

Rapport annuel 2014



*Association Intercommunale d'Étude
et d'Exploitation d'Électricité et de Gaz*

Société Coopérative à Responsabilité Limitée

Siège social : Hôtel de Ville de et à 5670 Viroinval

Siège administratif et technique : rue des Marais, 11 à 5300 Andenne



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

Mesdames, Messieurs,

Les rapports qui vous sont présentés ont traités aux activités de l'**Association Intercommunale d'Etude et d'Exploitation d'Electricité et de Gaz** au cours de son cinquante-neuvième exercice social.

Ils s'inscrivent dans la continuité de l'action de notre Intercommunale qui exerce ses missions de service public dans le domaine de la distribution d'électricité en s'adaptant aux nouvelles réglementations suite à sa désignation en tant que Gestionnaire de Réseaux de Distribution.

Ces documents reprennent les principales étapes de notre gestion et les situent en rapport aux contextes économiques, industriels et sociaux, tant sur le plan national que régional.

Ils permettent d'apprécier la place qu'occupe notre société et constituent à ce titre, une source précieuse d'informations pour exposer à nos associés, le rôle de notre Intercommunale dans cet environnement.

Qu'ils reçoivent nos remerciements pour la confiance témoignée, gage de notre pérennité et de notre développement.

Table des matières

Informations générales	7
Modifications Statutaires	8
Constitution & Statuts	9
Historique.....	9
Liste des Associés.....	10
Répartition des Parts Sociales.....	11
Organes de gestion	13
Conseil d'Administration	15
Comité de Gestion.....	16
Commissaire Réviseur.....	16
Comité de Rémunération.....	16
Hommage.....	17
Le secteur de l'énergie	19
Inter-Régies	21
Faits marquants de l'AIEG	35
Inauguration du nouveau centre administratif et technique	37
L'éclairage du nouveau bâtiment : quand l'esthétique rejoint l'efficacité.....	38
La station de dispersion AIEG	40
Modernisation de l'IT de l'AIEG	41
Gestion technique du réseau	44
Rapport d'activités de l'Intercommunale	47
Investissements	49
Longueur réseaux G.R.D.....	50
Cabines, postes aériens, armoires trottoirs et transformateurs.....	50
Nombre de clients protégés, compteurs à budget.....	50
Récapitulatif des KWh ayant transité vers les utilisateurs du réseau	51
Différence des kWh ayant transité vers les utilisateurs du réseau	52
Energie transitée.....	53
Evolution de la température.....	54
Comptes annuels de l'Intercommunale	55
Rapport de gestion du Conseil d'Administration	73
Rapport de gestion du Conseil d'Administration.....	75
Répartition du trop perçu	79
Prélèvements et affectations	81
Attribution du trop perçu	81
Rémunération capital libéré	82
Dividendes distribués au 31 décembre 2014.....	82
Prélèvement exceptionnel.....	82
Rapport du Commissaire Réviseur	83
Rapport du Commissaire Réviseur	85
Liste des adjudicataires	89
Marchés publics–Modes de passation	91

Informations générales



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

Les actes, relatifs à toutes les modifications statutaires, sont repris chronologiquement ci-après :

MODIFICATIONS STATUTAIRES

<i>Assemblées Générales Extraordinaires du</i>	<i>Arrêtés d'approbation du</i>	<i>Publications aux annexes du Moniteur Belge</i>
10.02.1956	- A. R. du 22.02.1956	08.04.1956 - nr 6334
04.02.1957	- A. R. du 11.05.1957	
29.10.1957	- A. R. du 10.05.1958	
22.05.1969	- A. R. du 29.09.1970	19.12.1970 - page 13073
27.05.1971	- A. R. du 12.10.1971	
17.05.1973	- A. R. du 09.10.1973	
20.06.1974	- A. R. du 12.11.1974	20.03.1975 - page 6092
19.06.1975	- A. R. du 22.10.1975	19.12.1975 - page 33684
28.02.1976	- A. R. du 03.06.1976	26.08.1976 - page 26959
15.06.1979	- A. R. du 18.09.1979	21.09.1979 - page 15195
03.05.1986	- prorogation	03.07.1985 - page 181
20.06.1986	- A. M. du 17.10.1986	08.11.1986 - page 15361
17.06.1988	- A. M. du 19.09.1988	15.12.1988 - page 881215
08.09.1988	- A. M. du 21.12.1988	15.02.1989 - page 890215
18.06.1993	- A. M. du 20.09.1993	30.09.1993 - page 930930
	- A. M. du 12.11.1993	24.11.1993 - page 931124
09.09.1994	- A. M. du 25.10.1994	08.12.1994 - page 941208
16.06.1995	- A. M. du 11.08.1995	15.09.1995 - page 950915
21.06.1996	- A. M. du 13.08.1996	11.09.1996 - page 960911
20.06.1997	- A. M. du 08.09.1997	26.09.1997 - page 25389
12.12.1997	- A. M. du 23.02.1998	11.03.1998 - page 6488
18.06.1999	- A. M. du 04/08/1999	28.08.1999 - page 230
10.12.1999	- A. M. du 25.01.2000	25.02.2000 - page 49
14.12.2001	- A. M. du 07.02.2002	15.03.2002 - page 83
13.12.2002	- A. M. du 12.02.2003	18.03.2003 – page 13004
17.12.2004	- A. M. du 16.02.2005	07.03.2005 – page 9243
01.12.2006	- A. M. du 14.02.2007	14.03.2007 – page 13721
15.06.2007	- A. M. du 28.05.2008	10.06.2008 – page 84521
19.06.2008	- A.M. du 02.09.2008	29.07.2009 – page 108516
15.12.2011	- A.M. du 07.03.2012 – prorogation	27.04.2012 – page 81121
14.06.2012	-A.M. du 14.09.2012	11.04.2013 – page 56628
04.10.2012	-A.M. du 05.12.2012	11.04.2013 – page 56629

Le 10 février 1956, a été fondée, sous forme de société coopérative à responsabilité limitée, l'Intercommunale pure dénommée : *AIEG*.

Elle est constituée conformément à la loi du 22 décembre 1986 relative aux intercommunales et au décret du 05 décembre 1996 relatif aux intercommunales dont le ressort ne dépasse pas les limites de la Région Wallonne. Elle répond intégralement aux stipulations de la loi du 10 mars 1925.

Les statuts initiaux ont été approuvés par Arrêté Royal du 22 février 1956 et ont été modifiés à diverses reprises. La deuxième prorogation de la société a été actée au procès-verbal de l'Assemblée Générale Extraordinaire dressé le 21 juin 1996, publié aux annexes du Moniteur Belge du 11 septembre 1996 sous le numéro 960911-29 page 13.

Les dernières modifications statutaires ont été adoptées lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire du 04 octobre 2012.

HISTORIQUE

L'*A.I.E.G.* Association Intercommunale travaillant tant comme exploitant que comme conseiller spécialisé dans quatre provinces, est composée exclusivement de pouvoirs publics.

Elle a été autorisée par Arrêté Royal du 30.12.1955 et constituée le 10 février 1956 par les communes de Namèche et de Spy. Depuis lors, d'autres communes ont rejoint l'*A.I.E.G.* qui est composée actuellement de cinq communes où elle est désignée en tant que Gestionnaire de Réseaux de Distribution et de quatorze communes en conseil.

L'Association a pour objet :

- L'établissement et l'exploitation de services publics de production, d'achat, de transport et de distribution par tous les moyens quelconques, soit pour l'électricité, le gaz, l'eau ou la chaleur ou toutes espèces d'émissions sonores et télévisuelles ;
- La gestion des moyens administratifs, commerciaux et techniques de chaque associé pour cet objet en vue d'une meilleure coordination et d'une rationalisation plus poussée de la production, du transport et de la distribution d'électricité, de gaz, d'eau, de chaleur et de toutes espèces d'émissions sonores et télévisuelles ;
- L'étude et la promotion de services publics de production, d'achat, de transport et de distribution d'électricité, de gaz, d'eau, de chaleur, et de toutes espèces d'émissions sonores et télévisuelles ainsi que d'assurer à ses associés, le concours de ses services administratifs et techniques, tant au point de vue étude que surveillance des moyens de production, d'achat, de transport et de distribution ainsi que de contrats en tous genres liant un associé quelconque à un tiers ;
- Le financement des activités de l'Intercommunale ou à celles de cessions ou d'apports en droit d'usage.

En 2014, elle a assuré la gestion des réseaux de distribution d'électricité dans les provinces de Namur et du Hainaut.

Capital « B et A »

<i>Provinces</i>	<i>Communes</i>
Namur	Andenne *
	Namur **
	Ohey *
	Viroinval *
Hainaut	Rumes *

Capital « A »

<i>Provinces</i>	<i>Communes</i>
Namur	Anhée
	Beauraing
	Dinant
	Gesves *
	Houyet
	Jemeppe S/Sambre
	Mettet
	Rochefort
	Sambreville
	Walcourt
Brabant	Incourt
	Jodoigne
Hainaut	Tournai

- * Communes où l'*A.I.E.G.* a été désignée Gestionnaire de Réseaux de Distribution.
** *A.I.E.G.* opérateur sur les sections de Flawinne, Marche-les-Dames, Saint-Marc et Vedrin.

RÉPARTITION DES PARTS SOCIALES

<i>Désignation des Associés</i>	<i>Nombre de Parts</i>	<i>Souscrites</i>	<i>Non Appelées</i>	<i>Libérées</i>
Andenne	2 A	50,00	0,00	50,00
	212.426 B1	5.310.650,00	3.920.412,24	1.390.237,76
	10.480 B5	262.000,00	181.854,69	80.145,31
<u>Total Andenne</u>	222.908	5.572.700,00	4.102.266,93	1.470.433,07
Namur	4 A	100,00	0,00	100,00
	188.327 B1	4.708.175,00	2.770.736,75	1.937.438,25
<u>Total Namur</u>	188.331	4.708.275,00	2.770.736,75	1.937.538,25
Ohey	1 A	25,00	0,00	25,00
	30.454 B1	761.350,00	555.785,50	205.564,50
<u>Total Ohey</u>	30.455	761.375,00	555.785,50	205.589,50
Rumes	1 A	25,00	0,00	25,00
	123.843 B1	3.096.075,00	2.227.543,10	868.531,90
<u>Total Rumes</u>	123.844	3.096.100,00	2.227.543,10	868.556,90
Viroinval	1 A	25,00	0,00	25,00
	119.244 B1	2.981.100,00	2.216.974,41	764.125,59
<u>Total Viroinval</u>	119.245	2.981.125,00	2.216.974,41	764.150,59
Anhée	1 A	25,00	0,00	25,00
Beauraing	1 A	25,00	0,00	25,00
Dinant	1 A	25,00	0,00	25,00
Gesves	1 A	25,00	0,00	25,00
Houyet	1 A	25,00	0,00	25,00
Incourt	1 A	25,00	0,00	25,00
Jemeppe s/Sambre	2 A	50,00	0,00	50,00
Jodoigne	3 A	75,00	0,00	75,00
Mettet	1 A	25,00	0,00	25,00
Rochefort	1 A	25,00	0,00	25,00
Sambreville	1 A	25,00	0,00	25,00
Tournai	4 A	100,00	0,00	100,00
Walcourt	1 A	25,00	0,00	25,00
<u>Total des Parts</u>	28 A	700,00	0,00	700,00
	674.294 B1	16.857.350,00	11.691.452,00	5.165.898,00
	10.480 B5	262.000,00	181.854,69	80.145,31
<u>Total Général</u>	684.802	17.120.050,00	11.873.306,69	5.246.743,31

Organes de gestion



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

Président

Mr VERBORG Francis Conseiller communal à la Ville d'Andenne

Vice-Président

Mr CASTERMAN Michel Bourgmestre à la Commune de Rumes

Membres

Me BALAND Brigitte Conseillère communale à la Ville de Namur**

Mr BOUVY Alain Conseiller communal à la Commune de Viroinval

Mr BUCHET Bruno Bourgmestre à la Commune de Viroinval***

Mr CABARAUX Freddy Conseiller communal à la Commune de Viroinval

Mr DELIZEE Jean-Marc Bourgmestre à la Commune de Viroinval****

Mme DESMONS M-Ange Conseillère communale à la Commune de Rumes

Mr DETRY Philippe Conseiller communal à la Ville de Namur*

Mr EERDEKENS Claude Bourgmestre à la Ville d'Andenne

Mr GILON Christophe Bourgmestre à la Commune d'Ohey

Mr HUBRECHTS René Echevin à la Commune d'Ohey

Mme KLEIN Dorothée Conseillère communale à la Ville de Namur

Mme LEONARD Françoise Echevine à la Ville d'Andenne

Mr LHOSTE Dimitri Conseiller communal à la Ville de Namur

Mme MALISOUX Elisabeth Echevine à la Ville d'Andenne

Mme MAUGUIT M-Christine Conseillère communale à la Ville d'Andenne

Mr PAULET José Bourgmestre à la Commune de Gesves

Mr PLUME François Echevin à la Commune de Sambreville

Mr SOHIER Baudouin Echevin à la Ville de Namur

La Direction

Mr DELEUZE Guy Directeur général

*démission le 17 juin 2014

**cooptée le 17 juin 2014

***démission le 20 novembre 2014

****coopté le 20 novembre 2014

A Monsieur Bruno BRUCHET,

Aux élections communales de 2006, il est élu Bourgmestre de Viroinval.

Tout au long de sa fonction mayorale, il a beaucoup donné à ses concitoyens. Doté d'une grande qualité d'écoute et d'une grande disponibilité, il s'est énormément investi dans la vie de sa commune.

Le 24 octobre 2013, il est coopté aux fonctions d'Administrateur de l'Intercommunale AIEG.

Malheureusement décédé le vendredi 17 octobre 2014.



Le secteur de l'énergie



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

INTER-REGIES représente les intercommunales pures et régies actives dans le domaine de la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel et de la télédistribution en Belgique.

Celles-ci ont comme actionnaires, des personnes de droit public (communes et/ou provinces).

INTER-REGIES poursuit une triple mission ; à savoir:

- la représentation des intérêts des entreprises et communes affiliées aux niveaux européen, fédéral et régional;
- les échanges de connaissances et d'expériences et l'optimisation de la coopération entre ses membres;
- la prestation de services et la fourniture d'informations aux entreprises affiliées.

La représentation des intérêts

Les textes législatifs et les règlements sont le fruit d'un long processus d'information, de concertation et de négociation, dans lequel *INTER-REGIES* tente de jouer un rôle proactif et constructif.

Au niveau belge

En tant que représentant et porte-parole du secteur public de l'énergie et de la câblo-communication en Belgique, *INTER-REGIES* a pour mission de défendre et de représenter les prises de positions communes de ses membres vis-à-vis:

- de diverses autorités politiques (et administrations), tant fédérales que régionales;
- des autorités de régulations fédérale et régionales:
- la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG): *INTER-REGIES* est représentée au sein du Conseil général de la CREG et participe activement aux différents groupes de travail du Conseil général;
- la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE);
- L'autorité de régulation en région flamande (VREG - Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt);
- des organes professionnels du secteur, notamment:
- la Fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique (Synergrid);
- la Fédération belge des entreprises électriques et gazières (FEBEG) ;
- l'Union professionnelle des sociétés de câblodistribution de Belgique (Cable Belgium).

Au niveau européen

Le terrain d'action d'*INTER-REGIES* se situait dans le passé principalement au niveau belge. Cependant, de plus en plus de choix stratégiques déterminant le cadre législatif sont effectués par les institutions européennes, et ces décisions ont un impact considérable aux niveaux fédéral et régional.

Par le biais de la CEDEC (Confédération Européenne des Entreprises Locales d'Energie) qui rassemble plus de 1.500 entreprises locales et régionales d'énergie dans l'Union Européenne, *INTER-REGIES* s'emploie à défendre auprès des institutions européennes, les intérêts des entreprises communales et de leurs actionnaires communaux et provinciaux.

INTER-REGIES, un des membres fondateurs en 1992, assure aussi la gestion opérationnelle de la CEDEC, dont le siège social se situe dans les locaux d'*INTER-REGIES*.

La CEDEC suit les processus de décisions dans tous les dossiers stratégiques et techniques, auprès des diverses institutions européennes (Parlement européen, Commission européenne, Conseil européen, Cour de justice européenne) et des organisations officielles (ACER, CEER – les régulateurs au niveau européen).

La CEDEC participe ainsi entre autres, au Forum de Florence (pour l'électricité), au Forum de Madrid (pour le gaz) et au Forum de Londres (pour les consommateurs d'énergie). Elle veille à mettre à l'ordre du jour de ces forums, des points spécifiques qui concernent la distribution où, par ses interventions, elle attire l'attention sur les éléments politiques pouvant faire l'objet d'une initiative des institutions ou organisations européennes.

En outre, *INTER-REGIES* joue un rôle actif dans les travaux du CEEP, le Centre Européen des Employeurs Publics et des Entreprises, dont il coordonne depuis 2004, la section CEEP Benelux. Le CEEP suit en particulier des dossiers liés à la problématique des concessions et aux services publics d'intérêt économique général.

A travers la participation à ces divers organismes européens, *INTER-REGIES* porte à l'attention des institutions européennes, les problèmes auxquels sont confrontés les GRD belges. Cela permet aussi aux membres d'*INTER-REGIES* d'anticiper les futurs développements européens et de prendre des initiatives proactives.

Janvier

- La loi spéciale du 6 janvier 2014 relative à la sixième réforme de l'Etat, détermine le transfert de diverses compétences aux régions, notamment en matière de tarifs de réseaux de distribution pour le gaz naturel et l'électricité.
- Le service fédéral de médiation de l'énergie, ainsi que le médiateur des télécoms enregistrent une baisse de 20% du nombre de plaintes.

Février

- La Commission européenne propose de nouveaux objectifs en matière de climat et d'énergie à atteindre d'ici 2030.

Mars

- Les réacteurs Doel 3 et Tihange 2 sont à nouveau à l'arrêt en raison de tests supplémentaires après la découverte de milliers de microfissures sur l'acier des cuves des réacteurs.

Avril

- La TVA sur l'électricité passe de 21 à 6%.
- Le Parlement wallon vote le décret électricité en offrant la possibilité aux GRD d'être une personne morale de droit privé.
- La CWaPE lance une plateforme de concertation wallonne « Forum RéFlex » consacrée au thème de la flexibilité.
- Le Secrétaire d'Etat à l'Energie démarre la constitution d'une réserve stratégique de capacité de production de 800 MW devant être disponible dès l'hiver 2014-2015.

Mai

- En Belgique, les élections fédérales et régionales ont lieu, en même temps que les élections européennes.
- Le troisième parc éolien offshore Northwind, dont Aspiravi est un des actionnaires, est opérationnel.

Juin

- L'Assemblée Générale de Tecteo avalise le nouveau nom de l'Intercommunale, désormais baptisé « Publifin » et celui de l'opérateur industriel, à savoir « Nethys ».

Juillet

- A partir du 1er juillet 2014, les tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel sont de la compétence des régulateurs régionaux (CWaPE, VREG, BRUGEL) au lieu du régulateur fédéral (CREG).
- Les nouveaux gouvernements régionaux sont en place : en régions wallonne et flamande, les ministres Paul Furlan et Annemie Turtelboom, sont en charge de l'énergie.
- L'accord de coopération entre régions pour le contrôle sur les intercommunales interrégionales entre en vigueur.

Août

- Les GRD mixtes flamands et Electrabel concluent un accord de principe sur le retrait d'Electrabel, en tant qu'actionnaire, pour fin de l'année.
- Electrabel met à l'arrêt la centrale nucléaire de Doel 4, après des sabotages de l'alimentation de l'huile de la turbine à vapeur, qui de ce fait, a été gravement endommagée.

Septembre

- La Belgique importe un tiers de sa consommation totale d'électricité, un nouveau record dopé par l'indisponibilité de trois réacteurs nucléaires (Tihange 2, Doel 3 et 4).
- Dans le cadre du « plan de délestage » pour l'hiver 2014-2015, le ministre fédéral de l'Intérieur transmet aux gouverneurs de provinces la carte des zones qui seront délestées en cas de pénurie d'électricité.
- AIEG inaugure son nouveau bâtiment très basse énergie et chauffé par géothermie à Seilles.

Octobre

- Le paquet européen énergie-climat 2030 est adopté par le Conseil européen, avec des objectifs en matière d'émissions de gaz à effet de serre (-40%), d'énergies renouvelables (+27%) et d'efficacité énergétique (-27%).
- Le nouveau gouvernement fédéral est en place : la ministre Marie-Christine Marghem est en charge de l'énergie.
- Pour éviter l'activation du plan de délestage, le SPF Economie lance la campagne de sensibilisation « Off-On » dont l'objectif est la réduction de la consommation d'électricité à des moments critiques.

Novembre

- La nouvelle Commission européenne démarre sous la présidence de M. Juncker, avec un vice-président de la Commission européenne compétent pour « l'Union Énergétique » (Šefčovič) et un commissaire européen spécifiquement en charge du Climat et de l'Énergie (Cañete).
- Le risque de pénurie d'électricité accroît suite à l'arrêt d'un quatrième réacteur nucléaire (Tihange 3), en raison d'un incendie dans un poste de transformation.
- La Régie d'Électricité de Wavre fait appel à la spin-off SmartNodes, qui propose un système innovant d'économie d'énergie dans les éclairages publics.

Décembre

- Une loi-programme qui soumet les intercommunales à l'impôt des sociétés à partir de 2015 est votée au Parlement fédéral. Elle conduira à un transfert financier considérable des pouvoirs locaux et des consommateurs vers le gouvernement fédéral.
- Le gouvernement fédéral donne son feu vert pour prolonger la durée de vie de dix ans des centrales nucléaires Doel 1 et 2, jusqu'en 2025.
- Après des réparations de la turbine à vapeur, Doel 4 redémarre.
- La CREG fixe ses méthodologies de calcul des tarifs de transport de l'électricité et du gaz naturel pour la prochaine période tarifaire (2016-2019).
- Le gouvernement fédéral prolonge le mécanisme de filet de sécurité des prix de l'énergie pour une durée de 3 ans.
- Les régulateurs européens de l'énergie (CEER) lancent une consultation publique stratégiquement importante sur le rôle futur des GRD dans le secteur de l'énergie.
- Les régulateurs régionaux (la CWaPE et la VREG) approuvent les nouveaux tarifs de réseaux de distribution des GRD purs en Wallonie et en Flandre, d'application au 1er janvier 2015.

Production d'électricité

En Belgique, la production d'électricité des unités raccordées au réseau d'Elia s'est élevée à 52,8 TWh en 2014. Cela représente une diminution de 10,8 TWh (-17%) en comparaison avec 2013.

Le volume produit provenant des unités nucléaires s'inscrit dans la continuité de la tendance à la baisse observée en 2012 et 2013 pour atteindre 32,1 TWh en 2014. Cette évolution résulte des indisponibilités de Doel 3 et Tihange 2 depuis la fin du mois de mars 2014 et de Doel 4 du début août à fin décembre 2014.

La production éolienne mesurée par Elia continue sa progression en 2014, atteignant 2,4 TWh contre 1,7 TWh en 2013. Elle représente pour la première fois une part plus importante que celle des centrales alimentées au charbon.

En 2014, 16,8 TWh ont été physiquement importés, le plus haut niveau jamais atteint. L'indisponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires en combinaison avec le niveau bas des prix de gros à l'étranger, sont à l'origine de ce phénomène.

Le développement de la production décentralisée, raccordée aux réseaux de distribution, continue de progresser pour atteindre environ 6.000 MW de puissance installée en 2014. Le système électrique belge, tout comme dans les pays voisins, devra faire face à un défi grandissant de flexibilité, causé par la combinaison d'une production en base peu flexible (nucléaire) et d'une injection variable et croissante d'origine renouvelable.

La sécurité d'approvisionnement électrique a été critique durant l'hiver 2014-2015, mais le plan de délestage prévu n'a pas dû être actionné.

Fin 2014, le nouveau gouvernement fédéral a décidé de prolonger la durée de vie de Doel 1 et 2 de dix ans, jusqu'en 2025. Cinq des sept réacteurs nucléaires devront donc fermer en 2025. Pour anticiper la sortie du nucléaire, le précédent gouvernement fédéral avait lancé un appel d'offres pour une nouvelle centrale au gaz (subventionnée) en Belgique. Cette procédure d'appel d'offres a cependant été arrêtée brusquement début 2015, suite à des critiques de la Commission européenne.

Consommation d'électricité

En 2014, la consommation totale d'électricité en Belgique s'est élevée à 80,2 TWh, ce qui représente une baisse de 2,4% par rapport à 2013. Tandis que les grands clients industriels ont augmenté leur consommation, les secteurs résidentiel et tertiaire ainsi que les PME ont consommé moins, principalement en raison des températures douces. Il s'agit de la plus faible consommation d'électricité au cours de ces 20 dernières années: il y a une tendance à la baisse de la consommation d'électricité depuis 2007, notamment grâce aux appareils électriques de moins en moins énergivores.

Fourniture d'électricité

Le nombre de changements de fournisseurs en Belgique reste très élevé en 2014 et il est plus que probable que le marché belge restera le plus actif en termes de changements de fournisseurs au niveau européen.

Les parts de marchés des « challengers » ont continué d'augmenter en 2014 pour atteindre un niveau record au terme de l'année. Tant en Flandre qu'en Wallonie, la part d'Electrabel chez les clients résidentiels se situait en 2014 en dessous de 50%. L'autre acteur du marché historique EDF-Luminus dispose d'une part de marché stable de plus de 20%.

Un choix actif d'un fournisseur permet au client final de payer son électricité et son gaz considérablement moins chers que s'il restait auprès de son fournisseur désigné.

Au cours de l'année 2014, cette économie potentielle s'est élevée en Région wallonne à 58 € par an pour le client-type Dc électricité (3.500 kWh/an bi-horaire, dont 2.200 kWh jour et 1.300 kWh nuit) ou près de 8% de la facture globale, et 181 € par an pour le client-type D3 gaz naturel (23.260 kWh par an) soit environ 12% de la facture globale.

Prix de l'électricité

L'évolution des prix de l'électricité s'explique par l'évolution de leurs différentes composantes qui sont les suivantes :

- la composante énergie qui est basée sur le coût de production de l'électricité dans les deux cas majorée des coûts et de la marge bénéficiaire du fournisseur (y compris le surcoût répercuté lié aux certificats verts que les fournisseurs doivent acheter);
- les tarifs de transport et de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au client final;
- les taxes et redevances tant fédérales que régionales.

Le fonctionnement du marché, voire son éventuel impact positif sur le niveau total des prix, ne peut jouer son rôle que sur la partie non réglementée du prix, à savoir la composante énergie.

Les tarifs des gestionnaires de réseau de transport sont approuvés par le régulateur fédéral, la CREG, et ceux des gestionnaires de réseaux de distribution sont approuvés depuis juillet 2014 par les régulateurs régionaux.

Les taxes et redevances, imposées par les autorités fédérale et régionales (pour le financement des obligations de service public du point de vue social et environnemental), ont fortement augmenté ces dernières années.

Les poids relatifs des différentes composantes peuvent effectivement varier entre les clients-types (selon le profil de consommation), les fournisseurs, les régions et les zones de distribution.

En électricité, les clients les plus représentatifs sont le client-type Dc (3.500 kWh/an bi-horaire, dont 2.200 kWh jour et 1.300 kWh nuit), et le client-type Dc1 (3.500 kWh/an mono-horaire).

- En Wallonie

Durant l'année 2014, les prix de l'électricité se sont inscrits en nette baisse par rapport à l'année 2013, et ce, principalement en raison de la réduction de la TVA à 6% à partir d'avril 2014.

Ainsi, la facture annuelle de la moyenne pondérée des fournisseurs désignés pour le client-type Dc s'établit à 705 € en décembre 2014 contre 817 € en moyenne en 2013. La baisse du prix total de l'électricité (-112 € soit -14%) s'explique par la baisse des composantes énergie (- 75 €), distribution (- 33€), transport (- 2 €) et cotisations fédérales (- 4,5 €). Seule la composante « énergie verte » s'inscrit en très légère hausse, suite à l'accroissement du quota.

Il est à noter que l'ensemble des GRD ont appliqué, durant l'année 2014, les tarifs approuvés en 2012 lesquels ont été prolongés dans le cadre du gel des tarifs (décision du gouvernement fédéral).

DOSSIERS CLES

TARIFS DES GRD

En tant qu'activité régulée, les GRD tirent leurs revenus des tarifs de réseaux qui sont approuvés par le régulateur compétent.

Ci-joint, un aperçu des principaux dossiers traités en 2014 au sein de la Plateforme tarifaire d'INTER-REGIES.

Transfert de la compétence tarifaire GRD vers les régions

Dans le cadre de la sixième réforme de l'Etat, la compétence tarifaire pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz a été transférée au 1er juillet 2014 du niveau fédéral vers les régions et plus précisément, du régulateur fédéral (CREG) aux régulateurs régionaux (CWaPE, Brugel et VREG).

La CREG reste cependant compétente pour l'approbation des tarifs de transport d'électricité et de gaz naturel.

Ce transfert de la compétence tarifaire s'explique par la volonté d'assurer une plus grande cohérence avec les compétences régionales existantes qui concernent tous les autres aspects de la gestion du réseau de distribution et qui ont un impact tarifaire, tels que la définition des obligations de service public, le soutien aux énergies renouvelables, l'approbation des plans d'investissements des GRD.

La mise en œuvre opérationnelle de cette nouvelle compétence a exigé à la fois une action du législateur régional et du régulateur régional pour permettre que les GRD puissent disposer de nouveaux tarifs GRD au 1er janvier 2015, après la prolongation par la CREG des tarifs 2012 jusque fin 2014.

Les parlements régionaux ont ainsi adopté, début 2014, de nouvelles dispositions encadrant la compétence tarifaire de leur régulateur régional respectif. Les régulateurs régionaux ont, sans attendre leur nouvelle compétence tarifaire, entamé un processus consultatif avec les GRD, qui a débouché au second semestre 2014 sur de nouvelles méthodologies tarifaires pour les tarifs GRD en électricité et en gaz naturel.

Nouvelles méthodologies tarifaires pour les tarifs GRD

Chaque régulateur régional a pu élaborer en 2014 sa propre méthodologie tarifaire applicable aux GRD électricité et gaz naturel: les régulateurs régionaux en Wallonie et à Bruxelles ont opté pour une certaine continuité avec l'ancienne méthodologie tarifaire de la CREG, tandis que le régulateur flamand a opté pour une toute nouvelle méthodologie tarifaire.

En Région wallonne, la CWaPE souhaite l'instauration de périodes régulatrices de 5 ans à partir de 2017: ceci doit permettre à chaque législature wallonne de définir de nouvelles lignes directrices tarifaires et/ou de politiques générales qui peuvent directement être intégrées dans les méthodologies tarifaires.

La CWaPE a dès lors élaboré pour les années 2015 et 2016 une méthodologie tarifaire 'transitoire', afin d'assurer la continuité du cadre régulateur existant au niveau fédéral.

La méthodologie tarifaire transitoire 2015-2016 de la CWaPE est largement inspirée de la méthodologie tarifaire « cost plus » définie au niveau fédéral par les arrêtés royaux du 2 septembre 2008, et soutient le développement des réseaux de distribution par la mise en œuvre de mesures spécifiques ciblées.

La CWaPE majore la rémunération des capitaux investis (marge équitable) pour les nouveaux investissements, afin de permettre aux GRD de financer les investissements innovateurs nécessaires dans le cadre d'une gestion intelligente des réseaux. Les GRD apprécient cette mesure tout en regrettant la diminution de la rémunération des capitaux investis dans le passé par les actionnaires historiques.

La CWaPE accepte également l'adaptation du plafond des coûts gérables pour permettre aux GRD de contribuer activement au développement des réseaux intelligents et faire face aux coûts de développement d'une nouvelle clearing house développée par ATRIAS.

Enfin, on notera que les GRD obtiennent dans cette période transitoire, la garantie que la différence entre la marge équitable selon la méthodologie tarifaire CREG et CWaPE puisse être intégrée dans leurs tarifs.

La méthode de la CREG reposait essentiellement sur l'approche « cost plus », à savoir la fixation des coûts acceptés qui peuvent être récupérés par chaque GRD dans leurs tarifs, en y ajoutant le rendement sur le capital investi. La méthode de la VREG repose sur l'approche 'revenue cap' qui fixe une limite dans les revenus du GRD. Ce revenu plafonné par GRD, est estimé sur base des coûts réels moyens des GRD dans le passé. Un GRD dépassant (respectivement limitant) ce revenu verra son résultat diminuer (respectivement augmenter).

Ce principe de revenu plafonné n'est pas d'application pour les coûts des GRD qui ont un caractère exogène (non influençable), comme par exemple, l'obligation de rachat des certificats verts.

Avec ce système de « revenue cap », la VREG vise avant tout à continuer à limiter les coûts et investissements des GRD, alors que dans les années à venir des investissements conséquents dans des réseaux plus intelligents seront nécessaires pour pouvoir réaliser les objectifs européens en matière d'énergies renouvelables et le changement vers un système énergétique davantage décentralisé.

Nouveaux tarifs GRD en 2015-2016

Les GRD ont introduit au second semestre 2014 leurs propositions tarifaires auprès de leur régulateur régional respectif (Brugel, CWaPE, VREG) et à la mi-décembre 2014, les régulateurs régionaux ont approuvé les tarifs de l'ensemble des GRD purs, d'application au 1er janvier 2015.

Malgré la diminution des coûts opérationnels des GRD depuis plusieurs années, les nouveaux tarifs des GRD électricité au 1er janvier 2015 sont en moyenne à la hausse, tandis qu'ils sont en diminution pour le gaz (auprès des GRD purs).

Au 1er janvier 2015, la facture d'électricité augmentera suite aux tarifs des GRD en moyenne de 1,5% et 8,4%, respectivement en Wallonie et en Flandre, pour une famille avec une consommation moyenne de 3.500 kWh. Pour une famille avec une consommation de gaz naturel moyenne de 23.260 kWh, la facture de gaz naturel diminuera en moyenne de 3,06% en Flandre et augmentera en moyenne de 3,6% en Wallonie. Le tarif de RESA pour le gaz est en diminution.

Plusieurs facteurs expliquent la hausse des tarifs GRD pour l'électricité.

Les précédents tarifs GRD ont été fixés en 2009 pour une période de 4 ans (2009-2012), puis prolongés par la CREG pour une période supplémentaire de 2 ans.

Pendant cette période de 6 ans, le coût (non gérable) de nombreuses obligations de services publics additionnels n'a pu être intégré dans les tarifs. C'était en particulier le cas en Flandre avec l'octroi de nouvelles primes URE et en premier lieu avec l'obligation de rachat des certificats verts imposée aux GRD.

De même, le coût des OSP sociales a fortement cru dans le contexte de crise économique.

Un autre facteur explicatif pour l'électricité, est la baisse continue des volumes (kWh) transitant par les réseaux de distribution, principalement due à la forte pénétration des énergies renouvelables locales et au succès des actions d'efficacité énergétique. Il y a en effet de plus en plus de consommateurs produisant leur propre électricité (prosumers), les habitations sont de mieux en mieux isolées et les appareils électriques sont de moins en moins énergivores.

Les tarifs des GRD étant basés d'une part sur des coûts et des recettes budgétés (€), et d'autre part sur des volumes estimés transitant sur le réseau de distribution (kWh), tout écart sur les coûts (non gérables) et les volumes donne lieu aux dits « soldes régulateurs » positifs (boni) ou négatifs (mali).

Une partie de ces soldes régulatoires, qui se chiffrent entre-temps à plusieurs centaines de millions d'euros chez les GRD flamands, a été récupérée dans les nouveaux tarifs GRD (soldes 2008-2009). Il n'y a pas encore d'accord politique en Flandre sur la récupération des soldes 2010-2014.

La diminution des tarifs GRD pour le gaz chez les GRD purs s'explique par la diminution des coûts opérationnels et la prise en compte des soldes régulatoires positifs (boni) 2008-2009.

Pour des raisons de transparence, les GRD plaident pour que les coûts des OSP, qui constituent déjà près de la moitié du tarif GRD en Flandre, puissent être financés en dehors des tarifs GRD via une surcharge régionale. Cela permettrait également de plus facilement comparer les tarifs avec l'étranger.

Tarif prosumer

Jusqu'à présent, les consommateurs possédant des installations de production décentralisée (surtout PV) de petite puissance (≤ 10 kW) et qui disposent d'un compteur tournant à l'envers contribuent peu ou pas du tout à couvrir les coûts de réseaux.

En effet, ils paient uniquement des tarifs de distribution sur la différence entre leur production et leur consommation, alors qu'ils utilisent les réseaux d'une part pour injecter dans le réseau la production propre qui excède leurs besoins, et d'autre part pour prélever l'électricité dont ils ont besoin et que leur production propre ne suffit pas à couvrir.

Cela se traduit par une augmentation des tarifs pour les autres utilisateurs du réseau.

La CWaPE envisage également après la période tarifaire transitoire (2015-2016) de faire contribuer les prosumers au financement du réseau. Elle envisage plutôt un tarif identique pour tous les utilisateurs basse tension, sur base des prélèvements réels ou estimés.

Les associations de défense des intérêts des propriétaires de panneaux photovoltaïques ont introduit fin 2014 un recours contre les méthodologies tarifaires prévoyant à l'avenir un tel tarif prosumer.

Tarifs capacitaires

Depuis plusieurs années, dans un contexte d'auto-production (prosumers) et d'efficacité énergétique, les GRD observent une diminution constante des kWh transitant par leurs réseaux. Dans la mesure où les coûts des infrastructures de réseaux de distribution dépendent plus des puissances mises à disposition que des quantités d'énergie effectivement prélevées ou injectées, les GRD sont favorables à ce que l'on répartisse à l'avenir, le coût du réseau davantage en fonction de la puissance de raccordement. Un nouvel équilibre doit être trouvé entre des composantes tarifaires basées sur la consommation (kWh) et sur la puissance de raccordement (kW) répondant à la fois aux attentes des GRD et aux objectifs politiques des autorités publiques.

OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

A côté de la gestion du réseau et du comptage, les GRD belges accomplissent des missions de service public dans le secteur de l'électricité et du gaz naturel, imposées principalement par les régions sous formes d'obligations de service public (OSP) sociales et environnementales. Leur bonne exécution est contrôlée par les régulateurs régionaux (Brugel, CWaPE et VREG).

Les coûts liés à ces obligations sont récupérés dans le tarif de réseau de distribution. Ces dernières années, les coûts liés aux OSP ont pris une part de plus en plus importante dans les budgets des GRD, accroissant ainsi – hors de leur propre contrôle – de manière considérable leurs tarifs. En 2014 également de nouvelles OSP ont vu le jour.

Pour stimuler la transparence relative aux tarifs de réseaux, les GRD plaident pour que les OSP ne soient à l'avenir plus financées via les tarifs de distribution, mais via une surcharge régionale.

OSP sociales

Le métier non commercial et facilitateur de marché des GRD et leur relation durable avec l'utilisateur de réseau leur confère une prédisposition à assurer un rôle de proximité pour les clients vulnérables. Dans ce cadre, les régions ont confié aux GRD un rôle de fournisseur social, alors qu'en principe, dans un marché libéralisé, les GRD ne fournissent plus de clients.

Ce rôle de fournisseur social diffère quelque peu d'une région à l'autre.

En Wallonie, les GRD continuent comme par le passé, à fournir les « clients protégés (des clients ayant droit à un tarif social) », s'ils le souhaitent. Un nombre de catégories additionnelles de clients protégés ont été fixées par la Région wallonne: clients en médiation de dettes, règlement collectif de dettes, guidance éducative de nature financière auprès du CPAS. Ils sont depuis 2014 exclusivement desservis par les GRD, afin qu'ils puissent également bénéficier du tarif social. En 2014, une nouvelle catégorie de clients protégés régionaux a également été créée: les clients bénéficiant du statut MAF (personnes dont les frais de santé excèdent annuellement un montant déterminé maximum à facturer).

Les clients en défaut de paiement en Wallonie se voient d'office placer un compteur à budget électricité et gaz, tout en restant liés par contrat à leur fournisseur. Cependant, si le GRD n'arrive pas à placer ce compteur à budget endéans le délai prévu, le GRD a l'obligation de fournir temporairement le client jusqu'au placement du compteur à budget (ou de la coupure). Les GRD approvisionnent, sous certaines conditions et temporairement, également les utilisateurs de réseau durant la période hivernale en tant que « fournisseur X ».

Depuis 2013, le système de rechargement pour les cartes de compteurs à budget via les cabines téléphoniques de Belgacom (Payphones), a été remplacé en Région wallonne par un nouveau mode de rechargements via un terminal de paiement, que l'on retrouve auprès de nombreux commerçants.

Ces nouveaux terminaux ont également remplacé les points de rechargements dans les bureaux d'accueil des GRD et les CPAS tant en Wallonie qu'en Flandre. Ce projet a pu être implémenté avec succès, grâce à une excellente collaboration entre les GRD au Nord et au Sud du pays.

OSP environnementales

Les GRD ont pour missions d'accomplir des OSP en matière de promotion des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (URE). Etant donné qu'il s'agit de matières exclusivement régionales, les OSP imposées aux GRD diffèrent d'une région à l'autre.

Certificats verts

Les régions ont mis en place un système de certificats verts (CV) pour soutenir le développement des énergies renouvelables et de la cogénération en vue d'atteindre les objectifs européens.

Tant en Wallonie qu'en Flandre, les GRD jouent un rôle de soutien important aux énergies renouvelables, en particulier pour la filière photovoltaïque.

Vu les grandes différences entre les zones de distribution en matière du développement d'énergies renouvelables et donc aussi en matière de leur soutien, une complète solidarisation des coûts des OSP verts à charge des GRD semble une solution très raisonnable.

En Wallonie, les GRD continuent à remplir un rôle de guichet unique pour le traitement des petites installations photovoltaïques (PV) avec une puissance inférieure à 10 kVA. Pour ces installations, le Gouvernement wallon a décidé de remplacer le mécanisme de CV par un mécanisme de soutien à charge des GRD (Qualiwatt), à partir du 1er mars 2014.

Comme en Flandre, la Wallonie a dû faire face à une offre excédentaire de CV. Il existe également une obligation de rachat des CV en Wallonie, mais celle-ci est imposée non pas aux GRD mais à Elia (en tant que GRTL). Les coûts liés à cette obligation sont répercutés aux consommateurs wallons sous la forme d'une surcharge. Afin d'éviter une hausse de cette surcharge en 2014, le Gouvernement wallon a désigné l'intercommunale liégeoise Ectia comme opérateur devant acquérir et mettre en réserve les certificats historiques.

URE

Tandis qu'en Région wallonne, la gestion des primes URE passe quasi exclusivement par l'Administration wallonne de l'Energie, en Flandre, ce sont les GRD qui octroient les primes URE aux clients raccordés sur leurs réseaux. A l'avenir, les GRD pourront également offrir des services énergétiques à leurs communes actionnaires.

Tarification

En Wallonie, le précédent Gouvernement wallon avait adopté un système à peu près équivalent à la Flandre dans le cadre de la tarification progressive prévue. Il devait entrer en application au 1er janvier 2015. Le nouveau Gouvernement wallon a cependant décidé fin 2014 de reporter la tarification progressive au 1er janvier 2017, car les modalités d'exécution étaient en effet jugées – tant par les opérateurs (GRD/fournisseurs) que par la CWaPE - impraticables à mettre en œuvre à court terme.

Eclairage public

Le législateur flamand et wallon ont également imposé à charge des GRD électricité une OSP au niveau de l'éclairage public, c'est-à-dire l'entretien et l'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public communal.

Pour cette raison, les GRD effectuent entre autres des audits énergétiques, intégrant des recommandations à leurs communes pour l'entretien et la consommation d'énergie.

Source : Rapport annuel Inter-Régies 2014

Faits marquants de l'AIEG



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

L'année 2014 a été marquée par un événement important : le déménagement des locaux de l'Intercommunale vers le nouveau centre administratif et technique de l'AIEG situé Rue des Marais, 11 à 5300 Andenne.

A cette occasion, le Président, Monsieur *Francis VERBORG* et le Directeur général, Monsieur *Guy DELEUZE* ont eu le plaisir d'inaugurer ce nouveau site en date du 25 septembre 2014.

Il s'agit de l'aboutissement d'un projet qui a été décidé par le Conseil d'Administration il y a quelque temps déjà.

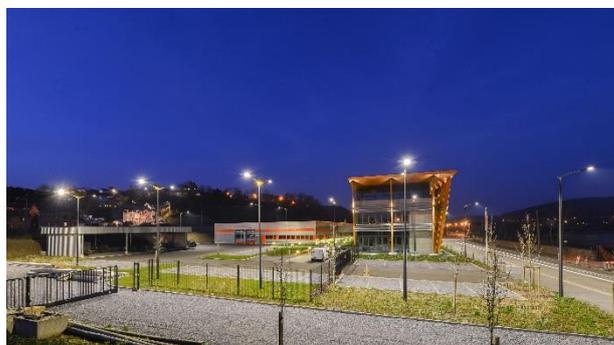
Ce nouvel outil, mieux adapté aux techniques nouvelles, présente de nombreux avantages par rapport à l'ancien centre dans lequel la Direction et le Personnel ont pourtant travaillé pendant de nombreuses années.

Cette nouvelle infrastructure a été réalisée avec le souci de la fonctionnalité et sa proximité vis-à-vis du public ajoute encore à son caractère exceptionnel.

Le Bureau d'architecture *BIEMAR & BIEMAR* qui l'a conçue et l'entreprise *GALERE* qui l'a construite sont à féliciter pour la qualité de leur travail.



Avant..... projet réalisé par le Bureau d'architecture



Après...l'AIEG vous ouvre enfin ses portes

Dans le cadre de la construction du nouveau centre administratif et technique dont les travaux de génie civil ont été confiés à l'entreprise GALERE, la société belge SCHREDER a été désignée pour réaliser l'éclairage de la façade du bâtiment et du parking.

Le bureau d'étude de l'AIEG a opté pour une technologie LED, équipée d'un système de dimming autonome, qui permet d'une part, de réduire la consommation d'énergie, et d'autre part, de limiter les frais d'entretien.

L'AIEG renforce ainsi son image de Gestionnaire de Réseaux de Distribution, soucieux de mettre en place des solutions innovantes et économiques à la fois.

Le site de l'AIEG est donc doté de 16 luminaires, de type TECEO, montés sur des consoles ELAYA qui illuminent le parking.



Le placement de chaque point lumineux a fait l'objet d'une étude approfondie en vue d'obtenir un éclairage uniforme mettant ainsi en valeur la structure du bâtiment et assurant une illumination parfaitement harmonieuse.

L'utilisation d'ampoules LED de couleur « Blanc chaud » apporte une touche d'esthétisme et un rendu de couleur quasi parfait.



Quant à la façade jouxtant la rue des Marais, elle est équipée de 39 spots LED, de type ENYO, qui rehaussent parfaitement les éléments architecturaux en bois. Cet éclairage participe également à la valorisation de l'ensemble du bâtiment et de ses environs.



« Une solution d'éclairage efficace et sobre qui s'inscrit dans la démarche citoyenne et responsable de ce gestionnaire de réseaux »

En août 2014, le Gestionnaire de Réseaux de Distribution d'électricité et de gaz AIEG déménage dans un tout nouveau bâtiment à l'architecture résolument moderne.

Pour l'éclairage du parking, les responsables souhaitent un éclairage fonctionnel, économique et efficace qui garantit la sécurité des employés et des visiteurs. Le choix de la technologie LED peu énergivore, diffusant une lumière blanche qui permet une excellente visibilité et renforce le sentiment de sécurité s'est immédiatement imposée auprès du gestionnaire de réseaux.

Mr Soufiane Kadari, Ingénieur responsable technique AIEG, explique : « Les solutions d'éclairage LED permettent d'assurer la sécurité des usagers de nuit, tout en éclairant de manière citoyenne et responsable grâce à sa faible consommation d'énergie. Le rôle d'un gestionnaire de réseaux est dès lors, de promouvoir cette technologie auprès des communes et de servir d'exemple. ».

De plus, les responsables souhaitaient un luminaire design mais sobre qui mettrait en valeur l'architecture de ce nouveau bâtiment. Avec des performances photométriques optimisées et un coût global sur la durée de vie de l'installation minimum, Teceo avec console Elaya équipée d'un éclairage d'accentuation LED répondait parfaitement à ces critères. Au total, 26 Teceo 1 ont été installés ainsi que 39 spots Enyo pour souligner de nuit la structure en bois du bâtiment et 14 Néos 1 LED pour assurer la sécurité des abords du magasin.

Au-delà de la qualité du matériel, Mr Kadari a également fortement apprécié la collaboration constructive et le souci du service aux clients fournis par l'équipe de C.E. Schröder. L'ancrage local de la société Schröder est pour lui un atout très appréciable dans une collaboration efficace. »

Source : article site web www.schreder.com

Support photos : Marc DETIFFE - www.detiffe.com

LA STATION DE DISPERSION AIEG



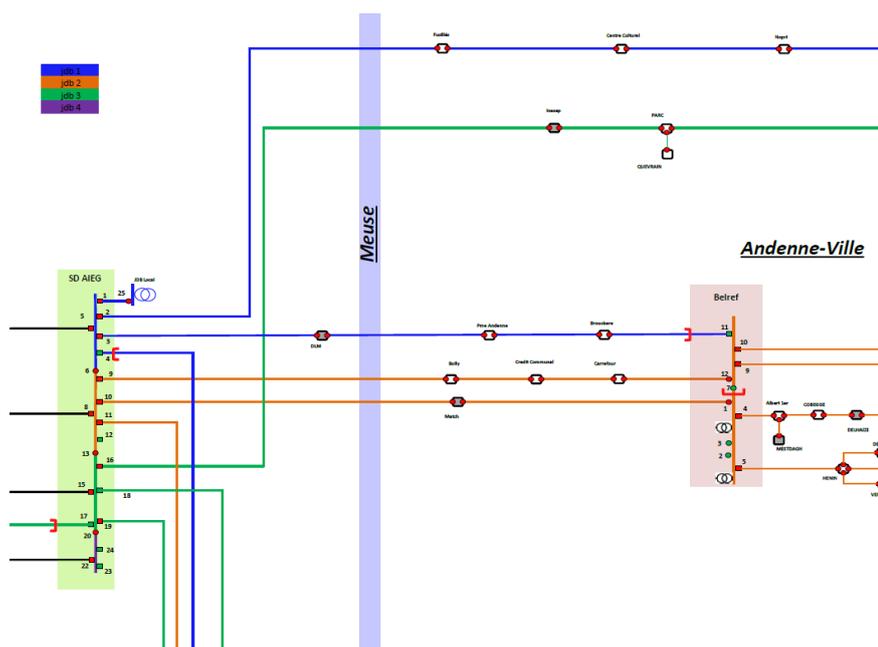
Située dans le périmètre du nouveau centre administratif et technique de l'AIEG, la station de dispersion constitue l'épine dorsale du réseau de distribution moyenne tension des communes d'Andenne et d'Ohey. Elle est reliée à la sous station ELIA de Bois d'Orjou au moyen de 4 câbles 400² posés dans le cadre d'un marché conjoint entre l'AIEG, la SWDE et la Ville d'Andenne. Cette station a été mise en service en juin 2014.

Cette cabine est également destinée à alimenter les futurs clients, particuliers et entreprises d'Andenne :

- La zone d'activité économique de la Houssaie ;
- La zone d'activité économique de Petit-Wâret ;
- La revitalisation du centre d'Andenne (250 logements + 30 commerces) ;
- Lotissement Quai de Brouckère : projet Thomas & Piron (250 appartement et 20 commerces).

L'automatisation complète de celle-ci est un des éléments essentiels qui permet aujourd'hui à l'AIEG de diminuer le temps d'intervention et d'être pro-réactif en cas de panne.

En outre, la mise en service de la cabine, dès juin 2014, a permis de désaffecter pas moins de 5 km de tronçons de câbles vétustes, ainsi que la mise hors service de la cabine réseau « GODFRIND » dont le matériel n'était plus conforme, renforçant par la même occasion le réseau de distribution de l'ensemble de la commune.



1. Nouvel ERP

L'ERP (Enterprise Resource Planning), aussi appelé Progiciel de Gestion Intégré (PGI), est une application dont le but est de coordonner l'ensemble des activités d'une entreprise autour d'un même système d'information.

Les Progiciels de Gestion Intégrés proposent généralement des outils de Workflow afin d'assurer la transversalité et la circulation de l'information et les échanges entre le Gestionnaire de Réseaux de Distribution et le marché tels que move-in, move-out, placements compteurs à budget, changements de fournisseurs, déménagements, Etc ...



Dès octobre 2014, l'AIEG a opté pour un de ces ERP – open ERP, application dont l'implémentation a été réalisée par la société HAULOGY.

Date de réception	Document Date 1	Visite	Date de coupure	Date d'effet	Fin hivers	Type	Etape	EAN.GSIN	Status initial du service	Compteur existant à la création	Nom du client	Rue	Numéro	Boite	Fournisseur
15/04/2015 1:15:24 PM				31/03/2015		Meting	Nouveau	54146160000266519	Ouvert	✓	Thibault Julie	RUE SAINT JOSEPH	064		EDF Lumina
15/04/2015 12:21:47 PM				24/02/2015		Meting	Nouveau	54146160000169087	Ouvert	✓		RUE BOIS D'ONEY	281	B	Eneco (B2C)
15/04/2015 12:21:46 PM				25/05/2015		Compteur à budget	Nouveau	54146160000112502	Ouvert	✓	Devaux Frederic	RUE DE LEUZE	433	A	Electrabel Customer Solutions
15/04/2015 12:21:46 PM				01/04/2015		Meting	Nouveau	54146160000005054	Ouvert	✓	VANDER MAELEN MICHELINE	RUE JEAN CHOT	040		Octa+ Energie S.A.
15/04/2015 12:21:42 PM				01/04/2015		Meting	Nouveau	54146160000277461	Ouvert	✓	Bieraux Georges	RUE GRANDE	024	A	Electrabel Customer Solutions
15/04/2015 11:41:36 AM				02/03/2015		Meting	Nouveau	54146160000121719	Ouvert	✓	R7type Sportive Communale Andenense	RUE FRERE ORBAN	070		EDF Lumina
15/04/2015 11:41:35 AM				15/04/2015		Rectification	Nouveau	54146160000287873	Ouvert	✓		RUE LONGUE	007	COM	Electrabel Customer Solutions
15/04/2015 10:41:00 AM				01/04/2015		Meting	Nouveau	54146160000332207	Ouvert	✓	Nart Jordan	RUE JEAN-BAPTISTE PERIGUET	010	B	EDF Lumina
15/04/2015 10:40:53 AM				14/04/2015		Meting	Nouveau	54146160000037805	Ouvert	✓	5499764353302	RUE PRE D'AMITE	040		Electrabel Customer Solutions
15/04/2015 10:40:47 AM				01/04/2015		Meting	Nouveau	54146160000099988	Ouvert	✓	Evrand Vincent	ROUTE DE LIEGE	014	3	EDF Lumina
15/04/2015 9:53:39 AM				15/04/2015		Move in CH	Nouveau	541461600000963844	Créé		IS2 - INTERFACE SOFT SERVICE S	RUE DE LA FAIENCE	16		Lampis
15/04/2015 4:59:25 AM				15/05/2015		Meting	Nouveau	54146160000259231	Ouvert	✓	Carrene Mathew	AVENUE DE BELLE-MINE	018	2-1	EDF Lumina
15/04/2015 4:59:24 AM				15/05/2015		Meting	Nouveau	54146160000038956	Ouvert	✓	Kumps Marc	RY DEL VAU	018		EDF Lumina
15/04/2015 4:09:50 AM				01/05/2015		Meting	Nouveau	54146160000103616	Ouvert	✓	Mve Oubang Amand	RUE JOSEPH EVRAUD	036		Electrabel Customer Solutions
15/04/2015 4:09:50 AM				01/05/2015		Meting	Nouveau	54146160000063224	Ouvert	✓	Colinet Eric	RUE EMILE VANDERVELDE	067		Electrabel Customer Solutions

Tous les modules qu'offre ce logiciel ne sont pas encore utilisés, seuls sont actuellement opérationnels la messagerie, les processus marché, raccordements, indexage et taxelus.

Les autres modules encore non-actifs, sont exclusivement ceux destinés à la gestion comptable, qui pour l'heure est toujours gérée par les logiciels BOB50 et Mercator.

Ces derniers seront toutefois d'application à plus ou moins brève échéance et ce, afin que nos activités soient intégrées dans un seul et même logiciel.

Ce logiciel est également utilisé par la Régie de Wavre, ce qui permet aux deux sociétés de mutualiser les coûts d'exploitation et de maintenance.

Cette application a également l'avantage d'être opérationnelle, avec un minimum de modifications requises, pour la migration vers la future clearing house nationale d'ATRIAS prévue d'ici les années 2017-2018.

En 2012, ce projet avait fait l'objet d'un marché public dont l'investissement total s'élève à $\pm 300.000,00$ euros.

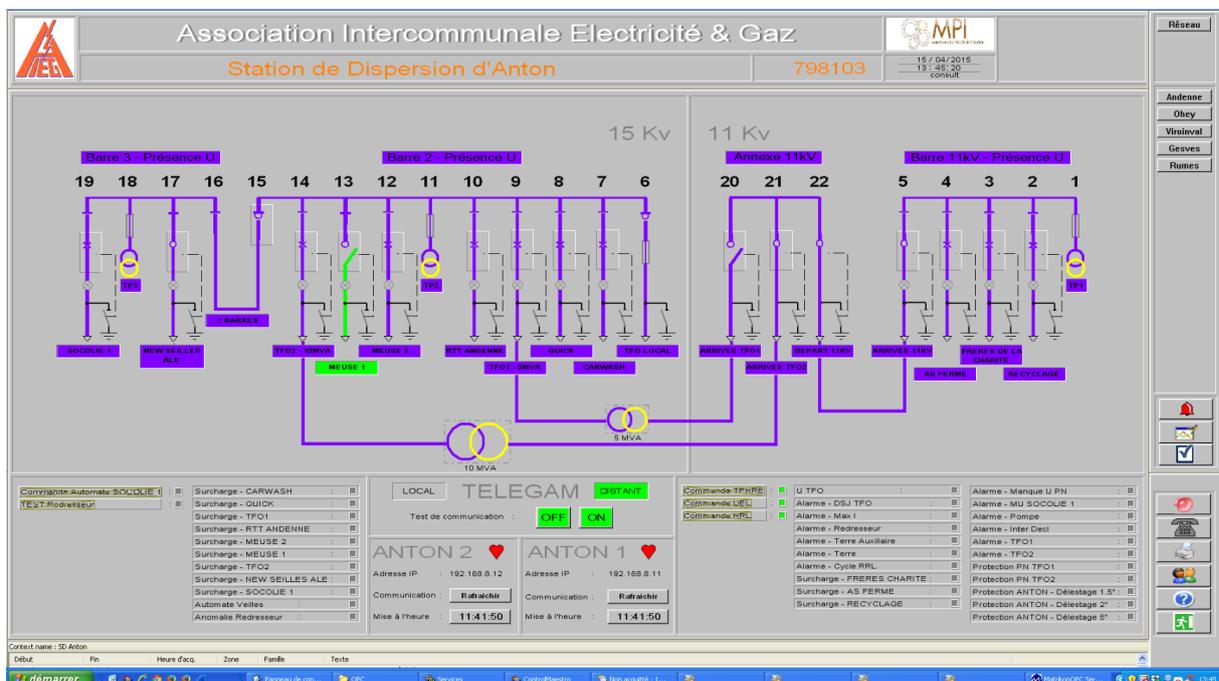
2. Nouveau Scada (Supervisory Control and Data Acquisition)

Courant 2014, suite à la reprise de la gestion du réseau moyenne tension de la Ville d'Andenne, l'AIEG s'est dotée d'un logiciel de rapatriement de données en temps réel, de commandes des cellules moyenne tension via le réseau « explore » de Proximus.

Notre société a porté son choix sur le logiciel de gestion « SCADA » (Supervisory Control and Data Acquisition) de la société Control Maestro.

En 2014, ce système de rapatriement de données est uniquement implémenté pour les sous-stations Acierie à Marche- Les-Dames et la SD AIEG à Seilles ainsi que pour les cabines d'Anton, Tilleul, Belref, Bois d'Heer, Maison communale et Velaine. Dans les prochains mois, ce système sera étendu aux cabines de Sclayn, Houssoie, Petit-Warêt et Bois d'Orjou.

Ci-dessous un schéma détaillé du SCADA d'une de nos cabines :



Lorsqu'un problème survient sur un de nos départs, un service de messagerie via SMS est déclenché automatiquement et nous alerte instantanément du défaut; ce qui minimise le délai de réaction en cas de panne.

Exemple SMS : < FOND DE BOLOGNE:

RESERVE Disjoncteur

HT OUVERT (1=OUVERT

2=FERME) >

L'Eclairage Public

Suite à la finalisation de l'inventaire informatique de l'éclairage public dans les communes associées, l'AIEG a pu cibler avec précision les localités qui seraient concernées par le programme de remplacement des armatures à mercure haute et basse pression.

C'est ainsi que des projets d'investissements communs ont été présentés aux Collèges communaux de Viroinval et d'Andenne.

L'inventaire du cadastre énergétique, mis en œuvre dès 2011 et clôturé en 2014, devrait aboutir au rachat des points d'éclairage public sur base d'un rapport révisoral ; ce qui permettra à l'Intercommunale, une gestion globale de l'éclairage public en complément des obligations imposées à chaque GRD dans le décret électricité.

En 2014, l'AIEG a développé différents projets de remplacement et de rénovation de l'éclairage public au sein des communes.

Dans chaque cas de figure, et parfois rue par rue, l'AIEG a élaboré, puis proposé des solutions compétitives avec la mise en œuvre de technologies innovantes pour notamment, réduire la facture énergétique communale.

Le bureau d'études de l'AIEG a pour objectif de sécuriser le cadre de vie, et de valoriser le patrimoine à travers un matériel économique et performant, associé à une bonne gestion des flux lumineux.

Les évolutions techniques de ces dernières années permettent de réaliser de réelles économies d'énergie en adaptant l'éclairage aux usages et à la fréquentation des lieux.

C'est dans cette optique que l'AIEG a axé sa réflexion sur le concept du DIMMING dit « point par point » associé à des nouveaux luminaires à haute efficacité (LED ou à décharge) ; ce qui permettra aux communes associées de réaliser un maximum d'économies en respectant la norme européenne.

Nismes : Sur les traces de Dourbes

L'AIEG, en concertation avec la commune de Viroinval, a commencé le remplacement de l'éclairage de la localité de NISMES par de l'éclairage LED.

A l'instar de ce qui avait été effectué pour le village de Dourbes, 240 luminaires énergivores seront remplacés dans l'ensemble de la localité, ce qui permettra une économie d'énergie estimée à 57.600 kWh ainsi qu'une économie pour les frais d'entretien de l'ordre de 80% les 10 premières années.

Ces luminaires seront, en outre, équipés d'un système de Dimming autonome dont le niveau de luminosité diminue d'intensité à partir d'une certaine heure de la nuit ; l'économie réalisée est estimée à 68% par rapport aux luminaires existants.

Pour le village de Nismes , le choix du bureau d'études de l'AIEG s'est porté sur des luminaires identiques à ceux installés dans la localité de Dourbes, à savoir des TECEO 24 LEDs de couleur « blanc chaud » permettant un rendu de couleur associé à une efficacité photométrique accrue, ainsi qu'une uniformité qui permet d'obtenir un éclairage agréable et sécurisant.

Enfouissement du réseau MT de la Commune d'Ohey : Poursuite des investissements

Le total de l'investissement consenti à ce projet, s'est monté à environ 1 Million d'euros.

En 2014, les travaux se sont poursuivis, d'une part, avec l'enfouissement de 5 km de lignes dans la localité de HAILLOT, et d'autre part avec la mise en service d'une nouvelle cabine électrique, Place Communale.

Par ailleurs, en ce qui concerne la commune d'OHEY, le raccordement d'un client moyenne tension (Okay) a permis, à l'AIEG, d'étendre son réseau moyenne tension et d'enfouir pas moins de deux kilomètres supplémentaires ; permettant ainsi le démantèlement du vieux réseau dans les rues Winget, Gesves et Ciney.

La phase 2 des travaux d'enfouissement se divise en 7 phases distinctes :

TRONCON :	LONGUEUR	ESTIMATION
int Nalamont - Fond de Bologne	1.920	195.104,00 €
Tahier - Marchin	4.500	463.180,00 €
Marchin - Route de Haillot	3.500	423.480,00 €
Tahier - Libois	2.500	287.730,00 €
Libois - Comognes	2.300	269.090,00 €
Comognes - Matagne	3.300	316.790,00 €
Gros Ohey - Bois d'Ohey 2	1.900	254.510,00 €
TOTAL	19.920	2.209.884,00 €

L'accomplissement de ces travaux sera le point d'orgue d'un projet hors norme de mise à niveau du réseau de distribution moyenne tension de la commune d'Ohey, ultime garantie d'un service de qualité et d'une stabilité accrue de la fourniture d'électricité.

Rapport d'activités de l'Intercommunale



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

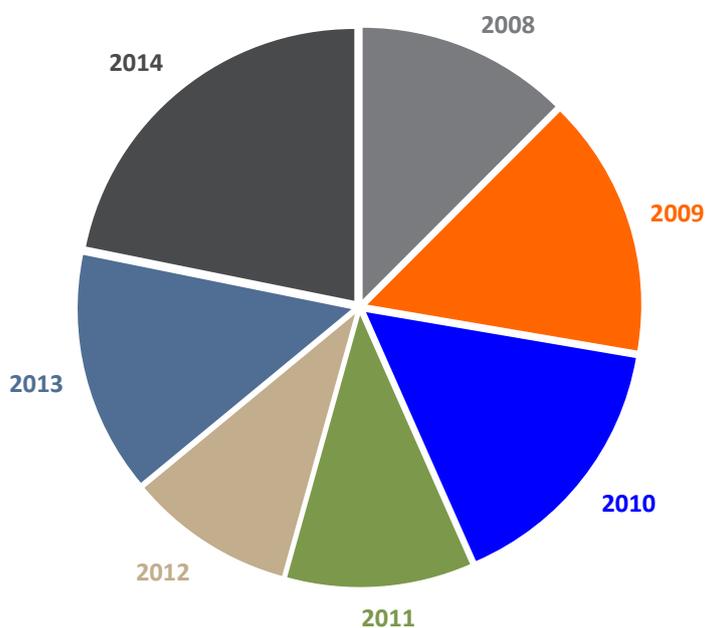
Vous trouverez, ci-après, le rapport d'activités, les comptes annuels, le rapport de gestion et celui du Commissaire Réviseur.

Nous vous soumettons également la proposition de répartition du trop-perçu du 59^{ème} exercice de notre Intercommunale.

INVESTISSEMENTS

Au cours des sept dernières années, l'*A.I.E.G.* a investi pour l'extension et l'amélioration de son réseau :

En 2008 :	2.152.694 €
En 2009 :	2.645.921 €
En 2010 :	2.723.070 €
En 2011 :	1.883.118 €
En 2012 :	1.674.812 €
En 2013 :	2.466.178 €
En 2014 :	3.776.549 €



LONGUEUR RÉSEAUX G.R.D.

Au 31 décembre 2014, ceux-ci se répartissent comme suit :

Souterrain "haute tension"	270 km
Aérien "haute tension"	154 km
Souterrain "basse tension"	73 km
Aérien "basse tension"	546 km
Total longueur réseaux	1.043 km

CABINES, POSTES AÉRIENS, ARMOIRES TROTTOIRS ET TRANSFORMATEURS

Au 31 décembre 2014, ceux-ci se présentent comme suit :

Armoires trottoirs	328
Cabines	203
Postes aériens	219
Transformateurs	428
Cabines privées	115

NOMBRE DE CLIENTS PROTÉGÉS, COMPTEURS À BUDGET

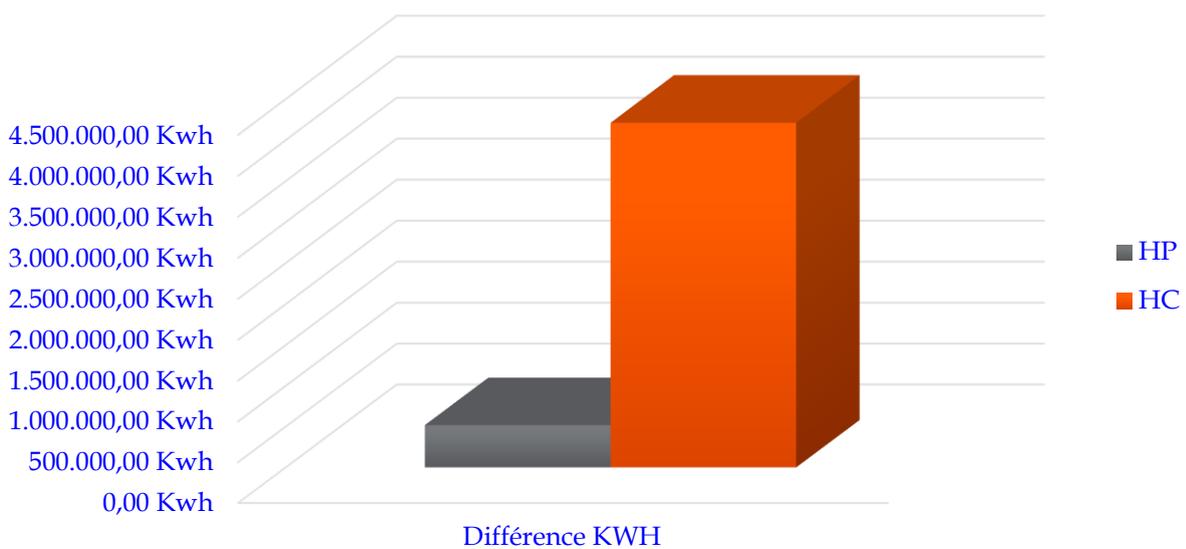
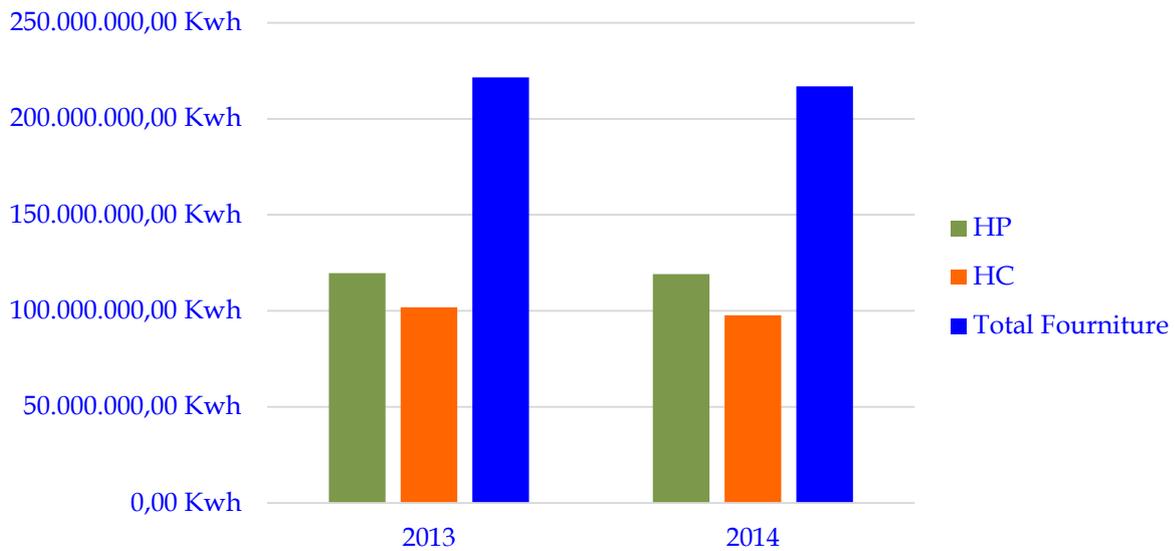
Au 31 décembre 2014, ceux-ci se présentent comme suit :

Clients protégés - Fournisseur social	342
Compteurs à budget - Fournisseur social	66
Compteurs à budget - Autres fournisseurs	434

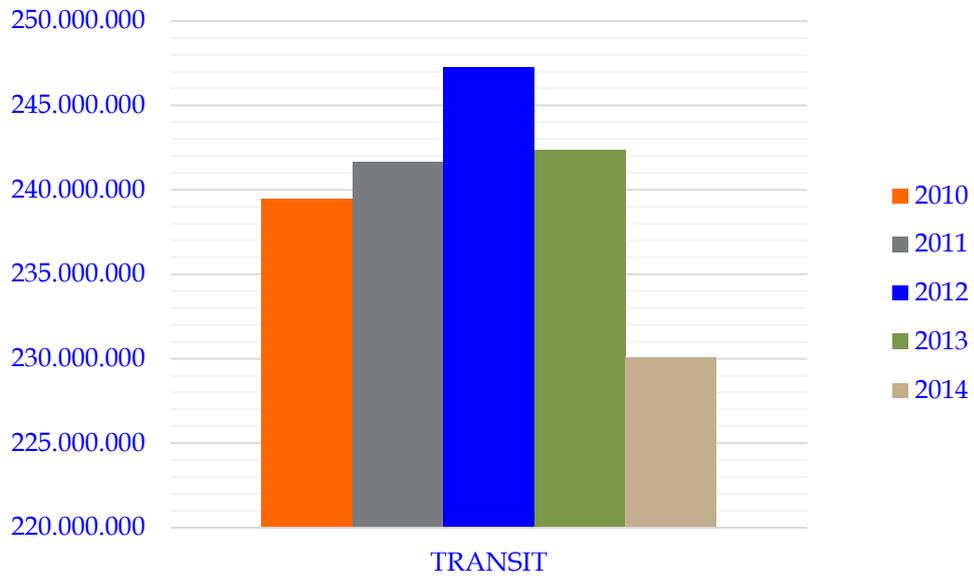
	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>Diff %</u>
Consommation BT			
HP simple T	29.742.446,40 Kwh	28.512.093,63 Kwh	-4,32%
HP	34.903.025,43 Kwh	36.417.058,50 Kwh	4,16%
HC	42.840.338,28 Kwh	42.147.556,47 Kwh	-1,64%
Excl Nuit	7.023.416,58 Kwh	5.458.429,67 Kwh	-28,67%
EP Hp	675.833,38 Kwh	639.227,38 Kwh	-5,73%
Ep HC	2.815.029,45 Kwh	2.761.940,13 Kwh	-1,92%
Total BT	118.000.089,52 Kwh	115.936.305,77 Kwh	-1,78%
Consommation Direct BT AMR			
HP	2.647.069,96 Kwh	2.435.371,30 Kwh	-8,69%
HC	1.661.330,64 Kwh	1.492.136,55 Kwh	-11,34%
Sous Total	4.308.400,60 Kwh	3.927.507,85 Kwh	-9,70%
Consommation Direct BT MMR			
HP	0,00 Kwh	0,00 Kwh	0,00%
HC	0,00 Kwh	0,00 Kwh	0,00%
Sous Total	0,00 Kwh	0,00 Kwh	0,00%
Total Direct BT	4.308.400,60 Kwh	3.927.507,85 Kwh	-9,70%
Consommation 26 kV			
HP	51.726.248,80 Kwh	51.171.506,94 Kwh	-1,08%
HC	47.553.186,04 Kwh	45.822.409,46 Kwh	-3,78%
Total 26KV	99.279.434,84 Kwh	96.993.916,40 Kwh	-2,36%
HP	119.694.623,97 Kwh	119.175.257,74 Kwh	-0,44%
HC	101.893.300,99 Kwh	97.682.472,27 Kwh	-4,31%
Total Fourniture	221.587.924,96 Kwh	216.857.730,02 Kwh	-2,18%

DIFFÉRENCE DES KWH AYANT TRANSITÉ VERS LES UTILISATEURS DU RÉSEAU

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>Différence KWH</u>
HP	119.694.623,97 Kwh	119.175.257,74 Kwh	519.366,23 Kwh
HC	101.893.300,99 Kwh	97.682.472,27 Kwh	4.210.828,72 Kwh
Total Fourniture	221.587.924,96 Kwh	216.857.730,02 Kwh	4.730.194,94 Kwh



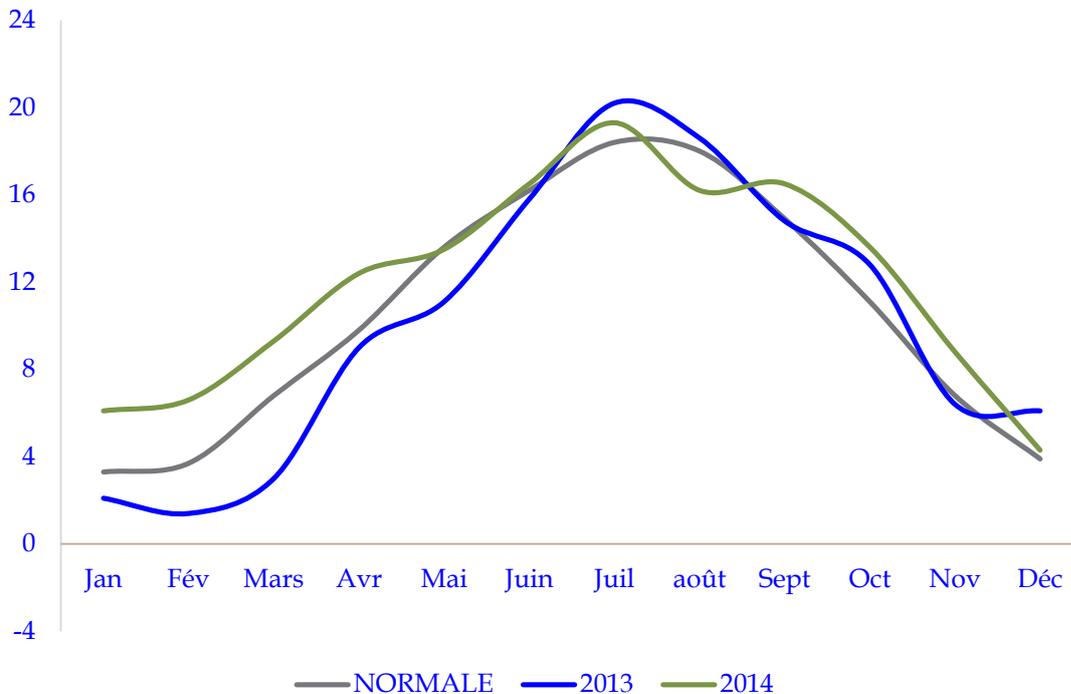
En 2014, l'énergie transitée sur l'ensemble du réseau A.I.E.G. a été de 230.066.162 kWh.



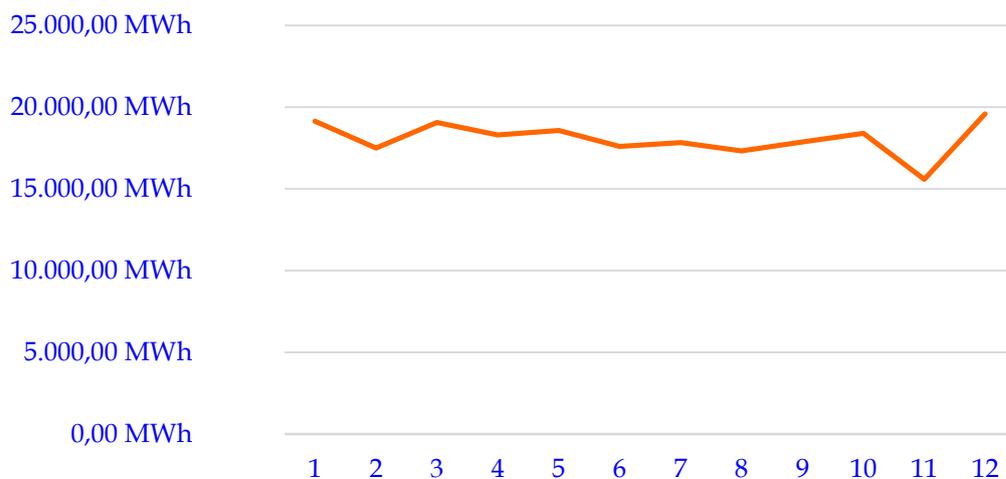
<u>ANNEE</u>	<u>TRANSIT</u>	<u>ECART EN % (Y/Y-1)</u>
2010	239.472.889	
2011	241.618.824	0,90%
2012	247.272.990	2,34%
2013	242.338.238	-2,00%
2014	230.066.162	-5,06%

Il est intéressant de présenter l'évolution de la température de cette année 2014 en comparaison avec l'année 2013 ainsi que la moyenne normale. En effet, de cet élément, nous constatons que l'évolution de la consommation d'énergie électrique est de moins en moins sensible à l'évolution de la température et des saisons.

Les données nous ont été fournies par l'Institut Royal Météorologique de Belgique.



Evolution mensuelle de la distribution d'électricité sur le réseau A.I.E.G.- année 2014



Comptes annuels de l'Intercommunale



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

Bilan

<i>Actif</i>	<i>page 58</i>
<i>Passif</i>	<i>page 59</i>
<i>Compte de résultats</i>	<i>page 60</i>
<i>Concessions, brevets, licences, savoir-faire, marques et droits similaires</i>	<i>page 61</i>
<i>Terrains et constructions</i>	<i>page 62</i>
<i>Installations, machines, outillage</i>	<i>page 62</i>
<i>Mobilier, matériel roulant</i>	<i>page 63</i>
<i>Location-financement et droits similaires</i>	<i>page 63</i>
<i>Autres immobilisations corporelles</i>	<i>page 64</i>
<i>Immobilisations en cours et acomptes versés</i>	<i>page 64</i>
<i>Etat des immobilisations financières</i>	<i>page 65</i>
<i>Informations relatives aux participations</i>	<i>page 66-67</i>
<i>Placements de trésorerie, autres placements</i>	<i>page 68</i>
<i>Etat du capital et structure de l'actionnariat</i>	<i>page 68</i>
<i>Provisions pour autres risques et charges</i>	<i>page 69</i>
<i>Résultats d'exploitation</i>	<i>page 70-71</i>
<i>Bilan social</i>	<i>page 72</i>

Bilan au 31 décembre 2014

	Case	2014	2013
Actifs immobilisés	20/28	47.568.400	42.887.772
Frais d'établissement (annexe I)	20		
Immobilisations incorporelles (ann. II)	21	566.099	474.972
Immobilisations corporelles (ann. III)	22/27	44.435.031	39.975.030
Terrains et constructions	22	758.099	696.838
Installations, machines et outillage	23	30.350.229	28.633.822
Mobilier et matériel roulant	24	358.278	295.962
Location-financement et droits similaires	25		
Autres immobilisations corporelles	26	7.223.536	7.223.536
Immobilisations en cours et acomptes versés	27	5.744.889	3.124.872
Immobilisations financières (ann. IV et V).	28	2.567.270	2.437.770
Autres immobilisations financières	284/8	2.567.270	2.437.770
Actions et parts	284	2.541.273	2.411.773
Créances et cautionnements en numéraire	285/8	25.997	25.997
Actifs circulants	29/58	13.914.311	14.272.112
Stocks et commandes en cours d'exécution	3	1.788.673	1.285.649
Stocks	30/36	1.788.673	1.285.649
Approvisionnements	30/31	1.788.673	1.285.649
Créances à un an au plus	40/41	6.712.813	4.133.413
Créances commerciales	40	6.052.208	3.894.053
Autres créances	41	660.604	239.360
Placements de trésorerie (ann. V et VI)	50/53	2.638.000	3.638.000
Autres placements	51/53	2.638.000	3.638.000
Valeurs disponibles	54/58	1.814.642	4.167.636
Comptes de régularisation (ann. VII)	490/1	960.184	1.047.413
Total de l'actif	20/58	61.482.711	57.159.884

Passif

	Case	2014	2013
Capitaux propres	10/15	34.453.504	33.351.531
Capital (ann. VIII)	10	5.246.743	5.246.743
Capital souscrit	100	17.120.050	17.120.050
Capital non appelé (-)	101	-11.873.307	-11.873.307
Plus-values de réévaluation	12	7.720.730	7.840.858
Réserves	13	21.486.030	20.263.929
Réserve légale	130	3.085.388	2.983.386
Réserves indisponibles	131	13.229.373	13.093.717
Réserves disponibles	133	5.171.269	4.186.824
Provisions et impôts différés	16	645.248	1.866.558
Provisions pour risques et charges	160/5	645.248	1.866.558
Grosses réparations et gros entretien	162	250.440	1.248.949
Autres risques et charges (ann. IX)	163/5	394.808	617.609
Dettes	17/49	26.383.959	21.941.796
Dettes à plus d'un an (ann. X)	17	11.170.112	10.408.490
Dettes financières	170/4	11.170.112	10.408.490
Dettes de location-financement et assimilées	172		
Etablissements de crédit	173	11.170.112	10.408.490
Dettes à un an au plus (ann. X)	42/48	12.400.444	8.925.637
Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42	483.187	179.356
Dettes commerciales	44	7.956.631	6.527.390
Fournisseurs	440/4	7.956.631	6.527.390
Acomptes reçus sur commandes	46	570.535	249.283
Dettes fiscales, salariales et sociales	45	180.052	-96.130
Impôts	450/3	72.354	-215.674
Rémunérations et charges sociales	454/9	107.698	119.544
Autres dettes	47/48	3.210.039	2.065.738
Comptes de régularisation (ann. XI)	492/3	2.813.403	2.607.669
Total du passif	10/49	61.482.711	57.159.883

Compte de résultats

	Case	2014	2013
<i>Ventes et prestations</i>	70/74	13.736.492,82	12.558.533,24
Chiffre d'affaires (ann. XII, A)	70	9.558.740,10	9.792.365,09
Production immobilisée	72	3.776.549,19	2.477.756,26
Autres produits d'exploitation (ann. XII, B)	74	401.203,53	288.411,89
<i>Coût des ventes et prestations</i>	60/64	10.635.520,69	10.490.645,95
Approvisionnements et marchandises	60	3.610.855,03	2.750.798,67
Achats	600/8	4.129.650,50	2.809.441,13
Variation des stocks (augmentation -, réduction +)	609	-518.795,47	-58.642,46
Services et biens divers	61	3.404.795,81	3.258.413,80
Rémunérations, charges sociales et pensions	62	2.736.073,32	2.593.058,30
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorp et corporelles	630	2.079.950,48	1.899.963,46
Réd valeur / stocks, commandes en cours d'exéc et créances	631/4	15.771,69	23.277,95
Provisions pour risques et charges (dotations +, utilisations)	635/7	-1.221.309,99	-64.489,98
Autres exploits d'exploitation (ann. XII,F)	640/8	9.384,35	29.623,75
<i>Bénéfice d'exploitation</i>	70/64	3.100.972,13	2.067.887,29
<i>Produits financiers</i>	75	303.554,60	279.453,09
Produits des immobilisations financières	750	216.797,45	151.044,42
Produits des actifs circulants	751	86.757,15	128.408,67
<i>Charges financières</i>	65	494.708,51	281.788,38
Charges des dettes (ann. XIII,B et C)	650	482.656,96	276.832,76
Autres charges financières (ann. XIII, E)	652/9	12.051,55	4.955,62
<i>Bénéfice courant avant impôts</i>	70/65	2.909.818,22	2.065.552,29
<i>Produits exceptionnels</i>	76	1.756.486,54	5.217.484,71
Reprises d' amort et de réd. de valeur /immob. incorp. et corp. (***)	760	262.869,23	250.174,83
Plus-values sur réalisation d'actifs immobilisés	763	1.161,16	
Autres produits exceptionnels (ann. XIV, A)	764/9	1.492.456,15	4.967.309,88
<i>Charges exceptionnelles</i>	66	878.418,17	2.433.346,32
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorp et corporelles	660	60.289,15	137.776,34
Moins-values sur réalisation d'actifs immobilisés	663		
Autres charges exceptionnelles (ann. XIV, B)	664/8	818.129,02	2.295.569,98
<i>Bénéfice de l'exercice avant impôts</i>	70/66	3.787.886,59	4.849.690,39
<i>Impôts sur le résultat</i>	67/77	13.409,29	30.296,20
Impôts (ann. XV)	670/3	13.409,29	30.296,20
<i>Bénéfice de l'exercice à affecter</i>	70/67	3.774.477,30	4.819.394,19
Dotations aux réserves indisponibles (***)	6921		
<i>Bénéfice à affecter</i>	9906		
Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter (+)/(-)	9905	3.774.477,30	4.819.394,19
<i>Prélèvements sur les capitaux propres</i>	791/2	800.000,00	
sur les réserves	792	800.000,00	
<i>Affectations aux capitaux propres</i>	691/2	1.901.973,81	2.808.367,85
à la réserve légale	6920	102.001,66	109.355,34
aux autres réserves	6921	1.799.972,15	2.699.012,51
<i>Bénéfice à distribuer</i>	694/6	2.672.503,49	2.011.026,34
Rémunération du capital	694	2.672.503,49	1.774.189,09
Autres allocataires	696		236.837,25

ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros

21 Concessions, brevets, licences, savoir-faire, marques et droits similaires	2014	2013
Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	743.981,19	0,00
<i>Mutations de l'exercice</i>		
<i>Acquisitions, y compris la production immobilisée</i>	408.879,70	105.327,59
<i>Cessions et désaffectations</i>	212.989,32	
<i>Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)</i>		638.653,60
<i>Au terme de l'exercice</i>	939.871,57	743.981,19
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	269.009,26	
<i>Mutations de l'exercice</i>		
<i>Amortissements sur valeurs d'acquisitions</i>	181.559,18	145.976,10
<i>Repris</i>	76.795,74	
<i>Annulés à la suite de cessions et désaffectations</i>		
<i>Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)</i>		123.033,16
<i>Au terme de l'exercice</i>	373.772,70	269.009,26
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	566.098,87	474.971,93

ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros (suite)

22 Terrains et constructions	2014	2013
Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	1.286.522,39	951.545,46
Mutations de l'exercice	97.941,29	334.976,93
Valeurs au terme de l'exercice	1.384.463,68	1.286.522,39
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	589.684,74	555.942,93
Mutations de l'exercice		
Amortissements actés de l'exercice	36.680,07	33.741,81
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	626.364,81	589.684,74
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	758.098,87	696.837,65
23 Installations, machines, outillage		
Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	47.229.339,88	45.728.042,00
Mutations de l'exercice		
Acquisitions, y compris la production immobilisée	3.129.659,15	1.928.014,00
Cessions et désaffectations	96.191,42	426.716,00
Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)		0,00
Au terme de l'exercice	50.262.807,61	47.229.340,00
Plus-values au terme de l'exercice précédent	5.956.189,37	6.006.402,00
Mutations de l'exercice		-50.212,63
Au terme de l'exercice	5.956.189,37	5.956.189,37
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	24.551.706,98	23.563.505,00
Mutations de l'exercice		
Amortissements sur valeurs d'acquisitions	1.599.325,49	1.653.647,00
Repris	186.073,49	188.517,00
Acquis de tiers	0,00	
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	96.191,42	476.929,00
Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)	0,00	
Au terme de l'exercice	25.868.767,56	24.551.707,00
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	30.350.229,42	28.633.822,37

ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros (suite)

24 Mobilier, matériel roulant	2014	2013
Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	1.834.678	2.130.766,00
<i>Mutations de l'exercice</i>		
<i>Acquisitions, y compris la production immobilisée</i>	203.688	456.212,00
<i>Cessions et désaffectations</i>	20.256	17.907,00
<i>Transfert d'une rubrique à une autre</i>		-734.393,00
<i>Au terme de l'exercice</i>	2.018.110	1.834.678,00
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	1.538.716	1.634.203,00
<i>Mutations de l'exercice</i>		
<i>Amortissements sur valeurs d'acquisitions</i>	141.372	107.111,00
<i>Repris</i>		61.658,00
<i>Annulés à la suite de cessions et désaffectations</i>	20.256	17.907,00
<i>Transfert d'une rubrique à une autre</i>		-123.033,00
<i>Au terme de l'exercice</i>	1.659.832	1.538.716,00
<i>Valeur comptable nette au terme de l'exercice</i>	358.278	295.962,00
25 Location-financement et droits similaires		
Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	0	0
<i>Au terme de l'exercice</i>	0	0
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	0	0
<i>Au terme de l'exercice</i>	0	0
<i>Valeur comptable nette au terme de l'exercice</i>	0	0

ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros (suite)

26 Autres immobilisations corporelles	2014	2013
Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	7.223.536	7.314.189,00
<i>Mutations de l'exercice</i>		
<i>Cessions et désaffectations</i>		90.652,72
<i>Au terme de l'exercice</i>	7.223.536	7.223.536,28
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent		
<i>Mutations de l'exercice</i>		
<i>Au terme de l'exercice</i>		
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	7.223.536	7.223.536,28
27 Immobilisations en cours et acomptes versés		
Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	3.242.120	254.896,00
<i>Mutations de l'exercice</i>	2.801.320	2.987.224,00
<i>Au terme de l'exercice</i>	6.043.440	3.242.120,00
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	117.248	19.984,00
<i>Mutations de l'exercice</i>		
<i>Amortissements sur valeurs d'acquisitions</i>	181.303	97.263,59
<i>Au terme de l'exercice</i>	298.551	117.247,59
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	5.744.889	3.124.872,41

ETAT DES IMMOBILISATIONS FINANCIERES

	Codes	2014	2013
<i>Autres entreprises-participations, actions et parts</i>			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393P	2.554.257,58	2.431.408,58
Mutations de l'exercice			
Acquisitions	8363	218.000,00	122.850,00
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393	2.772.257,58	2.554.257,58
Plus-values au terme de l'exercice	8453P	94.695,69	XXXXXXXX
Mutations de l'exercice			
Plus-values au terme de l'exercice	8453	94.695,69	94.695,69
Réductions de valeur au terme de l'exercice	8523P	22.310,42	XXXXXXXX
Mutations de l'exercice			
Réductions de valeur au terme de l'exercice	8523	22.310,42	22.310,00
Montants non appelés au terme de l'exercice	8553P	214.870,12	XXXXXXXX
Mutations de l'exercice (+)/(-)	8543	88.500,00	2.625,00
Montants non appelés au terme de l'exercice	8553	303.370,12	214.870,12
<i>Valeur comptable nette au terme de l'exercice</i>	284	2.541.272,73	2.411.773,15
<i>Autres entreprises-créances</i>			
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	285/8P	25.997,22	25.497,22
Mutations de l'exercice			
Additions	8583		500,00
Remboursements	8593		
Autres (+)/(-)	8633		
<i>Valeur comptable nette au terme de l'exercice</i>	285/8	25.997,22	25.997,22

INFORMATIONS RELATIVES 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.

<i>Dénomination, adresse complète du SIÈGE et pour les entreprises de droit belge, mention du numéro d'entreprise</i>	<i>Droits sociaux détenus directement</i>		<i>Comptes annuels arrêtés au</i>
	<i>Nombre</i>	<i>%</i>	
INTER-REGIE			
BE 0207.622.758 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Royale 55/10 1000 Bruxelles BELGIQUE			31/12/2013
Parts de capital	111	0,82	
BEP EXPANSION ECONOMIQUE			
BE 0201.400.209 Société coopérative à responsabilité limitée Avenue Sergent Vrithoff 2 5000 Namur BELGIQUE			31/12/2013
Parts de capital	28	0,40	
PUBLIFIN			
BE 0204.245.277 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Louvrex 95 4000 Liège BELGIQUE			31/12/2013
Parts de capital	5.240	0,1	
ECETIA FINANCES S.A			
BE 0203.978.726 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Sainte-Marie 5/5 4000 Liège BELGIQUE			31/12/2013
Parts de capital	1	0,01	
PUBLI-T			
BE 0475.048.986 Société coopérative à responsabilité limitée Galerie Ravenstein 4 1000 Bruxelles BELGIQUE			31/08/2014
Parts de capital	1.590	0,11	

SOCOFE			
BE 0472.085.439			31/12/2013
Société anonyme			
Rue Maurice Destenay, 13			
4000 Liège			
BELGIQUE			
	Parts de capital	6.000	1,3
ZE-MO			30/06/2014
Société coopérative à responsabilité limitée			
BE 0844.379.951			
Rue de Fond Cattelain, 2 Bte 1.2			
B - 1435 MONT SAINT GUIBERT			
BELGIQUE			
	Parts de capital	3.252	59,85
ATRIAS			31/12/2013
BE 0836.258.873			
Galerie Ravenstein 4 Bte 4			
1000 Bruxelles			
BELGIQUE			
	Parts de capital	2	0,01

PLACEMENTS DE TRÉSORERIE ET COMPTES DE RÉGULARISATION DE L'ACTIF

	Codes	2014	2013
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	2.638.000,00	3.638.000,00
Avec une durée résiduelle ou de préavis			
d'un mois au plus	8686		
de plus d'un mois à un an au plus	8687	1.500.000,00	1.500.000,00
de plus d'un an	8688	1.138.000,00	2.138.000,00
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			
Charges à reporter		63.804,90	173.323,48
Produits acquis		171.143,70	148.554,09
Report Bonus/Malus décisions CREG		552.323,52	552.324,00
Régularisations diverses		172.912,16	-10.590,00
ETAT DU CAPITAL ET STRUCTURE DE L'ACTIONNARIAT			
Etat du capital			
Capital social			
Capital souscrit au terme de l'exercice	100P	XXXXXXXXXX	17.120.050
Capital souscrit au terme de l'exercice	100	17.120.050	
	<i>Codes</i>	<i>Montants</i>	<i>Nombre d'actions</i>
Modifications au cours de l'exercice			
Représentation du capital			
Catégories d'actions			
Capital "A" suivant statuts		700	28
Capital "B1" suivant statuts		16.857.350	674.294
Capital "B5" suivant statuts		262.000	10.480
Capital "D" suivant statuts		0	
Actions nominatives	8702	XXXXXXXXXX	
Actions au porteur et/ou dématérialisées	8703	XXXXXXXXXX	
	<i>Codes</i>	<i>Montant non appelé</i>	<i>Montant appelé non versé</i>
Capital non libéré			
Capital non appelé	101	11.873.307	
Capital appelé, non versé	8712	XXXXXXXXXX	
Actionnaires redevables de libération			
Communes d'Andenne, Namur, Ohey, Rumes et Viroinval		11.873.307	

PROVISIONS POUR AUTRES RISQUES ET CHARGES

	Codes	<i>Exercice</i>
Ventilation de la rubrique 163/5 du passif si celle-ci représente un montant important		
Provisions pour grosses réparations et entretiens		250.440
Provisions pour litiges en cours		381.456
Provisions pour dommages causés aux tiers		13.352
Provisions pour autres risques et charges		
<i>Etat des dettes et comptes de régularisation du passif</i>		
Ventilation des dettes à l'origine à plus d'un an, en fonction de leur durée résiduelle		
<i>Dettes à plus d'un an échéant dans l'année</i>		
Dettes financières	8801	483.187
Dettes de location-financement et assimilées	8831	
Etablissements de crédit	8841	
Total des dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42	483.187
<i>Dettes ayant plus de 5 ans à courir</i>		
Dettes financières	8803	
Etablissements de crédit	8843	11.170.112
Total des dettes ayant plus de 5 ans à courir	8913	11.170.112
<i>Dettes garanties</i>		
<i>Dettes garanties par des sûretés réelles constituées ou irrévocablement promises sur les actifs de l'entreprise</i>		
Dettes financières	8922	0
Etablissements de crédit	8962	11.170.112
Total des dettes garanties par des sûretés réelles constituées ou irrévocablement promises sur les actifs de l'entreprise	9062	11.170.112
<i>Dettes fiscales, salariales et sociales</i>		
<i>Impôts</i>		
Dettes fiscales estimées	450	72.354
<i>Rémunérations et charges sociales</i>		
Dettes échues envers l'Office National de Sécurité Sociale	9076	
Autres dettes salariales et sociales	9077	107.698
<i>Comptes de régularisation</i>		
Ventilation de la rubrique 492/3 du passif si celle-ci représente un montant important		
Charges à imputer		263.601
Produits à reporter y compris interventions tiers		2.549.802

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Charges d'exploitation

	Codes	2014	2013
<i>Travailleurs pour lesquels l'entreprise a introduit une déclaration DIMONA ou qui sont inscrits au registre général du personnel</i>			
Nombre total à la date de clôture	9086	39	40,00
Effectif moyen du personnel calculé en équivalent temps plein	9087	37,60	34,30
Nombre d'heures effectivement prestées	9088	58.823,60	55.567,00
<i>Frais de personnel</i>			
Rémunérations et avantages sociaux directs	620	1.959.999,50	1.855.021,43
Cotisations patronales d'assurances sociales	621	707.578,01	653.708,15
Primes patronales pour assurances extralégales	622	17.056,10	16.244,58
Autres frais de personnel	623	51.439,71	68.084,14
<i>Réductions de valeur</i>			
Réductions sur stocks et commandes en cours actées	9110	15.771,69	23.277,95
<i>Provisions pour risques et charges</i>			
Constitutions	6115	134.991,04	30.000,00
Utilisations et reprises	9116	1.356.301,03	94.489,98
<i>Autres charges d'exploitation</i>			
Impôts et taxes relatifs à l'exploitation	640		
Autres	641/8	9.384,35	29.623,75
<i>Personnel intérimaire et personnes mises à la disposition de l'entreprise</i>			
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		

RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

<i>Résultats financiers</i>	Codes	2014	2013
<i>Autres produits financiers</i>			
<i>Ventilation des autres produits financiers</i>			
Produits des immobilisations financières		216.797,45	151.017,73
Produits des actifs circulants		86.757,15	128.408,67
<i>Autres charges financières</i>			
<i>Ventilation des autres charges financières</i>			
Charges financières sur emprunts		482.656,96	276.832,76
Frais de banque		12.051,55	4.955,62
<i>Résultats exceptionnels</i>			
<i>Ventilation des autres produits exceptionnels</i>			
Produits exceptionnels sur boni/mali CREG			
Produits exceptionnels sur amortissements interventions tiers		186.073,49	188.516,54
Plus-values sur réalisations d'immobilisations corporelles		1.161,16	
Produits divers imputables aux années antérieures		1.226.459,49	505.097,40
Autres produits exceptionnels		342.792,40	2.632.312,37
<i>Ventilation des autres charges exceptionnelles</i>			
Charges exceptionnelles sur extournes interventions tiers		60.289,15	137.776,34
Moins-values sur réalisations d'immobilisations corporelles			
Charges diverses imputables aux années antérieures		818.129,02	2.295.569,98
<i>Impôts et taxes</i>			
<i>Impôts sur le résultat</i>			
Impôts et précomptes dus ou versés	9135	13.409,29	30.296,20
<i>Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte</i>			
<i>Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte</i>			
A l'entreprise (déductibles)	9145	4.237.134,96	3.252.052,30
Par l'entreprise	9146	5.312.681,80	4.468.062,06
<i>Montants retenus à charge de tiers, au titre de</i>			
Précompte professionnel	9147	582.374,28	555.499,53
Précompte mobilier	9148	13.409,29	30.296,00
<i>Relations financières avec le ou les commissaire(s) et les personnes avec lesquelles il est lié (ils sont liés)</i>			
Emoluments du (des) commissaire(s)	9505	7.000	6.250,00
<i>Emoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par le(s) commissaire(s)</i>			
Autres missions d'attestation 95061 1.500	95061	1.700	1.500,00

BILAN SOCIAL

Etat des personnes occupées

Travailleurs pour lesquels l'entreprise a introduit une déclaration DIMONA ou qui sont inscrits au registre général du personnel

	Codes	1. Temps plein	2. Temps partiel	3. Total (T) ou total en équivalents temps plein (ETP)	3P. Total (T) ou total en équivalents temps plein (ETP)
Au cours de l'exercice et de l'exercice précédent					
		2014	2014	2014	2013
Nombre moyen de travailleurs	100	35,8	6,0	37,6	34,30
Nombre d'heures effectivement prestées	101	57.467	1.357	58.824 T	55.566,50
Frais de personnel	102	2.424.168	116.007	2.540.175 T	2.390.317,00
Montant des avantages accordés en sus du salaire	103	XXXXXXXX	XXXXXXXX	43.740 T	41.601 T
A la date de clôture de l'exercice					
			Codes	1. Temps plein	2. Temps partiel
Nombre de travailleurs			105	37	6
Par type de contrat de travail					
Contrat à durée indéterminée			110	36	6
Contrat à durée déterminée			111	1	
Par sexe et niveau d'études					
Hommes			120	29	4
de niveau primaire			1200	1	
de niveau secondaire			1201	23	2
de niveau supérieur non universitaire			1202	2	
de niveau universitaire			1203	3	2
Femmes			121	8	2
de niveau secondaire			1211	6	1
de niveau supérieur non universitaire			1212	2	1
Par catégorie professionnelle					
Employés			134	19	4
Ouvriers			132	18	2
Tableau des mouvements du personnel au cours de l'exercice					
Entrées					
Nombre de travailleurs pour lesquels l'entreprise a introduit une déclaration DIMONA ou qui ont été inscrits au registre général du personnel au cours de l'exercice			205	17	
Par type de contrat de travail					
Contrat à durée indéterminée			210	2	
Contrat à durée déterminée			211	15	
Sorties					
Nombre de travailleurs dont la date de fin de contrat a été inscrite dans une déclaration DIMONA ou au registre général du personnel au cours de l'exercice			305	14	
Par type de contrat de travail					
Contrat à durée déterminée			310		
Contrat à durée indéterminée			311	14	
Par motif de fin de contrat					
Pension			340		
Autre motif			343	14	
Renseignements sur les formations pour les travailleurs au cours de l'exercice					
Initiatives en matière de formation professionnelle continue à caractère formel à charge de l'employeur			Codes	Hommes	Codes
Nombre de travailleurs concernés			5801	-	5811
Nombre d'heures de formation suivies			5802	-	5812
Coût net pour l'entreprise			5083	-	5813
dont coût brut directement lié aux formations			58031	-	58131

Rapport de gestion du Conseil d'Administration



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

Conformément au code des sociétés, nous avons l'honneur de vous présenter le rapport de gestion relatif à l'exercice 2014 et de soumettre à votre approbation les comptes annuels arrêtés au 31 décembre 2014.

1. Les provisions

Les comptes «provisions autres risques et charges» et pour «gros entretiens et réparations» ont été utilisés.

2. Les immobilisations corporelles

En 2014, l'A.I.E.G. a investi une somme de 3.776.549,19 € pour l'amélioration et la modernisation de ses réseaux ; ce montant est en parfaite concordance avec le plan d'investissements.

Pour l'année 2014, les travaux importants étaient repris dans le plan stratégique approuvé par l'Assemblée Générale du 19 décembre 2014.

Outre des améliorations du réseau moyenne tension prévues au plan d'adaptation et transmises à la CWaPE dès septembre 2010, il avait été approuvé le placement de compteurs intelligents au niveau des utilisateurs professionnels et des producteurs décentralisés. Ce déploiement de compteurs intelligents est en cours de réalisation.

3. Les immobilisations financières

Les parts souscrites auprès de la société PUBLI-T pour un montant de 492.140,21 €, les parts souscrites pour un montant de 1.487.361,14 € en SOCOFE et les parts souscrites dans la société ZE-MO pour un montant de 480.375,00 € ont eu un rendement de 216.797,45 € cette année.

4. Les Produits

Le chiffre d'affaires s'établit à 9.558.740,10 € ; celui-ci se compose des produits du timbre G.R.D. comprenant entre autres, la redevance permission de voirie.

La production immobilisée s'élève à 3.776.549,19 €.

Le montant total des ventes et prestations est fixé à 13.736.492,82 €.

Les produits financiers s'élèvent à 303.554,60 €, dont 86.757,15 € résultent des placements bancaires et 216.797,45 € des immobilisations financières.

5. Les charges

Le poste «coût des ventes et prestations» s'élève à 10.635.520,69 €.

6. *Le résultat et son affectation*

Pour l'exercice 2014, le bénéfice à affecter s'élève à 2.040.033,14 €.

De ce montant, il y a lieu de déduire, suivant les statuts, le prélèvement de 5 % en faveur de la réserve légale soit 102.001,66 €, la rémunération du capital libéré par les associés soit 322.868,62 €, la rétribution à la Ville de Namur pour la mise à disposition du réseau à l'Intercommunale IDEG soit 139.184,01 €, la réserve pour investissements 2014 soit 50.000,00 €.

Compte tenu de ce qui précède, le montant à répartir aux associés suivant le chiffre d'affaires s'élève à 1.410.450,86 € soit une augmentation de 98.314,41 € par rapport à l'année précédente.

Le Conseil d'Administration avait décidé de lisser la diminution des dividendes à raison de 15 % par an en effectuant un prélèvement sur les réserves disponibles. Pour cet exercice 2014, il n'y a pas lieu d'effectuer ce prélèvement.

D'autre part, le Conseil d'Administration a décidé un prélèvement exceptionnel sur les réserves disponibles de 800.000,00 €.

Ceci nous donne un montant à distribuer 2.672.503,48 €.

Le bilan, le compte de résultats, le bilan social ainsi que les annexes seront déposés à la Banque Nationale de Belgique après approbation du Conseil d'Administration et de l'Assemblée Générale du 17 juin 2015.

7. *OSP*

L'Arrêté du Gouvernement wallon du 15 juillet 2010 relatif à l'obligation de service public imposée aux Gestionnaires de Réseaux de Distribution en termes de gestion des dossiers photovoltaïques (guichet unique).

8. *Tarifs*

Pour rappel, ce sont les tarifs approuvés pour la période régulatoire 2009-2012, prolongés par décision du Gouvernement et qui ont été appliqués durant l'exercice 2014.

D'autre part, la décision de la CREG quant aux boni/mali et leurs affectations pour les exercices 2010, 2011, 2012 et 2013 ne sont pas clôturés. Le dossier boni/mali 2014 introduit à la CWaPE est également en attente de décision.

9. *Amortissements - Interventions Tiers - Investissements*

Suite à l'approbation du Conseil d'Administration du 24 mars 2011, les amortissements cumulés des interventions tiers seront portés en réserve indisponible, ce qui représente pour l'année 2014 un montant de 15.527,98 €.

10. Personnel

L'Intercommunale compte 38 ,8 équivalents temps plein dont 7 agents statutaires.

En 2014, l'AIEG a procédé à l'engagement d'un agent administratif et d'un agent technique.

11. Divers

Au cours de l'exercice, une mission de contrôle relative à l'acompte sur dividende a été réalisée.

12. Litiges

En date du 5 novembre 2012, l'AIEG a reçu un courrier recommandé émanant de TECTEO.

Dans ce courrier, TECTEO annonce mettre fin à la collaboration technique et dénonce la convention d'apport en usage et la convention de gestion signées par les deux parties dès le 25 mai 2004.

Le Conseil d'Administration de l'AIEG a désigné le cabinet d'avocats CMS DeBacker pour la représenter dans ce dossier.

Par jugement du 5 février 2013, le Tribunal de Première Instance a débouté l'AIEG de sa demande pour défaut d'urgence. Appel a été interjeté de cette ordonnance devant la Cour d'Appel de Liège.

Aux termes d'un arrêt du 12 juin 2013, la Cour d'Appel de Liège a réformé l'ordonnance prononcée en instance et a condamné, en référé, la scrl TECTEO de poursuivre l'exécution des conventions susvisées, jusqu'au moment où le jugement sur le fond serait prononcé quant à la régularité de la résiliation unilatérale de TECTEO.

Compte tenu du jugement d'expropriation entre-temps prononcé, l'objet de la demande de l'AIEG avait été modifié et portait désormais sur une demande indemnitaire : l'AIEG postulait que TECTEO soit condamné au paiement de la somme de 295.000,00 € pour la mise en place d'une clearing house et d'un logiciel de facturation autonome ainsi qu'un euro à titre provisionnel pour couvrir la différence entre le montant de la valeur régulée du réseau et le montant qui serait fixé judiciairement dans le cadre de l'expropriation.

Au terme d'un jugement prononcé le 11 décembre 2014, le tribunal dit que la résiliation unilatérale des conventions était fautive et condamne TECTEO à payer une somme provisionnelle de 25.000,00 €, à titre de compensation provisoire des dommages subis par la scrl A.I.E.G. et réserve à statuer sur les dépens et surplus.

Répartition du trop perçu



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

Résultats de l'exercice

PRÉLÈVEMENTS ET AFFECTATIONS

<i>Le solde bénéficiaire au 31 décembre 2014 s'élève à</i>	2.040.033,13
<i>En application de l'Article 51 des statuts</i>	
paragraphe 1	
Dotation à la réserve légale : 5%	-102.001,66
paragraphe 3	
Réserve d'investissement	-50.000,00
paragraphe 4	
Rémunération du capital libéré par les associés	
parts «B1» : 6,25 %	-322.868,62
- NAMUR : rétribution de la mise à disposition réseau	-139.184,01
-Transfert des désaffectations des interventions tiers vers la réserve indisponible	-15.527,98
<i>Résultat avant (prélèvement éventuel sur réserves et) distribution trop perçu</i>	1.410.450,86

ATTRIBUTION DU TROP PERÇU

<u>Communes</u>	<u>% Chiffre d'Affaires</u>	<u>Trop perçu</u>
ANDENNE	60,19 %	848.987,28
OHEY	9,39 %	132.462,42
RUMES	9,40 %	132.594,16
VIROINVAL	10,18 %	143.634,11
GESVES	10,83 %	152.772,88
Totaux	100 %	1.410.450,85

La rétribution de 6,25% du capital libéré par les associés est attribuée, en priorité, sur le résultat d'exploitation.

RÉMUNÉRATION CAPITAL LIBÉRÉ

Au 31 décembre 2014, la situation du capital libéré de chaque commune associée se présente comme suit :

<u>Communes</u>	<u>Capital "B1"</u>	<u>Taux</u>	<u>Rétribution</u>
ANDENNE	1.390.237,76	6,25 %	86.889,86
NAMUR	1.937.438,25	6,25 %	121.089,89
OHEY	205.564,50	6,25 %	12.847,78
RUMES	868.531,90	6,25 %	54.283,24
VIROINVAL	764.125,59	6,25 %	47.757,85
Totaux	5.165.898,00		322.868,62

DIVIDENDES DISTRIBUÉS AU 31 DÉCEMBRE 2014

<u>Communes</u>	<u>Mise à disposition réseau</u>	<u>Trop perçu 2014</u>	<u>6.25% du capital B1 libéré</u>	<u>Prélèvement sur les réserves</u>	<u>Totaux</u>
ANDENNE		848.987,28	86.889,86	392.000,00	1.327.877,14
NAMUR	139.184,01		121.089,89	160.000,00	420.273,90
OHEY		132.462,42	12.847,78	72.000,00	217.310,20
RUMES		132.594,16	54.283,24	80.000,00	266.877,40
VIROINVAL		143.634,11	47.757,85	96.000,00	287.391,96
GESVES		152.772,88			152.772,88
Totaux	139.184,01	1.410.450,85	322.868,62	800.000,00	2.672.503,48

PRÉLÈVEMENT EXCEPTIONNEL

Distribution du prélèvement sur les réserves, décidé par le Conseil d'Administration du 15 mai 2015 :

<u>Communes</u>	<u>A distribuer :</u>	<u>800.000,00</u>
Andenne	49%	392.000,00
Namur	20%	160.000,00
Ohey	9%	72.000,00
Rumes	10%	80.000,00
Viroinval	12%	96.000,00

Rapport du Commissaire Réviseur



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

Mesdames et Messieurs les Coopérateurs,

Conformément aux dispositions légales et statutaires, nous vous faisons rapport dans le cadre de notre mandat de commissaire. Ce rapport inclut notre opinion sur les comptes annuels, ainsi que les déclarations complémentaires requises. Les comptes annuels comprennent le bilan au 31 décembre 2014, le compte de résultats de l'exercice clos à cette date et l'annexe.

Rapport sur les comptes annuels – Opinion sans réserve

Nous avons procédé au contrôle des comptes annuels de l'Intercommunale *A.I.E.G. S.C.R.L.* pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, établis sur la base du référentiel comptable applicable en Belgique, dont le total du bilan s'élève à **61.482.711,14 €** et dont le compte de résultats se solde par un bénéfice de **3.774.477,30 €**.

Responsabilité de l'organe de gestion relative à l'établissement des comptes annuels

L'organe de gestion est responsable de l'établissement de comptes annuels donnant une image fidèle conformément au référentiel comptable applicable en Belgique, ainsi que de la mise en place du contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité du commissaire

Notre responsabilité est d'exprimer une opinion sur ces comptes annuels sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes internationales d'audit (ISA). Ces normes requièrent de notre part de nous conformer aux exigences déontologiques, ainsi que de planifier et de réaliser l'audit en vue d'obtenir une assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les comptes annuels. Le choix des procédures mises en œuvre, y compris l'évaluation des risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, relève du jugement du commissaire. En procédant à cette évaluation des risques, le commissaire prend en compte le contrôle interne de l'entité relatif à l'établissement de comptes annuels donnant une image fidèle, cela afin de définir des procédures d'audit appropriées selon les circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit consiste également à apprécier le caractère approprié des règles d'évaluation retenues, le caractère raisonnable des estimations comptables faites par l'organe de gestion, et l'appréciation de la présentation d'ensemble des comptes annuels.

Nous avons obtenu de l'organe de gestion et des préposés de l'entité, les explications et informations requises pour notre contrôle.

Nous estimons que les éléments probants recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Opinion sans réserve

A notre avis, les comptes annuels donnent une image fidèle du patrimoine et de la situation financière de l'Intercommunale A.I.E.G. S.C.R.L. au 31 décembre 2014, ainsi que de ses résultats pour l'exercice clos à cette date, conformément au référentiel comptable applicable en Belgique.

Rapport sur d'autres obligations légales et réglementaires

L'organe de gestion est responsable de l'établissement et du contenu du rapport de gestion, du respect des dispositions légales et réglementaires applicables à la tenue de la comptabilité ainsi que du respect du Code des sociétés et des statuts de la société.

Dans le cadre de notre mandat et conformément à la norme belge complémentaire aux normes internationales d'audit (ISA) applicables en Belgique, notre responsabilité est de vérifier, dans tous les aspects significatifs, le respect de certaines obligations légales et réglementaires. Sur cette base, nous faisons les déclarations complémentaires suivantes, qui ne sont pas de nature à modifier la portée de notre opinion sur les comptes annuels :

- Le rapport de gestion traite des mentions requises par la loi, concorde avec les comptes annuels et ne comprend pas d'incohérences significatives par rapport aux informations dont nous avons eu 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.
- L'affectation des résultats proposée à l'assemblée générale est conforme aux dispositions légales et statutaires.
- Nous n'avons pas à vous signaler d'opération conclue ou de décision prise en violation des statuts ou du Code des sociétés.

S.c.P.R.L. BRANKAER Ph. & Partners

Commissaire

Représentée par

Ph. BRANKAER

Liste des adjudicataires



Reportage photos réalisé par www.detiffe.com

Procédure négociée avec publicité

- FANTIN SPRL
- SPIE SA
- VANO-ELECTRO SA

Procédure négociée sans publicité

- AGECE SPRL
- CABLERIE D'EUPEN SA
- CECEO NV/SA
- DRUGMAND & MEERT NV
- EE JANSSENS SPRL
- EUROMOLD NV
- GARAGE HENNAUX SA
- GUILLAUME ETS
- JACOBS SA
- LANDIS & GYR SA
- MPI ENGINEERING SPRL
- NEXANS SA
- NUSSBAUMER
- PAUWELS TRAFI BELGIUM NV
- PHILIPS BELGIUM SA
- RONVEAUX SA
- SCHNEIDER GROUPE MGTE/MERLIN
- SCHREDER
- STEEL SA
- VOLTACOM

Appel d'offre général

- INFRATECH SA
- JACOBS SA
- SCHNEIDER GROUPE MGTE/MERLIN

Adjudication publique

- INFRATECH SA
- PHILIPS BELGIUM SA
- RONVEAUX SA
- SCHREDER/COMELEC
- TEGEC