "centre" 313001			4128
NAMUR	JAMBES	RUE MOTTIAUX	Renforcement liaison entre Mottiaux (276001) - Moulin (276027) et Kursal (339040). + Remplacement équipement cabines Kursal & Moulin			8393
		TROU PERDU	Remplacement liaison Inducom (276510) à Trou perdu (276006) via Interbéton et Tilmant (276021). Massive est à reprendre en entrée-sortie sur le 240 ² . Remplacement de la cabine Tilmant.		8371	
	NAMUR	CHAUSSÉE DE DINANT	Remplacement câble vétuste BT entre Houblonnière (339044) et Coteaux (339107) + Remplacement câble vétuste BT entre Houblonnière (339044) et Lauriers (339076)	8377		
		AVENUE DE LA PAIRELLE	Remplacement câble vétuste HT entre Casablanca (339046) et Pairelle (470004) + remplacement équipement de cabines n° 339046 Casablanca- 339076 Lauriers - 339045 Rubens.		8376	
PROFONDEVILLE	BOIS-DE-VILLERS	RUE LEOPOLD CRASSET	Poste de Bois de Villers: Remplacement équipement	11246		

4.1.1.2 Nouveaux producteurs ou clients industriels

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.1 du plan d'adaptation.

Tous les dossiers repris dans cette rubrique excepté le projet 11538 (poste de Chassart – voir tableau ci-dessous) sont intégrés dans les chantiers « Non nominatifs » suite à l'imprécision des données actuellement disponible (Projet n° 7937).

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2017	2018
VILLERS-LA-VILLE	MARBAIS	RUE DE CHASSART	PO CHASSART remplacement du poste MT	11538	11538

Ci-dessous la liste des raccordements conditionnels de producteur :

Poste	Identité de l'URD	Puissance souscrite	Type de flexibilité	Type de compensation	Statistiques de coupure/réduction de puissance pour l'année précédente	Date contractuelle d'adaptation du réseau	Commentaire
Fosses-la-Ville	EOL Taravisée	15 MVA	N-1	-	Planifié : 3/4, 25 et 26/7, 6 et 7/8, 30/8, 2/9 au 6/9, 14/10 au 25/10, 20/11 au 21/11	-	Interruptible si indisponibilité d'un transformateur ELIA car fonctionnement à couplage ouvert (attention : en 2013, il a été permis au producteur d'injecter de manière limitée pendant les indisponibilités d'un tfo)
Leuze	EOL Evelop Belgium (Openfield) Boneffe	15 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé	-	Flexible si indisponibilité d'un transformateur ELIA car fonctionnement à couplage ouvert
Gembloux	Eol Ernage Alternative Green	12 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé	-	Flexible si indisponibilité d'un transformateur ELIA car fonctionnement à couplage ouvert
Leuze	EOL Dhuy Electrabel	12,8 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé	-	Flexible si indisponibilité d'un transformateur ELIA car fonctionnement à couplage ouvert
Dorinne	EOL Thynes Dinant EDF Luminus	11 puis 23,8 MVA (en 2019)	N-1	-	Pas encore raccordé	-	Flexible si indisponibilité d'un transformateur ELIA car fonctionnement avec 2 transfos en parallèle. En 2019, flexible si congestion réseau ELIA
Les Isnes	Eol Spy II EDF Luminus	10,2 MVA	N-1	-	Pas encore raccordé	-	Interruptible si indisponibilité du transformateur ELIA (un seul transfo)

Ci-dessous, le nouvel auto-producteurs ≥ 100 Kva n'injectant pas sur le réseau :

LOCALITE	NOM	TYPE	STATUT
Bouge	SANTE ET PREVOYANCE	Hôpital groupes électrogènes	cfr 41829085 - frais d'étude jamais payés - en attente

Puissance :1MVA

Nouveaux gros clients industriels

Tous les dossiers repris dans cette rubrique, excepté le projet 8585 (poste des Isnes – voir tableau ci-dessous), sont intégrés dans les chantiers « Non nominatifs » suite à l'imprécision des données actuellement disponibles (Projet n° 7935).

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015
GEMBOLOUX	ISNES	RUES DIVERSES	Poste de Les Isnes:fournit.+ instal.générateur Sémagyr + Fournit.+ instal.cellule blindée 1 jdb + Fournit.+ instal.coffret SA 230VAC + Fournit.+ instal.coffret SA 110VDC + Fournit.+ instal.télécontrôle + Protection + Qwave	8585

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.2 du plan d'adaptation

Nouveaux zoning industriels ou résidentiels importants

Tous les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés dans les chantiers « Non nominatifs » suite à l'imprécision des données actuellement disponibles (Projet n° 7936).

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.3 du plan d'adaptation.

Cartes des petites autoproductions de P<10 kVA

La carte par zones de densité sur le réseau, établissant les concentrations d'autoproduction par commune (kW installés/1.000 EAN) est donnée en annexe 1.2.4 du plan d'adaptation.

A ce stade, la situation actuelle globale ne pose pas encore trop de problèmes techniques particuliers.

Cependant, le nombre de plaintes concernant l'impossibilité temporaire d'injecter l'énergie sur le réseau BT par les productions photovoltaïques a sensiblement augmenté, en relation avec le nombre d'installations raccordées au réseau BT.

Si la plupart des cas ont pu être solutionnés par de simples adaptations (modification des points de coupure, équilibrage des charges des circuits, réglages transformateurs, d'autres ont nécessité ou nécessiteront des adaptations de réseau plus importantes (dédoublage de circuits BT, modification des points de sectionnement³, mise en place de compensateurs de neutre ...)

Toutefois, si la croissance du nombre d'auto-producteurs enregistrée ces derniers mois devait se poursuivre, le GRD serait amené à intensifier ses investissements d'adaptation du réseau lesquelles seraient beaucoup plus conséquentes et ce, souvent sans la participation financière du demandeur.

Les travaux consisteraient à renforcer et/ou dédoubler les circuits BT, la modification des points de sectionnement⁴, la construction éventuelle de nouvelles cabines, ...).

Actuellement, il nous est impossible d'identifier précisément les lieux de ces adaptations.

Un projet non-nominatif est prévu à cet effet dans le plan d'adaptation partie 2 (motivation E.1.1) (remplacement lignes vétustes => projet n° 7943).

Cas des productions photovoltaïques :

Les productions photovoltaïques concernent au 01/01/2014, **8,6%** des EAN basse tension.

Compte tenu de la révision des incitants, il est très difficile de prévoir l'évolution du marché.

Il n'est actuellement pas possible de faire des prévisions de raccordement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kWc sur les réseaux basse tension.

³ Sur base de retours d'expérience et de modèles théoriques de calcul, seuls les réseaux BT de faible section pourraient poser problème en présence de concentration de telles productions.

⁴ Sur base de retours d'expérience et de modèles théoriques de calcul, seuls les réseaux BT de faible section pourraient poser problème en présence de concentration de telles productions.

A partir de cas pratiques identifiés sur le terrain, des simulations sont en cours pour déterminer à partir de quel taux de pénétration le photovoltaïque va générer des problèmes de variation de tension pour plusieurs types de réseaux basse tension fréquemment rencontrés.

En raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. microéolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. microcogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen termes.

4.1.1.3 Problèmes de congestion

Au niveau de la distribution, la congestion se définit comme l'impossibilité d'amener un secours lorsque l'alimentation normale n'est plus disponible.

Sur ORES (NAMUR), en général, tous les secours sont assurés, sachant aussi qu'une surcharge temporaire est acceptable lors des manœuvres pour la reprise des charges.

Il existe aussi des parties de réseau non maillées donc en antenne. En cas de panne, les cabines concernées sont généralement alimentées par des groupes électrogènes de secours.

Ces groupes sont loués à des sociétés extérieures ayant été retenues dans le cadre du marché public passé à cet effet.

Actuellement, il n'y a pas d'analyse systématique informatique de l'ensemble du réseau pour déterminer les problèmes de congestion.

Des analyses sont réalisées ponctuellement à la demande des exploitants suite à l'expérience vécue lors des manœuvres sur le réseau ou lors de modifications importantes prévues au réseau (nouveau client, reprise de charge,...). Dans ce cadre, des études sur l'évolution des charges du réseau sont réalisées à l'aide du logiciel Neplan. Il est interfacé avec nos différentes bases de données (Proélé, Netgis,...).

Les projets nominatifs suivants sont repris en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.1.3 :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
GEMBLOUX	GEMBLOUX	CHAUSSEE DE CHARLEROI	Remplacement ligne MT cuivre départ Loncée (243020) au poste de Gembloux (231074)		8387	
METTET	BIESMEREE	RUE DE LA STATION	Pose câble MT vers Biesmerée et rempl. Cab	8327	8327	
EGHEZEE	LIERNU	ROUTE DE PERWEZ	Remplacement ligne entre St-Germain 471001 et Liernu 294001	8409		
HASTIERE	AGIMONT	RUES DIVERSES	Remplacement réseau MT CU. Agimont 3 - 10 (103005-103008)	8388		
DOISCHE	ROMEREE		Liaison Niverlée 2 à Romerée			8411
GEMBLOUX	SAUVENIERE	CHAUSSEE DE TIRLEMONT	Remplacement cabine 5 "Zoning" +pose 240 ² Alu (389005)	8296		

4.1.1.4 Chutes de tension

La majorité des plaintes clients relatives à des chutes de tension s'avère non fondée (normes respectées ou réseau du Gestionnaire du Réseau de Distribution non concerné) ou aboutit à des mesures correctives immédiates.

Les critères déterminants pour ORES (NAMUR) sont ceux de la norme EN 50160 (décision du conseil d'administration du 27/03/2007).

En outre, si des travaux sont nécessaires, ils sont le plus souvent réalisés dans l'année et couverts par une enveloppe provisionnelle prévue au plan d'adaptation (Projet n° 7942).

La liste complète des plaintes figure dans le rapport qualité.

En partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.1.4), on trouve la liste des projets nominatifs faisant suite à des plaintes de tension. Il s'agit de :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2016	2017
EGHEZEE	MEHAIGNE	RUES DIVERSES	Remplacement ligne entre Aische 8 et Mehaigne 1	8392	
SAMBREVILLE	TAMINES	AVENUE FRERE ALEXIS-MARIE GOCHET	Nouvelle cabine à Tamines av F.A.M Gochet		8303

Projet 8303 : remplacement d'un poste de transformation aérien et renforcement du réseau BT Cu nu desservi par cette cabine.

Projet 8392 : remplacement d'une ligne HTA vétuste et dont la faible section pourrait être à l'origine d'une chute de tension en limite inférieure en situation de N-1 et du potentiel de charge qu'elle serait susceptible de transporter.

4.1.1.5 Statistiques des coupures non planifiées

Coupures en basse tension

Comme en haute tension, les programmes de renouvellement des réseaux aériens BT cuivre ont permis sur une dizaine d'années de réduire considérablement les interventions de dépannage.

Toutes les pannes sur les réseaux BT sont réparées immédiatement.

Si des travaux d'amélioration de plus grande ampleur sont à prévoir pour assainir le réseau BT, ils sont si possible réalisés dans l'année et repris dans les enveloppes non nominatives prévues au plan d'adaptation. S'ils ne sont pas réalisés dans l'année, ils sont intégrés dans les travaux nominatifs du plan d'adaptation.

De manière générale, en ce qui concerne les réseaux BT, nous privilégions l'assainissement complet d'entités ou de localités plutôt que des interventions de manière plus dispersée. Le choix et les priorités sont fixés suivant les critères repris dans le point « Remplacements pour cause de vétusté » du plan ORES (NAMUR).

Il est cependant évident que lors des interventions de dépannage ou de réparations définitives qui s'en suivent, les travaux d'assainissement localisés sont effectués afin d'éviter la répétition de pannes aux mêmes endroits.

Ces travaux ainsi que l'élagage permettent de diminuer considérablement le nombre de défaillances.

Le détail de ces informations est repris dans le rapport qualité 2013.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ces travaux (projet n° 7924).

Il n'y a pas de projets nominatifs pour cette motivation.

Le tableau des pannes BT (suite aux conditions extérieures (tiers,...), intempéries et éléments réseaux proprement dits) par entité est repris dans le rapport qualité.

Coupures en moyenne tension

Le tableau reprenant le nombre d'incidents sur les tronçons MT au cours des 3 dernières années est joint au rapport qualité.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ces travaux (projet n° 7925).

Il y a 1 projet nominatif pour cette motivation (partie 2 du plan d'adaptation) :

Projet	Description des travaux	Commune	Localité	Rue
11012	Groupe+nelle cabine pr palier problème Sugny	VRESSE-SUR-SEMOIS	SUGNY	RUES DIVERSES

Projet 11012 : Le village de Sugny est alimenté par une antenne HTA dont le bouclage n'est économiquement pas envisageable. Dès lors, nous prévoyons le remplacement d'un poste aérien au centre du village par la construction d'une cabine au potentiel de puissance important avec des dispositions environnementales et urbanistiques qui permettront l'installation rapide d'un groupe électrogène ayant la capacité, au travers du transformateur de la cabine dans le sens BT-> HT, de réalimenter le réseau HT de la poche comportant la majorité des URD de ce village.

Le projet 11011 (sécurisation de l'alimentation de l'antenne de Bohan par la prévision de la pose d'un câble en remplacement de la ligne aérienne et de son surplomb de la Semois), initialement prévu en 2017, est anticipé en **2014**.

4.1.1.6 Qualité de l'onde de tension

Dans le cadre de l'amélioration de la qualité de l'onde de tension, tous les postes ORES (NAMUR) ont été équipés d'appareils de contrôle permanents (QWAVE).

Deux postes ont posé problème en 2012 mais aucune plainte n'a été enregistrée donc pas d'adaptation nécessaire.

Le détail de ces informations est repris dans le rapport qualité 2013.

Aucun problème de flicker n'a été mesuré.

4.1.2 Autres aspects à prendre en compte

4.1.2.1 Remplacement pour cause de vétusté

Postes HT

Des travaux de remplacement du matériel d'ORES (NAMUR) installé dans les postes ELIA sont prévus dans les prochaines années. Il s'agit essentiellement du renouvellement des logettes feeder y compris les protections et du matériel de télécommande centralisée.

Le détail du projet de rénovation de Warnant est donné en partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.1).

Certains de ces projets nominatifs concernent le remplacement de matériel ouvert, ils sont alors repris en partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.2.2)

Réseau MT

Le réseau électrique MT d'ORES (NAMUR) comporte au 31/12/2013 :

- 1.443 km de réseau aérien MT dont 404 km de réseau aérien MT en cuivre nu (28) % du réseau aérien MT),
- 3.084 km de réseau souterrain.

ORES (NAMUR), pour des raisons historiques de coût, de faible densité et de longueur, dispose toujours d'une part importante de lignes aériennes MT par rapport à d'autres GRD's.

Pour toutes les lignes cuivre qui ne seront pas remplacées dans les 15 ans, ainsi que les lignes Almelec ayant plus de 25 ans d'âge, il est prévu une mise à niveau complète (révision). Cette mise à niveau consiste en un entretien

des lignes avec, suivant nécessité, le remplacement du matériel présentant une usure amenant l'élément concerné hors tolérance. Cette mise à niveau est aussi prévue dans le plan d'adaptation par le biais du projet n° 9314 qui prévoit la révision annuelle de 75 km de lignes.

Seuls les tronçons posant des problèmes (défauts multiples ou poteaux vétustes) seront remplacés (environ 15 à 20 km par an).

Actuellement, toutes les extensions et remplacements de réseaux sont réalisés en câbles souterrains, excepté de légères adaptations aériennes des réseaux aériens existants. Toutefois, si la comparaison du coût d'une solution technique en souterrain par rapport à une solution technique en aérien montre un intérêt économique manifeste pour cette dernière sans pour autant préjudicier l'aspect environnemental (ex. parcours rocheux, grands détours...) le cas fait l'objet d'une demande de dérogation circonstanciée auprès de la Cwape.

La liste des projets nominatifs pour vétusté du réseau MT est reprise dans la partie 2 du plan d'adaptation en motivation E.2.1.

Une enveloppe provisionnelle pour ces travaux de vétusté MT non identifiés à ce jour est prévue (projet n°7939).

Cabines

Il s'agit du remplacement d'équipement cabine arrivé en fin de vie.

La liste des dossiers cabines vétustes est reprise dans la partie 2 du plan d'adaptation en motivation E.2.1.

Une enveloppe provisionnelle pour les travaux de vétusté cabines non identifiés à ce jour est prévue (projet n°7940). Cependant, comme la plupart des projets concernent le remplacement de matériel ouvert, ils sont repris en motivation E.2.2.2.

Réseau BT

Le réseau électrique BT d'ORES (NAMUR) comporte au 31/12/2013 :

- 3.991 km de réseau aérien BT dont 619 km de réseau aérien BT en cuivre nu (16)% du réseau BT aérien). Il y a environ 226 km de réseau en cuivre nu de faible section qui font dès lors partie du programme de remplacement systématique.
- 1.297 km de réseau souterrain.

Le plan d'adaptation 2015-2018 prévoit le remplacement annuel d'environ 30 km de réseaux cuivre. Sur base des travaux prévus dans ce plan et ceux réalisés précédemment, il faudra environ 20 ans pour assainir complètement le réseau BT. Les critères de choix pour ces remplacements sont basés principalement sur l'état des supports, l'état des potences métalliques ancrées dans les habitations, le nombre d'interventions suite aux appels de la clientèle, la section des câbles (les plus faibles sections entraînant des problèmes de tension aux extrémités), et le suivi des non-conformités non urgentes relevées par l'Organisme Agréé. Une attention particulière est par ailleurs accordée aux réseaux de ce type mis en évidence dans le cadre des problèmes liés aux décrochages des installations photovoltaïques.

Les chantiers concernés sont repris dans les tableaux récapitulatifs des travaux sous la catégorie « Remplacement réseau BT Cu. ».

Synthèse des longueurs de réseau cuivre :

	BT	MT
Longueur réseau cuivre	619	404
Longueur réseau très vétuste (km)	226	281
Remplacement (km/an)	30	15 à 20

La liste des dossiers BT est reprise dans la partie 2 du plan d'adaptation en motivation E.2.1.

Une enveloppe provisionnelle pour les travaux de vétusté BT non identifiés à ce jour est également prévue (projet n° 7943).

4.1.2.2 Sécurité

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), l'organisme agréé (SECT) effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des cabines de dispersion, distribution et sectionnement. Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations et les infractions constatées. Ces dernières sont analysées et les interventions qui en découlent prioritisées.

Généralement, les interventions sont mineures (continuité terre, éclairage, accès, panneaux d'instruction, nettoyage,...) et n'exigent pas de travaux d'investissement significatifs à mentionner dans le plan d'adaptation.

Dans ce cas, les dépenses sont reprises dans le budget d'entretien de l'année en cours.

Par contre, si des travaux plus importants doivent être entrepris, des dossiers d'études sont élaborés. Ils sont alors soit réalisés dans l'année en cours et repris dans le poste « non-nominatifs » de cette rubrique (projet n° 7923), soit intégrés dans le plan d'adaptation.

L'ensemble des travaux nominatifs programmés en 2015-2018 est repris dans la partie 2 du plan d'adaptation (motivation E 2.2.1). Il s'agit de :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015
NAMUR	TEMPLOUX	CHEMIN DE MOUSTIER	Reprise de la dérivation vers PA 18 (429018) par nouvelle cabine en remplacement du PA10 chemin de Moustier	8283

Distances de sécurité du RGIE – Problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral

Nombre de dossiers traités en 2013 : 6

Montant : 470.242 €

L'enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations de réseaux suite aux visites de contrôle par organismes agréés (projet n° 7923).

Politique de mise en conformité des cabines

Depuis 2009, ORES (NAMUR) réalise une analyse de risque individuelle et *in situ*⁵ pour toutes les cabines dont la construction est antérieure à 1983.

Cette analyse de risques peut conduire le GRD à devoir remplacer partiellement ou complètement le matériel mis en œuvre. Ce sera particulièrement le cas des cabines équipées de matériel dit ouvert (interrupteurs et sectionneurs avec ou sans disjoncteurs).

Les informations collectées à cette occasion donneront des précisions quant à l'état des équipements mais aussi quant aux conditions de fonctionnement (présence d'humidité ou de poussières, intensité,...) permettant une évaluation correcte, et objectivée par des mesures, des priorités à dégager et, de ce fait, l'utilisation optimale des ressources allouées. Au 30/04/2014, **2.413** cabines ont été visitées sur un total de **4.625** cabines à visiter, soit (52 %).

⁵ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet.

Scores obtenus :

Nombre de Cabines au sol	Feu			Total général
	O	R	V	
ORES (Namur)	1442	3	445	1890
Total général	1442	3	445	1890

Nombre de PTA	Anomalies en cours		Total général
	oui	non	
ORES (Namur)	440	83	523
Total général	440	83	523

Légende :

Feux	Signification	Précautions à mettre en œuvre
Vert	Risque très faible	Mesures de sécurité habituelles
Orange	Risque élevé	Mesures particulières à appliquer
Rouge	Risque très élevé ou manœuvre interdite pour des raisons de continuité de service	STOP sauf sur ordre de la ligne hiérarchique contenant soit l'action correctrice prioritaire, soit appareil à ne manœuvrer que hors tension

Le programme nominatif prévu dans le plan, dans cette motivation E.2.2.2., a comme priorité le remplacement du matériel dit « ouvert ».

Les travaux d'adaptation nominatifs sont repris en partie 2 du plan d'adaptation, motivation E.2.2.2.

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
NAMUR	NAMUR	RUE DES URSULINES	Aménagement cabine Ursuline (339026)			8288
		ROUTE MERVEILLEUSE	Remplacement équipement Cabine (339041) Donjon	8305		
METTET	BIESMERE	RUE DU FAU	Remplacement cabine 10 (130010)	8412		
DINANT	DINANT	DREVE DES PEUPLIERS	Remplacement cabine Debonhomme (180030)			8380
		RUE DE BONSECOURS	Remplacement cabine Bellevue (180005)			8381
		RUE DES MESANGES	Remplacement cabine Bonsecours (180004)			8382
GERPINNES	ACOZ	RUE DU CENTRE	Remplacement cabine 1 (102001)			8415
ONHAYE	FALAEN	FOY	Remplacement PA4 Foy Marteau à Falaen par cabine (199004)			8391
ASSESE	SART-BERNARD	RUE SAINT-DENYS	Remplacement de la cabine Cimetièrre (383003) (3kt)			8403
SAMBREVILLE	AUVELAIS	GRAND PLACE	Remplacement équipement cabine 1 (116001)	8413		

FLORENNES	FLORENNES	RUE HENRY-DE-ROHAN-CHABOT	Remplacement cabine 6 (212006)			8416
		RUE DE METTET	Remplacement équipement cab. 5 "Pavillon" (212005)	8354		
	HANZINELLE	RUES DIVERSES	Poste de Hanzinelle:déplacement TCC Sémagyr complète + Fournit.+ instal.générateur Sémagyr + Fournit.+ instal.cellule blindée 1 jdb + Déplacement Qwave + Déplacement armoire protection + Déplacement télécontrôle	8593		
BEAURAING	PONDROME		Poste de Pondrôme:fournit.+ instal.cellule blindée 1 jdb + Fournit.+ instal.télécontrôle + Déplacement armoire protection	8584	8584	
SOMBREFFE	SOMBREFFE	CHAUSSÉE DE CHASTRE	Remplacement cabine 3 (398003)			8362

Une provision pour travaux non nominatifs est reprise sous le projet n° 9667.

Nous mettons à niveau environ **57** cabines par an. Dans le plan 2015-2018, **15** projets nominatifs en **motivation E.2.2.2** (dont 2 sont des rénovations de postes : Pondrôme et Hanzinelle) et **10** projets nominatifs en **motivation secondaire** (projets n°8376, 11246, 8296, 8372, 8366, 8357, 8375, 11491, 8328 et 8580) sont prévus (dont 3 sont des rénovations de postes : Warnant, Hastière et Bois de Villers). Le solde sera réalisé en non-nominatif.

En ce qui concerne l'AR du 4 décembre 2012 paru le 21 décembre 2012, un recours en annulation et suspension a été déposé par SYNERGRID et SEDILEC, dont les droits et obligations sont aujourd'hui repris par ORES Assets, née de la fusion des GRD mixtes wallons.

4.1.2.3 Environnement

Politique générale

La politique d'enfouissement des lignes aériennes MT vétustes répond au souhait environnemental du législateur.

En basse tension, le remplacement des lignes cuivre nu vétustes se fait par des câbles torsadés isolés. Il n'est pas prévu un enfouissement systématique car il est possible de réutiliser les supports existants, le travail se limitant exclusivement au remplacement des conducteurs.

L'intégration des nouvelles cabines dans l'environnement local est un facteur important pris en considération lors des études.

Une enveloppe (projet n° 7929) est prévue pour réaliser ce type de travaux.

Actions spécifiques

Une enveloppe (projet n° 7928) est prévue pour réaliser, à la demande des autorités communales, différents travaux permettant de déplacer et/ou d'améliorer l'intégration des réseaux dans l'environnement.

Il appartient à ces autorités d'initier le projet ; ORES (NAMUR) s'aligne et s'intègre avec le calendrier général des travaux.

Des lignes sont enfouies et des postes de transformation aériens sont remplacés par des cabines au sol au grés des opportunités de poses en raison de leur vétusté, parfois en synergie avec d'autres impératifs. L'amélioration de l'environnement, même s'il ne s'agit pas de la motivation principale, est également une des motivations de ces

travaux (par exemples projets en partie II du plan d'adaptation sous la motivation E.2.2.1 : 8283 et sous la motivation E.2.1 : 8297, 8357).

4.1.2.4 Harmonisation des plans de tension

En MT, il existe en ORES (NAMUR) deux plans de tension harmonisés, le 11,5 et le 15 kV.

Il n'est pas prévu de modifier les zones existantes, ni a fortiori de procéder à une harmonisation.

Cependant, lorsque des opportunités de simplification d'exploitation se présentent, nous réalisons les travaux nécessaires. C'est le cas notamment avec le projet n° 8340 à Dréhance (suppression de transfo déporté).

Ce projet nominatif est repris dans la partie 2 du plan d'adaptation en motivation E.2.4. (voir tableau ci-après) :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2016
DINANT	DREHANCE	RUES DIVERSES	Suppression transfo de Dréhance par nouvelle injection 15 Kv poste de Dinant (186004 - 186007)	8340

4.1.2.5 Investissements en parallèle avec les travaux dans les postes Elia

Des travaux d'adaptation sont prévus dans les postes. Ce sont principalement des renouvellements d'équipements haute tension, des installations TCC ainsi que des protections.

Il ne sont pas repris comme projets nominatifs dans cette rubrique car leur motivation principale est le remplacement de matériel ouvert (motivation E.2.2.2).

Deux projets nominatifs sont repris au plan d'adaptation :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2017	2018
GEMBLOUX	SAUVENIERE	CHAUSSEE DE TIRLEMONT	Poste de Sauvenière		11249
NAMUR	CHAMPION	CHEMIN DE BONINNE	Poste de Champion: remplacement complet cabine	11248	11248

Une motivation E.3.1 « Demande Elia » a été créée pour les investissements exclusivement demandé par Elia mais qui ne sont pas techniquement nécessaires du seul point de vue d'Ores.

Il s'agit en 2016, du poste d'Hastière. Celui-ci a la particularité de desservir le réseau du GRD sous des plans de tension de 15 kV et 11,5kV, ce dernier étant minoritaire. Les travaux consistent en la construction d'un nouveau local technique permettant d'accueillir les équipements 11kV pour les séparer du 15kV.

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2016
HASTIERE	HASTIERE	RUES DIVERSES	Poste de Hastière :fournit.+ instal.cellule blindée 1 jdb + Fournit.+ instal.générateur Sémagyr + Fournit.+ instal.télécontrôle	8580

4.1.2.6 Amélioration de l'efficacité du réseau

Les adaptations reprises dans ce chapitre concernent l'amélioration de l'efficacité du réseau. Cette amélioration est obtenue en apportant une aide à la conduite visant à diminuer les temps de coupure, diminuer le nombre de consommateurs coupés en cas d'incident et réduire les temps d'intervention.

Les adaptations principales conduisant à une augmentation de la qualité globale du réseau sont les suivantes :

- installation de télécommandes et télésignalisations dans les cabines ;
- bouclage de parties de réseau en antenne (nouvelles liaisons) ;

- remplacement de câbles de faibles sections ne permettant plus de supporter la charge en cas de bouclage ;
- remplacement de lignes, de postes et de sectionnements aériens par des câbles souterrains, des cabines au sol et du matériel de coupure sous charge ;
- ajout de disjoncteurs dans la chaîne de protection pour augmenter la sélectivité globale.

L'ensemble des travaux nominatifs programmés est repris dans la partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.6). Il s'agit de :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017	2018
NAMUR	WEPION	RUE DE LA 1ERE ARMEE AMERICAINE	Remplacement de la double terre entre Ry de Flandre (470006) vers Wépion Fooz (470011) + 3 nouvelles cabines : 470701 - 470086 - 470401			8405	8405
	NAMUR	RUES DIVERSES	Remplacement câble entre Pont du Luxembourg (276002) et Paola Marchand (276018) + remplacement équipement cab. 276018		8399		
METTET	METTET	RUE HENNEVAUCHE	Remplacement cabine (325035) + nouvelle injection de zoning de Mettet à nouvelle cabine "rue du Vieux Saint-Donat" (Alimentation Mettet-Biesmerée)	8328			

Une enveloppe provisionnelle est réservée pour réaliser les adaptations nécessaires pour augmenter la fiabilité du réseau : projet n° 7933.

Afin de garantir une meilleure gestion du réseau, du nouveau matériel de télécommande sera installé dans diverses cabines du réseau du GRD (projet n° 7920). Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite de Distribution de Namur, ainsi que la commande de celles-ci (postes subordonnés).

Parallèlement à cela, des études conceptuelles⁶ sont menées pour évaluer l'impact des nouvelles productions décentralisées sur l'architecture du réseau et déterminer les moyens éventuels à mettre en œuvre pour optimiser la gestion de celui-ci (i.e. mesure des charges, protection des installations, transfo auto-adaptatif,...).

En matière de réduction des pertes réseau, le GRD a pour politique de privilégier :

- l'utilisation de transformateurs de puissance à très faibles pertes pour les cabines de transformation qu'il gère (tous les transfos achetés entrent dans cette catégorie) ;
- le remplacement des réseaux BT aériens de faible section, réseaux où les dissipations par effet Joule sont particulièrement importantes. Rappelons néanmoins, que le remplacement de lignes ou câbles dans le seul but de réduire les pertes n'est jamais rentable s'il n'est associé à une autre motivation (fiabilité, sécurité).

4.1.2.7 Remplacement des compteurs

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie demande à ORES (NAMUR) de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et identifie les modèles ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Les séries incriminées doivent alors être retirées du réseau dans un délai imposé par le Service de la Métrologie.

Parallèlement à ces campagnes métrologiques et ce, de la propre initiative d'ORES (NAMUR), il est procédé progressivement au remplacement des compteurs équipés de cadrans à quatre roues. Ce type de compteur peut présenter des litiges de facturation.

⁶ Concept de « Smart Grid » tel que repris dans la littérature.

Leur remplacement s'effectue au gré des opportunités et en fonction des consommations enregistrées les années précédentes.

Une enveloppe provisionnelle est réservée pour réaliser les dossiers relatifs à ce type d'adaptation :

- Nombre compteurs quatre roues et « métrologique » à remplacer : prévision de 3.600 pièces par an (projet n° 7944).

Au 31-12-13, il restait **491** compteurs quatre roues sur le réseau.

Compteurs à budget

D'autre part, conformément au règlement technique, il est prévu au plan d'adaptation le placement de compteurs à budget.

Situation du parc compteurs à budget ORES (NAMUR) à fin 12/2013 : **10.854** compteurs placés (Voir également le rapport qui vous a été transmis le 31/03/2014 : données à caractère social relatives à l'année 2013).

Des enveloppes provisionnelles sont réservées pour réaliser les dossiers relatifs à ce type d'adaptation :

- Compteurs à budget : prévision de +/- **1438** pièces en moyenne par an (projet n° 7931).

En 2018, les compteurs à budget seront remplacés par des compteurs intelligents (projet 11826).

Nous n'anticipons pas de changement important dans le rythme d'installation de ces compteurs.

Compteurs « intelligents »

Outre les plans financiers réalisés en 2012 par ORES et par la CWaPE, deux incitants majeurs poussent ORES à déployer des compteurs intelligents dès que possible sur certains segments :

- le risque élevé quant à la pérennité de la solution actuelle des compteurs à budget (CàB) et inconvénients de celle-ci ;
- la demande croissante du marché pour l'utilisation de données de comptage avec une granularité plus fine.

A partir de 2018, Ores prévoit donc, le déploiement de compteurs "SMART" limité au remplacement des compteurs à budget tant en ELEC qu'en GAZ.

Ce projet concerne :

- 1) 21.000 compteurs E pendant 6 ans – 6.000 après
- 2) 14.000 compteurs G pendant 6 ans – 5.000 après

Fin 2023, l'ensemble des compteurs à budget est remplacé.

Le projet non-nominatif n° 11.826 couvre le remplacement des compteurs à budget par des compteurs intelligents à partir de 2018.

Une importante plate-forme informatique dédiée permettant la gestion des fonctionnalités (prépaiement, télérelève, activation/désactivation, ...) de ce parc de compteurs sera également développée pour démarrer le remplacement des compteurs à budget en 2018.

D'autres segments devraient également progressivement, bénéficier de cette technologie :

- Les nouveaux prosumers : tout raccordement, existant ou nouveau, sur lequel une nouvelle production est installée
- Certains clients industriels (qui sera justifiée par une granularité plus fine des données de comptage)

Une étude est en cours actuellement sur la faisabilité d'un déploiement de compteurs intelligents susceptible d'être généralisé au fil de l'eau, avec comme priorité les segments :

- nouveaux compteurs
- remplacements compteurs défectueux
- compteurs demandés par les clients

Des moyens de télécommunications à mettre en oeuvre pour supporter ce déploiement de compteurs segmenté généralisable, avec un accent particulier sur les technologies G3⁷ PLC⁸, sont testés.

En parallèle, les travaux de développement de standards se poursuivent au niveau des organismes européens de standardisation.

4.1.2.8 Réseaux intelligents »

Vision ORES

On retrouvera ici l'état actuel des réflexions d'ORES quant à la mise en oeuvre du concept de réseau intelligent⁹.

Généralités :

Grâce aux participations à de nombreux colloques, séminaires, échanges avec d'autres GRD belges et européens ainsi qu'aux interactions avec le milieu académique (tel que la chaire ORES), ORES est convaincu que les réseaux intelligents sont l'une des clés majeures pour permettre la réalisation de l'objectif de 8000 GWh de production d'énergie électrique à partir de source d'énergie renouvelable pour 2020 et au-delà.

Le cheminement de cette conviction prend naturellement ses racines dans le contexte européen mais surtout wallon. En voici les lignes de force :

- Actuellement, nous observons que les principaux projets et réalisation en matière d'énergie renouvelable concernent principalement le grand éolien (> 5 MVA) et le petit PV (< 10kVA).
- Or, si l'on en croit les projections de la CWaPE et de l'APERRE, ces deux moyens ne contribuent qu'un peu plus de la moitié de l'effort à fournir (3800 GWh pour l'éolien et moins de 900 GWh pour le petit PV).
- Il est donc évident, sous peine de non-atteinte de l'objectif « vert », que les autres catégories de sources renouvelables vont devoir se déployer massivement. Nous pensons au Grand Photovoltaïque (> 10KVA), à la cogénération de qualité, à l'hydraulique et dans une moindre mesure à la géothermie.
- Les puissances à mettre en oeuvre (de l'ordre de la centaine de kW à quelques MW) font que ces installations se raccorderont majoritairement à partir du réseau MT.
- De par le caractère intermittent de ces sources, les fluctuations de la tension sur le réseau MT risquent de devenir plus importantes (en amplitude) et plus fréquentes que celles observées dans le passé.

⁷ ORES est membre de l'alliance G3-PLC. Voir <http://www.g3-plc.com/>

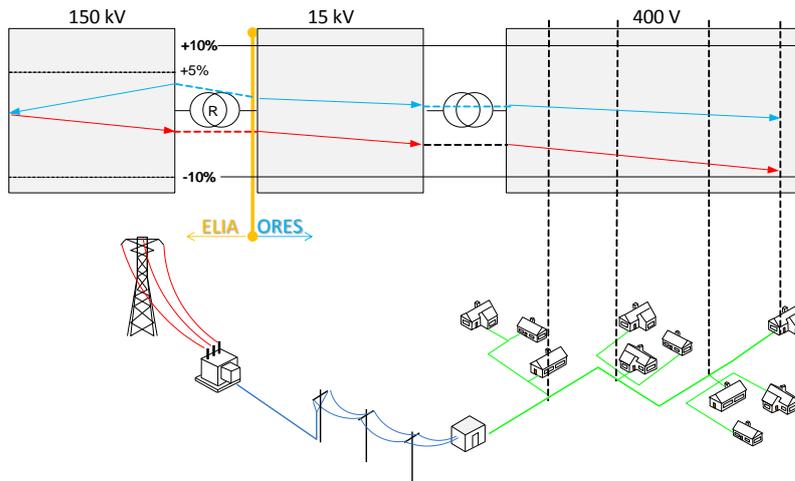
⁸ *Power Line Communication – communication par courant porteur entre le compteur et concentrateur situé entre le TGBT et le Transfo.*

⁹ Concept de « Smart Grid » tel que défini par EURELECTRIC à savoir :

« Un Smart Grid est un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés au réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».

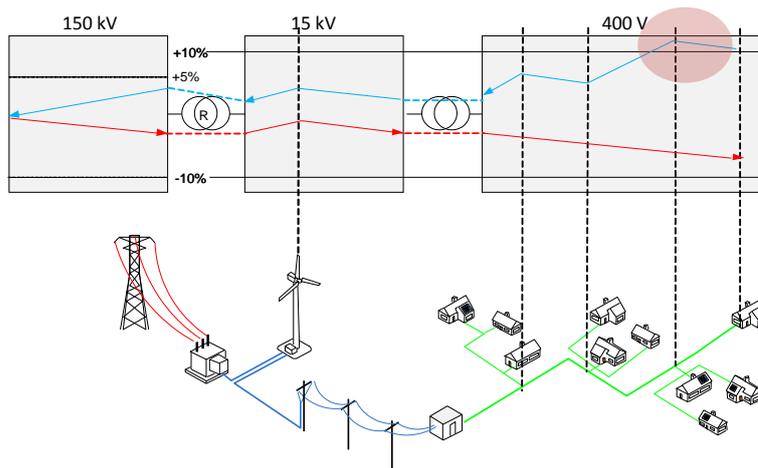
Situation « classique » (sans productions décentralisées):

Le régulateur HT/MT permet de maintenir la tension MT à + ou - 3% de la tension de consigne



Avec l'arrivée des productions décentralisées :

Des PDC en réseau MT augmente le risque d'avoir des problèmes en BT car dans le voisinage d'une production, la tension augmente.



Il est évident que les utilisateurs du réseau (en MT mais également en BT car le niveau de tension BT est influencé par les variations de la tension MT) ne pourront en être les victimes et que la qualité du produit (dont la tension est un des indicateurs) doit rester à un niveau acceptable (tel que défini dans la normalisation (norme EN50160)).

Pour toutes ces raisons, il est donc primordial qu'ORES :

- ait une meilleure connaissance des flux d'énergie sur le réseau MT et qu'il puisse les prévoir, ce qui implique
 - Plus de capteurs et d'appareillage de mesure sur le réseau MT
 - De mettre en œuvre des outils pour prévoir ces flux d'énergie (via un estimateur d'état)
- puisse anticiper et préparer le réseau à accueillir ces flux d'énergie, et par là :
 - Plus automatiser et télécommander les organes de manœuvre sur le réseau MT
 - Faciliter une gestion active de la structure du réseau. Par exemple en facilitant les transferts de charges d'un poste à un autre.
- capture ces opportunités pour rendre un meilleur service à moindre coût
 - Ces équipements doivent permettre à long terme de diminuer tant le temps de rétablissement après une défaillance que de diminuer les coûts d'intervention.

Réseau de télécommunication :

Ces fonctionnalités doivent s'appuyer sur un réseau de télécommunication efficace

Ores dispose déjà d'un tel réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, soit sur réseau de type téléphonique (quartes). Le réseau de fibres optique ORES est bouclé et constitue ainsi une ossature de base reliant les centres d'exploitation et les postes HT/MT.

La consolidation d'un réseau de télécommunication propre à Ores est stratégique et se justifie pour différentes raisons :

- la sécurité contre les agressions informatiques (piratages) : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur ;
- une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour Ores et ce, sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité) ;
- une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5min pour les mesures) ;
- une fiabilité (ex : bouclage) est nécessaire en cas de black-out (ce qu'aucun opérateur télécom externe ne garantit) ;
- des coûts qui restent maîtrisables sur le long terme.

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

Une globalisation des besoins en moyen de télécommunication tient compte des besoins :

- d'une part, pour la gestion des réseaux (évolutions Smartgrid) ;
- d'autre part, pour la communication avec les compteurs intelligents (Smartmeters).

Dans le premier cas, elle permettra d'agir sur les systèmes de protection (relais de commandes, protections électriques, disjoncteurs, etc.) et de conduite (interrupteurs motorisés) des réseaux. Elle servira également à rapatrier les mesures de tension et de courant (y compris son sens) nécessaires aux outils de :

- planification et de prévision des productions et des charges ;
- calcul en temps réel de l'état des réseaux électriques de distribution.

Dans le deuxième cas, elle permettra de rapatrier les valeurs de comptage mesurées par les compteurs intelligents. Ces mêmes compteurs pourront aussi être utilisés à des fins d'exploitation telles que activation/désactivation à distance, fonctionnement en compteur à prépaiement, etc.

La mise à niveau de notre réseau de télécommunication sera réalisée sur une période de plusieurs années dans le cadre d'un plan général cohérent afin de profiter des synergies de pose entre câbles électriques et télécom.

Eléments constitutifs :

Les actions retenues et à mener pour rendre le réseau '**smart**' s'articulent autour des axes suivants :

1. Mettre en place une gestion active du réseau :

- Etudier et mettre au point des outils de planification des réseaux, prévision des productions et des charges et gestion en temps réel des réseaux de distribution d'électricité compte tenu des objectifs en termes de production décentralisée d'énergie. Ces outils nécessiteront des informations complémentaires à celles déjà collectées par le CCD¹⁰ actuel. C'est dans ce contexte qu'ORES participe (et même pilote une des tâches) du projet GREDOR.
- Augmenter le niveau des informations à disposition du CCD, sur les éléments de réseaux suivants :

¹⁰ Centre de Conduite Distribution

- postes HT/MT : augmenter la qualité et la granularité de l'information en abandonnant pour ses propres équipements les moyens actuellement partagés avec ELIA ;
- cabines MT/BT : mesure des intensités, des tensions et du sens du courant (indispensable par ailleurs pour localiser les défauts sur câbles MT) ;
- cabine client MT (avec production décentralisée) : mesure des puissances produites par les unités de production importantes. Ce qui permet de se conformer à la directive européenne « Transparence » (No 543/2013 du 14 Juin 2013) et de faire participer ces unités à la gestion de la tension (par injection ou consommation de réactif).
- réseau BT : charge des circuits 'sensibles' (soit ceux où le taux de production décentralisée est élevé).
- exploiter ces informations à l'aide des systèmes informatiques performants et développer les moyens nécessaires à l'exploitation de la modulation des productions décentralisées d'une part, et, d'autre part, augmenter la capacité de gestion à distance des principaux composants d'un réseau (disjoncteurs / interrupteurs) (configuration en boucle ouverte ou en antenne avec transition souterrain / aérien) par la motorisation de ceux-ci et leur télé-contrôle à partir du CCD.

2. Augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées:

- cela se traduira par une capacité de modulation à distance des moyens de production des gros producteurs (>250kVA), là où des problèmes se posent en termes de capacité d'injection ou lors de procédures de reconstruction du réseau (disjoncteur télé-contrôlé dans la cabine client)
- des réflexions sont également en cours quant à l'opportunité de mettre en œuvre des capacités de stockage d'énergie au niveau du GRD pour permettre un meilleur accueil des productions décentralisées. Compte tenu du manque de maturité et des coûts très élevés de ces technologies de stockage, ORES prévoit de continuer la veille technologique dans ces matières. A cette fin, ORES a marqué son intérêt pour participer à un projet de stockage dans d'ancienne carrière (projet en cours d'approbation pour les autorités)

3. Evolution du modèle de marché :

En concertation avec les autres acteurs du marché au travers des plateformes de concertation en ATRIAS et en Synergrid, ORES fait des propositions de modèles de marché équilibrés permettant l'utilisation de la flexibilité tant pour les besoins des gestionnaires de réseaux (transport et distribution) en terme de levée de congestion que pour d'autres besoins (tel que le balancing).

4. Diminuer le coût des pertes, à travers la production d'une partie de celles-ci (le talon minimum).

Sont actuellement envisagées :

- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les différents bâtiments du GRD ;
- la participation au développement de parcs éoliens.

Estimations budgétaires :

Le projet non-nominatif n°11.815 prévoit des montants dès 2015 pour :

- le remplacement des disjoncteurs non télécommandables en cabine
- le placement de matériel électronique permettant le télécontrôle (mesure des intensités, des tensions et du sens du courant) et la télécommande des cabines
- les équipements permettant de rapatrier les informations vers notre dispatching
- les moyens de transmission (réseau de signalisation) entre ces cabines et notre centre de contrôle.

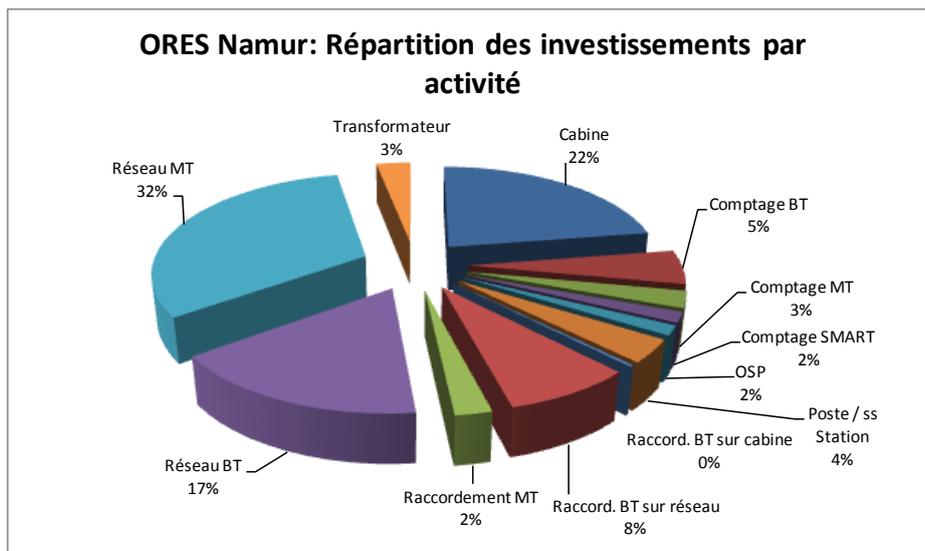
Le démarrage éventuel de ces projets est conditionné par un accord et une adhésion de toutes les parties prenantes (CWaPE, CREG, actionnaires, pouvoirs politiques) et la garantie d'un financement adéquat.

4.2 Synthèse

Le plan 2015-2018 peut se synthétiser, en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

annee	classe_ budget	Branchement		BT		Cabine			Compteurs		MT		Poste	Raccordement Cabine (pc)	Signalisation (m)	Transfo (pc)	Cabine Equipement Protection/télé contrôle(pc)
		MT (m)	BT (pc)	Aérien (m)	Souterrain (m)	Bâtiment (pc)	Equipement (pc)	Terrain (pc)	à budget (pc)	BT (pc)	Aérien (m)	Souterrain (m)					
2015	A		230	39.137	22.588	41	191	8	1.441	3.607	80.050	41.667	47		1.522	42	1
	B	9.000	1.900	4.200	44.900	27	126	12	2.500	300	32.700	6	10	4.100	38	2	
Total 2015		9.000	2.130	43.337	67.488	68	317	20	1.441	6.107	80.350	74.367	53	10	5.622	80	3
2016	A		210	36.500	21.910	27	162	1	1.443	3.605	80.050	39.670	24		1.200	20.035	10
	B	9.000	1.900	4.200	44.900	20	150	12	2.500	300	35.600	8	10	5.450	39	2	
Total 2016		9.000	2.110	40.700	66.810	47	312	13	1.443	6.105	80.350	75.270	32	10	6.650	20.074	12
2017	A		210	37.950	20.580	33	161	9	1.431	3.605	80.050	41.810	42			38	1
	B	9.000	1.900	4.200	45.310	22	143	9	2.500	300	36.800	6	10	1.850	43	2	
Total 2017		9.000	2.110	42.150	65.890	55	304	18	1.431	6.105	80.350	78.610	48	10	1.850	81	2
2018	A		210	37.500	20.850	32	171			3.605	80.050	39.500	61			34	1
	B	9.000	1.900	4.200	44.000	17	116	3	2.500	300	36.500	6	10	4.800	38	1	
Total 2018		9.000	2.110	41.700	64.850	49	287	3	2.500	6.105	80.350	76.000	67	10	4.800	72	2
Total général		36.000	8.460	167.887	265.038	219	1.220	54	4.315	24.422	321.400	304.247	200	40	18.922	20.307	19

En terme de moyens budgétaires et par famille d'activités techniques :



LES ADAPTATIONS LES PLUS IMPORTANTES

Ces projets sont listés ci-dessous :

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017	2018
E.1.1	Poste de Bois de Villers: Remplacement équipement	PROFONDEVILLE	BOIS-DE-VILLERS	11246			
E.1.3	Liaison Niverléé 2 à Romerée	DOISCHE	ROMEREE			8411	
E.1.4	Remplacement ligne entre Aische 8 et Mehaigne 1	EGHEZEE	MEHAIGNE		8392		
E.2.1	2011 : Rempl. ligne aérienne entre cabine 3 Harlue (137003) et cabine 3 rte de Wasseige (427003) + nelle cabine en remplit de 427003 + pose 95 ² de cabine 427003 à la dérivation 137007. Démontage ligne aérienne entre dérivation 137008 et dérivation 137408	EGHEZEE	TAVIERS	8357	8357		
	Remplacement ligne vétuste entre Emines 1 (190001) à 3D route d'Emines à Rhisnes 373016 (phases 1 & 2)	LA BRUYERE	EMINES	8503	8503		8503
	Poste de Florée : fournit.+ instal. cellule blindée 2 jdb + Fournit.+ instal. protection lmax sur cellule	ASSESE	FLOREE		8594	8594	
E.2.2.2	Poste de Pondrôme : fournit.+ instal.c ellule blindée 1 jdb + Fournit.+ instal. télécontrôle + Déplacement armoire protection	BEAURAING	PONDROME	8584	8584		
E.2.5	Poste de Champion: remplacement complet cabine	NAMUR	CHAMPION			11248	11248
E.2.6	Remplacement de la double terne entre Ry de Flandre (470006) vers Wépion Fozz (470011) + 3 nouvelles cabines : 470701 - 470086 - 470401	NAMUR	WEPION			8405	8405
E.3.1	Poste de Hastière :fournit.+ instal.cellule blindée 1 jdb + Fournit.+ instal.générateur Sémagyr + Fournit.+ instal.télécontrôle	HASTIERE	HASTIERE		8580		

Synthèse des travaux poste repris au plan:

projet	localite	2015	2016	2017	2018
☐ 8580	HASTIERE		8580		
☐ 8584	PONDROME	8584	8584		
☐ 8585	ISNES	8585			
☐ 8593	HANZINELLE	8593			
☐ 8594	FLOREE		8594	8594	
☐ 11246	BOIS-DE-VILLERS	11246			
☐ 11248	CHAMPION			11248	11248
☐ 11249	SAUVENIERE				11249
☐ 11491	WARNANT			11491	11491

Indicateurs de performance

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE

Indicateurs	Unité	Statistiques 2013	Commentaires
Nombre d'utilisateurs du réseau BT	nbre	223.560	
Nombre d'utilisateurs du réseau MT	nbre	1.762	
Longueur du réseau BT	km	5.288	
Longueur du réseau MT	km	4.527	
Energie distribuée en BT (aux consommateurs finaux)	kWh	1.093.848.934	
Energie distribuée en MT (aux consommateurs finaux)	kWh	679.761.969	
Indisponibilité pour coupures planifiées	heures	1:00:02	Conditions variables en fonction des conditions externes
Indisponibilité suite défaillance MT	heures	1:04:00	
Temps d'arrivée sur site en intervention BT/MT	heures	0:50:48	Inférieur à 2 heures
Temps d'intervention moyen en BT/MT	heures	1:03:29	Inférieur à 2 heures
Délai Raccordement BT (à partir de l'accord du client) Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	15	Respect du prescrit légal de 21 jours
Délai mise en service / réouverture: Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés	%	21	Respect du prescrit légal de 3 jours

2. GAZ

Tableau financier

Namur (K€)	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
ACTIVITE "Fourniture Gaz"										
Résultats de l'activité de fourniture gaz	63,4	43,2	29,0	18,1			18,1			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité gaz										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	13.702,2	14.156,6	14.185,3	14.746,4	13.195,6	13.195,6	1.550,8	13.195,6	16.143,9	17.599,8
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-11.818,9	-11.507,1	-11.050,4	-12.612,7	-10.681,9	-10.681,9	-1.930,7	-10.681,9	-13.548,5	-14.749,5
Gestion des réseaux	-7.506,0	-6.935,8	-6.076,3	-7.219,1	-5.316,9	-5.316,9	-1.902,2	-5.316,9	-7.316,8	-7.649,6
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-1.203,6	-966,2	-1.092,9	-1.217,2	-1.290,8	-1.290,8	73,6	-1.290,8	-1.216,4	-1.239,9
- Frais d'entretien du réseau de distribution (contrôlables)	-2.330,3	-2.344,3	-1.697,0	-2.462,9	-2.218,6	-2.218,6	-244,2	-2.218,6	-1.751,8	-1.778,1
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					5,5	5,5	-5,5	5,5		
- Coûts de l'activité de mesure et de comptage (contrôlables)	-377,1	-362,5	-361,0	-388,0	-369,3	-369,3	-18,7	-369,3	-342,5	-364,7
- Coûts de la gestion du système (contrôlables)	-84,4	-82,7	-90,6	-115,6	-76,6	-76,6	-39,0	-76,6	-93,5	-94,9
- Obligation de services publics	-1.351,4	-1.328,2	-1.061,6	-1.306,7	-781,0	-781,0	-525,7	-781,0	-1.350,2	-1.394,8
- Redevance de voirie	-1.560,4	-1.724,1	-1.607,6	-1.546,0			-1.546,0		-1.570,1	-1.570,1
- Charges de pensions non capitalisées	-598,8	-571,6	-574,0	-539,6	-586,0	-586,0	46,4	-586,0	-447,7	-415,5
- Solde de réconciliation		443,9	442,2	331,3			331,3		-446,32	-605,48
- Autres			-33,9	25,6			25,6		-98,16	-186,03
Amortissements	-2.744,2	-2.954,7	-3.280,2	-3.439,3	-3.071,8	-3.071,8	-367,5	-3.071,8	-4.011,8	-4.294,6
Désaffectation de la plus value RAB	-110,5	-110,5	-110,5	-110,5	-110,5	-110,5	0,0	-110,5	-110,5	-110,5
Charges financières (hors pension)	-1.226,9	-1.399,3	-1.487,1	-1.710,7	-2.070,3	-2.070,3	359,6	-2.070,3	-1.931,6	-2.500,5
Impôts	-231,3	-106,9	-96,3	-133,1	-112,4	-112,4	-20,7	-112,4	-177,8	-194,4
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" gaz	1.883,3	2.649,5	3.134,9	2.133,7	2.513,6	2.513,6	-379,9	2.513,6	2.595,4	2.850,3
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	1.946,7	2.692,7	3.163,9	2.151,8	2.513,6	2.513,6	-361,8	2.513,6	2.595,4	2.850,3
Mouvements sur réserves	177,7	-322,5	-867,4		177,7				88,72	88,72
Dotations		-500,2	-1.045,0							
Prélèvement	177,7	177,7	177,7		177,7				88,72	88,72
Bénéfice à reporter activité "fourniture gaz"		260,0								
RESULTATS A DISTRIBUER	2.124,4	2.630,2	2.296,5	2.151,8	2.691,3	2.513,6	-361,8	2.513,6	2.684,2	2.939,0

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie du plan stratégique détaille :

- La situation à fin 2013 ;
- L'état d'avancement des travaux prévus en 2014 ;
- Le programme d'investissements et repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour le GAZ.

Ces plans ont été déposés en mars 2014 au régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 39 du règlement technique gaz (Arrêté du Gouvernement Wallon du 12 juillet 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices antérieurs au niveau des investissements (montants arrondis en k€):

k€	2011	2012	2013
	Réalité	Réalité	Réalité
"A" Remplacement	3.475	4.528	4.829
"B" Extension	5.736	4.655	4.747
TOTAL BRUT Réseau	9.211	9.183	9.576
Investissement hors réseau	41	68	37
Autres (Co-propriété, etc)	-	-	-
TOTAL BRUT	9.252	9.251	9.613
Interventions clients (-) Fonds DZ utilisés	- 750	- 775	- 523
TOTAL NET	8.502	8.476	9.091

Réalisations 2013

La liste détaillée des travaux est décrite dans le rapport annuel 2013 :

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

La comparaison entre le budget et la réalité des dépenses à fin juin 2014, par famille d'activité technique, est donnée ci-dessous :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Namur) GD - (K€)			
<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)
			<u>Ecart %</u>
ORES (Namur) GD			
Total Brut	9.567,2	4.678,7	48,9%
MP stations récep. Et poste répart.	333,3	8,8	2,6%
MP canalisations et branchements	2.876,3	1.346,7	46,8%
MP/BP Cabines	114,3	97,4	85,2%
BP Canalisations	2.130,3	1.308,2	61,4%
BP branchements	3.061,5	1.639,3	53,5%
MP Groupes de comptage	32,4	31,2	96,3%
BP Groupes de mesure	445,6	178,9	40,1%
Compteurs à budget	468,4	58,1	12,4%
Coût des installations hors infrastructure	105,1	10,0	9,5%
Intervention clientèle	-650,0	-264,8	40,7%
MP stations récep. Et poste répart.			
MP canalisations et branchements	-180,4	-50,7	28,1%
MP/BP Cabines	-39,5	-34,0	86,2%
BP Canalisations	-209,1	-77,9	37,3%
BP branchements	-103,5	-54,5	52,6%
MP Groupes de comptage		-4,5	
BP Groupes de mesure	-76,8	-38,0	49,4%
Compteurs à budget	-40,7	-5,2	12,8%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	8.917,2	4.413,9	49,5%
MP stations récep. Et poste répart.	333,3	8,8	2,6%
MP canalisations et branchements	2.695,9	1.296,0	48,1%
MP/BP Cabines	74,8	63,4	84,8%
BP Canalisations	1.921,3	1.230,3	64,0%
BP branchements	2.958,0	1.584,9	53,6%
MP Groupes de comptage	32,4	26,7	82,4%
BP Groupes de mesure	368,8	140,9	38,2%
Compteurs à budget	427,7	52,9	12,4%
Coût des installations hors infrastructure	105,1	10,0	9,5%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension d'ORES (NAMUR) sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de 2% sur la période¹¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Namur) GD	k€	PLAN CWaPE 2015-2018			
		2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement		5.338	5.793	5.741	5.589
"B" Extension		4.124	3.895	4.152	4.221
TOTAL Réseau BRUT (as usual)		9.462	9.688	9.893	9.810
Interventions clients (-)		-520	-530	-541	-552
Fonds DZ utilisés					
TOTAL Réseau GAZ [Net]		8.942	9.157	9.352	9.258
Smart meter GAZ					936
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs		127	310	353	107
TOTAL Smart metering		127	310	353	1.043
TOTAL Hors Réseau [outillage & Charroi]		239	265	262	227
Co-Propriété : Immo Corporelles		504	238	128	44
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]		190	100	86	48
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]		694	339	215	92
TOTAL		10.002	10.071	10.181	10.620

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Ce chiffrage est communiqué à titre indicatif.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.54 du **Code de la démocratie locale et de la décentralisation** (M.B. du 12/08/2004)).

¹¹ 2013-2016 – Conforme aux objectifs moyen terme de la BCE.

4. Plan d'investissement 2015-2018

4.1 Plan CWaPE

Les plans d'adaptation et d'extension 2015-2018 ont été remis à la CWaPE en mars 2014 et s'articulent comme suit :

4.1.1 Plan d'adaptation

4.1.1.1 *Augmentation de la consommation*

Les rapports statistiques des débits et les prévisions de débits ont été établis suivant les procédures décrites dans le code de collaboration établi avec Fluxys. Les données actuellement disponibles sont présentées en annexe A.1.1. du plan d'adaptation. Pour rappel, dans ce tableau, les capacités indiquées pour chaque poste sont les capacités contractuelles et non techniques, ces dernières étant le plus souvent supérieures aux premières citées.

Suite à l'analyse de cette évolution, les points d'attention relevés sont les suivants :

- Pour la région de Namur, on notera que la capacité technique du poste « Quai de l'Ecluse » est de 15.000 m³(n)/h, ce qui offre une réserve suffisante pour le moment. Par ailleurs, une analyse est en cours avec Fluxys pour déterminer quelle structure donner à plus long terme à la partie Ouest du réseau (Salzines, Malonne et Floreffe).
- Pour la région de Gembloux, une réorganisation du réseau ainsi que la mise en œuvre de deux nouveaux postes de répartition sont en cours (projet 10020). Un premier poste ainsi que l'aménagement du réseau qui est lié, a été réalisé et mis en service fin 2012. La finalisation du projet avec la mise en service du deuxième poste est prévue pour 2014/2015.
- Pour la région de Ciney, une augmentation de la capacité du poste de Véhir est nécessaire. Dans ce cadre, les négociations avec Fluxys ont déjà été entamées et les études initiées :
 - en première phase, le débit max à 4 bar au City-gate de Ciney (Véhir) serait augmenté pour garantir une pression minimale satisfaisante en bout de réseau ;
 - en deuxième phase, une augmentation de la pression dans la canalisation de Fluxys est à envisager, ce qui conduirait ORES (NAMUR) à placer 2 postes de répartition.

4.1.1.2 *Engorgements et chutes de pression observés*

Des travaux sont programmés suite aux résultats de campagnes de mesures systématiques effectuées aux points bas du réseau. Ces points sont identifiés par calcul, par expérience, par position géographique et/ou suivant des appels de clients.

Pour les réseaux basse pression, les pressions minimales tolérées aux points bas sont de 18 et 21 mbar sur des réseaux respectivement de 21 et 25 mbar.

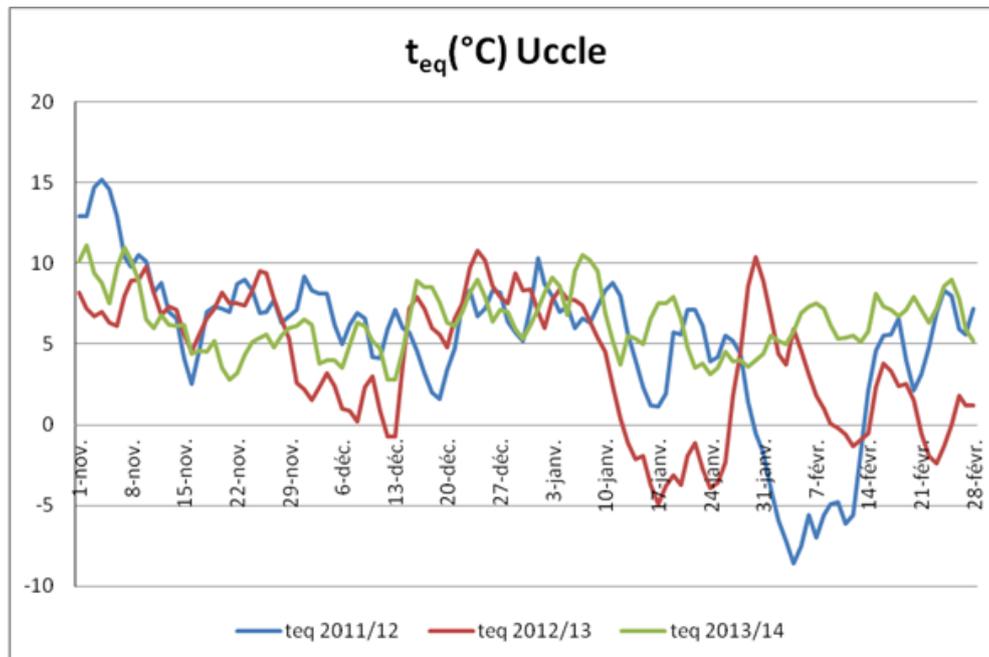
En ce qui concerne les réseaux moyenne pression, les seuils de tolérance sont en général fonction des régulateurs MP se trouvant dans les cabines de distribution MP/BP. Pour un fonctionnement optimal, ceux-ci nécessitent le plus souvent une pression d'entrée minimale allant de 500 mbar à 1 bar.

Il est possible de trouver des pressions supérieures à 21 et 25 mbar aux points bas de ces réseaux. Certains seuils sont en effet placés plus haut en conditions hivernales afin de garantir une stabilité de pression d'alimentation dans les conditions les plus défavorables. Cette surpression n'excède cependant pas 2 à 3 mbar.

Suite aux relevés de 2011/2012, des travaux ont été réalisés, sont en cours ou sont prévus à :

- Bouge et Beez : bouclage réseau et nouvelle cabine de quartier
- Gembloux : bouclage réseau et nouveaux postes (projet 10020 ; schéma au plan d'adaptation).
- Dinant : passage réseau à 100 mbar
- Jemeppe sur Sambre : Création d'un nouveau déversoir 15/4 et augmentation pression (projet 11389).
Ce projet, qui serait réalisé de manière phasée (schéma au plan d'adaptation), est toutefois conditionné par la conclusion favorable des discussions actuellement en cours quant au transfert de la conduite MPC entre Velaine s/S et Jemepes s/S du GRT vers le GRD.

Le graphique ci-dessous montre les températures équivalentes mesurées à Uccle lors des 3 dernières périodes hivernales (du 1 novembre au 28 février).



Durant la période hivernale 2013-2014, les températures sont restées positives avec une moyenne de 6,3°C et la consommation n'a pas connu de pointes comme les années précédentes. La plupart des mesures de pression sur les réseaux n'ont donc pas résulté en données utilisables pour identifier de 'nouveaux' engorgements.

4.1.1.3 Remplacements pour cause de vétusté ou raison technologique

Une partie importante des travaux relève de ces motivations.

Conduites

La décision de remplacement d'une conduite est prise :

- en fonction de l'état général de la conduite ;
- suite à la localisation de présence gaz lors de la détection systématique ou par appel de clients ;
- en synergie avec des travaux de voirie.

Ces projets sont repris dans les tableaux de budgets annuels détaillés à la motivation G.2.1 en annexe A.3 du plan d'adaptation et leurs tracés sont donnés en annexe « Schémas » dudit plan.

Les travaux prévus concernent la poursuite du renouvellement des anciennes conduites fonte et fibro-ciment à raison de 3 à 4 km de conduites par an.

Branchements

A l'occasion du remplacement des compteurs gaz (voir §4.1.1.8), les branchements font l'objet d'une analyse particulière. En effet, une décision de renouvellement du branchement simultanément avec le compteur est prise dans plus de 80 % des cas.

Le remplacement des conduites en fonte ou fibro-ciment génère également un nombre important de renouvellements de branchement. Celui-ci mobilise donc des moyens financiers importants.

Les quantités annuelles sont reprises dans les tableaux de budgets annuels détaillés à la motivation G.2.1 dans les colonnes branchements BP et MP de l'annexe A.3 du plan d'adaptation.

Autres équipements réseaux

Différents travaux d'aménagement de postes de réception, de cabines de répartition, de cabines client et de cabines de distribution sont planifiés en 2014, 2015 et 2016 et 2017 afin de fiabiliser la distribution de gaz au départ de ces postes et cabines.

Ces travaux consistent en l'adaptation de tuyauteries, au remplacement de régulateurs de pression ou de carcasses dégradées et sont repris à l'annexe A.3 du plan d'adaptation (motivation G.2.1).

4.1.1.4 Travaux pour raison de sécurité

Protection cathodique

Les projets nominatifs sont repris dans les tableaux de l'annexe A.2.2.1 du plan d'adaptation.

Travaux réalisés à la demande d'INFRABEL :

A la demande d'INFRABEL, les liaisons équipotentielles réalisées avec les rails de chemin de fer sont progressivement supprimées au profit de postes de soutirage à réaliser par le GRD.

Les équipements de protection cathodique sur rail sont remplacés par des postes sur anodes.

Travaux réalisés à l'initiative du GRD :

Néant.

Remplacement de conduites et/ou de vannes fuyardes :

En complément aux travaux nominatifs motivés par la vétusté, nous prévoyons une enveloppe provisionnelle pour remise en état des installations dégradées et identifiées lors de la surveillance systématique des réseaux ou suite à des demandes d'intervention pour odeur gaz.

Cette enveloppe couvre également la pose et le remplacement de vannes de réseau pour des raisons de sécurité, d'accessibilité ou de vétusté (projet 8089 pour le remplacement/ajout de vannes).

4.1.1.5 Impositions extérieures

Législation spécifique

Néant.

Amélioration des sites et adaptations de voiries

Une enveloppe (projet 8083) reprise en motivation G.2.3.2 en annexe A.3 du plan d'adaptation est prévue annuellement pour faire face aux éventuels déplacements d'installations moyenne pression et basse pression à la demande de tiers (communes, SPW,...) suite, par exemple, à l'adaptation de voiries, la création de ronds-points ou la modification de profils.

4.1.1.6 Investissements Fluxys

Le passage du gaz pauvre vers le gaz riche de la liaison entre les Pays-Bas et la France devrait affecter uniquement le territoire desservi par le poste de Grand Manil.

Vu l'augmentation et l'intensité des tremblements de terre dans les environs de Groningue, les Pays-Bas ont décidé d'arrêter l'exportation du gaz pauvre (L) en 2030. Les volumes exportés vers la Belgique devraient donc diminuer à partir de 2020.

Afin de réduire les coûts de la conversion gaz pauvre (L) vers gaz riche (H)¹², des discussions sont en cours pour anticiper et commencer les travaux de remplacement des écrêteurs et des régulateurs type B (domestiques) ainsi que les contrôles des appareils à gaz installés chez les clients avant cette date.

Ceci devrait permettre des îlots (de conversion) plus grands que ceux prévus en 2007 et donc moins de travaux sur les infrastructures des GRD.

En Belgique il y a +- 1,5 million de clients concernés dont +- 100.000 sur les réseaux d'ORES.

Pour ORES (Namur), seule la région de Gembloux est concernée ; ce qui représente de l'ordre de 4.500 URD.

4.1.1.7 Amélioration de l'efficacité du réseau : bouclages, télémesures,...

Les bouclages de réseaux sont réalisés dans une optique de fiabilité et de continuité d'alimentation en mode normal et lors d'incident.

Un bouclage serré des réseaux basse pression garantit une pression continue stable.

Le relevé régulier des diagrammes de pression des cabines réseau permet de contrôler la pression à tous les points de détente injectant sur le réseau local basse pression.

Les zones récemment desservies en gaz (antennes) font l'objet d'une attention particulière en fonction de l'évolution du nombre de nouveaux utilisateurs de réseau.

Par ailleurs, l'installation de télécontrôle dans les postes de réception et les cabines de répartition nous permet une surveillance à distance plus efficace et permanente de ces équipements.

Sur base de ces relevés et de l'expérience de l'exploitation des réseaux, divers bouclages sont programmés dans les prochaines années. D'autre part, des études de faisabilité de bouclages à moyen terme des réseaux moyenne pression sont menées régulièrement. Ces bouclages entre différents postes d'injection ont pour objectif de limiter au maximum les réseaux en antenne.

¹² 1 m³ (n) = 10,7 et 12,8 kWh (Gaz riche - H) // entre 9,5 et 10,5 kWh (Gaz pauvre - L)

En 2012, le plan d'adaptation reprenait la prévision d'un bouclage entre Ciney et Dinant (Phases I, II et III) (projet 9605).

Cependant, au vu de l'ampleur des budgets à prévoir ainsi que des travaux à réaliser, et en fonction de la gestion des priorités, des solutions alternatives sont à l'étude (notamment le projet 9609).

En 2014-2015, nous prévoyons le projet nominatif 9577 : Bouclage Rhisnes-Suarlée (2ème phase ; schéma en annexe du plan d'adaptation).

Les travaux prévus dans cette rubrique sont repris sous la motivation G.2.5 et détaillés dans l'annexe A.3 du plan d'adaptation.

4.1.1.8 Travaux sur compteurs

Les travaux sur compteurs nécessitent de dégager des moyens importants tant en interne qu'en externe. La nécessité de procéder également au renouvellement du branchement augmente les coûts et ralentit la cadence de remplacement des compteurs.

Remplacement imposé par le Service Métrologie

Remplacement de compteurs non conformes :

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie nous a informé que les familles suivantes de compteurs sont refusées et doivent être retirées du réseau :

1. ROMBACH G6 - 1983, ELSTER G6 & CONTIGEA G16 - 1984¹³
CONTIGEA G16 1985 & 1990 - ELSTER G4 1990¹⁴

10 compteurs actifs visés par ces demandes restent à retirer.

2. CONTIGEA G6 1991, 1997 & 1998 - CONTIGEA G4 1991¹⁵

En ce qui concerne cette dernière demande formulée début 2012 pour un retrait avant fin 2014, il est apparu après analyse que celle-ci est devenue caduque avec la publication de l'Arrêté Royal du 03-08-2012, les compteurs concernés étant bien dans les nouvelles tolérances imposées par celui-ci.

Remplacement systématique des compteurs de plus de 30 ans :

Le remplacement de compteurs imposé par le Service de la Métrologie, suivant l'Arrêté Royal du 03-01-1989, suit son cours.

Cet Arrêté Royal fixe un âge limite de 30 ans pour les compteurs gaz en service.

Cette imposition n'a trait qu'aux compteurs à parois déformables, dont le débit maximum est inférieur ou égal à 100 m³/h et dont la date de fabrication est antérieure à 1982.

431 compteurs actifs sont encore concernés.

Les compteurs dont la date de construction est postérieure à 1981 sortent du champ d'application de l'AR du 03-01-1989 et sont désormais couverts par l'Arrêté Royal du 03-08-2012.

Ceux-ci ne doivent **plus** faire l'objet d'un remplacement systématique après 30 ans.

¹³ le 02 février 2008

¹⁴ le 14 décembre 2009

¹⁵ le 26 janvier 2012

Autres remplacements :

A l'initiative du GRD

Malgré la modification du cadre législatif, le GRD poursuivra néanmoins une politique de retrait des compteurs les plus anciens en se donnant comme objectif d'atteindre un âge maximum de 35 ans dans les 10 ans.

Cette politique devrait permettre de

1. maintenir ses capacités pour faire face dans le futur à des demandes de retrait par le SPF de lots non conformes
2. contribuer au renouvellement des branchements les plus anciens.

A cette fin un outil (logiciel) d'aide à la décision permettant de '*prioritiser*' les travaux d'enlèvement/remplacement de compteurs a été développé (regroupement des travaux par rue).

Dans ce cadre, cela revient à retirer en moyenne de l'ordre de **600** compteurs/an dans les prochaines années.

Dégradation, renforcement, déforçement

Un certain nombre de travaux est effectué à la demande des utilisateurs, il s'agit par exemple de déplacement pour cause de rénovation, de division de bien en plusieurs logements, de réduction de consommation,...

Certains remplacements ou travaux sont programmés suite à une intervention de dépannage, il s'agit de compteurs bloqués, bruyants ou encore dégradés par les conditions d'utilisation ou une cause extérieure.

Par ailleurs, certains compteurs à budget¹⁶ (firmware 2.69) commencent à présenter des problèmes (en particulier la partie électronique) et seront remplacés en 2014 et 2015.

On trouvera dans le tableau ci-joint le nombre de compteurs à budget placés au 01.01.2014 selon le type de firmware :

Firmware		1.09	2.65	2.69	2.8	Total
Namur	actif	151	-	124	701	976
	désactivé	276	-	82	526	884
Total		427	-	206	1.227	1.860

Une partie – soit les compteurs dont la fonction prépaiement est désactivée – sera remplacée par des compteurs G4 classiques et l'autre partie par de nouveaux compteurs à budget (type de firmware 3.09).

Placement de compteurs à budget

A partir de 2008, une obligation de service public impose au GRD de placer des compteurs à budget. Les premiers compteurs ont été placés à partir du 2^{ème} semestre 2008. Sur base de l'expérience accumulée depuis, nous estimons devoir placer de l'ordre de **380**¹⁷ compteurs par an pour les années 2015 à 2017 incluse.

Placement de compteurs 'intelligents'

Actuellement la Belgique est un des rares pays à avoir recours à la technologie des compteurs à budget. L'expérience passée et les difficultés rencontrées avec le fournisseur ont démontré la difficulté d'opérer dans un marché aussi étroit.

¹⁶ Encore appelé compteur à prépaiement. [Itron](#) est actuellement notre fournisseur unique pour ce type de compteurs.

¹⁷ Non compris le remplacement de compteurs défectueux.

A moyen terme, nous faisons face à deux problèmes :

- la durée de vie du système actuel de gestion des compteurs à budget est limitée. On estime qu'en 2023 celui-ci sera en fin de vie et devra être remplacé ;
- avec la mise sur le marché de compteurs intelligents (qui permettent le prépaiement) , il est probable que la ligne de produit actuel compteur à budget/prépaiement ne soit plus suivie.

Pour éviter de se retrouver dans une impasse, il est proposé de mettre en place un nouveau système complet de comptage à prépaiement basé sur les compteurs intelligents. Dans ce but, il est nécessaire :

- de placer à partir de 2018, des compteurs intelligents en lieu et place des compteurs à budget et de remplacer progressivement le parc de compteurs à budget entre 2018 et 2023¹⁸.
- de développer, en synergie avec l'activité distribution d'électricité, les systèmes de communication et de gestion de l'information et de prépaiement permettant une gestion centralisée et à distance de ces compteurs.

Le budget 2018 voit donc pour la 1^{ère} fois apparaître la ligne compteurs 'intelligents'.

Les estimations faites à ce sujet sont le fruit de premières études qui doivent encore être affinées.

Compteurs à l'interface entre le GRT et GRD

Suite à la publication de l'arrêté royal du 03 août 2012 relatif « au suivi en service des compteurs de gaz utilisés en milieu résidentiel, milieu commercial et milieu industriel léger », les membres de Synergrid ont décidé de constituer un groupe de travail chargé de trouver une solution concertée, réaliste et raisonnable relative au contrôle des compteurs situés à l'interface entre réseaux de transport et de distribution.

L'approche proposée par ce groupe de travail est basée sur un contrôle régulier de la performance métrologique des compteurs situés à l'interface entre réseaux de transport et de distribution dans les stations de réception d'un débit total annuel supérieur à 5 millions de m³(n).

Elle envisage :

- soit le démontage du compteur, suivi de son envoi vers un banc d'étalonnage accrédité en vue de sa révision et de son réétalonnage ;
- soit le remplacement du compteur existant par un compteur neuf.

Economiquement, le remplacement du compteur est plus avantageux que la révision et le réétalonnage de ce dernier. La fréquence proposée est de 15 à 30 ans selon la configuration de la station de réception concernée.

Le calendrier proposé est de débuter en 2014 et ce, afin que l'ensemble des stations de réception soient conformes à cette approche d'ici fin 2020.

Le projet 11390 initialement prévu en 2015 dans le cadre du plan 2014-2017 est reporté à 2020 et pourrait être éventuellement couplé à d'autres travaux à prévoir sur le poste de réception du quai de l'Ecluse à Namur (A146).

¹⁸ Les premiers compteurs à budget ont été placés en 2007-2008, et ont une durée de vie estimée à 10 ans.

4.1.2 Plan d'extension

4.1.2.1 Raccordements potentiels et petites extensions

Bilan des réalisations 2013

Raccordements :

Raccordements réalisés en 2013

Branchements	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
BP	283	207	295	290	378	294	306
MP	305	332	359	302	283	274	423
Total	588	539	664	592	661	568	729

On constate une augmentation de **28 %** par rapport à l'exercice précédent, soit nettement au dessus de la moyenne des derniers exercices (602/an).

Gratuité :

Sur l'ensemble de ces raccordements, environ **84,8%** ont été gratuits¹⁹.

Cabines client :

Mises en service de 7 cabines clients construites en 2013 :

N° CAB	Nom	Localité	Type	Qmax	Construction
A523	MECOTEC	SAUVENIERE	CLI	65	2013/5
A493	CARROSSERIE EVRARD	ERPENT	CLI	160	2013/7
A501	CIINACIEN	CINEY	CLI	65	2013/7
A524	EGGO	SUARLEE	CLI	160	2013/7
A526	A.B.C.I	CINEY	CLI	160	2013/10
A516	Clinique St Luc	Bouge	CLI	250	2013/5
A503	Aldi	Isnes	CLI	250	2013/10

Extensions

Toute demande ponctuelle de raccordement hors zone gaz fait l'objet d'un calcul de rentabilité. Le résultat de ce calcul conduit à la réalisation ou non des travaux de raccordements.

Conformément au souhait de la CWaPE, un tableau de synthèse des extensions de réseaux est établi en annexe E.1.1.2 du plan d'extension. Ce tableau reprend un ensemble de données parmi lesquelles l'adresse, le nombre de clients potentiels et sûrs, l'investissement nécessaire, le montant investissable, la rentabilité et le statut de chaque demande.

¹⁹ Gratuité totale ou partielle pour les clients résidentiels jusqu'à 10 m³/h en application du décret. Pour les autres clients, il n'y a pas de gratuité. 111 ont été facturés en 2013.

Plan 2015-2018

Raccordements potentiels :

Au vu de l'évolution stable à légèrement négative des récentes statistiques d'octroi de permis de bâtir²⁰, la demande en nouveaux branchements devrait se stabiliser autour de la moyenne historique.

La réalisation de **575** branchements et l'installation de **1.203** nouveaux compteurs ont donc été prévues.

Petites extensions

Il n'est malheureusement pas possible de préciser 9 mois avant l'exercice, les extensions mineures qui découleraient d'opportunités de synergies, de nouveaux lotissements proches des réseaux gaz ou de demandes collectives spontanées. Ces extensions seront dès lors analysées au cas par cas.

Les travaux nécessaires suite à ces demandes ponctuelles seront réalisés ou non en fonction du résultat du calcul de rentabilité établi.

La couverture du programme des petites extensions rentables à partir des réseaux existants est reprise sous forme d'une enveloppe annuelle. Pour 2013, elle est de l'ordre de 1,7 km de canalisations BP et de 4,4 km de canalisations MP (projet 7315).

L'ensemble des informations concernant les points précédents est repris dans les tableaux de l'annexe E.3 du plan d'extension (motivation G.1.2.1 et G.1.2.2).

Grille tarifaire applicable

La grille tarifaire applicable est alignée sur les tarifs acceptés par la CREG.

On se référera au site de la CREG : www.creg.be

4.1.2.2 Grands projets d'extension

Bilan des réalisations 2013

Cabines réseau mises en service en 2013 dans le cadre du plan d'extension :

N° CAB	Nom	Localité	Type	Qmax	Construction
A527	PROLOGE	CINEY	QUA	160	2013/10
A508	Belle Vue	Jambes	QUA	1000	2013/9

Poses de conduites réalisées en 2013 dans le cadre du plan d'extension :

- **8.636 m** de conduites MPB-B ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux. Les principaux chantiers (> 100 m)²¹ sont donnés ci-dessous :

Commune	Localité	Rue	Unité	Acier	PE	Total
DINANT	DINANT	CHAUSSEE D'YVOIR	M	43	73	116
CINEY	CINEY	AVENUE DE NAMUR	M		443	443

²⁰ Qui représente un indicateur de l'évolution du nombre futur de branchements :

http://statbel.fgov.be/fr/statistiques/chiffres/economie/construction_industrie/permis/index.jsp

²¹ Il peut exister un écart temporel non négligeable entre le travail de pose et la mise en gaz de la conduite.

Certaines conduites posées en 2013 n'ont été mises en gaz qu'en 2014. Le tableau reprend ici les longueurs posées.

		AVENUE DE SEMUR EN AUXOIS	M	953	953
COUVIN	MARIEMBOURG	ROUTE CHARLEMAGNE	M	482	482
		CHEMIN DU PETIT-BOIS	M	101	101
DINANT	DINANT	RUE SAINT-JACQUES	M	218	218
FLORENNES	FLORENNES	PLACE DES COMBATTANTS	M	120	120
		RUE HENRY-DE-ROHAN-CHABOT	M	126	126
GEMBLOUX	ISNES	RUE DU CHAUFFOUR	M	723	723
JEMEPPE-SUR-SAMBRE	JEMEPPE-SUR-SAMBRE	ROUTE D'EGHEZEE	M	223	223
		CHEMIN DE VELAINE	M	508	508
METTET	METTET	RUE DU TRY JOLY	M	192	192
		RUE ESTROIT	M	134	134
NAMUR	ERPENT	CHAUSSÉE DE MARCHÉ	M	248	248
	FLAWINNE	RUE FERNAND MARCHAND	M	331	331
	JAMBES	AVENUE PRINCE DE LIEGE	M	100	100
		RUE DE SEDENT	M	122	122
		RUE DE LA LUZERNE	M	607	607
	NANINNE	CHAUSSÉE DE MARCHÉ	M	245	245
	SUARLEE	RUES DIVERSES	M	309	309
	WEPION	CHAUSSÉE DE DINANT	M	383	383
SAMBREVILLE	AUVELAIS	RUE DU TRAVAIL	M	152	152
	TAMINES	RUE DES PRAIRIES	M	100	100
SOMBREFFE	SOMBREFFE	CHAUSSÉE DE LIGNY	M	103	103
	TONGRINNE	RUE DU DOCQ	M	284	284

- **1.257 m** de conduites BP ont été posés dans le cadre de l'extension des réseaux. Les principaux chantiers (> 100 m) sont donnés ci-dessous :

Commune	Localité	Rue	Unité	Total
COUVIN	COUVIN	AVENUE DE LA LIBERATION	M	231
EGHEZEE	EGHEZEE	RUE DU BOCAGE	M	397
METTET	METTET	RUE BONNE ESPERANCE	M	126

Plan 2015-2018

Définition des zones prioritaires :

Néant.

Projets de lotissements/zones d'activité économique (ZAE) :

Les demandes concernant les lotissements privés ou sociaux sont réparties sur l'ensemble du réseau. La plupart de ces lotissements peuvent être alimentés au départ du réseau existant. Pour chaque cas, une offre spécifique est établie.

Au niveau des budgets, une enveloppe provisionnelle est prévue pour l'équipement des lotissements (projet 8082 ; voir annexe E.3 du plan d'extension).

La mise en exécution des travaux d'alimentation des ZAE est très variable suite aux différentes contraintes et priorités que gèrent les auteurs de projets. Aucun projet d'ampleur n'est connu.

Projets stratégiques :

Néant.

4.2 Synthèse

Le plan 2015-2018 peut se synthétiser, en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la partie Extension de la partie Adaptation (cf Plan d'adaptation), par les tableaux suivants :

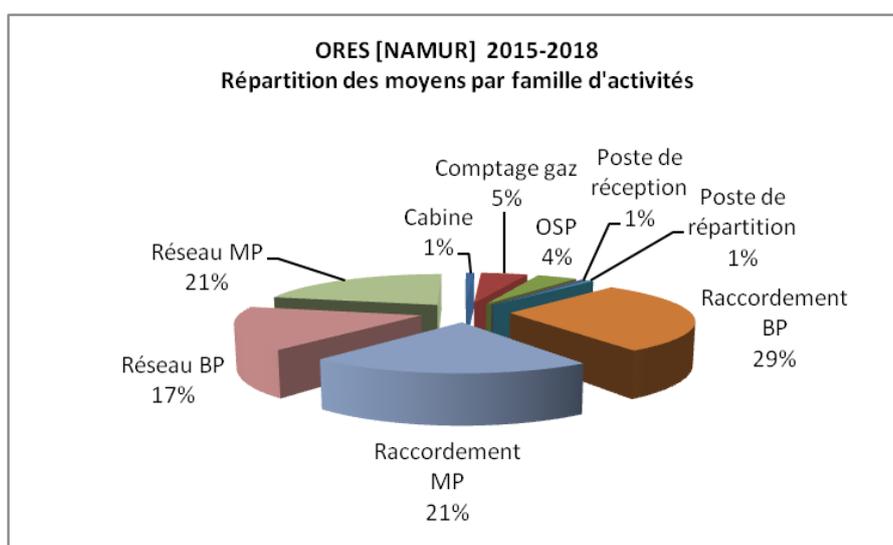
Récapitulatif des quantités en adaptation

ORES (NAMUR)		2015	2016	2017	2018
Réseaux MP-C	M	450	0	692	1.000
Réseaux MP-B	M	2.160	750	750	700
Réseaux BP	M	5.590	6.301	5.771	6.500
Branchements BP	Pièce	713	783	765	705
Branchements MP	Pièce	206	200	200	200
Compteurs BP standard	Pièce	700	650	650	650
Compteurs à budget	Pièce	440	400	400	0

Récapitulatif des quantités en extension

ORES (NAMUR)		2015	2016	2017	2018
Réseaux MP-B	M	5.750	6.750	6.750	6.000
Réseaux BP	M	1.750	1.750	1.750	1.750
Branchements MP	Pièce	325	325	325	325
Branchements BP	Pièce	250	250	250	250
Cabines Clients	Pièce	3	3	3	3
Compteurs BP standards	Pièce	1.200	1.200	1.200	1.200

Répartition des moyens budgétaires par famille d'activités techniques



Indicateurs de performance

La présente partie du pan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon - la CWaPE.

Nombre de fuites réparées, détectées suite à un appel de tiers.

Canalisations de distribution			Branchements			Total général
Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total	
10	16	26	36	46	82	108

Nombre de fuites réparées, détectées par recherche systématique de fuite de gaz.

Canalisations de distribution			Branchements			Total général
Moyenne pression	Basse pression	Total	Extérieur	Intérieur	Total	
11	16	27	35	44	79	106

Nombre de fuites réparées dans des canalisations de distribution, scindées en canalisations moyenne et basse pression, relevées par type de matériau.

_Nombre de fuites sur les canalisations de distribution moyenne pression

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Acier	8	66,2	12,1
Polyéthylène	13	303,6	4,3
Fonte			
PVC			
Total	21	369,8	5,7

_Nombre de fuites sur les canalisations de distribution basse pression

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Fonte grise			
Fonte nodulaire	12	14,49	82,83
Acier	14	77,30	18,11
Fibro-ciment de diamètre < 100 mm	2	10,69	18,72
Fibro-ciment de diamètre > 100 mm			
PVC			
Polyéthylène	4	242,9	1,65
Total	32	345,38	9,30

Nombre de fuites réparées sur branchements (extérieur et intérieur).

Nombre de fuites	Nombre de branchements	Nombre de fuites par 100 branchements
161	33.993	0,5

Nombre de km de canalisations de distribution moyenne et basse pression qui ont été contrôlés dans le cadre de la recherche systématique des fuites.

Canalisations de distribution moyenne pression	130,7
Canalisations de distribution basse pression	109,9
Total	240,6

ORES Verviers

Evaluation du Plan Stratégique

ELECTRICITE

Tableau financier

Verviers (K€)	Réalité				Budget					
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	Variance 2013 R vs B	2014	2015	2016
ACTIVITE "Fourniture d'électricité"										
Résultats de l'activité de fourniture électricité	178,5	176,1	78,4	44,6			44,6			
ACTIVITE "Gestion des réseaux" activité électricité										
Produits d'exploitation de l'activité gestion de réseau	47.473,1	49.929,7	52.196,9	60.720,3	50.172,7	50.172,7	10.547,6	50.172,7	63.945,1	66.160,3
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-41.940,7	-44.231,0	-47.490,3	-56.441,3	-44.838,5	-44.838,5	-11.602,7	-44.838,5	-59.343,4	-61.266,6
Gestion des réseaux	-31.473,0	-33.043,8	-35.912,7	-44.185,6	-32.849,6	-32.849,6	-11.336,0	-32.849,6	-46.341,2	-47.617,3
- Coûts des dossiers (Contrôlables)	-2.494,0	-2.595,8	-2.547,1	-2.876,6	-2.197,5	-2.197,5	-679,1	-2.197,5	-2.558,0	-2.591,7
- Entretien de l'infrastructure (Contrôlables)	-6.100,7	-6.505,6	-7.273,1	-7.469,3	-8.244,7	-8.244,7	775,4	-8.244,7	-7.628,4	-7.789,3
- Gestion du réseau de distribution (Contrôlables)	-221,0	-235,8	-222,4	-245,7	-201,5	-201,5	-44,2	-201,5	-229,6	-233,0
- Services auxiliaires (Contrôlables)										
- Réduction volontaire de coûts (Contrôlables)					509,1	509,1	-509,1	509,1		
- Coût de l'activité de mesure et de comptage (Contrôlables à pd 2008)	-916,5	-884,5	-846,4	-712,7	-890,0	-890,0	177,3	-890,0	-1.021,7	-1.088,1
- Utilisation du réseau de transport	-11.147,1	-11.842,6	-13.554,9	-21.716,7	-10.945,2	-10.945,2	-10.771,5	-10.945,2	-24.137,5	-24.500,7
- Obligation de services publics	-3.052,7	-3.420,1	-3.730,2	-3.670,9	-2.342,6	-2.342,6	-1.328,3	-2.342,6	-4.219,4	-4.702,8
- Redevance de voirie	-1.745,1	-2.024,7	-2.039,8	-2.051,8	-1.692,8	-1.692,8	-358,9	-1.692,8	-1.767,5	-1.794,1
- Compensation des pertes	-2.676,3	-2.070,6	-2.320,6	-2.414,4	-3.583,9	-3.583,9	1.169,5	-3.583,9	-2.131,3	-2.152,2
- Solde de réconciliation		-347,0	-299,2	-58,5			-58,5		154,5	54,9
- Charges de pensions non capitalisée	-2.549,5	-2.419,5	-2.332,7	-2.057,9	-2.733,9	-2.733,9	676,0	-2.733,9	-1.777,2	-1.597,1
- Autres	-570,1	-697,6	-746,3	-911,1	-526,4	-526,4	-384,6	-526,4	-1.024,9	-1.223,2
Amortissements (yc OSP)	-5.117,4	-5.802,9	-6.012,1	-6.370,1	-5.863,9	-5.863,9	-506,2	-5.863,9	-7.284,9	-7.660,7
Désaffectation de la plus value RAB	-1.290,5	-1.290,5	-1.290,5	-1.290,5	-1.290,5	-1.290,5	0,0	-1.290,5	-1.290,5	-1.290,5
Charges financières (hors pension)	-4.017,3	-4.090,8	-4.271,4	-4.585,1	-4.821,8	-4.821,8	236,7	-4.821,8	-4.414,8	-4.685,9
Impôts	-42,4	-2,9	-3,6	-10,0	-12,7	-12,7	2,7	-12,7	-12,0	-12,3
Résultat de l'activité "Gestion des réseaux" électricité	5.532,4	5.698,8	4.706,6	4.279,0	5.334,1	5.334,1	-1.055,1	5.334,1	4.601,7	4.893,6
RESULTAT TOTAL DE L'EXERCICE	5.710,9	5.874,9	4.785,0	4.323,6	5.334,1	5.334,1	-1.010,6	5.334,1	4.601,7	4.893,6
Mouvements sur réserves										
Dotations	1.242,1	-581,5	12,1	-936,5	1.307,5		-936,5		554,0	554,0
Prélèvement	1.242,1	1.242,1	1.367,5	-936,5	1.307,5		-936,5		554,0	554,0
RESULTATS A DISTRIBUER	6.953,0	5.293,4	4.797,1	3.387,1	6.641,7	5.334,1	-1.947,0	5.334,1	5.155,8	5.447,7

Note technique et investissements

1. Préambule

Cette partie fait le point sur :

- La situation des investissements à fin 2013.
- L'état d'avancement des travaux d'investissement prévus en 2014.
- Le programme d'investissements qui repose principalement sur le plan d'adaptation 2015-2018 pour l'électricité.

Ce plan a été déposé en mai 2014 auprès du régulateur régional (CWaPE), conformément à l'article 32 du Règlement Technique Electricité (Arrêté du Gouvernement Wallon du 24 mai 2007).

En juin 2014, la CWaPE a estimé les plans d'investissement proposés par ORES pour la période 2015-2018 recevables sur le plan technique et pouvant être approuvés dans ce cadre.

2. Exercices précédents

Exercice 2013

Le tableau ci-dessous reprend la situation pour les exercices 2011 à 2013 au niveau des investissements (montants arrondis en k€) :

K€	2011	2012	2013
	Réalité	Réalité	Réalité
"A" Remplacement	9.423	10.137	8.549
"B" Extension	3.306	3.979	4.179
BRUT réseau as usual	12.729	14.116	12.728
Investissement hors réseau	726	699	786
Copropriété : Immo Corporelles	50	241	179
Total BRUT	13.506	15.056	13.693
Interventions clients (-)	- 2.428	- 3.074	- 3.155
Total NET	11.078	11.982	10.539

Réalisations 2013

Le bilan de réalisation au 31.12.2013 est repris dans le rapport annuel disponible sur

http://www.ores.net/SiteCollectionDocuments/FR/Librairie/Brochures/Rapport_Activites-ORES.pdf

Exercice 2014

Le tableau suivant donne la comparaison entre le budget 2014 et la réalité à fin juin :

Suivi Budget Investissement à fin juin 2014 - ORES (Verviers) - (K€)

<u>Cible budgétaire = 50 %</u>	<u>V1 2014</u>	<u>à fin 06-2014</u>	<u>Utilisation V1 2014 (cible = 50,0%)</u>
			<u>Ecart %</u>
ORES (Verviers)			
Total Brut	13.393,2	7.522,0	56,2%
Postes	1.517,8	1.117,6	73,6%
Réseau MT	4.069,4	1.994,9	49,0%
Raccordements et compteurs MT	128,5	120,5	93,8%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	1.567,5	1.640,1	104,6%
Réseau BT	2.325,5	1.450,2	62,4%
Raccordements et compteurs BT	2.152,5	864,9	40,2%
Compteurs à budget	415,2	222,3	53,5%
Coût des installations hors infrastructure	1.216,7	111,5	9,2%
Intervention clientèle	-2.252,0	-991,6	44,0%
Postes	-8,5	-1,5	17,2%
Réseau MT	-485,2	-197,7	40,7%
Raccordements et compteurs MT	-60,3	-24,3	40,4%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	-228,1	-33,5	14,7%
Réseau BT	-616,7	-228,2	37,0%
Raccordements et compteurs BT	-814,4	-488,6	60,0%
Compteurs à budget	-38,8	-17,8	45,8%
Coût des installations hors infrastructure			
Total Net	11.141,2	6.530,3	58,6%
Postes	1.509,3	1.116,2	74,0%
Réseau MT	3.584,2	1.797,2	50,1%
Raccordements et compteurs MT	68,2	96,2	141,1%
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	1.339,5	1.606,6	119,9%
Réseau BT	1.708,8	1.222,0	71,5%
Raccordements et compteurs BT	1.338,1	376,3	28,1%
Compteurs à budget	376,4	204,5	54,3%
Coût des installations hors infrastructure	1.216,7	111,5	9,2%

3. Budget 2015

Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l'élaboration des plans d'adaptation et d'extension du GRD sont données ci-dessous et s'appuient sur une hypothèse de taux annuel d'inflation de (2%) sur la période 2015-2018¹.

RECAP INVESTISSEMENTS ORES (Verviers)	PLAN CWaPE 2015-2018				
	K€	2015	2016	2017	2018
"A" Remplacement		9.065,60	8.980,84	8.996,60	8.078,64
"B" Extension		4.067,06	3.977,40	4.237,94	4.322,72
TOTAL Réseau BRUT (as usual)		13.132,66	12.958,24	13.234,54	12.401,36
Interventions clients (-)		-2.552,25	-2.652,25	-2.707,82	-2.764,39
TOTAL Réseau ELEC [Net - as usual]		10.580,41	10.305,99	10.526,73	9.636,97
TOTAL Hors Réseau [as usual]		578,83	447,29	510,82	726,84
Co-Propriété : Immo Corporelles		1.055,61	499,28	268,91	91,31
Co-Propriété : Immo Incorporelles [MDM-GIS-SAP etc.]		397,71	209,66	181,08	101,46
Ventes Immo Corporelles		-09,28	00,00	-04,64	00,00
TOTAL Extra [Bâtiment - SW]		1.444,04	708,94	445,35	192,77
Smart GRID - Eléments réseau		624,33	996,29	1.494,58	1.787,26
Smart meter ELEC					1.195,79
Smart GRID - Smart Meter - Eléments communs		494,51	667,17	862,63	349,77
TOTAL Smart		1.118,84	1.663,46	2.357,20	3.332,82
TOTAL		13.722,13	13.125,68	13.840,09	13.889,39

Montants exprimés en K€

« A » : investissements de remplacement. Peut donner lieu à une désaffectation comptable si le matériel remplacé n'est pas complètement amorti.

« B » : investissements d'extension du réseau.

Le GRD ne peut être engagé par le chiffrage provisoire qui vous est communiqué.

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

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

De plus, le chiffrage définitif 2015 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en décembre 2014. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique dont le budget 2015 constitue un des éléments principaux (Art. L1523-13.54 du **Code de la démocratie locale et de la décentralisation** (M.B. du 12/08/2004)).

¹ Si l'inflation devait être significativement différente, les budgets devraient être revus en conséquence.

4. Plan d'investissement 2015-2018

4.1 Plan CWaPE

Le plan d'adaptation 2015-18 a été remis à la CWaPE en mai 2014 et s'articule comme suit :

4.1.1 Besoins en capacité

4.1.1.1 Augmentation de consommation

ELIA, à partir d'un modèle qui lui est propre (cf plan d'adaptation ELIA), estime sur base de l'évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par le GRD, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins **d'1%** en moyenne par an de 2015 à 2018 (annexe 1.1.1.a. du plan d'adaptation).

Pour l'évolution des charges, la situation étant stable, nous garderons 1% comme taux moyen (cf. plan 2014-2017).

Sur cette base, par prudence, nous prenons comme hypothèse d'augmentation des intensités des feeders **d'1 %** par an (voir tableau évolution des charges par feeder en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation)

En 2013, le taux d'accroissement constaté par ORES (VERVIERS) est de moins de 0,5% en moyenne.

ORES (VERVIERS) prévoit une enveloppe conséquente pour des travaux HT ou BT imprévus à réaliser dans le cadre de cette motivation lors de chaque exercice (Projet n°7861).

Les postes

Puissance garantie en prélèvement:

On ne constate actuellement aucun problème de charge.

Capacité maximale d'injection :

La valeur reprise comme capacité d'injection inconditionnelle est celle qui est déterminée par ELIA suivant la formule : puissance nominale du plus petit des transformateurs x 0,9 + talon du poste (puissance quart horaire minimale du poste sur un an dans le sens consommation).

Sur base de cette valeur, les postes de Bomal, Cierreux, Turon et Abée Scry sont saturés.

A cette limitation liée aux transfos, il faut aussi tenir compte :

- de la saturation des lignes HT à l'amont des postes HT/MT. A la date d'aujourd'hui, ELIA nous a informé que pour ORES (VERVIERS), seules les zones relatives à la boucle de l'Est sont saturées (postes de Cierreux et Trois-Ponts concernés).
- de la place encore disponible pour de nouvelles cellules dans les postes HT/MT. Plusieurs postes manquent actuellement de place :
 - les postes de Bomal, Abée Scry, Cierreux, Turon (travaux prévus projet 10643) et Battice (travaux prévus projet 11487);
 - les postes de Petit Rechain (travaux en cours en 2014), et Stembert sont limités à du matériel ouvert.

Sur base des informations connues à ce jour, les autres postes (non-mentionnés ci-dessus) ne présentent pas de problèmes d'injection de puissance vers le GRT.

Il est évident que tout nouveau projet peut du jour au lendemain remettre en cause cette situation, et doit donc faire l'objet d'une étude de faisabilité tant du côté GRT que d'ORES (VERVIERS), tout particulièrement au-delà de 5 MVA.

Les feeders

Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télé-contrôlés sont reprises en annexe 1.1.2 du plan d'adaptation.

Ces informations sont fournies annuellement par le Centre de Conduite Distribution de Namur.

Les informations mesurées en 2013/2014 ont été extrapolées en 2018 avec l'hypothèse d'augmentation annuelle reprise ci-dessus.

Compte tenu de l'hypothèse de croissance retenue (1 %, par mesure de prudence), et à configuration du réseau inchangée, aucun feeder n'atteindra une charge supérieure à 67 % de la valeur de réglage du disjoncteur en 2018. Dès lors, ORES (VERVIERS) ne prévoit pas d'investissement spécifique dans ce cadre.

NB: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 7 janvier 2014. La température moyenne était de 9,5°C contre -4,9°C le 16 janvier 2013 (jour des mesures du rapport 2012/2013). Ceci explique une variation de certaines intensités mesurées par rapport à l'année dernière².

Les cabines de distribution et transformateurs

Une majorité de cabines et de postes de transformation est équipée d'ampèremètres à maximum qui sont relevés chaque année. En cas de nécessité, la mutation du transformateur ou le remplacement de la cabine ou du poste de transformation aérien (PTA) sont prévus (projet n° 7861). Lors de l'établissement des solutions techniques résultant de demandes de puissance, la charge des transformateurs est prise en considération et le remplacement d'un transformateur par un transformateur de puissance plus importante est envisagé le cas échéant. Les installations non équipées sont principalement des PTA qui alimentent quelques habitations ou fermes isolées, équipés d'un transformateur suffisamment dimensionné par rapport à la charge.

La construction de nouvelles cabines non identifiées à ce jour et à réaliser dans les trois prochaines années est également assurée par cette même enveloppe provisionnelle (projet n° 7861).

4.1.1.2 Nouveaux producteurs ou clients industriels

Trois listes sont établies :

Nouveaux producteurs prioritaires :

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.1 du plan d'adaptation.

Il est très difficile d'établir un calendrier précis pour la réalisation de ce type de dossier. Aussi, des enveloppes provisionnelles sont prévues à cet effet (projet n° 7881).

² <http://www.meteobelgique.be/article/85-annee-2013/1958-2013-chiffres-et-elements-marquants.html>

ELIA nous a informés de l'impossibilité de raccorder des unités de production sur les postes de la « boucle de l'Est » dont font partie les postes de Cierreux et Trois-Ponts. Une demande d'injection sur cette boucle du réseau de transport devrait actuellement être refusée ou limitée sous certaines conditions.

Il n'y a aucun raccordement conditionnel.

Liste des nouveaux auto-producteurs >100 Kva n'injectant pas sur le réseau: néant.

Nouveaux gros clients industriels :

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.2 du plan d'adaptation.

Une enveloppe provisionnelle est prévue à cet effet pour effectuer les adaptations nécessaires le cas échéant (projet n° 7879).

Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants :

Zonings industriels

Le détail des projets en cours ou à l'étude est donné en annexe 1.2.3 du plan d'adaptation.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour effectuer les adaptations nécessaires (projet n° 7880).

Carte des petites autoproductions de P < 10 kVa

La carte par zones de densité sur le réseau, établissant les concentrations d'autoproduction par commune (kW installés/1.000 EAN) est donnée en annexe 1.2.4 du plan d'adaptation.

A ce stade, la situation actuelle ne pose pas encore trop de problèmes techniques mais diverses interventions et adaptations du réseau ont malgré tout dû être effectuées.

Toutefois, si la croissance du nombre d'auto-producteurs enregistrée ces derniers mois devait se poursuivre, le GRD sera amené à devoir faire des investissements d'adaptation du réseau beaucoup plus conséquents et sans frais pour le demandeur en zone d'habitat (dédoublage de circuits BT, modification des points de sectionnement⁴,...).

Actuellement, il nous est impossible d'identifier précisément les lieux de ces adaptations.

Un projet non-nominatif est prévu à cet effet dans le plan d'adaptation (motivation E.2.1) (remplacement lignes vétustes ⇒ projet n° 7887).

Cas des productions photovoltaïques

⁴ Sur base de retours d'expérience et de modèles théoriques de calcul, seuls les réseaux BT de faible section pourraient poser problème en présence de concentration de telles productions.

Les productions photovoltaïques concernent au 01/01/2014, **9,5%** des EAN basse tension.

Compte tenu de la révision des incitants, il est très difficile de prévoir l'évolution du marché.

Il n'est actuellement pas possible de faire des prévisions de raccordement d'installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kWc sur les réseaux basse tension.

A partir de cas pratiques identifiés sur le terrain, des simulations sont en cours pour déterminer à partir de quel taux de pénétration le photovoltaïque va générer des problèmes de variation de tension pour plusieurs types de réseaux basse tension fréquemment rencontrés.

En raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. microéolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. microcogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen termes.

4.1.1.3 Problèmes de congestion

La congestion est l'impossibilité de reprendre la charge lorsque l'alimentation normale n'est plus disponible.

La majorité des réseaux MT d'ORES (VERVIERS) sont bouclés et permettent la reprise de charge en cas d'incident.

Actuellement, aucun projet n'est prévu pour des raisons de congestion.

Chaque demande importante de puissance fait l'objet d'une simulation informatique en situation n-1 lors de l'étude d'orientation et permet ainsi d'anticiper l'évolution de la charge et de prévenir les problèmes de congestion. Les études sur l'évolution ponctuelle des charges du réseau sont réalisées à l'aide du logiciel Neplan. Il est interfacé avec nos différentes bases de données (Proélé, Netgis,...).

En cas d'incident de longue durée sur des lignes en antenne, des groupes électrogènes sont installés dans les conditions prévues par le règlement technique.

4.1.1.4 Chutes de tension

La majorité des plaintes clients relatives à des chutes de tension s'avère non fondée (normes respectées ou réseau du Gestionnaire du Réseau de Distribution non concerné) ou aboutit à des mesures correctives immédiates.

En outre, si des travaux sont nécessaires, ils sont le plus souvent réalisés dans l'année et sont couverts par une enveloppe provisionnelle prévue au plan d'adaptation (projet n° 7886).

Dans une majorité de cas, soit les conditions de fourniture en application du règlement technique sont respectées, soit une intervention immédiate était possible. La référence prise en compte est la norme EN 50160.

La liste complète des plaintes figure dans le rapport qualité. Aucun projet nominatif n'est prévu dans le plan d'adaptation d'ORES (VERVIERS).

4.1.1.5 Statistiques des coupures non planifiées

Coupures en basse tension

Le tableau des pannes BT (suite aux conditions extérieures (tiers,...), intempéries et éléments réseaux proprement dits par entité est repris dans le rapport qualité.

Aucun projet nominatif n'est prévu dans le plan d'adaptation d'ORES (VERVIERS).

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ces travaux (projet n° 7868).

Coupures en Moyenne Tension

Le tableau reprenant le nombre d'incidents sur les feeders MT au cours des 3 dernières années est joint au rapport qualité.

Aucun projet nominatif n'est prévu dans le plan d'adaptation d'ORES (VERVIERS).

4.1.1.6 Qualité de l'onde de tension

Il n'y a pas de problème de qualité de tension connu à ce jour sur les réseaux d'ORES (VERVIERS). Des appareils de mesure (QWAVE) installés par ORES (VERVIERS) sur le jeu de barres dans les postes ELIA permettent de surveiller en permanence la qualité de l'onde de tension. Nous disposons également d'un enregistreur portable permettant de réaliser des analyses chez les clients.

Actuellement, les analyses ne nous donnent pas d'indications sur un problème latent de qualité de l'onde de tension sur les réseaux moyenne tension (détails : voir rapport qualité 2013).

Aucun problème de flicker n'a été mesuré.

4.1.2 Autres aspects à prendre en compte

4.1.2.1 Remplacement pour cause de vétusté

Poste HT

Il s'agit essentiellement du renouvellement des logettes feeder (+ protections) et du matériel de télécommande centralisée.

La liste de ces projets se trouve en partie 2 du plan d'adaptation (motivation E.2.1) et concerne les postes de Stembert et Pepinster (projets 11488 et 11489).

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016
VERVIERS	STEMBERT	RUES DIVERSES	Poste de Stembert: remplacement générateur Tcc		11488
PEPINSTER	PEPINSTER		Poste de Pepinster: remplacement du générateur Tcc	11489	

Réseau MT

Le réseau électrique MT d'ORES (VERVIERS) comporte au 31/12/2013 :

438 km de réseau aérien MT dont **58** km de réseau aérien MT en cuivre nu soit (13%) du réseau aérien ;

1.044 km de réseau souterrain.

Des **58** km de réseau aérien MT en cuivre nu, **39** km sont de section inférieure ou égale à 25 mm².

Une analyse détaillée a permis d'établir un plan d'intervention en fonction des priorités (âge, déclenchements,...).

Les critères pris en compte sont :

le type et l'état des armatures et des supports,

la nature des conducteurs,

l'âge des lignes,

la proximité des habitations.

Cette démarche aboutit à la suppression de +/- 10 km à 15 km de réseau MT cuivre nu par an.

Les cabines vétustes alimentées par ces installations seront également renouvelées (cabines au sol).

En plus des travaux nominatifs, une enveloppe provisionnelle est prévue pour le remplacement de réseau MT et poteaux vétustes (projet n° 7883).

La liste des projets MT vétustes est reprise dans le tableau récapitulatif de la partie 2 du plan d'adaptation en motivation E.2.1., il s'agit de :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016
DALHEM	MORTROUX	RUES DIVERSES	Mortroux Remplacement HTA Cu Nu vétuste par souterrain	11539	
	FENEUR		Remplacement HTA Cu nu vétuste par câble souterrain		11540
	NEUFCHATEAU (Dalhem)	AFFNAY	Affnay Remplacement MT cu nu 19 ² vétuste	11685	
HAMOIR	HAMOIR	HAMEAU DE XHIGNESSE	Xhignesse - Enfouissement MT 25 cuivre vétuste	11688	

Nous prévoyons la remise à niveau de +/- 15 km par an, de lignes aériennes de plus de 25 ans (Almelec) pour garantir une exploitation mécanique en toute sécurité (projet n°9313).

Cabines

Il s'agit du remplacement d'équipement cabine vétuste.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour le remplacement d'équipements vétustes en cabines (projet n° 7884).

La plupart des projets concernant le remplacement de matériel ouvert sont repris en motivation 2.2.2.

Réseaux BT

Le réseau électrique BT d'ORES (VERVIERS) comporte au 31/12/2013 :

2.909 km de réseau aérien BT dont **224** km de réseau aérien BT en cuivre nu constitués pour moitié de réseaux anciens de faible section.

Notre objectif est de remplacer annuellement 10 km de réseaux aériens BT cuivre nu de faible section par des lignes pré-assemblées ou par des poses de câbles, ce qui correspond à un taux de remplacement d'environ 8 % par an.

Nous donnons la priorité aux adaptations du réseau MT étant donné que ces travaux d'amélioration concernent un plus grand nombre d'utilisateurs du réseau.

534 km de réseau souterrain.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour le remplacement de réseau BT et poteaux vétustes (projet n° 7887).

Synthèse des longueurs de réseau cuivre :

	BT	MT
Longueur réseau cuivre	224	58
Longueur réseau très vétuste (km)	104	39
Remplacement (km/an)	10	10 à 15

4.1.2.Sécurité

Visites de contrôle par le Service Externe de Contrôle Technique

Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), le SECT effectue des visites de contrôle annuelles de l'ensemble des cabines de dispersion, distribution et sectionnement.

Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations effectuées et les infractions constatées.

Une enveloppe (projet n° 7867) est prévue pour toutes les adaptations et mises en sécurité d'installations non connues à ce jour suite aux futures visites de l'organisme agréé.

Distances de sécurité du RGIE – Problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral

Nombre de dossiers traités en 2013 : 2

Montant : 12.902 €

L'enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations de réseaux suite aux visites de contrôle par organismes agréés (projet n° 7867).

Politique de mise en conformité des cabines

Depuis 2009, une analyse de risque individuelle et in situ⁹ est réalisée pour toutes les cabines dont la construction est antérieure à 1983.

Cette analyse de risques peut conduire le GRD à devoir remplacer partiellement ou complètement le matériel mis en œuvre. Ce sera particulièrement le cas des cabines équipées de matériel dit ouvert (interrupteurs et sectionneurs avec ou sans disjoncteurs).

Les informations collectées à cette occasion donneront des précisions quant à l'état des équipements mais aussi quant aux conditions de fonctionnement (présence d'humidité ou de poussières, intensité,...) permettant une évaluation correcte, et objectivée par des mesures, des priorités à dégager et, de ce fait, l'utilisation optimale des ressources allouées. Au 30/04/2014, **672** cabines ont été visitées sur **1.570** cabines à visiter.

⁹ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet.

Scores obtenus :

Nombre de Cabines au sol	Feu			Total général
	O	R	V	
ORES (Verviers)	395	5	193	593
Total général	395	5	193	593

Nombre de PTA	Anomalies en cours		Total général
	oui	non	
ORES (Verviers)	66	13	79
Total général	66	13	79

Légende :

Feux	Signification	Précautions à mettre en œuvre
Vert	Risque très faible	Mesures de sécurité habituelles
Orange	Risque élevé	Mesures particulières à appliquer
Rouge	Risque très élevé ou manœuvre interdite pour des raisons de continuité de service	STOP sauf sur ordre de la ligne hiérarchique contenant soit l'action correctrice prioritaire, soit appareil à ne manœuvrer que hors tension

Nous renouvelons environ 15 cabines par an. Dans le plan 2015-2018, 4 projets nominatifs dont 2 concernant des postes (Bomal et Turon) et 2 des sous-stations sont prévus. Le solde sera réalisé en non-nominatif.

Le programme nominatif prévu s'appuie en partie sur le résultat de ces analyses avec comme priorité le remplacement du matériel dit « ouvert ». Un projet est consacré au remplacement du matériel Krone et BBC.

Ces travaux d'adaptation nominatifs, sont repris au plan d'adaptation en partie 2, motivation E.2.2.2.

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015	2016	2017
THEUX	LA REID	RUE LE THURON	Poste de Turon: Rénovation du poste	10643		
VERVIERS	VERVIERS	Pont de Sommeville	Remplacement SOUS-STATION Centrale	10175	10175	10175
	STEMBERT	RUE GRAND-VINAVE	Modernisation de la SST GRAND VINAVE	11681		
DURBUY	BOMAL-SUR-OURTHE	RUES DIVERSES	Poste de Bomal:fournit.+ instal.cellule blindée 1 jdb (en synergie avec ORES Luxembourg)			8565

En ce qui concerne l'AR du 4 décembre 2012 paru le 21 décembre 2012, un recours en annulation et suspension a été déposé par SYNERGRID et SEDILEC, dont les droits et obligations sont aujourd'hui repris par ORES Assets, née de la fusion des GRD mixtes wallons.

4.1.2.3 Environnement

Politique générale

En moyenne tension, la politique, appliquée depuis une quinzaine d'années, est de remplacer les lignes vétustes par des installations souterraines. Comme déjà expliqué précédemment, les installations vétustes concernées seront en priorité celles qui comportent de nombreux supports dégradés mécaniquement et/ou concernées par de nombreux incidents.

Il n'y a pas de dossiers repris nominativement dans ce cadre ; de nombreux dossiers avec d'autres motivations (vétusté, coupures MT, sécurité) permettront d'améliorer également l'intégration des installations dans l'environnement puisqu'il s'agit de remplacement de lignes aériennes par des câbles souterrains.

Actions spécifiques

Une enveloppe (projet n° 7872) est prévue pour réaliser, à la demande des autorités communales, différents travaux permettant de déplacer et/ou d'améliorer l'intégration des réseaux dans l'environnement.

Il appartient à ces autorités d'initier le projet ; ORES (VERVIERS) s'aligne et s'intègre avec le calendrier général des travaux.

Des lignes sont enfouies au gré des opportunités de poses en raison de leur vétusté, parfois en synergie avec d'autres impétrants. L'amélioration de l'environnement, même s'il ne s'agit pas de la motivation principale, est également une des motivations de ces travaux (par exemples projets en partie II du plan sous la motivation E.2.1).

4.1.2.4 Harmonisation des plans de tension

Le réseau d'ORES (VERVIERS) est exploité en 10 et 15kV.

Aucun programme de passage du 10 vers 15kV n'est prévu dans les prochaines années.

En basse tension, en ville de Verviers, pour abandonner progressivement le réseau 230 V à 7 fils (comprenant l'éclairage public), sujet à des défauts récurrents, nous avons entrepris la pose de nouveaux câbles 400 V, ainsi que de nouveaux câbles d'éclairage public. Nous avons achevé les

poses de câbles 400 V dans les rues commerçantes du centre urbain dans le courant de l'année 2006. Nous prévoyons de poursuivre le transfert de la clientèle vers les nouveaux réseaux 400 V dans les années à venir afin d'uniformiser les plans de tension BT à terme (projet n° 7870).

4.1.2.5 Investissements en postes ELIA

Le remplacement complet du poste de Battice (projet 11487) prévu en 2016-2017 est nominatif et repris au plan d'adaptation en partie 2, motivation E.2.5.

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2016	2017
HERVE	BATTICE	RUES DIVERSES	Poste de Battice: remplacement complet	11487	11487

La rénovation du poste de Petit-Rechain est en cours (projet 8564, 2013/2014) ; celle du poste de Turon est planifiée en 2014/2015 (projet 10643 ; repris au plan sous la motivation E.2.2.2).

4.1.2.6 Amélioration de l'efficacité du réseau

Afin de garantir une meilleure gestion du réseau, du nouveau matériel de télécommande sera installé dans diverses cabines du réseau du GRD (projet n° 7864). Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite de la Distribution (Namur) ainsi que la commande de celles-ci (postes subordonnés).

Le projet nominatif suivant est repris en partie 2 du plan d'adaptation sous la motivation E.2.6 :

Commune	Localité	Rue	Description des travaux	2015
LIMBOURG	LIMBOURG	HEVREMONT	Hévremont - bouclage antenne HTA sur SST HEVREMONT	11687

Une enveloppe prévisionnelle est réservée aux investissements de restructuration/bouclage du réseau, le projet 7877.

Parallèlement à cela, des études conceptuelles (Concept de « Smart Grid » tel que repris dans la littérature) sont menées pour évaluer l'impact des nouvelles productions décentralisées sur l'architecture du réseau et déterminer les moyens éventuels à mettre en œuvre pour optimiser la gestion de celui-ci (i.e. mesure des charges, protection des installations, transfo auto-adaptatif,...).

En matière de réduction des pertes réseau, le GRD a pour politique de privilégier :

- l'utilisation de transformateurs de puissance à très faibles pertes pour les cabines de transformation qu'il gère (tous les transfos achetés entrent dans cette catégorie) ;
- le remplacement des réseaux BT aériens de faible section, réseaux où les dissipations par effet Joule sont particulièrement importantes. Rappelons néanmoins, que le remplacement de lignes ou câbles dans le seul but de réduire les pertes n'est jamais rentable s'il n'est associé à une autre motivation (fiabilité, sécurité).

4.1.2.7 Remplacement des compteurs

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie demande à ORES (VERVIERS) de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et d'identifier les modèles ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Les séries incriminées doivent alors être retirées du réseau dans un délai imposé par le Service de la Métrologie.

Parallèlement à ces campagnes métrologiques et ce, de la propre initiative d'ORES (VERVIERS), il est procédé progressivement au remplacement des compteurs équipés de cadrans à quatre roues. Ce type de compteur peut présenter des litiges de facturation (si consommation de plus de 10.000 kWh sur une année).

Nombre compteurs quatre roues et « métrologiques » à remplacer : prévision de **1.000** pièces par an (projet n° 7888).

Au 31-12-13, il restait **237** compteurs quatre roues sur le réseau.

Compteurs à budget

Nous prévoyons le placement d'environ **631** compteurs à budget par an pour la période 2015-2017 (projet n° 7875). En 2018, les compteurs à budget seront remplacés par des compteurs intelligents (projet 11824).

Situation du parc compteurs à budget ORES (VERVIERS) à fin 12/2013 : **5.008** compteurs placés (voir également le rapport qui vous a été transmis le 31/03/2014 : données à caractère social relatives à l'année 2013).

Compteurs « intelligents »

Outre les plans financiers réalisés en 2012 par ORES et par la CWaPE, deux incitants majeurs poussent ORES à déployer des compteurs intelligents dès que possible sur certains segments :

le risque élevé quant à la pérennité de la solution actuelle des compteurs à budget (CàB) et inconvénients de celle-ci ;

la demande croissante du marché pour l'utilisation de données de comptage avec une granularité plus fine.

A partir de 2018, ORES prévoit donc, le déploiement de compteurs "SMART" limité au remplacement des compteurs à budget tant en ELEC qu'en GAZ.

Ce projet concerne :

21.000 compteurs E pendant 6 ans – 6.000 après

14.000 compteurs G pendant 6 ans – 5.000 après

Fin 2023, l'ensemble des compteurs à budget est remplacé.

Le projet non-nominatif n° 11.824 couvre le remplacement des compteurs à budget par des compteurs intelligents à partir de 2018.

Une importante plate-forme informatique dédiée permettant la gestion des fonctionnalités (prépaiement, télérelève, activation/désactivation, ...) de ce parc de compteurs sera également développée pour démarrer le remplacement des compteurs à budget en 2018.

D'autres segments devraient également progressivement, bénéficier de cette technologie :

Les nouveaux prosumers : tout raccordement, existant ou nouveau, sur lequel une nouvelle production est installée

Certains clients industriels (qui sera justifiée par une granularité plus fine des données de comptage)

Une étude est en cours actuellement sur la faisabilité d'un déploiement de compteurs intelligents susceptible d'être généralisé au fil de l'eau, avec comme priorité les segments :

nouveaux compteurs

remplacements compteurs défectueux

compteurs demandés par les clients

Des moyens de télécommunications à mettre en oeuvre pour supporter ce déploiement de compteurs segmenté généralisable, avec un accent particulier sur les technologies G3¹² PLC¹³, sont testés.

En parallèle, les travaux de développement de standards se poursuivent au niveau des organismes européens de standardisation.

¹² ORES est membre de l'alliance G3-PLC. Voir <http://www.g3-plc.com/>

¹³ Power Line Communication – communication par courant porteur entre le compteur et concentrateur situé entre le TGBT et le Transfo.

4.1.2.8 Réseaux « intelligents »

2.8.1 Vision ORES

On retrouvera ici l'état actuel des réflexions d'ORES quant à la mise en œuvre du concept de réseau intelligent¹⁴.

2.8.1.1 Généralités

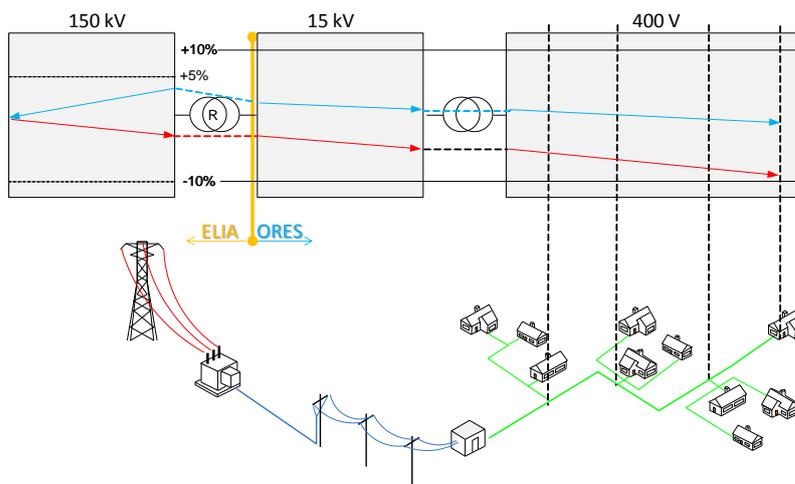
Grâce aux participations à de nombreux colloques, séminaires, échanges avec d'autres GRD belges et européens ainsi qu'aux interactions avec le milieu académique (tel que la chaire ORES), ORES est convaincu que les réseaux intelligents sont l'une des clés majeures pour permettre la réalisation de l'objectif de 8000 GWh de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelable pour 2020 et au-delà.

Le cheminement de cette conviction prend naturellement ses racines dans le contexte européen mais surtout wallon. En voici les lignes de force :

- Actuellement, nous observons que les principaux projets et réalisations en matière d'énergie renouvelable concernent principalement le grand éolien (> 5 MVA) et le petit PV (< 10kVA).
- Or, si l'on en croit les projections de la CWaPE et de l'APERE, ces deux moyens ne contribuent qu'un peu plus de la moitié de l'effort à fournir (3800 GWh pour l'éolien et moins de 900 GWh pour le petit PV).
- Il est donc évident, sous peine de non-atteinte de l'objectif « vert », que les autres catégories de sources renouvelables vont devoir se déployer massivement. Nous pensons au Grand Photovoltaïque (> 10KVA), à la cogénération de qualité, à l'hydraulique et dans une moindre mesure à la géothermie.
- Les puissances à mettre en œuvre (de l'ordre de la centaine de kW à quelques MW) font que ces installations se raccorderont majoritairement à partir du réseau MT.
- De par le caractère intermittent de ces sources, les fluctuations de la tension sur le réseau MT risquent de devenir plus importantes (en amplitude) et plus fréquentes que celles observées dans le passé.

Situation « classique » (sans productions décentralisées):

Le régulateur HT/MT permet de maintenir la tension MT à + ou - 3% de la tension de consigne

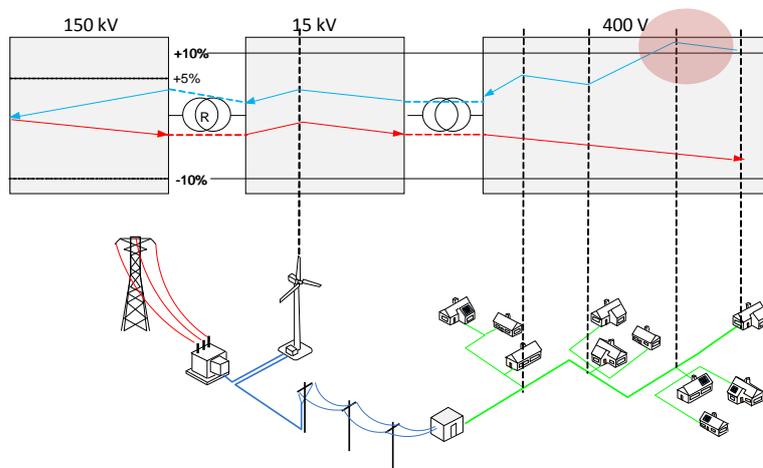


¹⁴ Concept de « Smart Grid » tel que défini par EURELECTRIC à savoir :

« Un Smart Grid est un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés au réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».

Avec l'arrivée des productions décentralisées :

Des PDC en réseau MT augmente le risque d'avoir des problèmes en BT car dans le voisinage d'une production, la tension augmente.



- Il est évident que les utilisateurs du réseau (en MT mais également en BT car le niveau de tension BT est influencé par les variations de la tension MT) ne pourront en être les victimes et que la qualité du produit (dont la tension est un des indicateurs) doit rester à un niveau acceptable (tel que défini dans la normalisation (norme EN50160)).

Pour toutes ces raisons, il est donc primordial qu'ORES :

- **Ait une meilleure connaissance des flux d'énergie sur le réseau MT et qu'il puisse les prévoir, ce qui implique**
 - Plus de capteurs et d'appareillage de mesure sur le réseau MT
 - De mettre en œuvre des outils pour prévoir ces flux d'énergie (via un estimateur d'état)
- **Puisse anticiper et préparer le réseau à accueillir ces flux d'énergie, et par là :**
 - Plus automatiser et télécommander les organes de manœuvre sur le réseau MT
 - Faciliter une gestion active de la structure du réseau. Par exemple en facilitant les transferts de charges d'un poste à un autre.
- **Capture ces opportunités pour rendre un meilleur service à moindre coût**
 - Ces équipements doivent permettre à long terme de diminuer tant le temps de rétablissement après une défaillance que de diminuer les coûts d'intervention.

2.8.1.2 Réseau de télécommunication

ORES dispose déjà d'un tel réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, soit sur réseau de type téléphonique (quartes). Le réseau de fibres optique ORES est bouclé et constitue ainsi une ossature de base reliant les centres d'exploitation et les postes HT/MT.

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

- la sécurité contre les agressions informatiques (piratages) : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur ;

- une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour ORES et ce, sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité) ;
- une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5min pour les mesures) ;
- une fiabilité (ex : bouclage) est nécessaire en cas de black-out (ce qu'aucun opérateur télécom externe ne garantit) ;
- des coûts qui restent maîtrisables sur le long terme.

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

Une globalisation des besoins en moyen de télécommunication tient compte des besoins :

- d'une part, pour la gestion des réseaux (évolutions Smartgrid) ;
- d'autre part, pour la communication avec les compteurs intelligents (Smartmeters).

Dans le premier cas, elle permettra d'agir sur les systèmes de protection (relais de commandes, protections électriques, disjoncteurs, etc.) et de conduite (interrupteurs motorisés) des réseaux. Elle servira également à rapatrier les mesures de tension et de courant (y compris son sens) nécessaires aux outils de :

- planification et de prévision des productions et des charges ;
- calcul en temps réel de l'état des réseaux électriques de distribution.

Dans le deuxième cas, elle permettra de rapatrier les valeurs de comptage mesurées par les compteurs intelligents. Ces mêmes compteurs pourront aussi être utilisés à des fins d'exploitation telles que activation/désactivation à distance, fonctionnement en compteur à prépaiement, etc.

La mise à niveau de notre réseau de télécommunication sera réalisée sur une période de plusieurs années dans le cadre d'un plan général cohérent afin de profiter des synergies de pose entre câbles électriques et télécom.

2.8.1.3 Eléments constitutifs

Les actions retenues et à mener pour rendre le réseau '*smart*' s'articulent autour des axes suivants :

1. Mettre en place une gestion active du réseau :
 - Etudier et mettre au point des outils de planification des réseaux, prévision des productions et des charges et gestion en temps réel des réseaux de distribution d'électricité compte tenu des objectifs en termes de production décentralisée d'énergie. Ces outils nécessiteront des informations complémentaires à celles déjà collectées par le CCD¹⁷ actuel. C'est dans ce contexte qu'ORES participe (et même pilote une des tâches) du projet GREDOR.
 - Augmenter le niveau des informations à disposition du CCD, sur les éléments de réseaux suivants :
 - postes HT/MT : augmenter la qualité et la granularité de l'information en abandonnant pour ses propres équipements les moyens actuellement partagés avec ELIA ;
 - cabines MT/BT : mesure des intensités, des tensions et du sens du courant (indispensable par ailleurs pour localiser les défauts sur câbles MT) ;

¹⁷ Centre de Conduite Distribution

- cabine client MT (avec production décentralisée) : mesure des puissances produites par les unités de production importantes. Ce qui permet de se conformer à la directive européenne « Transparence » (No 543/2013 du 14 Juin 2013) et de faire participer ces unités à la gestion de la tension (par injection ou consommation de réactif).
 - réseau BT : charge des circuits 'sensibles' (soit ceux où le taux de production décentralisée est élevé).
 - exploiter ces informations à l'aide des systèmes informatiques performants et développer les moyens nécessaires à l'exploitation de la modulation des productions décentralisées d'une part, et, d'autre part, augmenter la capacité de gestion à distance des principaux composants d'un réseau (disjoncteurs / interrupteurs) (configuration en boucle ouverte ou en antenne avec transition souterrain / aérien) par la motorisation de ceux-ci et leur télé-contrôle à partir du CCD.
2. Augmenter la capacité d'accueil de productions décentralisées:
- cela se traduira par une capacité de modulation à distance des moyens de production des gros producteurs (>250kVA), là où des problèmes se posent en termes de capacité d'injection ou lors de procédures de reconstruction du réseau (disjoncteur télé-contrôlé dans la cabine client)
 - des réflexions sont également en cours quant à l'opportunité de mettre en œuvre des capacités de stockage d'énergie au niveau du GRD pour permettre un meilleur accueil des productions décentralisées. Compte tenu du manque de maturité et des coûts très élevés de ces technologies de stockage, ORES prévoit de continuer la veille technologique dans ces matières. A cette fin, ORES a marqué son intérêt pour participer à un projet de stockage dans d'anciennes carrières (projet en cours d'approbation par les autorités)
3. Evolution du modèle de marché :
- En concertation avec les autres acteurs du marché au travers des plateformes de concertation en ATRIAS et en Synergrid, ORES fait des propositions de modèles de marché équilibrés permettant l'utilisation de la flexibilité tant pour les besoins des gestionnaires de réseaux (transport et distribution) en terme de levée de congestion que pour d'autres besoins (tel que le balancing).
4. Diminuer le coût des pertes, à travers la production d'une partie de celles-ci (le talon minimum).
Sont actuellement envisagées :
- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les différents bâtiments du GRD ;
 - la participation au développement de parcs éoliens.

Estimations budgétaires

Le projet non-nominatif n°11.813 prévoit des montants dès 2015 pour :

- le remplacement des disjoncteurs non télécommandables en cabine
- le placement de matériel électronique permettant le télécontrôle (mesure des intensités, des tensions et du sens du courant) et la télécommande des cabines
- les équipements permettant de rapatrier les informations vers notre dispatching
- les moyens de transmission (réseau de signalisation) entre ces cabines et notre centre de contrôle.

Le démarrage éventuel de ces projets est conditionné par un accord et une adhésion de toutes les parties prenantes (CWaPE, CREG, actionnaires, pouvoirs politiques) et la garantie d'un financement adéquat.

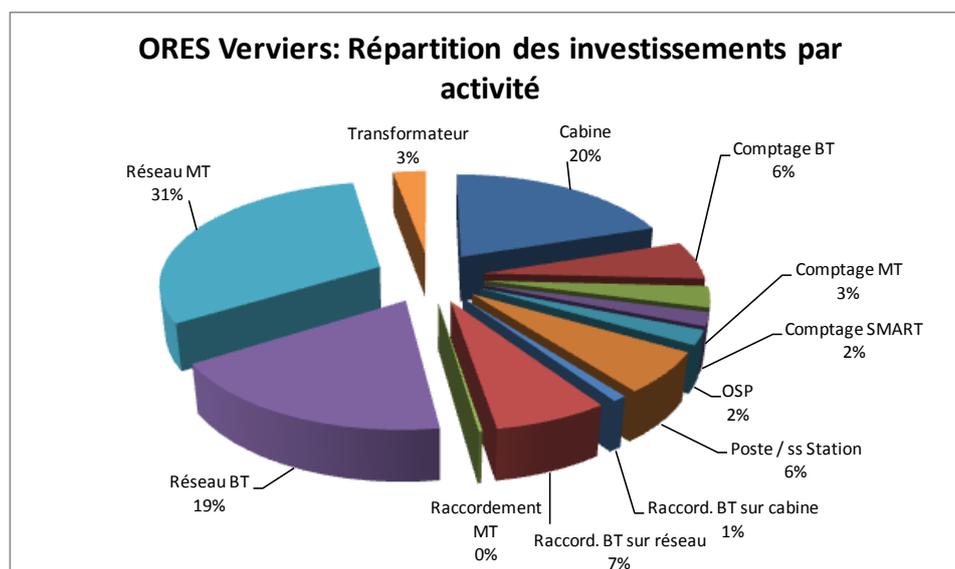
4.2 Synthèse

Le programme 2015-2018 peut se synthétiser :

- en terme de volume d'activités annuel, en distinguant la classe budgétaire, par le tableau suivant :

annee	classe_ budget	Branchement MT (m)	Branchement BT (pc)	BT Aérien (m)	BT Souterrain (m)	Cabine Bâtiment (pc)	Cabine Equipement (pc)	Cabine Terrain (pc)	Compteurs à budget (pc)	Compteurs BT (pc)	MT Aérien (m)	MT Souterrain (m)	Poste	Raccordement Cabine (pc)	Transfo (pc)	Cabine Equipement Protection/élé contrôle (pc)	
2015	A			170	11.650	12.900	20	67		643	1.004	16.553	22.220	25		22	1
	B	200		510	1.000	17.400	6	18	3	1.200		6.250		2	13	9	
Total 2015			200	680	12.650	30.300	26	85	3	643	2.204	16.553	28.470	27	13	31	1
2016	A			170	7.500	15.750	18	45	10	614	1.004	16.553	19.600	55		19	1
	B	200		510	1.000	17.200	6	18	3	1.200		4.850		2	13	9	
Total 2016			200	680	8.500	32.950	24	63	13	614	2.204	16.553	24.450	57	13	28	1
2017	A			170	7.500	16.500	18	56		637	1.004	16.553	19.242	38		17	1
	B	200		510	1.000	19.100	6	15	3	1.200		5.850		2	13	9	
Total 2017			200	680	8.500	35.600	24	71	3	637	2.204	16.553	25.092	40	13	26	1
2018	A			170	7.500	16.500	18	56		1.004	16.553	24.600	1		17	1	
	B	200		510	1.000	19.100	6	15	3	1.200		5.850		2	13	9	
Total 2018			200	680	8.500	35.600	24	71	3	2.204	16.553	30.450	3	13	26	1	
Total général			800	2.720	38.150	134.450	98	290	22	1.894	8.816	66.212	108.462	127	52	111	4

- en terme de répartition des moyens budgétaires par famille d'activités techniques :



LES TRAVAUX D'ADAPTATION LES PLUS IMPORTANTS

Les critères retenus pour déterminer l'importance d'un projet sont :

- la qualité de fourniture ;
- la possibilité de fournir en cas de situation dégradée (en [n-1]) ;
- la santé/sécurité des travailleurs et des utilisateurs ;
- l'efficacité économique.

Sur base de ces critères, les projets les plus importants sont :

Motivation	Description travaux	Commune	Localité	2015	2016	2017
E.2.1	Mortroux Remplacement HTA Cu Nu vétuste par souterrain	DALHEM	MORTROUX	11539		
	Remplacement HTA Cu nu vétuste par câble souterrain	DALHEM	FENEUR		11540	
	Affnay Remplacement MT cu nu 19 ^e vétuste	DALHEM	NEUFCHATEAU (Dalhem)	11685		
	Xhignesse - Enfouissement MT 25 cuivre vétuste	HAMOIR	HAMOIR	11688		
E.2.2.2	Poste de Bomal: fournit.+ instal. cellule blindée 1 jdb (en synergie avec ORES Luxembourg)	DURBUY	BOMAL-SUR-OURTHE			8565
	Remplacement SOUS-STATION Centrale	VERVIERS	VERVIERS	10175	10175	10175
	Poste de Turon: Rénovation du poste	THEUX	LA REID	10643		
	Modernisation de la SST GRAND VINAVE	VERVIERS	STEMBERT	11681		
E.2.5	Poste de Battice: remplacement complet	HERVE	BATTICE		11487	11487
E.2.6	Hévremont - bouclage antenne HTA sur SST HEVREMONT	LIMBOURG	LIMBOURG	11687		

Synthèse des travaux poste prévus au plan

Localité	Année		
	2015	2016	2017
LA REID	10643		
VERVIERS	10175	10175	10175
BATTICE		11487	11487
STEMBERT		11488	
PEPINSTER	11489		
BOMAL-SUR-OURTHE			8565

Indicateurs de qualité

La présente partie du plan stratégique reprend quelques chiffres significatifs extraits des rapports Qualité adressés annuellement au régulateur wallon – la CWaPE

Indicateurs	Unité	Statistiques 2010	Statistiques 2011	Statistiques 2012	Statistiques 2013
Nombre d'utilisateurs du réseau BT	nbre	76.186	76.889	77.625	78.482
Nombre d'utilisateurs du réseau HT	nbre	449	455	456	463
Longueur du réseau BT	km	3.284	3.403	3.426	3.442
Longueur du réseau HT	km	1.477	1.471	1.477	1.482
Energie distribuée en BT (aux consommateurs finaux)	kWh		420.596.450	388.731.730	391.810.355
Energie distribuée en HT (aux consommateurs finaux)	kWh		307.176.308	317.524.379	306.236.220
Indisponibilité pour coupures planifiées	heures	0:51:18	1:04:15	0:34:39	0:32:57
Indisponibilité suite défaillance MT	heures	1:46:00	0:49:00	1:10:00	0:34:00
Temps d'arrivée sur site en intervention BT/MT	heures		0:51:06	0:46:33	0:47:41
Temps d'intervention moyen en BT/MT	heures		1:11:01	1:14:03	1:14:09
Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés. Délai Raccordement BT (à partir de l'accord du client)	%	38	38	25	10
Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés. Délai mise en service / réouverture	%	26	15	9	14