

Intercommunale
de distribution
d'électricité
et de gaz

Rapport annuel 2012



Sommaire

I. MOT DU PRÉSIDENT	3
II. Liste des modifications statutaires et composition des organes	5
III. RAPPORT D'ACTIVITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION.....	9
1. TRANSPOSITION DES DIRECTIVES EUROPÉENNES DITES 'TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE'	11
2. MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE	12
3. FINANCEMENT 2012 ET PERSPECTIVES	12
4. ÉCLAIRAGE PUBLIC	13
5. LES RÉSEAUX ET LES COMPTEURS INTELLIGENTS : « SMART GRIDS » ET « SMART METERING »	16
6. ACCESSIBILITÉ	18
7. FUSION DES GRD MIXTES WALLONS	20
8. DONNÉES STATISTIQUES	21
IV. ACTIVITÉS DE L'INTERCOMMUNALE	27
1. IDEG, COMMUNES DESSERVIES	29
2. LES TRAVAUX EN RÉSEAUX.....	32
3. EXERCICE 2012	35
4. INVESTISSEMENTS DE L'EXERCICE 2013.....	37
5. L'ÉCLAIRAGE PUBLIC	42
V. RAPPORT DE GESTION.....	43
1.REMCI, COUTS ET ACTIF REGULATOIRE :	45
2. RESULTATS ANALYTIQUES :	46
3. EVOLUTIONS BILANTAIRES.....	48
4. REMARQUES COMPLEMENTAIRES :	49
VI. COMPTES ANNUELS	61
VII. ETATS FINANCIERS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ.....	94
VIII. RAPPORTS DU CONTRÔLEUR AUX COMPTES	99
IX. LISTE DES ADJUDICATAIRES DE MARCHÉS DE TRAVAUX, DE FOURNITURES ET/OU DE SERVICES.....	107
X. GLOSSAIRE	115
XI. INFORMATIONS.....	121

I. Mot du Président



Nous avons l'honneur de vous faire rapport des activités de notre intercommunale et de soumettre à votre approbation ses comptes annuels arrêtés au 31 décembre 2012.

Notre rapport d'activités développe les thèmes centraux qui ont jalonné l'année 2012 de notre intercommunale tels que la question des tarifs de distribution, l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'entretien des installations d'éclairage public, le développement des réseaux intelligents ou encore le projet d'accessibilité développé par ORES SCRL - la filiale des huit gestionnaires de réseau de distribution mixtes wallons chargée de l'exploitation journalière des réseaux.

Je souhaiterais mettre particulièrement en exergue deux défis qui seront essentiels pour le futur du secteur de la distribution d'énergie en Région wallonne.

Il s'agit tout d'abord de l'essor des installations de production électrique décentralisée. Dans ce contexte, il importe qu'une réflexion soit menée sur le développement des réseaux et des compteurs intelligents. En effet, afin d'intégrer ces nouvelles sources de production sur les réseaux, l'une des solutions pourra être d'envisager une gestion active de ces réseaux afin que l'utilisation de l'énergie puisse se calquer à tout moment sur la production et inversement. Par ailleurs, les compteurs intelligents pourront notamment permettre que les données de consommation et de production soient connues et puissent être utilisées en temps réels. Le déploiement de ces compteurs intelligents doit toutefois faire l'objet de projets pilotes avant de pouvoir être généralisé.

Ensuite, je ne peux évidemment pas aborder les activités d'IDEG de 2012 sans mentionner le projet de fusion des huit gestionnaires de réseau de distribution mixtes wallons dont IDEG fait partie, par constitution d'ORES ASSETS. L'opération a fait l'objet d'une vaste concertation avec l'ensemble des mandataires communaux concernés. L'un des objectifs de ce projet est de simplifier la structure actuelle afin de la rendre plus efficace et plus lisible pour les tiers et notamment le régulateur, les utilisateurs des réseaux ou les marchés financiers et de peser sur les enjeux du secteur grâce à une approche plus globale de certains sujets.

A la réalisation de cette fusion, en principe avant fin 2013, IDEG cessera d'exister. Toutefois, grâce aux comités de secteur qui seront mis en place dans la nouvelle intercommunale et qui seront dotés de véritables compétences décisionnelles dans des matières fondamentales, la dimension locale gardera toute son importance.

Vous découvrirez également dans ce rapport annuel, comme chaque année, le rapport de gestion, les comptes annuels et toutes les informations nécessaires à une vision complète et fidèle de notre Intercommunale.

Je vous souhaite une agréable lecture.

Claude BULTOT
Président du
Conseil d'administration

Intercommunale de distribution d'électricité et de gaz

Société coopérative à responsabilité limitée

II. Liste des modifications statutaires et composition des organes

Modifications statutaires

58^e exercice social ● année 2012

Siège social : avenue Albert I^{er}, 19 à 5000 Namur.

N° d'entreprise : BCE 0201 400 308

Association intercommunale régie par le livre V du Code de la démocratie locale et de la décentralisation constitué le 25 juin 1954 par acte n° 20.203 publié aux annexes du Moniteur Belge des 12 et 13 juillet 1954. Statuts approuvés par Arrêté Royal du 2 avril 1954 (Moniteur Belge du 19 mai 1954).

Statuts modifiés par :

- le Conseil général du 24.1.1955 – Acte n° 3.140, annexe Moniteur Belge du 19.2.1955 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 12.12.1968 approuvée par Arrêté Royal du 22.7.1969 Acte n° 3.142-1, annexe Moniteur Belge du 25.12.1969 et acte n° 204-8 bis, annexe Moniteur Belge du 17.1.1970 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 24.4.1973 approuvée par Arrêté Royal du 19.7.1973 – Acte n° 1.275-1, annexe Moniteur Belge du 15-5-1973 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 22.4.1975, approuvée par Arrêté Royal du 9.10.1975 – Actes n° 1.331-18 et 1.331-19, annexes Moniteur Belge du 7-5-1975 ;
- texte coordonné des statuts déposé au Greffe du Tribunal de Commerce de Namur le 7.1.1976 – Acte n° 190-5, annexe Moniteur Belge du 14.11.1976 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 25.11.1976, approuvée par Arrêté Royal du 21.1.1977 – Moniteur Belge du 25.2.1977 – Actes n° 4.372-2 et 4.372-3, annexe Moniteur Belge du 21.11.1976 ;
- texte coordonné des statuts déposé au Greffe du Tribunal de Commerce de Namur le 21.2.1977 – Acte n° 672-18, annexe Moniteur Belge du 24.2.1977 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 26.4.1977, approuvée par Arrêté Royal du 23.12.1977 – Actes n° 1.635-4 et 1.635-5, annexe Moniteur Belge du 13.1.1978 ;
- texte coordonné des statuts déposé au Greffe du Tribunal de Commerce de Namur le 5.1.1978, mention de dépôt, annexe au Moniteur Belge du 14.1.1978 – Acte 227-3 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 21.12.1978 – texte des statuts approuvé par Arrêté Royal du 25.5.1979, Moniteur Belge du 26.7.1979 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 28.05.1986 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté Ministériel du 11-12-1987, Moniteur Belge du 31-12-1987 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 27.05.1987 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté Ministériel du 13-10-1987, Moniteur Belge du 21-11-1987 à l'exception de celles apportées à l'article 17-3 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 25.05.1988 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté Ministériel du 6-9-1988, Moniteur Belge du 9-11-1988 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 23.05.1989 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté Ministériel du 5-9-1989, Moniteur Belge du 8-11-1989 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 23.05.1990 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté Ministériel du 27-7-1990 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 04.12.1990 – textes des modifications aux statuts rendus exécutoires par application de l'article 39 du décret du 20-7-1989 de la Région Wallonne ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 10.06.1991 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 25-7-1991 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 9.06.1992 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 11-8-1992 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 10.06.1993 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du

- 13-9-1993, sauf l'article 9 point 8 et l'annexe n° 6 qui sont improuvés ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 08.06.1994 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 5-8-1994 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 13.09.1994 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 14-11-1994 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 07.06.1995 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 11-8-1995 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 04.04.1996 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 31-5-1996 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 05.06.1996 – textes des modifications aux statuts rendus exécutoires par application de l'article 39 du décret du 20-7-1989 de la Région Wallonne ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 05.06.1996 – textes des modifications aux statuts rendus exécutoires par application de l'article 39 du décret du 20-7-1989 de la Région Wallonne ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 11.06.1997 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 1-8-1997 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 19.12.1997 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 23-2-1998 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 10.06.1998 – textes des modifications aux statuts rendus exécutoires par application de l'article 39 du décret du 20-7-1989 de la Région Wallonne ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 10.06.1999 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 23-7-1999 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 13.06.2000 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 28-7-2000 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 13.06.2001 – textes des modifications aux statuts rendus exécutoires par application du dernier alinéa du § 4 de l'article 17 du décret du 1-4-1999 organisant la tutelle sur les communes, les provinces et les intercommunales de la Région wallonne ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 19.04.2002 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 2.07.2002 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 11.12.2002 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 3.02.2003 ;
- l'Assemblée générale extraordinaire du 17.12.2003 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 23.02.2004 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 16.12.2004 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 31.01.2005 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 8.06.2005 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 2.08.2005 ;
- l'Assemblée générale ordinaire du 14.12.2005 – textes des modifications aux statuts approuvés par Arrêté ministériel du 17.03.2006 ;
- l'Assemblée générale du 29.11.2006 – textes des modifications aux statuts approuvés par arrêté ministériel du 09.02.2007 à l'exception des articles 17 point 3 et 24 points C et D ;
- l'Assemblée générale du 27.6.2007 – textes des modifications aux statuts approuvés par arrêté ministériel du 9.10.2007 ;
- l'Assemblée générale du 04.02.2009 – textes des modifications aux statuts approuvés par arrêté ministériel du 8.06.2009 ;
- l'Assemblée générale du 22.12.2010 – textes des modifications aux statuts approuvés par arrêté ministériel du 28.04.2011.
- l'Assemblée générale du 21 décembre 2011 – textes des modifications aux statuts approuvés par arrêté ministériel du 10.04.2012.
- l'Assemblée générale du 28 novembre 2012 – textes des modifications aux statuts approuvés par arrêté ministériel du 6 février 2013

Composition des organes

Conseil d'administration

Président

M. Claude BULTOT

Vice-présidents

M. Robert CAPPE
M. Olivier DE RIEMAECKER
M. Julien GRANDJEAN ⁽⁷⁾
M. Bruno TELLIER ⁽⁵⁾

Membres

M. Tanguy AUSPERT
M. Jean-Pierre BAILY
Mme Cécile BARBEAUX ⁽⁶⁾
M. Christophe BOMBLED
M. Luc BOUVEROUX
Mme Jenny BURMS
M. Philippe CARLIER
M. ANDRE CHABOTAUX
Mme Florence COLLARD
M. Olivier DECAMPS
M. Geoffroy DELVAULX
Mme Valérie DEOM
M. Bruno DEFRASNES
M. Philippe DETRY
M. Roger DEWART
ELECTRABEL SA (représentant effectif : M. André SARENS) ⁽²⁾
M. Jacques ETIENNE
M. Maurice JENNEQUIN ⁽⁶⁾
M. Stéphane LASSEAUX ⁽⁶⁾
M. Eric MAINIL ⁽⁵⁾
M. Vincenzo MANISCALCO
M. Olivier MOINNET
M. Ovide MONIN
M. Jean-Claude NIHOUL
M. Olivier PIRON
Mme Sandrine PIRSON ⁽⁶⁾
M. Pascal PONCELET ⁽⁵⁾
M. René ROBAYE ⁽⁵⁾
M. André SARENS ⁽¹⁾
Mme Frédérique SEYLER ⁽⁵⁾
M. Michel THOMAS ⁽⁶⁾

Secrétaire f.f.

Mme Rosalia TUDISCA ⁽³⁾

Secrétaire

Mme Audrey REVEILLON ⁽⁴⁾

Comité de direction

Président

M. Claude BULTOT

Vice-présidents

M. Robert CAPPE
M. Olivier DE RIEMAECKER
M. Julien GRANDJEAN ⁽⁷⁾
M. Bruno TELLIER ⁽⁵⁾

Membres

M. Tanguy AUSPERT
Mme Cécile BARBEAUX ⁽⁷⁾
M. ANDRE CHABOTAUX
Mme Valérie DEOM
M. Bruno DEFRASNES
ELECTRABEL SA (représentant effectif : M. André SARENS) ⁽²⁾
M. Stéphane LASSEAUX ⁽⁷⁾
M. Vincenzo MANISCALCO
M. René ROBAYE ⁽⁵⁾
M. André SARENS ⁽¹⁾
Mme Frédérique SEYLER ⁽⁵⁾

Secrétaire f.f.

Mme Rosalia TUDISCA ⁽³⁾

Secrétaire

Mme Audrey REVEILLON ⁽⁴⁾

Comité de rémunération

Président

M. Claude BULTOT

Membres

Mme Cécile BARBEAUX ⁽⁷⁾
M. Robert CAPPE
Mme Valérie DEOM
M. Julien GRANDJEAN ⁽⁷⁾
M. René ROBAYE ⁽⁵⁾
M. Bruno TELLIER ⁽⁵⁾

Collège des Contrôleurs aux comptes

M. Baudouin THEUNISSEN

- | |
|---|
| <p>(1) Jusqu'au 27 juin 2012
(2) À partir du 27 juin 2012
(3) Jusqu'au 1er octobre 2012
(4) À partir du 1er octobre 2012
(5) Jusqu'au 3 décembre 2012
(6) A partir du 3 décembre 2012
(7) A partir du 23 janvier 2013</p> |
|---|



Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du
Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

III. Rapport d'activités du Conseil d'administration

EXERCICE 2012

III. Rapport d'activités

1. Transposition des directives européennes dites 'Troisième paquet Énergie'

Les directives électricité (2009/72/CE) et gaz (2009/73/CE) approuvées par le Parlement et le Conseil européen en juillet 2009 forment le nouveau cadre légal européen. Elles constituent les directives dites « du troisième paquet ».

Au niveau fédéral, ces directives ont été transposées dans la loi du 8 janvier 2012¹.

Au niveau régional, les travaux d'élaboration du décret se sont poursuivis tout au long de l'année 2012. Un projet de décret a été approuvé en première lecture par le Gouvernement wallon en décembre 2012. Au moment de la rédaction du présent rapport annuel, ce projet de décret était en cours d'examen par différents organes consultatifs.

Le projet de décret touche directement aux activités des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), notamment, en ce qu'il :

- impose à charge des GRD de nouvelles obligations de services publics (OSP) relatives, principalement, à
 - o l'élargissement des catégories de clients sociaux protégés, et
 - o l'intégration des productions décentralisées.
- précise la notion de réseaux privés et transpose la notion de réseaux fermés professionnels ;
- renforce les mesures de protection et les droits des consommateurs ;
- renforce l'indépendance et les compétences des autorités de régulation.

Dans le cadre de ces travaux préparatoires, les GRD wallons (ORES et Inter-Régies) ont été auditionnés le 8 octobre 2012 par les membres des différents cabinets. Les GRD ont eu l'occasion de rappeler leurs préoccupations majeures en matière de régulation et de formuler des propositions ponctuelles sur les dispositions du projet de décret.

D'une manière générale, les GRD wallons ont plaidé pour une transposition fidèle et n'outrepassant pas les prescrits des directives européennes. Cette remarque vaut notamment pour la transposition - facultative en droit national - de la notion de systèmes fermés de distribution. Les GRD wallons sont favorables à une transposition de cette notion dans le décret pour autant que la définition soit conforme à celle des directives européennes et soit suffisamment circonscrite pour permettre un contrôle effectif du développement de ces réseaux par le régulateur.

La première des préoccupations majeures des GRD est la décision de la CREG de prolonger les tarifs de distribution jusqu'à la fin de 2014 (voir infra). Dans ce contexte de gel des tarifs, il est impératif que de nouvelles charges ne soient pas imposées aux GRD au titre d'OSP avant l'approbation des nouveaux tarifs.

Une deuxième préoccupation concerne l'expansion rapide des unités photovoltaïques de petite taille (≤ 10 kW) dont les conséquences sur les investissements et la gestion des réseaux ne sont pas négligeables. D'une part, l'intégration de la production décentralisée nécessite des investissements importants en réseau, alors que les GRD travaillent à enveloppe fermée. D'autre part, ces investissements se font parfois au détriment d'investissements d'entretien ou d'autres investissements en développement du réseau. Conformément aux directives européennes et pour limiter l'impact de ce développement sur les réseaux, les GRD wallons plaident pour que le raccordement et l'accès au réseau de ces unités décentralisées ne soient garantis que dans la limite où la capacité nécessaire peut être rendue disponible à des conditions économiques acceptables et à moindre coût pour la société. Enfin, force est de constater que la structure tarifaire actuelle intègre mal la problématique du développement des unités de production décentralisées. Une discrimination entre utilisateurs du réseau est apparue à laquelle il convient de mettre fin par l'introduction d'un tarif capacitaire (voir infra).

Une troisième grande préoccupation concerne l'indépendance accrue du régulateur qui, selon les GRD wallons, doit s'accompagner d'une grande transparence et de la motivation de ses actes. Afin d'équilibrer l'indépendance et les compétences accrues du régulateur, les GRD wallons sont également en faveur de recours en droit et en fait auprès de la Cour d'Appel contre les décisions du régulateur.

¹ Voir ORES, rapport d'activité 2011, « Transposition des directives européennes dites 'Troisième paquet Énergie' ».

III. Rapport d'activités

2. Méthodologie tarifaire

Prolongation des tarifs jusqu'en 2014

Anticipant sur l'adoption de la loi du 8 janvier 2012 transposant en droit national les directives européennes du troisième paquet, la CREG a entamé en septembre 2011 une consultation publique sur des projets d'arrêtés fixant les méthodes de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux de distribution d'électricité². Cette consultation a pris fin en janvier 2012, date à laquelle ORES a répondu pour le compte des GRD mixtes wallons à la deuxième partie de la consultation publique relative au modèle d'évaluation des coûts.

Parue entretemps, la loi du 8 janvier 2012 impose au régulateur des règles précises en matière de motivation, de transparence et de calendrier à respecter lors de la consultation visant à définir une méthodologie tarifaire.

La consultation entamée par la CREG n'étant pas établie selon ces règles, celle-ci se voyait obligée de recommencer sa consultation. La CREG a finalement jugé que la procédure de consultation prévue dans la loi du 8 janvier 2012 et le calendrier présumé dans cette loi ne lui permettraient pas d'approuver de nouveaux tarifs pour une nouvelle période régulatoire avant le 1^{er} janvier 2013, ni même avant le 1^{er} janvier 2014.

En conséquence de quoi, la CREG a pris la décision le 26 avril 2012³ de prolonger les tarifs de 2012 pour les exercices 2013 et 2014.

Transfert de la compétence tarifaire vers le régional

Il faut rappeler que la loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980 octroie aux Régions la compétence en matière de distribution d'énergie, mais maintient dans le giron de l'État fédéral la compétence en matière de tarifs. Un accord institutionnel relatif à la sixième réforme de l'État a été conclu le 11 octobre 2011. Il prévoit le transfert aux Régions de la compétence tarifaire pour les réseaux de distribution, hormis les réseaux ayant une fonction de transport, même s'ils ont une tension nominale égale ou inférieure à 70.000 volts.

Au moment de la rédaction du présent rapport annuel, la date du transfert effectif de la compétence des tarifs de distribution n'était pas encore connue. Toutefois, la date du 1^{er} janvier 2015 est avancée de toutes parts.

² Voir ORES, rapport d'activité 2011, « METHODOLOGIE TARIFAIRE ET TARIFS 2013-2016 ».

³ Voir CREG, décisions du 26 avril 2012 « relatives à la prolongation des tarifs des réseaux de distribution pour les exercices 2013 et 2014 ».

3. Financement 2012 et perspectives

Financement 2012

Comme évoqué dans le rapport annuel de l'exercice 2011, afin de pouvoir assurer le financement des activités d'ORES et des GRD mixtes wallons, dont IDEG une accélération de l'appel aux marchés des capitaux a été approuvée et initiée au cours du 1^{er} semestre 2012 par les organes de gestion d'ORES et des GRD. Elle s'est concrétisée, de manière à atteindre la taille critique nécessaire, par l'instauration d'un fonds de garantie octroyé par les GRD à ORES. Par l'intermédiaire de ce mécanisme, les GRD confient à ORES la recherche des moyens requis pour leur financement : emprunts, emprunts obligataires, placements privés,... En contrepartie, les GRD garantissent, pour leur quote-part, les moyens de financement émis par ORES. Il s'agit d'une garantie inconditionnelle, irrévocable et conjointe (c'est-à-dire non solidaire). Le premier appel au marché des capitaux a été lancé le 17 septembre 2012 par ORES sous la forme d'un emprunt obligataire, en collaboration avec la Banque Degroof. Les obligations ainsi émises par ORES avec la garantie des GRD mixtes wallons ont été acquises par des investisseurs institutionnels pour un montant total de 350 millions d'euros. Elles sont cotées sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg. D'une durée de neuf ans, les obligations offrent un taux d'intérêt de 4%.

Par ailleurs, c'est également au début 2012 qu'ORES et les GRD mixtes wallons ont modifié le programme de billets de trésorerie lancé en 2011. Il autorise désormais non seulement l'émission de billets d'une durée inférieure à un an, mais également celle de placements privés pouvant atteindre cinq à huit ans.

Ces moyens de financement permettent de couvrir les besoins des GRD pour 2012 et 2013.

III. Rapport d'activités

4. Eclairage public

Éclairage public communal

L'arrêté du gouvernement Wallon du 6 novembre 2008 relatif aux obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseaux de distribution énumère différentes actions à entreprendre en matière d'éclairage public communal.

Ces dispositions concernent principalement l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'entretien des installations d'éclairage public par les GRD.

1. Finalisation de la base patrimoniale de toutes les armatures d'éclairage communal

La constitution de la base de données patrimoniales, déjà existante pour IEH, a débuté en 2010 pour le reste du réseau

d'éclairage public entretenu par ORES. Les travaux réalisés de juillet 2010 à décembre 2011 ont abouti au référencement géographique de tous les points d'éclairage. En 2012, les opérations ont permis d'identifier physiquement chaque luminaire et de compléter la base de données avec la source et la puissance de chaque lampe. Profitant de ces travaux qui ont nécessité l'ouverture de chaque luminaire, les techniciens ont également remplacé les lampes de plus de six mois sur le territoire des GRD qui avaient préalablement marqué leur accord. Cette action complémentaire permettra de diminuer significativement les pannes pour les trois prochaines années.

La base patrimoniale ainsi constituée permettra notamment à chaque GRD de se positionner en 2013 sur le choix de la méthode d'entretien.

Situation chiffrée

Situation GRD/GRD	Simogel	Ideg	Sedilec	Interlux	Intermosane	Interest	IEH	Total
Nombre de luminaires sur les réseaux d'éclairage public	11.310	77.921	61.174	53.464	33.891	16.411	181.723	435.894

2. Gestion du signalement de pannes d'éclairage public.

Depuis juin 2012, les riverains d'installations d'éclairage public peuvent signaler tout problème via troiscanaux différents :

1. Internet

Sur www.ores.net ou via les sites des gestionnaires de réseau, il accède à une application de signalement des pannes s'appuyant sur un système de cartographie informatisée.

2. Par téléphone, au 078/78.78.00

Les opérateurs du centre d'appels ont la possibilité d'encoder les informations relatives à la panne à la demande du riverain concerné.

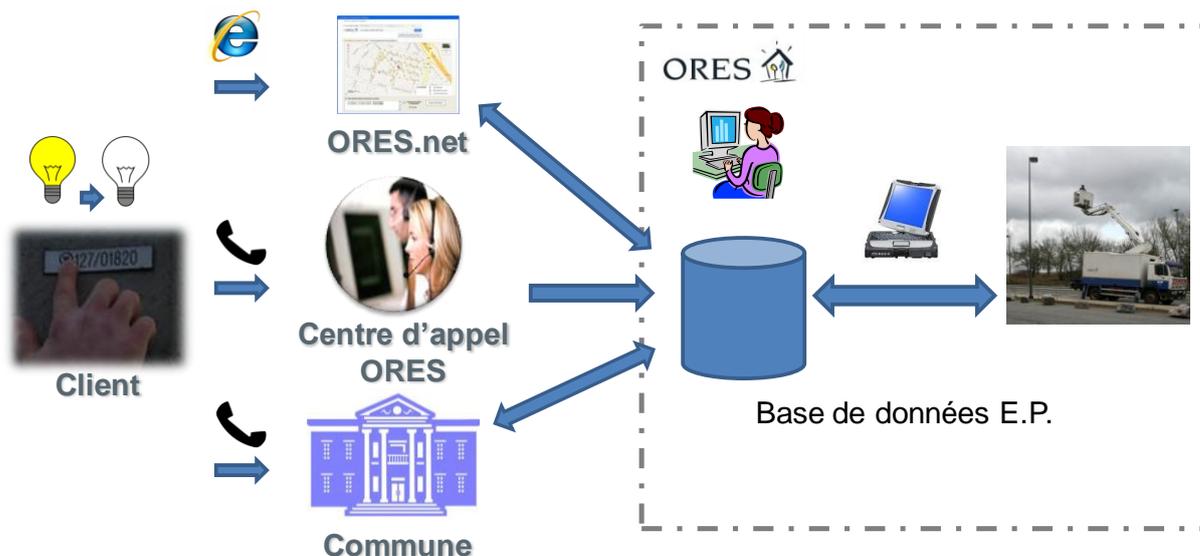
Ce canal doit d'ailleurs être utilisé impérativement pour signaler une rue complète sans éclairage ou un luminaire présentant un danger pour la circulation routière.

3. L'administration communale

La commune dispose de l'outil informatique qui lui permet d'informer ORES de toute situation nécessitant une intervention dans le cadre de la gestion de l'éclairage public.

Après 6 mois d'utilisation, les relevés statistiques montrent que plus de 30% des pannes ont été signalées directement par les riverains via internet et le centre d'appels. Un chiffre qui est appelé à croître suites aux récents efforts de communication des communes sur ce nouveau service.

III. Rapport d'activités



3. Formation des communes à l'utilisation de l'outil de gestion du parc .

Les données patrimoniales collectées dans la base de données EP sont accessibles aux services communaux par le web via une application baptisée Lumiweb.



Cette application permet :

- l'accès en temps réel aux données du parc : composition, type de lampes, positionnement géographique, ...

III. Rapport d'activités

- le suivi de la gestion des pannes, depuis la création du signalement jusqu'à la réparation
- d'accorder la priorité à certaines interventions

Le personnel communal a été invité à suivre une formation spécifique sur le fonctionnement et les possibilités offertes par ce nouvel outil. Au total, quelque 360 personnes ont participé à cette formation organisée de septembre à la mi-novembre 2012.

4. Audit énergétique quinquennal

2012 a aussi été l'année de préparation du premier audit énergétique quinquennal que doivent réaliser les quelque 195 communes dont l'éclairage public est géré par ORES. Une synthèse des données sera transmise à la CWaPE pour la mi-mars 2013 et chaque commune recevra son rapport détaillé en avril 2013.

Chacun de ces rapports répondra à la liste de thèmes à analyser, liste qui a été arrêtée par le régulateur régional wallon, en charge du contrôle des différentes obligations de service public.

Afin de permettre à chaque commune de se situer par rapport aux autres, une classification en quatre groupes (« clusters ») a été établie sur base du nombre d'habitants.

Pour chaque commune et pour autant que cela s'avère pertinent, les données spécifiques sont comparées à la moyenne des données de l'ensemble du groupe auquel elle appartient.

Les analyses réalisées dans le cadre de cet audit concernent :

- le patrimoine, avec la composition du parc, les consommations, une analyse des sources et puissances, l'âge moyen des luminaires, la pollution lumineuse et enfin, les horaires de fonctionnement ;
- les performances photométriques, la puissance moyenne par point lumineux en

fonction du type de voirie, et les performances énergétiques ;

- les perspectives d'amélioration avec des pistes de solution, le potentiel d'économie à court et à long termes.

5. Plan de remplacement des appareils équipés de lampes à vapeur de mercure haute pression

La législation européenne prévoit l'interdiction de fabrication et de commercialisation des lampes à vapeur de mercure haute pression pour la mi-2015. En effet, ces lampes ne répondent plus aux normes actuelles et sont très énergivores.

Confrontés à terme à l'impossibilité d'assurer la maintenance des luminaires équipés de ce type de lampes, le gouvernement et le régulateur wallons, ainsi que les opérateurs, ont recherché les solutions possibles. Un programme de remplacement des luminaires a été arrêté pour la période 2014-2018. Pour ORES, cette opération portera sur quelque 50.000 appareils.

L'année 2012 a également permis de définir un mode de financement de cette vaste opération de remplacement. Celui-ci prévoit la prise en charge d'une partie des coûts par les GRD via l'obligation de service public. Le solde sera à la charge des communes.

Pour le financement communal, les sommes nécessaires seront mobilisées via une avance de la Sowafinal et un prêt souscrit par les GRD pour compte des communes.

Le remboursement des avances pour la partie à charge des communes se fera par un mécanisme basé sur les économies d'énergie réalisées. En procédant de la sorte, le budget ordinaire des communes ne sera pas obéré.

L'année 2013 sera consacrée au phasage des remplacements et aux premières études afin que les travaux débutent concrètement sur le terrain dès 2014.



III. Rapport d'activités

5. Les réseaux et les compteurs intelligents : « Smart grids » et « Smart Metering »

Dans le prolongement de l'année 2011, 2012 a encore connu une accélération du déploiement des sources de production électrique décentralisées (éolien, photovoltaïque, etc.).

Ainsi, la puissance installée en service, tous types de sources confondus, a augmenté de 316,9 MVA et s'établit à 1.020,7 MVA à fin décembre 2012, soit un bond de 45 % par rapport au 31 décembre 2011. Elle se chiffrait alors à 703,8 MVA.

Les installations de puissance inférieures à 10 kVA représentaient une puissance de 338,5 MVA fin 2012 contre 138,4 MVA fin 2011. À fin 2012, 64.315 installations (essentiellement photovoltaïques) étaient raccordées aux réseaux basse tension gérés par ORES pour le compte des GRD mixtes.

Les installations de puissance supérieures à 10 kVA représentaient une puissance de 682,2 MVA à fin 2012 contre 565,4 MVA à fin 2011. L'essentiel est composé d'éolien et de cogénération, à concurrence respectivement de 63% et 24% du total de la puissance en service.

L'intégration massive de productions d'énergie renouvelable confirme les changements importants pressentis l'année passée justifiant l'implication d'ORES dans des projets suivis plus particulièrement par son service Smart Grid / Smart Metering.

Étude « Smart Grids »

Dans la foulée de l'étude « Smart Grids » réalisée durant le premier semestre d'une part, et des conclusions de la plate-forme REDI (groupe de réflexion sur le développement de Réseaux Électriques Durables et Intelligents) d'autre part, plusieurs projets ont été lancés en 2012, dont deux traitent plus spécifiquement de :

- la gestion active de la demande (GAD) ;
- la flexibilité.

Le projet « GAD » a pour objectif d'évaluer le potentiel de l'utilisation de la télécommande centralisée (et dans un deuxième temps, des compteurs intelligents) en vue d'atténuer les problèmes de surtension sur le réseau basse tension provoqués par l'injection de puissance des panneaux photovoltaïques. L'idée, développée dans le cadre de la plate-forme REDI, est de faire consommer les clients durant les périodes très ensoleillées pour absorber localement l'électricité produite par les panneaux.

Le projet « flexibilité » poursuit deux objectifs. Premièrement, il vise à élaborer une spécification des outils et processus à déployer pour permettre aux producteurs d'énergie renouvelable, d'origine

éolienne par exemple, d'injecter leur puissance de manière flexible sur les réseaux. Deuxièmement, il prévoit la rédaction de clauses d'accès flexible à joindre aux contrats de raccordement des productions décentralisées de puissance supérieure à 250 kVA (éoliennes, cogénération, etc.).

Par ailleurs, une nouvelle étude sur la gestion active des réseaux a été lancée au quatrième trimestre 2012. Le but est de pouvoir entamer un essai de modulation de charges et de productions aux postes de transformation et dans les réseaux des GRD; une étude précédente ne s'attachait qu'à la modulation des productions raccordées aux postes de gestionnaire du réseau de transport, ELIA.



Étude « Smart Metering »

Démarrée durant le deuxième semestre 2011, cette étude visait à préparer la position d'ORES quant au déploiement des compteurs intelligents sur les réseaux des gestionnaires de distribution d'énergie. Les travaux se sont poursuivis en 2012, notamment en collaboration avec le régulateur wallon.

Par ailleurs, une réponse à la question de la Commission européenne sur le déploiement des compteurs intelligents (prévue pour début septembre 2012) a été donnée par l'ensemble des GRD belges. Pour rappel, la CE demandait aux GRD de se positionner sur la faisabilité d'un déploiement de 80% de compteurs intelligents à fin 2020.

Les éléments essentiels de cette réponse ont été les suivants : (i) pas de déploiement de 80% de compteurs intelligents possible avant fin 2020 ; (ii) aucune décision possible concernant le déploiement des compteurs avant l'arrivée à maturité du système, soit au plus tôt en 2015 ; (iii) nécessité de continuer à développer les technologies en termes de réseau et de compteurs intelligents à travers des tests et des projets pilotes. Un déploiement segmenté est envisagé selon les caractéristiques propres de chaque Région du pays dans le domaine des énergies renouvelables, des voitures électriques et de la gestion des congestions, en fonction des

III. Rapport d'activités

conditions de vie, de la consommation par compteur et d'autres conditions.

Dans ce cadre, ORES a décidé de lancer deux projets : le premier sur la faisabilité d'un déploiement segmenté de compteurs intelligents, susceptible d'être généralisé « au fil de l'eau » sur plusieurs décennies; le second sur les moyens de télécommunications à mettre en œuvre pour supporter ce déploiement de compteurs segmenté généralisable.

Projet « EcoGrid »

ORES participe à ce projet international lancé en juin 2011 et se déroulant au Danemark, via la plateforme B-EcoGrid (regroupant notamment ORES, ELIA et l'opérateur de réseaux de distribution flamand EANDIS) d'une part, et en étant membre du groupe de référence d'autre part. La participation d'ORES à ces structures lui permet d'avoir accès à différentes informations utiles dans ce développement.

Projet « Smart Park »

Pour rappel, le Ministre wallon de l'Économie, Jean-Claude Marcourt, avait proposé de réaliser un projet pilote dénommé « Smart Park » afin de démontrer l'intérêt d'organiser, pour les entreprises présentes sur les parcs d'activités économiques, des services de monitoring permanent de leurs consommations d'électricité et les aider à maîtriser leurs coûts énergétiques.

Un premier rapport intermédiaire a été remis au Ministre à fin 2012. Plusieurs recommandations ont été émises permettant, si elles sont appliquées par les gérants de PME, d'économiser jusqu'à 25% des coûts d'énergie.

Le Ministre a alors décidé de généraliser le déploiement de ce projet à l'ensemble des parcs industriels wallons.

ORES compte jouer un rôle actif, au-delà du placement des compteurs intelligents, dans le cadre de l'extension du projet.

Projet « GREDOR »

En 2012, ORES a répondu avec d'autres partenaires à un appel à projets de la Région wallonne, intitulé « Reliable Smart Grids », lancé dans le cadre du Programme mobilisateur de Recherches en Energie 2011-2012 du Plan Marshall 2.Vert.

Un des objectifs poursuivis est de maintenir la qualité du réseau électrique et de lui permettre de relever les défis énergétiques liés à l'introduction massive des productions d'énergie renouvelable d'une part, et de supporter les nouvelles utilisations (voitures électriques, pompes à chaleur, etc.) d'autre part.

Les objectifs de ce projet sont les suivants : (i) faciliter le raccordement de sources d'énergie aux réseaux électriques dans les conditions technico-économiques les plus favorables d'un point de vue sociétal ; (ii) donner la possibilité aux gestionnaires de réseaux de moduler les productions de puissance et/ou recourir à la gestion active de la demande ; (iii) optimiser le fonctionnement du réseau (p.ex. réduction des pertes) et mieux surveiller son fonctionnement.

Les aspects relatifs aux modèles d'interaction entre les acteurs du marché seront aussi étudiés dans ce cadre.

Les partenaires de ce projet sont l'ULg (leader), l'UMons, Tecteo RESA, EDF Luminus, ELIA, Tractebel Engineering s.a. et ORES.

Le budget global de ce projet se monte à 4.342.000 euros, financés à hauteur de 3.082.000 euros. Il mobilisera 540 hommes/mois, parmi lesquels de nombreux chercheurs, répartis sur la période de 2013 à fin 2017.



Véhicule électrique

III. Rapport d'activités

6. Accessibilité

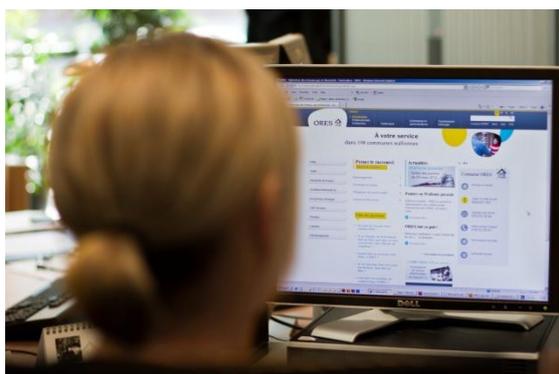
L'accessibilité souhaitée par les clients des GRD mixtes wallons, la satisfaction en plus.

En 2010, ORES a lancé plusieurs projets visant à améliorer son accessibilité et répondre ainsi aux attentes des clients et partenaires professionnels des GRD en recherche d'un contact plus aisé et parfois aussi de services personnalisés. Ces projets ont progressivement trouvé leur aboutissement et ont été clôturés au cours de l'exercice 2012. Ils ont débouché sur des résultats tangibles.

- **Toutes les informations en quelques clics**

Pour les clients, les sites web des GRD et celui d'ORES – www.ores.net – sont aujourd'hui devenus des références. Le site web d'ORES est la plate-forme commune leur permettant d'introduire leurs demandes de raccordement, de signaler un lampadaire d'éclairage public en panne ou encore de trouver de nombreuses informations utiles. La nouvelle mouture du site, en ligne depuis février 2012, tient ses promesses : convivialité, ergonomie simplifiée, aide à la navigation et formulaires interactifs pour l'introduction de toute demande de travail.

En 2012, plus de 800.000 clients ont surfé sur le site internet. Le nombre de pages visitées est en augmentation constante. Cette tendance générale à recourir à l'internet plutôt qu'à d'autres canaux de communication devrait encore se confirmer à l'avenir. À la fin de l'année 2013, de nouvelles fonctionnalités seront d'ailleurs proposées aux internautes avec, par exemple, la possibilité de suivre en ligne l'avancement d'un dossier de raccordement.



- **Un contact direct et personnalisé avec son gestionnaire de dossier**

Désormais, chaque client ayant introduit un dossier relatif à des travaux complexes et « non-standards » dispose au sein d'ORES d'un contact spécifique joignable directement sans passer par un opérateur du centre d'appels (*call center*). Cette particularité répond à une attente régulièrement formulée par la clientèle. Une équipe dédiée à ce type de dossiers a été mise en place dans chaque back-office technique de l'entreprise. Lorsqu'ils contactent la ligne générale d'ORES au 078/15.78.01, les clients sont invités à encoder leur numéro de dossier et sont directement mis en contact avec leur gestionnaire.

- **Une réponse claire et professionnelle dans la minute**

Le centre d'appels d'ORES traite plus d'un million de contacts client chaque année. L'amélioration constante du service est une priorité. La qualité du traitement des appels est mesurée et suivie quotidiennement sur deux critères : d'une part le taux d'accessibilité qui représente le pourcentage d'appels traités par rapport au nombre d'appels reçus, et d'autre part le délai dans lequel ces appels sont pris en charge. Le tableau ci-après présente les résultats enregistrés en 2012.

Satisfaction globale des clients

Satisfaction ORES :	2011	2012
_traitement de votre demande	88%	77%
_qualité des travaux	90%	91%
_personnel	95%	92%
Satisfaction globale ORES (%)	93%	90%
Satisfaction globale IDEG (%)	90%	89%

III. Rapport d'activités

Domaine	Accessibilité	Accessibilité	Délag (SLA)	Délag (SLA)
	Objectif	Résultats 2012	Objectifs	Résultats 2012
Odeur Gaz	100% des appels réponsus	100%	95% des appels pris dans les 15 secondes	99%
Dépannage	95% des appels réponsus	95%	80% des appels pris dans les 15 secondes	80%
Travaux	95% des appels réponsus	98%	80% des appels pris dans les 40 secondes	79%
Cientèle	95% des appels réponsus	96%	80% des appels pris dans les 40 secondes	67%
Index et Relève	95% des appels réponsus	97%	80% des appels pris dans les 40 secondes	77%
Questions générales (jusqu'au 15/10/2012)	95% des appels réponsus	99%	80% des appels pris dans les 40 secondes	84%

Cette mesure permanente de la qualité des prestations du centre d'appels est complétée par des enquêtes de satisfaction réalisées auprès des clients après appel. Les résultats de ces enquêtes confirment eux aussi l'impact des actions prises dans le cadre du projet d'amélioration du service, puisque 85% des clients estiment avoir reçu une réponse claire et professionnelle et que 78% se déclarent satisfaits du temps d'attente nécessaire pour obtenir une réponse à leur appel.

En complément de la ligne spécifique mise en place dès mai 2010 pour ses partenaires professionnels (électriciens, chauffagistes, architectes), ORES a ouvert une ligne réservée à ses partenaires institutionnels et une autre pour ses clients « business » (grands clients desservis en moyenne tension/pression). Ils disposent ainsi d'un accès prioritaire, d'une prise en charge sur mesure par les services d'ORES et ils ont la possibilité de demander à être rappelés ultérieurement s'ils le souhaitent.

- **Un réseau de points de contact étendu**

Des accords ont été pris en 2012 avec les communes, les CPAS et certains acteurs clés du conseil énergétique en Wallonie, notamment les Guichets de l'Énergie. Dans ce cadre, ORES a la possibilité de mettre à la disposition des clients différents supports d'information sur ses activités et services, au sein même des bâtiments administratifs. Ce service de proximité vise à aider le client dans ses démarches de manière proactive, notamment à des moments-clés d'un projet, par exemple en vue de l'introduction d'un permis de bâtir, d'une demande de raccordement au réseau de distribution ou

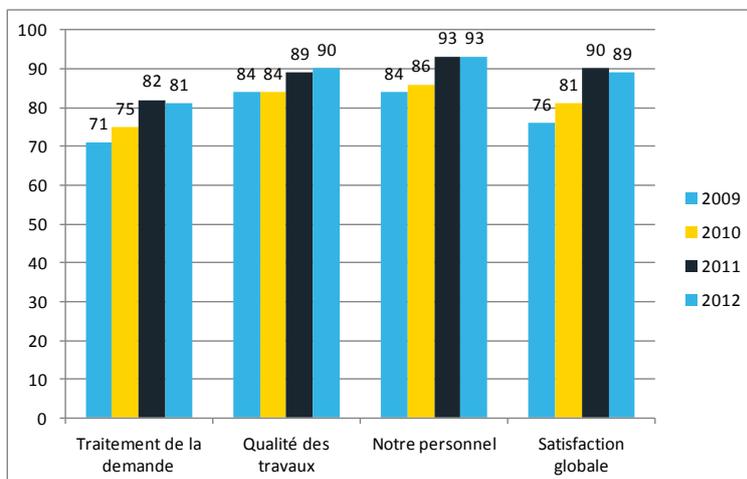
encore de l'installation de panneaux photovoltaïques.

L'aménagement interne des 15 bureaux d'accueil des GRD mixtes wallons et d'ORES est également en phase d'amélioration, afin de mieux y accueillir les clients équipés de compteurs à budget.

Des clients toujours plus satisfaits

Les résultats des enquêtes de satisfaction menées auprès de plus de 7.000 clients chaque année sont aussi en constante augmentation. Ces résultats confortent l'entreprise dans sa conviction et dans ses efforts fournis pour améliorer son accessibilité et la qualité de ses services.

Tous ces efforts permettent à ORES de rester en phase avec les attentes des clients des GRD mixtes wallons. Professionnalisme, proximité et qualité de service restent les maîtres-mots de la politique de l'entreprise. Des priorités encore d'actualité en 2013, puisqu'ORES poursuit les actions lancées au cours des trois dernières années en complétant ainsi la proposition de valeur offerte à chaque segment de clientèle.



III. Rapport d'activités

7. Fusion des GRD mixtes wallons

Vers un GRD unique

La gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz a connu plusieurs évolutions significatives ces dernières années. Celles-ci ont concerné tout à la fois la détention du capital de ces sociétés, leur gouvernance, mais plus généralement le rôle-même de cette activité au sein d'un marché désormais libéralisé.

Au-delà des modifications intervenues dans les paysages énergétiques fédéral et régional, le secteur de la distribution est confronté à de nombreux défis. Certains sont issus de la libéralisation du marché qui a étendu sa mission traditionnelle de gestionnaire technique des réseaux à celle de facilitateur entre les différents acteurs du marché ; d'autres sont la conséquence du développement des productions décentralisées qui bouleversent fondamentalement le mode de gestion des réseaux (évolution vers le « smart grid ») et la politique d'investissement.

Face à ce nouveau paradigme énergétique, ORES et les gestionnaires de réseau (GRD) mixtes wallons ont initié une réflexion d'optimisation. En effet, si la mise en place d'ORES en 2009 a déjà permis de réaliser des gains de productivité et d'efficacité appréciables, il est aujourd'hui opportun de se positionner sur la volonté d'aller plus loin dans les synergies, de consolider nos structures financières, d'améliorer notre rentabilité économique et de peser réellement sur les enjeux qui nous concernent, notamment au niveau européen.

C'est le sens profond de la démarche qui vise à unifier des intercommunales mixtes wallonnes au sein d'un seul GRD, en procédant au passage à une réduction significative du nombre de mandats.

La réflexion qui préside aujourd'hui au projet de constitution d'un GRD unique – baptisé ORES Assets – par la fusion des huit GRD mixtes wallons se développe autour de trois axes :

- la professionnalisation des structures : dans un monde en constante évolution, il est essentiel de disposer de structures en phase avec les changements et les développements actuels du secteur. Et s'il importe de disposer d'une unicité

de décision pour les matières stratégiques et d'une capacité de réaction rapide pour faire face à une réalité mouvante, il ne faut en revanche en aucun cas couper le lien fort nous unissant à nos associés communaux qui sont l'expression par excellence de l'intérêt général ;

- une saine application du principe de subsidiarité permettra aux associés communaux de conserver leur contrôle sur des décisions qui les concernent au premier chef, comme l'affectation des dividendes ou les politiques de tarifs et d'investissement dans leur aire territoriale. Ces matières, qui constituaient l'essentiel des compétences des GRD dans le passé, cèdent de plus en plus souvent le pas à des dossiers liés à la gestion intelligente des réseaux, à l'impact des énergies renouvelables et aux stratégies de financement dans une économie en crise ;
- une visibilité plus grande et simplifiée : la réforme projetée doit permettre d'apporter des réponses adéquates aux nombreuses questions actuelles, qu'elles soient de nature financière, stratégique ou technique, et de mener efficacement les négociations qui en découlent avec des partenaires privés ou publics, les régulateurs, le Gouvernement wallon ou d'autres acteurs du monde de l'énergie.

En conséquence, ORES a proposé à ses actionnaires d'unifier les structures des GRD afin de les rendre plus efficaces mais aussi plus lisibles pour les parties tierces, qu'il s'agisse du régulateur, des utilisateurs des réseaux et des marchés financiers. Cette simplification se veut progressive et compatible avec les exigences d'une culture de proximité locale naturellement souhaitée par les associés communaux. En outre, elle s'avère totalement neutre sur les plans économique et financier pour les actuelles intercommunales et leurs associés, tout en préservant le sort futur de leurs investissements actuels.

À l'heure de mettre ce rapport annuel 2012 sous presse, le dossier de fusion des GRD mixtes wallons est reporté au second semestre 2013 de manière à lever toute ambiguïté quant au maintien des tarifs applicables par secteur.

III. Rapport d'activités

8. Données statistiques

❖ Electricité

INDICATEURS DE PERFORMANCE

Indicateurs		Unité	Statistiques 2009	Statistiques 2010	Statistiques 2011	Statistiques 2012
Nombre d'utilisateurs du réseau BT	nbre		212.911	215.382	217.948	220.444
Nombre d'utilisateurs du réseau HT	nbre		1.722	1.734	1.749	1.712
Longueur du réseau BT	km		5.091	5.145,50	5.183,73	5.242,30
Longueur du réseau HT	km		4.268	4.339,87	4.416,24	4.492,03
Energie distribuée en BT (aux consommateurs finaux)	kWh		1.152.284.167	1.169.076.230	1.166.055.946	1.172.478.408,80
Energie distribuée en HT (aux consommateurs finaux)	kWh		624.846.192	646.613.908	643.256.927	595.200.334,30
Indisponibilité pour coupures planifiées	heures		0:48:14	0:43:12	0:51:20	1:05:48
Indisponibilité suite défaillance MT	heures		1:08:00	1:43:00	1:42:00	1:12:00
Temps d'arrivée sur site en intervention BT/MT	heures		0:57:57	3:05:53	0:49:50	1:04:59
Temps d'intervention moyen en BT/MT	heures		1:04:54	1:29:47	1:00:10	1:00:57
Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés.	%		21	15	16	14
Délai Raccordement (à partir de l'accord du client)						
Pourcentage des cas où les délais ne sont pas respectés.	%		51	20	18	21
Délai mise en service / réouverture						

STATISTIQUES ELECTRICITE

	2011	2012
Longueur (km) TOTAL	9.599,98	9.734,33
_Aérien MT	1.506,99	1.484,82
_Aérien BT	3.983,67	3.996,62
_Souterrain MT	2.909,25	3.007,21
_Souterrain BT	1.200,06	1.245,69

III. Rapport d'activités

Statistiques des coupures en moyenne tension	Câbles	Lignes aériennes	Cabines	Total
2011_Nb d'incidents	153	116	69	338
2012_Nb d'incidents	170	106	67	343

LA GESTION DES RESEAUX

	2010	2011	2012
Nombre de groupes électrogènes placés	457	483	598

❖ Gaz

INDICATEURS DE PERFORMANCE

✚ 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	
2010	5	17	22	104	82	186	208
2011	5	12	17	58	93	151	168
2012	4	14	18	44	49	93	111

✚ 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	
2010	3	4	7	23	0	23	30
2011	3	2	5	8	17	25	30
2012	3	0	3	6	73	79	82

III. Rapport d'activités

✚ **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 2011**

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Acier	2	66,207	3,0
Polyéthylène	6	279,317	2,1
Fonte			
PVC			
Total	8	345,524	2,32

➤ **Nombre de fuites sur les canalisations de distribution moyenne pression 2012**

Type de matériau	Nombre total de fuites	Longueur des canalisations en service (en km)	Nombre de fuites sur canalisations par 100 km
Acier	3	66,36	4,52
Polyéthylène	4	291,54	1,37
Fonte			
PVC			
Total	7	357,90	1,96

➤ **Nombre de fuites sur les canalisations de distribution basse pression 2011**

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	4	20,14	19,9
Acier	4	77,527	5,2
Fibro-ciment de diamètre < 100 mm	3	10,926	27,5
Fibro-ciment de diamètre > 100 mm			
PVC			
Polyéthylène	3	232,94	1,3
Total	14	341,533	4,10

III. Rapport d'activités

➤ **Nombre de fuites sur les canalisations de distribution basse pression 2012**

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	9	17,36	51,83
Acier	1	77,30	1,29
Fibro-ciment de diamètre < 100 mm		10,93	0,0
Fibro-ciment de diamètre > 100 mm			
PVC			
Polyéthylène	4	235,06	1,70
Total	14	340,66	4,11

✚ **Nombre de fuites réparées sur branchements (extérieur et intérieur)**

	Nombre de fuites	Nombre de branchements	Nombre de fuites par 100 branchements
2010	209	32.110	0,651
2011	176	32.736	0,538
2012	172	33.288	0,517

✚ **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
Canalisations de distribution moyenne pression	64,367	57,032	121,01
Canalisations de distribution basse pression	53,097	56,72	27,22
Total	117,464	113,752	148,24

III. Rapport d'activités

❖ Indemnisations

Plaintes Insatisfaction (En 2012: 59 % de plaintes fondées)

IDEG	2011	2012
Plaintes générales	21	18
Electricité	354	440
Gaz	230	187
Total général	605	645

Demandes d'indemnisation dans le cadre du Décret

Type de demandes	Année N	Nombre demandes reçues en N		Nombre de dossiers indemnisés courant N*		Montants indemnisés courant N**	
		ELEC	GAZ	ELEC	GAZ	ELEC	GAZ
Délais correction facture montant équivalent à celui de la facture intermédiaire du client rapportée à un mois de consommation	2012	1	0	0	0	- €	- €
	2011	0	0	0	0	- €	- €
Erreur administrative suite changement fournisseur 126,66 EUR par jour entamé de coupure	2012	0	0	0	0	- €	- €
	2011	0	1	0	0	- €	- €
Erreur administrative entraînant absence fourniture 126,66 EUR par jour entamé de coupure	2012	7	1	4	0	883,30 €	- €
	2011	4	1	2	0	2.875,00 €	- €
Interruption de plus de 6h 1133 EUR par période de 6 heures	2012	30	0	9	0	1.013,30 €	- €
	2011	95	0	9	0	900,00 €	- €
Retard de raccordement 25,33 ou 50,66 ou 1133 EUR par jour de retard en fonction du type de raccordement	2012	3	1	0	0	- €	- €
	2011	1	1	0	2	- €	1.275,00 €
Contrat incorrectement suivi par fournisseur empêchant entrée en vigueur dudit contrat	2012	0	0	0	0	- €	- €
	2011	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Coupure réalisée à la demande fournisseur en violation du décret	2012	0	0	0	0	- €	- €
	2011	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Domage sur fourniture	2012	692	10	125	2	144.008,15 €	179,32 €
	2011	360	7	101	1	89.417,13 €	3.151,63 €
TOTAL 2012		733	12	138	2	145.904,75 €	179,32 €
TOTAL 2011		460	10	112	3	93.192,13 €	4.426,63 €

*Ces chiffres correspondent au nombre de dossiers ayant entraîné une indemnisation dans le courant de l'année N, indépendamment de la date de l'introduction de la demande par le client

**Ces montants correspondent aux montants versés durant l'année N, indépendamment de la date de l'introduction de la demande par le client

Médiations

Médiation	2011	2012
SRM CWAPE	71	69
SPF Economie	1	3
Service fédéral de médiation	54	65
Total	126	137

Récapitulatif

Type de dossiers	2010	2011	2012	NB/EAN*
Plaintes Insatisfaction (dont en 2012, 10 escalades)	580	605	645	0,25%
Demandes d'Indemnisation dans le cadre du Décret du 17.07.2008 (dont en 2012, 1 escalade)	595	470	745	0,29%
Médiations	95	126	137	0,05%
TOTAL	1270	1201	1527	0,60%

* par EAN on entend les points BT et MT de prélèvements et d'injections actifs au 31.12.2011

❖ Obligations de service public

III. Rapport d'activités

Clients protégés et non-protégés :		IDEG	ORES
Compteurs à budget (CàB)			
	Parc global de CàB fin de l'année	11128	114011
	Nombre de demandes de pose CàB	29479	98656
	Nombre CàB actifs	5621	57409
	% de CàB actifs	51%	50%
	Evolution annuelle du parc (augmentation en %)	14%	12%
Déménagements problématiques			
	Nombre de demandes	6609	44275
	Nombre de coupures	560	4477
Clients alimentés par le GRD			
	Nombre de points d'accès chez le fournisseur social	2864	22572
	Nombre de points d'accès chez le fournisseur X	1326	8239
Rechargements CàB			
	Nombre total annuel transactions de rechargement tous réseaux confondus	117491	1040497
	Répartition des modes de rechargement :		
	1. Bureau d'accueil du GRD	32851	261143
	2. Centre de rechargement au sein du CPAS	1354	47612
	3. Cabines téléphoniques	83286	731742
Clients Non-protégés :			
Compteurs à budget			
	Nombre de demandes de pose CàB	26030	88443
	Nombre de placements de CàB	1434	13104
	Nombre de coupures	838	6661
Clients protégés :			
Compteurs à budget			
	Nombre de demandes de pose CàB	3449	10213
	Nombre de placements de CàB	238	2557
	Nombre de coupures	106	878
CLE			
	Nombre de CLE :		
	1. Fourniture minimale	1	37
	2. Perte de client protégé	77	1236
	3. Octroi de carte hivernale gaz	37	575
	Total	115	1848



Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

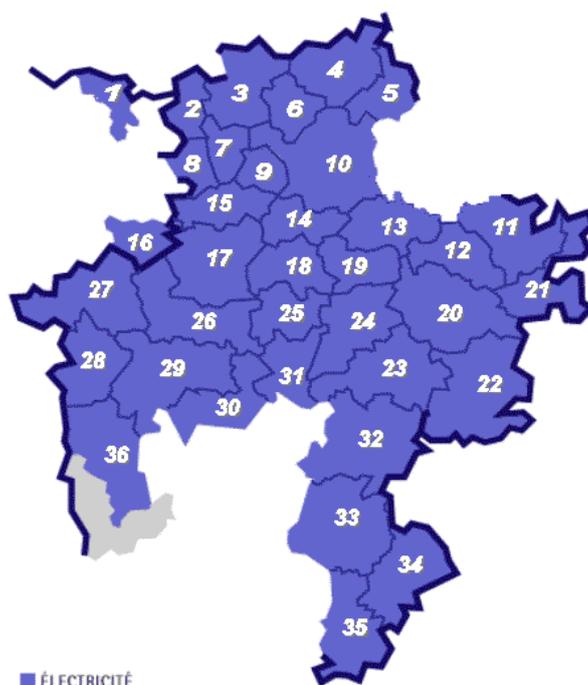
IV. Activités de l'intercommunale

EXERCICE 2012

IV. Activités de l'intercommunale

1. IDEG, communes desservies

Electricité



36 communes alimentées en électricité

18	Anhée	31	Hastière
13	Assesse	11	Havelange
32	Beauraing	23	Houyet
34	Bièvre	7	Jemeppe-sur-Sambre
28	Cerfontaine	6	La Bruyère
20	Ciney	1	Les Bons Villers
36	Couvin (Couvin, Boussu-en-Fagne, Frasnes-les-Couvin, Mariembourg, Pétigny)	17	Mettet
24	Dinant	10	Namur
30	Doische	25	Onhaye
4	Eghezée	29	Philippeville
5	Fernelmont	14	Profondeville
9	Floreffe	22	Rochefort
26	Florennes	8	Sambreville
15	Fosses-la-Ville	2	Sombreffe
33	Gedinne	21	Somme-leuze
3	Gembloux	35	Vresse-sur-semois
16	Gerpennes	27	Walcourt
12	Hamois	19	Yvoir

IV. Activités de l'intercommunale

Gaz



17 communes alimentées en gaz

- 1 Anhée
- 2 Ciney
- 3 Couvin
- 4 Dinant
- 16 Eghezée
- 5 Floreffe
- 15 Florennes
- 6 Gembloux
- 7 Jemeppe-sur-Sambre
- 8 La Bruyère
- 17 Mettet
- 9 Namur
- 10 Philippeville
- 11 Rochefort
- 12 Sambreville
- 13 Sombreffe
- 14 Yvoir

IV. Activités de l'intercommunale

Le territoire de la commune de Couvin est actuellement desservi en électricité par deux GRD - IDEG d'une part pour les sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny et l'AIESH d'autre part. Depuis plusieurs années, Couvin a manifesté son intention que l'AIESH soit désignée comme GRD pour l'ensemble de son territoire.

Toutefois, en l'absence de droits suffisants sur le réseau dans le chef de l'AIESH, IDEG et l'AIESH ont jusqu'à présent été maintenus comme GRD, chacun sur la partie du territoire dont il possède les droits.

Depuis une délibération du 28 février 2007, la ville de Couvin a manifesté sa volonté de se retirer d'IDEG. Dès lors, différentes réunions de travail ont eu lieu pour évaluer le dommage.

Par une nouvelle délibération de son Conseil communal de ce 13 juillet 2012, Couvin a réitéré sa décision de se retirer d'IDEG en ce qui concerne la distribution

d'électricité avec effet au 1er janvier 2013 notamment sous la condition suspensive de la désignation de l'AIESH par le Gouvernement wallon pour l'ensemble du territoire de la commune de Couvin. Cette délibération indiquait également que ce retrait ne devait pas être subordonné au paiement des sommes dues à IDEG, point de vue qu'IDEG ne partage pas.

Afin de préserver les droits de ses associés quant au dommage encouru par le retrait de Couvin, IDEG a décidé d'introduire un recours en annulation devant le Conseil d'Etat à l'encontre de cette délibération du Conseil communal et d'informer le Ministre des pouvoirs locaux de la position d'IDEG par rapport à cette délibération.

En parallèle, des négociations sont actuellement menées entre les experts désignés par IDEG, IDEFIN, l'AIESH et Couvin afin de déboucher sur un accord concernant les aspects financiers du retrait de Couvin d'IDEG et d'IDEFIN.

IV. Activités de l'intercommunale

2. Les travaux en réseaux

(Les quantités et longueurs figurant dans le présent chapitre sont communiquées à titre indicatif. Elles ne constituent donc pas des données officielles.)

La politique d'investissement de l'intercommunale vise à répondre à tout instant à la demande de la collectivité tout en prenant en compte les contraintes économiques, techniques et environnementales.

Electricité

Plan stratégique

Ce plan, directement inspiré du plan d'adaptation 2013-2016 approuvé le 9 juillet 2012 par la CWaPE (régulateur régional), a été largement commenté lors de l'Assemblée générale du 28 novembre 2012.

L'évolution des réseaux électriques de distribution doit répondre à différents impératifs :

- satisfaire les besoins nouveaux des utilisateurs du réseau de distribution (*URD*) (nouvelles implantations ou développement d'activités existantes) ;
- assurer à l'ensemble des URD un service de qualité en adéquation avec l'attente de celui-ci. Cette attente a évolué fortement ces dernières années suite à l'évolution rapide du matériel sensible aux moindres perturbations ;
- intégrer les réseaux nouveaux ou renouvelés d'une manière harmonieuse dans l'environnement ;
- garder un certain équilibre entre les investissements et la capacité d'emprunt ;
- respecter les critères de sécurité nécessaires à une exploitation normale des réseaux.

Qualité de service et intégration à l'environnement

Une des conditions impératives pour avoir un service de qualité est la permanence de sa disponibilité, ce qui implique une intervention rapide et efficace en cas de défaut ou accident.

Un état des lieux continu des réseaux électriques desservant les communes de l'intercommunale est réalisé afin de déterminer les points faibles et orienter les investissements dans les années futures et ce respectivement pour les réseaux moyenne tension (ci-après MT), basse tension (ci-après BT), les cabines électriques et les postes aériens.

Une distinction est opérée entre les réseaux qui devraient être renouvelés à court et moyen terme et entre ceux qui, moyennant rénovation pourraient voir leur utilisation prolongée en assurant une qualité de services satisfaisante dans de bonnes conditions d'exploitation.

Les réseaux aériens moyenne tension moins fiables sont remplacés par des réseaux posés en souterrain, ce qui accroît d'autant la qualité de service.

Il en est de même pour les réseaux en basse tension chaque fois que la technique le permet et que le montant de l'investissement requis reste compris dans des limites acceptables, c'est-à-dire qui ne risquent pas de mettre à mal l'équilibre financier d'IDEG.

Dans les autres cas, sans préjudice des dispositions de l'article 25 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 24 mai 2007 relatif à la révision du « Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité » en Région wallonne et l'accès à ceux-ci :

- les anciennes lignes cuivre nu sont remplacées par du câble isolé dit « préassemblé » ;
- dans les zones urbaines, ces réseaux basse tension sont réalisés sur « façade », de la manière la plus discrète possible, ce qui permet la suppression des anciennes ferrures supportant les fils électriques non isolés.

Chaque fois qu'une cabine de distribution électrique doit être reconstruite, une solution l'intégrant au mieux dans l'environnement est recherchée.

Intervention sur incidents

Pour réalimenter dans les meilleurs délais une zone affectée par un incident moyenne tension, des travaux d'investissement de différents types sont à prévoir :

- bouclages des réseaux moyenne tension : il s'agit de relier entre eux deux branches de réseau en antenne, permettant ainsi en cas de défaut une réalimentation par l'autre partie du réseau ;
- amélioration de la sélectivité des protections câbles : cette sélectivité permet de diminuer le nombre de clients privés de courant lors d'un défaut sur le réseau ;
- télécommande des cabines : la télécommande des disjoncteurs des cabines les plus importantes permet de réalimenter rapidement l'ensemble de la clientèle concernée par un incident, après mise hors tension de la partie du réseau défectueux ;
- placement d'indicateurs de défauts : de manière à déterminer rapidement le tronçon de réseau défectueux ;

IV. Activités de l'intercommunale

- sur les nœuds principaux du réseau aérien : remplacement des sectionneurs unipolaires par des points de sectionnement à interrupteurs au sol.

Développement des quantités d'électricité distribuées

Les réseaux doivent pouvoir répondre aux besoins de la clientèle en énergie électrique.

L'importance de l'évolution de la demande peut justifier une étude globale d'évolution des réseaux.

Ainsi, une étude réalisée pour la Ville de Namur a permis de cibler et planifier les investissements relatifs au développement du réseau haute tension (ci-après HT) (11,5 kV) sur cette zone pour la période 2006 - 2015.

Cependant, d'une manière générale, à chaque demande des usagers portant sur une mise à disposition d'une forte puissance, une étude spécifique d'impact sur les alimentations normales et de secours est envisagée, avec des conséquences éventuelles en matière d'investissements.

Réalisations / perspectives

La mise en application de cette stratégie s'est concrétisée en 2012 par la pose en souterrain de plus de 101,9 km de câbles moyenne tension et plus de 47,5 km de câbles basse tension.

Ces poses ont été réalisées en :

- suppression de lignes aériennes ;
- remplacement de câbles souterrains vétustes ou de sections trop faibles (évolution des charges) ;
- extension de réseaux à la suite des demandes de la clientèle.

En basse tension, cette stratégie se traduit également par la construction ou le renouvellement de cabines de distribution.

Pour les prochaines années et notamment en 2013, une part importante du budget continuera à être affectée à des travaux de rénovation respectivement en réseau moyenne tension (\pm 33,7 km), en réseau basse tension (45,3 km) et en cabines de distribution.

Gaz

Le plan stratégique relatif au secteur gazier est également largement inspiré du plan d'adaptation 2013-2016 pour lequel la CWaPE a remis un avis favorable le 21 août 2012. Il porte sur les investissements à envisager à court et moyen terme et est déterminé non seulement par les besoins des usagers présents sur le réseau existant (ou le long des extensions de réseaux) mais également par des travaux décidés dans le cadre d'assainissement ou de modernisation des installations.

Investissements sur réseaux existants

- Pour satisfaire les besoins des utilisateurs du réseau

Les réseaux doivent évoluer et s'adapter aux besoins croissants. Ils doivent être capables de répondre à la demande.

Cela se traduit par le renforcement de la capacité des canalisations, des ajouts ou de modifications de stations de détente, etc.

- Gestion des réseaux existants

Les techniques gazières évoluent au fil du temps. L'emploi de nouveaux matériaux tel que le polyéthylène permet la conception de réseaux plus homogènes et encore plus fiables.

Pour la gestion du passé, le contrôle périodique des anciennes installations ainsi que la prise en compte de la multiplication des interventions ponctuelles dans une même zone permettent de mettre en évidence les parties plus sensibles du réseau qui nécessitent un renouvellement.

Les opportunités telles que les modifications de voiries communales et poses réalisées par d'autres impétrants sont également mises à profit pour la réalisation de travaux préventifs, et ce, afin d'éviter d'accroître les inconvénients subis par les riverains en raison de travaux.

C'est ainsi que les longueurs des réseaux en fonte et fibrociment, matériaux les plus anciennement utilisés, diminuent régulièrement en importance.

Cette politique se poursuivra, se traduisant par des renouvellements de conduites au rythme annuel d'environ 4 à 5 km par an.

IV. Activités de l'intercommunale

Nouvelles extensions

Pour rappel, en vertu de l'arrêté ministériel du 14 juin 2004 relatif aux calculs de rentabilité des extensions de réseaux gaziers (M.B. 14/09/04), les nouvelles implantations de réseau de distribution de gaz naturel doivent tenir compte des paramètres suivants :

- une densité suffisante d'habitations raccordables dans un quartier ;
- la présence de clients à consommation importante ;
- la proximité d'un réseau de distribution existant ;
- la rentabilité financière à long terme des investissements à consentir.

Sur la base de ces différents critères, 12,6 km de conduites en polyéthylène ont été posées en 2012.



IV. Activités de l'intercommunale

3. Exercice 2012

(Les quantités et longueurs figurant dans le présent chapitre sont communiquées à titre indicatif. Elles ne constituent donc pas des données officielles.)

Electricité

Depuis 2007, les capitaux investis par les associés dans les réseaux d'électricité représentent un total de 176.856.289 €.

Près de 43 % de ce montant (75.566.568 €) a été consacré à des travaux poursuivant les objectifs de qualité évoqués ci-avant. Le solde (101.289.721 €) a servi à financer les investissements rendus nécessaires par l'expansion des ventes.

Avec des investissements annuels moyens en électricité de 29.476.048 € sur ces six dernières années, IDEG se situe parmi les investisseurs les plus importants sur le territoire qu'elle dessert.

Conformément à l'article 32 du règlement technique (arrêté du Gouvernement wallon du 24 mai 2007 précité), IDEG a établi un plan d'adaptation des réseaux de distribution pour les années 2013 à 2016.

Ce plan vise à améliorer la gestion des flux d'électricité et permet de remédier aux problèmes risquant de compromettre la sécurité et la continuité de l'approvisionnement en énergie électrique.

Le plan d'adaptation 2013-2016 d'IDEG a fait l'objet d'un avis favorable de la CWaPE (régulateur de l'énergie en Wallonie), publié le 9 juillet 2012.

Un des objectifs de ces investissements importants est de renforcer la sécurité tout en améliorant la qualité et la permanence des fournitures.

Le même objectif sera poursuivi en 2013.

Au cours de l'exercice 2012, les dépenses brutes se sont élevées à environ 34,05 millions d'euros se répartissant comme suit :

Haute tension	Dépenses brutes
Travaux dans les Postes	617.088 €
Réseaux HT aérien, souterrain et de signalisation	11.964.811 €
Groupes de mesures et raccordements	3.519.889 €
TOTAL HAUTE TENSION	16.101.788 €

Basse tension	Dépenses brutes
Réseaux BT aérien et souterrain	5.350.585 €
Cabines de distribution et transformateurs	6.026.227 €
Branchements	3.194.597 €
Groupes de mesure	3.372.169 €
TOTAL BASSE TENSION	17.943.578 €

TOTAL HAUTE ET BASSE TENSION	34.045.366 €
-------------------------------------	---------------------

De ce montant, quelque 51,2 % (17.450.227 €) concernent des travaux décidés à l'initiative d'IDEG afin d'améliorer la qualité du service.

➤ **En haute tension, il s'agit de :**

- travaux dans les postes et sous-stations, entre autre, de Warnant, Dinant, Micret, Hastière ;
- la pose de 101,9 km de câbles souterrains ;
- la révision de 106,7 km de lignes aériennes > 25 ans ;
- la suppression de plus de 23,3 km de lignes aériennes :
 - o 13,5 km de lignes Almelec,
 - o 9,7 km de lignes Cuivre.

➤ **En basse tension, il s'agit de :**

- la construction de 16 nouvelles cabines et le renouvellement de 9 cabines existantes ;
- la rénovation de 41,9 km de réseau aérien en câbles du type « tresse préassemblée » ;
- la pose de 47,5 km de câbles souterrains.

➤ **Branchements & Comptages HT :**

- 26,9 km de câbles de raccordements ont été posés dans le cadre d'alimentation de parcs éoliens ;
- 172 comptages MT standards ou télérelevés ont été remplacés, 100 nouvellement placés (dont 5 comptages d'échange).

➤ **Branchements & Comptages BT :**

- le remplacement de 333 raccordements et la réalisation de 1.981 nouveaux raccordements ;
- 3.635 compteurs BT ont été remplacés et 2.582 nouvellement placés.
- le placement de 1.480 compteurs à budget afin de répondre aux dispositions régionales en matière d'obligations de service public (décret OSP).

Le montant global des interventions de la clientèle et des tiers dans le coût des travaux s'élève à 12.077.859 €, ce qui conduit à des investissements nets pour l'exercice 2012 de 21.967.507 €.

IV. Activités de l'intercommunale

Données statistiques relatives aux travaux exécutés en 2012 :

A. Pose de câbles souterrains H.T.	101,9 km
B. Suppression de lignes aériennes H.T.	23,3 km
C. Cabines : Construction et renouvellement (dont 16 nouvelles)	25
D. Réseau B.T. : Rénovation de réseau aérien Pose de câbles souterrains	41,9 km 47,5 km

Notons cependant le remplacement des branchements débutés en 2012 à la rue Mazy, rue Verte et rue Champêtre à Jambes ainsi qu'à Saint-Servais ; remplacements effectués dans le cadre du renouvellement en cours du réseau BP en fonte par du PE. Le remplacement du réseau Fonte est prévu sur +- 1200 mètres et 120 branchements à Jambes. Pour Saint-Servais, ce sont +- 2.625 mètres de réseau et 258 branchements qui seront remplacés. Ces travaux seront finalisés début 2013 ;

- la pose, dans le cadre d'extensions du réseau, de 12,5 km de canalisations moyenne pression ainsi que de 1,3 km basse pression, répartis pour la plupart sur les entités des communes suivantes :

- Alimentation du parc d'activité économique de Rhisnes,
- Extensions diverses (MP),
- Alimentation de Bouvignes par Anhée,
- Flawinne, rue Fernand Marchand,
- Alimentation du parc d'activité économique Ste-Eugénie à Tamines,
- Ciney, Pont Mouria (alimentation de la piscine),
- Auvélais, rue du parc ;

- la réalisation de 568 nouveaux branchements basse et moyenne pression (ci-après MP) ;
- le remplacement de 1.249 compteurs et le placement de 1.051 nouveaux compteurs ;
- le placement de 314 compteurs à budget afin de répondre aux dispositions régionales en matière d'obligations de service public (décret OSP).

Gaz

Au cours de l'exercice 2012, les dépenses brutes se sont élevées à 9.182.808 €, se répartissant comme suit:

Moyenne pression	Dépenses brutes
Station et poste de réception	62.514 €
Canalisation	2.023.544 €
Branchement	1.324.347 €
Comptage	43.994 €
TOTAL MOYENNE PRESSION	3.454.399 €

Basse pression	Dépenses brutes
Cabine	280.515 €
Canalisation	641.610 €
Branchements	3.629.970 €
Comptage	1.176.314 €
TOTAL BASSE PRESSION	5.728.409 €

TOTAL HAUTE ET BASSE PRESSION	9.182.808 €
--------------------------------------	--------------------

Le montant global des interventions de la clientèle et des tiers dans le coût des travaux s'élève à 774.933 €, ce qui conduit à des investissements nets pour l'exercice 2012 de 8.407.875 €.

Les dépenses couvrent par ailleurs:

- la construction du nouveau poste de répartition de Gembloux ainsi que son équipement ;
- l'abandon de 0,85 km de canalisation fonte et fibrociment par la pose de canalisations polyéthylène et le renouvellement de 950 branchements basse pression (ci-après BP). Ces remplacements ont été principalement réalisés conjointement et à l'initiative du remplacement des compteurs de plus de 30 ans.

Données statistiques relatives aux travaux exécutés en 2012 :

A Extension du réseau moyenne pression	11.464 m
B Extension du réseau basse pression	1.277 m
C Remplacement du réseau basse pression	845 m
D Remplacement de branchements moyenne et basse pression	11.092 pces
E Extension de branchements moyenne et basse pression	568 pces

IV. Activités de l'intercommunale

4. Investissements de l'exercice 2013

(Les quantités et longueurs figurant dans le présent chapitre sont communiquées à titre indicatif. Elles ne constituent donc pas des données officielles).

Electricité

Compte tenu des possibilités financières d'IDEG, le montant brut des investissements réseaux s'élève à 30.089.656 € pour l'exercice 2013, en diminution de 2,1% par rapport à 2012.

Arrêté royal du 2 juin 2008

Par ailleurs, un important texte réglementaire (arrêté royal concernant les prescriptions minimales de sécurité de certaines anciennes installations électriques sur les lieux de travail) a été adopté le 2 juin 2008.

L'impact sur le programme d'investissement de cet arrêté royal, en particulier au niveau du remplacement anticipé de certains éléments du réseau (notamment le matériel en cabine), est loin d'être négligeable.

Pour l'année 2013, le surcroît de dépenses liées à cet arrêté royal est estimé à 2.276.695 €.

Dans le cadre des dispositions réglementaires rappelées par l'arrêté royal du 2 juin 2008, chaque cabine du GRD doit faire l'objet d'une visite de routine. Ces visites s'étalent sur plusieurs années et les informations collectées 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 des priorités de remplacement, et de ce fait, l'utilisation optimale des ressources allouées.

Le budget 2013 a été élaboré conformément à une politique double, à savoir :

- ❖ Travaux de *rénovation* pour 13.360.751 € (sécurité, fiabilisation des réseaux...) :
 - des lignes moyenne tension aériennes vétustes par des installations souterraines ;
 - des lignes nues cuivre basse tension par la mise en œuvre de câbles pré-assemblés ;
 - rénovation ou construction de nouvelles cabines en remplacement des anciennes devenues vétustes.
- ❖ Travaux d'*extension* pour 16.728.905 € (liés à l'augmentation de la consommation et aux nouveaux URD) :
 - extension des réseaux MT & BT ;
 - nouvelles cabines ;
 - nouveaux raccordements MT & BT.

Cette politique devra permettre à la fois de faire des économies d'exploitation, d'augmenter la capacité de

transport, de fiabiliser la fourniture et d'augmenter la sécurité des biens et des personnes.

Le programme des travaux inscrits au budget d'investissements 2013 est conforme au plan d'adaptation 2013-2016 visé ci-avant. Des enveloppes provisionnelles sont prévues pour les futurs travaux non-identifiés à ce jour (lotissements, extensions de réseaux, déplacement d'installation, etc.).

Les différents postes sont répartis comme suit :

a. Travaux dans les postes (sous-station) : 1.575.088 €

Le gestionnaire du réseau de transport (Elia) est amené à réaliser des investissements dans les postes d'injection. Dans ce cas, il est parfois nécessaire et intéressant de réaliser en parallèle des travaux au niveau des installations IDEG présentes dans ces postes. Ces dossiers font bien évidemment l'objet d'une concertation préalable et d'une coordination entre Elia et IDEG.

Il s'agit principalement des renouvellements d'équipements moyenne tension, des installations TCC ainsi que des protections.

Pour 2013, les travaux de renouvellement se situent à :

- Hanzinelle : déplacement du télécontrôle, remplacement des cellules et déplacement de l'armoire de protection.
- Marche-les-Dames : remplacement de l'équipement.

Des travaux d'extension, de construction d'un nouveau poste sont également prévus :

- Les Isnes : fourniture et installation d'un générateur de Tcc et de cellules blindées, placement d'un télécontrôle et de protections.
- Hastière : fourniture et installation d'un générateur de Tcc, de cellules blindées ainsi que le placement d'un télécontrôle et de protections.

Une partie non-négligeable de l'enveloppe sera destinée aux travaux de mise en conformité des installations (AR du 02.06.2008), soit près de 644.867 €.

b. Réseau MT (aérien et souterrain) : 8.038.610 €

L'intercommunale IDEG, pour des raisons historiques de coût, de faible densité de clients et de longueur,

IV. Activités de l'intercommunale

dispose toujours d'une part importante de réseaux aériens MT par rapport à d'autres GRD. Actuellement, il reste environ 411 km d'anciennes lignes cuivre qui font partie d'un programme pluriannuel d'enfouissement.

Pour toutes les lignes cuivres qui ne seront pas remplacées dans les 15 ans, ainsi que les lignes Almélec ayant plus de 25 ans d'âge, il est prévu une mise à niveau complète (révision). Celle-ci consiste en un entretien de ligne avec, suivant la nécessité, le remplacement du matériel présentant une usure amenant l'élément concerné hors tolérance. Ces travaux permettent de postposer un remplacement intégral plus coûteux tout en garantissant un service de qualité et en sécurité pendant plusieurs années.

La majorité des travaux prévus en 2013 se décompose comme suit :

- la pose de 29,7 km de câbles souterrains en suppression de lignes aériennes (diminution du nombre d'incidents), en remplacement de câbles souterrains vétustes ou de section trop faible (évolution des charges), ainsi qu'en remplacement de câbles souterrains prévus dans le cadre des travaux liés à l'application de l'AR du 02.06.2008 ;
- les extensions de réseaux pour plus de 27,2 km pour, entre autre, répondre aux demandes de la clientèle et des nouveaux producteurs ;
- la mise à niveau (révision) de lignes aériennes de plus de 25 ans d'âge et qui ne seront pas remplacées dans les 15 années à venir : le programme prévoit la mise à niveau de 75 km de réseaux ;
- dans le cadre des infractions SECT, il est également prévu au budget 2013, le remplacement de poteaux.

Outre la mise à niveau des lignes aériennes, tous les travaux d'extension et de remplacement de réseaux sont réalisés exclusivement en câbles souterrains, excepté quelques adaptations mineures aux réseaux aériens.

c. Raccordement et compteur MT : 1.359.659 €

Le budget a été établi sur la base du niveau d'activité enregistré les années antérieures et est destiné à répondre à toutes les demandes de travaux de raccordements qui ne sont pas encore connues à ce jour. Cette enveloppe représente 8,5 km de câbles MT ainsi que 80 compteurs pour les nouveaux raccordements souterrains clients.

En outre, il a été prévu le remplacement de 78 compteurs qui ne répondent plus aux critères techniques actuels.

d. Cabine de dispersion et de transformation : 6.364.309 €

Les principaux travaux prévus dans les cabines sont les suivants :

- remplacement des équipements vétustes ;
- remplacement des équipements suite aux extensions de réseaux (nouveaux départs de câbles, nouvelles protections...);
- construction de nouvelles cabines pour faire face aux problèmes de qualité de fourniture et/ou aux nouvelles demandes de la clientèle.

Ces travaux vont porter sur environ 66 bâtiments nouveaux ou renouvelés, 183 équipements MT nouveaux ou renouvelés et 77 transformateurs nouveaux ou renouvelés.

Une partie non-négligeable de l'enveloppe sera destinée aux travaux de mise en conformité des installations (AR du 02.06.2008), soit près de 975.052 €.

e. Réseaux BT : 6.292.211 €

A ce jour, le réseau BT d'IDEG est encore constitué d'environ 16 % d'anciens réseaux cuivre nu. Cela représente ± 650,5 km dont environ 257,5 km de câbles de relativement faible section.

Depuis quelques exercices, une part importante du budget est allouée à la rénovation des réseaux BT aériens.

En globalité, il est prévu la pose de 56,3 km de réseau souterrain et 40,0 km de réseau aérien. Ces prévisions comprennent entre-autre :

- le remplacement de réseau aérien basse tension en cuivre nu ou de trop faible section par torsade (réseau préassemblé de section plus importante), ainsi que le remplacement de poteaux vétustes. Le programme prévoit plus de 11,5 km ;
- les extensions de réseaux afin de répondre aux différentes demandes de la clientèle : prévision de 38,0 km de réseau souterrain ;
- le remplacement de câbles souterrains vétustes ou de trop faible section (évolution des charges) : 18,3 km.

Suite à l'augmentation croissante du nombre d'installations de productions décentralisées inférieures à 10 kVA (installations photovoltaïques), des adaptations de réseaux ponctuelles (principalement de renforcement du réseau) doivent

IV. Activités de l'intercommunale

être réalisées afin de solutionner les problèmes sur le réseau BT, conséquents aux installations photovoltaïques.

Toutes les extensions de réseaux BT seront en souterrain. Pour les autres travaux réalisés en réseau aérien, des dérogations sont systématiquement demandées à la CWaPE, conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 24 mai 2007 relatif à la révision du « Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité » en Région wallonne et l'accès à ceux-ci.

f. Raccordements et compteurs BT : 5.869.463 €

Le département Métrologie du SPF Affaires Economiques demande à IDEG de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et à partir de là, identifie les appareils ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Ces séries identifiées doivent être remplacées dans un délai imposé.

Complémentairement et à notre initiative, nous procédons au remplacement des compteurs équipés de cadrans à 4 roues, ce type de compteurs pouvant amener des litiges lors de la facturation.

A la suite de ces actions, il est prévu de remplacer 1.800 compteurs en 2013.

D'autre part, dans le cadre d'extensions et rénovations du réseau BT, 1.800 nouveaux raccordements souterrains, 650 nouveaux raccordements aériens et le placement de 3.000 nouveaux compteurs ont été prévus au budget 2013.

g. Compteurs à budget : 590.316 €

Afin de répondre aux dispositions régionales en matière d'obligations de service public, il est prévu au budget 2013 le placement de 1.336 compteurs à budget. Les quantités réelles seront fonction des demandes des fournisseurs.

EN CONCLUSION :

Dans les prochaines années, une part importante du budget continuera à être consacrée à des travaux de rénovation des réseaux, que ce soit en moyenne tension (15 à 20 km/an), en basse tension (+/- 30 km/an) ou en cabines de distribution.

Ces investissements, qu'ils soient prévus en Moyenne Tension ou en Basse Tension, doivent permettre de répondre à l'évolution de la demande d'énergie électrique tant dans le secteur résidentiel que dans ceux du tertiaire et des entreprises.

Données statistiques relatives aux travaux prévus pour l'exercice 2013 :

A. Basse tension :

Raccordements :	
- aérien	650
- souterrain	1.800
Compteurs :	
- standard	4.800
- à budget	1.336
Pose de câbles souterrains :	56,3 km
Pose de réseaux aériens isolés :	40,0 km
Cabines : (nouvelles constructions ou rénovations)	
- bâtiments	66
- équipements	183
- transformateurs	77

B. Moyenne tension :

Pose de câbles et lignes H.T. (y compris raccordement)	54,5 km
Compteurs :	158

IV. Activités de l'intercommunale

Gaz

Conformément à l'article 39 du règlement technique (arrêté du Gouvernement wallon du 12 juillet 2007), IDEG a établi un plan d'investissement des réseaux de distribution pour les années 2013-2016.

Ce plan d'investissement a fait l'objet d'un avis favorable de la CWaPE, publié le 21 août 2012.

Le budget 2013 a été élaboré conformément à une politique double, à savoir :

- a. *le remplacement de nos anciennes conduites fonte et fibrociment, la rénovation et le remplacement des réseaux et équipements existants pour un montant de 4.752.508 €.*

Les différents critères, dont il est tenu compte pour proposer les modifications aux réseaux, peuvent se résumer comme suit :

- le contrôle régulier des réseaux et l'analyse des incidents potentiels qui mettent en évidence les endroits les plus sensibles des réseaux ;
- la vétusté des canalisations ;
- les travaux réalisés par d'autres impétrants au voisinage de nos canalisations ;
- les travaux de voirie programmés ;
- les manques de pression constatés lors des hivers précédents ;
- la sécurisation de la continuité d'alimentation en gaz des réseaux.

- b. *l'extension des réseaux suivant des critères de rentabilité (conforme à la législation relative aux extensions des réseaux gaz) pour un montant de 4.468.761 €.*

Les points importants qui permettent d'atteindre la rentabilité qui conduit à l'implantation de nouveaux réseaux sont :

- la proximité d'un réseau existant ;
- un potentiel de développement des ventes suffisant.

Le programme des travaux inscrits au budget d'investissements 2013 est conforme au plan d'investissement 2013-2016 visé ci-avant. Le montant des dépenses brutes qui y figurent s'élève à 9.221.269 € dont 51,5 % sont affectés au renouvellement, à l'amélioration ou au déplacement d'installations. Le solde est, quant à lui, essentiellement destiné à la réalisation d'extensions ou de nouveaux raccordements.

L'augmentation des budgets, à partir de 2010, est la conséquence de la révision des paramètres pris en compte dans le modèle de calcul de rentabilité établi par la CWaPE et demandée par le Régulateur ; cette révision

porte sur l'actualisation des taux de WACC, des prix unitaires des investissements, des frais d'exploitation par URD et des interventions payées par la clientèle, sur la limitation à 20 ans de la période servant à estimer la rentabilité et sur la suppression des coûts liés aux branchements, par ailleurs couverts par une autre OSP. La révision demandée a pour effet de déclarer « rentable » davantage d'extensions.

Le budget se décompose comme suit :

a. MP – Stations de réception et poste de répartition : 33.568 €

Ce montant représente, pour 2013, les travaux à réaliser pour le placement d'une installation de télécontrôle au poste de répartition A294 à Vodecée (Philippeville).

L'installation de télécontrôle permet une surveillance à distance plus efficace et permanente de nos installations.

b. MP – Canalisations et branchements : 3.133.883 €

Il s'agit des travaux de renouvellement et des travaux d'extension permettant de répondre à la demande de nouveaux raccordements et à l'augmentation des ventes de gaz naturel. La distinction est faite entre les extensions de faible longueur réalisées au départ de canalisations existantes et les plus grands projets permettant l'implantation de nouvelles distributions. Ces travaux ne sont réalisés que lorsque les conditions de rentabilités sont atteintes. Ce poste reprend également une enveloppe dédiée aux nouveaux raccordements réalisés sur les réseaux existants.

Nous y retrouvons notamment des travaux de :

- renouvellement ou déplacement de réseau : 0,2 km ;
- extension des réseaux comme prévu dans le plan : 6,7 km.
- nouveaux branchements consécutifs à ces extensions : 275 branchements.

En 2013, nous retrouvons comme chantier nominatif important :

- la poursuite du projet de liaison Dinant (via Bouvignes-Anhée) : 2,0 km

Le solde de l'enveloppe constitue un montant prévisionnel pour des travaux non-identifiés à ce jour.

IV. Activités de l'intercommunale

c. Comptages MP : 32.003 €

Ce montant représente, pour 2013, une enveloppe prévisionnelle pour des futurs travaux non-identifiés à ce jour.

d. MP/BP – Cabines : 171.552 €

Ce montant concerne :

- le remplacement d'équipements de première génération. Pour 2013, 7 renouvellements d'équipements « cabine » sont prévus : 3 remplacements dans des cabines Clients et 4 dans des cabines Quartiers ;
- l'acquisition d'un nouveau terrain pour l'implantation d'une cabine Quartier dans le cadre du dossier « soutien Dinant par Bouvignes-Anhée ».

e. BP – Canalisations : 1.985.811 €

Les travaux prévus en 2013 concernent la continuation du renouvellement des anciennes conduites fonte et fibrociment à raison de 5,3 km de conduites. Nous pouvons déjà citer les chantiers de :

- Jambes – avenue du Parc d'Amée (1,0 km) ;
- Bouge – rues des chardonnerets, Bataillon des Canaris et Pol Verbist (1,2 km) ;
- Namur, rues Laide Coupe, Salzennes-les-Moulins et Av. Marcel Gourdin (0,4 km) ;
- Jambes, rue Tillieux (0,4 km).

Une enveloppe, non-nominative, a également été prévue pour faire face aux extensions du réseau BP non connues à ce jour (2,7 km) : nouveaux clients résidentiels, nouveaux lotissements / Zonings.

f. BP – Branchements : 2.812.472 €

Il s'agit de travaux permettant d'améliorer la sécurité des personnes, des agents d'exploitation et des installations. En IDEG, il existe depuis quelques années, un programme de renouvellement constant d'anciens branchements à la suite de l'exploitation courante. Pour 2013, il est prévu :

- le renouvellement de 430 branchements isolés à la suite de l'exploitation courante (enveloppe non-nominative) ;
- le remplacement de 162 branchements ; travaux réalisés conjointement au renouvellement de canalisations. Pour 2013, nous pouvons citer les chantiers de :
 - Jambes, av. du Parc d'Amée : 20 branchements
 - Bouge, rues des chardonnerets, Bataillon des Canaris et Pol Verbist : 80 branchements ;
 - Namur, rues Laide Coupe, Salzennes-les-Moulins et Av. Marcel Gourdin : 27 branchements ;

- Jambes, rue Tillieux : 35 branchements.

En outre, à la suite de l'extension du réseau BP, une enveloppe couvrant 350 nouveaux raccordements a été constituée afin de couvrir la demande de la clientèle.

g. Comptages BP : 527.711 €

En moyenne, plus de 1.000 compteurs sont remplacés chaque année. Ces travaux sont la conséquence :

- d'impositions légales (remplacement de compteurs de plus de 30 ans) ;
- de renouvellements de branchements isolés ;
- du renouvellement des réseaux en fonte et fibrociment ;
- de renouvellements ponctuels (compteurs bloqués, etc.).

Pour 2013, ce sont 1.100 compteurs qui ont été inscrits au budget.

De plus, il a été prévu le placement de 900 nouveaux compteurs pour faire face aux demandes des clients à la suite d'extensions et demandes sur réseaux existants.

h. Compteurs à budget : 524.269 €

Afin de répondre aux dispositions régionales en matière d'obligations de service public, il est prévu au budget 2013 le placement de 590 compteurs à budget. Les quantités réelles seront fonction des demandes des fournisseurs.

Données statistiques relatives aux travaux prévus pour l'exercice 2013 :

A. Basse pression :

Branchements :	947
Compteurs :	
- standard	2.000
- à budget	590
Renouvellement de canalisations :	5,3 km
Extension de canalisations :	2,7 km

B. Moyenne pression :

Branchements :	525
Renouvellement de canalisations :	0,2 km
Extension de canalisations :	6,7 km

IV. Activités de l'intercommunale

5. L'éclairage public

L'éclairage public communal revêt une importance sans cesse croissante auprès des riverains. Les instances de l'intercommunale en sont bien conscientes et s'investissent depuis de nombreuses années dans la recherche de solutions permettant une nouvelle approche de la gestion du parc.

Cette démarche vise à améliorer le service rendu à la population, tant du point de vue de la sécurité que de celui de la convivialité, tout en simplifiant la tâche des communes affiliées confrontées aux demandes des riverains.

Plans EP-URE, Air-Climat

En 2012, les travaux réalisés se situent à :

- Rochefort : renouvellement du parc EP à Jemelle et Han-sur-Lesse dans le cadre du plan Air Climat en cours et finalisation début 2013 ;
- Gedinne : plan EP communal de mise en valeur des ponts par l'enlèvement de luminaires classiques et placement de luminaires LED ;

- Sambreville : plan EP communal pour l'éclairage sentier et Ravel vers Tamines ;

Eclairage décoratif :

- Phase 2 du plan de mise en valeur du quartier des Carmes à Namur a été réalisée : placement de 116 barreaux Led et remplacement de 16 luminaires.
- Ciney, mise en valeur de la chapelle rue Notre-Dame de Hal : placement de 12 luminaires Led.

Autres Travaux :

En 2012, de gros dossiers ont été réalisés, notamment :

- Travaux d'équipement du parc d'activité économique de Suarlée : placement de 103 luminaires ;
- Equipement du parc d'activité économique Sainte Eugénie à Tamines (phase 1) : 19 luminaires ;
- Travaux d'équipement du parc d'activité économique du BEP à Assesse : 9 luminaires.





Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du
Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

V. Rapport de gestion

EXERCICE 2012

Rapport de gestion

1.REMCI, COUTS et ACTIF REGULATOIRE :

Depuis la libéralisation complète des marchés de l'énergie, c'est la **rémunération équitable** qui rémunère le capital investi dans les réseaux de distribution ; on parle ainsi de la rémunération équitable des capitaux moyens investis soit la « **REMCI** ». Celle-ci est établie sur base de la valeur annuelle moyenne de l'actif régulé (« Regulated Asset Base » soit **RAB**) et est calculée annuellement en tenant compte des nouveaux investissements, des désaffectations, des amortissements ainsi que de la modification des besoins en fonds de roulement.

L'Arrêté Royal de septembre 2008 a défini comme suit la formule utilisée pour déterminer la rémunération équitable :

- Cas où les fonds propres représentent plus de 33 % de l'actif régulé (capitaux investis ou iRAB)
 - (a) $33 \% * RAB \text{ moyenne} * (1 + \alpha) * \{(OLOn) + (Rp * \text{Beta})\} +$
 - (b) $\{(S - 33\%) * RAB \text{ moyenne} * (OLOn + 70 \text{ points de base})\}$
- Cas où les fonds propres sont inférieurs ou égaux à 33% de l'actif régulé
 $33 \% * RAB \text{ moyenne} * (1 + \alpha) * \{(OLOn) + (Rp * \text{beta})\}$

Avec:

- S = fonds propres par rapport à l'actif régulé
- OLO n = taux des obligations linéaires belges à 10 ans pour l'année concernée
- Beta = 0,65 dans le secteur électricité et 0,85 dans le secteur gaz (tant que le GRD n'est pas coté en bourse) ; ce facteur Beta pondère la prime de risque Rp
- Rp = prime de risque pour l'année d'exploitation concernée = 3,5 %
- $(1 + \alpha) = 1,2 =$ facteur d'illiquidité appliqué à la rémunération des fonds propres pour $S \leq 33\%$
- (a) Le taux de rémunération défini par la CREG pour l'année « n » est égal à la somme du taux sans risque (taux moyen des obligations linéaires belges à 10 ans) et de la prime de risque pondérée par le facteur Beta. En outre, un facteur d'illiquidité de 1,2 est appliqué à la rémunération des fonds propres. A noter que la CREG recommande un ratio dit de solvabilité (fonds propres moyens / actif régulé moyen) égal à 33% ; ce ratio est appliqué sur la valeur moyenne de l'actif

régulé du GRD pour déterminer les fonds propres de référence de celui-ci.

- (b) si les fonds propres du GRD dépassent les fonds propres de référence à savoir 33% des capitaux investis ou de l'actif régulé, le surplus est rémunéré à un taux réduit calculé sur base de la formule $\{(OLOn + 70 \text{ points de base})\}$

En ce qui concerne les coûts, il y a lieu de distinguer les coûts non gérables des coûts gérables.

Les coûts non gérables sont ceux sur lesquels le GRD n'exerce pas de contrôle direct ; ils font partie intégrante des coûts pris en compte pour l'élaboration des tarifs.

Les coûts gérables sont ceux sur lesquels le GRD exerce un contrôle direct.

Les tarifs sont fixés sur base de valeurs prévisionnelles de l'ensemble des coûts.

Les soldes relatifs aux coûts non gérables mais également les écarts imputables à la différence entre les volumes réels et les volumes prévisionnels de transit constituent soit une créance (actif régulateur ou déficit constaté) soit une dette (passif régulateur ou excédent constaté) à l'égard des clients et sont transférés aux comptes de régularisation du bilan du GRD.

La différence annuelle entre les coûts réels gérables et les coûts estimés gérables fait partie du résultat comptable du GRD. Elle est intégralement restituée aux associés conformément à l'article 30 des statuts si les coûts réels gérables sont inférieurs aux coûts gérables estimés ; elle est intégralement à charge de ceux-ci dans le cas inverse.

Nonobstant l'entrée en vigueur de la loi du 8 janvier 2012 et l'abrogation des arrêtés royaux de 2008, les anciennes décisions tarifaires en matière de distribution pour la période régulatoire 2009-2012 restent d'application jusqu'à ce qu'elles prennent fin ou soient annulées ou modifiées par la CREG. Les principes contenus dans ces textes ont été appliqués dans le cadre de la clôture de l'exercice 2012. Cet exercice est en effet compris dans la période régulatoire 2009-2012 pour laquelle les tarifs des GRD, toujours valables, ont été approuvés par la Creg sur base de ces principes.

Rapport de gestion

2. RESULTATS ANALYTIQUES :

Remarque générale concernant les résultats des activités « Gestion réseaux » pour l'exercice 2012

La REMCI d'IDEG en 2012 s'élève à :

- Electricité : 10.958.751,62 € (1)
- Gaz : 2.292.374,08 € (2)

Les résultats comptables d'IDEG en 2012 s'élèvent à :

- Electricité : 11.974.727,53 € (3)
- Gaz : 3.345.479,34 € (4)

Les écarts sur coûts contrôlables 2012 sont globalement favorables aux associés et s'élèvent à :

- Electricité : 803.993,58 € (5)
- Gaz : 842.858,84 € (6)

Des passifs réglementaires ont donc été comptabilisés en 2012 ; ceux-ci s'élèvent à :

- Electricité : (3) – (1) – (5) soit 211.982,33 €
- Gaz : (4) – (2) – (6) soit 210.246,42 €

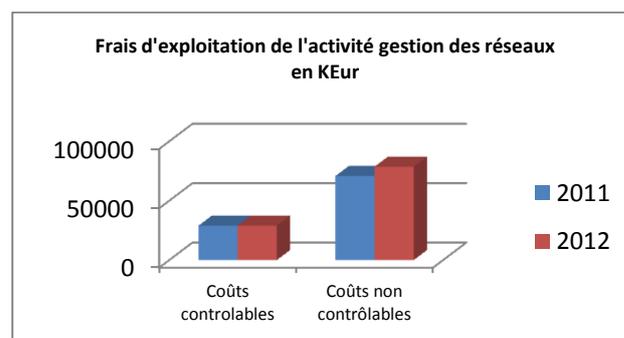
Le cumul des actifs et passifs réglementaires (déficits et excédents) des exercices 2008 à 2012 est le suivant :

	Electricité	Gaz
Passif réglementaire (-) / Actif réglementaire (+)		
- Exercice 2008	1.377.922,00	102.378,00
- Exercice 2009	8.464.449,45	1.262.846,32
- Exercice 2010	- 1.991.025,40	- 1.961.372,60
- Exercice 2011	- 1.211.397,97	764.223,55
- Exercice 2012	-211.982,33	-210.246,42
Cumul 2008 à 2012	6.427.965,75	-42.171,15

Electricité

Le résultat de l'activité « Gestion réseaux » 11.763 k€ en 2012 (contre 13.890 k€ en 2011) est constitué :

- des produits (119.478 k€ contre 113.706 k€ en 2011) suivants :
 - les redevances de transit facturées : elles s'élèvent à 119.690 k€ en 2012 contre 114.966 k€ en 2011 et comprennent la RTNR (*redevance transit non relevée*).
 - les actifs / passifs réglementaires :
 - en 2012 : - 212 k€.
 - en 2011 : - 1.260 k€, dont -49 k€ pour 2009.
- de frais d'exploitation (107.715 k€) en augmentation de 7.900 k€ par rapport à l'exercice 2011. Ils sont constitués de coûts contrôlables qui s'élèvent à 29.039 k€ en augmentation de 20 k€ soit 0,07% et de coûts non contrôlables d'un montant de 78.676 k€ en hausse de 7.880 k€.



Les coûts contrôlables comprennent les coûts de distribution et de gestion du réseau, les frais d'entretien de l'infrastructure ainsi que les coûts de l'activité de mesure et de comptage.

En ce qui concerne les coûts non contrôlables, citons les évolutions suivantes :

- l'utilisation du réseau de transport (redevance Elia) en hausse de 3.304 k€ (impact de la cotisation fédérale facturée par Elia et de la surcharge certificats verts ainsi qu'une hausse des tarifs Elia);

Rapport de gestion

- le coût des OSP (Obligation de Service Public) en hausse de 1.382 k€ ;
- la redevance de voirie en augmentation de 95 k€ ;
- le coût de la compensation des pertes en hausse en 2012 de 1.056 k€ en raison de l'augmentation du coût d'achat de celles-ci ;
- les amortissements et résultats sur désaffectations d'installations en hausse de 328 k€ ;
- le montant des provisions a été ajusté. En 2012, une provision de 174,5 k€ a été constituée dans le cadre d'un litige avec les douanes et accises concernant les clients protégés régionaux.
- la charge financière en hausse de 907 k€ (essentiellement due à l'augmentation de la charge des intérêts créditeurs sur le compte courant avec Ores (711 k€) et l'impact des emprunts contractés avant 2012 (190 k€)) ;
- la réconciliation en 2012 des exercices 2009 définitif et 2010 provisoire, avec un résultat favorable de 486 k€ par rapport à 1.255 k€ en 2011, année au cours de laquelle avaient été réconciliés les exercices 2007 à 2009 (réconciliation provisoire pour ce dernier exercice);

Le résultat de l'activité de fourniture en 2012 s'élève à 151 k€ contre 264 k€ en 2011.

Les mouvements sur réserves se décomposent comme suit :

- prélèvement sur les réserves disponibles de 964 k€ (solde du déficit 2007)
- affectation aux réserves disponibles d'un montant équivalent au gain réalisé sur les coûts contrôlables soit 804 k€ ainsi que d'un montant supplémentaire égal à 10% de la REMCI hors rémunération aux parts R soit 895 k€.

Le résultat 2012, après mouvements sur réserves disponibles de -735 k€, s'élève à 11.178 k€ contre 13.560 k€ en 2011, soit une diminution de 2.382 k€.

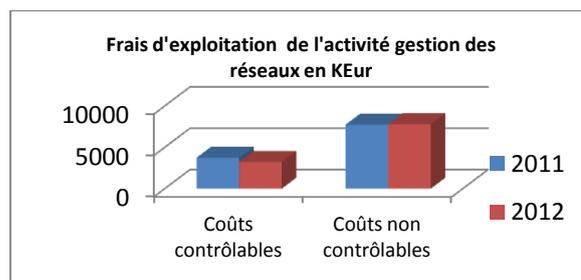
Les dividendes 2012 aux associés s'élèvent à :

- Secteur Public : 8.750 k€
- Electrabel : 2.428 k€

Gaz

Le résultat de l'activité « Gestion réseaux » (3.135 k€ contre 2.649 k€ en 2011) est constitué :

- des produits (14.185 k€ contre 14.157 k€ en 2011) suivants :
- les redevances de transit facturées : elles s'élèvent à 14.395 k€ en 2012 contre 13.356 k€ en 2011 et comprennent la RTNR (*redevance transit non relevée*).
- les actifs / passifs régulateurs :
 - en 2012 : - 210 k€.
 - en 2011 : + 801 k€, dont 37 k€ pour 2009
- de frais d'exploitation (11.050 k€) en baisse de 457 k€ par rapport à l'exercice 2011 (11.507 k€). Ils sont constitués de coûts contrôlables qui s'élèvent à 3.242 k€ en diminution de 514 k€ soit -13,69% et de coûts non contrôlables d'un montant de 7.809 k€ en augmentation de 58 k€.



Les coûts contrôlables comprennent les coûts de distribution et de gestion du réseau, les frais d'entretien de l'infrastructure ainsi que les coûts de l'activité de mesure et de comptage.

En ce qui concerne les coûts non contrôlables, citons les évolutions suivantes :

- la réconciliation en 2012 des exercices 2009 définitif et 2010 provisoire, avec un résultat favorable de 442 k€ par rapport à 444 k€ en 2011, année au cours de laquelle avaient été réconciliés les exercices 2007 à 2009 (réconciliation provisoire pour ce dernier exercice);
- le coût des OSP (Obligation de Service Public) en baisse de 239 k€ ;
- la redevance de voirie gaz en diminution de 116 k€;

Rapport de gestion

- les amortissements et résultats sur désaffectations d'installations en hausse de 298 k€;
- le montant des provisions a été ajusté. En 2012, une provision de 34 k€ a été constituée dans le cadre d'un litige avec les douanes et accises concernant les clients protégés régionaux
- la charge financière en hausse de 88 k€ (essentiellement due à l'augmentation de la charge des intérêts créditeurs sur le compte courant avec Ores (107 k€) et l'impact des emprunts contractés avant 2012 (-19 k€)) ;

Le résultat de l'activité de fourniture s'élève à 29 k€ contre 43 k€ en 2011.

Les mouvements sur réserves se décomposent comme suit :

- prélèvement sur les réserves disponibles de 177 k€ (solde du déficit 2007)
- affectation aux réserves disponibles d'un montant équivalent au gain réalisé sur les coûts contrôlables soit 843 k€ ainsi que d'un montant supplémentaire égal à 10% de la REMCI hors rémunération aux parts R soit 202 k€.

Le résultat 2012, après mouvements sur réserves disponibles de -868 k€, s'élève à 2.297 k€ contre 2.630 k€ en 2011, soit une diminution de 333 k€.

Les dividendes 2012 aux associés s'élèvent à :

- Secteur Public : 1.725 k€
- Electrabel : 572 k€ (IPM déduit)

3. EVOLUTIONS BILANTAIRES

ACTIF

En 2012, des dépenses relatives à des projets informatiques ont été activées sous les immobilisations incorporelles pour un montant de 179 k€. Elles seront amorties au taux de 20% et pour la première fois en 2012.

Hausse des immobilisations corporelles de 14.274 k€ suite aux nouveaux investissements (33.370 k€), hausse compensée par les amortissements de l'exercice ainsi que la désaffectation forfaitaire de la plus-value RAB (18.520 k€) et par les désaffectations et cessions d'immobilisés (576 k€).

En ce qui concerne la différence entre la RAB (Regulatory asset base) initiale et la valeur

comptable des immobilisations corporelles, Ideg l'a, en raison de la nature spécifique de cette différence, comptabilisée dans une rubrique séparée des immobilisations corporelles et la désaffecte forfaitairement à raison de 2% l'an, conformément à l'Arrêté Royal du 02 septembre 2008. Nous renvoyons le lecteur aux commentaires figurant dans les règles d'évaluation à la fin des comptes annuels.

Les immobilisations financières : Ideg détient 327 parts d'Ores et 1 part Laborelec.

Les stocks et commandes en cours d'exécution sont composés des travaux en cours pour compte des particuliers et des communes.

Les créances commerciales s'élèvent à 25.845 k€ en augmentation de 5.327 k€ par rapport à la situation au 31 décembre 2011. Ces créances commerciales se composent notamment des créances vis-à-vis des fournisseurs d'énergie dans le cadre de la facturation des redevances de transit, ainsi que des créances envers la clientèle protégée et sous fournisseur X.

La rubrique autres créances comprend les dégâts aux réseaux (782 k€) et les autres créances (74 k€).

Les comptes de régularisation s'élèvent à 29.480 k€ et sont en diminution de 5.238 k€ par rapport à 2011. Ils comprennent entre autres le solde des capitaux pensions restant à prendre en charge pour un montant de 20.269 k€, les actifs et passifs réglementaires électricité de 2008 à 2012 pour un montant de 6.428 k€, la redevance de voirie gaz 1.608 k€, ainsi que la RTNR OSP (Redevance de Transit Non Relevée), le stock de certificats verts et l'ENR (Energie Non Relevée).

PASSIF

Les capitaux propres s'élèvent à 237.289 k€ contre 229.846 k€ en 2011 soit une augmentation de 7.443 k€.

Le capital souscrit est de 164.302 k€ (dont 102.417 k€ parts A et 61.885 k€ parts R), en augmentation de 5.840 k€. Cette augmentation s'explique par la recapitalisation survenue fin 2012 pour financer les investissements de l'exercice.

La plus-value de réévaluation diminue de 2.979 k€ suite à l'amortissement annuel de celle-ci.

Les réserves augmentent de 4.582 k€. Cette augmentation s'explique par :

- L'amortissement de la plus-value de réévaluation qui engendre un transfert vers les réserves indisponibles (+ 2.979 k€).

Rapport de gestion

- Le prélèvement sur réserves disponibles pour un montant de 1.141 k€.
- Les mises en réserves disponibles de 2.744 k€.

Les provisions pour risques et charges passent de 122 k€ à 296 k€ en 2012. Cette augmentation s'explique principalement par la constitution d'une provision dans le cadre du litige avec les douanes et accises relatif à la cotisation sur énergie sur les clients protégés régionaux de 140 k€ pour l'électricité et 34 k€ pour le gaz. D'autre part, une dotation pour les dossiers de déplacements d'installations et litiges divers a été enregistrée pour 19 k€ et un ajustement de la provision environnement a été réalisé pour - 19 k€.

Les dettes à plus d'un an augmentent de 22.188 k€.

Elles représentent les emprunts contractés auprès des établissements de crédit. A noter qu'en 2012, la société ORES SCRL filiale des GRD mixtes a levé sur le marché des capitaux 539 millions d'euros sous la forme de :

- o Placements privés : 189 millions d'euros
- o Emprunt obligataire : 350 millions d'euros

La quote-part mise à disposition d'IDEG en 2012 par ORES SCRL s'élève à :£

- o Placements privés : 26,4 millions d'euros.
- o Emprunt obligataire : 11,8 millions d'euros.

Les dettes à plus d'un an échéant dans l'année sont constituées par le capital des emprunts (16.020 k€) à rembourser en 2013.

Les dettes commerciales (6.754 k€) reprennent les dettes en cours vis-à-vis des fournisseurs ainsi que les factures à recevoir.

Les acomptes reçus sur commande (3.082 k€) comprennent les facturations intermédiaires adressées à la clientèle protégée et sous fournisseur X (OSP), et les acomptes versés par les clients pour travaux à effectuer.

Les dettes fiscales, salariales et sociales (230 k€) reprennent entre autres le précompte mobilier (225 k€) sur les intérêts du compte courant ORES, la TVA (2 k€) et l'impôt estimé (2 k€).

La rubrique autres dettes (12.550 k€) comprend le solde des dividendes bruts de l'exercice 2012 à payer aux associés après l'assemblée générale ordinaire (4.581 k€), le fonds gaz (84 k€) ainsi que le solde du compte courant de la société exploitante ORES (7.571 k€).

Les comptes de régularisation s'élèvent à 4.689 k€. Ils sont constitués entre autres des redevances de transit non relevées pour 1.774 k€, des actifs et

passifs réglementaires gaz de 2008 à 2012 pour un montant de 42 k€ ainsi que des écarts Elia, voirie et pensions de l'année 2008 neutralisés via les comptes de régularisation à la demande du régulateur (CREG) pour 2.769 k€.

4. REMARQUES COMPLEMENTAIRES :

1. Données sur les événements importants survenus après la clôture de l'exercice.

« néant »

2. Indications sur les circonstances susceptibles d'avoir une influence notable sur le développement de la société.

« néant »

3. Indications relatives aux activités en matière de recherche et de développement.

« néant »

4. Indications relatives à l'existence de succursales de la société.

« néant »

5. Le bilan ne fait apparaître aucune perte reportée ou le compte de résultats ne fait pas apparaître pendant deux exercices successifs une perte de l'exercice.

6. Toutes les informations qui doivent y être insérées en vertu du présent code.

« néant »

7. L'utilisation des instruments financiers par la société.

IDEG dispose d'un compte courant auprès de la société exploitante en cas de besoin de fonds, tel qu'elle ne s'expose pas au risque de prix, au risque de crédit, au risque de liquidité et au risque de trésorerie.

D'autre part, IDEG conclut ses emprunts auprès de grands organismes financiers belges dans le respect des procédures de marché public de services.

8. Risques et incertitudes.

Description des mesures prises face aux risques et incertitudes auxquels ORES est confrontée

Depuis 2009, ORES est l'opérateur chargé de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de distribution mixtes wallons (ci-après les GRD), à savoir Ideg, IEH, IGH, Interest, Interlux, Interrosane, Sedilec et Simogel. ORES et

Rapport de gestion

l'ensemble de ces GRD mixtes constituent un groupe économique cohérent, pour lequel une analyse consolidée des risques et incertitudes est réalisée annuellement.

1. Risques réglementaires et réglementaires

La transposition des directives européennes relatives au marché de l'énergie dans les lois et décrets belges détermine le cadre légal applicable à la distribution d'énergie en Wallonie. Les directives adoptées le 13 juillet 2009 au niveau européen ('Troisième Paquet Énergie') ont été transposées en droit belge le 8 janvier 2012 et la loi les concernant a été publiée au Moniteur belge le 11 janvier 2012. Cette transposition a un impact réglementaire sur l'organisation et le fonctionnement du marché de l'énergie : les arrêtés royaux tarifaires du 2 septembre 2008 sont abrogés et le régulateur fédéral est désormais seul compétent pour arrêter la méthodologie tarifaire applicable à la distribution d'énergie. Toutefois, la décision de régionaliser la compétence tarifaire relative aux réseaux de distribution, telle qu'elle résulte de l'accord institutionnel pour la sixième réforme de l'Etat, impliquera la fixation de la méthodologie tarifaire par le régulateur régional dès le transfert de la compétence. Ce transfert de compétence permettra de diminuer en partie les risques et incertitudes découlant du fait que les activités des GRD sont soumises à une réglementation à différents niveaux (européen, fédéral et régional). Dans l'attente de ce transfert, le régulateur fédéral a décidé de prolonger les tarifs approuvés pour l'exercice 2012 en 2013 et 2014. En ce qui concerne l'affectation des soldes réglementaires 2009 ainsi que la hauteur et l'affectation des soldes réglementaires 2010 et 2011, aucune décision n'a encore été prise à ce jour. Des litiges en cours pourraient affecter les tarifs appliqués pour la période réglementaire actuelle, qu'ils portent sur les tarifs des GRD ou sur ceux du GRT en électricité (qui sont incorporés dans le tarif de distribution). Bien que le groupe économique tente de mener une politique d'anticipation, le cadre réglementaire dans lequel évoluent les GRD, en ce compris la supervision par le régulateur, la fixation de la méthodologie tarifaire et des tarifs ou encore le mécanisme de régulation incitatif, reste incertain et sera indubitablement soumis à évolution au cours des prochaines années.

Le Gouvernement wallon a adopté en 2009 sa Déclaration de politique régionale 2009-2014 intitulée « Une énergie partagée pour une société durable, humaine et solidaire ». Un chapitre est consacré à l'Énergie, avec pour objectif de « consommer moins et de développer les énergies renouvelables dans un marché transparent et accessible à tous ». La mise en œuvre de certains aspects de cette déclaration et la transposition des directives du Troisième Paquet Énergie en droit

wallon amèneront des modifications de la législation régionale applicables au marché de l'énergie.

Le Conseil d'Etat a exonéré les GRD de la plupart des contraintes reprises dans l'arrêté royal du 2 juin 2008 concernant les prescriptions minimales de sécurité de certaines anciennes installations électriques sur les lieux de travail. Toutefois, un nouvel arrêté royal, adopté le 4 décembre 2012, leur impose des contraintes renforcées par rapport à celles précédemment prévues, avec les mêmes conséquences financières importantes endéans les prochaines années. Un recours en annulation et suspension au Conseil d'État a été introduit contre cet arrêté royal par Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel et quelques GRD.

Les risques et incertitudes réglementaires et réglementaires ainsi présentés peuvent avoir des conséquences négatives sur les activités, la situation financière et les résultats d'Ores et des GRD.

2. Risques opérationnels

Risques d'exploitation

L'entrée en vigueur du décret relatif à l'information, la coordination et l'organisation des chantiers sous, sur ou au-dessus des voiries ou cours d'eau, voté par le Parlement wallon le 30 avril 2009, était prévue pour le 1er janvier 2011. Un nouveau texte et ses arrêtés sont attendus d'ici fin 2013. Compte tenu des conséquences potentielles de ce décret sur la planification et la coordination des travaux réalisés par ORES (et les autres impétrants), ainsi que sur la cartographie, il était essentiel de mener une action coordonnée. Cette action a conduit à l'élaboration de la « Charte wallonne des impétrants pour la sécurité et la coordination des chantiers en domaine public » qui a été signée début mars 2011.

L'arrêté du Gouvernement wallon relatif aux obligations de service public du 30 mars 2006 prévoit que, en concertation avec la CWaPE et les fournisseurs, les gestionnaires de réseaux de distribution sont responsables de la conception, de la mise en œuvre et de l'exploitation d'un système commun de rechargement de compteurs à budget (CàB) valable sur l'ensemble du territoire. Ce système doit permettre, au minimum pendant les heures ouvrables, le rechargement du CàB dans chaque commune à compter du 1er janvier 2007. Il a été mis en place et est géré par ORES sur le territoire des GRD mixtes wallons : outre dans les bureaux d'accueil ORES et certains CPAS, les clients peuvent aussi recharger la carte de leur CàB dans les cabines téléphoniques publiques. Belgacom ayant averti ORES que le système actuel ne pourrait

Rapport de gestion

plus être supporté après 2013, ORES – en collaboration avec tous les opérateurs wallons et flamands – a initié en 2010 un projet pour pourvoir à son remplacement.

Risques technologiques

L'augmentation du nombre d'installations de productions décentralisées d'électricité, ainsi que les objectifs ambitieux imposés par le Conseil Européen de mars 2007, sont source de réflexions et d'incertitudes sur les spécificités auxquelles devront répondre les réseaux de distribution de demain. Pour familiariser les exploitants à ces conditions d'exploitation nouvelles, ORES a entrepris le développement d'un outil informatique de simulation lui permettant de reproduire la conduite du réseau moyenne tension dans différentes configurations de production et de consommation. Par ailleurs, le caractère aléatoire de la production d'électricité au départ de certaines sources d'énergie renouvelables (photovoltaïque, éolien), augmente l'incertitude quant à l'utilisation des réseaux et peut impliquer un renforcement des réseaux.

S'il est une certitude dans les défis technologiques auxquels les GRD sont confrontés, c'est bien celle de l'intelligence à intégrer dans les réseaux, compte tenu de l'explosion du nombre d'informations à véhiculer, avec en perspective la redéfinition technique des réseaux. Smart meters, smart grids, participation active du client tantôt consommateur, tantôt producteur, sont des sujets d'actualité qu'ORES et les GRD analysent aujourd'hui. Le concept de flexibilité de l'accès au réseau est souvent évoqué par les différents acteurs du marché de l'énergie sans qu'aucune disposition légale ne désigne la partie qui doit supporter la charge d'une éventuelle indemnisation pour suspension d'accès. ORES participe activement aux travaux d'Atrias sur l'évolution de modèle de marché mais aussi au niveau technique via des projets-pilotes tel GREDOR.

L'incertitude actuelle quant aux standards imposés par les autorités pour le déploiement généralisé des compteurs intelligents justifie d'autant plus les expériences-pilotes qu'ORES réalise depuis la fin 2010 à Marche-en-Famenne et à Nivelles. Ces projets portent sur l'installation de 1.250 compteurs électriques et 250 compteurs gaz dits intelligents. Ils permettront de confirmer les hypothèses arrêtées dans un business plan, de mesurer la qualité de différents réseaux de communication (courants porteurs, GPRS,...) et d'identifier les adaptations à réaliser au niveau des raccordements individuels.

Pour faire face au risque nouveau du « hacking » du réseau de communication, des études de protection des données se poursuivent.

Risque de Black-Out

De plus en plus de médias se font l'écho de possibilité de Black Out électrique au niveau européen dans les années futures. ORES est consciente de cet accroissement de risque et a mis en place un projet piloté par un responsable opérationnel d'une région d'exploitation. Il vise à mettre en place ce qui est nécessaire dans tous les domaines potentiellement impactés par un Black Out (réseau radio de l'entreprise, réserve de carburant, contacts avec les agents, communication avec le centre de crise régional et les autorités,...). La première phase, dont l'objectif est de déterminer ce qui est prioritaire, a pu être mis en place dans le court terme. Deux autres phases sont prévues et la finalisation totale du projet est programmée pour fin 2014.

Risque de pénurie

À côté du risque de Black-Out qui concerne un événement soudain, le risque de pénurie est lié à des événements prévisibles découlant d'un déséquilibre entre l'offre et la demande. Une pénurie se caractérise par des réseaux sains et donc un temps de rétablissement plus court que dans le cas d'un Black-Out.

Pour l'hiver 2012-2013, le risque de pénurie est à un niveau jamais atteint. Cela s'explique par la conjonction de plusieurs événements probables. La fermeture temporaire des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 a réduit fortement la capacité de production en Belgique. Notre royaume est donc structurellement dépendant des importations de nos voisins, Pays-Bas et France en tête.

Une forte vague de froid, du même type que celle connue en 2011-2012, aurait deux conséquences fâcheuses. La première est d'augmenter significativement nos besoins en électricité, la seconde d'augmenter les besoins propres de nos voisins et d'ainsi diminuer leur capacité d'exportation.

Si ces deux faits se combinent avec peu de vent, et donc une production éolienne réduite voire absente, il ne serait plus possible de répondre à la demande. Heureusement, ces conditions peuvent être évaluées environ une semaine à l'avance, ce qui nous permet de nous y préparer.

Le législateur a prévu dans le règlement technique du réseau de transport (complété par un arrêté ministériel de 2005) des dispositions en vue d'éviter qu'une éventuelle pénurie conduise à un incident majeur du type black out. Ces dispositions sont

Rapport de gestion

progressives et font d'abord appel aux réserves et à des contrats interruptibles qu'ELIA a conclu avec certains de ces clients importants. Si ces mesures ne suffisent pas, le ministre fédéral en charge de l'énergie peut décider de mesures de sensibilisation afin de diminuer la consommation des citoyens et des industries voir même d'interdire l'usage de l'électricité à certaines fins. Si ces mesures sont encore insuffisantes, le ministre peut décider d'interrompre l'alimentation électrique de certaines zones. C'est ce que l'on nomme le délestage. Depuis la fin de l'été 2012, ORES a étroitement collaboré avec ELIA et Synergrid aux travaux visant à mettre à jour les plans de délestage possible, ceci afin d'informer le plus correctement possible les Autorités.

Modèle de marché

Le modèle de marché belge est en évolution. Le GRT, le GRD, le responsable d'équilibre, le producteur et le fournisseur avaient des rôles traditionnellement bien délimités. Différents développements ces dernières années mènent à une réflexion sur l'évolution de ce modèle de marché classique. D'abord, la production décentralisée modifie le rôle du consommateur qui est devenu prosumer, introduit un rôle d'agrégateur dans le marché qui agrège les différentes petites productions et modifie les relations entre le GRD et le GRT qui est responsable de la gestion de l'équilibre au niveau belge sans connaître toutes les productions décentralisées au niveau du GRD. La nécessité de pouvoir gérer la flexibilité de la production décentralisée et de la consommation doit également être intégrée dans le modèle de marché. Par ailleurs l'introduction de réseaux privés, réseaux fermés et lignes directes demande un repositionnement du rôle du GRD.

Risques environnementaux

La mise en œuvre du décret du 5 décembre 2008 relatif à la gestion des sols pourrait justifier certaines dépenses liées à l'assainissement de certains sites pollués. Dans ce contexte, ORES prend les mesures appropriées en matière de prévention des pollutions de sol et d'information quant à l'existence d'une pollution.

Risques de litiges juridiques

Le risque de litiges juridiques est inhérent aux activités d'ORES et des GRD. Le cas échéant, des provisions adéquates ont été ou seront réalisées pour couvrir ce risque.

Risques IT

L'altération ou la perte des bases de données, une défaillance du processus de rechargement des compteurs à budget ou des systèmes informatiques pourrait entraver le service à la clientèle et gêner la bonne marche de la société avec des conséquences négatives sur la situation financière et les résultats des GRD et d'ORES.

Risques informatiques

Étant donné les développements informatiques croissants sur Internet, ORES s'expose de plus en plus aux risques liés à l'Internet: propagation de virus, piratage informatique. Ces risques pourraient avoir une conséquence négative sur les activités voire la situation financière de la société.

Risques de projets informatiques

La mise en place progressive de nouvelles applications (conformément au plan stratégique informatique 2012-2017) et le remplacement d'applications informatiques vieillissantes expose ORES à de nouveaux risques informatiques liés à l'indisponibilité temporaire de certains systèmes en cours de migration. Elle présente également de nécessaires adaptations organisationnelles et nécessite le changement de certains processus pouvant mener à d'éventuelles charges supplémentaires sur l'organisation se traduisant par des retards dans le traitement de certains processus.

Risques RH

Attirer des profils qualifiés répondant aux besoins d'ORES et garder les talents dans l'entreprise sont indiscutablement deux challenges des prochaines années. La difficulté de recruter des profils techniques a amené ORES à implémenter un plan d'action (partenariats, alternance, étudiants stagiaires,...) visant à renforcer sa visibilité et sa notoriété sur le marché de l'emploi. Par ailleurs, le maintien et le développement continu des compétences constituent pour ORES des éléments essentiels de sa politique RH offrant ainsi à ses travailleurs un cadre de développement et des perspectives d'évolution tout au long de leur carrière. Ces opportunités, alliées à une culture et des valeurs fortes, devraient éviter la fuite des compétences vers d'autres entreprises.

Risques en matière de Sécurité et Bien-être

L'importance du nombre d'engagements des dernières années requiert l'adoption et le suivi rigoureux d'un plan de formation des nouveaux engagés, y compris au travers d'un système de parrainage permettant aux jeunes de découvrir la

Rapport de gestion

réalité du terrain en compagnie de collègues plus anciens. Pour qu'ils se familiarisent avec les différents matériels utilisés, des configurations-types ont été installées dans les centres d'exploitation et les centres de formation ; les nouveaux engagés peuvent y visualiser et manœuvrer les équipements hors tension. C'est dans ce cadre qu'une Brigade de formation a été mise en place à Aye afin de faire former, par des moniteurs de référence et pendant plusieurs mois, un groupe de quelques agents aux gestes techniques et aux réflexes de sécurité, principalement par des mises en situation réelle.

Quelle que soit l'activité dans l'entreprise, ORES considère qu'il est crucial que son personnel ait en permanence à l'esprit les impératifs de prévention et le respect des prescriptions en matière de santé et de sécurité afin de limiter les risques d'accident et d'incident sur le lieu de travail. Dans ce cadre, l'entreprise met en œuvre un plan d'action revu annuellement.

Risques liés aux mécanismes de contrôle interne

Les processus internes ont une influence sur les résultats de l'entreprise et doivent être contrôlés. En complément aux activités de contrôle interne déjà implémentées, ORES a poursuivi en 2012 le renforcement de quatre axes : définition des responsabilités opérationnelles, définition transversale des tâches, définitions des métiers et responsabilités, mitigation des risques identifiés.

Les risques et incertitudes opérationnels ainsi présentés peuvent avoir des conséquences négatives sur les activités, la situation financière et les résultats d'Ores et des GRD.

3. Risques financiers

La politique de diversification des moyens de financement nécessaires à la réalisation des investissements d'ORES et des GRD s'est poursuivie en 2012. Ainsi, pour couvrir leurs besoins financiers, un appel direct aux marchés financiers a ainsi été réalisé, avec succès, par l'émission d'un premier emprunt obligataire.

Risques de crédit

Un programme de billets de trésorerie a été instauré début 2011 par ORES avec garantie des GRD pour un montant de 250 M€ et une durée de 10 ans. Outre des billets de trésorerie d'une durée de moins d'un an, ce programme permet d'émettre, depuis 2012, du papier commercial d'une durée de cinq à huit ans.

En 2012, ORES a émis un emprunt obligataire dans le cadre de l'instauration du fonds de garantie apporté par les GRD en faveur d'ORES. Les

montants obtenus via l'emprunt obligataire et l'émission de placements privés ont permis de couvrir les besoins de financement d'ORES et des GRD pour les années 2012 ET 2013. Deux lignes de crédit court terme, non utilisées à ce jour, ont été souscrites par ORES pour un montant global de 100 M€ et sont disponibles jusque fin 2014.

Risques de taux d'intérêt

Une modification des taux d'intérêt a un impact sur la hauteur des charges financières. Pour réduire ce risque au minimum, ORES et les GRD appliquent une politique de financement qui cherche à atteindre un équilibre optimal entre taux d'intérêt fixes et variables. En outre, des instruments financiers de couverture sont utilisés pour couvrir les évolutions incertaines. La politique de financement tient compte de la différence de durée de vie des emprunts et de durée de vie des actifs. Ces trois points (taux d'intérêt, durée des emprunts et utilisation des produits dérivés de couverture) ont fait l'objet de décisions dans les organes compétents des GRD et d'ORES qui ont permis de fixer une politique financière nécessaire à la gestion active de la dette.

Instruments dérivés

En vue de maîtriser le risque de taux, ORES et les GRD utilisent des instruments financiers dérivés tels que des swaps de taux d'intérêt (taux court terme vers taux long terme), ainsi que des CAP de taux d'intérêt. Par l'intermédiaire d'ORES, la gestion de la dette et les données du marché sont suivies attentivement. Aucun instrument dérivé n'est utilisé à des fins de spéculation.

Risque fiscal

Les GRD, en tant qu'intercommunales, sont soumis sur la base de l'article 180 du Code d'Impôts sur les revenus (CIR), à l'impôt des personnes morales et non, comme c'est le cas pour ORES, à l'impôt des sociétés. Le régime de l'impôt des personnes morales, tel que décrit aux articles 220 et suivants du CIR, est un régime plus favorable que celui de l'impôt des sociétés. Bien que les GRD bénéficient de ce fait d'un régime d'exception, l'évolution de la réglementation fiscale ou de la jurisprudence en matière d'application des règles fiscales peut avoir des conséquences négatives sur leurs activités, leur situation financière et leurs résultats, étant toutefois entendu que toute charge fiscale est actuellement intégrée dans les tarifs.

Risques de patrimoine et de liquidité

Pour la facturation des redevances d'utilisation des réseaux des GRD, il existe une faculté de demander une garantie bancaire aux contreparties qui ne

Rapport de gestion

présentent pas les critères suffisants de solvabilité. Pour les travaux réalisés, ORES et les GRD ont poursuivi et renforcé les actions spécifiques de recouvrement des créances échues par l'attribution, en juin 2011, de marchés publics à des sociétés de recouvrement.

ORES dispose d'une capacité de financement court terme, par l'intermédiaire du programme de billets de trésorerie et des lignes de crédit évoquées précédemment, on peut considérer que le risque de liquidité d'ORES et des GRD est quasi nul.

La gestion de la trésorerie de tous les GRD mixtes wallons est opérée par ORES. Cette mutualisation permet de limiter les risques de marché, de structure de patrimoine et de liquidité. De plus, les organes de gestion d'ORES ont décidé de restreindre les placements à des produits sans risque, de type produits de trésorerie, comptes à terme, etc.

Les GRD opèrent dans un secteur régulé ; tous les coûts liés à la politique de financement sont couverts par l'enveloppe réglementaire.

Les risques et incertitudes financiers ainsi présentés peuvent avoir des conséquences négatives sur les activités, la situation financière et les résultats d'ORES et des GRD.

Résultats de l'exercice

Electricité

	Réalité 2012 par rapport à la Réalité 2011			
	2012	2011	Ecart (1) - (2)	%
	(1)	(2)		
RESULTAT ACTIVITE "Fourniture d'électricité"	151.263,36	264.490,62	-113.227,26	-42,81
Produits de l'activité de gestion réseaux	119.477.688,62	113.705.716,92	5.771.971,70	5,08
- Redevances d'utilisation du réseau	119.689.670,95	114.966.319,84	4.723.351,11	4,11
- Excédents / Déficits de l'exercice	-211.982,33	-1.260.602,92	1.048.620,59	-83,18
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-107.714.943,42	-99.815.327,39	-7.899.616,03	7,91
Coûts contrôlables reprennent :	-29.038.629,99	-29.019.018,76	-19.611,23	0,07
- les coûts de distribution et de gestion du réseau, les frais d'entretien de l'infrastructure ainsi que les coûts de l'activité de mesure et de comptage.				
Coûts non contrôlables :	-78.676.313,43	-70.796.308,63	-7.880.004,80	11,13
- Utilisation du réseau de transport ELIA et de tiers	-31.068.836,69	-27.764.630,36	-3.304.206,33	11,90
- Obligation de Services Publics	-8.090.475,01	-6.708.770,02	-1.381.704,99	20,60
- Redevance de voirie	-4.455.966,27	-4.361.399,97	-94.566,30	2,17
- Compensation des pertes - achat des pertes	-7.897.982,45	-6.842.205,26	-1.055.777,19	15,43
- Solde de réconciliation	485.494,98	1.254.571,48	-769.076,50	-61,30
- Impôts prélèvements, surcharges, contributions et rétributions	-15.926,70	-9.916,24	-6.010,46	60,61
- Charges de pensions non capitalisées	-4.975.172,75	-5.010.805,46	35.632,71	-0,71
- Amortissements et désaffectations	-12.279.828,96	-11.952.298,95	-327.530,01	2,74
- Provisions pour risques et charges	-140.935,02	-70.991,09	-69.943,93	98,52
- Amortissement (désaffectation forfaitaire) de la plus-value RAB	-2.868.792,65	-2.868.792,65	0,00	
- Résultats financiers (hors pension et OSP)	-7.367.891,91	-6.461.070,11	-906.821,80	14,04
RESULTAT ACTIVITE "Gestion réseaux"	11.762.745,20	13.890.389,53	-2.127.644,33	-15,32
Mouvements sur les réserves	-735.685,82	-595.069,05	-140.616,77	23,63
-				
RESULTATS DE L'EXERCICE	11.178.322,74	13.559.811,10	-2.381.488,36	-17,56

Résultats de l'exercice

Le bénéfice global de l'activité électricité à distribuer s'élève à 11.178.322,74 € pour l'année 2012, en diminution de 17,56 % par rapport à 2011.

Le bénéfice relatif à l'activité « Fourniture d'énergie » s'élève à 151.263,36 €.

Ce montant est réparti comme suit :

- 105.635,55 € pour les pouvoirs publics.
- 45.627,81 € pour la société privée.

Le bénéfice relatif à la « gestion des réseaux » s'élève à 11.027.059,38 €

Ce montant est réparti comme suit :

- 8.644.968,24 € pour les pouvoirs publics, dont 2.006.625,50 € en rémunération des parts R1 et 6.638.342,74 € en rémunération des parts A1
- 2.382.091,14 € pour la société privée.

Globalement pour l'activité électricité, les pouvoirs publics perçoivent un dividende total de 8.750.603,79€.

La société privée reçoit pour ses apports un dividende total de 2.427.718,95 €

Evolution et répartition des dividendes



Résultats de l'exercice

Gaz

IDEG - GAZ	Réalité 2012 par rapport à la Réalité 2011			
	2012	2011	Ecart (1) - (2)	%
	(1)	(2)		
RESULTAT ACTIVITE "Fourniture de gaz"	28.975,58	43.202,37	-14.226,79	-32,93
Produits de l'activité de gestion réseaux	14.185.320,00	14.156.590,81	28.729,19	0,20
- Redevances d'utilisation du réseau	14.395.566,42	13.355.531,04	1.040.035,38	7,79
- Excédents / Déficits de l'exercice	-210.246,42	801.059,77	-1.011.306,19	
Frais d'exploitation de l'activité gestion des réseaux	-11.050.400,00	-11.507.095,35	456.695,35	-3,97
Coûts contrôlables reprennent :	-3.241.470,46	-3.755.753,83	514.283,37	-13,69
- les coûts de distribution et de gestion du réseau, les frais d'entretien de l'infrastructure ainsi que les coûts de l'activité de mesure et de comptage.				
Coûts non contrôlables :	-7.808.929,54	-7.751.341,52	-57.588,02	0,74
- Solde de réconciliation	442.213,72	443.914,45	-1.700,73	-0,38
- Obligation de Services Publics	-1.223.161,55	-1.461.813,68	238.652,13	-16,33
- Redevance de voirie	-1.607.616,00	-1.724.097,37	116.481,37	-6,76
- Impôts prélèvements, surcharges, contributions et rétributions	-96.348,02	-106.883,07	10.535,05	-9,86
- Charges de pensions non capitalisées	-573.966,06	-571.646,69	-2.319,37	0,41
- Amortissements et désaffectations	-3.118.658,48	-2.821.057,28	-297.601,20	10,55
- Provisions pour risques et charges	-33.870,00	0,00	-33.870,00	-
- Amortissement (désaffectation forfaitaire) de la plus-value RAB	-110.454,54	-110.454,54	0,00	
- Résultats financiers (hors pension et OSP)	-1.487.068,61	-1.399.303,34	-87.765,27	6,27
RESULTAT ACTIVITE "Gestion réseaux"	3.134.920,00	2.649.495,46	485.424,54	18,32
Mouvements sur les réserves	-867.352,08	-322.523,17	-544.828,91	
Bénéfice reporté activité Fourniture de Gaz - Affectation	0,00	260.000,00	-260.000,00	-
RESULTATS DE L'EXERCICE	2.296.543,50	2.630.174,66	-333.631,16	-12,68

Résultats de l'exercice

Le bénéfice global de l'activité gaz à distribuer s'élève à 2.296.543,50 € pour l'année 2012, en diminution de 12,68 % par rapport à 2011.

Le bénéfice relatif à l'activité « Fourniture d'énergie » s'élève à 28.975,58 €.

Ce montant est réparti comme suit :

- 16.120,86 € pour les pouvoirs publics.
- 12.854,72 € pour la société privée.

Le bénéfice relatif à la « gestion des réseaux » s'élève à 2.267.567,92 €

Ce montant est réparti comme suit :

- 1.708.908,25 € pour les pouvoirs publics, dont 270.509,28 € en rémunération des parts R1 et 1.438.398,97 € en rémunération des parts A1
- 558.659,67 € pour la société privée.

Globalement pour l'activité gaz les pouvoirs publics perçoivent un dividende total de 1.725.029,11 €
La société privée reçoit pour ses apports un dividende total de 571.514,39 €

Evolution et répartition des dividendes



Résultats de l'exercice

Ajustement du nombre et de la répartition des parts sociales

Conformément aux dispositions statutaires, le Conseil d'Administration a procédé à l'ajustement du nombre de parts sociales des différentes séries et à leur répartition entre les associés.

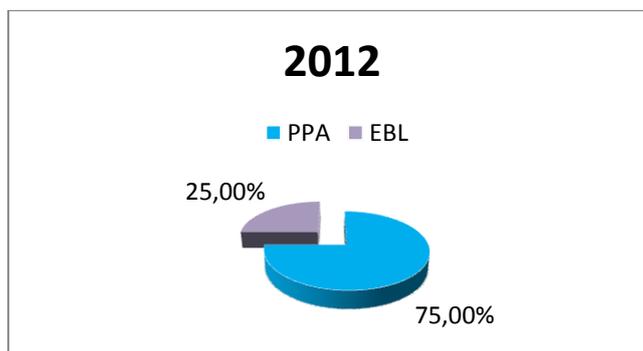
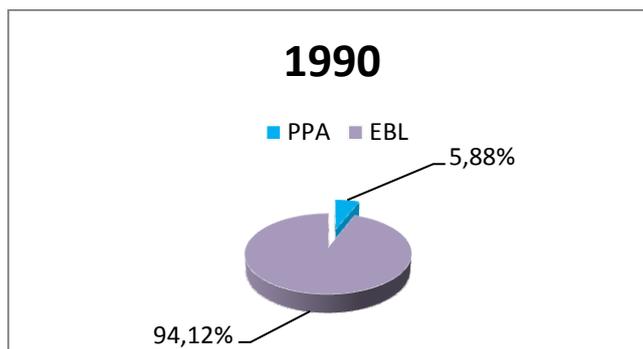
En électricité, les parts R créées en 2011, soit 545.354 parts, ont été entièrement souscrites et libérées par les pouvoirs publics associés.

Pour l'activité de distribution d'électricité, une recapitalisation a été opérée en 2012, les pouvoirs publics associés ont acquis 71.040 parts A et l'associé privé, Electrabel, a acquis 23.680 parts A.

Le nombre de parts A total soit 5.800.205 parts sont réparties comme suit entre les associés au 31.12.2012 : 178.089 parts A1 réparties entre les communes associées, 4.172.064 parts A1 à l'intercommunale Idefin et 1.450.052 parts A2 à la S.A. Electrabel.

La quote-part des pouvoirs publics associés dans la propriété des réseaux s'élève donc à 75 % fin 2012. (Nombre de parts A détenues par les pouvoirs publics associés dans le total de ces parts A)

Evolution des parts A Electricité



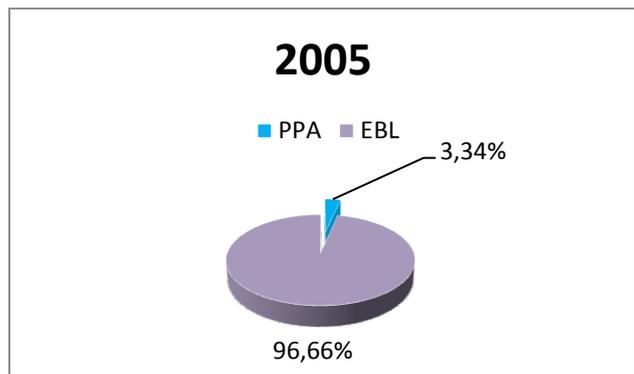
Résultats de l'exercice

En gaz, les parts R créées en 2011, soit 73.500 parts, ont été entièrement souscrites et libérées par Idefin.

Pour l'activité de distribution de gaz naturel, une recapitalisation a été opérée en 2012, les pouvoirs publics associés ont acquis 156.743 parts A et l'associé privé, Electrabel, a acquis 52.248 parts A.

Le nombre de parts A total soit 1.650.609 parts sont réparties comme suit entre les associés au 31.12.2012 : 5.129 parts A1 réparties entre les communes, 1.232.827 parts A1 à l'intercommunale Idefin et 412.653 parts A2 à la S.A. Electrabel.

Evolution des parts A Gaz





Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du
Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

VI. Comptes annuels

EXERCICE 2012

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 2.1
----	-----------------	-------

BILAN APRÈS RÉPARTITION

	Ann.	Codes	Exercice	Exercice précédent
ACTIF				
ACTIFS IMMOBILISÉS		20/28	489.140.399,66	474.686.996,08
Frais d'établissement	5.1	20		
Immobilisations incorporelles	5.2	21	178.982,09	
Immobilisations corporelles	5.3	22/27	487.711.562,08	473.437.140,59
Terrains et constructions		22	12.942.459,49	12.628.669,95
Installations, machines et outillage		23	469.586.606,28	456.233.873,94
Mobilier et matériel roulant		24	5.181.667,91	4.573.692,99
Location-financement et droits similaires		25		
Autres immobilisations corporelles		26	828,4	903,71
Immobilisations en cours et acomptes versés		27		
Immobilisations financières	5.4/5.5.1	28	1.249.855,49	1.249.855,49
Entreprises liées	5.14	280/1		
Participations		280		
Créances		281		
Autres entreprises avec lesquelles il existe un lien de participation	5.14	282/3	1.249.367,16	1.249.367,16
Participations		282	1.249.367,16	1.249.367,16
Créances		283		
Autres immobilisations financières		284/8	488,33	488,33
Actions et parts		284	288,33	288,33
Créances et cautionnements en numéraire		285/8	200	200
ACTIFS CIRCULANTS		29/58	56.476.087,19	59.991.941,67
Créances à plus d'un an		29		
Créances commerciales		290		
Autres créances		291		
Stocks et commandes en cours d'exécution		3	294.158,21	454.270,47
Stocks		30/36		
Approvisionnements		30/31		
En-cours de fabrication		32		
Produits finis		33		
Marchandises		34		
Immeubles destinés à la vente		35		
Acomptes versés		36		
Commandes en cours d'exécution		37	294.158,21	454.270,47
Créances à un an au plus		40/41	26.701.468,89	24.819.460,65
Créances commerciales		40	25.845.278,85	20.517.972,03
Autres créances		41	856.190,04	4.301.488,62
Placements de trésorerie	5.5.1/5.6	50/53		
Actions propres		50		
Autres placements		51/53		
Valeurs disponibles		54/58		
Comptes de régularisation	5.6	490/1	29.480.460,09	34.718.210,55
TOTAL DE L'ACTIF		20/58	545.616.486,85	534.678.937,75

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 2.2	
Ann.	Codes	Exercice	Exercice précédent
PASSIF			
	CAPITAUX PROPRES	<u>237.288.664,9</u>	<u>229.845.591,97</u>
	Capital	164.302.221	158.462.185,97
	Capital souscrit	164.302.221	158.462.185,97
	Capital non appelé		
	Primes d'émission		
	Plus-values de réévaluation	48.527.770,02	51.507.017,21
	Réserves	24.458.673,88	19.876.388,79
	Réserve légale	137.674,53	137.674,53
	Réserves indisponibles	15.602.725,87	12.623.478,68
	Pour actions propres		
	Autres	15.602.725,87	12.623.478,68
	Réserves immunisées		
	Réserves disponibles	8.718.273,48	7.115.235,58
	Bénéfice (Perte) reporté(e)	(+)(-)	0
	Subsides en capital		
	Avance aux associés sur répartition de l'actif net		
	PROVISIONS ET IMPÔTS DIFFÉRÉS	<u>296.305,47</u>	<u>121.500,45</u>
	Provisions pour risques et charges	296.305,47	121.500,45
	Pensions et obligations similaires		
	Charges fiscales		
	Grosses réparations et gros entretien		
	Autres risques et charges	296.305,47	121.500,45
	Impôts différés		
	DETTES	<u>308.031.516,48</u>	<u>304.711.845,33</u>
	Dettes à plus d'un an	264.706.096,42	242.517.644,16
	Dettes financières	264.706.096,42	242.517.644,16
	Emprunts subordonnés		
	Emprunts obligataires non subordonnés		
	Dettes de location-financement et assimilées		
	Etablissements de crédit	226.498.096,42	242.517.644,16
	Autres emprunts	38.208.000	
	Dettes commerciales		
	Fournisseurs		
	Effets à payer		
	Acomptes reçus sur commandes		
	Autres dettes		
	Dettes à un an au plus	38.636.011,84	56.998.989,58
	Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	16.019.547,74	16.039.642,92
	Dettes financières		14.699.070,26
	Etablissements de crédit		
	Autres emprunts		14.699.070,26
	Dettes commerciales	6.754.264,8	9.098.205,95
	Fournisseurs	6.754.264,8	9.098.205,95
	Effets à payer		
	Acomptes reçus sur commandes	3.082.019,17	5.475.956,42
	Dettes fiscales, salariales et sociales	229.731,16	491.457,83
	Impôts	229.731,16	491.457,83
	Rémunérations et charges sociales		
	Autres dettes	12.550.448,97	11.194.656,2
	Comptes de régularisation	4.689.408,22	5.195.211,59
	TOTAL DU PASSIF	<u>545.616.486,85</u>	<u>534.678.937,75</u>

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 3
----	-----------------	-----

COMPTE DE RÉSULTATS

	Ann.	Codes	Exercice	Exercice précédent
Ventes et prestations		70/74	144.062.694,71	149.357.846,88
Chiffre d'affaires	5.10	70	138.373.702,98	142.594.800,37
En-cours de fabrication, produits finis et commandes en cours d'exécution: augmentation (réduction) (+)/(-)		71	-180.112,28	87.311,28
Production immobilisée		72		
Autres produits d'exploitation	5.10	74	5.849.103,99	6.675.735,23
Coût des ventes et des prestations		60/64	119.048.598,81	123.461.737,95
Approvisionnements et marchandises		60	1.743.999,11	1.535.496,53
Achats		600/6	1.743.999,11	1.535.496,53
Stocks: réduction (augmentation) (+)/(-)		609		
Services et biens divers		61	97.400.701,9	102.034.552,24
Rémunérations, charges sociales et pensions (+)/(-)	5.10	62		
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorporelles et corporelles		630	18.564.355,9	17.819.495,36
Réductions de valeur sur stocks, sur commandes en cours d'exécution et sur créances commerciales: dotations (reprises) (+)/(-)		631/4	70.469,49	1.177.544,94
Provisions pour risques et charges: dotations (utilisations et reprises) (+)/(-)	5.10	635/7	174.805,02	37.776,04
Autres charges d'exploitation	5.10	640/8	1.094.267,39	856.872,84
Charges d'exploitation portées à l'actif au titre de frais de restructuration (-)		649		
Bénéfice (Perte) d'exploitation (+)/(-)		9901	25.014.095,9	25.896.108,93
Produits financiers		75	42.997,47	57.749,11
Produits des immobilisations financières		750		
Produits des actifs circulants		751	38.468,54	55.604,99
Autres produits financiers	5.11	752/9	4.528,93	2.144,12
Charges financières	5.11	65	9.887.055,38	8.987.387,49
Charges des dettes		650	9.867.560	8.980.177,17
Réductions de valeur sur actifs circulants autres que stocks, commandes en cours et créances commerciales: dotations (reprises) (+)/(-)		651		
Autres charges financières		652/9	19.495,38	7.210,32
Bénéfice (Perte) courant(e) avant impôts (+)/(-)		9902	15.170.037,99	16.966.470,55
Produits exceptionnels		76		
Reprises d'amortissements et de réductions de valeur sur immobilisations incorporelles et corporelles		760		
Reprises de réductions de valeur sur immobilisations financières		761		
Reprises de provisions pour risques et charges exceptionnels		762		
Plus-values sur réalisation d'actifs immobilisés		763		
Autres produits exceptionnels	5.11	764/9		
Charges exceptionnelles		66		
Amortissements et réductions de valeur exceptionnels sur frais d'établissement, sur immobilisations incorporelles et corporelles		660		
Réductions de valeur sur immobilisations financières		661		
Provisions pour risques et charges exceptionnels: dotations (utilisations) (+)/(-)		662		
Moins-values sur réalisation d'actifs immobilisés		663		
Autres charges exceptionnelles	5.11	664/8		
Charges exceptionnelles portées à l'actif au titre de frais de restructuration (-)		669		
Bénéfice (Perte) de l'exercice avant impôts (+)/(-)		9903	15.170.037,99	16.966.470,55
Prélèvements sur les impôts différés		780		
Transfert aux impôts différés		680		
Impôts sur le résultat (+)/(-)	5.12	67/77	92.133,85	118.892,57
Impôts		670/3	93.288,72	120.651,07

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308			C 3	
		Ann.	Codes	Exercice	Exercice précédent
	Régularisations d'impôts et reprises de provisions fiscales		77	1.154,87	1.758,5
	Bénéfice (Perte) de l'exercice (+)/(-)		9904	15.077.904,14	16.847.577,98
	Prélèvements sur les réserves immunisées		789		
	Transfert aux réserves immunisées		689		
	Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter (+)/(-)		9905	15.077.904,14	16.847.577,98

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 4
----	-----------------	-----

AFFECTATIONS ET PRÉLÈVEMENTS

	Codes	Exercice	Exercice précédent
Bénéfice (Perte) à affecter	(+)/(-) 9906	15.077.904,14	17.107.577,98
Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter	(+)/(-) 9905	15.077.904,14	16.847.577,98
Bénéfice (Perte) reporté(e) de l'exercice précédent	(+)/(-) 14P	0	260.000
Prélèvements sur les capitaux propres	791/2	1.141.213,61	1.141.213,63
sur le capital et les primes d'émission	791		
sur les réserves	792	1.141.213,61	1.141.213,63
Affectations aux capitaux propres	691/2	2.744.251,51	2.058.805,85
au capital et aux primes d'émission	691		
à la réserve légale	6920		
aux autres réserves	6921	2.744.251,51	2.058.805,85
Bénéfice (Perte) à reporter	(+)/(-) 14		0
Intervention d'associés dans la perte	794		
Bénéfice à distribuer	694/6	13.474.866,24	16.189.985,76
Rémunération du capital	694	13.474.866,24	16.189.985,76
Administrateurs ou gérants	695		
Autres allocataires	696		

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.2.1
----	-----------------	---------

ANNEXE
ETAT DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Codes	Exercice	Exercice précédent
FRAIS DE RECHERCHE ET DE DEVELOPPEMENT			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8051P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Acquisitions, y compris la production immobilisée	8021	223.727,61	
Cessions et désaffectations	8031		
Transferts d'une rubrique à une autre	8041		
	(+)/(-)		
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8051	223.727,61	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice			
	8121P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Actés	8071	44.745,52	
Repris	8081		
Acquis de tiers	8091		
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8101		
Transférés d'une rubrique à une autre	8111		
	(+)/(-)		
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8121	44.745,52	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	210	178.982,09	

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.3.1
----	-----------------	---------

ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Codes	Exercice	Exercice précédent
TERRAINS ET CONSTRUCTIONS			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8191P	XXXXXXXXXX	17.320.295,04
Mutations de l'exercice			
Acquisitions, y compris la production immobilisée	8161	646.081,61	
Cessions et désaffectations	8171		
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8181		
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8191	17.966.376,65	
Plus-values au terme de l'exercice	8251P	XXXXXXXXXX	751.574,58
Mutations de l'exercice			
Actées	8211		
Acquises de tiers	8221		
Annulées	8231		
Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8241		
Plus-values au terme de l'exercice	8251	751.574,58	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8321P	XXXXXXXXXX	5.443.199,67
Mutations de l'exercice			
Actés	8271	332.292,07	
Repris	8281		
Acquis de tiers	8291		
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8301		
Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8311		
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8321	5.775.491,74	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	22	12.942.459,49	

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.3.2		
INSTALLATIONS, MACHINES ET OUTILLAGE				
	Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8192P	XXXXXXXXXX	601.653.030,04
Mutations de l'exercice				
	Acquisitions, y compris la production immobilisée	8162	30.706.286,89	
	Cessions et désaffectations	8172	6.267.688,36	
	Transferts d'une rubrique à une autre	8182		
		(+)/(-)		
	Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8192	626.091.628,57	
	Plus-values au terme de l'exercice	8252P	XXXXXXXXXX	148.121.688,26
Mutations de l'exercice				
	Actées	8212		
	Acquises de tiers	8222		
	Annulées	8232		
	Transférées d'une rubrique à une autre	8242		
		(+)/(-)		
	Plus-values au terme de l'exercice	8252	148.121.688,26	
	Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8322P	XXXXXXXXXX	293.540.844,36
Mutations de l'exercice				
	Actés	8272	16.796.904,56	
	Repris	8282		
	Acquis de tiers	8292		
	Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8302	5.711.038,37	
	Transférés d'une rubrique à une autre	8312		
		(+)/(-)		
	Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8322	304.626.710,55	
	VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	23	469.586.606,28	

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308			C 5.3.3
		Codes	Exercice	Exercice précédent
	MOBILIER ET MATÉRIEL ROULANT			
	Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8193P	XXXXXXXXXX	19.715.957,76
	Mutations de l'exercice			
	Acquisitions, y compris la production immobilisée	8163	2.017.754,19	
	Cessions et désaffectations	8173	237.743,02	
	Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8183		
	Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8193	21.495.968,03	
	Plus-values au terme de l'exercice	8253P	XXXXXXXXXX	89.098,36
	Mutations de l'exercice			
	Actées	8213		
	Acquises de tiers	8223		
	Annulées	8233		
	Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8243		
	Plus-values au terme de l'exercice	8253	89.098,36	
	Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8323P	XXXXXXXXXX	15.231.363,13
	Mutations de l'exercice			
	Actés	8273	1.390.338,44	
	Repris	8283		
	Acquis de tiers	8293		
	Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8303	218.303,09	
	Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8313		
	Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8323	16.403.398,48	
	VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	24	5.181.667,91	

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.3.5
----	-----------------	---------

	Codes	Exercice	Exercice précédent
AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8195P	XXXXXXXXXX	7.602,12
Mutations de l'exercice			
Acquisitions, y compris la production immobilisée	8165		
Cessions et désaffectations	8175		
Transferts d'une rubrique à une autre	8185		
	(+)(-)		
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8195	7.602,12	
Plus-values au terme de l'exercice	8255P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Actées	8215		
Acquises de tiers	8225		
Annulées	8235		
Transférées d'une rubrique à une autre	8245		
	(+)(-)		
Plus-values au terme de l'exercice	8255		
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8325P	XXXXXXXXXX	6.698,41
Mutations de l'exercice			
Actés	8275	75,31	
Repris	8285		
Acquis de tiers	8295		
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8305		
Transférés d'une rubrique à une autre	8315		
	(+)(-)		
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8325	6.773,72	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	26	828,4	

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.4.2
----	-----------------	---------

ETAT DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

	Codes	Exercice	Exercice précédent
ENTREPRISES AVEC LIEN DE PARTICIPATION - PARTICIPATIONS, ACTIONS ET PARTS			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8392P	XXXXXXXXXX	1.249.367,16
Mutations de l'exercice			
Acquisitions	8362		
Cessions et retraits	8372		
Transferts d'une rubrique à une autre	8382		
	(+)/(-)		
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8392	1.249.367,16	
Plus-values au terme de l'exercice	8452P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Actées	8412		
Acquises de tiers	8422		
Annulées	8432		
Transférées d'une rubrique à une autre	8442		
	(+)/(-)		
Plus-values au terme de l'exercice	8452		
Réductions de valeur au terme de l'exercice	8522P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Actées	8472		
Reprises	8482		
Acquises de tiers	8492		
Annulées à la suite de cessions et retraits	8502		
Transférées d'une rubrique à une autre	8512		
	(+)/(-)		
Réductions de valeur au terme de l'exercice	8522		
Montants non appelés au terme de l'exercice	8552P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Montants non appelés au terme de l'exercice	8542		
	(+)/(-)		
Montants non appelés au terme de l'exercice	8552		
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	282	1.249.367,16	
ENTREPRISES AVEC LIEN DE PARTICIPATION - CRÉANCES			
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	283P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Additions	8582		
Remboursements	8592		
Réductions de valeur actées	8602		
Réductions de valeur reprises	8612		
Différences de change	8622		
	(+)/(-)		
Autres	8632		
	(+)/(-)		
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	283		
RÉDUCTIONS DE VALEUR CUMULÉES SUR CRÉANCES AU TERME DE L'EXERCICE	8652		

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.4.3
----	-----------------	---------

	Codes	Exercice	Exercice précédent
AUTRES ENTREPRISES - PARTICIPATIONS, ACTIONS ET PARTS			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393P	XXXXXXXXXX	288,33
Mutations de l'exercice			
Acquisitions	8363		
Cessions et retraits	8373		
Transferts d'une rubrique à une autre	8383		
	(+)/(-)		
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393	288,33	
Plus-values au terme de l'exercice	8453P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Actées	8413		
Acquises de tiers	8423		
Annulées	8433		
Transférées d'une rubrique à une autre	8443		
	(+)/(-)		
Plus-values au terme de l'exercice	8453		
Réductions de valeur au terme de l'exercice	8523P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
Actées	8473		
Reprises	8483		
Acquises de tiers	8493		
Annulées à la suite de cessions et retraits	8503		
Transférées d'une rubrique à une autre	8513		
	(+)/(-)		
Réductions de valeur au terme de l'exercice	8523		
Montants non appelés au terme de l'exercice	8553P	XXXXXXXXXX	
Mutations de l'exercice			
	(+)/(-)		
Montants non appelés au terme de l'exercice	8553		
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	284	<u>288,33</u>	
AUTRES ENTREPRISES - CRÉANCES			
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	285/8P	<u>XXXXXXXXXX</u>	<u>200</u>
Mutations de l'exercice			
Additions	8583		
Remboursements	8593		
Réductions de valeur actées	8603		
Réductions de valeur reprises	8613		
Différences de change	8623		
	(+)/(-)		
Autres	8633		
	(+)/(-)		
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	285/8	<u>200</u>	
RÉDUCTIONS DE VALEUR CUMULÉES SUR CRÉANCES AU TERME DE L'EXERCICE	8653		

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.5.1
----	-----------------	---------

INFORMATION RELATIVE AUX PARTICIPATIONS**PARTICIPATIONS ET DROITS SOCIAUX DÉTENUS DANS D'AUTRES ENTREPRISES**

Sont mentionnées ci-après, les entreprises dans lesquelles l'entreprise détient une participation (comprise dans les rubriques 280 et 282 de l'actif) ainsi que les autres entreprises dans lesquelles l'entreprise détient des droits sociaux (compris dans les rubriques 284 et 51/53 de l'actif) représentant 10% au moins du capital souscrit.

DÉNOMINATION, adresse complète du SIÈGE et pour les entreprises de droit belge, mention du NUMÉRO D'ENTREPRISE	Droits sociaux détenus			Données extraites des derniers comptes annuels disponibles			
	directement		par les filiales	Comptes annuels arrêtés au	Code devise	Capitaux propres	Résultat net
	Nombre	%	%			(+) ou (-) (en unités)	
ORES BE 0897.436.971 Avenue Jean Monnet 2 1348 Louvain-la-Neuve BELGIQUE Parts de capital	327	13,3		31-12-2011	EUR	457.560	0

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.6
----	-----------------	-------

PLACEMENTS DE TRÉSORERIE ET COMPTES DE RÉGULARISATION DE L'ACTIF

	Codes	Exercice	Exercice précédent
PLACEMENTS DE TRÉSORERIE - AUTRES PLACEMENTS			
Actions et parts	51		
Valeur comptable augmentée du montant non appelé	8681		
Montant non appelé	8682		
Titres à revenu fixe	52		
Titres à revenu fixe émis par des établissements de crédit	8684		
Comptes à terme détenus auprès des établissements de crédit	53		
Avec une durée résiduelle ou de préavis			
d'un mois au plus	8686		
de plus d'un mois à un an au plus	8687		
de plus d'un an	8688		
Autres placements de trésorerie non repris ci-avant	8689		
COMPTES DE RÉGULARISATION			
Ventilation de la rubrique 490/1 de l'actif si celle-ci représente un montant important			
Capitaux pensions		20.269.341,13	
Energie non relevée		847.473,64	
Excédents/déficits électricité		6.427.965,75	
Redevance de voirie gaz		1.607.616	
Divers		328.063,57	

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.7
----	-----------------	-------

ETAT DU CAPITAL ET STRUCTURE DE L'ACTIONNARIAT

ETAT DU CAPITAL

Capital social

Capital souscrit au terme de l'exercice
Capital souscrit au terme de l'exercice

Codes	Exercice	Exercice précédent
100P	XXXXXXXXXX	158.462.185,97
100	164.302.221	

Modifications au cours de l'exercice

+ 23.680 parts Ae2
+ 71.040 parts Ae1
+ 156.743 parts Ag1
+ 52.248 parts Ag2

Représentation du capital

Catégories d'actions
Parts Ae1 + Ag1 + R1
Parts Ae2 + Ag2

Codes	Montants	Nombre d'actions
	565.004,8	23.680
	1.895.014,4	71.040
	2.685.007,59	156.743
	895.008,24	52.248
	139.679.266,68	6.206.963
	24.622.954,32	1.862.705
8702	XXXXXXXXXX	
8703	XXXXXXXXXX	

Actions nominatives

Actions au porteur et/ou dématérialisées

Codes	Montant non appelé	Montant appelé non versé
101		XXXXXXXXXX
8712	XXXXXXXXXX	

Capital non libéré

Capital non appelé
Capital appelé, non versé
Actionnaires redevables de libération

Actions propres

Détenues par la société elle-même
Montant du capital détenu
Nombre d'actions correspondantes
Détenues par ses filiales
Montant du capital détenu
Nombre d'actions correspondantes

Engagement d'émission d'actions

Suite à l'exercice de droits de conversion
Montant des emprunts convertibles en cours
Montant du capital à souscrire
Nombre maximum correspondant d'actions à émettre
Suite à l'exercice de droits de souscription
Nombre de droits de souscription en circulation
Montant du capital à souscrire
Nombre maximum correspondant d'actions à émettre

Capital autorisé non souscrit

Codes	Exercice
8721	
8722	
8731	
8732	
8740	
8741	
8742	
8745	
8746	
8747	
8751	

Parts non représentatives du capital

Répartition
Nombre de parts
Nombre de voix qui y sont attachées
Ventilation par actionnaire
Nombre de parts détenues par la société elle-même
Nombre de parts détenues par les filiales

Codes	Exercice
8761	
8762	
8771	
8781	

STRUCTURE DE L'ACTIONNARIAT DE L'ENTREPRISE À LA DATE DE CLÔTURE DE SES COMPTES, TELLE QU'ELLE RÉSULTE DES DÉCLARATIONS REÇUES PAR L'ENTREPRISE

Pouvoir Public associé, en électricité 4.350.153 parts A et 545.354 parts B, en gaz 1.237.956 parts A et 71.500 parts B.
Electrabel 1.450.052 parts A électricité et 412.653 parts A gaz.

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.8
----	-----------------	-------

PROVISIONS POUR AUTRES RISQUES ET CHARGES

VENTILATION DE LA RUBRIQUE 163/5 DU PASSIF SI CELLE-CI REPRÉSENTE UN MONTANT IMPORTANT

Provisions pour litiges divers

Exercice
296.305,47

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.9
----	-----------------	-------

ETAT DES DETTES ET COMPTES DE RÉGULARISATION DU PASSIF

	Codes	Exercice
VENTILATION DES DETTES À L'ORIGINE À PLUS D'UN AN, EN FONCTION DE LEUR DURÉE RÉSIDUELLE		
Dettes à plus d'un an échéant dans l'année		
Dettes financières	8801	16.019.547,74
Emprunts subordonnés	8811	
Emprunts obligataires non subordonnés	8821	
Dettes de location-financement et assimilées	8831	
Etablissements de crédit	8841	16.019.547,74
Autres emprunts	8851	
Dettes commerciales	8861	
Fournisseurs	8871	
Effets à payer	8881	
Acomptes reçus sur commandes	8891	
Autres dettes	8901	
Total des dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42	16.019.547,74
Dettes ayant plus d'un an mais 5 ans au plus à courir		
Dettes financières	8802	114.929.009,62
Emprunts subordonnés	8812	
Emprunts obligataires non subordonnés	8822	
Dettes de location-financement et assimilées	8832	
Etablissements de crédit	8842	106.646.009,62
Autres emprunts	8852	8.283.000
Dettes commerciales	8862	
Fournisseurs	8872	
Effets à payer	8882	
Acomptes reçus sur commandes	8892	
Autres dettes	8902	
Total des dettes ayant plus d'un an mais 5 ans au plus à courir	8912	114.929.009,62
Dettes ayant plus de 5 ans à courir		
Dettes financières	8803	149.777.086,8
Emprunts subordonnés	8813	
Emprunts obligataires non subordonnés	8823	
Dettes de location-financement et assimilées	8833	
Etablissements de crédit	8843	119.852.086,8
Autres emprunts	8853	29.925.000
Dettes commerciales	8863	
Fournisseurs	8873	
Effets à payer	8883	
Acomptes reçus sur commandes	8893	
Autres dettes	8903	
Total des dettes ayant plus de 5 ans à courir	8913	149.777.086,8
DETTES GARANTIES		
Dettes garanties par les pouvoirs publics belges		
Dettes financières	8921	88.485.477,1
Emprunts subordonnés	8931	
Emprunts obligataires non subordonnés	8941	
Dettes de location-financement et assimilées	8951	
Etablissements de crédit	8961	88.485.477,1
Autres emprunts	8971	
Dettes commerciales	8981	
Fournisseurs	8991	
Effets à payer	9001	
Acomptes reçus sur commandes	9011	
Dettes salariales et sociales	9021	
Autres dettes	9051	
Total des dettes garanties par les pouvoirs publics belges	9061	88.485.477,1
Dettes garanties par des sûretés réelles constituées ou irrévocablement promises sur les actifs de l'entreprise		
Dettes financières	8922	
Emprunts subordonnés	8932	

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.9	
		Codes	Exercice
	Emprunts obligataires non subordonnés	8942	
	Dettes de location-financement et assimilées	8952	
	Etablissements de crédit	8962	
	Autres emprunts	8972	
	Dettes commerciales	8982	
	Fournisseurs	8992	
	Effets à payer	9002	
	Acomptes reçus sur commandes	9012	
	Dettes fiscales, salariales et sociales	9022	
	Impôts	9032	
	Rémunérations et charges sociales	9042	
	Autres dettes	9052	
	Total des dettes garanties par des sûretés réelles constituées ou irrévocablement promises sur les actifs de l'entreprise	9062	
		Codes	Exercice
	DETTES FISCALES, SALARIALES ET SOCIALES		
	Impôts		
	Dettes fiscales échues	9072	
	Dettes fiscales non échues	9073	229.731,16
	Dettes fiscales estimées	450	
	Rémunérations et charges sociales		
	Dettes échues envers l'Office National de Sécurité Sociale	9076	
	Autres dettes salariales et sociales	9077	
	COMPTES DE RÉGULARISATION		
	Ventilation de la rubrique 492/3 du passif si celle-ci représente un montant important		
	Ecart voirie, Elia, Pensions		2.789.332,55
	Redevance de transit non relevée		1.774.475,59
	Divers		145.600,08

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.10
----	-----------------	--------

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Codes	Exercice	Exercice précédent
PRODUITS D'EXPLOITATION			
Chiffre d'affaires net			
Ventilation par catégorie d'activité			
Ventilation par marché géographique			
Autres produits d'exploitation			
Subsides d'exploitation et montants compensatoires obtenus des pouvoirs publics			
	740		
CHARGES D'EXPLOITATION			
Travailleurs pour lesquels l'entreprise a introduit une déclaration DIMONA ou qui sont inscrits au registre général du personnel			
Nombre total à la date de clôture			
	9086		
Effectif moyen du personnel calculé en équivalents temps plein			
	9087		
Nombre d'heures effectivement prestées			
	9088		
Frais de personnel			
Rémunérations et avantages sociaux directs			
	620		
Cotisations patronales d'assurances sociales			
	621		
Primes patronales pour assurances extralégales			
	622		
Autres frais de personnel			
	623		
Pensions de retraite et de survie			
	624		
Provisions pour pensions et obligations similaires			
Dotations (utilisations et reprises)			
	(+)/(-) 635		
Réductions de valeur			
Sur stocks et commandes en cours			
Actées			
	9110		
Reprises			
	9111		
Sur créances commerciales			
Actées			
	9112	1.443.586,67	1.603.764,89
Reprises			
	9113	1.373.117,18	426.219,95
Provisions pour risques et charges			
Constitutions			
	9115	232.805,02	71.631,19
Utilisations et reprises			
	9116	58.000	33.855,15
Autres charges d'exploitation			
Impôts et taxes relatifs à l'exploitation			
	640		138,36
Autres			
	641/8	1.094.267,39	856.734,48
Personnel intérimaire et personnes mises à la disposition de l'entreprise			
Nombre total à la date de clôture			
	9096		
Nombre moyen calculé en équivalents temps plein			
	9097		
Nombre d'heures effectivement prestées			
	9098		
Frais pour l'entreprise			
	617		

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.11
----	-----------------	--------

RÉSULTATS FINANCIERS ET EXCEPTIONNELS

	Codes	Exercice	Exercice précédent
RÉSULTATS FINANCIERS			
Autres produits financiers			
Subsides accordés par les pouvoirs publics et imputés au compte de résultats			
Subsides en capital	9125		
Subsides en intérêts	9126		
Ventilation des autres produits financiers		4.528,93	2.144,12
Autres produits financiers			
Amortissement des frais d'émission d'emprunts et des primes de remboursement	6501		
Intérêts intercalaires portés à l'actif	6503		
Réductions de valeur sur actifs circulants			
Actées	6510		
Reprises	6511		
Autres charges financières			
Montant de l'escompte à charge de l'entreprise sur la négociation de créances	653		
Provisions à caractère financier			
Dotations	6560		
Utilisations et reprises	6561		
Ventilation des autres charges financières		19.495,38	7.210,32
Autres charges financières diverses			

RÉSULTATS EXCEPTIONNELS

Ventilation des autres produits exceptionnels

Ventilation des autres charges exceptionnelles

Exercice

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.12
----	-----------------	--------

IMPÔTS ET TAXES**IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT****Impôts sur le résultat de l'exercice**

Impôts et précomptes dus ou versés
Excédent de versements d'impôts ou de précomptes porté à l'actif
Suppléments d'impôts estimés

Impôts sur le résultat d'exercices antérieurs

Suppléments d'impôts dus ou versés
Suppléments d'impôts estimés ou provisionnés

Principales sources de disparités entre le bénéfice avant impôts, exprimé dans les comptes, et le bénéfice taxable estimé

Codes	Exercice
9134	93.288,72
9135	90.989,74
9136	
9137	2.298,98
9138	
9139	
9140	

Incidence des résultats exceptionnels sur le montant des impôts sur le résultat de l'exercice**Sources de latences fiscales**

Latences actives
Pertes fiscales cumulées, déductibles des bénéfices taxables ultérieurs
Autres latences actives

Latences passives
Ventilation des latences passives

Codes	Exercice
9141	
9142	
9144	

TAXES SUR LA VALEUR AJOUTÉE ET IMPÔTS À CHARGE DE TIERS**Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte**

A l'entreprise (déductibles)
Par l'entreprise

Montants retenus à charge de tiers, au titre de

Précompte professionnel
Précompte mobilier

Codes	Exercice	Exercice précédent
9145	32.546.514,69	27.974.995,48
9146	46.187.043,95	42.968.515,4
9147	35.300,75	28.338,67
9148	1.586.312,56	5.541.786,29

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.13
----	-----------------	--------

DROITS ET ENGAGEMENTS HORS BILAN

	Codes	Exercice
GARANTIES PERSONNELLES CONSTITUÉES OU IRREVOCABLEMENT PROMISES PAR L'ENTREPRISE POUR SÛRETÉ DE DETTES OU D'ENGAGEMENTS DE TIERS	9149	
Dont		
Effets de commerce en circulation endossés par l'entreprise	9150	
Effets de commerce en circulation tirés ou avalisés par l'entreprise	9151	
Montant maximum à concurrence duquel d'autres engagements de tiers sont garantis par l'entreprise	9153	
GARANTIES RÉELLES		
Garanties réelles constituées ou irrévocablement promises par l'entreprise sur ses actifs propres pour sûreté de dettes et engagements de l'entreprise		
Hypothèques		
Valeur comptable des immeubles grevés	9161	
Montant de l'inscription	9171	
Gages sur fonds de commerce - Montant de l'inscription	9181	
Gages sur d'autres actifs - Valeur comptable des actifs gagés	9191	
Sûretés constituées sur actifs futurs - Montant des actifs en cause	9201	
Garanties réelles constituées ou irrévocablement promises par l'entreprise sur ses actifs propres pour sûreté de dettes et engagements de tiers		
Hypothèques		
Valeur comptable des immeubles grevés	9162	
Montant de l'inscription	9172	
Gages sur fonds de commerce - Montant de l'inscription	9182	
Gages sur d'autres actifs - Valeur comptable des actifs gagés	9192	
Sûretés constituées sur actifs futurs - Montant des actifs en cause	9202	
BIENS ET VALEURS DÉTENUS PAR DES TIERS EN LEUR NOM MAIS AUX RISQUES ET PROFITS DE L'ENTREPRISE, S'ILS NE SONT PAS PORTÉS AU BILAN		
ENGAGEMENTS IMPORTANTS D'ACQUISITION D'IMMOBILISATIONS		
ENGAGEMENTS IMPORTANTS DE CESSION D'IMMOBILISATIONS		
MARCHE À TERME		
Marchandises achetées (à recevoir)	9213	
Marchandises vendues (à livrer)	9214	
Devises achetées (à recevoir)	9215	
Devises vendues (à livrer)	9216	

ENGAGEMENTS RÉSULTANT DE GARANTIES TECHNIQUES ATTACHÉES À DES VENTES OU PRESTATIONS DÉJÀ EFFECTUÉES**LITIGES IMPORTANTS ET AUTRES ENGAGEMENTS IMPORTANTS**

- 2.000,00 € cautionnement bancaire en faveur de l'Etat belge (douanes et accises) dans le cadre de l'arrêté ministériel du 4 juin 2003 relatif à la perception de la cotisation énergie
- 8.000,00 € cautionnement bancaire dans le cadre d'un contrat d'accès au réseau de distribution d'électricité
- 14.000,00 € cautionnement bancaire dans le cadre d'un contrat d'accès au réseau de distribution de gaz
- 277.900.000,00 € garantie en faveur d'Ores dans le cadre des billets de trésorerie et de l'emprunt obligataire

LE CAS ÉCHÉANT, DESCRIPTION SUCCINCTE DU RÉGIME COMPLÉMENTAIRE DE PENSION DE RETRAITE OU DE SURVIE INSTAURÉ AU PROFIT DU PERSONNEL OU DES DIRIGEANTS ET DES MESURES PRISES POUR EN COUVRIR LA CHARGE

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.13
----	-----------------	--------

PENSIONS DONT LE SERVICE INCOMBE A L'ENTREPRISE ELLE-MÊME

Montant estimé des engagements résultant, pour l'entreprise, de prestations déjà effectuées

Bases et méthodes de cette estimation

Code	Exercice
9220	

NATURE ET OBJECTIF COMMERCIAL DES OPÉRATIONS NON INSCRITES AU BILAN

A condition que les risques ou les avantages découlant de ces opérations soient significatifs et dans la mesure où la divulgation des risques ou avantages soit nécessaire pour l'appréciation de la situation financière de la société; le cas échéant, les conséquences financières de ces opérations pour la société doivent également être mentionnées:

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.14
----	-----------------	--------

RELATIONS AVEC LES ENTREPRISES LIÉES ET LES ENTREPRISES AVEC LESQUELLES IL EXISTE UN LIEN DE PARTICIPATION

	Codes	Exercice	Exercice précédent
ENTREPRISES LIÉES			
Immobilisations financières	280/1		
Participations	280		
Créances subordonnées	9271		
Autres créances	9281		
Créances sur les entreprises liées	9291		
A plus d'un an	9301		
A un an au plus	9311		
Placements de trésorerie	9321		
Actions	9331		
Créances	9341		
Dettes	9351	3.528.570,02	7.790.606,6
A plus d'un an	9361	3.528.570,02	7.790.606,6
A un an au plus	9371		
Garanties personnelles et réelles			
Constituées ou irrévocablement promises par l'entreprise pour sûreté de dettes ou d'engagements d'entreprises liées	9381		
Constituées ou irrévocablement promises par des entreprises liées pour sûreté de dettes ou d'engagements de l'entreprise	9391		
Autres engagements financiers significatifs	9401		
Résultats financiers			
Produits des immobilisations financières	9421		
Produits des actifs circulants	9431		
Autres produits financiers	9441		
Charges des dettes	9461		
Autres charges financières	9471		
Cession d'actifs immobilisés			
Plus-values réalisées	9481		
Moins-values réalisées	9491		
ENTREPRISES AVEC UN LIEN DE PARTICIPATION			
Immobilisations financières	282/3	1.249.367,16	1.249.367,16
Participations	282	1.249.367,16	1.249.367,16
Créances subordonnées	9272		
Autres créances	9282		
Créances	9292	8.644.903,82	9.999.361,32
A plus d'un an	9302		
A un an au plus	9312	8.644.903,82	9.999.361,32
Dettes	9352	35.300.416,11	20.920.658,53
A plus d'un an	9362	26.408.000	
A un an au plus	9372	8.892.416,11	20.920.658,53

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES EFFECTUÉES DANS DES CONDITIONS AUTRES QUE CELLES DU MARCHÉ

Mention de telles transactions, si elles sont significatives, y compris le montant et indication de la nature des rapports avec la partie liée, ainsi que toute autre information sur les transactions qui serait nécessaire pour obtenir une meilleure compréhension de la position financière de la société

Néant

Exercice

0

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.15
----	-----------------	--------

RELATIONS FINANCIÈRES AVEC

LES ADMINISTRATEURS ET GÉRANTS, LES PERSONNES PHYSIQUES OU MORALES QUI CONTRÔLENT DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT L'ENTREPRISE SANS ÊTRE LIÉES À CELLE-CI OU LES AUTRES ENTREPRISES CONTRÔLÉES DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT PAR CES PERSONNES

Créances sur les personnes précitées
Conditions principales des créances

Codes	Exercice
9500	
9501	
9502	
9503	93.079,06
9504	

Garanties constituées en leur faveur
Conditions principales des garanties constituées

Autres engagements significatifs souscrits en leur faveur
Conditions principales des autres engagements

Rémunérations directes et indirectes et pensions attribuées, à charge du compte de résultats, pour autant que cette mention ne porte pas à titre exclusif ou principal sur la situation d'une seule personne identifiable

Aux administrateurs et gérants
Aux anciens administrateurs et anciens gérants

LE OU LES COMMISSAIRE(S) ET LES PERSONNES AVEC LESQUELLES IL EST LIÉ (ILS SONT LIÉS)

Emoluments du (des) commissaire(s)

Codes	Exercice
9505	7.850
95061	
95062	
95063	
95081	
95082	
95083	

Emoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par le(s) commissaire(s)

Autres missions d'attestation
Missions de conseils fiscaux
Autres missions extérieures à la mission révisoriale

Emoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par des personnes avec lesquelles le ou les commissaire(s) est lié (sont liés)

Autres missions d'attestation
Missions de conseils fiscaux
Autres missions extérieures à la mission révisoriale

Mentions en application de l'article 133, paragraphe 6 du Code des sociétés

Comptes annuels

N°	BE 0201.400.308	C 5.16
----	-----------------	--------

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS NON ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR

ESTIMATION DE LA JUSTE VALEUR DE CHAQUE CATÉGORIE D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS NON ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR DANS LES COMPTES, AVEC INDICATIONS SUR LA NATURE ET LE VOLUME DES INSTRUMENTS

Swap BNP Paribas Fortis
 Swap CBC Banque
 Swap Belfius
 Swap ING

Montants
23.543.544,86
15.139.085,59
52.817.050,35
45.600.303,92

Règles d'évaluation

Ces règles d'évaluation ont été adoptées par le Conseil d'Administration conformément à l'Arrêté Royal du 30 janvier 2001 et à l'Arrêté Royal du 12 septembre 1983.

ACTIF

II et III IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

Jusque fin 2002 en électricité et fin 2003 en gaz, les immobilisations corporelles étaient valorisées à l'actif du bilan sur base de la valeur comptable (soit la valeur d'acquisition diminuée du fonds d'amortissement) réévaluée en conformité avec la dérogation obtenue du Ministère des Affaires Economiques en date du 22 novembre 1985.

Depuis le début de 2003 en électricité et début 2004 en gaz, l'activité d'IDEG s'est recentrée, au rythme de la libéralisation du marché de l'électricité, essentiellement sur la fonction de gestionnaire des réseaux de distribution (GRD) d'électricité et de gaz. En matière d'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux, il appartient à IDEG d'établir une proposition qu'elle soumet, pour approbation, à la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG). Cette proposition tarifaire doit respecter les dispositions des lignes directrices édictées par la CREG en matière de politique tarifaire et de marge bénéficiaire équitable. Celles-ci prévoient une rémunération équitable des capitaux investis sur base d'un taux (« WACC : weighted average cost of capital») déduit d'une structure de financement théorique basée sur 1/3 de fonds propres et 2/3 de fonds de tiers et ce quelle que soit la structure financière réelle du GRD (a).

Les capitaux investis se composent de la valeur économique des immobilisations corporelles régulées, majorée ou réduite du fonds de roulement.

Lors de la détermination de la valeur initiale des capitaux investis au 31.12.2001 en électricité et au 31.12.2002 en gaz (iRAB), les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz qui disposaient d'un inventaire technique permettant de justifier la valeur des immobilisations corporelles pouvaient choisir de déterminer la valeur initiale des capitaux investis au 31.12.2001 sur base de la valeur économique de cet inventaire. Ce fut l'option choisie par IDEG.

La CREG impose que la RAB prise en considération pour déterminer la base de rémunération des capitaux investis évolue selon la formule suivante :

$$RAB_n = iRAB + \text{investissements } n - \text{amortissements } n - \text{désaffectations } n \text{ (b)}$$

La CREG exige également de pouvoir, à tout moment, réconcilier la RAB introduite dans les

propositions tarifaires avec les états comptables des GRD (c).

Répondre aux contraintes (a), (b) et (c) impliquait la comptabilisation de la RAB et qu'une différence initiale soit dégagée par rapport à la valeur comptable.

Cette différence initiale qui apparaît au bilan du GRD est d'une part liée au droit d'être le distributeur exclusif d'électricité et de gaz pour une durée définie et sur un territoire fixé et d'autre part reflète l'exercice de valorisation du réseau concerné.

Vu la nature spécifique de cette différence initiale, le GRD avait choisi de la comptabiliser au niveau d'une rubrique séparée des immobilisations corporelles et de ne pas l'amortir ni la désaffecter.

En novembre 2007, des accords ont été trouvés entre les GRD et la CREG, accords qui ont débouché sur une transaction et la publication d'un arrêté royal en septembre 2008.

L'article 4 §1er de l'A.R. définit la valeur initiale de l'actif régulé comme étant la somme de la valeur nette comptable des immobilisations corporelles et de la plus-value (la plus-value est la différence positive entre la valeur de l'iRAB et la valeur d'acquisition initiale non amortie).

L'article 2 point 7° de l'A.R. indique que les coûts se composent notamment de la partie de la plus-value visée à l'article 4, § 1er, relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée, pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés sur une réserve au passif du GRD. La CREG contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les mises hors services enregistrées. La méthode appliquée par le GRD en vue de déterminer les mises hors service techniques est attestée par le réviseur du GRD concerné. La plus-value est reprise et reportée dans les coûts à un taux de 2% par an durant la première période régulatoire. A l'issue de la troisième année de chaque période régulatoire, la moyenne avancée des mises hors service sur les 4 années précédentes est déterminée. Cette moyenne glissante est appliquée au cours de la prochaine période régulatoire.

L'article 5 §1er de l'A.R. stipule quant à lui que la valeur de reconstruction économique évolue chaque année depuis le 1er janvier 2007 par notamment la

Règles d'évaluation

déduction de la partie de la plus-value visée à l'article 4, §1er, relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée. Cette plus-value est déduite et reprise dans les coûts à un taux de 2% l'an dans la première période réglementaire. A l'issue de la troisième année de chaque période réglementaire, la moyenne avancée est déterminée sur les 4 années précédentes. Cette moyenne avancée est appliquée au cours de la prochaine période réglementaire.

Ces dispositions sont entrées en application à partir de l'exercice tarifaire 2008.

Bien que les arrêtés royaux de septembre 2008 aient été abrogés par la loi du 8 janvier 2012, les principes contenus dans ces

textes ont été appliqués dans le cadre de la clôture de l'exercice 2012. Cet exercice est en effet compris dans la période

régulatoire actuelle pour laquelle les tarifs des GRD, toujours valables, ont été approuvés par la Creg sur base de ces principes.

I. FRAIS D'ETABLISSEMENT

Les frais d'établissement sont comptabilisés à l'actif du bilan à leur prix d'acquisition et sont amortis sur un maximum de 5 ans.

II. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Elles sont portées à l'actif du bilan à leur prix d'acquisition ou de revient ou à leur valeur d'apport et sont amortis sur un maximum de 5 ans

III. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Valeur d'acquisition

Les immobilisations corporelles sont portées à l'actif du bilan à leur prix d'acquisition ou de revient, ou à leur valeur d'apport.

Frais accessoires

Les frais accessoires aux investissements sont inclus dans la valeur d'acquisition des immobilisations corporelles concernées. Ceux-ci comprennent notamment la TVA non déductible qui a grevé les investissements jusqu'au 30 juin 1980. Les frais accessoires sont amortis au même rythme que les installations auxquelles ils se rapportent.

Interventions des tiers

Les interventions de tiers dans le financement des immobilisations corporelles sont portées en déduction des valeurs d'acquisition de celles-ci. Elles sont, en outre, déduites de la base d'amortissement desdites installations.

Amortissements

Les amortissements actés sont calculés sur base de la méthode linéaire. Les installations donnant lieu à amortissement sont celles existant au 31 décembre de l'exercice considéré.

Les taux d'amortissement et valeurs résiduelles à prendre en considération, sont les suivants :

Bâtiments industriels	3%
Bâtiments administratifs	2%
conduites	2%
Câbles	2%
Lignes	2%
Postes , cabines et stations	3%
Branchements gaz	3%
Raccordements-transformations électricité	3%
Raccordements –lignes et câbles	2%
Appareillage de mesure	3%
Télétransmission et fibres optiques	10%
Compteurs électroniques et à budget	10%
Commande à distance ,équipement labo et dispatching	10%
Outillage et mobilier	10%
Matériel roulant	20%
Equipement administratif (mat informatique)	33%
Installations de comptage détente et de compression	3%
Installations de stockage	3%

Plus-value actée

Nous renvoyons le lecteur au commentaire « préambule » des règles d'évaluation.

IV IMMOBILISATIONS FINANCIERES

Elles sont reprises à l'actif du bilan à leur valeur d'acquisition, diminuée de la partie non appelée.

V. CREANCES A PLUS D'UN AN ET VII. CREANCES A UN AN AU PLUS

Les créances composant ces rubriques sont reprises à l'actif du bilan à leur valeur nominale.

Elles comprennent les montants à recevoir de la clientèle pour les fournitures d'énergie (la clientèle protégée dans l'activité « Gestion de réseaux »), les redevances de transit et les travaux divers.

Elles sont amputées de celles considérées comme irrécouvrables en ce compris celles afférentes aux faillites connues. Ces créances irrécouvrables sont prises en charge en totalité par le débit du compte de résultats (autres charges d'exploitation II.G.). Lorsqu'une partie est recouvrée par la suite, le montant récupéré figure au crédit du compte de résultats (autres produits d'exploitation I.D.)

Les créances impayées de plus de 60 jours sont, en général, couvertes par des réductions de valeur.

Règles d'évaluation

En 2011, un marché public a été lancé de telle façon à permettre la récupération des créances pour fourniture d'énergie aux clients finaux ainsi que des créances pour travaux. Ce marché public prévoit un taux de recouvrement de 40,6 % par l'attributaire. La quote-part de ces créances couverte par une réduction de valeur est donc de 59,4 %.

VI. STOCKS ET COMMANDES EN COURS D'EXECUTION

Les travaux en cours sont portés à l'actif du bilan à leur prix de revient. En ce qui concerne les travaux pour compte de tiers, les dépenses et les facturations sont transférées en compte de résultat lorsque les travaux sont considérés comme terminés.

VIII. PLACEMENTS DE TRESORERIE ET IX VALEURS DISPONIBLES

Les placements de trésorerie et les valeurs disponibles sont comptabilisés à l'actif du bilan à leur valeur nominale.

X. COMPTES DE REGULARISATION D'ACTIF

1. Les charges exposées pendant l'exercice mais imputables en tout ou en partie à un ou plusieurs exercices ultérieurs sont évaluées en adoptant une règle proportionnelle.

2. Les revenus ou fractions de revenus dont la perception n'aura lieu qu'au cours d'un ou de plusieurs exercices suivants mais qui sont à rattacher à l'exercice en cause sont évalués au montant de la quote-part afférente à l'exercice en cause.

Les comptes de régularisation de l'actif comprennent les frais de gestion facturés à l'intercommunale par la société associée en application des dispositions statutaires et/ou des décisions prises par les organes de gestion. Ces frais correspondent à des charges de pensions

liquidées sous forme de capital au bénéfice de son personnel antérieurement affecté aux activités de distribution sur le territoire de l'intercommunale.

La prise en charge de ces frais par l'intercommunale est, en application du principe de la concordance périodique entre les produits et les charges, étalée sur une durée n'excédant pas 20 ans.

Figure également dans les comptes de régularisation d'actif, la valeur estimée des redevances de transit concernant l'énergie livrée mais non relevée au 31 décembre.

En effet, les consommations B.T. et B.P. pour les tarifs résidentiels et professionnels n'étant relevés qu'une fois par an, il faut estimer les quantités d'énergie transportées pour ces clients entre la date du dernier relevé des compteurs et le 31 décembre et déterminer les redevances de transit y afférentes. (quantités totales d'énergie transportée pendant l'exercice civil – quantités transportées et facturées pendant le même exercice)(valorisation des redevances de transit sur base des tarifs applicables au cours de l'exercice considéré).

Les comptes de régularisation de l'actif comprennent les éventuels « actifs régulateurs » comptabilisés en vertu du principe d'annualité des charges et des produits. Ces « actifs régulateurs » relatifs à la période 2008-2012 devraient être récupérables lors de la prochaine période régulatoire. L'impact sur les résultats de l'intercommunale des éventuels actifs régulateurs ou déficits sera annuellement et partiellement neutralisé par une affectation d'une partie des bénéfiques aux réserves disponibles. Il sera, par la suite, prélevé sur ces réserves disponibles au même rythme que la récupération de ces « actifs régulateurs » auprès du marché.

Ces comptes enregistrent également le produit de la redevance de voirie gaz relative à l'année « n » et répercutée dans les tarifs via la facturation aux fournisseurs d'énergie l'année « n+1 », pour un montant équivalent à la redevance de voirie payée aux communes, provinces et régions dans le courant de l'année « n ».

Règles d'évaluation

PASSIF**VII. PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES.**

A la clôture de chaque exercice, le Conseil d'Administration statuant avec prudence, sincérité et bonne foi, examine les provisions à constituer pour couvrir tous les risques prévus ou pertes éventuelles nées au cours de l'exercice et des exercices antérieurs. Les provisions afférentes aux exercices antérieurs sont régulièrement revues et le Conseil d'Administration décide de leur affectation ou destination.

VIII. DETTES A PLUS D'UN AN ET IX. DETTES A UN AN AU PLUS.

Ces dettes sont comptabilisées au passif du bilan à leur valeur nominale.

X. COMPTES DE REGULARISATION DU PASSIF

1. Les charges ou fractions de charges afférentes à l'exercice mais qui ne seront payées qu'au cours d'un exercice ultérieur sont évaluées au montant afférent à l'exercice.

2. Les revenus perçus au cours de l'exercice mais qui sont imputables en tout ou en partie à un exercice ultérieur sont également évalués au montant qui doit être considéré comme un produit pour les exercices ultérieurs.

Les comptes de régularisation de passif comprennent également les éventuels « passifs régulatoires » comptabilisés en vertu du principe d'annualité des charges et des produits. Ces

« passifs régulatoires » relatifs à la période 2008-2012 devraient être restitués au marché lors de la prochaine période régulatoire. L'impact sur les résultats du GRD des éventuels « passifs régulatoires » seront pris en charge intégralement dans l'exercice auquel il se rapporte.

Figure également dans les comptes de régularisation de passif, la valeur estimée des redevances de transit concernant l'énergie livrée mais non relevée au 31 décembre. En effet, les consommations B.T. et B.P. pour les tarifs résidentiels et professionnels n'étant relevées qu'une fois par an, il faut estimer les quantités d'énergie transportées pour ces clients entre la date du dernier relevé des compteurs et le 31 décembre et déterminer les redevances de transit y afférentes. (quantités totales d'énergie transportée pendant l'exercice civil – quantités transportées et facturées pendant le même exercice)(valorisation des redevances de transit sur base des tarifs applicables au cours de l'exercice considéré).

RENSEIGNEMENTS COMPLEMENTAIRES A L'ANNEXE.

L'intercommunale n'a pas de personnel propre. Les indemnités et jetons de présences alloués aux membres du Comité de Direction et du Conseil d'Administration sont imputés au « 61- services et biens divers » ; par conséquent, la rubrique 9147 de la page C5 12 mentionne des retenues de précompte professionnel.

Les présents comptes annuels sont soumis à une procédure de tutelle administrative.



Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

VII Etats financiers par secteurs d'activité

suivant dispositions de l'article 22 de la loi du 29/04/1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, de l'article 13 de la loi du 29/04/1999 relative à l'organisation du marché du gaz et au statut fiscal des producteurs, de l'article 8 du décret du Ministère de la Région wallonne du 12/04/2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et de l'article 7 du décret du Ministère de la Région wallonne du 19/12/2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

Bilan au 31-12-2012
Comptes de résultats au 31-12-2012

EXERCICE 2012

Bilan au 31 décembre 2012

ACTIF	Codes	Gestion Réseau de distribution électricité	Gestion Réseau de distribution gaz	Autres activités	TOTAL
		2012	2012	2012	2012
ACTIFS IMMOBILISES					
	20/28	403.614.733,78	85.524.837,48	828,40	489.140.399,66
II. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	21	153.883,17	25.098,92	0,00	178.982,09
III. IMMOBILISATIONS CORPORELLES.	22/27	402.381.993,50	85.328.740,18	828,40	487.711.562,08
A. Terrains et constructions.	22	12.897.603,25	44.856,24	0,00	12.942.459,49
B. Installations techniques et machines.	23	384.368.638,05	85.217.968,23	0,00	469.586.606,28
C. Mobilier, matériel roulant et outillage.	24	5.115.752,20	65.915,71	0,00	5.181.667,91
E. Autres immobilisations corporelles	26	0,00	0,00	828,40	828,40
IV. IMMOBILISATIONS FINANCIERES.	28	1.078.857,11	170.998,38	0,00	1.249.855,49
B. Autres entreprises avec lien de participation					
1. Participations	282	1.078.368,78	170.998,38	0,00	1.249.367,16
C. Autres immobilisations financières.					
1. Actions et parts.	284	288,33	0,00	0,00	288,33
2. Créances et cautionnements en numéraires.	285/8	200,00	0,00	0,00	200,00
ACTIFS CIRCULANTS					
	29/58	48.344.128,04	8.184.680,70	-52.721,55	56.476.087,19
VI. STOCKS ET COMMANDES EN COURS D'EXECUTION.	3	294.158,21	0,00	0,00	294.158,21
B. Commandes en cours d'exécution.	37	294.158,21	0,00	0,00	294.158,21
VII. CREANCES A UN AN AU PLUS.	40/41	22.902.561,23	3.851.629,21	-52.721,55	26.701.468,89
A. Créances commerciales.	40	22.071.847,80	3.768.657,24	4.773,81	25.845.278,85
B. Autres créances.	41	830.713,43	82.971,97	-57.495,36	856.190,04
IX. VALEURS DISPONIBLES	54/58	0,00	0,00	0,00	0,00
X. COMPTES DE REGULARISATION.	490/1	25.147.408,60	4.333.051,49	0,00	29.480.460,09
TOTAL DE L'ACTIF		451.958.861,82	93.709.518,18	-51.893,15	545.616.486,85

Bilan au 31 décembre 2012

PASSIF	Codes	Gestion Réseau de distribution électricité	Gestion Réseau de distribution gaz	Autres activités	TOTAL
		2012	2012	2012	2012
CAPITAUX PROPRES					
	<u>10/15</u>	199.708.285,72	37.580.379,18	0,00	237.288.664,90
I. CAPITAL.	<u>10</u>	134.606.308,23	29.695.912,77	0,00	164.302.221,00
A. Capital souscrit.	<u>100</u>	134.606.308,23	29.695.912,77	0,00	164.302.221,00
III. PLUS-VALUES DE REEVALUATION.	<u>12</u>	43.557.316,63	4.970.453,39	0,00	48.527.770,02
IV. RESERVES.	<u>13</u>	21.544.660,86	2.914.013,02	0,00	24.458.673,88
A. Réserve légale.	<u>130</u>	79.056,33	58.618,20	0,00	137.674,53
B. Réserves indisponibles.	<u>131</u>				
2. Autres.	<u>1311</u>	14.701.473,31	901.252,56	0,00	15.602.725,87
D. Réserves disponibles.	<u>133</u>	6.764.131,22	1.954.142,26	0,00	8.718.273,48
Bénéfice reporté	<u>14</u>			0,00	0,00
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES					
	<u>16</u>	262.435,47	33.870,00	0,00	296.305,47
VII. PROVISIONS ET IMPOTS DIFFERES.	<u>16</u>	262.435,47	33.870,00	0,00	296.305,47
A. Provisions pour risques et charges.					
4. Autres risques et charges	<u>163/5</u>	262.435,47	33.870,00	0,00	296.305,47
DETTES					
	<u>17/49</u>	251.988.140,63	56.095.269,00	-51.893,15	308.031.516,48
VIII. DETTES A PLUS D'UN AN.	<u>17</u>	214.533.124,57	50.172.971,85	0,00	264.706.096,42
A. Dettes financières.	<u>170/4</u>	214.533.124,57	50.172.971,85	0,00	264.706.096,42
IX. DETTES A UN AN AU PLUS.	<u>42/48</u>	32.879.168,97	5.808.736,02	-51.893,15	38.636.011,84
A. Dettes + 1 an échéant dans l'année	<u>42</u>	13.709.981,91	2.309.565,83	0,00	16.019.547,74
B. Dettes financières	<u>43</u>	0,00	0,00	0,00	0,00
C. Dettes commerciales	<u>44</u>				
1. Fournisseurs.	<u>440/4</u>	6.451.616,26	302.192,39	456,15	6.754.264,80
D. Acomptes reçus sur commandes.	<u>46</u>	2.807.825,19	274.193,98	0,00	3.082.019,17
E. Dettes fiscales, salariales et sociales.	<u>45</u>	241.664,70	41.101,46	-53.035,00	229.731,16
F. Autres dettes.	<u>47/48</u>	9.668.080,91	2.881.682,36	685,70	12.550.448,97
X. COMPTES DE REGULARISATION.	<u>492/3</u>	4.575.847,09	113.561,13	0,00	4.689.408,22
TOTAL DU PASSIF					
		451.958.861,82	93.709.518,18	-51.893,15	545.616.486,85

Compte de résultats

	<u>Codes</u>	Gestion Réseau de distribution Electricité	Gestion Réseau de distribution Gaz	Secteur "Autres activités"	TOTAL
		2012	2012	2012	2012
<u>I. Ventes et prestation</u>	<u>70/74</u>	128.211.294,54	15.695.958,80	155.441,37	144.062.694,71
A. Chiffre d'affaires	70	123.524.421,46	14.855.960,44	-6.678,92	138.373.702,98
B. Variation des commandes en cours	71	-160.112,26	-	-	-160.112,26
D. Autres produits d'exploitation	74	4.846.985,34	839.998,36	162.120,29	5.849.103,99
<u>II. Coûts des ventes et prestations</u>	<u>60/64</u>	-108.165.479,13	-10.879.608,50	-3.511,18	-119.048.598,81
A. Approvisionnements et marchandises	60	-1.183.293,11	-560.706,00	-	-1.743.999,11
B. Services et biens divers	61	-90.722.071,12	-6.673.765,10	-4.865,68	-97.400.701,90
D. Amortissements	630	-15.365.833,84	-3.198.446,75	-75,31	-18.564.355,90
E. Réductions de valeur	631/4	82.965,02	-158.565,72	5.131,21	-70.469,49
F. Provisions pour risques et charges	635/7	-140.935,02	-33.870,00	0,00	-174.805,02
G. Autres charges d'exploitation	640/8	-836.311,06	-254.254,93	-3.701,40	-1.094.267,39
<u>IV. Produits financiers</u>	<u>75</u>	16.462,53	1.482,74	25.052,20	42.997,47
B. Produits des actifs circulants	751	11.935,91	1.480,43	25.052,20	38.468,54
C. Autres produits financiers	752/9	4.526,62	2,31	-	4.528,93
<u>V. Charges financières</u>	<u>65</u>	-8.295.697,87	-1.596.600,12	5.242,61	-9.887.055,38
A. Charges des dettes	650	-8.277.716,94	-1.595.085,67	5.242,61	-9.867.560,00
C. Autres charges financières	652/9	-17.980,93	-1.514,45	-	-19.495,38
<u>X. Impôts</u>	<u>67/77</u>	-3.834,87	-86.312,92	-1.986,06	-92.133,85
A. Impôts	670/3	-4.989,74	-86.312,92	-1.986,06	-93.288,72
B. Régularisation d'impôts	77	1.154,87	0,00	-	1.154,87
<u>XI Bénéfice de l'exercice</u>	<u>7-6</u>	<u>11.762.745,20</u>	<u>3.134.920,00</u>	<u>180.238,94</u>	<u>15.077.904,14</u>

Composition du capital

	En Euro	Nombre d'actions
1. Capital souscrit		
- Au terme de l'exercice précédent	158.462.185,97	
- Modifications au cours de l'exercice	5.840.035,03	
- Au terme de l'exercice	164.302.221,00	
2. Représentation du capital		
2.1 Catégories d'actions		
Parts A	102.416.821,00	7.450.814
Parts R	61.885.400,00	618.854
2.1 Actions nominatives		0

Répartition bénéficiaire du bénéfice (art. 30 et annexes 2 et 5 des statuts)

Activité « gestion du réseau »

Répartition statutaire du bénéfice 2012 (art 30 des statuts)		Euro
Le bénéfice de l'exercice se monte à		13.294.627,30
A. Activité Electricité		
Bénéfice à répartir		11.027.059,38
attribution aux parts R	(communes associées et Idefin)	2.006.625,50
attribution aux parts A1	(communes associées et Idefin)	6.638.342,74
attribution aux parts A2	(société associée)	2.382.091,14
B. Activité Gaz		
Bénéfice à répartir		2.267.567,92
attribution aux parts R	(Idefin)	270.509,28
attribution aux parts A1	(communes associées et Idefin)	1.438.398,97
attribution aux parts A2	(société associée)	558.659,67

Activité « fourniture »

Répartition statutaire du bénéfice 2012 (art 30 des statuts)		Euro
Le bénéfice de l'exercice se monte à		180.238,94
A. Activité Electricité		
Bénéfice à répartir		151.263,36
attribution aux parts A1	(communes associées et Idefin)	18.659,12
attribution aux parts A2 et C2	(société associée)	45.627,81
attribution aux parts B1 et C1	(communes associées et Idefin)	86.976,43
B. Activité Gaz		
Bénéfice à répartir		28.975,58
attribution aux parts A1	(communes associées et Idefin)	640,04
attribution aux parts A2 et C2	(société associée)	12.854,72
attribution aux parts B1 et C1	(communes associées et Idefin)	15.480,82



Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du
Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

VIII. Rapports du Contrôleur aux comptes

EXERCICE 2012

VIII. Rapports du Contrôleur aux comptes



Callens, Pirenne, Theunissen & C^o
member of Crowe Horwath International

Avenue Jean 1er TB
B-5000 Namur
T +32 (0)81 25 30 29
F +32 (0)81 25 30 26
info@callens.be
www.callens-theunissen.com
www.crowehorwathinternational.com

IDEG SCRL

Avenue Albert 1^{er}

5000 NAMUR

**RAPPORT DU COMMISSAIRE
À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES COOPÉRATEURS
DE LA SCRL IDEG
SUR LES COMPTES ANNUELS POUR L'EXERCICE CLOS
LE 31 DECEMBRE 2012**

Réviseurs d'Entreprises | Bedrijfsrevisoren | Betriebsrevisoren
Agréé par la CBFA | Erkend door de CBFA | Von der CBFA anerkannt
Agréé par l'Office de contrôle des mutualités | Erkend door de Controledienst voor de ziekenfondsen | Von der Krankenkassenaufsicht anerkannt

Antwerp | Brussels | Hasselt | Kortrijk | Namur | Verviers | Luxembourg (L) | Berlin (G) | Lille (F)
Audit and Assurance | Accounting | Tax and Legal | Risk Consulting | Corporate Finance

Numéro d'Entreprise TVA | Ondernemingsnummer BTW BE 0427.897.088
Deutsche Bank: 611-0929540-59 | IBAN: BE84 6110 9295 4059 | BIC: BDCHBE22

Société Civile ayant emprunté la forme d'une Société Coopérative à responsabilité limitée | Burgerlijke vennootschap die de rechtsvorm van een coöperatieve vennootschap met beperkte aansprakelijkheid heeft aangenomen | Bürgerliche Gesellschaft die die Rechtsform einer Genossenschaft mit Beschränkter Haftung angenommen hat

VIII. Rapports du Contrôleur aux comptes



IDEG SCRL - 31/12/2012

Chers Coopérateurs,

Conformément aux dispositions légales et statutaires, nous vous faisons rapport dans le cadre du mandat de commissaire. Le rapport inclut notre opinion sur les comptes annuels ainsi que les mentions et informations complémentaires requises.

Attestation sans réserve des comptes annuels

Nous avons procédé au contrôle des comptes annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, établis sur la base du référentiel comptable applicable en Belgique, dont le total du bilan s'élève à € 545.616.487 et dont le compte de résultats se solde par un bénéfice de l'exercice de € 15.077.904.

L'établissement des comptes annuels relève de la responsabilité de l'organe de gestion. Cette responsabilité comprend : la conception, la mise en place et le suivi d'un contrôle interne relatif à l'établissement et la présentation sincère des comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs ; le choix et l'application de règles d'évaluation appropriées ainsi que la détermination d'estimations comptables raisonnables au regard des circonstances.

Notre responsabilité est d'exprimer une opinion sur ces comptes sur la base de notre contrôle. Nous avons effectué notre contrôle conformément aux dispositions légales et selon les normes de révision applicables en Belgique, telles qu'édictées par l'Institut des Réviseurs d'Entreprises. Ces normes de révision requièrent que notre contrôle soit organisé et exécuté de manière à obtenir une assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives, qu'elles résultent de fraudes ou d'erreurs.

Conformément aux normes de révision précitées, nous avons tenu compte de l'organisation de la société en matière administrative et comptable ainsi que de ses dispositifs de contrôle interne. Nous avons obtenu de l'organe de gestion et des préposés de la société les explications et informations requises pour notre contrôle. Nous avons examiné par sondages la justification des montants figurant dans les comptes annuels. Nous avons évalué le bien-fondé des règles d'évaluation et le caractère raisonnable des estimations comptables significatives faites par la société ainsi que la présentation des comptes annuels dans leur ensemble. Nous estimons que ces travaux fournissent une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

A notre avis, les comptes annuels clos le 31 décembre 2012 donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et des résultats de la société, conformément au référentiel comptable applicable en Belgique.



IDEG SCRL - 31/12/2012

Mentions et informations complémentaires

L'établissement et le contenu du rapport de gestion, ainsi que le respect par la société du Code des sociétés et des statuts, relèvent de la responsabilité de l'organe de gestion.

Notre responsabilité est d'inclure dans notre rapport les mentions et informations complémentaires suivantes qui ne sont pas de nature à modifier la portée de l'attestation des comptes annuels:

- Le rapport de gestion traite des informations requises par la loi et concorde avec les comptes annuels. Toutefois, nous ne sommes pas en mesure de nous prononcer sur la description des principaux risques et incertitudes auxquels la société est confrontée, ainsi que de sa situation, de son évolution prévisible ou de l'influence notable de certains faits sur son développement futur. Nous pouvons néanmoins confirmer que les renseignements fournis ne présentent pas d'incohérences manifestes avec les informations dont nous avons connaissance dans le cadre de notre mandat.
- Sans préjudice d'aspects formels d'importance mineure, la comptabilité est tenue conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables en Belgique.
- Nous ne devons vous signaler aucune autre opération conclue ou décision prise en violation des statuts ou de la loi sur les sociétés. L'affectation des résultats proposée à l'Assemblée générale est conforme aux dispositions légales et statutaires.
- Au cours de l'exercice, un acompte sur dividende a été distribué à propos duquel nous avons établi le rapport joint en annexe, conformément aux exigences légales.

Namur, le 28 mars 2013

Callens, Pirenne Theunissen & Co SCRL
Commissaire
Représentée par Baudouin Theunissen
Réviseur d'entreprises



Callens, Pirenne, Theunissen & C^o
member of Crowe Horwath International

Avenue Jean 1er 18
B-5000 Namur
T +32 (0)81 25 30 29
F +32 (0)81 25 30 26
info@callens.be
www.callens-theunissen.com
www.crowehorwathinternational.com

IDEG SCRL
Avenue Albert 1^{er}
5000 NAMUR

**Rapport du Commissaire
sur l'attribution d'un acompte sur dividende
en décembre 2012**

Monsieur le Président,
Messieurs les Vice-Présidents,
Messieurs les Administrateurs,

En application de l'article 30 § 3 des statuts de votre société et de l'article 618 du Code des sociétés, nous sommes chargés de vous faire rapport sur un état résumant la situation active et passive d'IDEG attestant que le bénéfice de la période considérée dans cet état, diminué des réserves et résultats reportés, est suffisant pour permettre la distribution de l'acompte sur dividende.

Réviseurs d'Entreprises | Bedrijfsrevisoren | Betriebsrevisoren
Agrée par la CBFA | Erkend door de CBFA | Von der CBFA anerkannt
Agrée par l'Office de contrôle des mutualités | Erkend door de Controledienst voor de ziekenfondsen | Von der Krankenkassenaufsicht anerkannt

Antwerp | Brussels | Hasselt | Kortrijk | Namur | Verviers | Luxembourg (L) | Berlin (G) | Lille (F)
Audit and Assurance | Accounting | Tax and Legal | Risk Consulting | Corporate Finance

Numéro d'Entreprise TVA | Ondernemingsnummer BTW BE 0427.897.088
Deutsche Bank: 611-0929540-59 | IBAN: BE84 6110 9295 4059 | BIC: BDCHE22

Société Civile ayant emprunté la forme d'une Société Coopérative à responsabilité limitée | Burgerlijke vennootschap die de rechtsvorm van een coöperatieve vennootschap met beperkte aansprakelijkheid heeft aangenomen | Bürgerliche Gesellschaft die die Rechtsform einer Genossenschaft mit Beschränkter Haftung angenommen hat

VIII. Rapports du Contrôleur aux comptes

*IDEG SCRL*

Il vous est proposé d'attribuer au mois de novembre un acompte total sur dividende :

- Relatif à l'activité électricité de € 7.470.274,93
- Relatif à l'activité gaz de € 1.424.087,82

Cet acompte est à valoir sur les dividendes de l'exercice 2012 de votre intercommunale.

Conformément aux normes de contrôle de l'Institut des Réviseurs d'Entreprises, j'ai procédé au contrôle de la situation des résultats de votre intercommunale arrêtée au 30 septembre 2012.

De cette situation, il résulte que le bénéfice disponible au 30 septembre 2012 est de € 10.902.660,41.

En outre, la répartition de l'acompte entre les associés est conforme aux règles de répartition des dividendes instituées par les statuts de votre intercommunale.

Compte tenu des éléments qui viennent d'être exposés, je suis d'avis que la situation active et passive et de résultats de votre intercommunale dégage à ce jour un bénéfice suffisant pour attribuer un acompte sur dividende de € 8.894.362,75. En outre, il apparaît que cette distribution n'a pas pour effet de ramener l'actif net de votre société en dessous du capital minimum prévu par vos statuts.

Namur, le 28 novembre 2012

Callens, Pirenne, Theunissen & Co^{SCCRL}
Commissaire
Représentée par Baudouin Theunissen
Réviseur d'entreprises



Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du
Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

IX. Liste des adjudicataires de marchés de travaux, de fournitures et/ou de services

EXERCICE 2012

IX. Liste des adjudicataires

CONTRAT	SOCIETE	Objet du marché	Procédure
COAWA21088	AIB VINCOTTE Belgium	Service de contrôles des installations électriques (cabines, lignes, postes gaz ...) et visites d'inspection périodiques par un organisme agréé dans les provinces wallonnes.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
CCABW6390	ALPES 2100	Travaux de construction de bâtiments techniques maçonnés	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
XSACH3221A	AQUAENERGIA	Marché de travaux de poses de canalisations souterraines (câbles et conduites) dans toute la Wallonie	Procédure négociée sans publicité - Secteurs spéciaux
RCPWA19353	ATOS Belgium	Marché de services de déploiement et de support d'une solution de paiements d'énergie et de rechargements de cartes de compteur d'énergies à prépaiement	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
RCPWA19367	ATOS WORLDLINE (BANKSYS)	Marché de services de déploiement et de support d'une solution de paiements d'énergie et de rechargements de cartes de compteur d'énergies à prépaiement	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
TELWA16268	BELGACOM	Services de communications fixes et mobiles	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
TAC0017354	BG PIPE	Fourniture de tubes Acier	Procédure négociée basée sur un système de qualification - Secteurs spéciaux
CCAEM6383	BOUWERKEN DE RAEDT NV - SERCK NV	Travaux de construction de bâtiments techniques maçonnés	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESABW13015	CAPPAL	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESAMO13032	CARRIERES ET TERRASSEMENTS	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
LAXBW6010	COFELY FABRICOM	Marché de Travaux d'entretiens préventifs et curatifs de l'Eclairage Public	Appel d'offres restreint - Secteurs classiques
BAABW3010A	COFELY FABRICOM INFRA SUD	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESACH13028	COLLIGNON ENG	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
XSACH3113A	CONDUITES ET CABLES	Marché de travaux de poses de canalisations souterraines (câbles et	Procédure négociée sans publicité - Secteurs spéciaux

IX. Liste des adjudicataires

	ENTREPRISES	conduites) dans toute la Wallonie	
CCABW6388	CONINCK ET FILS	Travaux de construction de bâtiments techniques maçonneries	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAABW3164A	CONSTRUCT TIME	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
COG16193	CONTIGEA	Fourniture de compteurs gaz à membrane, rotatifs et à turbine	Procédure négociée basée sur un système de qualification - Secteurs spéciaux
GSAWA17089	CONTROLE INDUSTRIEL BELGE	Service de Gestion des sites d'antennes par un service externe de contrôle technique	Procédure négociée sans publicité - Secteurs spéciaux
ESPEM13074	CROSSET LEON (ETS)	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESALX13152	DEVRESSE	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESACH13037	ECODI	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
FENE301616	ELECTRABEL	Fourniture d'électricité pour compensation des pertes de 2011 à 2013	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
XSPMO3174P	ELECTROMONTAGE	Marché de travaux de poses de canalisations souterraines (câbles et conduites) dans toute la Wallonie	Procédure négociée sans publicité - Secteurs spéciaux
COG16272	ELSTER	Fourniture de compteurs gaz à membrane, rotatifs et à turbine	Procédure négociée basée sur un système de qualification - Secteurs spéciaux
BAALX3005A	ENGEMA	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
PCE0116199	Etablissements BOUTON	Fourniture de portes de cabine électriques et autres éléments de menuiserie métallique	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAABW3006A	ETEC	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ARCNA16371	ETHIAS	Services d'assurances responsabilité civile	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
LAABW3035A	Ets DEMOL	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAALX3012A	Ets E. RONVEAUX	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAALG3154A	Ets JACOBS	Marché de travaux aériens basse tension et	Procédure négociée avec publicité -

IX. Liste des adjudicataires

		d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Secteurs spéciaux
ESACH13025	ETWAL	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
XSPBW3156P	FJC METUBEL	Marché de travaux de poses de canalisations souterraines (câbles et conduites) dans toute la Wallonie	Procédure négociée sans publicité - Secteurs spéciaux
ESABW13017	FODETRA	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
LAABW3349A	FODETRA - VERBRAEKEN CONSTRUCTION	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESAEM13038	GEHLEN	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAABW3008A	GENETEC	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
APE0115302	GEORG FISCHER	Marché de fourniture d'accessoires en PE	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
XSACH3039A	GREBAT	Marché de travaux de poses de canalisations souterraines (câbles et conduites) dans toute la Wallonie	Procédure négociée sans publicité - Secteurs spéciaux
ESPBW13158	HOTTAT & DELVAUX	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESAVE13162	HOTTON TRAVAUX	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESAMO13064	HYDROGAZ	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
COG16192	IMBEMA	Fourniture de compteurs gaz à membrane, rotatifs et à turbine	Procédure négociée basée sur un système de qualification - Secteurs spéciaux
TAC0017355	INDUTUBE	Fourniture de tubes Acier	Procédure négociée basée sur un système de qualification - Secteurs spéciaux
DPG16177	INFRATECH	Fourniture et contrôle technique de détecteurs portables de gaz	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAACH3344A	INT. Industrie Nouvelles Technologies	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
XSALX3009A	JEROUVILLE	Marché de travaux de poses de canalisations souterraines (câbles et	Procédure négociée sans publicité - Secteurs spéciaux

IX. Liste des adjudicataires

		conduites) dans toute la Wallonie	
BAABW3141A	K. VERSTRAETE & ZOON	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESAEM13040	LEJEUNE & FILS	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAAEM3140A	LEMAIRE	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
F4X415369	MERCEDES KALSCHUEUR LIEGE	Fourniture de véhicules de type fourgon de MMA égale à 3,5 tonnes à 4 roues motrices	Procédure négociée sans publicité - Secteurs spéciaux
ESAEM13045	NELLES FRERES	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
TPOBN2022	NIZET ENTREPRISE	Travaux d'installation des équipements électriques dans les postes HT de Fontaine-L'Evêque, de Chassart, de Romedenne, de Bonnert, de Soy et de Villers-Sur-Semois sur base du système de qualification WQPOWA15.	Procédure négociée basée sur un système de qualification - Secteurs spéciaux
CCAEM6386	PAGNOULLE GEORGES CONSTRUCTIONS	Travaux de construction de bâtiments techniques maçonnés	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAALG3026A	PAQUE YVAN	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
LAM0015342	PHILIPS BELGIUM	Marché de fourniture de lampes pour l'éclairage public.	Appel d'offres restreint - Secteurs classiques
ESAMO13046	PLATTEAU CONDUITES	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
FEPE211657	S.P.E Luminus	Fourniture d'électricité pour compensation des pertes de 2011 à 2013	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAACH3047A	SAFALEC	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
CCABW6387	SK HOME CONSTRUCT	Travaux de construction de bâtiments techniques maçonnés	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
TAC0017356	SOCOTUB	Fourniture de tubes Acier	Procédure négociée basée sur un système de qualification - Secteurs spéciaux
ESALX13050	SUDTRAFOR	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAAMU3023A	TEI	Marché de travaux aériens basse tension et	Procédure négociée avec publicité -

IX. Liste des adjudicataires

		d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Secteurs spéciaux
ESPNA13016	TFC	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESACH13014	TMS	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESAMU13051	TRAVOCO	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESALG13081	TRTC BONFOND FILS	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
DFC16348	VANDENTEMPEL	Fourniture et installation d'appareillage pour détection de défaut de câble.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
BAAMU3054A	VANO-ELECTRO	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
LAABWW3345A	VEKAN	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESABW13049	VERBRAEKEN CONSTRUCTION	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
APE0115109	VIGOTEC AKATHERM	Marché de fourniture d'accessoires en PE	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
LAABW3017A	WAUTHIER CTP	Marché de travaux aériens basse tension et d'éclairage public dans toute la Wallonie.	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
ESALG13076	WILKIN	Travaux de pose de câbles souterrains et/ou de gaines pour fibres optiques	Procédure négociée avec publicité - Secteurs spéciaux
REPEM2338	Yvan Paque / VSE	Marché de travaux de recensement (visite généralisée) de l'éclairage public dans toutes les intercommunales mixtes wallonnes sauf IEH (Solde du marché WREPWA11)	Appel d'offres restreint - Secteurs classiques



Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du
Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

X. Glossaire

EXERCICE 2012

X. Glossaire

AGW : Arrêté du Gouvernement wallon.

CàB : Compteur à budget.

CAP : Actif financier appartenant à la famille des options sur taux d'intérêts.

CICC : Contact fédéral Informations Câbles et Conduites.

CREG : Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz

Organisme autonome, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz et d'une mission de surveillance et de contrôle de l'application des lois et réglementations y relatives

CWaPE : Commission wallonne pour l'Energie

Organisme responsable de la régulation du marché régional du gaz et de l'électricité en Région wallonne.

EANDIS : EANDIS est l'opérateur chargé, notamment, de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz pour le compte des GRD mixtes flamands.

EP : Eclairage public.

ELIA : Gestionnaire de réseau de transport d'électricité.

Fluxys : Gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel.

GPRS : Support de transmission de données utilisant la technologie GSM.

GRD : Gestionnaire de réseau de distribution.

GRT : Gestionnaire de réseau de transport.

IDEFIN : Intercommunale (pure) de financement de Namur

IEH : Intercommunale d'Electricité du Hainaut.

IGH : Intercommunale de Gaz du Hainaut.

INDEX'IS : Société filiale d'ORES et d'EANDIS. Sa mission consiste à gérer et traiter les données de comptage des GRD associés via l'application informatique IMDMS.

INFRAx : Opérateur assurant la gestion des réseaux (gaz naturel, électricité, télévision par le câble et/ou réseau d'égouttage) sur le territoire des communes associés en Interelectra, Iveg ou WVEM.

INTEREST : Intercommunale d'Electricité des Régions de l'Est.

INTERLUX : Intercommunale pour la distribution d'énergie dans la province du Luxembourg.

INTERMIXT : Etablissement d'utilité publique regroupant tous les mandataires représentant les communes dans les intercommunales mixtes de distribution d'électricité, de gaz naturel et de télédistribution.

INTERMOSANE : Intercommunale mixte de distribution de l'Electricité en province de Liège.

iRAB : Détermination de la valeur initiale des capitaux investis au 31.12.2001 en électricité et au 31.12.2002 en gaz.

ISO : Organisation internationale de normalisation.

IT : Réseau informatique.

X. Glossaire

OLO : Obligations linéaires.

ORES : ORES est l'opérateur chargé, notamment, de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel dans 198 communes en Région wallonne au nom et pour le compte des huit intercommunales mixtes.

OSP : obligations de service public

Obligations imposées par les autorités publiques à une entreprise qui, si elle prenait uniquement en compte ses propres intérêts commerciaux, ne les assumerait pas ou ne les assumerait pas de la même façon ou à des conditions similaires.

PTA : Poste de transformation aérien.

RAB : Regulated Asset Base - Valeur de l'immobilisé servant de base à la rémunération de celui-ci.

REDI : Réseaux Electriques Durables et Intelligents.

RH : Ressources humaines.

RTNR : Redevance Transit Non Relevée.

SEDILEC : GRD mixte de distribution de gaz et d'électricité d'une partie de la province du Brabant wallon.

SIBELGA : Gestionnaire des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel de la région de Bruxelles-Capitale.

SIMOGEL : Intercommunale pour la distribution du gaz et de l'électricité dans la région de Mouscron.

TCC : TéléCommande Centralisée - Signal envoyé au départ des postes HT/MT sur les réseaux électriques pour effectuer notamment les changements de tarif des compteurs bi-horaires ou pour activer les compteurs exclusifs de nuit.

TECTEO : Opérateur public wallon regroupant la distribution d'électricité et de gaz dans certaines communes de la province de Liège et la câblodistribution sur le territoire wallon.

URD : Utilisateur de Réseau de distribution.

URE : utilisation rationnelle de l'énergie

Le terme U.R.E. recouvre un ensemble d'actions visant à utiliser au mieux les ressources énergétiques dans les différents champs d'activité de notre société. Par exemple: améliorer la performance énergétique d'équipements existants (machines, bâtiments, etc.) par une gestion efficace; maîtriser, voire diminuer les consommations énergétiques par des mesures comportementales; mettre en œuvre les technologies et techniques les plus efficaces énergétiquement dans les différentes fonctions d'un bâtiment, d'une entreprise, etc.

WACC : Weighted average cost of capital.

Coût moyen pondéré du capital calculé comme la moyenne pondérée du coût des capitaux propres et du coût de l'endettement net d'une entreprise. La CREG utilise le WACC comme base de calcul du bénéfice régulé des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution en pondérant la RAB par ce taux.

X. Glossaire

Symboles

kWh :	Kilowattheure 1 kWh = mille Wh	MWh :	Mégawattheure 1 MWh = mille kWh	GWh :	Gigawattheure 1 GWh = 1 million de kWh
BT :	Basse Tension (230 v et 400 v)	MT :	Moyenne Tension (1 et 30 kV)	HT :	Haute Tension (36 à 220 kV)
B.P. :	Basse pression (<0,1 bar)	M.P. :	Moyenne pression (0,1 à 15 bar)	H.P. :	Haute pression (> 15 bar)

Milliers d'euros

: **k€****M€** : Millions d'euros



Association Intercommunale régie par le livre V de la première partie du
Code de la démocratie locale et de la décentralisation

Siège social :
Société coopérative à responsabilité limitée
BCE

XI. Informations

EXERCICE 2012

XI. Informations

Société exploitante :

ORES scrl

avenue Jean Monnet, 2 – 1348 Louvain-la-Neuve

☎ 078/15.78.01

🌐 <http://www.ores.net>

✉ contact@ores.net

Rapport annuel :

Notre rapport annuel est disponible sur le site www.ideg.be.

Commande :

Pour toute commande d'exemplaires de rapport annuel ou autre documentation :

IDEG

Secrétariat du Conseil d'administration

Avenue Albert I^{er}, 19 - 5000 Namur

✉ contact@ideg.be