



2017

Resa
Rapport
Annuel

Rapport Annuel 2017



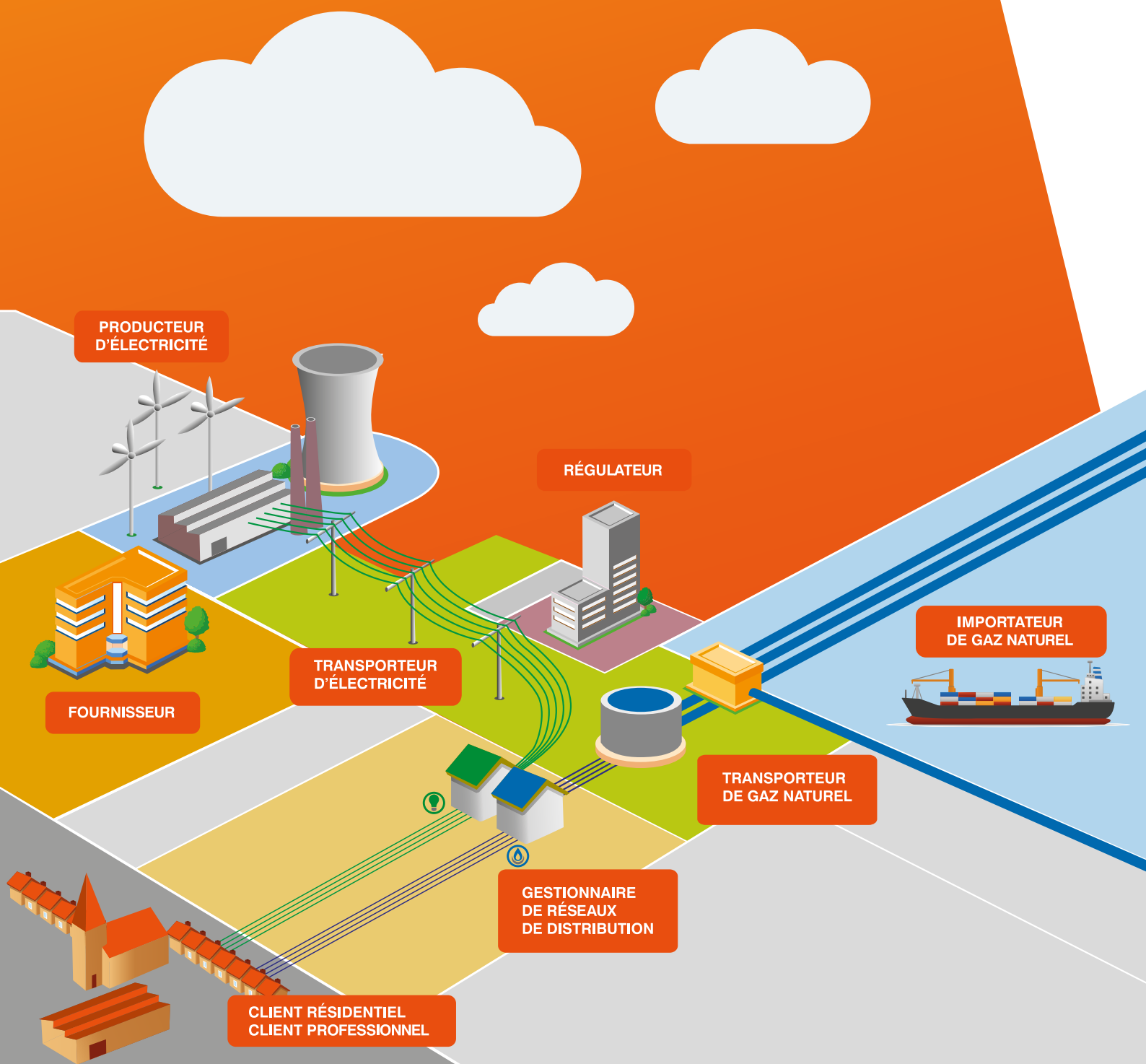
RESA S.A.

Rue Louvrex, 95
4000 Liège
Belgique

RPM Liège - 0847.027.754

www.resa.be

Les acteurs du marché de l'énergie



Sommaire

1

L'édito - 4

2

6 - Organes de gestion

3

Rapport de gestion 2017 - 10

4

20 - Temps forts 2017

5

Comptes annuels 2017 - 38

6

68 - Liste des adjudicataires

1

L'édito

**l'utilisateur
de réseau au cœur
des préoccupations
premières**

Acteur d'intérêt public dans la distribution d'énergie, facilitateur de marché entre les différents intermédiaires du monde de la production, de la distribution et du transport d'énergie, Resa, comme l'ensemble des Gestionnaires de réseaux de distribution wallons, place l'utilisateur de réseau au cœur de ses préoccupations premières. Dans un marché résolument marqué par une volonté de maîtriser l'enveloppe énergétique des ménages, le GRD se doit de s'organiser et challenger son mode de fonctionnement au gré des exigences de la régulation du secteur.

Le GRD Resa a su relever les enjeux majeurs de la régulation, au profit des utilisateurs de réseaux, en assurant la maîtrise de ses coûts de fonctionnement. Les initiatives législatives en cours visant à édicter de nouvelles normes quant à la constitution des GRD et les exigences d'indépendance renforcées, parfois au-delà des volontés exprimées par l'Europe, vont engendrer de nouveaux bouleversements, non seulement au sein du groupe auquel le GRD est attaché et dont il tire son efficacité de gestion, mais aussi appeler à la réflexion plus générale sur l'avenir du paysage de la distribution d'énergie en Wallonie. Les pouvoirs publics liégeois, actionnaires ultimes du groupe, prennent aujourd'hui toute la mesure des enjeux qui gravitent autour du GRD Resa, et plus généralement du groupe Nethys-PUBLIFIN.

Certes l'année 2017 aura été atypique et pleine de paradoxes, à plus d'un titre ... Un bilan financier exceptionnel, des résultats sans précédent – fruit d'une gestion saine et stricte, de tous les instants - avec en filigrane un contexte politico-médiatique perturbé liée à la commission d'enquête parlementaire PUBLIFIN. Malgré ce climat particulièrement difficile et incertain, nous tenons à souligner le professionnalisme exemplaire de notre personnel qui a sans relâche rempli sa mission quotidienne au service de la clientèle. Ce comportement témoigne de l'extrême maturité des travailleurs de notre groupe qui ne s'en laissent pas conter et ni détourner de leur rôle essentiel. Ce comportement témoigne de l'extrême maturité des travailleurs de notre groupe qui ne se laissent pas détourner de leur rôle essentiel.



Organes de gestion

Le 11 mai 2018, le Parlement wallon a voté un décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

Par l'effet des dispositions de ce décret et aux fins de répondre aux exigences exprimées par le Régulateur wallon dans le cadre des contrôles intervenus au cours de l'exercice, le GRD Resa sera appelé à faire évoluer de manière substantielle la composition de ses organes de gestion.

Le Conseil d'administration

Les organes de gestion de Resa ont connu d'importantes modifications au cours de l'exercice 2017

SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2017

1. **La Compagnie du Monty SA** représentée par **M. Pierre MEYERS**
Président
2. **NETHYS S.A.**, représentée par **M. Stéphane MOREAU**
Administrateur-délégué
3. **M. Pol GUILLAUME**
Vice-Président
4. **Mme Josette MICHAUX**
Vice-Présidente
5. **M. Pierre STASSART**
Administrateur
6. **Mme Denise LAURENT**
Administrateur

ONT DÉMISSIONNÉ DE LEUR MANDAT AU COURS DE L'ANNÉE 2017

1. PUBLIFIN SCRL représenté par M. André GILLES
2. **M. Dominique DRION**
3. **M. Claude PARMENTIER**
4. **M. Georges PIRE**
5. **M. Pol HEYSE**
6. **ABNM Consulting Services SPRL**
représentée par M. Diego AQUILINA
7. **CGO SA** représentée par M. Philippe DELAUNOIS

Parution en a été assurée aux annexes du Moniteur belge.



Le Comité de direction

1. **NETHYS S.A.** représentée par **M. Stéphane MOREAU**
Président
2. **Mme Bénédicte BAYER**
Chief of the CEO office
3. **M. Poi HEYSE**
CFO
4. **M. Gil SIMON**
General Secretary

Les Comités spécifiques

Comité d'audit et de risques

Mandat vacant

Président

M. Poi GUILLAUME

Membre

Mme Josette MICHAUX

Membre

Comité de nomination et de rémunération

Mandat vacant

Président

M. Poi GUILLAUME

Membre

MME DENISE LAURENT

Membre



**Qualité
Sécurité
Disponibilité
Efficience**



**Une identité
et des valeurs
fortes**

680.083

POINTS DE FOURNITURE
GAZ ET ÉLECTRICITÉ

—

723

COLLABORATEURS

—

136.500

POINTS
d'éclairage public

—

14.113

KILOMÈTRES
de réseau électrique

—

4.033

KILOMÈTRES
de réseau gazier

—

8

SITES
D'EXPLOITATION

—

5.752.595

MWh/AN
APPELÉS
SUR LE RÉSEAU GAZ

—

3.601.563

MWh/AN
APPELÉS
SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE

—

Rapport de gestion

**Rapport de gestion du Conseil
d'Administration sur les comptes annuels
au 31 décembre 2017**

Conformément aux dispositions du Code des Sociétés, nous avons l'honneur de vous faire rapport de l'exercice comptable couvrant la période du 1er janvier au 31 décembre 2017 et de soumettre à votre approbation les comptes de l'exercice arrêtés au 31 décembre 2017.

Le Conseil d'Administration souhaite, dans un premier temps, porter à votre connaissance les éléments d'information suivants intervenus au cours de l'exercice 2017

I. CONTEXTE GÉNÉRAL

Les activités de la société se sont déroulées, durant la majeure partie de l'exercice 2017, dans le contexte politico-médiatique liée à la commission d'enquête parlementaire chargée de faire la transparence sur le groupe PUBLIFIN – Nethys, sociétés mères de RESA SA. Dans son rapport final, la commission d'enquête parlementaire a conclu à différentes recommandations, qui n'ont certes pas de portée juridique en tant que telles, mais qui auront directement ou indirectement un impact potentiel sur la structure des GRD en Wallonie. Ce rapport final a été l'initiateur de différents projets de textes législatifs modificatifs, dont l'un modifiant les décrets relatifs à l'organisation du marché régional de l'électricité et du gaz. Le Conseil d'Administration est d'avis que les recommandations émises par la Commission d'enquête parlementaire en 2017 ne sont pas contraignantes et qu'il n'y a dès lors pas lieu de faire supporter à l'exercice sous revue les impacts financiers potentiels qui en découleraient. La Commission d'enquête parlementaire formule la recommandation suivante : *mettre la structure du groupe en conformité à l'égard des décrets « gaz » et « électricité » et prendre toutes les mesures permettant d'assurer la légalité des actes posés par chaque entité et notamment le GRD. En conséquence, prendre toutes les mesures utiles à cette fin et notamment remonter les actions, voire les actifs, de RESA dans PUBLIFIN – sans coût pour celle-ci – afin de lier directement le GRD à son actionariat public et en assurer la stricte indépendance à l'égard des autres activités menées au sein du groupe.* Ces modifications structurelles annulent les modifications décrétales de 2014 et 2015 et vont nécessairement engendrer des coûts importants, dont l'importance reste à déterminer.

Le Conseil d'Administration estime toutefois que la recommandation faite à l'égard de la structure du GRD repose sur une lecture à notre sens erronée des articles 6 et 7 du décret Electricité tel que démontré par le cabinet international LINKLATERS dans l'analyse du 12 septembre 2017 en réponse au rapport final de la Commission commandée par l'actionnaire majoritaire Nethys.

La mise en conformité à l'égard des futures dispositions des décrets Gaz et Électricité ne pourra se réaliser qu'après - ou concomitamment à - l'entrée en vigueur des dispositions légales précitées et moyennant des coûts de restructuration conséquents (légal, finances, RH, IT, logistiques, achats,...). Les services internes travaillent cependant d'ores et déjà à la préparation des décisions juridiques et opérationnelles à prendre afin de rendre la SA RESA autonome du reste du Groupe. L'autonomisation annoncée de RESA SA à l'égard du groupe Nethys va nécessairement engendrer des pertes de synergies opérationnelles qui vont impacter le résultat de l'activité. Dans le cadre du programme d'emprunts obligataires de la société, l'agence de notation Moody's a toutefois confirmé le 14 septembre 2017 la notation de A2 avec perspectives stables.

La CWaPE et l'Union des Villes et Communes de Wallonie ont rendu leurs avis respectifs sur le projet de décret modifiant les décrets Gaz et Électricité. Le Conseil d'Administration retient que la CWaPE estime notamment qu'il conviendrait de limiter la possibilité pour un GRD de confier seul tout ou partie de l'exploitation journalière de ses activités à une filiale dans l'hypothèse où cela serait justifié par une économie d'échelle, ce qui pourrait difficilement être le cas lorsqu'un seul GRD dispose d'une filiale opérationnelle. La présence d'une filiale présente, selon l'avis de la CWaPE, des difficultés de contrôle pour le régulateur notamment en ce qui concerne l'examen et la bonne compréhension des natures des coûts de la filiale qui sont refacturés au GRD. Le Conseil d'Administration constate toutefois que cet objectif d'économie d'échelle a bien été réalisé par le GRD RESA, notamment en matière de mutualisation d'un ensemble de services support de par ses liens avec le Groupe NETHYS.

L'avis du Conseil d'Administration de l'UVCW met en exergue un ensemble d'impacts majeurs comme l'entrave à la levée des capitaux sur les marchés pour financer les investissements futurs, une interprétation de l'unbundling (de propriété) au-delà des normes européennes, l'obligation de faire appel à un personnel propre, la modification de la composition des organes de gestion et l'interdiction de la forme de personne morale de droit privé, notamment.

II. CONTEXTE RÉGULATOIRE ET TENDANCES DE L'EXERCICE

Les activités de gestion de la distribution d'électricité et de gaz se sont effectuées sous le couvert de tarifs de distribution relevant de la période transitoire mise en œuvre par le Régulateur dans l'attente de la nouvelle méthodologie tarifaire en vigueur pour les années 2019 à 2023 qui a été finalement publiée en date du 17 juillet 2017. Sur accord rendu par le Régulateur, les tarifs de distribution électricité et gaz en vigueur au 31 décembre 2017 ont par ailleurs été prolongés pour la période tarifaire transitoire 2018, et ce non indexés.

Un calendrier de consultation avec les acteurs du marché a en outre été établi. Cette nouvelle méthodologie tarifaire s'inscrit dans le cadre du décret adopté le 19 janvier 2017 par le Parlement wallon.

Pour chaque année de la période régulatoire, le calcul du revenu autorisé (couvert par les tarifs périodiques de distribution) est réalisé en application d'une formule déterminée. La contrainte liée à ce modèle veut que le revenu autorisé 2019 hors charges relatives aux budgets spécifiques et hors soldes régulatoires ne peut excéder l'enveloppe budgétaire 2017 (indexée) hors plafond et hors acompte régulatoire. Les propositions de revenus autorisés pour les années concernées doivent parvenir à la CWaPE pour le 1^{er} janvier 2018. Ces propositions de revenus autorisés en électricité et gaz ont été arrêtées par le Conseil d'Administration le 20 décembre 2017 et rendues auprès du régulateur.

Selon cette future méthodologie tarifaire, la diminution des coûts contrôlables de RESA est estimée à 1,5% l'an à partir de 2020 et cumulatif annuellement (impact estimé du facteur X lors des groupes de travail), ce qui accentue la pression régulatoire sur les activités opérationnelles du GRD.

En outre, RESA a fait droit aux audits menés par la CWaPE sur les GRD wallons en matière d'indépendance, d'organisation et de confidentialité et communiqué un ensemble d'éléments et arguments eu égard aux dispositions décretales lui applicables.

*

D'une manière générale, l'année 2017 se caractérise par l'augmentation des tarifs de 2,95 % en moyenne et par une légère augmentation de 0,45 % des volumes facturés en électricité, soit une situation stable qui s'explique par l'augmentation de la consommation de 0,92 % des clients raccordés en basse tension. En ce qui concerne la distribution de gaz, on assiste à une hausse des volumes distribués de 4,62 % dus principalement à une augmentation de 1,51 % des EAN et des degrés-jour de 5,94 % (degrés-jours roulant sur 12 mois).

La conjugaison de ces deux phénomènes se traduit par une hausse du chiffre d'affaires Gridfee (redevance de distribution) de RESA SA de 3,98 %.

Notons également, en ce qui concerne la rémunération des activités de GRD, que les taux OLO 10 ans, principaux facteurs de la détermination de la marge de rémunération de l'activité sont à des niveaux historiquement bas et restent sous la barre de 1% en 2017. Cependant, l'application de la nouvelle formule de détermination de la marge équitable du GRD instaurée par les méthodologies tarifaires transitoires 2015-2016 et 2017 de la CWaPE a permis de limiter les effets de cette baisse (impactant uniquement l'actif régulé secondaire) sur le résultat net du GRD. Ce dernier est en augmentation par rapport à l'exercice précédent.

Pour le futur, la pression régulatoire s'exerçant sur le GRD tendra inévitablement à s'intensifier. Il incombera au GRD de faire preuve de la plus grande rigueur de gestion et de la plus grande efficacité possible dans la gestion des coûts contrôlables afin de ne pas dégrader son bénéfice, c'est-à-dire sa marge équitable. Pour maintenir sa rentabilité, RESA doit dès lors continuer à améliorer son efficacité, notamment par une gestion optimale des actifs et des ressources consacrées. La nouvelle méthodologie tarifaire 2019-2023 va en effet dans ce sens et instaure un système de régulation « Revenue Cap » contenant un facteur de productivité de 1,5%/an pour les GRD.

Comme en témoigne le graphique ci-dessous établi par la CWaPE, à titre exemplatif, les tarifs de distribution électricité basse tension de Resa (241 €/an) se situe sous la moyenne

pondérée des GRD wallons (268 €/an), ce qui traduit des efforts d'efficacité et de maîtrise de ses coûts opérationnels.

Application des dispositions du Code du bien-être au travail, livre III – Titre 2 relatif aux prescriptions minimales de sécurité des installations électriques sur les lieux de travail.

Le Titre 2 du livre III du Code du bien-être au travail (M.B. 02/06/2017), reprend les dispositions de l'AR du 4 décembre 2012 (devenu obsolète).

Pour rappel, par arrêt du 5 mars 2015, le Conseil d'État avait débouté RESA, ainsi que d'autres gestionnaires de réseaux de distribution, de leur recours en annulation à l'encontre de l'Arrêté royal du 4 décembre 2012 relatif aux prescriptions minimales de sécurité des installations électriques sur les lieux de travail.

Une révision dudit Arrêté n'étant plus d'actualité, des contacts avec les autorités, via Synergrid, tentent néanmoins d'obtenir une interprétation tenant compte de la situation particulière des gestionnaires de réseaux. L'objectif de cette démarche vise, d'une part à rendre gérables pour les GRD les dispositions du Code (Livre III Titre 2) et, d'autre part à réviser certains articles du nouveau RGIE – Livre 3 pour les GRD (dont la parution est prévue fin 2018) afin de tenir compte de spécificités des GRD, notamment concernant une exonération des GRD de l'obligation de contrôles conformités et périodiques des armoires trottoir basse tension (tentant de prolonger ainsi certaines dispositions des exonérations qui avait été obtenues par courrier du Ministère des Affaires économiques du 6 mai 1999, mais dont la valeur juridique a été remise en question depuis lors).

En 2017, RESA a réalisé un inventaire, une analyse des risques sur 2.300 cabines et une priorisation des investissements sur ces cabines. La finalisation de ces analyses est prévue en 2018. RESA a également attribué un marché pour les premiers contrôles des anciennes cabines. Ceux-ci s'étaleront sur 2018 et 2019.

Les premiers travaux de rénovation des cabines répertoriées comme potentiellement dangereuses suite à l'analyse de risques ont débuté en 2017.

Une politique de rénovation a été budgétée pour les années futures, afin de pouvoir réaliser la mise en conformité de l'ensemble de nos cabines réseau.

Tarifs de distribution d'électricité en Wallonie

BASSE TENSION		Client type Dc Consommation HP : 1.600kWh Consommation HC : 1.900kWh	
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2017 (€/an)	Evolution 2017/2015	
ORES MOUSCRON	197	7%	Comparaison des tarifs de distribution d'électricité des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type Eurostat Dc à partir du 1 ^{er} janvier 2017 MOYENNE PONDÉRÉE
ORES Brabant Wallon	226	7%	
AIEG	236	16%	
RESA	241	7%	
ORES HAINAUT	266	12%	
PBE	277	8%	
ORES NAMUR	279	11%	
ORES LUXEMBOURG	303	9%	
AIESH	313	3%	
REW	325	17%	
GASELWEST	326	38%	
ORES EST	346	9%	
ORES VERVIERS	366	15%	
MOYENNE PONDEREE	€ 268	10%	

Source : rapport annuel 2017 CWaPE

III. ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Reprise de la gestion opérationnelle des réseaux électriques du centre-ville de Liège

Dans le cadre de la reprise de la gestion des réseaux électriques d'INTERMOSANE Secteur 1, une convention relative aux modalités d'exploitation par ORES de la distribution de l'électricité à Liège avait été conclue en 2011. La gestion opérationnelle a été confiée à ORES jusqu'au 31 décembre 2016 avec mise à disposition progressive de personnel RESA afin de remplacer les postes directement affectés à la gestion des réseaux sur le territoire de Liège centre-ville. Afin de permettre à RESA de reprendre pleinement la gestion opérationnelle des réseaux sur le territoire de Liège centre-ville sans impact sur les utilisateurs de réseaux, la convention relative aux modalités d'exploitation par ORES de la distribution de l'électricité à Liège au nom et pour compte de RESA a été prolongée jusqu'au 30 juin 2017. La reprise effective est intervenue le 1^{er} juillet 2017.

Participation au projet de clearing house fédérale, Atrias, une réalisation complexe qui prend forme

Les GRD et Atrias sont engagés sur le programme Central Market System (clearing house fédérale) depuis plusieurs années. Ils mettent tout en œuvre afin de mener à bien ce projet complexe et important pour le secteur qui vise à réaliser une plateforme capable de supporter les échanges d'informations dans le monde SMART dont les prémices sont désormais perceptibles.

Les investissements tant humains que financiers dans ce projet national consentis par le GRD ont toutefois généré des discussions avec le Régulateur et ont permis de conclure à la reconnaissance dans les tarifs de distribution pour les périodes tarifaires 2015-2016 et 2017 d'une enveloppe forfaitaire complémentaire pour le projet sur base du nombre d'EAN à disposition des différents GRD, tenant compte du fait que le GRD supporte au cours des années 2016 et 2017 simultanément les coûts de développement de la clearing house Atrias (CMS) et les coûts de maintenance de la clearing house actuels sur base de l'introduction par le GRD d'un business plan pluriannuel des coûts et bénéfices escomptés du projet de clearing house Atrias.

L'année 2017 a connu un ensemble de tests et a conclu, au regard de la position de différents GRD investis dans ce programme, au report du go live de ce projet.

Chez RESA, le programme Atrias@RESA consolide toutes les composantes de la transformation interne visant à implémenter dans ses propres systèmes les changements liés à la mise en œuvre de ce nouveau modèle de marché ainsi que les spécificités liées à l'intégration avec le Central Market System.

Projet E-Cloud

Pour rappel, le "E-Cloud" est un projet pilote, introduit auprès de la Région wallonne dans le cadre du Plan Marshall 4.0, qui tend à démontrer l'intérêt d'un système électrique intégrant des consommateurs et des unités de production locales en visant l'optimisation des flux

d'énergie, optimisation tant pour les consommateurs et les producteurs que pour la collectivité.

Ce projet vise en premier lieu des PME dans deux zones d'activité économique, une sur le territoire du GRD RESA et l'autre sur le territoire du GRD ORES, tous deux coordonnateurs du projet sur leur zone concernée.

En 2017, bien que le projet ait été approuvé par la DG06 – reconnaissant ainsi son caractère innovant – et compte tenu du changement de majorité au niveau du Gouvernement, les fonds des subsides n'ont à ce jour pas été perçus par les partenaires du projet. Toutefois, convaincus de l'utilité et de l'intérêt pour les industriels et les PME wallonnes, les partenaires ont démarré le projet sur leurs fonds propres et viennent de terminer la phase d'analyse et de simulations début de l'année 2018.

Cette première phase a pu se réaliser grâce au concours des clients des 2 zones d'activité sélectionnées. Après une séance d'information et des rencontres individuelles, ce sont pas loin de 25% des clients raccordés dans ces zones qui ont marqué intérêt et ont signé une convention de participation à la phase. Ce taux de participation est, pour les partenaires du projet, un important indicateur. Il rassure sur le fait que le concept de l'E-Cloud répond bien aux préoccupations du public cible, les PME des zonings wallons.

Dans ce projet, les GRD sont en charge de la collecte des différentes données permettant une facturation correcte des échanges d'énergie à l'intérieur de la communauté de l'E-Cloud et le lien avec le marché d'énergie.

Les GRD ont également la volonté de donner aux différents clients des prévisions sur leur profil de consommation et de production et ce de manière à permettre aux clients participants d'optimiser leur profil de consommation en fonction de ces prévisions. Il est à noter que le GRD ne fait que communiquer ces informations. Il revient au client lui-même, voire à d'autres prestataires de services que le client pourrait choisir librement, d'utiliser ces informations pour piloter ses processus de consommation. Nous estimons que les GRD sont, là aussi, dans leur rôle de facilitateur de marché en créant les conditions optimales à l'émergence de nouveaux services aux PME. Les moyens de mise à disposition de ces prévisions vers les clients seront étudiés en 2018.

Pour la réalisation même des prévisions, les GRD comptent repartir des modèles développés dans le cadre du projet GREDOR.

Après de nombreuses simulations, les GRD ont pu trouver une configuration qui permettrait une diminution du coût de l'électricité pour les clients participants à l'E-Cloud tout en garantissant une rentabilité aux investisseurs des moyens de production (de l'ordre de 7%).

Le but du projet est bien de :

- Vérifier l'impact que pourrait avoir un « fonctionnement en E-cloud » sur la manière de consommer des clients partenaires ;
- Voir l'influence que peut avoir l'E-cloud sur les flux d'énergie (injection/prélèvement) au niveau du poste ELIA ;
- Montrer que l'E-cloud est une façon de soutenir le développement des énergies renouvelables sans recourir au mécanisme des certificats verts ;

- S'assurer que l'ensemble des acteurs de l'E-cloud soient gagnants en minimisant l'impact sur la facture de distribution des clients hors E-cloud et/ou en ayant un impact inférieur par rapport à d'autres modèles de développement des énergies renouvelables existants (ligne directe, autoconsommation individuelle) ou futur (micro-réseau).

Pour maximiser les gains de l'E-Cloud, l'implication des clients partenaires est essentielle. Les GRD sont convaincus que seule la confrontation avec la réalité du terrain permettra de valider les hypothèses et simulations réalisées dans la première partie du projet.

C'est la raison pour laquelle les deux GRD ont sollicité l'accord de la CWaPE pour déployer les outils E-Cloud sur les zones définies, en bénéficiant d'une exception tarifaire sur base de l'article 21 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD de gaz ou d'électricité. La réponse de la CWaPE est prévue pour le premier trimestre 2018.

LES GRANDES RÉALISATIONS EN 2017

A. Sur le réseau de Distribution d'Électricité

Comme chaque année, RESA a réalisé plusieurs ouvrages majeurs sur son réseau de distribution électricité en vue d'améliorer l'efficacité, la sécurité et la qualité de celui-ci.

Ci-dessous, une synthèse des principaux chantiers :

a) Amélioration de l'alimentation dans la vallée du Geer à Bassenge

Des câbles moyenne tension ont été posés pour la suppression de deux réseaux en antenne au départ des cabines réseaux GENDARMERIE et HAESSEN. Ces poses faciliteront le transfert de charges en supprimant des tronçons de câbles de faible section et éviteront des différences de tension lorsque l'on bascule d'un point d'injection à un autre (MALVOIE / ALLEUR). RESA a posé 1.985 m de câbles et désaffecté 849 m de câbles papier vétustes.

b) Amélioration de l'alimentation d'une partie de la commune d'Oupeye

Des câbles moyenne tension ont été posés pour l'amélioration de l'alimentation d'une partie d'Oupeye au départ de la sous-station des HAUTS SARTS à Herstal (départ EMUBEL). Ces poses ont également permis de supprimer une ligne aérienne moyenne tension surplombant des habitations et jardins. RESA a posé 3.390 m de câbles, désaffecté 2.685 m de câbles papier vétustes et démonté 420 m de lignes aériennes.

c) Amélioration de l'alimentation d'une partie de la Ville d'Hannut

Des câbles moyenne tension ont été posés pour l'amélioration de l'alimentation d'une partie d'Hannut au départ de la cabine divisionnaire d'HANNUT GARE à Hannut (départ TALLEYRAND). Ces poses ont également permis de supprimer plusieurs terminales en fonte situées dans les cabines le long des poses ainsi que la suppression d'une cabine client vétuste dans un immeuble. RESA a posé 1.646 m de câbles et désaffecté 1.888 m de câbles papier vétustes.

d) Suppression de surplombs et de lignes aériennes

En 2017, RESA a consacré une part de l'investissement stratégique à l'enfouissement de plusieurs lignes aériennes vétustes et l'élimination de surplomb en zones d'habitats et arborées. Un premier projet sur la commune de Juprelle et le second sur la commune d'Aywaille. Ces différentes poses de câbles vont permettre de fiabiliser l'alimentation des clients mais également l'amélioration de la conduite du réseau lors de dépannages. Pour ces deux projets, RESA a posé 8.677 m de câbles et démonté 7.050 m de lignes aériennes.

B. Sur le réseau de Distribution de Gaz

Comme chaque année, RESA a réalisé plusieurs ouvrages majeurs sur son réseau de distribution de gaz naturel, qu'il s'agisse de renouvellements de conduites, de déplacements, d'extensions et de bouclages techniques mais également de mise en place de nouvelles cabines gaz ou de renouvellement de celles-ci.

Ci-dessous, une synthèse des principaux chantiers :

CHANTIER DE RENOUVELLEMENTS ET DÉPLACEMENTS

a) Chantier à Seraing, rue du Molinay

Dans le cadre du projet de rénovation du quartier Molinay, RESA a procédé au renouvellement de 625m de canalisations basse pression ainsi que les raccordements des URD dans la zone concernée par l'assainissement.

b) Chantier à Eupen Herbesthalerstrasse

Dans le cadre du projet d'aménagement par le SPW de la rue principale pour se diriger vers le centre-ville d'Eupen, RESA a procédé au renouvellement et déplacement de 2400m de canalisations BP et MP. Ce chantier s'est terminé en 2017 à l'issue de 3 phases distinctes dont la première avait débuté en 2015.

EXTENSIONS ET BOUCLAGES TECHNIQUES

b) Chantier à Stavelot, rue Basse-Levée

Afin de sécuriser le réseau de Stavelot en cours de développement, RESA a procédé au bouclage technique de deux cabines réseau. Ce bouclage a nécessité la pose d'une canalisation basse pression en DN 160 sur une longueur de 1200 m.

c) Chantier Ivoz, Avenue Gonda – Seraing, Val Saint-Lambert

En 2017, RESA a finalisé la seconde phase du chantier moyenne pression 15 bar pour alimenter une station de répartition 15bar/5bar d'une capacité de 30.000 Nm³/h au départ de la nouvelle station Fluxys d'Ivoz-Ramet. Cette pose totalisait 2700m de canalisations DN200 (dont 1900m en 2017). Cet investissement permettra d'augmenter la capacité de réinjection vers le réseau MP du centre de Seraing mais renforcera également la rive gauche au niveau de Flémalle.

NOUVELLES CABINES RÉSEAUX ET CLIENTS

Une nouvelle cabine réseau a également été construite en 2017 ainsi que 7 cabines pour clients :

Localité	Adresse	Type de cabine	Capacité (Nm ³ /h)
Liège	Rue Fusch	Cabine réseau 5bar/20mbar	400
Herstal	Rue de l'Ecole Technique	Client IPES Herstal	650
Oupeye	Trilogiport	Client DL Trilogiport	250
Eupen	Rue Hütte	Client Piscine communale	100
Battice	Rue des Gayettes	Client Haver Belgium	250
Welkenraedt	Chemin du Duc	Client Dantresangle	
Seraing	Rue Camille Lemonnier	Client Ecole Fédé Wallonie-Bxl	
Limbourg	Quai des Religieuses	Client Ecole Ste-Claire	100

RESA a ensuite procédé au renouvellement de six cabines réseau

Localité	Adresse	Type de cabine	Capacité (Nm ³ /h)
Beyne-Heusay	Rue du Homvent	5bar/20mbar	1.500
Liège	Rue Sainte-Walburge	5 bar/20 mbar	1.500
Liège	Angleur, Parc Communal	5 bar/20 mbar	1.500
Liège	Angleur, rue Vaudrée	5 bar/100 mbar/20mbar	2.500
Liège	Sclessin, rue de la Centrale	5 bar/100 mbar	1.500
Huy	Rue de Durbuy	5 bar/100 mbar	750

a) Campagne de promotion de raccordement au réseau de gaz naturel

Notons que la diminution linéaire des volumes transitant par le réseau de distribution de gaz a conduit RESA à mettre en place une campagne de promotion du raccordement au réseau de gaz naturel en priorité sur les territoires équipés (hors extensions), et ce en vue d'augmenter la base des URD et contrer cet effet volume lors des prochaines années. Un potentiel de 48.000 utilisateurs a été identifié. L'octroi de primes destinées à la réalisation de nouveaux branchements ou au remplacement d'appareil de chauffage a débuté en avril 2017.

IV. ANALYSE CHIFFRÉE DES COMPTES ANNUELS

A. Bilan et compte de résultats

BILAN

Le total bilantaire de la S.A. RESA s'élève à 1.483.683.024,10 €.

Les principales rubriques de l'actif sont :

- Les actifs immobilisés à hauteur de 1.326.330.636,38 € comprenant principalement la valeur des réseaux électriques et gaziers
- Les stocks et commandes en cours d'exécution : 14.356.603,58 €
- Les créances à un an au plus : 82.987.824,39 € dont 79.921.675,01 € de créances commerciales
- Les valeurs disponibles : 36.704.272,97 €
- Les comptes de régularisation : 23.303.686,78 €

Les principales rubriques du passif sont :

- Le capital de 657.880.492,30 € représenté par 9.063.477 actions
- Les capitaux propres s'élèvent à 702.356.508,28 €
- Les provisions pour risques et charges : 7.858.017,32 €
- Les dettes à plus d'un an : 545.016.262,06 € , comprenant l'emprunt obligataire de 500 millions d'euros
- Les dettes à un an au plus : 182.680.005,80 €, dont 80.279.908,95 € de dettes commerciales, 23.869.853,43 € de dettes fiscales et 34.327.281,25 € d'autres dettes
- Les comptes de régularisation : 45.772.230,64 €

COMPTE DE RÉSULTATS

Le montant des ventes et prestations s'élève à 352.628.221,72 €.

Le coût des ventes et des prestations d'un montant de 267.819.801,39 € se décompose comme suit :

- | | |
|--|------------------|
| • Approvisionnements et marchandises : | 36.743.183,35 € |
| • Services et biens divers : | 163.100.479,99 € |
| • Amortissements, réductions de valeur et provisions : | 45.069.682,55 € |
| • Autres charges d'exploitation : | 22.006.578,69 € |
| • Charges d'exploitation non récurrentes : | 899.876,81 € |

Le résultat financier se solde par un résultat négatif de 8.783.954,55 €.

Le résultat de l'exercice avant impôts se solde par un bénéfice de 76.024.465,78 €.

Le bénéfice après impôts s'élève à 50.932.783,90 €.

B. Affectation du résultat

Résultat à affecter :	50.932.783,90 €
Bénéfice reporté de l'exercice précédent :	15.507.329,68 €
Dotations à la réserve légale :	2.546.639,20 €
Bénéfice à reporter :	33.333.804,04 €
Rémunération du capital :	30.559.670,34 €

C. Risques et incertitudes auxquels la société est confrontée

Le Conseil d'Administration reste particulièrement attentif aux travaux législatifs liés à l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant les Décrets Electricité et Gaz.

Les nouveaux projets législatifs ne prévoient plus d'unbundling de propriété mais conserve les dispositions relatives à la suppression de la possibilité pour le GRD de se constituer sous la forme d'une société de droit privé mais bien sous la forme d'une personne morale de droit public détenue à raison d'au moins 75% du capital par des communes ou provinces, le reste pouvant être détenu par un ou plusieurs actionnaires privés.

Il en ressort que les GRD devront à l'avenir être constitués sous la forme d'intercommunale avec pour actionnaires les différents pouvoirs locaux attachés au GRD ou une intercommunale pure de financement regroupant ces mêmes pouvoirs locaux. Compte tenu des statuts actuels de PUBLIFIN srl, société mère du groupe, cette dernière ne pourrait être actionnaire du GRD RESA.

Le Conseil d'Administration a pris connaissance de la revue des risques de différentes natures liées à l'autonomisation de Resa du groupe Nethys. Elles consistent, pour l'essentiel, en des charges et investissements importants à allouer à la reconstruction d'une infrastructure IT visant à supporter les processus métiers de Resa, de la refonte organisationnelle globale des activités et d'une réallocation des ressources humaines, voire le cas échéant, d'engagements de personnel d'encadrement et de management.

D. Événements importants survenus depuis la clôture de l'exercice

Le Conseil d'Administration a pris connaissance de différentes pistes de réflexion nées de l'analyse menée avec le soutien du bureau de consultance Mc KINSEY sur le recalibrage du périmètre des activités de l'actionnaire majoritaire Nethys avec pour précepte l'autonomisation du GRD Resa du groupe Nethys. Cette décision a par ailleurs été actée par le Conseil d'Administration de Nethys comme s'imposant à la société, au regard du projet de

décret en cours d'adoption et de la position du régulateur. Le futur décret « GRD », passé en 2e et 3e lecture au cours du premier trimestre 2018, imposera à Resa des conditions d'actionariat et des conditions d'exploitation spécifiques. En effet, le GRD devra prendre la forme d'une personne morale de droit public détenue directement par la Province/ les communes ou par une intercommunale pure de financement. La position du régulateur consistant à amplifier l'indépendance du GRD vis-à-vis des sociétés du groupe imposera à Resa de détenir son personnel propre et d'empêcher les ressources de prêter pour différentes activités. Ces deux éléments entraînent l'autonomisation du GRD Resa vis-à-vis du groupe Nethys.

Sur base des analyses menées par le bureau d'expertise Mc KINSEY pour compte de l'actionnaire Nethys, des « disynergies » ont été estimées, en première approche, à 8 Millions d'€ annuels pour Resa et représentent une perte de valeur estimée de 90 millions d'€. L'interaction des services de support au sens large a permis jusqu'ici de générer des synergies extrêmement importantes qui se traduisent par des tarifs inférieurs à la moyenne pondérée des GRD wallons.

L'importance de ces « disynergies » nécessite une étude de « carve out » extrêmement précise en vue de disposer d'un cadastre global des opérations et des impacts en matière opérationnelle, d'allocations des ressources et des outils d'information notamment. Le coût global de ces opérations, non encore défini avec précision, aura un impact significatif sur les charges d'exploitation et d'investissements lors des prochains exercices.

E. Circonstances susceptibles d'avoir une influence notable sur le développement de la SA RESA

L'avant projet de décret de la Région wallonne modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ainsi que du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, dans sa rédaction au moment de l'établissement du présent rapport de gestion, aura pour principale incidence la mise en œuvre de l'autonomisation du GRD Resa du groupe Nethys-PUBLIFIN. Dans son rapport final du 1er mars 2018 sur le contrôle exercé sur le GRD Resa, la CWaPE estime qu'il y a lieu de privilégier une interprétation du décret électricité conforme à la directive électricité et de considérer que la notion de « producteur » au sens des articles 7 bis et 16§1er du décret électricité vise également les sociétés qui détiennent à la fois un producteur et un GRD. Le Conseil d'Administration ne partage toutefois pas l'interprétation de la CWaPE sur la notion de producteur étendue à Nethys et souligne les difficultés sociales substantielles ainsi qu'une vraisemblable augmentation de l'enveloppe salariale qui pourraient découler d'un transfert du personnel de Nethys. Resa plaide fortement pour que le personnel de Nethys puisse continuer à prêter pour le GRD car les « disynergies » qui vont en résulter sont extrêmement fortes.

En conclusion, la mise en conformité de la structure du Groupe PUBLIFIN à l'égard des futures dispositions des décrets Electricité et Gaz ne pourra se réaliser qu'après - ou concomitamment à - l'entrée en vigueur des dispositions légales précitées et moyennant de large coût de restructuration. L'actionnaire majoritaire Nethys a d'ores et déjà initié un ensemble d'analyses préparatoires aux fins de mettre en œuvre l'autonomisation du GRD Resa et son positionnement futur dans le paysage wallon de la distribution d'énergie.

F. Activités en matière de recherche et développement

Resa a des activités de recherche et développement dans les domaines suivants :

- le développement de nouveaux systèmes pour une distribution intelligente de l'électricité et du gaz: Smart Distribution.
- le développement de nouvelles techniques de communication et de télémétrie pour des équipements de distribution électrique: communications et courants faibles.
- le développement de nouveaux outils et méthodologies pour la gestion de l'infrastructure du réseau.
- le développement de nouvelles technologies liées à la distribution énergétique: veille technologique Electricité/Gaz.

G. Existence de succursales

Néant.

H. Informations sur l'usage d'instruments financiers

RESA S.A. a recours à des swaps de taux d'intérêts trois mois versus long terme.

Ensuite, nous vous informons que:

- Il n'y a pas d'intérêt opposé d'administrateurs et d'actionnaires.

Nous vous prions de bien vouloir approuver les comptes annuels présentés et de bien vouloir donner décharge aux administrateurs ainsi qu'au commissaire pour leur mission menée au cours de l'exercice écoulé.

Pour le Conseil d'administration,
Liège, le 28 mars 2018.

La Compagnie du Monty S.A.
Représentée par **Pierre MEYERS**
Le Président.



Rapport de rémunération

EXERCICE COMPTABLE DU 01/01/2017 AU 31/12/2017

Chers Actionnaires,

Conformément aux dispositions de l'article 100, 6° /3 du Code des Sociétés, nous avons l'honneur de vous faire, par la présente, un rapport de rémunération donnant un aperçu, sur une base individuelle, du montant des rémunérations et autres avantages, tant en espèces qu'en nature, accordés directement ou indirectement, pendant l'exercice social, aux administrateurs non exécutifs ainsi qu'aux administrateurs exécutifs pour ce qui concerne leur mandat en tant que membre du conseil d'administration, par la société ou une société qui fait partie du périmètre de consolidation de cette société.

Nous vous informons qu'aucune rémunération ni avantage n'a été attribué aux administrateurs de Resa SA pour l'exercice social 2017.

Les mandats d'Administrateurs au sein de Resa SA sont exercés à titre gratuit, étant entendu que ces administrateurs ont été rémunérés dans le cadre de l'exercice de leur mandat d'Administrateurs au sein de l'actionnaire majoritaire, Nethys SA.

4

Les réseaux d'électricité et de gaz au cœur de nos métiers



Principal acteur de la distribution d'électricité et de gaz naturel en province de Liège, RESA s'investit chaque jour pour améliorer la qualité de sa fourniture et adapter ses réseaux au développement de 73 communes.

Des missions

Acheminer l'énergie jusqu'à votre domicile

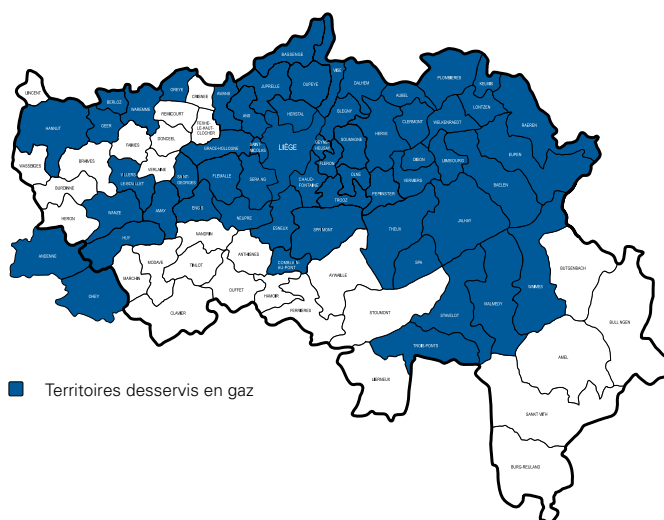
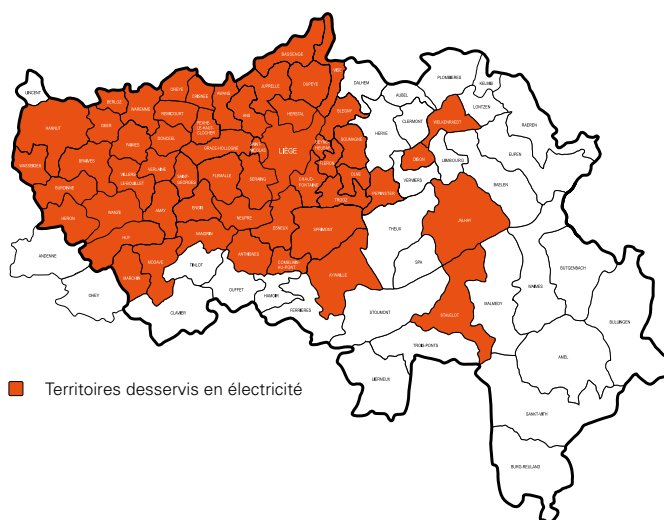
Que ce soit pour ses clients, particuliers ou professionnels, RESA construit, entretient et exploite les réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité, se charge des nouveaux raccordements et de la modification de raccordements existants et résout 24h/24 les pannes et les défaillances sur les réseaux.

En 2017 RESA enregistre 2.768 nouveaux raccordements au réseau électrique et 1.794 nouveaux raccordements au réseau de gaz.

Échanger les informations et contribuer au bon fonctionnement du marché

RESA assure le relevé et le traitement de toutes les informations relatives à l'activité de comptage, aux points de fourniture et aux données de consommation et les transmet aux fournisseurs en vue de la facturation.

RESA tient à jour le registre d'accès qui réunit les données relatives à près de 680.083 raccordements à l'électricité et au gaz et garantit l'accès à ses réseaux aux différents intervenants du marché.



Remplir ses obligations de service public et mettre son expertise au service des Liégeois

RESA conçoit, construit, entretient et alimente en énergie l'éclairage public des voiries communales.

RESA fournit de l'électricité et du gaz naturel aux consommateurs précarisés disposant du statut de « client protégé » et joue un rôle de « fournisseur social » auprès des clients qui ne trouvent pas de fournisseur commercial. A ce titre, RESA peut être amenée à installer un compteur à budget qui permet, grâce à son système de prépaiement, de mieux maîtriser son budget énergétique.

RESA sensibilise et encourage les particuliers et les collectivités locales à une utilisation plus rationnelle de l'énergie (URE). Parallèlement, RESA privilégie l'innovation technologique en œuvrant activement au développement des compteurs et réseaux intelligents.

Temps forts 2017

135.500 points lumineux d'éclairage public et un nouvel Arrêté de Gouvernement wallon (AGW)

RESA conçoit, développe, entretient et alimente en énergie l'éclairage public des voiries communales.

Réparti dans 54 communes liégeoises, le parc de RESA s'élève à **135.500** points lumineux.

L'entretien préventif, l'entretien curatif normal et l'organisation de l'entretien des éléments constitutifs des réseaux sont des missions assurées par les équipes de RESA. Les coûts d'entretien de l'éclairage public sont à charge des GRD depuis 2008.

Aujourd'hui, ces 135.500 points lumineux consomment 47 millions de kWh/an, ce qui représente une dépense de 7,6 millions d'euros.

Suite à un audit détaillé, RESA est aujourd'hui en mesure de fournir à chaque commune un inventaire des luminaires énergivores, par quartier et par rue, et de proposer des solutions qui permettraient de réduire la facture énergétique de 5,32 million d'euros, soit une réduction de la facture globale de 70 %. RESA propose notamment aux communes d'agir sur le matériel en place et d'adapter la puissance des luminaires aux besoins réels en tenant compte des normes d'éclairage en vigueur, des lieux à éclairer et de leur fréquentation.

En 2017, RESA a remplacé **28.012** lampes dans le cadre de l'entretien préventif systématique et **9.517** lampes à titre curatif (5 visites par an et par commune) soit **37.529** interventions.

Vers une meilleure efficacité énergétique

L'efficacité énergétique des installations d'éclairage public comprend 4 volets :

- le remplacement des armatures de la famille des vapeurs de mercure basse pression (tubes « fluo ») s'est achevé fin 2015. Malgré les faibles puissances de ces lampes, ce changement a permis une économie d'énergie de 55 %
- le remplacement, pour la fin 2018, des armatures de la famille des vapeurs de mercure haute pression interdites à la vente par l'Union européenne car trop énergivores.
- des investissements en vue de réaliser des économies d'énergie et d'entretien
- l'audit énergétique quinquennal

Le LED gagne du terrain

Les LED sont de plus en plus présents dans nos paysages urbains. Ces sources compactes permettent plus de flexibilité dans les designs, l'utilisation des couleurs et la gestion dynamique de la lumière ce qui les rend incontournables pour les illuminations. Outre l'éclairage décoratif, la technologie LED commence à prendre une place de plus en plus importante dans l'éclairage routier. Dans le cadre de chaque dossier de rénovation et d'extension, RESA a décidé de placer des luminaires équipés de « LED » et de dispositif de « dimming » afin de permettre aux communes impactées de réaliser des économies d'énergie substantielles et de répondre à la norme européenne en la matière

Le LED présente d'importantes avancées tant sur le plan environnemental que financier :

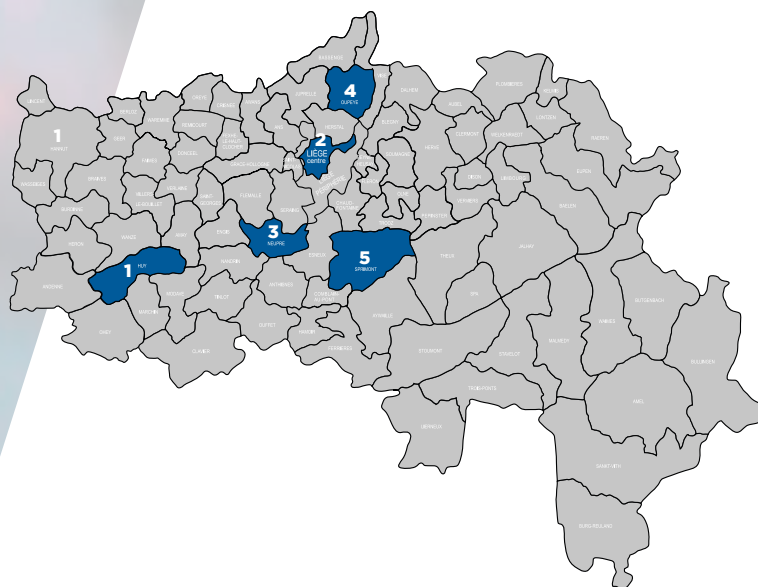
- diffusion d'une lumière blanche avec un meilleur rendu de couleur que la lumière jaune
- accroissement du sentiment de sécurité
- réduction de la consommation d'énergie
- augmentation de l'efficacité lumineuse
- adaptation de l'éclairage à chaque situation (dimming)
- diminution de la pollution lumineuse (modulation de la puissance et du flux lumineux)

Cette année RESA a réalisé un audit énergétique pour ses 54 communes affiliées. Ceux-ci mettent en exergue la situation de l'éclairage public. Ils préconisent également des pistes d'améliorations, notamment en matière d'économie d'énergie et de maintenance pour le parc des points lumineux de chaque commune.

Fin 2017, RESA a également débuté le remplacement d'environ 1.300 armatures à vapeur de mercure haute pression par un un éclairage LED « dimmé » dans 5 communes :

En 2017, le Gouvernement wallon a modifié l'AGW du 6 novembre 2008 relatif à l'OSP imposée aux GRD en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public (AGW du 14 septembre 2017) qui conduit RESA a établir un plan à 10 ans pour le remplacement de l'ensemble de notre parc d'éclairage public par une technologie LED ou toute autre équivalent.

Ce plan fera l'objet de présentation au niveau de la CWaPE et de nos 54 communes courant 2018.



COMMUNE	NOMBRE DE LED PLACÉS FIN 2017
1 HUY	689
2 LIEGE	147
3 NEUPRE	125
4 OUPEYE	107
5 SPRIMONT	93

■ COMMUNES ÉQUIPÉES EN LED FIN 2017, EN REMPLACEMENT DES VAPEURS DE MERCURE





Atrias, une réalisation complexe qui prend forme

Les GRD et Atrias sont engagés sur le programme Central Market System (clearing house fédérale) depuis plusieurs années. Ils mettent tout en œuvre afin de mener à bien ce projet complexe et important pour le secteur qui vise à réaliser une plateforme capable de supporter les échanges d'informations dans le monde SMART dont les prémices sont désormais perceptibles.

Les investissements tant humains que financiers dans ce projet national consentis par le GRD ont toutefois généré des discussions avec le Régulateur et ont permis de conclure à la reconnaissance dans les tarifs de distribution pour les périodes tarifaires 2015-2016 et 2017 d'une enveloppe forfaitaire complémentaire pour le projet sur base du nombre d'EAN à disposition des différents GRD, tenant compte du fait que le GRD supporte au cours des années 2016 et 2017 simultanément les coûts de développement de la clearing house Atrias (CMS) et les coûts de maintenance de la clearing house actuels sur base de l'introduction par le GRD d'un business plan pluriannuel des coûts et bénéfices escomptés du projet de clearing house Atrias.

L'année 2017 a connu un ensemble de tests et a conclu, au regard de la position de différents GRD investis dans ce programme, au report du go live de ce projet.

Chez RESA, le programme Atrias@RESA consolide toutes les composantes de la transformation interne visant à implémenter dans ses propres systèmes les changements liés à la mise en œuvre de ce nouveau modèle de marché ainsi que les spécificités liées à l'intégration avec le Central Market System.

Faciliter l'accès à l'énergie pour tous

Parmi les OSP à caractère social, RESA accompagne la clientèle protégée socialement et assume son rôle de fournisseur auprès des personnes en difficulté en leur garantissant un tarif social plus bas que n'importe quelle offre commerciale. En effet, l'un des objectifs poursuivis par la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité en Wallonie réside dans un renforcement de la protection des personnes à revenus modestes face au risque de se trouver privés de ressources devenues essentielles pour se chauffer, s'éclairer ou se nourrir.

Pour l'année 2017, le nombre de clients protégés alimentés par RESA en gaz et /ou en électricité s'élève à 23.111, soit une augmentation de 41% par rapport à l'année 2016 liée à la reprise de la gestion des réseaux du territoire de Liège centre-ville.

Afin de mieux maîtriser sa facture d'énergie et d'éviter des situations de surendettement, RESA se charge également du placement des compteurs à budget. Un compteur à budget permet, à l'aide d'une carte prépayée rechargeable, de payer de l'électricité et /ou du gaz à l'avance. Depuis 2013, les rechargements des compteurs à budget s'effectuent au moyen de terminaux bancaires, disponibles dans les bureaux d'accueil des Gestionnaires de Réseaux de Distribution, dans certains CPAS et chez de nombreux commerçants.

Au 31 décembre 2017, le parc à compteurs à budget actifs de RESA s'élève à 11.544 compteurs à budget gaz et 21 583 compteurs à budget électricité.

La reprise de la gestion opérationnelle des réseaux électriques du centre-ville de Liège.

Dans le cadre de la reprise de la gestion des réseaux électriques d'INTERMOSANE Secteur 1, une convention relative aux modalités d'exploitation par ORES de la distribution de l'électricité à Liège avait été conclue en 2011. La gestion opérationnelle a été confiée à ORES jusqu'au 31 décembre 2016 avec mise à disposition progressive de personnel RESA afin de remplacer les postes directement affectés à la gestion des réseaux sur le territoire de Liège centre-ville. Afin de permettre à RESA de reprendre pleinement la gestion opérationnelle des réseaux sur le territoire de Liège centre-ville sans impact sur les utilisateurs de réseaux, la convention relative aux modalités d'exploitation par ORES de la distribution de l'électricité à Liège au nom et pour compte de RESA a été prolongée jusqu'au 30 juin 2017.

La reprise effective est intervenue le 1^{er} juillet 2017.


Le projet E-Cloud

Pour rappel, le "E-Cloud" est un projet pilote, introduit auprès de la Région wallonne dans le cadre du Plan Marshall 4.0, qui tend à démontrer l'intérêt d'un système électrique intégrant des consommateurs et des unités de production locales en visant l'optimisation des flux d'énergie, optimisation tant pour les consommateurs et les producteurs que pour la collectivité.

Ce projet vise en premier lieu des PME dans deux zones d'activité économique, une sur le territoire du GRD RESA et l'autre sur le territoire du GRD ORES, tous deux coordinateurs du projet sur leur zone concernée.

En 2017, bien que le projet ait été approuvé par la DG06 - reconnaissant ainsi son caractère innovant - et compte tenu du changement de majorité au niveau du Gouvernement, les fonds des subsides n'ont à ce jour pas été perçus par les partenaires du projet. Toutefois, convaincus de l'utilité et de l'intérêt pour les industriels et les PME wallonnes, les partenaires ont démarré le projet sur leurs fonds propres et viennent de terminer la phase d'analyse et de simulations début de l'année 2018.





Cette première phase a pu se réaliser grâce au concours des clients des 2 zones d'activité sélectionnées. Après une séance d'information et des rencontres individuelles, ce sont pas loin de 25% des clients raccordés dans ces zones qui ont marqué intérêt et ont signé une convention de participation à la phase. Ce taux de participation est, pour les partenaires du projet, un important indicateur. Il rassure sur le fait que le concept de l'E-Cloud répond bien aux préoccupations du public cible, les PME des zonings wallons.

Dans ce projet, les GRD sont en charge de la collecte des différentes données permettant une facturation correcte des échanges d'énergie à l'intérieur de la communauté de l'E-Cloud et le lien avec le marché d'énergie.

Les GRD ont également la volonté de donner aux différents clients des prévisions sur leur profil de consommation et de production et ce de manière à permettre aux clients participants d'optimiser leur profil de consommation en fonction de ces prévisions. Il est à noter que le GRD ne fait que communiquer ces informations. Il revient au client lui-même, voire à d'autres prestataires de services que le client pourrait choisir librement, d'utiliser ces informations pour piloter ses processus de consommation. Nous estimons que les GRD sont, là aussi, dans leur rôle de facilitateur de marché en créant les conditions optimales à l'émergence de nouveaux services aux PME. Les moyens de mise à disposition de ces prévisions vers les clients seront étudiés en 2018. Pour la réalisation même des prévisions, les GRD comptent repartir des modèles développés dans le cadre du projet GREDOR.

Après de nombreuses simulations, les GRD ont pu trouver une configuration qui permettrait une diminution du coût de l'électricité pour les clients participants à l'E-Cloud tout en garantissant une rentabilité aux investisseurs des moyens de production (de l'ordre de 7%).

Le but du projet est bien de :

- Vérifier l'impact que pourrait avoir un « fonctionnement en E-cloud » sur la manière de consommer des clients partenaires ;
- Voir l'influence que peut avoir l'E-cloud sur les flux d'énergie (injection/prélèvement) au niveau du poste ELIA ;
- Montrer que l'E-cloud est une façon de soutenir le développement des énergies renouvelables sans recourir au mécanisme des certificats verts ;
- S'assurer que l'ensemble des acteurs de l'E-cloud soient gagnants en minimisant l'impact sur la facture de distribution des clients hors E-cloud et/ou en ayant un impact inférieur par rapport à d'autres modèles de développement des énergies renouvelables existants (ligne directe, autoconsommation individuelle) ou futur (micro-réseau).

Pour maximiser les gains de l'E-Cloud, l'implication des clients partenaires est essentielle. Les GRD sont convaincus que seule la confrontation avec la réalité du terrain permettra de valider les hypothèses et simulations réalisées dans la première partie du projet.

C'est la raison pour laquelle les deux GRD ont sollicité l'accord de la CWaPE pour déployer les outils E-Cloud sur les zones définies, en bénéficiant d'une exception tarifaire sur base de l'article 21 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD de gaz ou d'électricité. La réponse de la CWaPE est prévue pour le premier trimestre 2018.

Une politique dynamique d'investissement

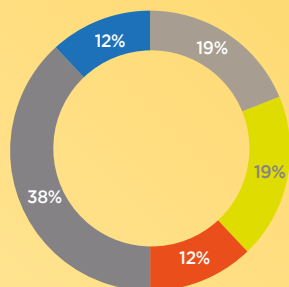
Investissements dans le réseau d'électricité

En 2017, RESA a investi plus de 43 millions d'euros dans son réseau d'électricité, répartis comme suit :

RÉSEAU	Investissements bruts [k EUR]	%
BT	24.293	56%
MT	18.618	43%
AUTRES	526	1%
TOTAL	43.437	100%

Comme chaque année, RESA a réalisé plusieurs ouvrages majeurs sur son réseau de distribution d'électricité en vue d'améliorer l'efficacité, la sécurité et la qualité de celui-ci :

INVESTISSEMENT 2017	[millions EUR]
Sécurité	1,2
Qualité	1,2
Efficacité	0,8
Besoin en capacité	2,5
Parallèle avec investissements Elia	0,8
TOTAL	6,4



■ Sécurité ■ Qualité ■ Efficacité
■ Besoin en capacité ■ Parallèle avec Investissements ELIA

Les principaux chantiers

Amélioration de l'alimentation dans la vallée du Geer à Bassenge

Des câbles moyenne tension ont été posés pour la suppression de deux réseaux en antenne au départ des cabines réseaux GENDARMERIE et HAESSEN. Ces poses faciliteront le transfert de charges en supprimant des tronçons de câbles de faible section et éviteront des différences de tension lorsque l'on bascule d'un point d'injection à un autre (MALVOIE / ALLEUR). RESA a posé 1.985 m de câbles et désaffecté 849 m de câbles papier vétustes.

Amélioration de l'alimentation d'une partie de la commune d'Oupeye

Des câbles moyenne tension ont été posés pour l'amélioration de l'alimentation d'une partie d'Oupeye au départ de la sous-station des HAUTS SARTS à Herstal (départ EMUBEL). Ces poses ont également permis de supprimer une ligne aérienne moyenne tension surplombant des habitations et jardins. RESA a posé 3.390 m de câbles, désaffecté 2.685 m de câbles papier vétustes et démonté 420 m de lignes aériennes.

Amélioration de l'alimentation d'une partie de la Ville d'Hannut

Des câbles moyenne tension ont été posés pour l'amélioration de l'alimentation d'une partie d'Hannut au départ de la cabine divisionnaire d'HANNUT GARE à Hannut (départ TALLEYRAND). Ces poses ont également permis de supprimer plusieurs terminales en fonte situées dans les cabines le long des poses ainsi que la suppression d'une cabine client vétuste dans un immeuble. RESA a posé 1.646 m de câbles et désaffecté 1.888 m de câbles papier vétustes.

Suppression de surplombs et de lignes aériennes

En 2017, RESA a consacré une part de l'investissement stratégique à l'enfouissement de plusieurs lignes aériennes vétustes et l'élimination de surplomb en zones d'habitats et arborées. Un premier projet sur la commune de Juprelle et le second sur la commune d'Aywaille. Ces différentes poses de câbles vont permettre de fiabiliser l'alimentation des clients mais également l'amélioration de la conduite du réseau lors de dépannages. Pour ces deux projets, RESA a posé 8.677 m de câbles et démonté 7.050 m de lignes aériennes.

Investissements dans le réseau de gaz

En 2017, RESA a investi plus de 33 millions d'euros dans son réseau de gaz, répartis comme suit :

RÉSEAU	Investissements bruts [k EUR]	%
BP	27.205	81,6%
MP	6.033	18,1%
AUTRES	88	0,3%
TOTAL	33.326	100%

Comme chaque année, RESA a réalisé plusieurs ouvrages majeurs sur son réseau de distribution de gaz naturel, qu'il s'agisse de renouvellements de conduites, de déplacements, d'extensions et de bouclages techniques mais également de mise en place de nouvelles cabines gaz ou de renouvellement de celles-ci.

Les principaux chantiers

Chantier de renouvellements et déplacements

Chantier à Seraing, rue du Molinay

Dans le cadre du projet de rénovation du quartier Molinay, RESA a procédé au renouvellement de 625m de canalisations basse pression ainsi que les raccordements des URD dans la zone concernée par l'assainissement.

Chantier à Eupen Herbenthalerstrasse

Dans le cadre du projet d'aménagement par le SPW de la rue principale pour se diriger vers le centre-ville d'Eupen, RESA a procédé au renouvellement et déplacement de 2400m de canalisations BP et MP. Ce chantier s'est terminé en 2017 à l'issue de 3 phases distinctes dont la première avait débuté en 2015

Extensions et bouclages techniques

Chantier à Stavelot, rue Basse-Levée

Afin de sécuriser le réseau de Stavelot en cours de développement, RESA a procédé au bouclage technique de deux cabines réseau. Ce bouclage a nécessité la pose d'une canalisation basse pression en DN 160 sur une longueur de 1200 m.

Chantier Ivoz, Avenue Gonda – Seraing, Val Saint-Lambert

En 2017, RESA a finalisé la seconde phase du chantier moyenne pression 15 bar pour alimenter une station de répartition 15bar/5bar d'une capacité de 30.000 Nm³/h au départ de la nouvelle station Fluxys d'Ivoz-Ramet. Cette pose totalisait 2700m de canalisations DN200 (dont 1900m en 2017). Cet investissement permettra d'augmenter la capacité de réinjection vers le réseau MP du centre de Seraing mais renforcera également la rive gauche au niveau de Flémalle.

Nouvelles cabines réseau et clients

Une nouvelle cabine réseau a également été construite en 2017, ainsi que 7 cabines pour clients :

Localité	Adresse	Type de cabine	Capacité (Nm ³ /h)
Liège	Rue Fusch	Cabine réseau 5bar/20mbar	400
Herstal	Rue de l'Ecole Technique	Client IPES Herstal	650
Oupeye	Trilogiport	Client DL Trilogiport	250
Eupen	Rue Hütte	Client Piscine communale	100
Battice	Rue des Gayettes	Client Haver Belgium	250
Welkenraedt	Chemin du Duc	Client Dantresangle	
Seraing	Rue Camille Lemonnier	Client Ecole Fédé Wallonie-Bxl	
Limbourg	Quai des Religieuses	Client Ecole Ste-Claire	100

RESA a ensuite procédé au renouvellement de six cabines réseau :

Localité	Adresse	Type de cabine	Capacité (Nm ³ /h)
Beyne-Heusay	Rue du Homvent	5bar/20mbar	1.500
Liège	Rue Sainte-Walburge	5 bar/20 mbar	1.500
Liège	Angleur, Parc Communal	5 bar/20 mbar	1.500
Liège	Angleur, rue Vaudrée	5 bar/100 mbar/20mbar	2.500
Liège	Sclessin, rue de la Centrale	5 bar/100 mbar	1.500
Huy	Rue de Durbuy	5 bar/100 mbar	750

Investissements supports

En 2017, RESA a investi dans son informatique et ses bâtiments plus de 5 millions d'euros, répartis comme suit :

SUPPORT	Investissements bruts [k EUR]	%
Facility	3.465	64%
IT	1.911	36%
TOTAL	5.376	100%

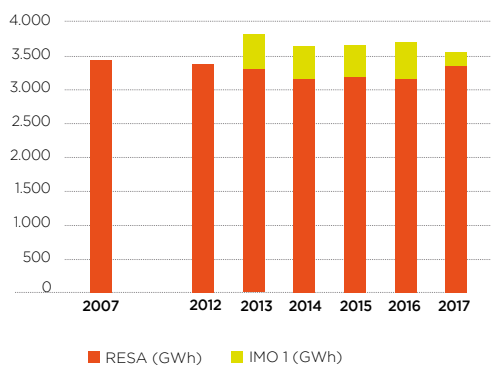


Énergie appelée

En 2017, l'énergie appelée pour l'ensemble des réseaux RESA est de 3.601.562.941 kWh.

Nous constatons sur le territoire de RESA une diminution de 0,94 % sur le volume prélevé, tous clients confondus, en 2017 par rapport à celui de l'année 2016.

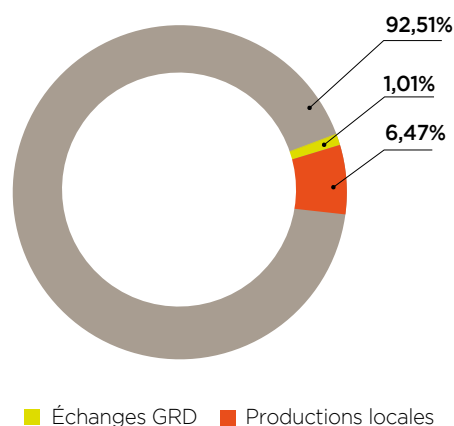
L'évolution de l'énergie appelée durant les onze dernières années pour l'ensemble de la clientèle RESA apparaît comme suit :



La partie Interмосane 1 a été intégrée aux chiffres de Resa à partir de juin 2017.

Provenance de l'énergie consommée en 2017

L'énergie totale annuelle qui est de 3.601.562.941 kWh provient de :



L'énergie totale ayant transité sur notre réseau en 2017 est de 3.658.488.543 kWh.

Énergie totale consommée

La répartition des énergies consommées, pour l'ensemble des réseaux RESA, se présente respectivement comme indiqué dans le tableau ci-contre :

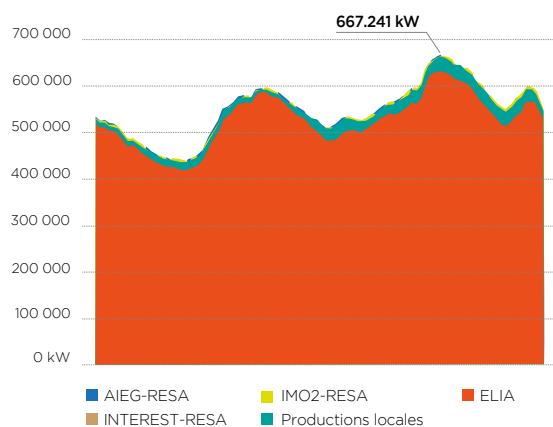
Puissance maximale quart-horaire

Sur le territoire Resa, y inclus le centre-ville de Liège, la puissance maximale quart-horaire de l'année se situe le **mardi 18 janvier 2017**.

A cette date, le maximum de la puissance prélevée à 18h30' sur notre réseau a été de 667.241 kW.

Il est à noter que la puissance maximale de 2017 a été atteinte durant la période d'heure pleine.

Mardi 18 janvier 2017 :



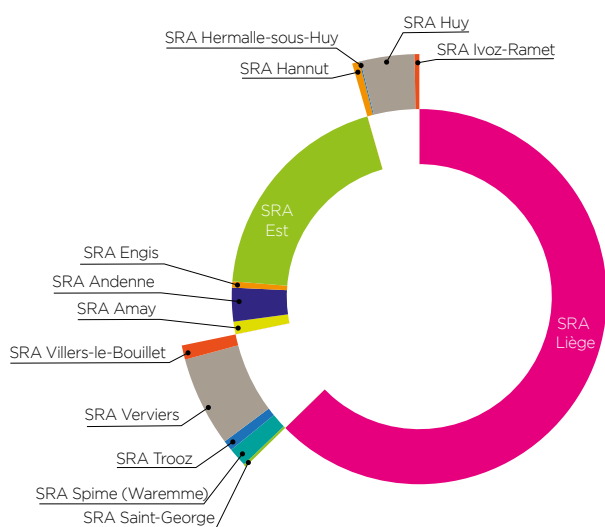
Énergies consommées (kWh)

SECTEUR	2017	
	ÉNERGIE (kWh)	RÉPARTITION (%)
BASSE TENSION		
Usages résidentiels et non résidentiels	1.766.416.908	97,58
Éclairage public	43.758.648	2,42
Total	1.810.175.557	53,34
MOYENNE TENSION		
Services	734.379.613	46,38
Industrie	848.980.450	53,62
Total	1.583.360.062	46,66
TOTAL GÉNÉRAL	3.393.535.619	100,00

La périodicité annuelle des facturations Basse Tension, répartie sur toute l'année, a pour conséquence que la globalisation de ces énergies ne représente pas l'exercice civil, mais plutôt une année mobile qui débiterait au milieu de l'année précédente.

Énergie appelée sur le réseau RESA

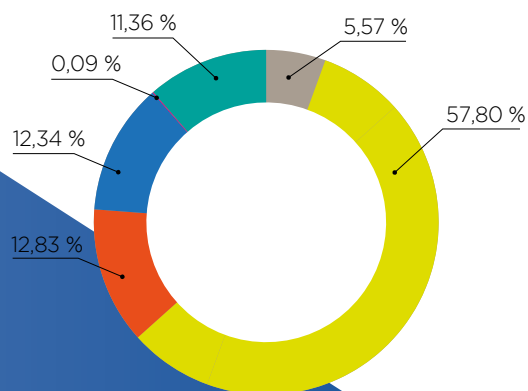
Le réseau de RESA est divisé en 14 SRA (Station de Réception Agrégée).



Ci-dessous la répartition de l'énergie appelée sur le réseau :

Nom du SRA	Énergie appelée en 2017 [kWh]
SRA Amay	62.858.458
SRA Andenne	167.084.115
SRA Engis	30.699.444
SRA Est	1.107.035.980
SRA Hannut	28.076.518
SRA Hermalle-sous-Huy	4.271.855
SRA Huy	206.060.052
SRA Ivoz-Ramet	18.519.831
SRA Liège	3.604.806.417
SRA Saint-Georges-sur-Meuse	10.355.533
SRA Spime (Waremme)	72.969.082
SRA Trooz	40.218.898
SRA Verviers	345.048.211
SRA Villers-le-Bouillet	54.591.025

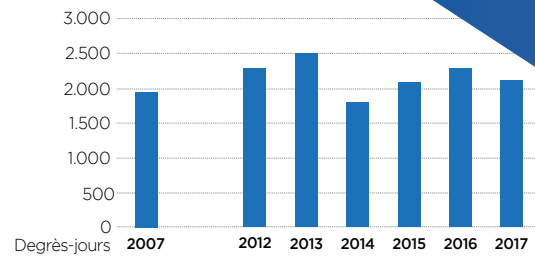
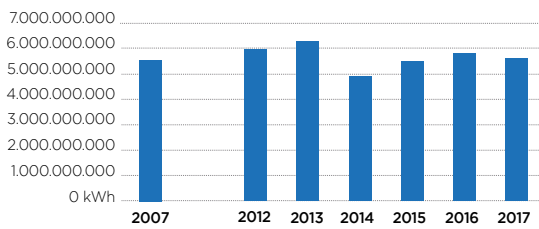
Répartition des ventes par tarif – volumes



Énergie appelée

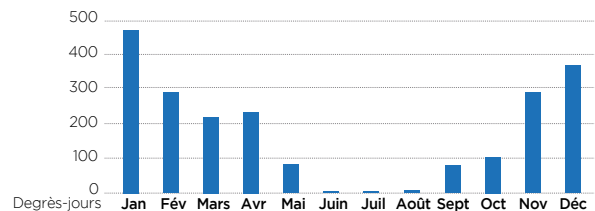
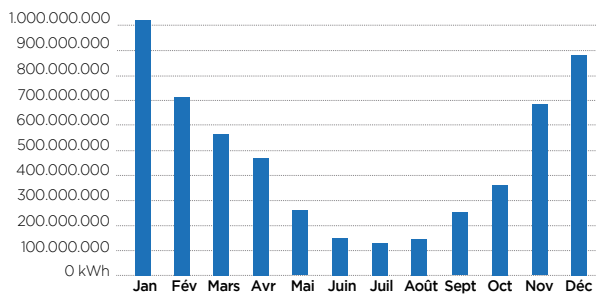
En 2017, l'énergie appelée pour l'ensemble des réseaux de RESA est de 5.752.595.419 kWh, soit une diminution de 1,78 % tous clients confondus par rapport à l'infeed de 2016. Cette diminution peut être expliquée par la somme des degrés-jours en diminution de 7,51 %. En effet, l'année 2017 a été plus chaude que l'année 2016 (2.330 degrés-jours en 2016 pour 2.155 en 2017).

Tarif	Volume
T1 (0-5000 kWh)	5,57 %
T2 (5001-150.000 kWh)	57,80 %
T3 (150.001-1.000.000 kWh)	12,83 %
T4 (>1.000.000 kWh)	12,34 %
T5 (<10.000.000 kWh - AMR)	11,36 %
T6 (>10.000.000 kWh - AMR)	0,09 %



Le graphique “degré-jour” donne une image de la température et donc du profil moyen des besoins en chauffage d'une habitation. On notera en ce qui concerne le gaz, que l'énergie annuelle ou mensuelle y est fortement liée.

Ci-dessous, l'énergie appelée par mois en 2017 avec la somme des degrés-jours correspondants. La période la plus froide de l'année se trouve en janvier - février et novembre - décembre.

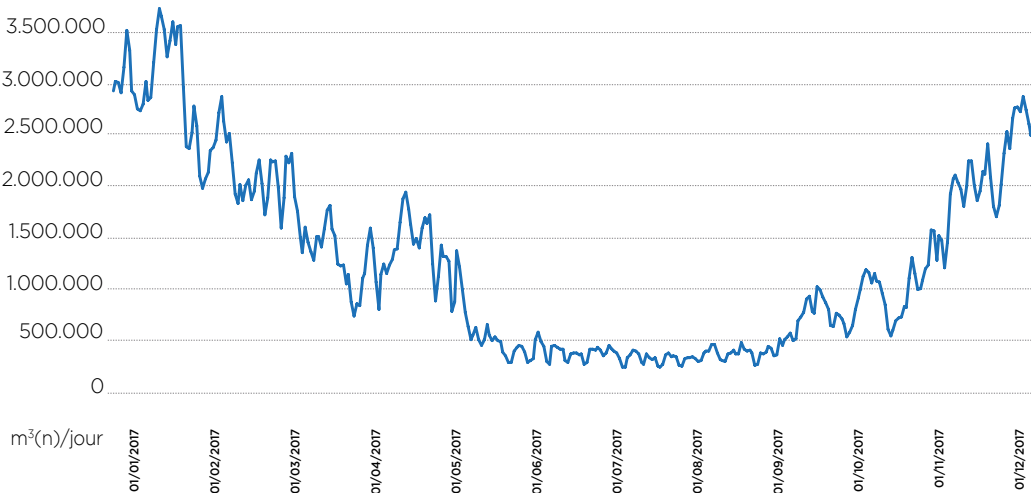


* Les degrés-jours sont un critère permettant d'évaluer le froid pour une période donnée. Pour calculer les degrés-jours équivalents en Belgique, il est nécessaire de connaître d'abord les températures équivalentes.

Volume horaires

En 2017, le jour le plus froid est le 18/01/2017 (-3 degrés Celsius ce qui équivaut à 19 Degrés- jours puisque c'est le nombre de degrés en dessous de 16,5 degrés de moyenne sur une journée mesurée à Uccle) avec une consommation sur la journée de 3.733.433 Nm³ dont une pointe horaire à 7h00 de 192.646 Nm³.

Ci-dessous, les volumes horaires injectés dans le réseau en 2017 (en Nm³).



5





Comptes annuels 2017

5.1. Bilan après répartition au 31 décembre 2017

(en milliers d'euros)

ACTIF	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
FRAIS D'ÉTABLISSEMENT	20		
ACTIFS IMMOBILISÉS	21/28	1.326.331	1.303.877
I. Immobilisations incorporelles	21	19.158	21.307
II. Immobilisations corporelles	22/27	1.307.080	1.282.472
A. Terrains et constructions	22	41.082	41.334
B. Installations, machines et outillage	23	1.203.323	1.160.880
C. Mobilier et matériel roulant	24	8.399	6.461
D. Location-financement et droits similaires	25	1.388	1.446
E. Autres immobilisations corporelles	26		
F. Immobilisations en cours et acomptes versés	27	52.888	72.351
III. Immobilisations financières	28	93	98
A. Entreprises liées	280/1		
1. Participations	280		
2. Créances	281		
B. Entreprises avec lesquelles il existe un lien de participation	282/3	88	88
1. Participations	282	88	88
2. Créances	283		
C. Autres immobilisations financières	284/8	5	10
1. Actions et parts	284		4
2. Créances et cautionnements en numéraire	285/8	5	6
ACTIFS CIRCULANTS	29/58	157.352	163.503
IV. Créances à plus d'un an	29		
A. Créances commerciales	290		
B. Autres créances	291		
V. Stocks et commandes en cours d'exécution	3	14.356	13.511
A. Stocks	30/36	13.886	13.940
1. Approvisionnements	30/31	13.736	13.790
2. En-cours de fabrication	32	150	150
3. Produits finis	33		
4. Marchandises	34		
5. Immeubles destinés à la vente	35		
6. Acomptes versés	36		
B. Commandes en cours d'exécution	37	470	454
VI. Créances à un an au plus	40/41	82.988	90.937
A. Créances commerciales	40	79.922	74.172
B. Autres créances	41	3.066	16.765
VII. Placements de trésorerie	50/53		
A. Actions propres	50		
B. Autres placements	51/53		
VIII. Valeurs disponibles	54/58	36.704	42.594
IX. Comptes de régularisation	490/1	23.304	15.578
TOTAL DE L'ACTIF	20/58	1.483.683	1.467.380

PASSIF	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
CAPITAUX PROPRES	10/15	702.357	681.041
I. Capital	10	657.880	657.880
A. Capital souscrit	100	657.880	657.880
B. Capital non appelé *	101		
II. Primes d'émission	11		
III. Plus-values de réévaluation	12		
IV. Réserves	13	8.310	5.763
A. Réserve légale	130	8.310	5.763
B. Réserves indisponibles	131		
1. Pour actions propres	1310		
2. Autres	1311		
C. Réserves immunisées	132		
D. Réserves disponibles	133		
V. Bénéfice (Perte) reporté(e) (+)/(-)	14	33.334	15.507
VI. Subsidés en capital	15	2.833	1.891
VII. Avance aux associés sur répartition de l'actif net **	19		
PROVISIONS ET IMPÔTS DIFFÉRÉS	16	7.858	7.890
VIII. Provisions pour risques et charges	160/5	7.858	7.890
A. Pensions et obligations similaires	160		
B. Charges fiscales	161		
C. Grosses réparations et gros entretien	162		17
D. Obligations environnementales	163		
E. Autres risques et charges	164/5	7.858	7.873
IX. Impôts différés	168		
DETTES	17/49	773.468	778.449
X. Dettes à plus d'un an	17	545.016	567.870
A. Dettes financières	170/4	545.016	567.870
1. Emprunts subordonnés	170		
2. Emprunts obligataires non subordonnés	171	500.000	515.000
3. Dettes de location-financement et dettes assimilées	172	33	100
4. Établissements de crédit	173	44.983	52.770
5. Autres emprunts	174		
B. Dettes commerciales	175		
1. Fournisseurs	1750		
2. Effets à payer	1751		
C. Acomptes reçus sur commandes	176		
D. Autres dettes	178/9		
XI. Dettes à un an au plus	42/48	182.680	171.540
A. Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42	22.853	7.962
B. Dettes financières	43		1
1. Établissements de crédit	430/8		
2. Autres emprunts	439		1
C. Dettes commerciales	44	80.280	74.986
1. Fournisseurs	440/4	80.280	74.986
2. Effets à payer	441		
D. Acomptes reçus sur commandes	46	21.350	19.569
E. Dettes fiscales, salariales et sociales	45	23.870	34.451
1. Impôts	450/3	23.870	34.451
2. Rémunérations et charges sociales	454/9		
F. Autres dettes	47/48	34.327	34.571
XII. Comptes de régularisation	492/3	45.772	39.039
TOTAL DU PASSIF	10/49	1.483.683	1.467.380

* Montant venant en déduction du capital souscrit.

** Montant venant en déduction des autres composantes des capitaux propres.

5.2. Compte de résultats au 31 décembre 2017

(en milliers d'euros)

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Ventes et prestations	70/76A	352.629	337.629
A. Chiffre d'affaires	70	279.958	263.057
B. En-cours de fabrication, produits finis et commandes en cours d'exécution : augmentation (réduction) (+)/(-)	71	16	218
C. Production immobilisée	72	67.925	64.059
D. Autres produits d'exploitation	74	3.936	9.644
E. Produits d'exploitation non récurrents	76A	794	651
II. Coût des ventes et des prestations	60/66A	267.820	264.199
A. Approvisionnements et marchandises	60	36.743	34.400
1. Achats	600/8	36.711	35.065
2. Stocks : réduction (augmentation) (+)/(-)	609	32	-665
B. Services et biens divers	61	163.101	157.360
C. Rémunérations, charges sociales et pensions (+)/(-)	62		
D. Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorporelles et corporelles	630	44.172	44.017
E. Réductions de valeur sur stocks, sur commandes en cours d'exécution et sur créances commerciales : dotations (reprises) (+)/(-)	631/4	929	-185
F. Provisions pour risques et charges : dotations (utilisations et reprises) (+)/(-)	635/8	-32	-46
G. Autres charges d'exploitation	640/8	22.007	26.946
H. Charges d'exploitation portées à l'actif au titre de frais de restructuration (-)	649		
I. Charges d'exploitation non récurrentes	66A	900	1.707
III. Bénéfice (Perte) d'exploitation(+)/(-)	9901	84.809	73.430

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Produits financiers	75/76B	95	62
A. Produits financiers récurrents	75	95	62
1. Produits des immobilisations financières	750		
2. Produits des actifs circulants	751	26	8
3. Autres produits financiers	752/9	69	54
B. Produits financiers non récurrents	76B		
II. Charges financières	65/66B	8.879	12.319
A. Charges financières récurrentes	65	8.879	12.319
1. Charges des dettes	650	8.819	11.158
2. Réductions de valeur sur actifs circulants autres que stocks, commandes en cours et créances commerciales : dotations (reprises) (+)/(-)	651		
3. Autres charges financières	652/9	60	1.161
B. Charges financières non récurrentes	66B		
III. Bénéfice (Perte) de l'exercice avant impôts (+)/(-)	9903	76.025	61.173
IV. Prélèvements sur les impôts différés	780		
V. Transfert aux impôts différés	680		
VI. Impôts sur le résultat (+) / (-)	67/77	25.092	16.866
A. Impôts	670/3	25.342	17.351
B. Régularisations d'impôts et reprises de provisions fiscales	77	250	485
VII. Bénéfice (Perte) de l'exercice (+) / (-)	9904	50.933	44.307
VIII. Prélèvements sur les réserves immunisées	789		
IX. Transfert aux réserves immunisées	689		
X. Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter (+) / (-)	9905	50.933	44.307

5.3. Affectations et prélèvements (en milliers d'euros)

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Bénéfice (Perte) à affecter (+)/(-)	9906	66.440	44.307
A. Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter (+)/(-)	(9905)	50.933	44.307
B. Bénéfice (Perte) reporté(e) de l'exercice précédent (+)/(-)	14P	15.507	
II. Prélèvements sur les capitaux propres	791/2		
A. sur le capital et les primes d'émission	791		
B. sur les réserves	792		
III. Affectations aux capitaux propres	691/2	2.546	2.216
A. au capital et aux primes d'émission	691		
B. à la réserve légale	6920	2.546	2.216
C. aux autres réserves	6921		
IV. Bénéfice (Perte) à reporter (+)/(-)	(14)	33.334	15.507
V. Intervention d'associés dans la perte	794		
VI. Bénéfice à distribuer	694/7	30.560	26.584
A. Rémunération du capital	694	30.560	26.584
B. Administrateurs ou gérants	695		
C. Employés	696		
D. Autres allocataires	697		

5.4. Annexes aux comptes annuels (en milliers d'euros)

ÉTAT DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

FRAIS DE DÉVELOPPEMENT	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8051P		64
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8021		
B. Cessions et désaffectations	8031		
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8041		
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8051	64	
IV. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8121P		64
V. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8071		
B. Repris	8081		
C. Acquis de tiers	8091		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8101		
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8111		
VI. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8121	64	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	81311		

CONCESSIONS, BREVETS, LICENCES, SAVOIR-FAIRE, MARQUES ET DROITS SIMILAIRES	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8052P		42.293
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8022	648	
B. Cessions et désaffectations	8032		
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8042	17	
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8052	42.958	
IV. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8122P		30.482
V. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8072	3.361	
B. Repris	8082		
C. Acquis de tiers	8092		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8102		
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8112		
VI. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8122	33.843	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	211	9.115	

GOODWILL	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8053P		6.609
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8023		
B. Cessions et désaffectations	8033		
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8043		
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8053	6.609	
IV. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8123P		2.600
V. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8073	650	
B. Repris	8083		
C. Acquis de tiers	8093		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8103		
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8113		
VI. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8123	3.250	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	212	3.359	

ACOMPTES VERSÉS	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8054P		5.487
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8024	1.214	
B. Cessions et désaffectations	8034		
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8044	-17	
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8054	6.684	
IV. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8124P		
V. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8074		
B. Repris	8084		
C. Acquis de tiers	8094		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8104		
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8114		
VI. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8124		
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	213	6.684	

ÉTAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

TERRAINS ET CONSTRUCTIONS	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8191P		71.874
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8161	1.272	
B. Cessions et désaffectations	8171	546	
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8181	89	
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8191	72.689	
IV. Plus-values au terme de l'exercice	8251P		6.731
V. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8211		
B. Acquises de tiers	8221		
C. Annulées	8231	28	
D. Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8241		
VI. Plus-values au terme de l'exercice	8251	6.703	
VII. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8321P		37.272
VIII. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8271	1.268	
B. Repris	8281		
C. Acquis de tiers	8291		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8301	230	
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8311		
IX. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8321	38.310	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(22)	41.082	

INSTALLATIONS, MACHINES ET OUTILLAGE	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8192P		1.520.854
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8162	27.470	
B. Cessions et désaffectations	8172	1.777	
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8182	52.738	
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8192	1.599.285	
IV. Plus-values au terme de l'exercice	8252P		499.713
V. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8212		
B. Acquises de tiers	8222		
C. Annulées	8232	482	
D. Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8242		
VI. Plus-values au terme de l'exercice	8252	499.231	
VII. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8322P		859.688
VIII. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8272	36.866	
B. Repris	8282		
C. Acquis de tiers	8292		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8302	1.360	
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8312		
IX. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8322	895.194	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(23)	1.203.322	

MOBILIER ET MATÉRIEL ROULANT	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8193P		31.121
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8163	2.166	
B. Cessions et désaffectations	8173	4.970	
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8183	1.791	
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8193	30.108	
IV. Plus-values au terme de l'exercice	8253P		597
V. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8213		
B. Acquises de tiers	8223		
C. Annulées	8233	51	
D. Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8243		
VI. Plus-values au terme de l'exercice	8253	546	
VII. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8323P		25.257
VIII. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8273	1.970	
B. Repris	8283		
C. Acquis de tiers	8293		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8303	4.972	
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8313		
IX. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8323	22.255	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(24)	8.399	

LOCATION-FINANCEMENT ET DROITS SIMILAIRES	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8194P		1.908
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8164		
B. Cessions et désaffectations	8174		
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8184		
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8194	1.908	
IV. Plus-values au terme de l'exercice	8254P		
V. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8214		
B. Acquises de tiers	8224		
C. Annulées	8234		
D. Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8244		
VI. Plus-values au terme de l'exercice	8254		
VII. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8324P		462
VIII. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8274	58	
B. Repris	8284		
C. Acquis de tiers	8294		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8304		
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8314		
IX. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8324	520	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(25)	1.388	
DONT			
A. Terrains et constructions	250	1.388	
B. Installations, machines et outillage	251		
C. Mobilier et matériel roulant	252		

IMMOBILISATIONS EN COURS ET ACOMPTES VERSÉS	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8196P		72.351
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions, y compris la production immobilisée	8166	35.155	
B. Cessions et désaffectations	8176		
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8186	-54.618	
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8196	52.888	
IV. Plus-values au terme de l'exercice	8256P		
V. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8216		
B. Acquises de tiers	8226		
C. Annulées	8236		
D. Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8246		
VI. Plus-values au terme de l'exercice	8256		
VII. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8326P		
VIII. Mutations de l'exercice			
A. Actés	8276		
B. Repris	8286		
C. Acquis de tiers	8296		
D. Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8306		
E. Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8316		
IX. Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8326		
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(27)	52.888	

**ENTREPRISES AVEC LIEN DE PARTICIPATION -
PARTICIPATIONS, ACTIONS ET PARTS**

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8392P		117
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions	8362		
B. Cessions et retraits	8372		
C. Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8382		
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8392	117	
IV. Plus-values au terme de l'exercice	8452P		
V. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8412		
B. Acquises de tiers	8422		
C. Annulées	8432		
D. Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8442		
VI. Plus-values au terme de l'exercice	8452		
VII. Réductions de valeur au terme de l'exercice	8522P		
VIII. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8472		
B. Reprises	8482		
C. Acquises de tiers	8492		
D. Annulées à la suite de cessions et retraits	8502		
E. Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8512		
IX. Réductions de valeur au terme de l'exercice	8522		
X. Montants non appelés au terme de l'exercice	8552P		29
XI. Mutations de l'exercice (+)/(-)	8542		
XII. Montants non appelés au terme de l'exercice	8552	29	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(282)	88	

**AUTRES ENTREPRISES -
PARTICIPATIONS, ACTIONS ET PARTS**

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393P		4
II. Mutations de l'exercice			
A. Acquisitions	8363		
B. Cessions et retraits	8373	4	
C. Transferts d'une rubrique à une autre(+)/(-)	8383		
III. Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393		
IV. Plus-values au terme de l'exercice	8453P		
V. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8413		
B. Acquises de tiers	8423		
C. Annulées	8433		
D. Transférées d'une rubrique à une autre(+)/(-)	8443		
VI. Plus-values au terme de l'exercice	8453		
VII. Réductions de valeur au terme de l'exercice	8523P		
VIII. Mutations de l'exercice			
A. Actées	8473		
B. Reprises	8483		
C. Acquises de tiers	8493		
D. Annulées à la suite de cessions et retraits	8503		
E. Transférées d'une rubrique à une autre(+)/(-)	8513		
IX. Réductions de valeur au terme de l'exercice	8523		
X. Montants non appelés au terme de l'exercice	8553P		
XI. Mutations de l'exercice (+)/(-)	8543		
XII. Montants non appelés au terme de l'exercice	8553		
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(284)		

**AUTRES ENTREPRISES
CRÉANCES**

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	285/8P		6
I. Mutations de l'exercice			
A. Additions	8583		
B. Remboursements	8593	1	
C. Réductions de valeur actées	8603		
D. Réductions de valeur reprises	8613		
E. Différences de change (+)/(-)	8623		
F. Autres (+)/(-)	8633		
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(285/8)	5	
RÉDUCTIONS DE VALEUR CUMULÉES SUR CRÉANCES AU TERME DE L'EXERCICE	8653		

INFORMATION RELATIVE AUX PARTICIPATIONS

PARTICIPATIONS ET DROITS SOCIAUX DÉTENUS DANS D'AUTRES ENTREPRISES

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

Dénomination, adresse complète du siège et pour les entreprises de droit belge, mention du numéro d'entreprise	DROITS SOCIAUX DÉTENUS			DONNÉES EXTRAITES DES DERNIERS COMPTES ANNUELS DISPONIBLES			
	directement		par les filiales	Comptes annuels arrêtés au :	Code devise	Capitaux propres	Résultat net
	Nombre	%	%				
ATRIAS SCRL Galerie Ravenstein 4 , boîte 2 B - 1000 Bruxelles 1 0836.258.873 Part sociale	58	15,59	0,00	31/12/2016	EUR	18.600	0
INTER-REGIES SCRL Rue Royale 55, boîte 10, B - 1000 Bruxelles 1 0207.622.758 Part sociale	4.591	26,07	0,00	31/12/2016	EUR	1.132.366	17.210

PLACEMENTS DE TRÉSORERIE ET COMPTES DE RÉGULARISATION DE L'ACTIF

COMPTES DE RÉGULARISATION

Exercice 2017

Ventilation de la rubrique 490/1 de l'actif si celle-ci représente un montant important	
Autres charges à reporter	11.061
Autres produits acquis	12.243

ÉTAT DU CAPITAL ET STRUCTURE DE L'ACTIONNARIAT

ÉTAT DU CAPITAL

Codes

Exercice 2017

Exercice 2016

I. Capital social

		Montants	Nombre d'actions
A. Capital souscrit au terme de l'exercice	100P		657.880
B. Capital souscrit au terme de l'exercice	(100)	657.880	
C. Modifications au cours de l'exercice			
D. Représentation du capital			
E. Catégories d'actions			
1. Actions nominatives		657.880	9.063.477
F. Actions nominatives	8702		9.063.477
G. Actions dématérialisées	8703		

PROVISIONS POUR AUTRES RISQUES ET CHARGES

Exercice 2017

Ventilation de la rubrique 164/5 du passif si celle-ci représente un montant important	
1. Provisions pour autres risques et charges	7.858

ÉTAT DES DETTES ET COMPTES DE RÉGULARISATION DU PASSIF

	Codes	Exercice 2017
VENTILATION DES DETTES À L'ORIGINE À PLUS D'UN AN, EN FONCTION DE LEUR DURÉE RÉSIDUELLE		
I. Dettes à plus d'un an échéant dans l'année		
A. Dettes financières	8801	22.853
1. Emprunts subordonnés	8811	
2. Emprunts obligataires non subordonnés	8821	15.000
3. Dettes de location-financement et dettes assimilées	8831	66
4. Établissements de crédit	8841	7.787
5. Autres emprunts	8851	
B. Dettes commerciales	8861	
1. Fournisseurs	8871	
2. Effets à payer	8881	
C. Acomptes reçus sur commandes	8891	
D. Autres dettes	8901	
TOTAL DES DETTES À PLUS D'UN AN ÉCHÉANT DANS L'ANNÉE	(42)	22.853
II. Dettes ayant plus d'un an mais 5 ans au plus à courir		
A. Dettes financières	8802	26.726
1. Emprunts subordonnés	8812	
2. Emprunts obligataires non subordonnés	8822	
3. Dettes de location-financement et dettes assimilées	8832	33
4. Établissements de crédit	8842	26.693
5. Autres emprunts	8852	
B. Dettes commerciales	8862	
1. Fournisseurs	8872	
2. Effets à payer	8882	
C. Acomptes reçus sur commandes	8892	
D. Autres dettes	8902	
TOTAL DES DETTES AYANT PLUS D'UN AN MAIS 5 ANS AU PLUS À COURIR	8912	26.726
III. Dettes ayant plus de 5 ans à courir		
A. Dettes financières	8803	518.290
1. Emprunts subordonnés	8813	
2. Emprunts obligataires non subordonnés	8823	500.000
3. Dettes de location-financement et dettes assimilées	8833	
4. Établissements de crédit	8843	18.290
5. Autres emprunts	8853	
B. Dettes commerciales	8863	
1. Fournisseurs	8873	
2. Effets à payer	8883	
C. Acomptes reçus sur commandes	8893	
D. Autres dettes	8903	
TOTAL DES DETTES AYANT PLUS DE 5 ANS À COURIR	8913	518.290

DETTES GARANTIES (Comprises dans les rubriques 17 et 42/48 du passif)

Codes

Exercice 2017

I. Dettes garanties par les pouvoirs publics belges		
A. Dettes financières	8921	34.164
1. Emprunts subordonnés	8931	
2. Emprunts obligataires non subordonnés	8941	
3. Dettes de location-financement et dettes assimilées	8951	
4. Établissements de crédit	8961	34.164
5. Autres emprunts	8971	
B. Dettes commerciales	8981	
1. Fournisseurs	8991	
2. Effets à payer	9001	
C. Acomptes reçus sur commandes	9011	
D. Dettes salariales et sociales	9021	
E. Autres dettes	9051	
TOTAL DES DETTES GARANTIES PAR LES POUVOIRS PUBLICS BELGES	9061	34.164

DETTES FISCALES, SALARIALES ET SOCIALES

I. Impôts (rubrique 450/3 et 178/9 du passif)		
A. Dettes fiscales échues	9072	
B. Dettes fiscales non échues	9073	15.030
C. Dettes fiscales estimées	450	8.840
II. Rémunérations et charges sociales (rubrique 454/9 et 178/9 du passif)		
A. Dettes échues envers l'Office National de Sécurité Sociale	9076	
B. Autres dettes salariales et sociales	9077	

COMPTES DE RÉGULARISATION

Ventilation de la rubrique 492/3 du passif si celle-ci représente un montant important		
1. Autres charges à imputer		18.243
2. Autres produits à reporter		27.529

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
PRODUITS D'EXPLOITATION			
I. Chiffre d'affaires net			
A. Ventilation par catégorie d'activité			
1. Chiffre d'affaires		279.957	263.057
B. Ventilation par marché géographique			
II. Autres produits d'exploitation			
A. Subsidés d'exploitation et montants compensatoires obtenus des pouvoirs publics	740	247	66
CHARGES D'EXPLOITATION			
III. Travailleurs pour lesquels l'entreprise a introduit une déclaration DIMONA ou qui sont inscrits au registre général du personnel			
A. Nombre total à la date de clôture	9086		
B. Effectif moyen du personnel calculé en équivalents temps plein	9087		
C. Nombre d'heures effectivement prestées	9088		
IV. Frais de personnel			
A. Rémunérations et avantages sociaux directs	620		
B. Cotisations patronales d'assurances sociales	621		
C. Primes patronales pour assurances extralégales	622		
D. Autres frais de personnel	623		
E. Pensions de retraite et de survie	624		
V. Provisions pour pensions et obligations similaires			
A. Dotations (utilisations et reprises) (+)/(-)	635		
VI. Réductions de valeur			
A. Sur stocks et commandes en cours			
1. actées	9110	21	
2. reprises	9111		
B. Sur créances commerciales			
1. actées	9112	6.178	1.976
2. reprises	9113	5.270	2.161
VII. Provisions pour risques et charges			
A. Constitutions	9115		
B. Utilisations et reprises	9116	32	46
VIII. Autres charges d'exploitation			
A. Impôts et taxes relatifs à l'exploitation	640	442	539
B. Autres	641/8	21.565	26.407
IX. Personnel intérimaire et personnes mises à la disposition de l'entreprise			
A. Nombre total à la date de clôture	9096		
B. Nombre moyen calculé en équivalents temps plein	9097		
C. Nombre d'heures effectivement prestées	9098	27	
D. Frais pour l'entreprise	617		

RÉSULTATS FINANCIERS

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
PRODUITS FINANCIERS RÉCURRENTS			
I. Autres produits financiers			
A. Subsidés accordés par les pouvoirs publics et imputés au compte de résultats			
1. Subsidés en capital	9125	57	43
2. Subsidés en intérêts	9126		
B. Ventilation des autres produits financiers			
1. Autres produits financiers		13	10
II. CHARGES FINANCIÈRES RÉCURRENTES			
III. Amortissement des frais d'émission d'emprunts	6501		3.618
IV. Intérêts portés à l'actif	6503		
V. Réductions de valeur sur actifs circulants			
A. Actées	6510		
B. Reprises	6511		
VI. Autres charges financières			
A. Montant de l'escompte à charge de l'entreprise sur la négociation de créances	653		
VII. Provisions à caractère financier			
A. Dotations	6560		
B. Utilisations et reprises	6561		
VIII. Ventilation des autres charges financières			
A. Autres charges financières		59	1.161

PRODUITS ET CHARGES DE TAILLE OU D'INCIDENCE EXCEPTIONNELLE

	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
PRODUITS NON RÉCURRENTS	76	794	651
I. Produits d'exploitation non récurrents	(76A)	794	651
A. Reprises d'amortissements et de réductions de valeur sur			
B. immobilisations incorporelles et corporelles	760		
C. Reprises de provisions pour risques et charges d'exploitation			
D. exceptionnels	7620		
E. Plus-values sur réalisation d'immobilisations incorporelles et			
F. corporelles	7630	764	
G. Autres produits d'exploitation non récurrents	764/8	30	651
II. Produits financiers non récurrents	(76B)		
A. Reprises de réductions de valeur sur immobilisations financières	761		
B. Reprises de provisions pour risques et charges financiers			
exceptionnels	7621		
C. Plus-values sur réalisation d'immobilisations financières	7631		
D. Autres produits financiers non récurrents	769		
CHARGES NON RÉCURRENTES	66	900	1.707
III. Charges d'exploitation non récurrentes	(66A)	900	1.707
A. Amortissements et réductions de valeur non récurrents sur frais			
d'établissement, sur immobilisations incorporelles et corporelles	660		
B. Provisions pour risques et charges d'exploitation exceptionnels :			
C. dotations (utilisations) (+)/(-)	6620		
D. Moins-values sur réalisation d'immobilisations incorporelles et			
E. corporelles	6630	900	1.707
F. Autres charges d'exploitation non récurrentes	664/7		
G. Charges d'exploitation non récurrentes portées à l'actif au titre			
H. de frais de restructuration (-)	6690		
IV. Charges financières non récurrentes	(66B)		
A. Réductions de valeur sur immobilisations financières	661		
B. Provisions pour risques et charges financiers exceptionnels :			
dotations (utilisations) (+)/(-)	6621		
C. Moins-values sur réalisation d'immobilisations financières	6631		
D. Autres charges financières non récurrentes	668		
E. Charges financières non récurrentes portées à l'actif au titre de			
F. frais de restructuration (-)	6691		

IMPÔTS ET TAXES

IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT	Codes	Exercice 2017
I. Impôts sur le résultat de l'exercice	9134	25.342
A. Impôts et précomptes dus ou versés	9135	25.342
B. Excédent de versements d'impôts ou de précomptes porté à l'actif	9136	
C. Suppléments d'impôts estimés	9137	
II. Impôts sur le résultat d'exercices antérieurs	9138	
A. Suppléments d'impôts dus ou versés	9139	
B. Suppléments d'impôts estimés ou provisionnés	9140	
III. Principales sources de disparités entre le bénéfice avant impôts, exprimé dans les comptes, et le bénéfice taxable estimé		
A. Déduction pour capital à risque		-1.609
B. Provisions imposables		-32
C. Réduction de valeurs imposables		-585
D. Dépenses non admises		3

TAXES SUR LA VALEUR AJOUTÉE ET IMPÔTS À CHARGE DE TIERS	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte			
A. A l'entreprise (déductibles)	9145	70.917	64.511
B. Par l'entreprise	9146	112.714	106.211
II. Montants retenus à charge de tiers, au titre de			
A. Précompte professionnel	9147		
B. Précompte mobilier	9148		

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

ENTREPRISES LIÉES	Codes	Exercice 2017	Exercice 2016
I. Immobilisations financières	(280/1)		
A. Participations	(280)		
B. Créances subordonnées	9271		
C. Autres créances	9281		
II. Créances	9291	385	255
A. A plus d'un an	9301		
B. A un an au plus	9311	385	255
III. Placements de trésorerie	9321		
A. Actions	9331		
B. Créances	9341		
IV. Dettes	9351	8.519	5.931
A. A plus d'un an	9361		
B. A un an au plus	9371	8.519	5.931
V. Garanties personnelles et réelles			
A. Constituées ou irrévocablement promises par l'entreprise pour sûreté de dettes ou d'engagements d'entreprises liées	9381		
B. Constituées ou irrévocablement promises par des entreprises liées pour sûreté de dettes ou d'engagements de l'entreprise	9391		
VI. Autres engagements financiers significatifs	9401		
VII. Résultats financiers			
A. Produits des immobilisations financières	9421		
B. Produits des actifs circulants	9431		
C. Autres produits financiers	9441		
D. Charges des dettes	9461		1.878
E. Autres charges financières	9471		1.125
VIII. Cessions d'actifs immobilisés			
A. Plus-values réalisées	9481		
B. Moins-values réalisées	9491		
AUTRES ENTREPRISES AVEC LIEN DE PARTICIPATION			
IX. Immobilisations financières	9252	88	88
A. Participations	9262	88	88
B. Créances subordonnées	9272		
C. Autres créances	9282		
X. Créances	9292	2.722	
A. A plus d'un an	9302		
B. A un an au plus	9312	2.722	
XI. Dettes	9352	243	414
A. A plus d'un an	9362		
B. A un an au plus	9372	243	414

RELATIONS FINANCIÈRES AVEC :

LE OU LES COMMISSAIRE(S) ET LES PERSONNES AVEC LESQUELLES IL EST LIÉ (ILS SONT LIÉS)	Codes	Exercice 2017
I. Émoluments du (des) commissaire(s)	9505	28
II. Émoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par le(s) commissaire(s)		
A. Autres missions d'attestation	95061	45
B. Missions de conseils fiscaux	95062	
C. Autres missions extérieures à la mission révisoriale	95063	
III. Émoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par des personnes avec lesquelles le ou les commissaire(s) est lié (sont liés)		
A. Autres missions d'attestation	95081	
B. Missions de conseils fiscaux	95082	
C. Autres missions extérieures à la mission révisoriale	95083	

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

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS NON ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR

POUR CHAQUE CATÉGORIE D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS NON ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR

			Exercice 2017			Exercice 2016	
I. Catégorie	II. d'instruments financiers	IV. Risque couvert	V. Volume	VI. Valeur comptable	VII. Juste valeur	VIII. Valeur comptable	IX. Juste valeur
	IRS	EVOLUTION EURIBOR Couverture	633.404	0	-47	0	-74
	IRS	EVOLUTION EURIBOR Couverture	1.484.800	0	-64	0	-105
	IRS	EVOLUTION EURIBOR Couverture	355.491	0	-26	0	-42
	IRS	EVOLUTION EURIBOR Couverture	196.684	0	-15	0	-23
	IRS	EVOLUTION EURIBOR Couverture	2.000.000	0	-96	0	-152
	IRS	EVOLUTION EURIBOR Couverture	335.564	0	-25	0	-39

DÉCLARATION RELATIVE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

INFORMATIONS À COMPLÉTER PAR LES ENTREPRISES SOUMISES AUX DISPOSITIONS DU CODE DES SOCIÉTÉS RELATIVES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

L'entreprise n'établit pas de comptes consolidés ni de rapport consolidé de gestion, parce qu'elle en est exemptée pour la (les) raison(s) suivante(s) *

L'entreprise et ses filiales ne dépassent pas, sur base consolidée, plus d'une des limites visées à l'article 16 du Code des sociétés *

INFORMATIONS À COMPLÉTER PAR L'ENTREPRISE SI ELLE EST FILIALE OU FILIALE COMMUNE

Nom, adresse complète du siège et, s'il s'agit d'une entreprise de droit belge, numéro d'entreprise de l'(des) entreprise(s) mère(s) et indication si cette (ces) entreprise(s) mère(s) établit (établissent) et publie(nt) des comptes consolidés dans lesquels ses comptes annuels sont intégrés par consolidation**:

PUBLIFIN
Rue Louvrex 95
4000 Liège 1, Belgique
0204.245.277

L'entreprise-mère établit et publie des comptes consolidés pour l'ensemble le plus grand.

* Biffer la mention inutile.

** Si les comptes de l'entreprise sont consolidés à plusieurs niveaux, les renseignements sont donnés d'une part, pour l'ensemble le plus grand et d'autre part, pour l'ensemble le plus petit d'entreprises dont l'entreprise fait partie en tant que filiale et pour lequel des comptes consolidés sont établis et publiés.

5.5. Règles d'évaluation

PRÉAMBULE

RESA a bénéficié, avec effet comptable au 1er janvier 2014, d'un apport de branche d'activité " électricité " et, avec effet comptable au 1er janvier 2015, d'un apport de branche " gaz " par l'intercommunale Publifin. Ces apports ont été réalisés en continuité comptable, les règles d'évaluation précédemment applicables aux éléments d'actif et de passif au sein de la SCIRL Publifin continuent à s'appliquer. Lesdites règles d'évaluation ont été intégrées comme suit :

ACTIF

1. Frais d'établissement

Ils sont constitués de frais de changement de tension, de frais de formation du personnel et de frais d'émission d'emprunt obligataire. Ceux-ci, valorisés au coût direct de revient, sont intégralement amortis l'année d'acquisition.

2. Immobilisations incorporelles

Elles comprennent :

- les logiciels bureautiques et les autres logiciels, valorisés au prix d'acquisition et amortis linéairement sur 5 ans ;
- les frais d'études et de recherche, valorisés aux coûts directs de revient et amortis linéairement sur 5 ans ;
- les goodwill résultant des fusions par absorption auraient dû être, en principe, en tout ou partie, alloués aux différents éléments d'actifs acquis à l'occasion de la fusion. Ils sont principalement relatifs à la clientèle et au réseau de l'entité absorbée. Ils sont amortis linéairement sur 10 années prorata temporis la première année, ce qui correspond à la durée d'amortissement usuellement observée au niveau du secteur d'activité concerné.

3. Immobilisations corporelles

a. Généralités

Depuis le 01.01.2007, l'ensemble de la clientèle du Gestionnaire de Réseaux de Distribution d'Electricité et Gaz ou GRD est libéralisé. Dans ce contexte, la CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz) a édicté, depuis 2001, un ensemble de règles en matière d'évaluation, de taux d'amortissement et de valeurs résiduelles des immobilisations corporelles pour lesquelles elle dispose d'une compétence légale. Les règles d'évaluation ont été adaptées en conséquence depuis l'exercice 2007.

Depuis 2014, la compétence tarifaire a été transférée au régulateur régional wallon, la Commission Wallonne Pour l'Energie (CWaPE).

b. Valorisation

Les immobilisations corporelles sont valorisées à la valeur comptable réévaluée nette, (éventuellement limitée à des valeurs résiduelles prédéfinies pour les actifs, relevant de la compétence du régulateur, acquis antérieurement à 2002), c'est-à-dire la valeur d'acquisition ou le coût direct de revient augmenté de la plus-value, de frais généraux à hauteur d'un pourcentage de la valeur d'acquisition (16,5% jusqu'en 2007, 32,15 % de 2008 à 2012 pour les immobilisations corporelles « électricité » et 16,5% jusqu'en 2012 pour la branche d'activité « gaz » et ensuite d'un pourcentage déterminé annuellement en fonction de l'exercice à partir de 2013 pour les deux branches d'activité) et diminué des interventions de tiers et des amortissements actés.

c. Réévaluation

Les immobilisations corporelles peuvent être réévaluées conformément à l'Article 57 de l'Arrêté royal du 30 janvier 2001 portant exécution du Code des sociétés.

d. Amortissements ordinaires

Les immobilisations corporelles font systématiquement l'objet d'amortissements conformément aux Articles 45 à 49 de l'Arrêté royal du 30 janvier 2001 portant exécution du Code des sociétés. Les amortissements sont pratiqués en méthode linéaire aux taux suivants, prorata temporis:

Branche d'activité " électricité "

- 2% sur les bâtiments administratifs
- 3% sur les bâtiments et sous-stations de réseaux 15 kV et Basse Tension ;
- 2 % sur les canalisations Basse Tension et Haute Tension ;
- 3 % sur les autres équipements électriques Basse Tension et Haute Tension ;
- 10 % sur le mobilier, l'outillage et les équipements électroniques ;
- 20 % sur le matériel roulant ;
- 20 % sur le matériel informatique.

Branche d'activité " gaz "

- 2 % sur les bâtiments administratifs ;
- 3 % sur les bâtiments industriels ;
- 3 % sur les stations, postes et cabines ;
- 2 % sur les canalisations ;
- 3 % sur les ouvrages de raccordement ;
- 3 % sur les compteurs ;
- 10 % sur les compteurs à budget ;
- 10 % sur les systèmes de télémessure ;
- 10 % sur le mobilier, les installations, les machines et l'outillage ;
- 20 % sur le matériel roulant

e. Retraits

En cas de retraits (désaffectations), la valeur comptable réévaluée nette est diminuée, pour tout ou partie de la fiche d'amortissement concernée.

Pour le cas particulier de la plus-value de réévaluation actée en application des lignes directrices de la CREG, celle-ci fait l'objet d'une réduction de valeur de 2% annuellement au titre d'estimation de désaffectation (imposée par le régulateur).

4. Immobilisations financières

Les immobilisations financières sont reprises à l'actif du bilan à leur valeur nominale ou à leur valeur d'acquisition sous déduction des montants non appelés. Des réductions de valeur sont opérées pour les moins-values durables ou définitives.

5. Créances à plus d'un an

Ces dernières sont reprises à l'actif du bilan à leur valeur nominale ou à leur valeur d'acquisition sous déduction éventuelle des réductions de valeur pour les moins-values durables ou définitives.

6. Stocks et en-cours de fabrication

Les stocks sont valorisés au prix unitaire moyen pondéré. Ils font l'objet de réductions de valeur ou de reprise de celles-ci en tenant compte de l'état du stock à la date de clôture de l'exercice.

Les en-cours de fabrication sont valorisés au coût direct de revient.

7. Créances à un an au plus

Les créances à un an au plus sont enregistrées à leur valeur nominale. Une réduction de valeur est établie sur les montants douteux estimés.

8. Placements de trésorerie et valeurs disponibles

Elles sont reprises au bilan à leur valeur nominale et les titres à revenus fixes à leur valeur d'acquisition.

9. Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation sont valorisés à leur valeur nominale.

PASSIF

1. Réserves

La dotation à la réserve légale se fait conformément à l'Article 616 du Code des sociétés.

2. Subsidés en capital

Ceux-ci sont repris à leur valeur nominale.

Ils sont transférés annuellement au compte de résultats au même rythme que l'amortissement de l'investissement concerné.

3. Provisions pour risques et charges

Des provisions sont constituées pour faire face à des risques ou des charges prévisibles. Une reprise de provisions est effectuée dans la mesure où celles-ci ne se justifient plus et une utilisation est réalisée lorsque le risque ou la charge survient. Une adaptation annuelle est effectuée.

4. Dettes

Elles sont reprises à leur valeur nominale.

5. Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation sont valorisés à leur valeur nominale.

HORS BILAN

1. Droits et engagements

Ils sont enregistrés à leur valeur nominale.

5.6. Rapport du commissaire sur les comptes annuels de l'exercice clôturé le 31 décembre 2017

Sint-Stevens-Woluwe, le 4 avril 2018.

Aux Actionnaires de RESA SA
Liège

Dans le cadre du contrôle légal des comptes annuels de Resa SA (la « Société »), nous avons l'honneur de vous présenter notre rapport du Commissaire. Celui-ci inclut notre rapport sur l'audit des comptes annuels ainsi que celui relatif aux autres obligations légales et réglementaires. Ces rapports constituent un ensemble et sont inséparables.

Nous avons été nommés en tant que Commissaire par l'assemblée générale du 27 avril 2017, conformément à la proposition du Conseil d'administration. Notre mandat de Commissaire viendra à échéance lors de l'assemblée générale statuant sur les comptes annuels de l'exercice clôturé le 31 décembre 2019. Nous avons exercé le contrôle légal des comptes annuels de la Société durant quatre exercices consécutifs.

RAPPORT SUR L'AUDIT DES COMPTES ANNUELS

Opinion sans réserve

Nous avons procédé au contrôle légal des comptes annuels de la Société, comprenant le bilan au 31 décembre 2017, ainsi que le compte de résultats pour l'exercice clôturé à cette date et l'annexe.

Ces comptes annuels font état d'un total du bilan qui s'élève à EUR 1.483.683.024,10 et d'un compte de résultats qui se solde par un bénéfice de l'exercice de EUR 50.932.783,90.

A notre avis, ces comptes annuels donnent une image fidèle du patrimoine et de la situation financière de la Société au 31 décembre 2017, ainsi que de ses résultats pour l'exercice clôturé à cette date, conformément au référentiel comptable applicable en Belgique.

Fondement de l'opinion sans réserve

Nous avons effectué notre audit selon les Normes Internationales d'Audit (normes « ISA »).

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « Responsabilités du Commissaire relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport. Nous nous sommes conformés à toutes les exigences déontologiques qui s'appliquent à l'audit des comptes annuels en Belgique, en ce compris celles concernant l'indépendance.

Nous avons obtenu du Conseil d'administration et des préposés de la Société, les explications et informations requises pour notre audit.

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

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons l'attention du lecteur sur l'annexe C 6.14 des comptes annuels qui fait état d'une estimation des charges que la Société pourrait avoir à supporter à la suite de l'application des futurs décrets wallons organisant les marchés de la distribution du Gaz et de l'Electricité. Ces derniers pourraient en effet affecter la Société sur le plan financier et grever ses résultats futurs.

Responsabilités du Conseil d'administration l'elatives aux comptes annuels

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

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe au Conseil d'administration d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de fournir, le cas échéant, des informations relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si le Conseil d'administration a l'intention de mettre la Société en liquidation ou de cesser ses activités ou s'il ne peut envisager une autre solution alternative réaliste.

Responsabilités du Commissaire l'elatives à l'audit des comptes annuels

Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, et d'émettre un rapport comprenant notre opinion. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes « ISA » permette de toujours détecter toute anomalie significative existante. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes annuels prennent en se fondant sur ceux-ci.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes « ISA » et au cours de celui-ci, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique. En outre:

- nous identifions et évaluons les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs. Nous définissons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et recueillons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du système de contrôle interne;

- nous prenons connaissance du système de contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, mais non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la Société;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par le Conseil d'administration, de même que des informations fournies par ce dernier, concernant lesdites méthodes et estimations;
- nous concluons quant au caractère approprié de l'application par le Conseil d'administration du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants recueillis, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention du lecteur de notre rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants recueillis jusqu'à la date de notre rapport. Cependant, des situations ou événements futurs pourraient conduire la Société à cesser son exploitation;
- nous apprécions la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des comptes annuels et évaluons si ces derniers reflètent les opérations et événements sous-jacents d'une manière telle qu'ils en donnent une image fidèle.

Nous communiquons au Conseil d'administration notamment l'étendue des travaux d'audit et le calendrier de réalisation prévus, ainsi que les constatations importantes découlant de notre audit, y compris toute faiblesse significative dans le système de contrôle interne.

RAPPORT SUR D'AUTRES OBLIGATIONS LÉGALES ET RÉGLEMENTAIRES

Responsabilités du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration est responsable de la préparation et du contenu du rapport de gestion, des documents à déposer conformément aux dispositions légales et réglementaires, du respect des dispositions légales et réglementaires applicables à la tenue de la comptabilité ainsi que du respect du Code des sociétés et des statuts de la Société.

Le Commissaire
PwC Réviseurs d'Entreprises scrl
Représentée par



Isabelle Rasmont
Réviseur d'Entreprises



Michaël Focant
Réviseur d'Entreprises

Responsabilités du Commissaire

Dans le cadre de notre mandat et conformément à la norme belge complémentaire (révisée) aux Normes Internationales d'Audit (normes «ISA») applicables en Belgique, notre responsabilité est de vérifier, dans leurs aspects significatifs, le rapport de gestion, certains documents à déposer conformément aux dispositions légales et réglementaires, le respect des statuts et de certaines dispositions du Code des sociétés, ainsi que de faire rapport sur ces éléments.

Aspects relatifs au rapport de gestion

A notre avis, à l'issue des vérifications spécifiques sur le rapport de gestion, celui-ci concorde avec les comptes annuels de l'exercice sous revue, d'une part, et a été établi conformément aux articles 95 et 96 du Code des sociétés, d'autre part.

Dans le cadre de notre audit des comptes annuels, nous devons également apprécier, en particulier sur la base de notre connaissance acquise lors de l'audit, si le rapport de gestion comporte une anomalie significative, à savoir une information incorrectement formulée ou autrement trompeuse. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'anomalie significative à vous communiquer. Nous n'exprimons aucune forme d'assurance que ce soit sur le rapport de gestion.

Mentions relatives à l'indépendance

- Nous n'avons pas effectué de missions incompatibles avec le contrôle légal des comptes annuels et sommes restés indépendants vis-à-vis de la Société au cours de notre mandat.
- Les honoraires relatifs aux missions complémentaires compatibles avec le contrôle légal des comptes annuels visées à l'article 134 du Code des sociétés ont correctement été valorisés et ventilés dans l'annexe aux comptes annuels.

Autres mentions

- Sans préjudice d'aspects formels d'importance mineure, la comptabilité est tenue conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables en Belgique.
- La répartition des résultats proposée à l'assemblée générale est conforme aux dispositions légales et statutaires.
- Nous n'avons pas à vous signaler d'opération conclue ou de décision prise en violation des statuts ou du Code des sociétés.





A photograph of an electronics workshop. In the background, there are several soldering irons mounted on stands. In the foreground, a person's hands are visible, working on a complex electronic assembly board with various components and wires. A large blue diagonal shape covers the right side of the image, containing the title text.

Liste des adjudicataires

6

Liste des adjudicataires des marchés publics Resa attribués en 2017

I. Marchés de travaux

Mode de passation :
procédure négociée avec publicité.

- Tegec sprl
- ORLANDO FABRICE SPRL
- AGECE sprl
- SM HOTTON INFRA-APK INFRA
- HYDROGAZ sa
- Jacobs sa
- Wilkin S.A.
- COLLIGNON ENG. Sa
- Boniver sa
- TRTC BONFOND FILS S.A
- ROGER GEHLEN SA
- BODARWE SA
- SM R. Lejeune & Fils SA – Nelles SA
- R. Lejeune & Fils SA
- SM Hydrogaz SA - RMS SPRL
- SPIE BELGIUM sa
- Aquaflux sa
- Ets Crosset Leon sa
- NEWELEC sa
- AM NASTA CONSEIL sa ET MODAL INSTALLATION SA
- Nelles Freres sa
- Fodetra Infra S.A.
- Etablissements E. Ronveaux sa
- Genetec sa

Mode de passation :
procédure négociée sans publicité.

- C. LONNEUX sprl

Mode de passation :
procédure négociée directe avec publicité.

- GALERE SA

Mode de passation :
procédure négociée avec mise en concurrence préalable

- WILKIN SA
- Yvan Paque sa
- ROGER GEHLEN SA
- SM HYDROGAZ - TEGEC

Mode de passation :
procédure négociée directe avec mise en concurrence préalable

- AIR AMBIANCE SA

Mode de passation :
procédure négociée sans mise en concurrence préalable

- COLLIGNON ENG. Sa
- APRUZZESE SA
- Menuiserie Boulanger SPRL

II. Marchés de fournitures

Mode de passation :
procédure négociée avec publicité.

- ABB
- SGC NV
- DEBA NV
- DEPAIRON sa
- TUBE BELGIUM SA
- KABELWERK EUPEN AG
- Dyka
- BG PIPE
- INDUTUBE
- MRC Global SA
- EMMER SERVICE
- ELSTER
- PAULY-ANDRIANNE SPRL
- LISAP
- VANDEPUTTE SAFETY
- SOCOMEC - BELGIUM SA
- VOLTACOM SPRL
- Construction Electriques Schreder sa
- Philips Belgium SA
- AXPO BENELUX SA
- Electrabel S.A.
- Lampiris S.A.
- EDF Luminus S.A.
- AM SEVA DEPANNAGES SA
- Renault Neri Liège sa
- ELECOM SA

Mode de passation :
procédure négociée directe avec publicité.

- ACT Commodities B.V.

**Mode de passation :
procédure négociée sans publicité.**

- Ej Benelux Access Solutions
- INFRATECH sa
- AVK Belgium NV
- EMMER SERVICE
- IMBEMA BELGIUM nv
- Ateliers Berton SA
- Piping Products Distribution
- Tjim sa
- HINNI-TRACHET
- AM SEVA DEPANNAGES SA
- COMET BELGIUM SA
- RENAULT V.I. BELGIQUE SA
- SAGEMCOM ENERGY & TELECOM SAS

**Mode de passation :
procédure négociée sans mise en concurrence
préalable.**

- Construction Electriques Schreder sa
- A.D. Mécanique Générale SPRL
- LITHOBETON SA
- CDC-CABINES DE CINEY SA

III. Marchés de services

**Mode de passation :
procédure négociée avec publicité.**

- BOIS & TRAVAUX SA
- SFR SA
- JARDIN D'O
- DELAWARE CONSULTING CVBA
- Persolis S.A.
- MICROPOLE CONSULTING BELGIUM NV
- FLEXSO BRUSSELS S.A.
- LAURENTY NV
- ETHIAS sa
- CGI Belgium SA
- Contraste Europe S.A.
- TUBE BELGIUM SA

**Mode de passation :
procédure négociée sans publicité.**

- CEGELEC Infra Technics sa
- PWC REVISEURS D'ENTREPRISES scocr
- MEGA International
- WIN S.A.
- LABORELEC CVBA

**Mode de passation :
procédure négociée sans mise
en concurrence préalable.**

- C.I.B. S.A.
- NEXXEO SPRL
- Deloitte Consulting
- C.I.B. S.A.

Éditeur responsable :

Gil SIMON, Secrétaire Général, RESA S.A.

RESA S.A.

Rue Louvrex, 95
4000 Liège
Belgique
T. +32 (0)4 220 12 11
F. +32 (0)4 220 12 00
RPM Liège - 0847.027.754
www.resa.be

Crédits photos :

Shutterstock
RESA
Imagellan

© 2018 - Tous droits réservés RESA S.A.

Design :

[Page UP] sprl



Le papier utilisé dans ce rapport est certifié FSC (Forest Stewardship Council).

Cette certification atteste d'une série de principes et de critères de gestion forestière mondialement reconnue. L'objectif de la certification FSC est de promouvoir une gestion responsable de la forêt.



resa.be