

*Société Coopérative à responsabilité limitée*

*Siège Social : Hôtel de Ville de et à 5670 Viroinval*

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

*Siège Administratif et Technique*

*rue Fernand Marchand 44 - 5020 Flawinne*

# ***RAPPORT ANNUEL 2011***



Mesdames, Messieurs,

Les rapports qui vous sont présentés ont trait aux activités de l'Association Intercommunale d'Etude et d'Exploitation d'Electricité et de Gaz au cours de son cinquante-sixième 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 Reviseur.....	16
Comité de Rémunération .....	16
Quelques faits marquants .....	17
Mars 2011 .....	19
Mai 2011 .....	20
Octobre 2011.....	20
Décembre 2011 .....	21
Rapport annuel du secteur de l'électricité.....	25
Inter-Régies.....	26
Gestion technique du réseau .....	43
L'éclairage public .....	45
L'énergie renouvelable : défis et attentes.....	46
Rapport d'activité.....	49
Investissements .....	51
Longueur Réseaux G.R.D. ....	52
Cabines, Postes aériens, Armoires trottoirs et Transformateurs .....	52
Nombre de Clients protégés, Compteurs à budget et Fournisseur X.....	52
Récapitulatif des Kwh ayant transité vers les utilisateurs du réseau .....	53
Différence des Kwh ayant transité vers les utilisateurs du réseau.....	54
Energie transitée.....	55
Evolution de la Température .....	56
Comptes annuels.....	57
Rapport de gestion du Conseil d'Administration .....	73
Rapport de gestion du Conseil d'Administration.....	75
Répartition du trop perçu .....	77
Prélèvements et affectations.....	79
Attribution du trop perçu .....	79
Rémunération capital libéré .....	80
Dividendes distribués au 31 décembre 2011 .....	80
Plan communal pour l'emploi en 2011.....	81
Prélèvement exceptionnel.....	81
Rapport du Commissaire Reviseur .....	83
Rapport du Commissaire Réviseur .....	85
Liste des Adjudicataires.....	87
Marchés de Fournitures .....	89



# Informations générales



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

### MODIFICATIONS STATUTAIRES

Assemblées Générales Extraordinaires du	Arrêtés d'approbation du	Publications aux annexes du Moniteur Belge
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

## CONSTITUTION & STATUTS

---

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

# A.I.E.G.

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 15 décembre 2011.**

## 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 NAMECHE 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 2011, elle a assuré **la gestion des réseaux de distribution d'électricité** dans les provinces de NAMUR et du HAINAUT.

## LISTE DES ASSOCIÉS

---

### CAPITAL « B et A »

Provinces	Communes
Namur	Andenne *
	Namur **
	Ohey *
	Viroinval *
Hainaut	Rumes *

### CAPITAL « D »

INTERCOMMUNALE	
TECTEO	Réseaux Ville d'Andenne

### CAPITAL « A »

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

- \* Communes où l'AIEG a été désignée Gestionnaire de Réseaux de Distribution  
\*\* AIEG opérateur sur les sections de Flawinne, Marche-les-Dames, Saint-Marc et Vedrin

## ERRATUM RÉPARTITION DES PARTS SOCIALES

Désignation des Associés	Nombre de Parts	Souscrites	Non Appelées	Libérées
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
<b>Total Andenne</b>	<b>222.908</b>	<b>5.572.700,00</b>	<b>4.102.266,93</b>	<b>1.470.433,07</b>
Namur	4 A	100,00	0,00	100,00
	188.327 B1	4.708.175,00	2.770.736,75	1.937.438,25
<b>Total Namur</b>	<b>188.331</b>	<b>4.708.275,00</b>	<b>2.770.736,75</b>	<b>1.937.538,25</b>
Ohey	1 A	25,00	0,00	25,00
	30.454 B1	761.350,00	555.785,50	205.564,50
<b>Total Ohey</b>	<b>30.455</b>	<b>761.375,00</b>	<b>555.785,50</b>	<b>205.589,50</b>
Rumes	1 A	25,00	0,00	25,00
	123.843 B1	3.096.075,00	2.227.543,10	868.531,90
<b>Total Rumes</b>	<b>123.844</b>	<b>3.096.100,00</b>	<b>2.227.543,10</b>	<b>868.556,90</b>
Viroinval	1 A	25,00	0,00	25,00
	119.244 B1	2.981.100,00	2.216.974,41	764.125,59
<b>Total Viroinval</b>	<b>119.245</b>	<b>2.981.125,00</b>	<b>2.216.974,41</b>	<b>764.150,59</b>
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
Florennes	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 sur 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
<b>TECTEO (ALE)*</b>	<b>3.438 D</b>	<b>8.594.544,05</b>	<b>1.107.548,51</b>	<b>7.486.995,54</b>
<b>Total des Parts</b>	<b>29 A</b>	<b>725,00</b>	<b>0,00</b>	<b>725,00</b>
	<b>674.294 B1</b>	<b>16.857.350,00</b>	<b>11.691.452,00</b>	<b>5.165.898,00</b>
	<b>10.480 B5</b>	<b>262.000,00</b>	<b>181.854,69</b>	<b>80.145,31</b>
	<b>3.438 D</b>	<b>8.594.544,05</b>	<b>1.107.548,51</b>	<b>7.486.995,54</b>
<b>Total Général</b>	<b>688.241</b>	<b>25.714.619,05</b>	<b>12.980.855,20</b>	<b>12.733.763,85</b>

\*Les parts non appelées, soit 1.107.548,51€, représentent la différence entre la valeur en cas de rachat et le montant imposé par la CREG ; Un montant de 172.806,75 € correspond aux amortissements jusqu'au 31 décembre 2011.



# Organes de gestion







## COMITÉ DE GESTION

### PRÉSIDENT

Mr VERBORG Francis Echevin à la Ville d'Andenne

### VICE-PRÉSIDENT

Mr de LAVELEYE Daniel Bourgmestre à la Commune d'Ohey

### MEMBRES

Mr BOUVY Alain Conseiller communal à la Commune de Viroinval

Mr CASTERMAN Michel Bourgmestre à la Commune de Rumes

Mr SAMPAOLI Vincent Echevin à la Ville d'Andenne

### SECRÉTAIRE

Mme DIVES Fabienne Conseillère communale à la Ville d'Andenne

### EXPERT

Mr CHENOY Jacquie Conseiller communal à la Ville de Namur

### LA DIRECTION

Mr MAILLART Michel Directeur

Mr DELEUZE Guy Sous-Directeur

## COMMISSAIRE REVISEUR

### COMMISSAIRE REVISEUR

SCPRL BRANKAER PH & PARTNERS, Réviseurs d'entreprises,  
Représentée par Philippe BRANKAER

## COMITÉ DE RÉMUNÉRATION

### PRÉSIDENT

Mr VERBORG Francis Echevin à la Ville d'Andenne

### VICE-PRÉSIDENT

Mr de LAVELEYE Daniel Bourgmestre à la Commune d'Ohey

### MEMBRES

Mr BOUVY Alain Conseiller communal à la Commune de Viroinval

Mr CASTERMAN Michel Bourgmestre à la Commune de Rumes

Mr SAMPAOLI Vincent Echevin à la Ville d'Andenne

### SECRÉTAIRE

Mme DIVES Fabienne Conseillère communale à la Ville d'Andenne

### EXPERT

Mr CHENOY Jacquie Conseiller communal à la Ville de Namur

### LA DIRECTION

Mr MAILLART Michel Directeur

Mr DELEUZE Guy Sous-Directeur

## Quelques faits marquants





### ❖ *Construction de la cabine Acierie*

Depuis 1970, année de sa mise en service, la **cabine ACIERIE** a constitué l'épine dorsale du réseau de distribution moyenne tension, alimentant directement de grands clients industriels tels : LHOIST, LUYTEN, ainsi que l'ensemble de la commune de Namêche ; l'importance stratégique de cette cabine ne s'est jamais démentie.



Suite à la demande de renforcement du raccordement Moyenne Tension de la société « les Dolomies de Marche-Les-Dames », le projet initial prévoyait le remplacement des équipements de protection existants par du matériel modulaire, plus compact et plus sécurisant. En 2010, Infrabel annonce sa volonté d'implanter à Namêche une sous station de traction, pour une puissance électrique de 6 Mégawatts.

Parallèlement à cette demande, la société SAGREX introduit cette même année une demande de raccordement pour une puissance de 2 Mégawatts. Cet accroissement de la demande, combiné à l'évolution naturelle des consommations en Basse Tension génère un besoin supplémentaire de capacité de transformation vers la Moyenne Tension. Les investissements qui y sont relatifs sont réalisés en concertation avec le Gestionnaire du Réseau de Transport ELIA.

Le bureau d'études de l'AIEG a effectué une analyse approfondie afin répondre à ces demandes. Les critères techniques sont combinés à des considérations économiques, opérationnelles et environnementales.

Le 29 juillet 2011, le conseil d'administration de l'AIEG a approuvé l'attribution du marché de construction de la cabine pour un montant total de 77.586 €, les travaux de construction ont commencé en décembre de la même année, la mise en service de la cabine est prévue pour le mois de mai 2012.



La finalisation de la nouvelle cabine acierie est une étape importante dans la rénovation et le renforcement de l'alimentation moyenne tension de la Ville d'Andenne, à terme cette cabine pourra alimenter les localités voisines de Namêche (Thon-Samson, Maizeret, Vezin..) de manière plus sécurisée. Le maillage du réseau 11.300 V devient de plus en plus important, au grand bénéfice des URD (Utilisateurs Réseau Distribution).

### ❖ *Personnel : nominations statutaires*

L'AIEG est une Intercommunale pure, c'est-à-dire dont les associés sont tous des personnes de droit public. Le personnel qui y est occupé compte 31 unités.

A l'exception du Directeur, récemment retraité, et d'un agent technique, tous deux statutaires, les autres agents de l'AIEG étaient tous des agents contractuels.

Le départ de Monsieur MAILLART, Directeur, allait ramener le quota d'agents définitifs à une seule unité.

La nature publique de l'AIEG, Intercommunale par ailleurs prorogée jusqu'en 2041, tranchait singulièrement avec le nombre d'agents statutaires, c'est-à-dire une seule unité.

Sur proposition du Comité de Gestion et de la Direction, le Conseil d'Administration a décidé de procéder à la nomination statutaire de 6 agents. Le caractère public de l'Intercommunale AIEG s'en trouve dès lors renforcé.

L'ensemble des nominations, décidées par le Conseil d'Administration, ont été récemment approuvées par l'Autorité de Tutelle.

## OCTOBRE 2011

---

### ❖ *Désignation du Directeur*

Le Conseil d'Administration, en sa séance du 20 octobre 2011, a décidé, au vu des conclusions du jury de l'examen, de désigner Monsieur Guy DELEUZE au grade de Directeur au 1<sup>er</sup> janvier 2012.

Ce dernier avait été engagé dès 1985, en qualité d'électricien 1<sup>ère</sup> classe, et assure la fonction de Sous-Directeur depuis 2008.



❖ *Départ à la retraite de Monsieur Michel MAILLART, Directeur*

Le 09 décembre 2011, les Instances, le personnel et ses amis sont venus lui souhaiter une longue et prometteuse retraite après 45 années de bons et loyaux services.

Monsieur Michel MAILLART a été engagé par Monsieur HOROWITZ, fondateur de l'AIEG, en date du 19 décembre 1966 au grade d'aide comptable.

En 1981, il a été promu Chef de Division, Sous-Directeur dès 1983, il accède au poste de Directeur le 27 novembre 1992 avec effet au 1er janvier 1993.

A ses débuts, l'AIEG comptait quatre sections de la Ville de Namur, deux sections de la Ville d'Andenne et une section des Communes de Jemeppe-Sur Sambre, Rumes et Viroinval.



En 1986, la Ville d'Andenne a rationalisé les Intercommunales sur son territoire en désignant l'AIEG pour la basse tension et l'ALE pour la haute tension.

C'est en 1990 que les Communes de Rumes et Viroinval ont fait de même sur leur territoire pour l'ensemble de leurs réseaux de distribution d'électricité.

Il y a peu, en 2005, c'est la Commune d'Ohey qui a rejoint l'Intercommunale et en 2007, l'AIEG est désignée GRD sur la Commune de Gesves.

Monsieur MAILLART participa énergiquement aux prorogations de l'AIEG et à sa désignation en tant que Gestionnaire de Réseaux de Distribution.

Merci et bonne retraite.

❖ *Prorogation de l'Intercommunale*

L'Intercommunale avait été prorogée par décision de l'Assemblée Générale du 21 juin 1996 pour un terme expirant le 31 décembre 2026.

De plus, sur avis de la CWaPE, l'AIEG avait été désignée en qualité de gestionnaire de réseaux jusqu'en 2023 par le Gouvernement wallon.

**En vertu de l'article 4 des statuts de l'Intercommunale et dans les conditions de l'article L1523-4 du Code de la Démocratie, l'Assemblée Générale du 15 décembre 2011 a approuvé la prorogation de l'Intercommunale pour une durée de 30 ans et ce jusqu'en 2041.**

En date du 08 mars 2012, l'AIEG a reçu de la Tutelle Spéciale d'Approbation une copie certifiée conforme de l'Arrêté Ministériel relatif à la modification statutaire.



En date du 15 décembre 2011, le Conseil d'Administration de l'AIEG a décidé de participer à la création d'une société coopérative à responsabilité limitée ayant pour objet :

« l'acquisition, la fabrication, le développement et la mise à disposition, sous quelque forme que ce soit, de bornes de rechargement et de véhicules électriques ainsi que tous services connexes, nécessaires ou utiles au fonctionnement ou à l'exploitation des dites bornes et véhicules ».



Le projet répond à une tendance environnementale et commerciale forte, les secteurs publics, privés et automobiles cherchant à réduire l'impact de la mobilité sur l'environnement.

Pour être performante, la mobilité verte devra s'inscrire dans un paysage à réinventer, autonomie des véhicules, bornes de rechargement, l'autonomie limitée des véhicules sont actuellement des freins au succès de ces véhicules.

Face à l'engorgement des routes, de nombreuses entreprises promeuvent le covoiturage. Ceci répond aux besoins des travailleurs pour le chemin du travail.

- 📌 **ZE-MO** proposera une solution pour les autres au départ du lieu de travail et répondra à la demande des entreprises qui cherchent des solutions de mobilité courte distance et verte.
- 📌 **ZE-MO** offrira un réseau étendu de bornes de rechargement supporté par un service simple et international ce qui facilitera l'éclosion du marché.
- 📌 **ZE-MO** améliorera la mobilité et réduira l'impact de cette mobilité sur l'environnement ; les véhicules seront facilement disponibles et représenteront une réelle plus-value dans la mobilité ; les équipements mis à disposition seront sûrs et en bon ordre de marche.

 **ZE-MO** s'appuiera sur la compétence de plusieurs associés complémentaires :



**WIMESH** : Spécialiste en télécoms et lobbyiste auprès d'associations professionnelles.

**ACS** : Installateur électrique offrant l'installation de bornes et la maintenance d'installations.

**STEEL** : Spécialiste en comptage électrique.

L'évolution vers de la mobilité verte, vient d'être particulièrement renforcée par la nouvelle fiscalité automobile et les ambitions commerciales des grands constructeurs automobiles mondiaux en matière de véhicules ZE (zéro émission), H (Hybride) ou PI (PlugIn).



# Rapport annuel du secteur de l'électricité



### *Association de coordination du secteur public de l'électricité, du gaz et de la télédistribution*

#### I- Présentation

---

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.

Les Intercommunales pures et régies ont comme actionnaires uniquement 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 au niveau 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.

Jusqu'à présent, le terrain d'action d'INTER-REGIES se situait principalement aux niveaux fédéral et régional. Cependant, de plus en plus de compétences sont dévolues aux institutions européennes et les décisions qui en découlent, ont de lourdes conséquences aux niveaux fédéral et régional. C'est la raison pour laquelle INTER-REGIES œuvrera à l'avenir plus au niveau européen.

#### La représentation des intérêts :

Les textes législatifs et les règlements sont le résultat final 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**

INTER-REGIES agit en tant que représentant et porte-parole du secteur public pur de l'énergie et de la câblocommunication en Belgique. Elle a pour mission de représenter et de défendre les prises de positions Communes vis-à-vis:

-  de diverses autorités politiques (gouvernement, parlement, cabinets ministériels), tant fédérales que régionales, et des administrations qui les soutiennent ;
-  des autorités de régulation fédérale et régionales:
  - la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG):

En 2011, INTER-REGIES était représentée au sein du Conseil général de la CREG et a participé 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 Elektriciteit- en Gasmarkt).

 des organes professionnels du secteur, notamment:

- la fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique (Synergrid) ;
- l'Union professionnelle des sociétés de câblodistribution de Belgique ;
- la Fédération belge des entreprises électriques et gazières (FEBEG).

 des organes de concertation du marché libre :

- Utility Market Information eXchange (UMIX).

INTER-REGIES est représentée au sein du Groupe de pilotage d'UMIX et ses membres assistent à de nombreux groupes de travail dans ce cadre.

### → Au niveau européen

Par le biais de la CEDEC (Confédération Européenne des Entreprises Locales d'Énergie), INTER-REGIES s'emploie à défendre auprès des institutions européennes les intérêts des entreprises communales – et ceux de leurs actionnaires communaux et provinciaux et de leurs clients.

## II- Les faits marquants en 2011

---

### Janvier

-  Tecteo Energy présente son projet de développement d'un parc éolien de neuf turbines (22,5 MW) sur la commune de Hannut.
-  La Caisse de dépôt et placement du Québec, un gestionnaire de fonds canadien, prend 10% du capital du Groupe Fluxys (Fluxys G).
-  Le service fédéral de médiation de l'énergie annonce dans son premier rapport avoir reçu quelques 4.000 plaintes après un an de fonctionnement.
-  Voo lance l'internet à très haut débit.

### Février

-  La Banque Nationale s'inquiète une nouvelle fois du dérapage de l'inflation en Belgique et pointe du doigt les grandes variations des prix de l'électricité et du gaz.

### Mars

-  L'accident nucléaire de Fukushima au Japon relance en Belgique et ailleurs dans le monde, le débat sur la prolongation des centrales nucléaires et leur sûreté. L'Allemagne proclame l'arrêt définitif de la totalité des centrales nucléaires allemandes au plus tard en 2022.
-  VEH prend une participation de 15% dans le capital du producteur d'énergie renouvelable, Aspiravi, dont les Communes des GRD purs flamands sont actionnaires.

## Avril

-  Le gouvernement fédéral adopte un projet de loi transposant le 3ème Paquet Energie. Il vise à renforcer les compétences du régulateur fédéral, notamment en matière de fixation de la méthodologie tarifaire.
-  La CEDEC organise son congrès annuel sur le thème 'Les perspectives d'actions des entreprises locales et régionales dans le cadre de la stratégie énergétique de l'UE'.

## Mai

-  Les sociétés Eandis, Infrax, Ores et Sibelga constituent la société Atrias, avec l'objectif de mettre en place pour 2015 une 'clearing house' fédérale, pour faciliter l'échange de données entre les GRD et les autres acteurs du marché.
-  L'étude de la Banque Nationale sur la rente nucléaire, débattue au parlement fédéral, est contestée par la CREG. Le Ministre de l'énergie, Paul Magnette, propose un compromis en évaluant la rente nucléaire à 1,7 milliards €.

## Juin

-  Les quatre Ministres belges de l'énergie organisent les Etats généraux de l'Energie avec une consultation à grande échelle des différents stakeholders, en vue d'identifier les obstacles aux investissements dans l'infrastructure énergétique.
-  La CREG actualise son étude sur les capacités de production d'électricité en Belgique, sur la période 2011-2020, et pointe un déficit de capacité de production grandissant dans les années à venir.
-  La Commission européenne publie un projet de directive sur l'efficacité énergétique dont certaines mesures visent directement les GRD.

## Juillet

-  Le groupe énergétique italien Eni, déjà propriétaire de Distrigaz en Belgique, rachète la filiale belge de Nuon à Vattenfall.
-  Après consultation et avis de la Commission européenne, les régulateurs confirment l'ouverture du câble en Belgique.

## Août

-  L'IBPT attribue aux deux câblo-opérateurs, Voo et Telenet, la 4ème licence de téléphonie mobile.
-  Le consortium Blue Sky, qui regroupe 6 grands industriels, finalise un accord avec Electrabel, en vue d'investir en commun dans des capacités de production en Belgique.
-  Eneco, le numéro un néerlandais de l'énergie, se lance sur le marché résidentiel belge de l'électricité et du gaz.

## Septembre

-  La CREG lance une consultation publique relative à sa nouvelle méthode de calcul des tarifs de distribution, qui prévoit e.a. une baisse importante de la rémunération des capitaux investis.
-  Infrax participe à iMove, un projet pilote à grande échelle, en matière de véhicules électriques.

## Octobre

-  Un accord est signé entre la ville de Liège, Tecteo et les dirigeants d'Intermosane (Electrabel/ ORES), relatif à la cession à Tecteo du réseau d'électricité au centre de Liège, appartenant à Interмосane.

## Novembre

-  SPE Luminus est rebaptisée EDF Luminus.
-  Dans le cadre des négociations budgétaires, la taxe sur la production d'électricité des centrales nucléaires est portée de 250 à 550 millions. GDF Suez menace de geler ses investissements en Belgique.
-  La CREG organise une session d'information pour les GRD concernant le modèle d'appréciation des mesures de maîtrise des coûts et lance ensuite une consultation sur son modèle de benchmarking.
-  Belgacom lance un vaste réseau de points wifi en Belgique. Voo et Telenet préparent une initiative similaire.

## Décembre

-  Le parlement fédéral adopte le projet de loi de transposition du 3ème Paquet Energie.
-  Le nouveau Secrétaire d'Etat à l'Energie, Melchior Wathelet, annonce avoir trouvé un accord avec la CREG pour prolonger les tarifs GRD dans l'attente du transfert de la compétence tarifaire vers les régions.
-  Le Ministre de l'économie, Johan Vande Lanotte, et le Secrétaire d'Etat à l'Energie, Melchior Wathelet, demandent à la CREG et à l'Observatoire des prix de réaliser un rapport coordonné sur les prix de l'énergie et leur évolution. En cas de dérapages des prix de l'énergie par rapport aux pays voisins, le gouvernement pourrait imposer un blocage des prix en 2012.
-  La CREG approuve fin décembre les tarifs de transport d'électricité (Elia) et de gaz (Fluxys), pour la période tarifaire 2012-2015.

#### MARCHES DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ : QUELQUES CHIFFRES

##### Production d'électricité

En Belgique, la production nette d'électricité s'est élevée à 85.500 GWh en 2011 contre 89.900 GWh en 2010, soit une diminution de 4,9%.

Bien qu'Electrabel ait vu sa part de marché diminuer progressivement ces dernières années, elle détient toujours une part de marché très élevée (>70%) de la capacité de production totale en 2011. Le deuxième acteur le plus important, dont certaines Communes sont actionnaires, est EDF Luminus avec une part de marché de 15%, suivi de l'allemand E.ON (9%).

La capacité installée des différents types de centrales connectées au réseau d'Elia au 31 décembre 2011 s'élevait à [15.802] MW, dont 196 MW pour l'éolien offshore.

Le développement de la production décentralisée, raccordée aux réseaux de distribution, s'est poursuivi en 2011. Selon les données des régulateurs régionaux, la production photovoltaïque locale ( $\leq 10$  kWcrête) a couvert environ 2% de la consommation d'électricité totale des clients raccordés aux réseaux de distribution, au cours des deuxième et troisième trimestres 2011. Par contre, pendant les mois moins ensoleillés, la production photovoltaïque locale couvre actuellement à peine 0,3% de cette consommation.

Pour faire face à cette part croissante de la production décentralisée d'électricité injectée sur leur réseau, caractérisée en outre par son caractère intermittent, les GRD développent leurs réseaux pour les rendre plus intelligents.

##### Consommation d'électricité et de gaz

La consommation globale d'électricité en Belgique s'élève à 83.453 GWh en 2011, soit une diminution d'environ 1,8% par rapport à 2010.

Cette diminution provient des clients raccordés aux réseaux de distribution (les ménages, le secteur tertiaire et les PME), en raison d'une combinaison de facteurs, e.a. les températures clémentes, l'URE, et également l'influence de la production locale. La consommation de ces clients a diminué d'environ 2,5% par rapport à 2010 pour s'établir à 56.101 GWh.

Les consommations des grands clients industriels (27.352 GWh) ont été globalement du même niveau qu'en 2010, mais sont en baisse depuis le troisième trimestre en raison du ralentissement de l'économie.

En 2011, la Belgique a globalement importé plus d'électricité qu'elle n'en a exporté. Le solde net importateur s'élève à environ 2.300 GWh pour l'ensemble de l'année 2011, contre 551 GWh en 2010. Cela signifie qu'en 2011 les importations ont couvert environ 2,8% de la consommation totale d'électricité en Belgique, contre 0,7% en 2010.

##### Fourniture d'électricité et de gaz

Les clients raccordés aux réseaux de distribution en Régions flamande et wallonne ont un large choix de produits parmi les divers fournisseurs d'électricité et de gaz.

Au fur et à mesure de la libéralisation, le nombre de clients ayant signé un contrat avec un fournisseur augmente. Il subsiste en Région wallonne, 5 ans après l'ouverture totale des

marchés, c'est-à-dire en 2007, une part importante de clients étant fin 2011 toujours desservis par leurs fournisseurs par défaut: 26% en électricité et 21% en gaz.

Tant en Flandre qu'en Wallonie, les opérateurs historiques (Electrabel, EDF-Luminus) disposent d'une part de marché prépondérante de près de 80% pour la fourniture d'électricité et de gaz aux clients raccordés aux réseaux de distribution. Les fournisseurs Essent, Lampiris et Nuon sont les trois autres principaux challengers, avec des parts de marché individuelles inférieures à 10%, qui diffèrent suivant la région et le produit. Il existe par ailleurs toute une série d'autres fournisseurs dont certains ne se sont lancés sur le marché belge qu'en 2011, comme Eneco par exemple.

### **Prix de l'électricité et du gaz**

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

-  l'énergie qui correspond au coût de production de l'électricité (y compris le surcoût répercuté lié aux certificats verts que les fournisseurs doivent acheter), ou de la molécule de gaz et qui comprend la marge bénéficiaire du fournisseur ;
-  les tarifs de transport et de distribution pour acheminer l'électricité ou le gaz jusqu'au client final ;
-  les taxes et redevances tant fédérales que régionales.

La concurrence, et son éventuel impact sur le niveau des prix, ne peuvent jouer leur rôle que sur la partie non réglementée du prix, à savoir le poste énergie. Ce poste est proportionnellement plus élevé pour le gaz que pour l'électricité.

Les tarifs des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sont approuvés par le régulateur fédéral, la CREG. Il s'agit de tarifs pluriannuels (2008-2011 pour le Transport / 2009-2012 pour la Distribution).

Les taxes et redevances, imposées par les autorités fédérales et régionales, ont fortement augmenté ces dernières années.

Les poids relatifs des différentes composantes peuvent varier fortement entre les clients types (profil de consommation), les zones de distribution, les régions, ainsi que les fournisseurs.

### **LE CONTEXTE INSTITUTIONNEL ET LEGISLATIF**

Au sein du marché libéralisé de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) opèrent dans un cadre régulé, avec des évolutions institutionnelles et législatives qui influencent largement leurs activités.

Le marché de l'énergie est régi par les directives et règlements édictés au niveau de l'Union européenne et transposés, en fonction des domaines de compétences respectifs, aux niveaux belge et régional.

Ainsi, en 2011, le gouvernement fédéral et les régions se sont particulièrement attelés à la transposition des troisièmes directives européennes électricité et gaz, dit 'Troisième Paquet Energie'.

Il est particulièrement important de suivre les processus de décision dans tous les dossiers stratégiques et techniques auprès des diverses institutions européennes. INTER-REGIES s'y emploie par le biais de la CEDEC (Confédération européenne des Entreprises Locales d'Énergie) pour laquelle elle assure le Secrétariat.

Avec la création de l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie, l'ACER, la dimension européenne des dossiers énergétiques devrait encore s'accroître à l'avenir.

Au niveau belge, les GRD purs répondent à la fois au régulateur fédéral, la CREG, chargé d'approuver les tarifs, et, aux régulateurs régionaux (CWaPE, VREG) notamment chargés du fonctionnement du marché régional. INTER-REGIES et les GRD purs entretiennent autant que possible un dialogue permanent avec les régulateurs régionaux sur le fonctionnement du marché, qui permet d'améliorer progressivement celui-ci dans le cadre des décrets existants.

Les régions ont aujourd'hui un rôle important à jouer dans l'élaboration du cadre légal, réglementaire et technique, spécifiquement au niveau de la distribution. Ce rôle devrait s'accroître à l'avenir puisque les réformes institutionnelles de 2011 prévoient le transfert vers les régions de la compétence d'approbation des tarifs GRD.

### **La transposition du 3ème Paquet Énergie au niveau fédéral**

Les objectifs du 3ème Paquet Énergie (notamment les directives électricité 2009/72/CE et gaz 2009/73/CE) sont principalement triple :

-  l'accroissement de l'indépendance et des compétences des autorités de régulation ;
-  le renforcement de la protection des consommateurs ;
-  la dissociation des gestionnaires de réseaux de transport.

La transposition de ce troisième Paquet Énergie en droit belge a fait l'objet d'intenses discussions et débats tout au long de 2011.

Elle a débuté fin 2010 avec un avant-projet de loi du Ministre de l'énergie en affaires courantes, Paul Magnette, et a été adoptée fin 2011 au parlement, après l'organisation d'auditions auxquelles a participé INTER-REGIES. Les nouvelles lois électricité et gaz ont été publiées au moniteur belge du 11 janvier 2012, sous la houlette du nouveau Secrétaire d'État à l'Énergie, Melchior Wathelet.

Un des points essentiels des débats en ce qui concerne les GRD et qui découle de l'accroissement de l'indépendance des régulateurs, a porté sur la compétence en matière de détermination de la méthodologie tarifaire et sur l'interprétation à donner aux dispositions communautaires sur le sujet.

L'option choisie initialement par le ministre, et appuyée par INTER-REGIES, était de maintenir le cadre tarifaire en vigueur en confiant la fixation de la méthodologie de calcul des tarifs de distribution et de transport au législateur. L'objectif étant d'assurer un cadre régulateur stable et une certaine continuité tarifaire.

Après une consultation de la Commission européenne qui a rendu un avis négatif, il a été décidé d'investir la CREG de la compétence non seulement de fixer les tarifs mais également de fixer les méthodologies tarifaires, sur base de lignes directrices générales.

En ce qui concerne le renforcement de la protection des consommateurs, la loi de transposition prévoit la mise en place d'un mécanisme de suivi de la modification des prix de la fourniture d'électricité et de gaz naturel pour les clients résidentiels et les PME, inspiré du mécanisme appliqué aux Pays-Bas, dit du 'filet de sécurité'. L'objectif est de lutter contre la volatilité des prix de l'énergie et donc contre l'inflation.

En ce qui concerne la question de dissociation des gestionnaires de réseaux de transport, il s'agit de formaliser 'l'ownership unbundling' qui existe déjà en Belgique [et de renforcer l'indépendance du GRT par rapport aux entreprises qui sont, directement ou indirectement, actives dans la production et/ou la fourniture d'électricité et/ou de gaz naturel].

### **La transposition du 3ème Paquet Energie au niveau régional**

Les régions ont également pris des initiatives en 2011 afin de transposer le 3ème Paquet Energie.

Les dispositions du 3ème Paquet à transposer au niveau régional concernent en premier lieu celles liées à la problématique des réseaux fermés de distribution et des lignes et conduites directes.

C'est en effet suite à un arrêt de la Cour de justice européenne de mai 2008 relatif aux réseaux privés (Arrêt Citiworks), que des dispositions concernant les 'réseaux fermés de distribution' ont été intégrées dans les troisièmes directives sur l'électricité et le gaz naturel. Dans son Arrêt Citiworks, la Cour européenne de justice a décrété, que des tiers doivent avoir la liberté d'accès à des réseaux privés (réseaux fermés de distribution) et qu'ils doivent également pouvoir choisir librement leurs fournisseurs.

Les directives prévoient donc que les états membres ont la possibilité de mettre en place à certaines conditions un réseau fermé de distribution chargé de distribuer de l'électricité à l'intérieur d'un site industriel, commercial ou de partage des services géographiquement limités.

Les directives préconisent aussi la mise en œuvre de compteurs intelligents sur le marché de la distribution d'énergie, afin d'encourager l'efficacité énergétique et les productions décentralisées. La mise en place des compteurs intelligents peut toutefois être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et pour le consommateur, pris individuellement, ou à une étude déterminant quel modèle de compteurs intelligents est le plus rationnel économiquement et le moins coûteux et quel calendrier peut être envisagé pour leur distribution. Elle doit être réalisée au plus tard pour le 3 septembre 2012.

En Wallonie, le décret électricité et gaz de juillet 2008 avait déjà tenu compte des orientations nouvelles du 3ème Paquet Energie, à l'époque en projet, de telle sorte que sa transposition a été jugée moins urgente. Un avant-projet de décret a fait l'objet de discussions inter-cabinets fin 2011.

Comme en Flandre, les réseaux privés seraient en principe interdits, sauf en cas de consommation électrique temporaire, de consommation électrique liée à un service global et en cas de situations d'habitats permanents. La reprise de ces réseaux par les GRD, telle que prévue dans le décret de 2008, n'est plus envisagée et des OSP spécifiques seront imposées à ce gestionnaire en matière sociale.

Les réseaux fermés professionnels seraient soumis à autorisation délivrée par la CWaPE. En outre, afin de préserver la mutualisation des coûts de développement et de gestion des réseaux, l'avant-projet de décret prévoit que le gestionnaire d'un réseau fermé professionnel paierait une cotisation de solidarité au gestionnaire de réseau auquel il est raccordé.

D'autres dispositions de l'avant-projet de décret concernent plus spécifiquement les OSP sociales et environnementales, abordées plus loin dans ce rapport annuel.

L'avant-projet de décret intègre en particulier une série de recommandations formulées par la CWaPE afin de favoriser l'intégration des productions décentralisées sur les réseaux de distribution. Ces recommandations font suite aux réflexions menées en 2011 dans le groupe de travail REDI (réseau électrique durable et intelligent) piloté par la CWaPE.

Enfin, lorsque le transfert aux régions de la compétence tarifaire en matière de distribution sera effectif, la région pourra préciser la méthodologie tarifaire qui sera appliquée pour la gestion des réseaux de distribution.

### **Les initiatives européennes : perspectives pour 2012**

La Commission européenne a publié, le 22 juin 2011, un projet de directive sur l'efficacité énergétique qui vise à remplacer les directives sur la promotion de la cogénération et sur l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et les services énergétiques.

Ce projet de directive, qui doit aider l'UE à réduire de 20% sa consommation d'énergie, a un impact potentiel important pour les GRD et ses Communes actionnaires.

Parmi les différentes mesures proposées initialement par la Commission, les mesures suivantes concernent directement les GRD et leurs Communes actionnaires :

-  il est imposé à tous les fournisseurs ou à tous les GRD d'atteindre une économie annuelle d'énergie de 1,5% chez les consommateurs finaux, ou des mesures alternatives qui permettent un résultat équivalent ;
-  l'installation de compteurs (très) intelligents avant le 1/1/2015 est obligatoire, afin de répondre aux exigences de facturation et de transmission d'information (consommation) à tous les consommateurs ;
-  les états membres doivent prévoir des mesures d'encouragement en matière de tarifs GRD et GRT pour limiter les augmentations inutiles du volume d'énergie distribuée ou transportée ;
-  annuellement, à partir du 1/1/2014, 3% de la surface au sol des bâtiments détenus par des pouvoirs publics ('Public bodies') devra être rénovée, afin d'atteindre les normes de performances énergétiques minimales imposées par la Directive 2010/31/EU.

La proposition de la Commission européenne a été examinée à la Commission énergie du Parlement européen (Rapporteur : Claude Turmes) au second semestre 2011 et début 2012. Quelques 1800 amendements ont été déposés, qui ont abouti à 18 articles de compromis qui composent le texte.

Le projet de directive amendé appelle à la mise en place d'objectifs nationaux contraignants – non inclus dans la proposition initiale de la Commission européenne – basée sur des valeurs de

références spécifiques à chaque pays de l'UE. La réalisation de ces objectifs contribuera à un objectif global d'économie d'énergie de 20% pour l'ensemble de l'UE. En juin 2013, la Commission devra vérifier si les états membres sont sur la bonne voie pour atteindre ces objectifs, et en juin 2014 l'exécutif européen devra présenter une proposition d'économie d'énergie à l'horizon 2030.

Le texte amendé oblige les entreprises d'énergie (y compris GRD) à réaliser 1,5% d'économie d'énergie/an dans tous les secteurs d'utilisation finale. En matière de performance énergétique des bâtiments, le texte amendé par le Parlement européen plaide pour que les états membres commencent à rénover 2.5% de la superficie totale de leurs bâtiments publics (>250m<sup>2</sup>) d'ici janvier 2014.

Suite à l'intervention de la CEDEC, l'obligation en matière de compteurs intelligents a été atténuée.

La proposition de directive devrait être adoptée sous la Présidence Danoise qui a fait de l'efficacité énergétique une mission prioritaire.

L'ACER, l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie, joue un rôle important dans l'élaboration d'orientation-cadres ('framework guidelines'), servant de base à une série de codes de réseaux, qui doivent être établis par ENTSO-E pour l'électricité et ENTSOG pour le gaz.

Ces codes réseaux, qui peuvent être considérés comme des 'lois européennes', ne devront plus être transposés par les pays membres, mais seront, dès le moment de leur publication, d'office d'application.

Constatant que ces codes de réseau, dont le champ d'activité est en principe limité à l'activité de transport, influencent dans certains cas directement les activités des GRD, différentes organisations représentatives des GRD au niveau européen (notamment la CEDEC) ont souhaité être associées à l'élaboration de ces codes de réseau.

A cet effet un accord a été conclu en 2011 avec ENTSO-E et des 'DSO's Expert Groups' ont été mis en place. Ils rassemblent les experts des différentes organisations GRD (dont la CEDEC) pour un code réseau spécifique. Un groupe similaire pourrait être envisagé à l'avenir au niveau d'ENTSOG (gaz).

Pour un aperçu plus détaillé des autres initiatives législatives européennes, nous renvoyons le lecteur au rapport annuel de la CEDEC sur [www.cedec.com](http://www.cedec.com).

## **LA GESTION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION**

### **Tâches fondamentales des GRD**

-  Les gestionnaires de réseaux de distribution pour l'électricité et le gaz ont comme tâches essentielles :
-  l'exploitation, l'entretien, le développement et la modernisation de leur infrastructure de distribution pour répondre aux besoins des consommateurs et de leurs fournisseurs. Cela englobe les travaux de raccordement ;
-  la gestion technique des flux d'électricité et de gaz sur le réseau et les services y associés ;

-  la garantie d'accès à ses réseaux aux différents opérateurs pour que la concurrence fonctionne au mieux et profite à tous les consommateurs ;
-  le relevé des compteurs et le traitement de toutes les informations relatives aux compteurs, aux points de fourniture et aux données de consommation ;
-  l'exécution d'obligations de service public, tant sur le plan social, technique qu'environnemental.

### **Réseaux et compteurs intelligents**

La gestion des réseaux de distribution – et plus singulièrement en électricité – est vouée à évoluer rapidement dans le futur avec l'avènement croissant des sources de production à base d'énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, (micro-)cogénération, etc.), appelé de ses vœux par l'Europe et les autorités régionales.

Historiquement, les réseaux ont été conçus pour faire circuler l'électricité de grands sites de production centralisée vers les consommateurs, mais l'intégration progressive de la production d'électricité de plus en plus décentralisée induira des changements importants pour les GRD. Leurs réseaux devront être rendus plus 'intelligents' et bidirectionnels, l'enjeu étant toujours d'y maintenir l'équilibre pour éviter la rupture d'approvisionnement.

### **Smart grids**

En 2011, les régulateurs régionaux ont été particulièrement actifs sur le thème des réseaux intelligents, dits 'smart grids'. Les GRD purs ont étroitement participé aux groupes de travaux mis en place par la CWaPE et la VREG.

La CWaPE a mis sur pied, à la demande du Ministre wallon de l'énergie, un groupe de réflexion sur le développement des réseaux électriques durables et intelligents, baptisé REDI pour 'Réseaux électriques durables et intelligents'.

Différents groupes de travail (productions décentralisées, gestion active de la demande, investissements réseaux) ont été mis en place, auxquels les GRD purs ont participé tout au long de 2011. INTER-REGIES a assuré un travail de coordination.

Fin 2011, la CWaPE a présenté sa vision et ses priorités en matière de développements des réseaux et sa mise en œuvre par les GRD.

Le régulateur wallon prône l'obligation de raccordement par le GRD de toute unité de production (décentralisée). Le GRD aurait le choix entre trois options :

-  l'adaptation de son réseau via des investissements complémentaires (approche classique) ;
-  l'accès flexible à son réseau avec, sous certaines conditions, une compensation financière (OSP) pour le producteur à charge du GRD ;
-  la gestion active de la demande.

Pour la CWaPE, il revient au GRD de choisir l'option la plus optimale d'un point de vue économique. Elle compte vérifier cette optimisation, ainsi que définir des indicateurs de performance lié à une gestion intelligente du réseau.

La CWaPE est consciente que la mise en place de réseaux de distribution intelligents nécessitera des investissements importants et la mobilisation de moyens financiers considérables. Elle souhaite la mise en place d'incitants financiers (rémunération équitable plus élevée) pour favoriser des investissements stratégiques.

### **Smart meters**

L'Europe souhaite favoriser la mise en place de compteurs intelligents ('smart metering systems') qui permettent notamment la lecture à distance des données de comptage avec une fréquence beaucoup plus élevée. La mise en place de compteurs intelligents est subordonnée à une évaluation des coûts et bénéfices pour le marché et pour le consommateur, qui doit avoir lieu en septembre 2012 au plus tard. En cas d'évaluation favorable, au moins 80% des consommateurs d'électricité devront être équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici 2020.

En Wallonie, la CWaPE place l'introduction éventuelle des systèmes de comptage intelligents explicitement sous le signe du concept plus large des réseaux intelligents. La CWaPE ne souhaite en effet pas se précipiter en la matière, étant donné les investissements considérables nécessaires à l'implantation du 'smart metering'. Les GRD purs wallons partagent cette analyse.

La CWaPE a chargé fin 2011 le bureau Cap Gemini d'effectuer l'analyse coût-bénéfice pour les compteurs intelligents pour mai 2012. Tecteo participe à un groupe de travail mis en place par la CWaPE sur le sujet.

On notera qu'une étude similaire effectuée par Cap Gemini à Bruxelles est négative sur base de l'hypothèse d'un déploiement complet. Cette étude indique clairement qu'un déploiement par phase et/ou partiel est une alternative avantageuse.

Des développements différents en matière de roll-out des compteurs intelligents entre régions ne sont pas à exclure, ce qui n'est pas sans impact sur la mise en place d'une Clearing House unique en Belgique.

**L'AIEG a installé quelques 100 smart meters principalement dans des immeubles à appartements. Elle compte en 2012 en installer auprès des PME et aux endroits où se trouvent des installations photovoltaïques. En particulier auprès de ces derniers, parce que de plus en plus de problèmes sont éprouvés avec la tension. Les compteurs sont également basés sur une technique GSM pour la communication.**

### **ECHANGES DE DONNEES – CLEARING HOUSE**

Dans le marché libéralisé de l'énergie, les différents acteurs doivent s'échanger certaines informations.

Dans le modèle de marché belge actuel, les clients finals sont facturés par les fournisseurs, ce qui nécessite d'importants échanges de données entre les GRD et les fournisseurs. Ces échanges permettent de transmettre, dans les deux sens, des données relatives au type de client et à sa consommation, mais également des données concernant son raccordement et l'installation de son compteur.

Les échanges d'information entre les différents opérateurs du marché sont régis par un langage commun, défini dans un protocole de communication baptisé MIG (Message Implementation Guide).

Le MIG détermine toutes les procédures d'échange d'informations et de données entre e.a. les fournisseurs et les GRD dans le contexte des processus de marché, et fixe particulièrement la structure des messages informatiques à échanger.

Au centre de ces échanges, on trouve les Clearing Houses, gérées par les GRD, où transitent les messages émanant tant des fournisseurs que des GRD.

Actuellement, plusieurs Clearing Houses sont actives sur le marché de l'énergie en Belgique. De ce fait, les différents acteurs de marché doivent échanger des messages avec chacune d'entre elles. De plus, chaque Clearing House opère avec sa propre technologie informatique.

En mai 2011, les sociétés de distribution d'énergie Eandis, Infrax, ORES et Sibelga ont constitué une société dénommée Atrias dont l'objectif consiste à mettre en place une nouvelle Clearing House fédérale active sur le marché belge de l'électricité et du gaz à l'horizon 2015. Tecteo a rejoint l'initiative au cours de 2011.

Avec la constitution d'Atrias, l'échange de données entre les fournisseurs et les gestionnaires de réseau de transport et de distribution devrait s'opérer de manière plus fluide.

La constitution de cette Clearing House fédérale devrait contribuer au renforcement, à l'amélioration et à la simplification du fonctionnement du marché, tant en gardant la flexibilité de traiter les nuances législatives régionales. Cependant, il va falloir avant tout simplifier les processus de marché existants en concertation avec les fournisseurs et les régulateurs. Ceci mènera à un modèle de fonctionnement du marché simplifié, dans la mesure où toutes les parties prenantes s'accordent sur la trop grande complexité du modèle actuel.

Par ailleurs, la nouvelle Clearing House devrait permettre de traiter simultanément des processus gérés au moyen de compteurs intelligents tout comme les processus gérés par les compteurs classiques.

Ce développement en commun devrait non seulement présenter des avantages en termes de réduction des coûts pour les GRD, mais sera également profitable aux fournisseurs d'énergie qui n'auront plus qu'un seul point de contact pour la quasi-totalité du territoire belge.

Afin d'assurer le bon déroulement de tous les échanges de données, une concertation entre les parties du marché avait lieu jusqu'à présent au sein d'UMIX (Utility Market Information eXchange). Cette plateforme, qui réunit les gestionnaires de réseau et les fournisseurs, établit les documents UMIG et UMIR, qui traduisent les règles 'business' vers un langage d'échange informatico-technique.

Dès la mi-2012, le rôle joué par UMI sera repris par Atrias. L'objectif est également d'impliquer davantage les régulateurs régionaux.

## **LES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC**

La gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz est un service d'intérêt économique général.

Les GRD accomplissent toute une série d'obligations de service public (OSP) qui leur sont imposées par les autorités publiques régionales. Elles ont principalement trait au social, à l'environnemental ou à l'éclairage public.

Depuis la libéralisation du marché de l'énergie, les obligations de service public qui incombent aux GRD ont pris une part de plus en plus importante dans leurs budgets. Ces différentes OSP ont en effet un coût qui est répercuté dans les tarifs de réseau de distribution.

Ce sont les régulateurs régionaux (CWaPE/VREG/Brugel) qui contrôlent la bonne exécution des OSP auprès des GRD tandis que l'approbation des tarifs GRD, y compris le coût des OSP, sont du ressort du régulateur fédéral, la CREG. La régionalisation des tarifs de distribution, prévue dans la réforme institutionnelle de 2011, a pour objectif de mettre fin à cette incohérence.

### Les OSP sociales

Dans un marché libéralisé, les GRD ne fournissent en principe plus de clients en électricité et en gaz, sauf exception liée aux obligations de service public en matière sociale.

La situation monopolistique et le métier particulier des GRD leur confèrent une prédisposition à assurer un rôle de proximité et d'accompagnement des clients vulnérables. Dans ce cadre, les régions ont confié aux GRD un rôle de fournisseur social dont les modalités pratiques diffèrent d'une région à l'autre.

En Wallonie, les clients protégés qui le souhaitent, peuvent se faire approvisionner par le GRD. Les clients en défaut de paiement 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 (fournisseur X).

A l'heure actuelle, les clients en Région wallonne disposent de trois possibilités pour charger la carte de leur compteur à budget : les cabines téléphoniques, les bureaux d'accueil des GRD et certains CPAS. Cependant, le système de rechargement des compteurs à budget via les cabines téléphoniques de Belgacom (Payphones) arrive à échéance fin 2012 et les GRD doivent dès lors trouver une nouvelle solution de rechargement de ces compteurs dans les lieux publics. L'objectif est également d'améliorer les possibilités de rechargement dans les bureaux d'accueil et les CPAS.

Un appel d'offre conjoint a été lancé à la mi-2011 pour différents lots.

En 2011, les régulateurs régionaux, la CWaPE en Wallonie et la VREG en Flandre, ont procédé à une évaluation approfondie des obligations de services publics sociales. Les GRD purs ont étroitement été associés à cette évaluation et ont pu exprimer leurs propositions d'amélioration des procédures de déclaration de défaut de paiement.

En Région wallonne, la CWaPE propose de renforcer les mécanismes de protection de la clientèle précarisée et d'améliorer la procédure de défaut de paiement.

A cet effet, elle propose à ce que les clients protégés 'régionaux' soient systématiquement fournis par le GRD et qu'une nouvelle catégorie de clients protégés régionaux, basée sur le revenu, soit mise en place. La CWaPE souhaite également favoriser davantage les plans de paiement octroyés par les fournisseurs.

Les fournisseurs et GRD ont d'initiative présenté une proposition concrète pour mettre en place un nouveau mécanisme, sous-tendu par deux nouveaux principes, d'une part la suppression de la 'fourniture X' (En Belgique, le système actuel, suspend le contrat du fournisseur avec son

client, dans le cas où le GRD dépasse le délai imparti pour le placement d'un compteur à budget), et d'autre part la mise en place d'un rôle de facilitateur de marché que remplirait le GRD pour diminuer le nombre de demandes de placement de compteurs à budget.

### **Les OSP environnementales**

Les GRD ont également pour mission d'accomplir des OSP en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) et de promotion des énergies renouvelables.

Ces OSP s'inscrivent dans le cadre des 'objectifs 20-20-20' au niveau européen : réaliser une économie d'énergie de 20% d'ici 2020, avec 20% de l'énergie provenant de sources renouvelables et une réduction de 20% des émissions de CO<sub>2</sub>.

En Wallonie, les GRD ont continué en 2011 à assurer un rôle de guichet unique par GRD pour le traitement des installations solaires photovoltaïques d'une puissance inférieure à 10 kW. Ce guichet unique a été mis en place afin de simplifier les démarches administratives devant être effectuées par les producteurs verts photovoltaïques de faible puissance souhaitant bénéficier de l'octroi de certificats verts et des labels de garantie d'origine.

Pour permettre aux GRD de répercuter les coûts relatifs à cette nouvelle mission, la mission de guichet unique est qualifiée d'obligation de service public.

Tant en Flandre qu'en Wallonie, les GRD sont soumis aux quotas de certificats verts (et de cogénération) en tant que fournisseur social.

En Wallonie, le quota de certificats verts s'élève à 13,75% en 2011 et est fixé jusqu'en 2012 (15,75%). Début 2011, le Gouvernement wallon a décidé de revoir à la hausse les quotas de certificats verts de 3,65% par an sur la période 2013-2016, pour atteindre 30% en 2016. La prochaine adaptation serait prévue en 2014, pour fixer les quotas pour la période 2017-2019.

La CWaPE a également souligné, pour les mêmes raisons qu'en Flandre, la nécessité de fixer au plus vite les quotas pour la période post-2012.

### **L'éclairage public**

Les législateurs flamand et wallon ont imposé à charge des GRD électricité une série d'OSP en matière d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public communal.

En Wallonie, les GRD devaient finaliser pour le 1er janvier 2011 un inventaire informatique exhaustif de l'éclairage communal et réaliser, sur base de cet inventaire, un cadastre énergétique permanent de l'éclairage public pour le 30 juin 2011.

Les GRD wallons ont également dû réaliser pour la première fois en 2011 un audit énergétique intégrant des recommandations visant à réduire les coûts d'entretien et de consommation d'énergie.

L'Arrêté du Gouvernement wallon de novembre 2008 prévoit également le remplacement sur une période de 5 ans des armatures de mercure basse pression, car celles-ci génèrent des frais d'entretien importants. Les charges nouvelles liées à leur remplacement sont répercutés dans les tarifs de distribution de l'électricité.

## LES TARIFS DES GRD

### La composition des tarifs de distribution

Les différences de tarifs entre GRD et l'évolution des tarifs GRD s'expliquent, outre les caractéristiques topographique et technique propres à un réseau de distribution, par les différentes composantes du tarif GRD, qui comprennent l'ensemble des frais nécessaires à l'exécution, par le GRD, des missions imposées par la législation.

Ces frais peuvent être répartis comme suit :

-  les frais d'exploitation maîtrisables ;
-  les frais d'exploitation non maîtrisables ;
-  les obligations de service public ;
-  les amortissements ;
-  la rémunération équitable.

Cette décomposition des tarifs de réseaux de distribution met en évidence le fait que les GRD n'ont une prise que sur une partie limitée des tarifs de réseaux, à savoir les frais d'exploitation maîtrisables. Sur la période tarifaire actuelle (2009-2012), les GRD sont soumis à l'obligation contenue dans l'arrêté royal tarifaire de se plier à une réduction de leurs coûts de fonctionnement de 2,5% sur quatre ans.

L'ensemble des GRD purs ont réalisé de substantiels efforts d'amélioration de la productivité depuis l'instauration de la régulation.

Les frais d'exploitation non gérables comportent notamment l'achat d'énergie auprès des fournisseurs commerciaux, afin de couvrir les pertes sur les réseaux d'électricité, ainsi que l'électricité fournie par les GRD en tant que fournisseur social. Ces achats sont réalisés dans le respect de la législation sur les marchés publics.

Les diverses obligations de services publics en matière sociales et environnementales, imposées par les autorités régionales, ont fortement augmentés ces dernières années.

L'augmentation conséquente des tarifs des GRD en Flandre en 2011 s'explique principalement par l'obligation de rachat par les GRD des certificats verts pour le photovoltaïque. En Flandre, en 2011, 30% en moyenne du tarif de distribution 'électricité' est composé du coût des obligations de services publics.

Les amortissements permettent aux GRD de développer la capacité nécessaire pour l'autofinancement d'investissements dans les infrastructures du réseau et des compteurs. Force est de constater que les délais d'amortissement actuellement imposés par le régulateur dépassent largement la durée de vie technico-économique des actifs, si bien que le coût des amortissements dans les tarifs de réseau est réduit artificiellement.

La rémunération équitable est une rémunération pour les capitaux investis dans le réseau par le gestionnaire de réseaux. Il s'agit d'un coefficient de rendement, pondéré en fonction de la structure de financement de chacun des GRD, appliqué sur la valeur du réseau appelé la RAB

(regulated asset base). Cette rémunération comprend les charges financières à payer aux banques.

La rémunération des capitaux investis, telle que calculée aujourd'hui, ne s'écarte pas des meilleures pratiques de nos pays voisins.

Le transfert des soldes des années précédentes (bonus/malus) est également un facteur explicatif d'évolution du tarif GRD.

### **Mesures fédérales sur les tarifs GRD**

En décembre 2011, le nouveau Secrétaire d'Etat à l'Energie, Melchior Wathelet, a annoncé qu'il avait trouvé un accord avec la CREG pour prolonger les tarifs GRD dans l'attente du transfert de la compétence tarifaire vers les régions.

Conformément à la demande du Secrétaire d'Etat, les GRD ont envoyé un courrier à la CREG pour lui demander d'envisager la possibilité de fixer, de manière transitoire (2013-2014), les tarifs des GRD au niveau de ceux approuvés pour l'exercice 2012 et ce, dans l'attente du transfert de la compétence tarifaire en distribution vers les régions.

Les régulateurs régionaux (CWaPE/VREG/Brugel) ont aussi envoyé une demande comparable à la CREG.

# Gestion technique du réseau





L'AIEG en tant que gestionnaire du réseau de distribution a été fréquemment amenée à s'interroger sur l'état et l'adéquation de ses installations d'éclairage public. La connaissance des installations existantes est importante lorsque des décisions d'investissements sont envisagées.

A partir de 2009, l'entretien des installations d'éclairage public, en ce compris l'amélioration de leur efficacité énergétique, a été érigé en obligation de service public (OSP) mise à charge des gestionnaires de réseaux de distribution. A cet égard, on retiendra, pour l'essentiel, que le coût des prestations liées à l'entretien préventif et curatif normal de l'éclairage public est considéré comme relevant des obligations de service public des GRD, ce qui exclut que ces prestations soient facturées par les GRD aux Communes. Ces dernières peuvent, comme conséquence du système mis en place, espérer une économie de près de 12 millions d'euros pour l'ensemble de la Wallonie.

Par contre, le coût des autres prestations relevant de la mission d'entretien de l'éclairage communal, à savoir essentiellement celles qui portent sur l'éclairage décoratif ou celles liées à l'entretien curatif spécial, ainsi que le coût de la fourniture d'énergie qui alimente l'éclairage public et celui de l'installation ou de l'extension de l'éclairage public, à l'exception de l'annuité de financement du remplacement des armatures de la famille des "vapeurs de mercure basse pression" par des armatures permettant de réaliser des économies d'énergie et de réduire les frais d'entretien, restent à charge des Communes.

C'est dans ce cadre que l'AIEG est amenée à assurer à la fois sa mission d'utilité publique, mais aussi un travail de conseil auprès des Communes associées, à travers :

-  La réalisation d'études photométriques pour des projets d'éclairage public ;
-  L'établissement des propositions techniques et financières pour l'amélioration de l'éclairage publique existant ;
-  L'organisation de séances d'information sur les nouvelles innovations dans le domaine de l'éclairage public (LED, Lampes à Iodures métalliques) ;

Une veille technologique pour proposer des solutions afin de diminuer la charge financière de l'éclairage public (Dimming, Dimming centralisé ...). Dans cette même optique, l'AIEG a finalisé en 2011 la constitution et l'actualisation d'une base patrimoniale de l'éclairage communal, et la réalisation du cadastre énergétique y correspondant. A partir de 2013, l'AIEG s'attèlera à la réalisation d'un audit énergétique, tous les cinq ans, qui sera adressé aux villes et Communes associées. Cet audit intégrera, entre autres, des recommandations visant à réduire les coûts d'entretien et de consommation d'énergie. Une approche similaire a déjà été effectuée en ce sens en direction de deux Communes associées :

-  La commune de Rumes à travers le remplacement de 240 points lumineux, par des luminaires avec une efficacité lumineuse plus grande, projet réalisé dans le cadre du plan AIR-CLIMAT ;
-  Le village de Dourbes, dans la commune de Viroinval où une réflexion est actuellement en cours pour le remplacement de l'ensemble de l'éclairage du village par un éclairage à la fois plus efficace, mais dont l'intensité pourra être modulée en fonction de l'heure (DIMMING).

Les enseignements tirés de ces deux expériences, nous permettront à l'avenir de proposer aux Communes associées des solutions à la fois innovantes; afin de continuer à assurer leurs mission d'éclairage des espaces publics, de manière efficace, mais aussi à moindre coût.

## **L'ÉNERGIE RENOUVELABLE : DÉFIS ET ATTENTES**

---

Depuis le lancement du plan SOLWATT en 2007, 800 installations photovoltaïques ont été mises en service sur le réseau BT de l'AIEG.

Si la promotion de ce type d'énergie répondait à des impératifs de développement durable et de respect par la Belgique de ses obligations internationales découlant du protocole de Kyoto, la multiplication d'unités de production décentralisées, imprévisible par essence , et injectant simultanément de manière aléatoire et incontrôlée ne manque pas et ne manquera pas de générer des problèmes d'exploitation sur le court , mais surtout sur le long terme.

Des investissements conséquents devront être réalisés afin de préserver la sécurité et le bon fonctionnement du réseau ainsi que le nécessaire équilibre entre production et consommation.

L'un des aspects techniques, inhérents à la multiplication de productions décentralisées est certainement les hausses de tension fréquentes générées par l'injection de courant sur le réseau du GRD.

Ce phénomène, très répandu à des heures de fort ensoleillement ou par vents très forts, pénalise à la fois le producteur (décrochage des onduleurs, de la génératrice ...), mais aussi le simple utilisateur du réseau qui n'est plus alimenté avec une tension dans les normes.

Des solutions pour remédier à ces problèmes existent actuellement (transformateurs Autorégulant), mais elles ne peuvent être mises en œuvre sans augmenter sensiblement les coûts de gestion du réseau.

A cet effet, l'AIEG a décidé d'équiper, de manière graduelle et dans la mesure du possible, tous ses abonnés ayant placé des modules photovoltaïques, de compteurs d'énergie intelligents.

Ces compteurs permettront un suivi continu de la production de l'abonné ainsi qu'un diagnostic permanent de l'état du réseau auquel il est connecté.

Ils renseigneront le gestionnaire du réseau sur les portions critiques et permettront de cibler de manière précise les endroits où un investissement est nécessaire (renforcement de réseau, changement de transformateur .....).

Cette démarche s'inscrit en outre dans la continuité des recommandations au niveau européen et belge pour la promotion le développement et la généralisation des SMART GRID, les réseaux intelligents.

En 2011, l'AIEG a participé aux groupes de réflexions initiés par la CWaPE dans le cadre du programme REDI ("Réseaux électriques durables et intelligents").

Le 6 décembre 2011, un rapport complet a été remis au Ministre Jean-Marc Nollet sur les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue d'assurer l'intégration des productions décentralisées, de limiter la consommation des clients finals, de réduire les pertes réseaux et d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements "réseaux" .

L'évaluation du ou des impacts de l'introduction des énergies renouvelables dans le mix énergétique est un débat qui vient d'être lancé au niveau européen, avec des solutions qui devront néanmoins être mises en œuvre au niveau local, et ce, afin d'assurer à ces énergies le cadre nécessaire pour leur développement, sans aides ou incitants publics ;

Il en va du respect par la Belgique de ces principaux engagements au niveau européen :

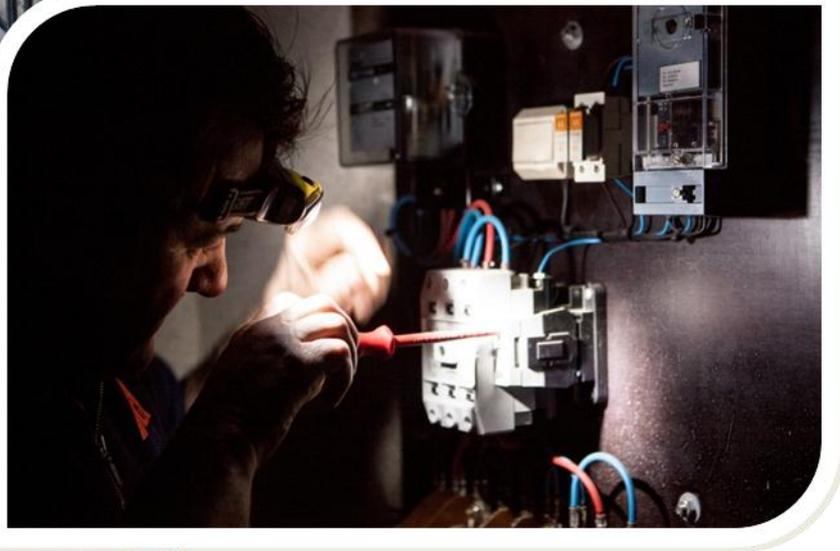
- 📍 20% d'énergie d'origine renouvelable
- 📍 20% d'émission de gaz à effet de serre
- 📍 20% de réduction de consommation





# Rapport d'activité





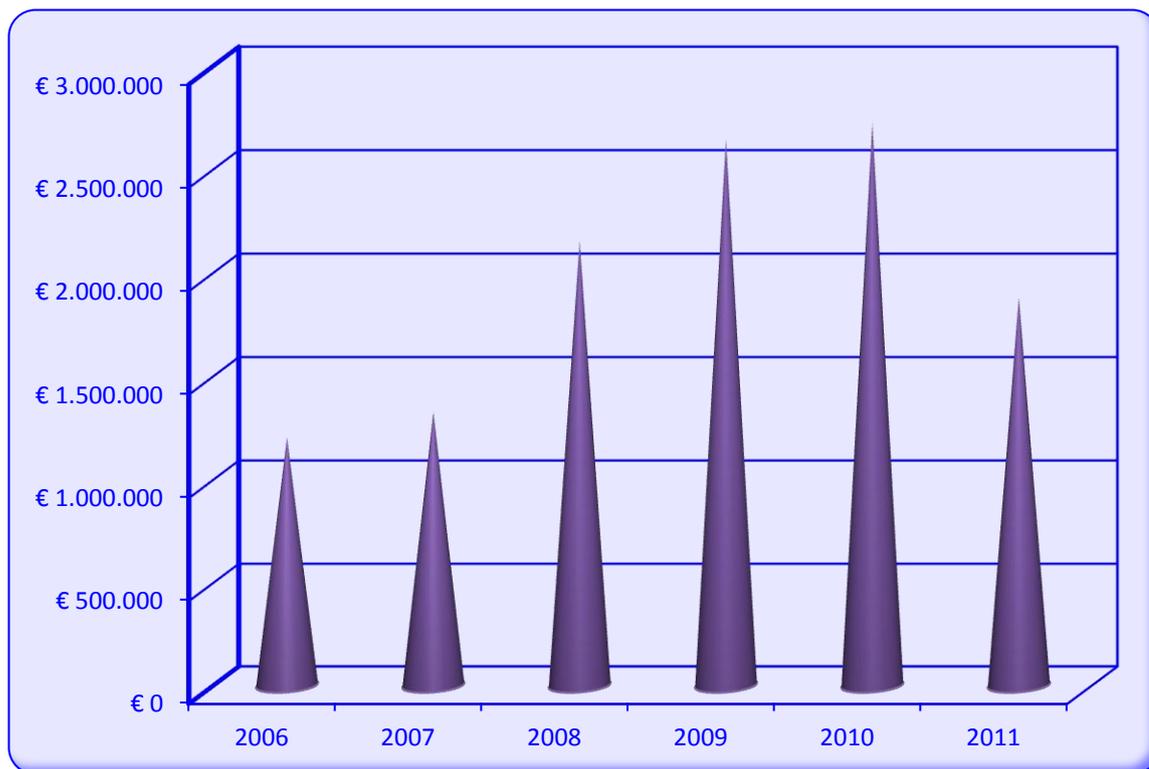
Vous trouverez, ci-après, le rapport d'activité, les comptes annuels, le rapport de gestion, et celui du Commissaire Réviseur.

Nous vous soumettons également la proposition de répartition du trop-perçu du 56<sup>ème</sup> exercice de notre Intercommunale.

## INVESTISSEMENTS

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

En 2006 :	1.204.434 €
En 2007 :	1.328.414 €
En 2008 :	2.152.694 €
En 2009 :	2.645.921 €
En 2010 :	2.723.070 €
En 2011 :	1.883.118 €



## LONGUEUR RÉSEAUX G.R.D.

---

Au 31 décembre 2011, ceux-ci se répartissent comme suit :

Souterrain "Haute tension"	241 km
Aérien "Haute tension"	156 km
Souterrain "Basse tension"	65 km
Aérien "Basse tension"	545 km

---

<b>Total longueur réseaux</b>	<b>1007 km</b>
-------------------------------	----------------

## CABINES, POSTES AÉRIENS, ARMOIRES TROTTOIRS ET TRANSFORMATEURS

---

Au 31 décembre 2011, ceux-ci se présentent comme suit :

Armoires trottoirs	262
Cabines	195
Postes aériens	222
Transformateurs	420
Cabines privées	114

## NOMBRE DE CLIENTS PROTÉGÉS, COMPTEURS À BUDGET ET FOURNISSEUR X

---

Au 31 décembre 2011, ceux-ci se présentent comme suit :

Clients protégés - fournisseur social AIEG	306
Clients - fournisseur X AIEG	69
Compteurs à budget - fournisseur social AIEG	60
Compteurs à budget fournisseurs	404

---

RÉCAPITULATIF DES KWH AYANT TRANSITÉ VERS LES UTILISATEURS DU RÉSEAU

	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Diff %</u>
<b>Consommation BT</b>			
HP simple T	31.943.788,00 Kwh	30.237.055,59 Kwh	-5,64%
HP	36.132.321,00 Kwh	35.226.028,29 Kwh	-2,57%
HC	41.861.082,00 Kwh	40.336.970,35 Kwh	-3,78%
Excl Nuit	7.244.465,00 Kwh	6.739.888,96 Kwh	-7,49%
EP Hp	698.323,00 Kwh	606.275,00 Kwh	-15,18%
Ep HC	2.704.893,00 Kwh	2.663.172,00 Kwh	-1,57%
<b>Total BT</b>	<b>120.584.872,00 Kwh</b>	<b>115.809.390,20 Kwh</b>	<b>-4,12%</b>

<b>Consommation DirectBT AMR</b>			
HP	2.484.582,00 Kwh	2.713.506,51 Kwh	8,44%
HC	1.656.626,00 Kwh	1.810.944,60 Kwh	8,52%
Sous Total	4.141.208,00 Kwh	4.524.451,11 Kwh	8,47%

<b>Consommation DirectBT MMR</b>			
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%

<b>Total Direct BT</b>	<b>4.141.208,00 Kwh</b>	<b>4.525.451,11 Kwh</b>	<b>8,49%</b>
------------------------	-------------------------	-------------------------	--------------

<b>Consommation 26 kV AMR</b>			
HP	47.791.878,00 Kwh	51.707.027,04 Kwh	7,57%
HC	40.843.026,00 Kwh	48.176.221,84 Kwh	15,22%
SousTotal	88.634.904,00 Kwh	100.423.248,89 Kwh	11,74%

<b>Consommation 26 kV MMR</b>			
HP	181.465,00 Kwh	172.196,11 Kwh	-5,38%
HC	230.468,00 Kwh	224.091,00 Kwh	-2,85%
Sous Total	411.933,00 Kwh	396.287,11 Kwh	-3,95%

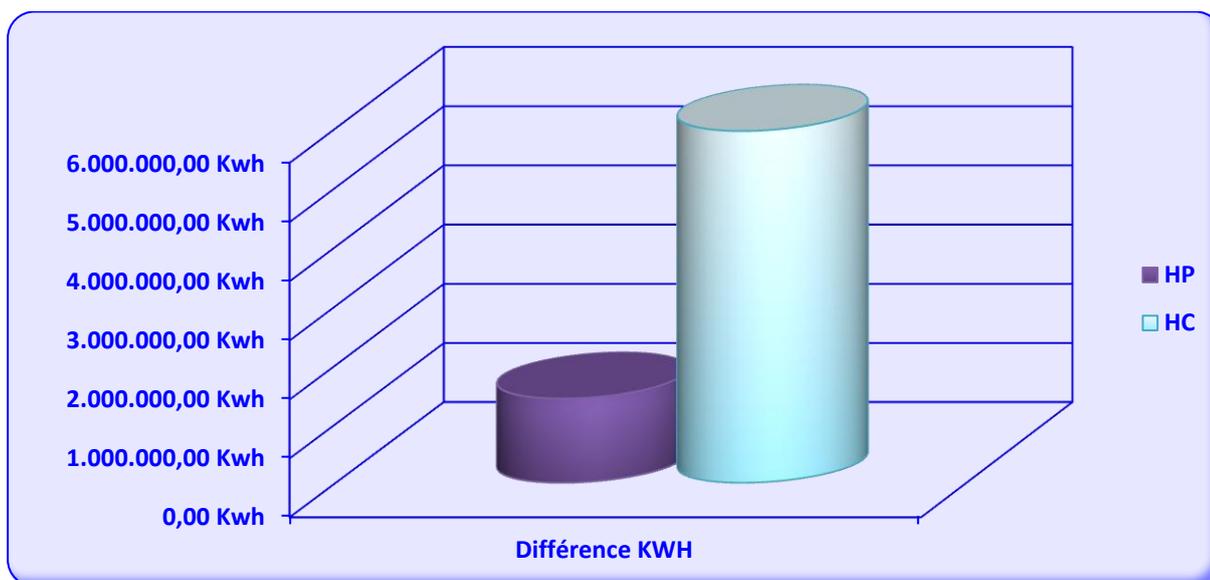
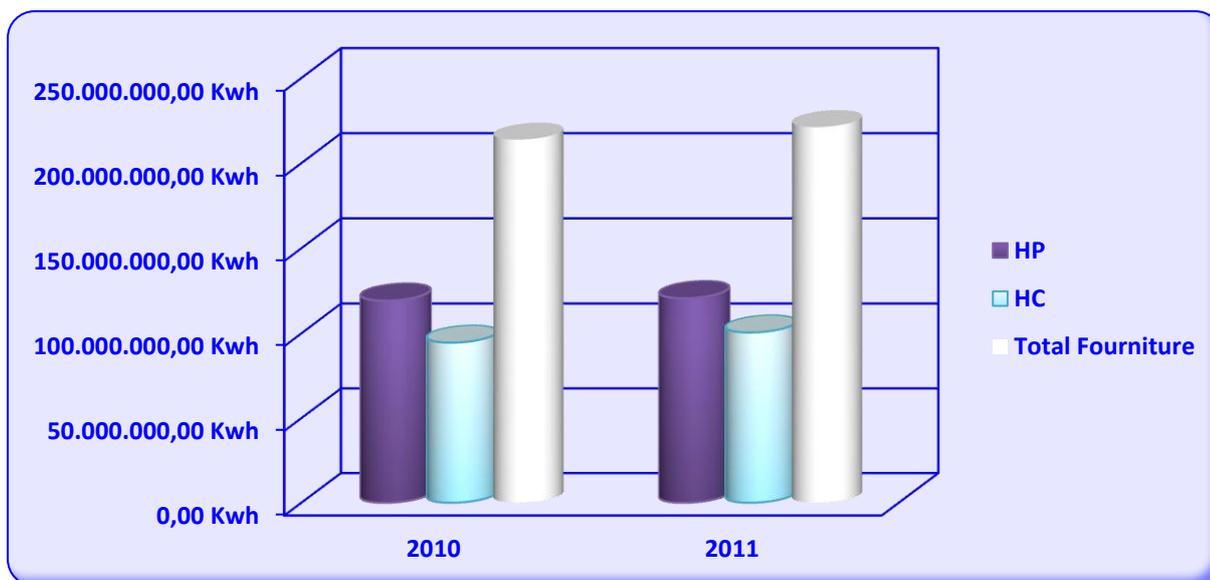
<b>Total 26KV</b>	<b>89.046.837,00 Kwh</b>	<b>100.819.536,00 Kwh</b>	<b>11,68%</b>
-------------------	--------------------------	---------------------------	---------------

HP	119.232.357,00 Kwh	120.662.088,55 Kwh	1,18%
HC	94.540.560,00 Kwh	100.491.288,76 Kwh	5,92%

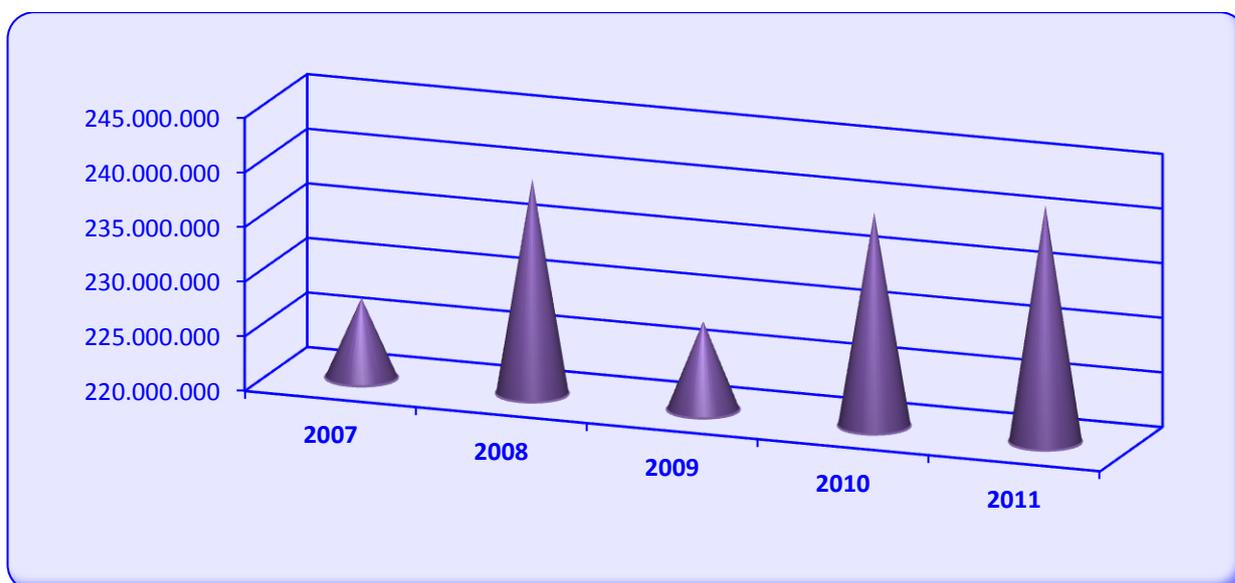
<b>Total Fourniture</b>	<b>213.772.917,00 Kwh</b>	<b>221.153.377,31 Kwh</b>	<b>3,34%</b>
-------------------------	---------------------------	---------------------------	--------------

## DIFFÉRENCE DES KWH AYANT TRANSITÉ VERS LES UTILISATEURS DU RÉSEAU

	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Différence KWH</u>
HP	119.232.357,00 Kwh	120.662.088,55 Kwh	1.429.731,55 Kwh
HC	94.540.560,00 Kwh	100.491.288,76 Kwh	5.950.728,76 Kwh
<b>Total Fourniture</b>	<b>213.772.917,00 Kwh</b>	<b>221.153.377,31 Kwh</b>	<b>7.380.460,31 Kwh</b>



En 2011, l'énergie transitée pour l'ensemble des réseaux A.I.E.G. a été de 241.618.824 kWh.



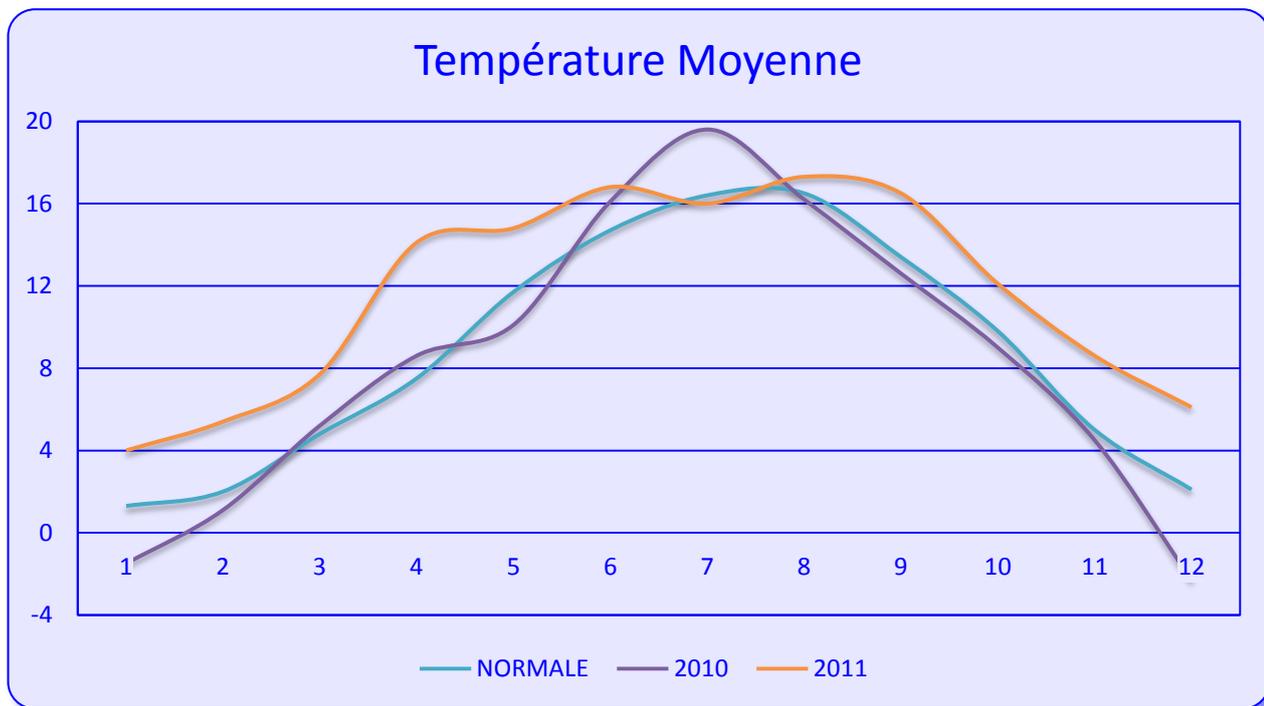
ANNEE	TRANSIT	ECART
2007	227.240.319	
2008	239.627.488	5,45%
2009	228.032.376	-4,84%
2010	239.472.889	5,02%
<b>2011</b>	<b>241.618.824</b>	<b>5,96%</b>

## EVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE

Il est intéressant de présenter l'évolution de la température de cette année 2011 en comparaison avec l'année 2010 ainsi que la moyenne normale. En effet, de cet élément dépend, en grande partie, l'évolution de la consommation d'énergie électrique.

Ci-dessous, vous trouverez un graphique reprenant les températures moyennes mensuelles.

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



# Comptes annuels





# **BILAN**

<i>Actif</i>	<i>page 59</i>
<i>Passif</i>	<i>page 60</i>
<i>Compte de résultats</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>Informations relatives aux participations</i>	<i>page 65</i>
<i>Placements de trésorerie, autres placements</i>	<i>page 66</i>
<i>Etat du capital et structure de l'actionnariat</i>	<i>page 66</i>
<i>Provisions pour autres risques et charges</i>	<i>page 67</i>
<i>Résultats d'exploitation</i>	<i>page 68-69</i>
<i>Bilan social</i>	<i>page 70</i>

<b>Bilan au 31 décembre 2011</b>	<b>Case</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
<b>Actifs immobilisés</b>	<b>20/28</b>	<b>38.415.581</b>	<b>38.196.508</b>
<b>Frais d'établissement</b> (annexe I)	20		
<b>Immobilisations corporelles</b> (ann. III)	22/27	<b>36.452.566</b>	<b>36.233.517</b>
Terrains et constructions	22	382.006	325.867
Installations, machines et outillage	23	28.228.417	28.003.917
Mobilier et matériel roulant	24	112.588	92.265
Location-financement et droits similaires	25		
Autres immobilisations corporelles	26	7.486.996	7.659.803
Immobilisations en cours et acomptes versés	27	242.559	151.665
<b>Immobilisations financières</b> (ann. IV et V).	28	<b>1.963.015</b>	<b>1.962.990</b>
Autres immobilisations financières	284/8	1.963.015	1.962.990
Actions et parts	284	1.957.906	1.957.906
Créances et cautionnements en numéraire	285/8	5.109	5.084
<b>Actifs circulants</b>	<b>29/58</b>	<b>16.427.579</b>	<b>16.617.537</b>
<b>Stocks et commandes en cours d'exécution</b>	3	<b>1.058.405</b>	<b>1.000.711</b>
Stocks	30/36	1.058.405	1.000.711
Approvisionnements	30/31	1.058.405	1.000.711
<b>Créances à un an au plus</b>	40/41	<b>4.010.040</b>	<b>3.651.991</b>
Créances commerciales	40	3.784.677	3.416.360
Autres créances	41	225.363	235.631
<b>Placements de trésorerie</b> (ann. V et VI)	50/53	<b>8.251.733</b>	<b>9.085.000</b>
Autres placements	51/53	8.251.733	9.085.000
<b>Valeurs disponibles</b>	54/58	<b>2.342.594</b>	<b>2.211.052</b>
<b>Comptes de régularisation</b> (ann. VII)	490/1	<b>764.807</b>	<b>668.783</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>20/58</b>	<b>54.843.160</b>	<b>54.814.044</b>

<b>Passif</b>	<b>Case</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
<b>Capitaux propres</b>	<b>10/15</b>	<b>37.758.427</b>	<b>38.343.467</b>
<b>Capital (ann. VIII)</b>	<b>10</b>	<b>12.733.764</b>	<b>12.906.571</b>
Capital souscrit	100	25.714.619	25.887.426
Capital non appelé (-)	101	-12.980.855	-12.980.855
<b>Plus-values de réévaluation</b>	<b>12</b>	<b>8.083.872</b>	<b>8.204.000</b>
<b>Réserves</b>	<b>13</b>	<b>16.940.791</b>	<b>17.232.896</b>
Réserve légale	130	2.748.947	2.636.180
Réserves indisponibles	131	10.191.690	10.071.562
Pour actions propres	1.310	10.191.690	10.071.562
Réserves disponibles	133	4.000.154	4.525.154
<b>Provisions et impôts différés</b>	<b>16</b>	<b>1.824.688</b>	<b>1.988.717</b>
<b>Provisions pour risques et charges</b>	<b>160/5</b>	<b>1.824.688</b>	<b>1.988.717</b>
Grosses réparations et gros entretien	162	1.248.949	1.368.717
Autres risques et charges (ann. IX)	163/5	575.739	620.000
<b>Dettes</b>	<b>17/49</b>	<b>15.260.040</b>	<b>14.481.860</b>
<b>Dettes à plus d'un an (ann. X)</b>	<b>17</b>	<b>3.195.927</b>	<b>3.368.345</b>
Dettes financières	170/4	3.195.927	3.368.345
Dettes de location-financement et assimilées	172		
Etablissements de crédit	173	3.195.927	3.368.345
<b>Dettes à un an au plus (ann. X)</b>	<b>42/48</b>	<b>10.737.918</b>	<b>10.037.062</b>
Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42	172.417	169.200
Dettes commerciales	44	6.178.795	5.293.007
Fournisseurs	440/4	6.178.795	5.293.007
Acomptes reçus sur commandes	46	2.464.590	1.829.404
Dettes fiscales, salariales et sociales	45	206.532	127.306
Impôts	450/3	128.315	35.741
Rémunérations et charges sociales	454/9	78.217	91.565
Autres dettes	47/48	1.715.584	2.618.145
<b>Comptes de régularisation (ann. XI)</b>	<b>492/3</b>	<b>1.326.200</b>	<b>1.076.453</b>
<b>Total du passif</b>	<b>10/49</b>	<b>54.843.160</b>	<b>54.814.044</b>

Compte de résultats	Case	2011	2010
<b>Ventes et prestations</b>	<b>70/74</b>	<b>11.636.281</b>	<b>12.535.269</b>
Chiffre d'affaires (ann. XII, A)	70	9.479.762	9.622.827
Production immobilisée	72	1.949.073	2.723.070
Autres produits d'exploitation (ann. XII, B)	74	207.446	189.372
<b>Coût des ventes et prestations</b>	<b>60/64</b>	<b>9.441.252</b>	<b>9.588.380</b>
Approvisionnements et marchandises	60	2.545.841	1.812.201
Achats	600/8	2.629.892	1.810.188
Variation des stocks (augmentation -, réduction +)	609	-84.051	2.013
Services et biens divers	61	3.248.783	4.351.512
Rémunérations, charges sociales et pensions	62	2.179.365	1.979.666
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorp et corporelles	630	1.528.526	1.480.960
Réd valeur /stocks, commandes en cours d'exéc et créances	631/4	26.357	
Provisions pour risques et charges (dotations +, utilisations et reprises -)(ann. XII, C3 et E)	635/7	-164.029	-69.626
Autres charges d'exploitation (ann. XII,F)	640/8	76.409	33.667
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>70/64</b>	<b>2.195.029</b>	<b>2.946.889</b>
<b>Produits financiers</b>	<b>75</b>	<b>306.428</b>	<b>453.227</b>
Produits des immobilisations financières	750	128.839	224.324
Produits des actifs circulants	751	177.589	228.903
<b>Charges financières</b>	<b>65</b>	<b>162.015</b>	<b>168.728</b>
Charges des dettes (ann. XIII,B et C)	650	158.683	166.310
Autres charges financières (ann. XIII, E)	652/9	3.332	2.418
<b>Bénéfice courant avant impôts</b>	<b>70/65</b>	<b>2.339.442</b>	<b>3.231.388</b>
<b>Produits exceptionnels</b>	<b>76</b>	<b>277.060</b>	<b>3.743.293</b>
Reprises d' amort et de réd. de valeur /immob. incorp. et corp. (***)	760	172.282	3.435.879
Plus-values sur réalisation d'actifs immobilisés		1.950	
Autres produits exceptionnels (ann. XIV, A)	764/9	102.828	307.414
<b>Charges exceptionnelles</b>	<b>66</b>	<b>338.713</b>	<b>935.039</b>
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorp et corporelles	660	68.234	
Moins-values sur réalisation d'actifs immobilisés	663	36.802	71.915
Autres charges exceptionnelles (ann. XIV, B)	664/8	233.677	863.124
<b>Bénéfice de l'exercice avant impôts</b>	<b>70/66</b>	<b>2.277.789</b>	<b>6.039.642</b>
<b>Impôts sur le résultat</b>	<b>67/77</b>	<b>22.454</b>	<b>27.298</b>
Impôts (ann. XV)	670/3	22.454	27.298
<b>Bénéfice de l'exercice à affecter</b>	<b>70/67</b>	<b>2.255.335</b>	<b>6.012.344</b>
Dotations aux réserves indisponibles (***)	6921		3.435.879
<b>Bénéfice à affecter</b>	<b>9906</b>	<b>2.255.335</b>	<b>2.576.465</b>
Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter (+)/(-)	9905	2.255.335	2.576.465
<b>Prélèvements sur les capitaux propres</b>	<b>791/2</b>	<b>525.000</b>	<b>400.000</b>
sur les réserves	792	525.000	400.000
<b>Affectations aux capitaux propres</b>	<b>691/2</b>	<b>112.767</b>	<b>128.823</b>
à la réserve légale	6920	112.767	128.823
<b>Bénéfice à distribuer</b>	<b>694/6</b>	<b>2.667.568</b>	<b>2.847.642</b>
Rémunération du capital	694	2.199.631	2.368.904
Autres allocataires	696	467.937	478.738

## ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros

22

### TERRAINS ET CONSTRUCTIONS

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	824.747
Mutations de l'exercice	83.093
Valeurs au terme de l'exercice	<b><u>907.840</u></b>
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	498.880
Mutations de l'exercice	
Amortissements actés de l'exercice	26.954
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	<u>525.834</u>
<b>VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE</b>	<b><u>382.006</u></b>

23

### INSTALLATIONS, MACHINES, OUTILLAGE

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	43.124.036
Mutations de l'exercice	
Acquisitions, y compris la production immobilisée	1.560.368
Cessions et désaffectations	166.476
Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)	
Actualisation interventions tiers	152.279
<b>Au terme de l'exercice</b>	<b><u>44.670.207</u></b>
Plus-values au terme de l'exercice précédent	6.006.402
Mutations de l'exercice	0
<b>Au terme de l'exercice</b>	<b><u>6.006.402</u></b>
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	21.126.521
Mutations de l'exercice	
Amortissements sur valeurs d'acquisitions	1.284.287
Amortissements sur plus-values	120.128
Acquis de tiers	
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	82.744
Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)	
<b>Au terme de l'exercice</b>	<b><u>22.448.192</u></b>
<b>VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE</b>	<b><u>28.228.417</u></b>

## ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros (suite)

24

### MOBILIER, MATERIEL ROULANT

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	1.555.617
<b>Mutations de l'exercice</b>	
Acquisitions, y compris la production immobilisée	112.334
Cessions et désaffectations	55.333
<b>Au terme de l'exercice</b>	<b><u>1.612.618</u></b>
<b>Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent</b>	1.463.352
<b>Mutations de l'exercice</b>	
Amortissements sur valeurs d'acquisitions	89.510
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	52.832
<b>Au terme de l'exercice</b>	<b><u>1.500.030</u></b>
<b>VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE</b>	<b><u>112.588</u></b>

25

### LOCATION-FINANCEMENT ET DROITS SIMILAIRES

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	20.094
<b>Au terme de l'exercice</b>	<b><u>20.094</u></b>
<b>Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent</b>	20.094
<b>Au terme de l'exercice</b>	<b><u>20.094</u></b>
<b>VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE</b>	<b><u>0</u></b>

## ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros (suite)

26

### AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	8.640.338
Mutations de l'exercice	0
Au terme de l'exercice	<b><u>8.640.338</u></b>
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	980.535
Mutations de l'exercice	
Amortissements sur valeurs d'acquisitions	172.807
Au terme de l'exercice	<b><u>1.153.342</u></b>
<b>VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE</b>	<b><u>7.486.996</u></b>

27

### IMMOBILISATIONS EN COURS ET ACOMPTES VERSES

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	156.356
Mutations de l'exercice	
Acquisitions, y compris la production immobilisée	98.540
Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)	
Au terme de l'exercice	<b><u>254.896</u></b>
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	4.691
Mutations de l'exercice	
Amortissements sur valeurs d'acquisitions	7.646
Au terme de l'exercice	<b><u>12.337</u></b>
<b>VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE</b>	<b><u>242.559</u></b>

## INFORMATION RELATIVE AUX PARTICIPATIONS

### PARTICIPATIONS ET DROITS SOCIAUX DÉTENUS DANS D'AUTRES ENTREPRISES

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

DÉNOMINATION, adresse complète du SIÈGE et pour les entreprises de droit belge, mention du NUMÉRO D'ENTREPRISE	Droits sociaux détenus directement		Comptes annuels arrêtés au
	Nombre	%	
<b>INTER-REGIE</b>			
BE 0207.622.758 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Royale 55/10 1000 Bruxelles BELGIQUE			31/12/2010
Parts de Capital	111	0,9	
<b>BEP EXPANSION ECONOMIQUE</b>			
BE 0201.400.209 Société coopérative à responsabilité limitée Avenue Sergent Vriethoff 2 5000 Namur BELGIQUE			31/12/2010
Parts de capital	28	0,1	
<b>TECTEO</b>			
BE 0204.245.277 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Louvrex 95 4000 Liège BELGIQUE			31/12/2010
Parts de capital	5.240	0,1	
<b>ECETIA FINANCES S.A</b>			
BE 0203.978.726 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Sainte-Marie 5/5 4000 Liège BELGIQUE			31/12/2010
Parts de capital	1	0,01	
<b>PUBLI-T</b>			
BE 0475.048.986 Société coopérative à responsabilité limitée Galerie Ravenstein 4 1000 Bruxelles BELGIQUE			31/12/2010
Parts de capital	1.273	0,11	
<b>SOCOFÉ</b>			
BE 0472.085.439 Société anonyme Rue Fivé 150 4100 Seraing BELGIQUE			31/12/2010
Parts de capital	6.000	1,3	

## PLACEMENTS DE TRÉSORERIE ET COMPTES DE RÉGULARISATION DE L'ACTIF

	Codes	Exercice	Exercice précédent
<b>PLACEMENTS DE TRÉSORERIE - AUTRES PLACEMENTS</b>			
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		
<b>Comptes à terme détenus auprès des établissements de crédit</b>	53	8.251.733	9.085.000
Avec une durée résiduelle ou de préavis			
d'un mois au plus	8686		
de plus d'un mois à un an au plus	8687	1.600.000	9.085.000
de plus d'un an	8688	6.651.733	
Autres placements de trésorerie non repris ci-avant	8689		
<b>COMPTES DE RÉGULARISATION</b>			
Ventilation de la rubrique 490/1 de l'actif si celle-ci représente un montant important			
Charges à reporter		14.949	
Produits acquis		132.854	
Report Bonus/Malus décisions CREG		551.863	
Régularisations diverses		65.141	

## ETAT DU CAPITAL ET STRUCTURE DE L'ACTIONNARIAT

### ETAT DU CAPITAL

#### Capital social

	Codes	Montants	Nombre d'actions
Capital souscrit au terme de l'exercice	100P	XXXXXXXX	25.887.426
Capital souscrit au terme de l'exercice	100	25.714.619	
Modifications au cours de l'exercice			
Diminution du capital égal à l'amortissement de l'apport en usage des réseaux d'Andenne et Seille par TECTEO		-172.807	-69
Représentation du capital			
Catégories d'actions			
Capital "A" suivant statuts		725	30
Capital "B1" suivant statuts		16.857.350	674.294
Capital "B5" suivant statuts		262.000	10.480
Capital "D" suivant statuts		8.594.544	3.438
Actions nominatives	8702	XXXXXXXX	
Actions au porteur et/ou dématérialisées	8703	XXXXXXXX	
	Codes	Montant non appelé	Montant appelé non
<b>Capital non libéré</b>			
Capital non appelé	101	12.980.855	XXXXXXXX
Capital appelé, non versé	8712	XXXXXXXX	
Actionnaires redevables de libération			
Communes d'Andenne, Namur, Ohey, Rumes et Viroinval		12.980.855	

**PROVISIONS POUR AUTRES RISQUES ET CHARGES**

Codes Exercice

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

C 5 81		1.248.949
Provisions pour litiges en cours		422.463
Provisions pour dommages causés aux tiers		13.959
Provisions pour autres risques et charges		139.317

**ETAT DES DETTES ET COMPTES DE RÉGULARISATION DU PASSIF****VENTILATION DES DETTES À L'ORIGINE À PLUS D'UN AN, EN FONCTION DE LEUR DURÉE RESIDUELLE****Dettes à plus d'un an échéant dans l'année**

Dettes financières	8801	172.417
Dettes de location-financement et assimilées	8831	
Etablissements de crédit	8841	172.417
<b>Total des dettes à plus d'un an échéant dans l'année</b>	<b>42</b>	<b>172.417</b>

**Dettes ayant plus de 5 ans à courir**

Dettes financières	8803	3.195.927
Etablissements de crédit	8843	3.195.927
<b>Total des dettes ayant plus de 5 ans à courir</b>	<b>8913</b>	<b>3.195.927</b>

**DETTES GARANTIES****Dettes garanties par des sûretés réelles constituées ou irrévocablement promises sur les actifs de l'entreprise**

Dettes financières	8922	3.195.927
Etablissements de crédit	8962	3.195.927
<b>Total des dettes garanties par des sûretés réelles constituées ou irrévocablement promises sur les actifs de l'entreprise</b>	<b>9062</b>	<b>3.195.927</b>

**DETTES FISCALES, SALARIALES ET SOCIALES****Impôts**

Dettes fiscales estimées	450	128.315
Rémunérations et charges sociales		
Dettes échues envers l'Office National de Sécurité Sociale	9076	0
Autres dettes salariales et sociales	9077	78.217

**COMPTES DE RÉGULARISATION****Ventilation de la rubrique 492/3 du passif si celle-ci représente un montant important**

Charges à imputer		194.846
Produits à reporter y compris interventions tiers		1.131.354

**RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

<b>PRODUITS D'EXPLOITATION</b>	<b>Codes</b>	<b>Exercice</b>	<b>Exercice précédent</b>
<b>I. Ventes et prestations</b>			
A. Chiffre d'affaires (ann. XII, A)	70	9.479.762,18	9.622.826,92
C. Production immobilisée	72	1.949.072,71	2.723.070,14
D. Autres produits d'exploitation	74	207.446,48	189.372,03

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

Nombre total à la date de clôture	9086	37	36
Effectif moyen du personnel calculé en équivalents temps plein	9087	31,3	31
Nombre d'heures effectivement prestées	9088	49.292	45.503

**Frais de personnel**

Rémunérations et avantages sociaux directs	620	1.635.576	1.473.598
Cotisations patronales d'assurances sociales	621	480.618	451.680
Primes patronales pour assurances extralégales	622	13.223	12.498
Autres frais de personnel	623	49.948	41.890

**Réductions de valeur**

Réductions sur stocks et commandes en cours actées	9110	26.357	
--	------	--------	--

**Provisions pour risques et charges**

Constitutions	6115	30.000	30.100
Utilisations et reprises	9116	194.029	99.726

**Autres charges d'exploitation**

Impôts et taxes relatifs à l'exploitation	640		
Autres	641/8	76.409	33.667

**Personnel intérimaire et personnes mises à la disposition de**

Nombre total à la date de clôture	9096		
Nombre moyen calculé en équivalents temps plein	9097	0	0,6
Nombre d'heures effectivement prestées	9098	0	1.244
Frais pour l'entreprise	617	0	42.785

**RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)**  
**RÉSULTATS FINANCIERS ET EXCEPTIONNELS**

<b>RÉSULTATS FINANCIERS</b>	<b>Codes</b>	<b>Exercice</b>	<b>Exercice précédent</b>
Autres produits financiers			
Ventilation des autres produits financiers			
Produits des immobilisations financières		128.839	224.324
Produits des actifs circulants		177.589	228.903
Autres charges financières			
Ventilation des autres charges financières			
Charges financières sur emprunts		158.683	166.311
Frais de banque		3.332	2.418
<b>RÉSULTATS EXCEPTIONNELS</b>			
<b>Ventilation des autres produits exceptionnels</b>			
Produits exceptionnels sur boni/mali CREG		409	
Produits exceptionnels sur amortissements interventions tiers		171.873	
Plus values sur réalisations d'immobilisations corporelles		1.950	
Produits divers imputables aux années antérieures		102.828	
<b>Ventilation des autres charges exceptionnelles</b>			
Charges exceptionnelles sur extournes interventions tiers		68.234	
Moins values sur réalisations d'immobilisations corporelles		36.802	
Charges diverses imputables aux années antérieures		233.677	
<b>IMPÔTS ET TAXES</b>			
<b>IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT</b>			
Impôts et précomptes dus ou versés	9135	22.454	
<b>TAXES SUR LA VALEUR AJOUTÉE ET IMPÔTS À CHARGE DE TIERS</b>			
<b>Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte</b>			
A l'entreprise (déductibles)	9145	2.859.111	3.416.206
Par l'entreprise	9146	4.238.792	4.596.011
Montants retenus à charge de tiers, au titre de			
Précompte professionnel	9147	508.978	448.068
Précompte mobilier	9148	22.453	27.298
<b>RELATIONS FINANCIÈRES AVEC LE OU LES COMMISSAIRE(S) ET LES PERSONNES AVEC LESQUELLES IL EST LIÉ (ILS SONT LIÉS)</b>			
Emoluments du (des) commissaire(s)	9505	6.000	
Emoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par le(s) commissaire(s)			
Autres missions d'attestation 95061 1.500	95061	1.500	

## 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

Au cours de l'exercice et de l'exercice précédent	Codes	1. Temps plein (exercice)	2. Temps partiel (exercice)	3. Total (T) ou total en équivalents temps plein (ETP) (exercice)	3P. Total (T) ou total en équivalents temps plein (ETP) (exercice précédent)
Nombre moyen de travailleurs	100	29,3	7	31 ETP	29 ETP
Nombre d'heures effectivement prestées	101	47.973	1.319	49.292 T	45.503 T
Frais de personnel	102	2.033.755	105.724	2.108.946 T	1.946.558 T
Montant des avantages accordés en sus du salaire	103	XXXXXXX	XXXXXXX	35.886 T	33.108 T
<b>A la date de clôture de l'exercice</b>			<b>Codes</b>	<b>1. Temps plein</b>	<b>2. Temps partiel</b>
<b>Nombre de travailleurs</b>			105	30	7
<b>Par type de contrat de travail</b>					
Contrat à durée indéterminée			110	29	7
Contrat à durée déterminée			111	1	
<b>Par sexe et niveau d'études</b>					
Hommes			120	23	4
de niveau secondaire			1201	20	2
de niveau supérieur non universitaire			1202	3	1
de niveau universitaire			1203		1
Femmes			121	7	3
de niveau secondaire			1211	6	2
de niveau supérieur non universitaire			1212	1	1
<b>Par catégorie professionnelle</b>					
Employés			134	17	5
Ouvriers			132	13	2
<b>Tableau des mouvements du personnel au cours de l'exercice</b>					
<b>Entrées</b>					
<b>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</b>			205	18	1
<b>Par type de contrat de travail</b>					
Contrat à durée indéterminée			210	7	1
Contrat à durée déterminée			211	11	
<b>Sorties</b>					
<b>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</b>			305	17	1
<b>Par type de contrat de travail</b>					
Contrat à durée indéterminée			310	5	1
Contrat à durée déterminée			311	12	
<b>Par motif de fin de contrat</b>					
Licenciement			342	5	1
Autre motif			343	12	1
<b>Renseignements sur les formations pour les travailleurs au cours de l'exercice</b>					
<b>Initiatives en matière de formation professionnelle initiale à charge de l'employeur</b>			<b>Codes</b>	<b>Hommes</b>	<b>Codes</b>
					<b>Femmes</b>
Nombre de travailleurs concernés			5841	14	5851
Nombre d'heures de formation suivies			5842	106	5852
Coût net pour l'entreprise			5843	4058	5853
					1860



# Rapport de gestion du Conseil d'Administration





« Conformément aux codes des sociétés, nous avons l'honneur de vous présenter le rapport de gestion relatif à l'exercice 2011 et de soumettre à votre approbation les comptes annuels arrêtés au 31 décembre 2011. »

### **1. Le capital**

Les mouvements du capital « D » en 2011 de l'Intercommunale TECTEO représentent l'amortissement des apports en usage des réseaux « haute et basse tension » de la Ville d'Andenne.

### **2. Les provisions**

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

### **3. Les immobilisations corporelles**

En 2011, l'A.I.E.G. a investi une somme de 1.949.072,71 € pour l'amélioration et la modernisation de ses réseaux ; ce montant qui est en parfaite concordance avec le plan d'investissements. En fait de travaux importants, pour l'année 2011, l'Assemblée générale du 16 décembre 2010 a approuvé le plan stratégique.

Outre des améliorations du réseau moyenne tension prévu au plan d'adaptation transmis à la CWAPE dès septembre 2009, il a été approuvé le placement de compteurs intelligents au niveau de la clientèle professionnelle.

### **4. Les immobilisations financières**

Les parts souscrites auprès de la société PUBLI-T représentent 389.248,35 € et les parts souscrites pour un montant de 1.487.361,14€ en SOCOFE ont eu un rendement de 128.838,94 € cette année.

### **5. Les Produits**

Le chiffre d'affaires s'établit à 9.479.762,18 € ; celui-ci se compose des produits du timbre du G.R.D. comprenant entre autres, la redevance permission de voirie.

La production immobilisée s'élève à 1.949.072,71 €. Le montant total des ventes et prestations fixe à 11.636.281,37 €

Quant aux Produits financiers, ils s'élèvent à 306.427,81 € dont 177.588,87 € résultant des placements bancaires et 128.838,94 € des immobilisations financières.

### **6. Les charges**

Le poste « coût des ventes et prestations » s'élève à 9.441.251,97 €.

### **7. Le résultat et son affectation**

Pour l'exercice 2011, le bénéfice à affecter s'élève à 2.255.335,18 € alors que suivant le plan stratégique 2012-2014, on avait estimé celui-ci à 2.347.184 €.

De ce montant, il y a lieu de déduire, suivant les statuts, le prélèvement de 5 % en faveur de la réserve légale soit 112.766,76 €, la rémunération du capital libéré par les associés soit 790.805,84 €, la rétribution à la Ville de Namur de la mise à disposition du réseau à l'intercommunale IDEG soit 114.068,40 €.

Compte tenu de ce qui précède, le montant à répartir aux associés suivant le chiffre d'affaires s'élève à 1.237.694,18 €.

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 2011, 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 525.000 €.

Ceci nous donne un montant à distribuer de 2.199.631,20 €.

Le bilan, le compte de résultats, le bilan social ainsi que les annexes seront déposés à la Banque Nationale de Belgique après l'approbation du Conseil d'Administration et de l'Assemblée Générale du 14 juin 2012.

## **8. 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).

## **9. Tarifs**

Pour rappel, ce sont les tarifs approuvés qui ont été appliqués durant l'exercice 2011.

D'autre part, la décision de la CREG quant au bonus/malus de l'exercice 2010 n'est pas clôturée. Il faut toutefois préciser que l'affectation des soldes sur coûts non gérables sera fixée par le Conseil des Ministres suivant l'article 12 octies §10 de la loi électricité.

## **10. Personnel**

L'Intercommunale compte 31 agents dont 8 statutaires et 23 contractuels.

Au 31 décembre 2011, mise à la retraite de Monsieur Michel MAILLART, Directeur.

En 2012, un agent administratif sera engagé.

## **11. Divers**

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

## **12. Litiges**

Exceptés les risques inhérents à l'activité de l'Intercommunale, il n'y a pas d'autres litiges en cours.

# Répartition du trop perçu





# Résultats de l'exercice

## PRÉLÈVEMENTS ET AFFECTATIONS

Le solde bénéficiaire au 31 décembre 2011 s'élève à :

**2.255.335,18**

En application de l'article 51 des statuts

- Paragraphe 1 :	
Dotation à la Réserve légale : 5%	-112.766,76
- Paragraphe 3 :	
Réserve d'investissement	0,00
- Paragraphe 4 :	
Fonds d'œuvre du personnel	0,00
- Paragraphe 5 :	
Rémunération du capital libéré par les associés - parts "B1" : 6.25%	-322.868,62

Apport en usage ALE

- Rémunération du Capital libéré par ALE - part "D" : 6.25%	-467.937,22
- NAMUR : Rétribution de la mise à disposition réseau	-114.068,40

**Résultat avant prélèvement sur réserves : 1.237.694,18**

## ATTRIBUTION DU TROP PERÇU

Communes	Chiffres d'affaires	Trop perçu
ANDENNE	4.492.460,21	751.905,32
OHEY	611.511,64	102.349,01
RUMES	704.183,55	117.859,56
VIROINVAL	759.648,52	127.142,76
GESVES	827.132,15	138.437,53
<b>TOTAUX</b>	<b>7.394.936,07</b>	<b>1.237.694,18</b>

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 2011, la situation du capital libéré de chaque commune associée se présente comme suit :

Communes	Capital "B1"	Taux	Rétribution
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
<b>TOTAUX</b>	<b>5.165.898,00</b>		<b>322.868,62</b>

### Capital "D"

A.L.E. (TECTEO)	7.486.995,54	6,25%	467.937,22
-----------------	--------------	-------	------------

PARTS "B" & "D"	12.652.893,54		790.805,84
-----------------	---------------	--	------------

## DIVIDENDES DISTRIBUÉS AU 31 DÉCEMBRE 2011

Communes	Mise à disposition réseau	Trop perçu 2011	6.25% du capital B1 libéré	Prélèvement sur Réserves	Totaux
ANDENNE		751.905,32	86.889,86	257.250,00	1.096.045,18
NAMUR	114.068,40		121.089,89	105.000,00	340.158,29
OHEY		102.349,01	12.847,78	47.250,00	162.446,79
RUMES		117.859,56	54.283,24	52.500,00	224.642,80
VIROINVAL		127.142,76	47.757,85	63.000,00	237.900,61
GESVES		138.437,53			138.437,53
<b>TOTAUX</b>	<b>114.068,40</b>	<b>1.237.694,18</b>	<b>322.868,62</b>	<b>525.000,00</b>	<b>2.199.631,20</b>

## PLAN COMMUNAL POUR L'EMPLOI EN 2011

---

Il est à noter que, dans le cadre du plan communal pour l'emploi, l'Intercommunale a déjà versé aux Communes, un montant total de 208.602,36 €. Ce montant est réparti comme suit :

Namur	98.165,88
Andenne	61.353,60
Rumes	36.812,16
Ohey	12.270,72

**208.602,36**

## PRÉLÈVEMENT EXCEPTIONNEL

---

Distribution du prélèvement sur réserves, décidé par le Conseil d'Administration du 24 novembre 2011 :

<b>Communes</b>	<b>Répartition suivant C.A. 16 décembre 2010</b>	<b>A distribuer</b>
ANDENNE	49%	257.250 €
NAMUR	20%	105.000 €
OHEY	9%	47.250 €
RUMES	10%	52.500 €
VIROINVAL	12%	63.000 €
<b>TOTAUX</b>	<b>100%</b>	<b>525.000 €</b>



# Rapport du Commissaire Reviseur





Mesdames et Messieurs les Coopérateurs,

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

### Attestation sans réserve des comptes annuels

Nous avons procédé au contrôle des comptes annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, établis sur la base du référentiel comptable applicable en Belgique, dont le total du bilan s'élève à 54.843.160,23 € et dont le compte de résultats se solde par un bénéfice de l'exercice de 2.255.335,18 €.

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

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

Conformément aux normes de révision précitées, nous avons tenu compte de l'organisation de la société en matière administrative et comptable ainsi que de ses dispositifs de contrôle interne. Nous avons obtenu de l'organe de gestion et des préposés de la société les explications et informations requises pour notre contrôle. Nous avons examiné par sondages la justification des montants figurant dans les comptes annuels.

Nous avons évalué le bien-fondé des règles d'évaluation et le caractère raisonnable des estimations comptables significatives faites par la société ainsi que la présentation des comptes annuels dans leur ensemble. Nous estimons que ces travaux fournissent une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

A notre avis, les comptes annuels clos le 31 décembre 2011 donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et des résultats de la société, conformément au référentiel comptable applicable en Belgique.

### Informations et Mentions complémentaires

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

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

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

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

**Commissaire représenté par**

**Ph.BRANKAER**

# Liste des Adjudicataires





### MODES DE PASSATION

#### Procédure négociée avec publicité

-  FANTIN SPRL
-  LEGROS SA
-  LITHOBETON SA
-  VANO-ELECTRO SA

#### Procédure négociée sans publicité

-  AREVA TD ISCO
-  CABLERIES D'EUPEN
-  CEBCO NV/SA
-  GARAGE HENNAUX
-  GUILLAUME ETS
-  LANDIS & GYR
-  PAUWELS TRAF0 BELGIUM NV
-  PHILIPS BELGIUM SA
-  PIERRET JORIS
-  RONVEAUX SA
-  SCHNEIDER GROUPE MGTE/MERLIN
-  EE JANSSENS
-  LITHOBETON SA
-  STEEL SA
-  AGEC SPRL
-  JACOBS SA
-  NUSSBAUMER
-  DRUGMAND & MEERT
-  INFRATECH SA