

RAPPORT ANNUEL 2015

ÉNERGIE / ENVIRONNEMENT / EAU / ÉOLIEN / RÉSEAUX



SOCOFE
HOLDING WALLON

SOMMAIRE

Message de l'Administrateur délégué	4
Focus COP21	6
SOCOFE : une holding citoyenne	12
Nos valeurs	14
Nos missions	16
Notre actionnariat	18
Notre gouvernement d'entreprise	22
Rapport de gestion	24
Notre histoire – Nos participations	50
Lettre de rapport du Comité d'audit	58
Bilan et compte de résultats	62
Commentaires des principales rubriques	76
Rapport du commissaire-réviseur	78
Règles d'évaluation	80

MESSAGE DE L'ADMINISTRATEUR DÉLÉGUÉ

Tout le monde a encore en tête la mobilisation massive des médias, des pouvoirs publics, et d'une entreprise comme ELIA dans la foulée, suscitée en 2014 par le risque de pénurie d'électricité. Pourtant pas nouveau, le sujet avait, à l'époque, provoqué un véritable choc psychologique : la menace devenait concrète.

Aujourd'hui, cette question n'est plus d'actualité puisque le retour du nucléaire, notamment avec la prolongation de la durée de vie de Doel 1 et Doel 2, a balayé l'urgence qui planait sur notre sécurité d'approvisionnement. Pour un temps.

Un autre défi fondamental doit dès lors occuper nos esprits maintenant, celui de la transition énergétique. **Vers quel modèle énergétique voulons-nous migrer et à quel rythme ?**

Mais avons-nous vraiment tout notre temps pour réfléchir à cette question ? Je ne le pense pas. La voie du nucléaire reste toujours problématique et sous pression. Par ailleurs, tous les jours se prennent des orientations en matière de politique énergétique, avec ou sans nous. Des orientations dont on ne mesure pas toujours les conséquences ni la cohérence... Notre pays ne doit dès lors pas s'endormir face à cet enjeu essentiel, sans quoi le marché se construira sans nous.

De plus, je doute que les réponses viennent de l'Europe. Dans le climat européen actuel, je ne vois en effet pas comment on pourrait renforcer la politique européenne de l'énergie, que ce soit au travers des systèmes de

régulation ou des autorités de la concurrence, sans heurter les susceptibilités et souverainetés nationales.

Des questions fondamentales et très concrètes se posent donc à nos gouvernants : quel degré d'autonomie voulons-nous conserver en termes de production électrique sur le territoire belge après la fermeture définitive du parc nucléaire dans la période 2022-2025 ? Souhaite-t-on privilégier au maximum l'interconnexion électrique avec les pays voisins ? La réponse à ces questions influencera bien sûr directement notre sécurité d'approvisionnement.

Ensuite, quel sera le mix énergétique privilégié ? Quelle place accordera-t-on au renouvelable, à la biomasse, au gaz... ? Les choix opérés conditionneront les investissements d'interconnexion à consentir par ELIA, mais aussi l'avenir d'infrastructures d'approvisionnement, de stockage et de transport du gaz.

Actuellement, la production d'électricité à partir de sources renouvelables et de centrales nucléaires entraîne la mise à l'arrêt de centrales au gaz qui ne se révèlent plus rentables en raison d'un nombre insuffisant d'heures de fonctionnement. Demain, on pourrait assister à leur fermeture définitive, rendant les infrastructures d'approvisionnement qui y sont liées obsolètes !

Les options prises soulèveront aussi, avec plus ou moins d'acuité, la question de la flexibilité. Comment assurer celle-ci ? Au travers d'investissements dans des infrastructures

de stockage centralisées de type Coö 3 et ILand ? Ou bien via un stockage décentralisé ? Autre possibilité : adopter une politique volontariste de gestion de la demande (Demand Side Management) ?

Nous ne partons pas de rien !

Au moment de répondre à toutes ces questions fondamentales, n'oublions cependant pas que nous ne partons pas d'une page blanche. Les gestionnaires des réseaux de transport actuels, mais aussi et surtout ceux de distribution, devront avoir leur place dans la réflexion.

Selon moi, la recherche d'une autonomie énergétique maximale des consommateurs finaux serait une erreur pour notre société : impact économique global, conséquences sur le plan de l'emploi, mais aussi sur le plan social puisque, ne l'oublions pas, les réseaux existants permettent d'offrir de nombreux services d'intérêt public indispensables, notamment une certaine forme de solidarité entre consommateurs.

Cherchons les complémentarités

Cette transition énergétique devra donc idéalement viser l'optimum économique. Ma conviction est que la meilleure voie est celle de la recherche de complémentarités et non l'opposition entre les systèmes actuels et futurs.

On le voit, le secteur de l'énergie est à la croisée des chemins : la transition énergétique se pose d'ailleurs dans tous les pays.

Par le biais de leur participation en PUBLI-T et en PUBLIGAZ (et donc en ELIA et FLUXYS), ces entreprises et les actionnaires, dont SOCOFE, tentent d'inciter les pouvoirs publics à adopter une politique cohérente et concertée – que ce soit entre les niveaux de pouvoir ou entre les différents acteurs du secteur de l'énergie.

Avec nos partenaires, nous insistons sur le fait que **tous les acteurs du monde économique belge ont besoin d'une ligne de conduite claire et stable, d'une stratégie cohérente et concertée**. Rien n'est plus préjudiciable au développement économique que l'incertitude et la remise en cause d'une politique à chaque changement de gouvernement. En leur qualité d'actionnaires de référence, tant en ELIA qu'en FLUXYS, il appartient à PUBLI-T et à PUBLIGAZ de veiller à la cohérence et à la clarté des orientations qui seront prises. Le risque que des orientations conduisent à créer de la valeur dans une entreprise et à en détruire dans l'autre est réel.

Mais en tout état de cause, nous avons besoin de réponses claires aux questions évoquées ci-dessus, et ce afin de permettre à chacun de s'adapter en temps utile au nouveau modèle qui se mettra en place.

C'est à cet objectif que SOCOFE s'attèle dans le respect de ses missions et de ses valeurs d'entreprise citoyenne. Un bel objectif pour nos 25 ans d'existence !

Claude Grégoire

Administrateur délégué
25 février 2016





FOCUS COP21

Accord pour le climat de la COP21, ET APRÈS ?



**TOUS ENSEMBLE
POUR LE CLIMAT**

cop21.gouv.fr #COP21

La Conférence de Paris sur le climat s'est achevée, le 12 décembre 2015, par un accord international qui présente quelques avancées majeures en matière de lutte contre le réchauffement climatique. Tout d'abord un constat clair et unanime du problème. Ensuite un objectif précis à l'échelle mondiale pour limiter ce réchauffement. Enfin, la définition d'un processus itératif, certes non contraignant mais régulier, de définition des actions additionnelles à mener.

Maintenant, il s'agit de passer des intentions aux actes : à chaque pays de fixer et mettre en œuvre sa propre stratégie. Parmi les décisions à prendre, on retrouve celles du choix du mix énergétique et des modèles de production et de stockage. Une chose est sûre : l'intégration du renouvelable, énergie moins prévisible, est inéluctable. Pour le reste, quelles que soient les orientations que prendront les Etats, les enjeux pour le secteur de l'énergie sont importants.

Dossier réalisé avec l'aimable collaboration de Gert De Block, Secrétaire Général de la CEDEC (Confédération Européenne des Distributeurs d'Énergie publics Communaux)

COP21 EN CHIFFRES



195 pays

ont participé à la 21^{ème} Conférence des Parties à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, fin 2015.



40 à 70%

une réduction des gaz à effet de serre de 40 à 70% sera nécessaire d'ici à 2050 (par rapport au niveau de 2010) pour atteindre l'objectif de 2°C maximum.



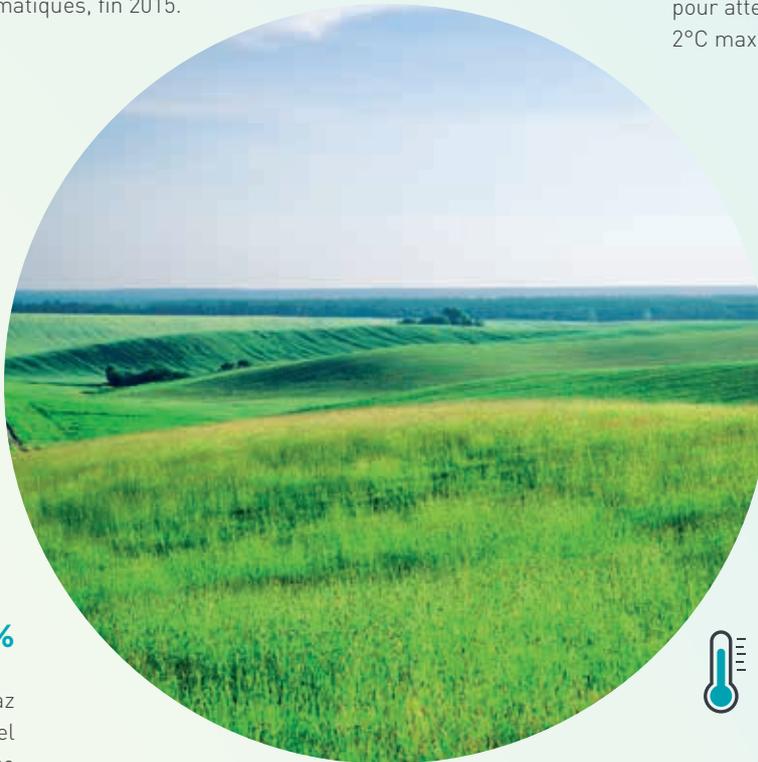
2°C

limite maximale du réchauffement climatique de 2°C fixée d'ici 2100, avec un objectif idéal encore plus ambitieux de descendre à 1,5°C.



2023

année du premier bilan des actions menées par chaque pays. A partir de 2025, les pays devront en principe revoir leurs engagements à la hausse tous les 5 ans.



15%

taux de réduction des gaz à effet de serre auquel s'est engagée la Belgique d'ici 2020 (-15,7% pour la Région flamande, -14,7% pour la Région wallonne et -8,8% pour la Région de Bruxelles-Capitale).



13%

taux d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie brute prévu par l'ensemble de la Belgique d'ici 2020.



3°C

augmentation de la température qui devrait être enregistrée à l'horizon 2025-2030 sur la base des engagements pris par 190 pays, soit au-dessus de l'objectif de 2°C, mais en-dessous de la hausse probable si rien n'était fait (4 à 5°C).

L'Europe moteur de la COP21

Bien avant la COP21, l'Union européenne a pris des engagements ambitieux en matière de transition énergétique et de lutte contre le réchauffement climatique. Le dernier en date, fixé en vue de la COP21, a été annoncé à l'issue d'un sommet européen en octobre 2014.

Le Paquet Energie-Climat 2030 poursuit trois objectifs principaux :

1

Réduction des émissions de gaz à effet de serre de **40%** par rapport aux niveaux de 1990.

2

Augmentation de la part des énergies renouvelables à **27%** dans la consommation énergétique européenne.

3

Amélioration de l'efficacité énergétique de **27%**.



Quatre enjeux pour le secteur énergétique

2



1

QUEL MIX ÉNERGÉTIQUE ?

La présence croissante du **renouvelable** dans le mix énergétique est une certitude. **Une fois ce constat posé, la question est de définir le mix énergétique prédominant qui y sera associé : gaz ou nucléaire ?**

Plusieurs arguments vont dans le sens d'un abandon du nucléaire : construire de nouvelles centrales exige énormément de moyens et de temps. Deux denrées rares en ces périodes de restrictions... Ensuite, les incidents, l'opinion publique défavorable, les risques inhérents au terrorisme, ou encore le manque de flexibilité des centrales nucléaires (contrairement aux centrales au gaz) sont autant de raisons de penser que la filière nucléaire va s'éteindre et qu'on pourrait se diriger vers un mix privilégiant gaz et renouvelable.

Néanmoins, rappelons qu'un des objectifs de la COP21 est de réorienter l'économie mondiale vers un modèle bas carbone, avec l'abandon progressif des énergies fossiles.

La priorité accordée à d'autres sources que le gaz soulèvera des questions stratégiques pour le secteur gazier.

Que fera-t-on des centrales au gaz actuelles ? On peut par exemple s'attendre à la mise hors service définitive de quelques centrales compte tenu d'un faible taux d'utilisation et de coûts fixes élevés.

Quel impact le choix du mix énergétique aura-t-il sur le réseau d'énergie ? Il est clair, par exemple, que le modèle des maisons basse énergie risque de diminuer la consommation de gaz. Avec deux conséquences : on aura moins besoin des centrales au gaz, mais aussi des infrastructures de réseau pour transporter ce gaz.

PRODUCTION ET STOCKAGE : VERS UN MODÈLE CENTRALISÉ OU DÉCENTRALISÉ ?

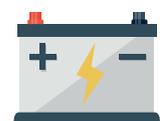
Alors qu'à la Commission européenne, contrairement aux discours politiques, on tend à favoriser encore la production centralisée et les grands réseaux de transport, d'autres scénarios se profilent dans plusieurs pays. Notamment, celui d'une décentralisation croissante de la production d'énergie. **On passe d'une production centralisée et unidirectionnelle à une multiplication de petites unités décentralisées.**

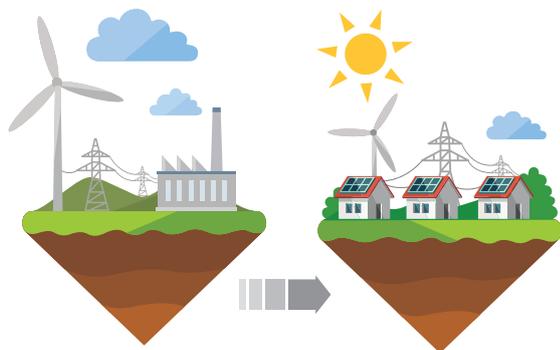
Afin de maintenir un équilibre entre l'offre et la demande et d'assurer la sécurité d'approvisionnement, la connexion de ces petites unités au réseau de distribution doit être combinée avec une flexibilité accrue de la production locale et de la demande.

Cette tendance à la décentralisation concerne aussi le stockage, sous l'influence d'une série de facteurs : besoin de flexibilité dans les réseaux dû au caractère intermittent des énergies renouvelables, volonté de plus en plus marquée de consommateurs de devenir indépendants en matière énergétique, diminution drastique de la durée d'amortissement des technologies liées au renouvelable, lobbying des fabricants de batteries...

La question est de savoir s'il faut privilégier les unités de stockage d'électricité centralisées (type Cool) ou bien les différentes alternatives de stockage d'énergie décentralisées (batteries, unités de micro-cogénération et nouvelles technologies comme le power-to-gas) ?

Cela dit, tout le monde n'aura pas la place ni les moyens financiers d'une indépendance énergétique. Un modèle totalement décentralisé est dès lors utopique. Le débat ne fait que commencer : quel équilibre va-t-on envisager entre le modèle centralisé et décentralisé ?





3

COMMENT ORGANISER LA FLEXIBILITÉ INHÉRENTE À L'INTÉGRATION DU RENOUELEBLE ?

Sachant que la production d'énergie renouvelable (qui n'offre pas la même constance ni la même prévisibilité que les énergies telles que le nucléaire ou le gaz) sera connectée au réseau électrique, préparer les réseaux de distribution à plus de flexibilité est une priorité.

Nous aurons besoin de beaucoup plus d'intelligence (appui numérique et gestion des données) au niveau de la distribution. Mais il faudra investir de façon ciblée ; le même degré de complexité d'informations ne sera pas nécessaire à tous les endroits du réseau.

La flexibilité concerne aussi la manière dont nous consommons l'énergie. Au lieu de renforcer des réseaux ou même d'en construire de nouveaux, il pourrait par exemple être envisagé de demander aux consommateurs de consommer moins à certains moments en leur adressant un signal au travers des prix. Tout cela nécessite de se concentrer sur des stratégies intégrées et concertées.

4

COMMENT INVESTIR ADÉQUATEMENT DANS LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION ?

Quels investissements privilégier pour à la fois éviter les risques de stranded assets et continuer de délivrer l'énergie désirée à l'endroit adéquat dans un contexte en pleine mutation ? Si le secteur énergétique met trop l'accent sur le développement du transport et insuffisamment sur la distribution, le surinvestissement dans les réseaux de transport risque de conduire, à terme, à des infrastructures inutilisées, et donc non rentabilisées (stranded assets).

Si du côté de la distribution, des besoins de plus d'intelligence et de flexibilité se font sentir, du côté des réseaux de transport, certains développements sont encore possibles, voire indiqués, en matière d'interconnexion entre pays et entre régions.

Dans le secteur du gaz, les interconnexions sont d'autant plus essentielles qu'elles touchent à la sécurité d'approvisionnement de notre pays, non producteur de gaz.



Avancer ou attendre ?

Face à l'ampleur de la tâche, les Etats sont face à deux options : avancer ou rester à la traîne. L'une comme l'autre auront des conséquences importantes. Dans un marché globalisé, le pays qui aura fait le choix d'anticiper les évolutions inéluctables disposera par exemple des technologies innovantes et pourra les exporter, développant ainsi son tissu industriel et le niveau de son marché de travail. C'est le cas de l'Allemagne, qui a décidé de relever le défi d'abandon du nucléaire avant les autres. En revanche, les pays qui, pour différentes raisons, tarderont à adopter une stratégie cohérente seront contraints à une plus grande dépendance vis-à-vis des autres pays, y compris en termes de savoir-faire. Anticiper a cependant un coût. La stratégie optimale dépendra du rythme auquel les gouvernements de chaque pays décideront d'avancer et de la question de l'optimum économique stratégique.



FLUXYS : Gaz naturel et infrastructures gazières

Rôle-clé dans la transition vers une économie sobre en carbone



«Si de nouvelles centrales au gaz naturel doivent être opérationnelles en 2022 pour compenser la sortie du nucléaire, c'est aujourd'hui que leurs plans d'investissement doivent être établis.»

Pour atteindre les objectifs climat-énergie fixés par l'Union européenne d'ici 2030 et rencontrer les engagements COP21, le gaz naturel et les infrastructures gazières sont appelés à jouer un rôle central dans la transition vers une économie sobre en carbone. De tous les combustibles fossiles, le gaz naturel a en effet le profil d'émissions le plus favorable pour la qualité de l'air et la santé. Et l'infrastructure qui assure son acheminement est le mode de transport le plus durable.

Centrales au gaz naturel : meilleures alliées des renouvelables

Au niveau de la production électrique, le grand défi est d'intégrer la production variable du parc croissant de sources renouvelables. Un moyen pour y arriver peut être de gérer la demande afin d'aligner la consommation sur la production, mais cette gestion a ses limites, surtout dans le segment industriel, et pourrait in fine constituer un frein à notre économie. Qui plus est, il est nécessaire de disposer d'une capacité de production d'appoint lorsqu'il n'y a pas suffisamment de soleil ni de vent. Et là, les centrales électriques au gaz naturel se révèlent être la meilleure solution en soutien des renouvelables, tant au niveau des émissions atmosphériques que du rendement énergétique, de la flexibilité, des coûts d'investissement et du délai de réalisation.

En cas de surproduction, la technologie du power-to-gas offre une solution pour convertir de grandes quantités d'électricité en gaz afin qu'il puisse être stocké au meilleur coût dans le réseau gazier. Cette technologie requiert toutefois encore pas mal de recherche et de développement, tout comme la technique destinée à capter et stocker le CO₂.

Indispensable pour la production électrique de base

Même si le développement de la production à partir des renouvelables s'accroît, des centrales électriques au gaz naturel seront nécessaires pour disposer d'une capacité de production ferme lorsque les centrales nucléaires seront mises à l'arrêt entre 2022 et 2025. Il est donc important que la politique définisse une vision à long terme pour le mix énergétique de notre pays, parce que si de nouvelles centrales au gaz naturel doivent être opérationnelles en 2022 pour compenser la sortie du nucléaire, c'est aujourd'hui que leurs plans d'investissement doivent être établis.

Limiter le coût total de notre système énergétique

Cette vision devra également tenir compte d'une plus grande complémentarité entre les réseaux électriques et gaziers pour que le coût total de notre système énergétique reste dans des limites raisonnables. Le transport d'énergie sous forme de gaz est par exemple jusqu'à quinze fois moins cher que le transport d'électricité. Il est par conséquent plus indiqué d'acheminer du gaz naturel vers une centrale en Belgique pour y produire de l'électricité que de multiplier de nouvelles interconnexions avec les pays voisins pour en importer. Des importations structurelles d'électricité rendraient par ailleurs la sécurité d'approvisionnement de notre pays vulnérable à l'évolution de politiques énergétiques étrangères.

Cette complémentarité croissante se retrouve aussi dans les applications domestiques. De nouvelles technologies au gaz naturel, comme les unités de micro-cogénération, produisent la chaleur nécessaire au chauffage mais aussi de l'électricité. Elles permettraient donc de réduire substantiellement les investissements dans des infrastructures électriques additionnelles tout en évitant une surcharge des réseaux de distribution d'électricité.

Alternative durable pour une mobilité plus propre

Le gaz naturel est par ailleurs une alternative durable comme carburant dans le transport, qui est responsable aujourd'hui d'une bonne partie des émissions polluantes en Europe. Le nombre de véhicules et de navires au gaz naturel en Belgique reste actuellement limité, mais le secteur gazier s'emploie à développer ce marché qui connaît une croissance ces dernières années et qui se voit à présent soutenu par la politique européenne dans le domaine des carburants alternatifs.

Pascal De Buck

Administrateur délégué et CEO de
FLUXYS



ELIA : Transition énergétique

Renforcer les interconnexions internationales et la flexibilité du réseau électrique

Face aux intentions des États de limiter le réchauffement climatique, ELIA et les autres gestionnaires de réseau de transport jouent un rôle central dans la transition énergétique. Le système électrique est en pleine évolution de par l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable et de la digitalisation. Face à cela, la flexibilité du marché est un élément important pour maintenir l'équilibre du système électrique, qui se veut de plus en plus pan-européen. En 2015, ELIA a contracté 890 MW de flexibilité auprès des acteurs de marché. Pour 2020, nous prévoyons de devoir en contracter deux fois plus, soit 1.820 MW.

Le réseau est la clé de l'intégration du renouvelable

Pour intégrer les unités de production renouvelable, il faut bien évidemment construire dès maintenant les infrastructures de réseau adaptées. De tels investissements permettront de profiter des différentes sources d'énergies renouvelables disponibles dans toutes les régions européennes et de transporter cette énergie vers les marchés où l'énergie a besoin d'être importée.

En termes de développement du réseau, ELIA travaille déjà sur un grand nombre de projets d'infrastructure pour faciliter la transition énergétique. En particulier, ELIA travaille au renforcement des interconnexions internationales avec les pays voisins, qui permettront une intégration efficace des moyens de production intermittents au niveau européen. En 2015, l'approbation du plan fédéral du réseau de transport d'électricité 2015-2025 par la ministre de l'Énergie et des tarifs de transport 2016-2019 par la CREG a marqué une étape importante pour le développement des activités d'ELIA et du réseau de transport. Ces deux accords permettent en effet à ELIA de réaliser son

ambitieux programme d'investissement pour le réseau électrique et de relever les défis relatifs à la gestion du système électrique dans un paysage énergétique en pleine mutation.

Le réseau lui-même ne suffira pas

L'apparition de nouvelles technologies de transport et de production d'électricité, de nouveaux acteurs et de nouveaux comportements de consommation sera une opportunité d'exploiter le réseau à son maximum.

Si nous voulons établir une approche cohérente, stable, avec une vision à long terme, miser uniquement sur le réseau ne suffit pas. Des services permettant la valorisation de tous les services de flexibilité doivent être davantage mis en place.

La gestion de la consommation doit être étudiée également et ce dans tous les secteurs (industriel, tertiaire et résidentiel). Les systèmes de stockage doivent être également étudiés et développés de manière à pouvoir soutenir le système électrique.

ELIA joue d'ores et déjà un rôle important dans la mise en place de mécanismes de marché, de développement de produits, de méthodes et d'outils innovants qui permettront l'intégration de ces éléments de la transition énergétique.

La coordination entre les différents acteurs européens est cruciale

Si nous construisons plus d'interconnexions pour maximiser l'intégration et l'exploitation des unités de production renouvelable, nous devons également renforcer et optimiser la coordination du réseau d'un point de vue européen. Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité haute tension et autres acteurs de marché travaillent déjà aux

«ELIA travaille au renforcement des interconnexions internationales avec les pays voisins, qui permettront une intégration efficace des moyens de production intermittents au niveau européen.»

services et outils qui faciliteront cette collaboration. Le lancement du couplage de marché flow-based en 2015 en est un exemple frappant.

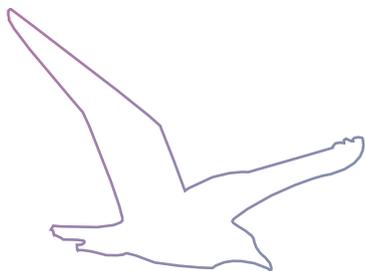
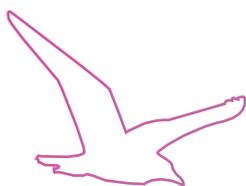
Mais la coordination doit également être renforcée sur d'autres plans et avec chaque acteur du marché, dont notamment les gestionnaires de réseau de distribution pour assurer une sécurité d'approvisionnement optimale et abordable.

Enfin, les politiques régionales, nationales et européennes doivent également avoir une vision commune pour venir soutenir ce système électrique en mutation. L'Europe travaille d'ailleurs activement à la création et l'implémentation de codes de réseau. Ces derniers sont une étape importante vers une vision pan-européenne et commune du système électrique.

Chris Peeters
CEO d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA et
d'ELIA ASSET SA



SOCOFÉ
UNE HOLDING CITOYENNE





NOS VALEURS

Les valeurs qui guident les choix de SOCOFE découlent directement de la spécificité de ses missions. Il s'agit de conjuguer le souci de l'intérêt général, la durabilité de la croissance et le professionnalisme.

Priorité à l'intérêt collectif

L'action de SOCOFE s'inscrit dans une démarche de citoyenneté. L'intérêt collectif prime sur le rendement. Les missions de SOCOFE sont effectivement sans ambiguïté et nécessitent de concilier facteurs économiques, sociaux et environnementaux. Les prises de participation s'inscrivent dès lors dans une vision à long terme au travers de choix stratégiques et mesurés.

Durabilité de la croissance

La rentabilité maximale immédiate n'étant pas recherchée à tout prix, SOCOFE peut être active dans des secteurs où le rendement est différé dans le temps mais où l'enjeu pour les populations est majeur. Ceci explique la présence de la holding dans des secteurs comme celui de l'eau ou des énergies renouvelables.

Transparence et professionnalisme

L'efficacité au profit à la fois de la collectivité et des actionnaires ne laisse pas d'autre voie que celle de l'excellence. SOCOFE, Société Anonyme, est un acteur économique à part entière soumis aux règles du marché. SOCOFE est guidée par

le professionnalisme. Au travers de ses organes de gestion et de sa Charte de Gouvernement d'entreprise, SOCOFE adopte les règles strictes de gouvernance et de transparence dans toutes ses décisions.

Charte de Gouvernement d'entreprise

Dans un souci d'assumer pleinement sa volonté de transparence, SOCOFE s'inscrit dans une dynamique de Corporate Governance. Alors qu'elle n'y est nullement contrainte, elle se soumet à une bonne gouvernance, dont la Charte de Gouvernement d'entreprise est la représentation formelle. SOCOFE, en tant que Société Anonyme, est convaincue de la nécessité d'une telle démarche. Elle représente une garantie pour ses actionnaires communaux et financiers. Dans la transparence, leurs intérêts sont défendus via les meilleures pratiques. Transparence et rigueur sont également des atouts et des conditions sine qua non pour une Société Anonyme, tant vis-à-vis de ses partenaires (les sociétés dont elle est actionnaire) que des interlocuteurs économiques et financiers extérieurs.



Le contenu de la Charte de Gouvernement d'entreprise

La Charte de Gouvernement d'entreprise de SOCOFE comporte quatre sections principales.

- >> La première fixe avec précision les modalités de fonctionnement de SOCOFE en matière de relations avec ses actionnaires et de transparence des informations qui leur sont fournies.
- >> La deuxième fixe les principes de gouvernance en précisant la tâche des organes qui représentent et exercent le contrôle de la société.
- >> La troisième définit les missions du Conseil d'administration et de ses comités ; elle fixe l'ensemble des règles qui le régissent. Elle établit également les droits, devoirs et règles de conduite des administrateurs.
- >> La quatrième concerne la direction de la société, le cadre dans lequel elle s'exerce et les règles de conduite.

Cette Charte peut être téléchargée sur le site www.socofe.be ou obtenue sur simple demande.

NOS MISSIONS

SOCOFÉ fédère des intérêts communaux wallons. Selon l'intérêt de ses partenaires, elle intervient dans des dossiers économiques et financiers.

SOCOFÉ fédère des communes

Certains secteurs économiques sont essentiels pour l'intérêt des populations. SOCOFE, partenaire des communes, a pour mission d'intervenir dans ces domaines. Autrement dit, la société holding prend en priorité des positions dans des secteurs de service aux collectivités locales et qui influencent la qualité de vie de la population.

SOCOFÉ est donc un véhicule fédérateur des investissements stratégiques des communes de Wallonie. Associées, celles-ci disposent ainsi d'un effet de levier économique plus fort.

SOCOFÉ assure un rendement fiable à ses actionnaires

SOCOFÉ veille à assurer un rendement adapté à ses actionnaires. A cette fin, elle gère de façon professionnelle les fonds qui lui sont confiés. La volonté n'est en effet pas de maximiser le rendement sur le court terme, mais de viser un accroissement régulier sur le long terme, qui convient bien aux intérêts communaux.

Sur la base des vingt-cinq dernières années, SOCOFE affiche un retour sur investissement largement supérieur à 10% en

cumulant dividendes et plus-values sur le portefeuille. Les actionnaires bénéficient de dividendes réguliers et croissants. Depuis 2005, la croissance du dividende ordinaire d'un exercice à l'autre a quasi toujours été au minimum de 5%. Par ailleurs, pour 2005, 2008, 2009 et 2011, des dividendes extraordinaires appréciables ont pu être distribués (voir graphique et tableau page 21).

En 2013, le dividende a franchi un seuil important puisqu'il a été augmenté de 50%. Il a alors été convenu de s'inscrire dans une perspective de distribution assez stable, sans prévoir de croissance annuelle systématique mais bien un réexamen annuel. Au terme de l'exercice 2015, la croissance du dividende est de 5% par rapport à l'année précédente.

SOCOFÉ mise sur les activités de réseau

Progressivement, les activités de réseau sont devenues une priorité de SOCOFE. L'électricité, le gaz naturel et l'eau sont des activités d'intérêt majeur pour les populations, et de plus en plus. Dans les marchés libéralisés, les réseaux occupent une place centrale et stratégique pour un fonctionnement équilibré du marché et un développement économique harmonieux.



De plus, régulées, les activités de réseau ont un rendement plus sûr et stable, correspondant bien au type de rentabilité recherché par SOCOFE.

SOCOFE privilégie le développement des énergies renouvelables

Par excellence, les énergies renouvelables relèvent de l'intérêt public. SOCOFE est intervenue très tôt dans le développement de telles activités. Elle a investi dans la biométhanisation, les piles à combustible ou le photovoltaïque.

Elle est également une des chevilles ouvrières de plusieurs champs onshore d'éoliennes chez nous, et partenaire du premier champ éolien offshore belge, C-POWER. Aujourd'hui, grâce à sa participation dans la holding OTARY, dans les parcs RENTEL, SEASTAR et MERMAID, ainsi que dans la société PLUG AT SEA, SOCOFE assure une présence wallonne dans l'exploitation énergétique de la Mer du Nord.

NOTRE ACTIONNARIAT

SOCOFÉ a constamment œuvré à l'ouverture de son capital. Progressivement, elle a accueilli divers partenaires financiers et institutionnels aux côtés des sociétés fédérant des intérêts communaux.

Les premiers intérêts communaux et intercommunaux fédérés en SOCOFE furent ceux des bassins de Charleroi et de Liège. L'objectif était à l'époque de créer un axe wallon autour du développement du secteur public de la production d'électricité. La philosophie de SOCOFE était d'ouvrir son capital de manière à rassembler et fédérer les acteurs wallons de toutes les provinces, et de dégager entre eux des convergences dans le secteur énergétique.

Cet objectif s'est réalisé progressivement. D'année en année, le capital a été ouvert à de nouveaux partenaires de la région de Verviers, du Brabant wallon, de la Province de Namur et du Hainaut. Des discussions ont également été entamées avec les acteurs de la Province du Luxembourg, seule province non encore représentée au sein de SOCOFE. Des propositions concrètes, en ligne avec les conditions d'entrée des derniers actionnaires, ont été formulées à nos interlocuteurs luxembourgeois. Malheureusement, celles-ci n'ont pas abouti à une concrétisation favorable.

Aux côtés des partenaires communaux et intercommunaux, des partenaires financiers et institutionnels se sont également associés au capital. Les plus récents sont la SRIW ENVIRONNEMENT, ETHIAS, ou le groupe ARCO-AUXIPAR.

Rappel des différentes étapes de l'ouverture de SOCOFE

En 2006, l'actionariat de SOCOFE avait connu une évolution notable suite à la réforme des intercommunales initiée par la Région wallonne. Il en résultait une nouvelle répartition des parts entre un nombre plus réduit d'actionnaires.

En 2009, suite aux opérations d'échanges de parts entre actionnaires liées à la prise de contrôle de BeTV par TECTEO/VOO, SOCOFE avait acquis certaines de ses propres actions et détenait depuis lors une partie de son propre capital (2,13%), tandis que SRIW ENVIRONNEMENT, ETHIAS et DEXIA avaient accru légèrement leur participation.

Cette situation a été mise à profit pour consolider la représentativité de SOCOFE en Wallonie. De nouvelles intercommunales sont entrées dans le capital : SEDIFIN (Brabant wallon), IDEFIN (Namur), IDEA (Hainaut) et FINIMO (Verviers).

Début 2010, le Conseil d'administration de SOCOFE a décidé de vendre les 9.764 parts en autocontrôle aux autres actionnaires selon des proportions qui rencontraient les aspirations des associés. Cela a notamment permis aux nouveaux actionnaires d'accroître leur participation jusque-là symbolique.



L'année suivante a connu l'absorption de l'ALG par TECTEO (rebaptisé NETHYS en 2013). Au terme du processus, TECTEO/NETHYS est devenu actionnaire de SOCOFE à hauteur de 32,37%. Ensuite, dans le cadre d'une réorganisation du groupe ETHIAS, les 22.513 parts d'ETHIAS S.A. ont été transférées à ETHIAS Droit Commun.

En juin 2013, l'Assemblée générale de CHF a prononcé la fusion par absorption de CHF par l'IPFH. L'Intercommunale Pure de Financement du Hainaut (IPFH), qui fédère les intérêts des villes et communes du Hainaut dans le domaine de l'énergie, détient ainsi désormais 100% des parts de CHF. Conséquence de cette opération : les parts détenues par CHF en SOCOFE sont devenues la propriété de IPFH, portant la participation de celle-ci en SOCOFE à 14,18%.

2014 a elle aussi connu quelques mouvements du côté des actionnaires de SOCOFE, et ce suite à une adaptation de la structure du groupe TECTEO/NETHYS en trois niveaux : PUBLIFIN (holding liégeois), FINANPART (holding à vocation régionale), et enfin NETHYS (société opérationnelle). C'est cette dernière qui détient aujourd'hui les parts en SOCOFE.

Dans le cadre de cette évolution, les actionnaires de SOCOFE ont confirmé l'esprit de partenariat entre acteurs majoritairement publics, tel qu'il a prévalu à la constitution de la société, ainsi que leur attachement à son caractère wallon.



Augmentation de capital

Depuis quelques années, les actionnaires de SOCOFE ont convenu de laisser à la disposition de l'entreprise d'importants moyens d'action issus de la cession de la participation en DISTRIGAZ. Ils étaient jusqu'à présent comptabilisés en réserves disponibles.

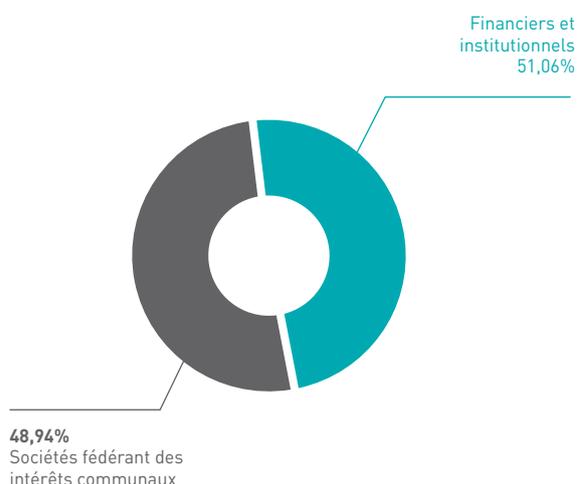
Dans le but de confirmer leur disponibilité à long terme pour l'entreprise, ces réserves ont été incorporées au capital au cours de l'Assemblée générale de 2014.

Ce sont au total 165 millions d'euros qui ont ainsi été ajoutés au capital de l'entreprise pour le porter à un montant de 285 millions d'euros.

Sans modifier la valeur de l'entreprise, cette opération a contribué à l'accroissement de l'assise et de la crédibilité de SOCOFE. Ainsi, SOCOFE peut réaffirmer sa volonté de répondre aux différents projets d'investissements, en ligne avec ses missions, qui se présenteront à elle à l'avenir.

A l'issue de l'exercice 2015, voici comment se présentait la répartition du capital de SOCOFE

Actionnaires au 31/12/15	Nombre de parts	Capital souscrit en euros	% détenu
AIEG	6 000	3 530 236	1,31
AIESH	2 000	1 176 745	0,44
FINIMO	201	118 263	0,04
IDEA	1 553	913 743	0,34
IDEFIN	397	233 584	0,09
IPFH	65 055	38 276 589	14,18
NETHYS	148 535	87 393 945	32,37
SEDIFIN	801	471 287	0,17
AUXIPAR	10 217	6 011 404	2,23
BELFIUS	22 513	13 246 036	4,91
ETHIAS	22 513	13 246 036	4,91
MEUSINVEST	13 000	7 648 846	2,83
P&V	20 435	12 023 397	4,45
NEB Participations	121 000	71 193 102	26,37
SRIW	24 592	14 469 262	5,36
TOTAL	458 812	269 952 475	100,00



	BÉNÉFICE DISTRIBUÉ EN €	RENTABILITÉ DU CAPITAL SOUSCRIT
2009	15 600 000	13,6%
- dont dividende ordinaire	7 800 000	6,8%
2010	8 258 616	7,2%
2011	12 387 924	10,8%
- dont dividende ordinaire	8 717 428	7,6%
2012	9 176 240	8%
2013	13 764 360	12%
2014	14 039 647	5,2%*
2015	14 796 687	5,5%*

*sur base du capital après incorporation des réserves en 2014.





NOTRE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

LE CONSEIL D'ADMINISTRATION SE RÉUNIT EN MOYENNE TOUS LES DEUX MOIS.

PRÉSIDENT

A. GILLES

ADMINISTRATEUR DÉLÉGUÉ

C. GRÉGOIRE

ADMINISTRATEURS

M. BAYENET | J. COMPERE | M. DEBOIS | M. DECONINCK | V. DE BUE (à partir du 29/06/15) | F. DEMEUSE (jusqu'au 20/04/15) |
C. DEVILERS | D. DRION | C. DURIEUX | J-F. ESCARMELLE | A. FRIPPIAT | A. JEUNEHOMME | P. LALLEMAND |
A. MATHOT | S. MOREAU | J. PIETTE | G. PIRE | J. SÉQUARIS | C. TELLINGS | S. TODARO | O. VANDERIJST | A. VEREECKE

EXPERT PERMANENT

D. DONFUT

PERSONNE INVITÉE

J. VANDEBOSCH, Observateur

SECRÉTAIRE

M. BASECQ

Le **Comité stratégique** prépare pour le Conseil d'administration les orientations fondamentales de l'entreprise. Il se réunit en moyenne tous les deux mois.

Il se compose de M. DEBOIS, D. DONFUT (Expert permanent), C. DURIEUX, A. GILLES (Président), C. GRÉGOIRE, G. PIRE, J. SÉQUARIS.

Le **Comité d'audit** examine, préalablement au Conseil d'administration, la qualité des comptes et des rapports aux actionnaires. Il s'assure de la pertinence et de la permanence des méthodes comptables adoptées pour l'établissement des comptes. Il évalue le respect de l'application des procédures internes.

Il se compose de J.-F. ESCARMELE (Président), P. LALLEMAND, A. VEREECKE.

Le **Comité de rémunération** propose au Conseil d'administration les rémunérations des mandataires sociaux et des principaux dirigeants.

Il se compose de A. GILLES (Président), P. LALLEMAND, G. PIRE, J. SÉQUARIS.

Depuis juin 2000, sur la base des recommandations formulées par le Comité de rémunération et prenant en considération l'extension des activités de la société, l'Assemblée générale de SOCOFE a décidé à l'unanimité des indemnités attribuées aux mandataires du Conseil d'administration et du Comité stratégique.

Ces indemnités, non cumulables, sont indexées et liquidées semestriellement pour les membres du Conseil d'administration et mensuellement pour les autres, après retenue du précompte. Pour l'exercice 2015, l'enveloppe globale de la rémunération des organes de gestion s'est élevée à 480.690 euros.

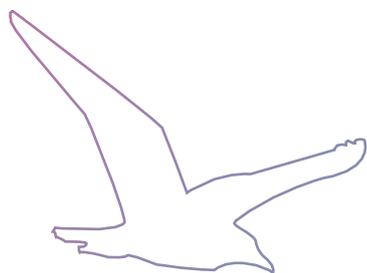
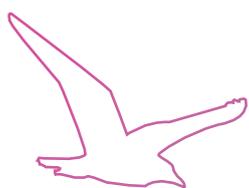
L'indemnité de l'Administrateur délégué, incluse dans ce montant, est établie par le Comité de rémunération qui fixe celle-ci dans le cadre général d'une enveloppe prenant en considération les indemnités perçues pour les fonctions exercées au sein du groupe et selon des critères à définir quant à l'appréciation de l'évolution de la société.

Les indemnités pour les différents mandats exercés pour compte de SOCOFE sont versées directement à SOCOFE, qui rémunère l'Administrateur délégué à hauteur de l'enveloppe fixée.





RAPPORT DE GESTION



RAPPORT DE GESTION

L'année 2015 s'est clôturée sur un résultat positif d'un peu plus de 29 millions d'euros. Il a été proposé au Conseil d'administration de distribuer un dividende en croissance de 5% par rapport à l'an dernier, soit un montant de 32,25 euros par part pour un total de 14.796.687 euros. Ceci offre une rentabilité de 5,48% sur base du capital après incorporation des réserves en 2014, et de 12,9% sur base du capital initial de SOCOFE.

Date de rédaction du rapport : 25 février 2016

FLUXYS

« s'adapter à un marché qui se transforme »

En sa qualité d'entreprise d'infrastructures gazières en Europe, FLUXYS est active dans trois activités de base : le transport et le stockage de gaz naturel, ainsi que le terminaling de gaz naturel liquéfié (GNL). Pour SOCOFE, les activités régulées des réseaux d'énergie occupent une place centrale et stratégique sur les marchés libéralisés. Par ailleurs, elles présentent l'avantage d'un rendement plus sûr et plus stable, ce qui correspond tout à fait au type de rentabilité recherché pour les fonds communaux qui lui sont confiés.

Pour rappel, PUBLIGAZ a racheté les premières parts dans FLUXYS en 2008 et est aujourd'hui actionnaire à concurrence de 77,84%. SOCOFE, l'actionnaire de PUBLIGAZ le plus important au Sud du pays (18,3%), soutient et accompagne ainsi la stratégie de FLUXYS de façon historique.

En raison de ses nombreux atouts, le gaz naturel est un des piliers du paysage énergétique. De tous les combustibles fossiles, il est celui dont l'empreinte carbone est la plus faible : en moyenne 20% de CO₂ en moins ; au minimum 50 à 60% d'oxydes d'azote en moins ; des quantités négligeables de soufre et de particules fines.

Belgique : la priorité

Pour FLUXYS, la sécurité d'approvisionnement de la Belgique reste une priorité absolue. PUBLIGAZ et SOCOFE gardent d'ailleurs une attention constante sur cet objectif, ainsi que sur celui d'assurer la compétitivité de notre réseau sur le marché européen par des coûts performants et maîtrisés.

Jusqu'à présent, nous constatons que la stratégie adoptée par FLUXYS a permis de garantir une haute sécurité d'approvisionnement pour le marché belge à des tarifs de transport compétitifs, une large diversification des sources ainsi qu'un niveau d'interconnexion avec les pays adjacents extrêmement élevé. Mais les défis restent importants et FLUXYS devra faire preuve à la fois de créativité et de vigilance pour s'adapter à l'évolution de son environnement.

En 2015, le budget d'investissements en Belgique de FLUXYS s'est élevé à 192,5 millions d'euros. Outre le lancement de la construction du cinquième réservoir au Terminal GNL de

Zeebrugge, les trois projets les plus importants ont été la construction d'un second appontement pour le chargement et le déchargement de méthaniers au Terminal de Zeebrugge, le renouvellement de deux canalisations parallèles à Ravels et Oud-Turnhout, sur l'axe Nord/Sud qui traverse la Belgique, et la construction de la canalisation Alveringem-Maldegem, le tronçon belge de la liaison transfrontalière Dunkerque-Zeebrugge.

Toujours en 2015, la CREG a approuvé, en octobre, la proposition tarifaire 2016-2019 introduite par FLUXYS BELGIUM.

Plaque tournante du gaz

La Belgique n'étant pas un pays producteur de gaz, le renforcement de notre sécurité d'approvisionnement passe par la concrétisation d'alliances entre FLUXYS et d'autres acteurs européens. Celles-ci permettent au gestionnaire de réseau de transport gazier belge d'acheminer, en toute flexibilité, du gaz naturel à partir de n'importe quel point frontalier. Cette internationalisation est d'autant plus essentielle que la rentabilité du groupe FLUXYS, aujourd'hui présent dans huit pays, se réalise en bonne partie grâce à ses activités hors Belgique.

Au fil du temps, la Belgique est devenue une plaque tournante des flux gaziers dans le Nord-Ouest de l'Europe. Avec ses 18 points d'interconnexion, le réseau belge de FLUXYS est aujourd'hui relié à toutes les sources de gaz naturel disponibles pour le marché européen, à savoir l'approvisionnement par canalisations en provenance de la Norvège, du Royaume-Uni, des Pays-Bas, de l'Allemagne et de la Russie, ainsi que l'approvisionnement en GNL en provenance des pays producteurs via le terminal GNL de Zeebrugge.

Des défis de taille

Aujourd'hui cependant, les gestionnaires de réseau de transport du gaz sont confrontés à un marché mondial en plein bouleversement. Ils sont soumis à différents phénomènes, lobbies et tendances ayant des impacts structurels sur l'offre et la demande de gaz à travers toute l'Europe, et entraînant un changement de la place du gaz dans le mix énergétique.



La montée en puissance du gaz de schiste, qui met les prix du gaz et du pétrole sous forte pression, est l'un d'eux. De même que les exportations massives de charbon à des prix extrêmement bas, particulièrement des Etats-Unis, et l'utilisation plus importante des unités au charbon en Europe. Citons aussi les lobbies nucléaires, dont la voix et l'argument d'une réduction des émissions de CO₂ semblent à nouveau de plus en plus entendus, en Belgique et ailleurs en Europe. Le lobbying actif des traders se traduit, quant à lui, par une pression à la baisse de la durée des contrats d'acheminement, ce qui entraîne une plus grande volatilité des revenus des transporteurs et exige une flexibilité accrue de leur part.

Enfin, les engagements climatiques de la COP21 et les décisions stratégiques qui vont en découler dans les années à venir auront des impacts importants sur les volumes de gaz transportés par un gestionnaire de réseau de transport comme FLUXYS (lire notre focus pages 6-11).

Tous ces changements structurels représentent une menace potentielle pour les gestionnaires de réseau de transport gazier dans la mesure où ils risquent, entre autres, d'entraîner une sous-exploitation croissante des infrastructures gazières et une interrogation croissante sur les investissements dans de nouvelles installations.

Dans ce contexte, les enjeux prioritaires du gestionnaire de réseau de transport gazier belge sont de poursuivre son internationalisation afin de maintenir sa présence au niveau européen, de se positionner sur les grandes routes gazières européennes en maintenant sa compétitivité, et d'éviter les stranded assets.

Diversifier les routes d'approvisionnement

C'est pour accroître la flexibilité du réseau gazier et renforcer la sécurité d'approvisionnement ainsi que la liquidité en Europe que FLUXYS a pris une participation dans le projet Trans Adriatic Pipeline (TAP). Celui-ci fait partie du Southern Gas Corridor, qui vise à approvisionner l'Europe en gaz naturel provenant d'Azerbaïdjan, dont la source se situe dans le champ gazier Shaz Deniz en Mer Caspienne. Longue de près de 870 km, cette canalisation sera connectée au Trans Anatolian Pipeline (TANAP) à Kipoi, près de la frontière turco-grecque, et traversera la Grèce, l'Albanie et la Mer Adriatique, avant de remonter à la surface dans le Sud de l'Italie.

La construction de grandes canalisations transeuropéennes telles que le Nord Stream et le Southern Gas Corridor vise à compenser le déclin de la production européenne. Elle va permettre de diversifier les routes et d'acheminer des volumes de gaz supplémentaires à partir de sources plus éloignées.

Reverse Flow pour bientôt

FLUXYS est également impliqué dans le projet Reverse Flow Sud/Nord. Le développement de capacités Sud-Nord entre l'Italie et le Royaume-Uni est une première en Europe et renforcera considérablement la sécurité d'approvisionnement. En effet, grâce au projet Reverse Flow Sud/Nord, des opportunités d'approvisionnement supplémentaires seront possibles pour le Nord-Ouest de l'Europe au départ de l'Italie, où les sources disponibles sont très variées et comprennent du gaz en provenance de Russie, d'Afrique, et potentiellement d'autres contrées, une fois que le corridor gazier Sud-européen aura été mis en service.

Ce projet Reverse Flow Sud/Nord est repris sur la liste des Projets d'Intérêt Commun de l'Union européenne depuis 2012, et ce vu sa large contribution à la diversification et à la sécurité d'approvisionnement en gaz, à l'intégration des marchés et à l'innovation technologique dans le domaine énergétique.

Début 2015, FLUXYS a pris les dernières décisions d'investissement en vue de rendre les réseaux TRANSITGAS et TENP bidirectionnels. Dès la fin de l'été 2018, les shippers devraient pouvoir transporter du gaz d'Italie vers l'Allemagne et la France, ainsi que de l'Allemagne vers la France et vice-versa.

FLUXYS et ENAGAS en Suède

En mars 2015, FLUXYS et ENAGAS, gestionnaire de réseau de transport gazier espagnol, ont annoncé leur rachat conjoint, au groupe privé de capital-investissement EQT INFRASTRUCTURE Limited, de la société SWEDEGAS.

Celle-ci est la propriétaire et l'opérateur de tout le réseau de transport de gaz naturel haute pression en Suède, avec quelque 600 km de canalisations, ainsi qu'un site de stockage souterrain à Skallen près d'Halmstad. Tous les actifs de SWEDEGAS se trouvent en Suède, un pays qui bénéficie d'un cadre réglementaire stable.

SWEDEGAS projette en outre de construire un terminal à Gothenburg pour le soutage et l'utilisation de GNL. L'Union européenne a repris ce projet parmi les chantiers d'Intérêt Commun dans le domaine de l'énergie.

Cet investissement s'inscrit dans la stratégie de FLUXYS visant à bâtir des partenariats solides et à générer de la croissance en procédant à des investissements rentables sur le long terme dans des actifs ayant un potentiel de développement industriel

FLUXYS renforcé dans INTERCONNECTOR

L'acquisition des parts d'ENI dans INTERCONNECTOR et HUBERATOR, conjointement avec le groupe SNAM en 2012, constituait aussi un pas important vers l'objectif d'un réseau gazier européen intégré. Une autre étape majeure a été franchie en décembre 2015 : FLUXYS a conclu un accord avec GAZPROM en vue d'acquiescer la part de 10% de cette dernière dans INTERCONNECTOR, le propriétaire et gestionnaire de la canalisation sous-marine bidirectionnelle entre le Royaume-Uni et la Belgique.

FLUXYS est ainsi l'actionnaire majoritaire d'INTERCONNECTOR avec 35% des parts. Outre sa participation directe, FLUXYS détient, avec son partenaire SNAM, une participation conjointe de 31,5% (sur une base 50/50) dans INTERCONNECTOR, sans compter la participation de 33,5% que son actionnaire la CDP QUEBEC détient dans l'entreprise.

En ce qui concerne HUBERATOR, signalons que FLUXYS BELGIUM a repris les services de trading de cette société sœur, élargissant ainsi davantage son offre de services.

Première intégration de marché réussie

En matière d'intégration des marchés, autre enjeu pour le secteur, il est à souligner que FLUXYS BELGIUM et CREOS Luxembourg ont annoncé, début octobre 2015, le lancement réussi de la toute première intégration de marchés gaziers entre deux Etats membres de l'Union européenne : le Grand-Duché de Luxembourg et la Belgique.

Cette fusion est le résultat d'une intense coopération, démarrée en 2013, entre CREOS Luxembourg, FLUXYS BELGIUM et les régulateurs respectifs. Elle s'inscrit dans la volonté de l'Union européenne de construire un marché gazier intérieur sans frontières où les flux de gaz peuvent circuler librement entre tous les pays.

Terminal de Zeebrugge : hub pour le gaz russe

Les changements structurels conduisent également FLUXYS à se concentrer sur sa stratégie d'innovation et à développer son offre de produits en utilisant au maximum les infrastructures existantes.

C'est le cas du Terminal GNL de Zeebrugge, devenu au fil des ans une pierre angulaire de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique et du Nord-Ouest de l'Europe. Les installations

présentes dans la zone ont une capacité d'importation combinée de quelque 50 milliards de m³ de gaz naturel par an, ce qui représente 10% de la capacité frontalière nécessaire à l'approvisionnement en gaz naturel de l'Union européenne. Dès 2016, grâce à la construction d'un deuxième appontement, des méthaniers d'une capacité de 2.000 à 217.000 m³ de GNL pourront s'y amarrer.

Nouvelle étape en mars 2015 : FLUXYS LNG et YAMAL TRADE (filiale à 100% de YAMAL LNG) ont signé un contrat d'une durée de vingt ans pour le transbordement de maximum 8 millions de tonnes de GNL par an au Terminal de Zeebrugge. Ces transbordements font partie de la chaîne destinée à acheminer du GNL provenant de la Péninsule Yamal (Russie) vers les marchés d'Asie-Pacifique tout au long de l'année. Durant l'été arctique, YAMAL LNG acheminera son GNL vers les marchés Asie-Pacifique via la route maritime du Nord en recourant à des méthaniers brise-glace. En hiver, les méthaniers arctiques transiteront par Zeebrugge.

La concrétisation de ce contrat ambitieux avec YAMAL TRADE permet de renforcer le réseau gazier belge dans son rôle de plaque tournante des flux internationaux et la position de Zeebrugge en tant que hub polyvalent pour le GNL dans le Nord-Ouest de l'Europe.

Les transbordements vont nécessiter la construction d'un cinquième réservoir et d'installations supplémentaires. En avril 2015, FLUXYS LNG a attribué le contrat en vue de la construction de la nouvelle extension du Terminal de Zeebrugge, dont feront partie ce cinquième réservoir de stockage et les installations de process supplémentaires, pour un montant supérieur à 200 millions d'euros.





Dunkerque : nouveau point d'entrée du gaz

Signalons également que FLUXYS est partenaire à 25% dans le Terminal GNL construit à Dunkerque, aux côtés d'EDF (65%) et de TOTAL (10%). En outre, FLUXYS détient 49% de GAZ-OPAL. Cette joint venture créée avec EDF (51%) sera chargée de l'exploitation des futures installations.

Ce terminal méthanier, dont le chantier touchait à sa fin au terme de 2015, a une capacité de 13 milliards de m³ de gaz naturel par an. Parallèlement, une connexion va être réalisée entre Dunkerque et Zeebrugge pour relier trois infrastructures : le Terminal GNL de Dunkerque en tant que nouveau point d'entrée de gaz en Europe, le réseau de GRTGAZ et le réseau de FLUXYS en Belgique.

A noter que début novembre 2015, la nouvelle canalisation Alveringem-Maldegem, le tronçon belge de cette liaison transfrontalière Dunkerque-Zeebrugge (74 km), a été mise en service. L'ensemble, qui permettra de transporter jusqu'à 8 milliards de m³ supplémentaires de gaz naturel vers la Belgique et ailleurs en Europe depuis le Terminal GNL de Dunkerque, contribuera nettement au renforcement de la sécurité d'approvisionnement et au bon fonctionnement du marché dans le Nord-Ouest de l'Europe.

Innovier et développer du gaz moins polluant

FLUXYS garde aussi à l'esprit les enjeux européens en matière climatique et énergétique. Concrètement, FLUXYS BELGIUM et les entreprises d'infrastructures gazières ENERGIE. DK [Danemark], GASUNIE (Pays-Bas), GRTGAZ (France) et SWEDEGAS (Suède) se sont engagées à transporter du gaz 100% neutre en carbone dans leurs infrastructures d'ici 2050. Pour atteindre cet objectif commun, les cinq entreprises coopèrent étroitement et échangent leur savoir-faire pour concrétiser les différentes options et examiner comment elles peuvent être combinées en fonction de la situation énergétique de chaque pays. Pour être en mesure de fournir un tel gaz, de nouvelles technologies et connaissances devront être intégrées.

Parmi les principaux domaines de cette coopération, on retrouve notamment l'idée du gaz naturel comprimé (GNC) et du GNL comme carburants pour le transport routier et maritime.

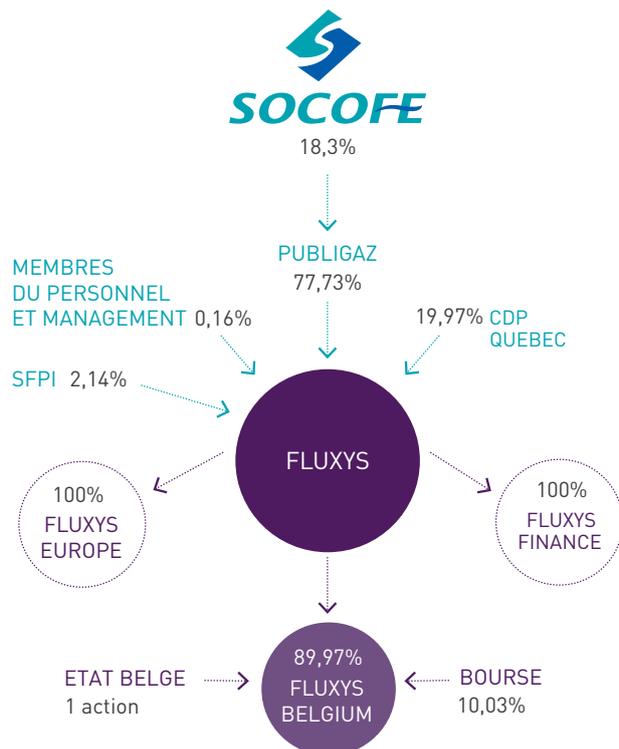
Le GNL connaît un succès grandissant comme carburant pour les poids lourds qui assurent du transport routier sur de longues distances. Il est également intéressant pour le transport maritime : il permettrait de réduire les émissions de gaz à effet de serre des navires de 20%. Au Terminal GNL

de Zeebrugge, des camions-citernes peuvent déjà venir charger du GNL pour l'approvisionnement de stations de remplissages et de navires. Désormais, des navires de soutage peuvent aussi s'approvisionner en GNL pour aller ravitailler d'autres navires. Le nombre de navires qui fonctionnent au GNL (mais n'en transportent pas) atteindra quelque 1.000 unités en 2020.

Opérateur de stockage 2015

Pour terminer, signalons que FLUXYS s'est vue décerner le titre d'« opérateur de stockage de gaz » de l'année 2015 lors de la European Gas Conference à Vienne. A cette occasion, le nouveau CEO de FLUXYS, Pascal De Buck, a souligné que malgré un marché du stockage difficile en Europe, FLUXYS a réussi à vendre la totalité de son volume de stockage pour 2014-2015, et ce grâce à des écarts de prix été/hiver favorables et à une attention constante aux besoins des clients.

PARTICIPATION EN FLUXYS AU 31/12/15





ELIA

« défi du renouvelable de plus en plus concret »

ELIA est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, avec plus de 8.400 km de lignes et de câbles haute tension. La société achemine l'électricité des producteurs vers les gestionnaires de réseau de distribution et les grands consommateurs industriels.

Via PUBLI-T et PUBLIPART, SOCOFE représente la participation wallonne la plus importante en ELIA. Cette position correspond à notre engagement fort dans les activités régulées de réseaux. Pour des actionnaires tels que SOCOFE et ses partenaires communaux, il s'agit non seulement d'un secteur stratégique pour le pays et son économie, mais également une participation dont nous attendons des revenus réguliers et plus stables que dans les activités commerciales. Y prendre une part active correspond donc parfaitement à nos missions.

Part croissante du renouvelable

Comme dans le domaine du gaz naturel, les gestionnaires de réseau de transport électriques assistent à une transformation profonde de leur environnement, devenu plus complexe et plus incertain. La place croissante des énergies renouvelables, notamment en vue de la réalisation des objectifs européens du paquet législatif Climat et Énergie pour 2020, l'intégration des marchés européens et les préoccupations liées à la sécurité d'approvisionnement font apparaître une série de nouveaux défis pour le secteur du transport électrique :

développements technologiques, financement des projets, intégration de sources d'énergies à caractère variable, équilibre de l'offre et de la demande, cadre réglementaire...

En ce qui concerne les énergies renouvelables, ELIA a indiqué que début 2015, le parc de production belge représentait environ 2.900 MW de capacité photovoltaïque installée et 2.000 MW de capacité éolienne installée. Si ces chiffres sont encourageants, il ne faut pas perdre de vue que le caractère intermittent des sources d'énergies renouvelables rend celles-ci moins faciles à prévoir et nécessite en permanence une capacité de secours. Les accords de la COP21 en matière de réchauffement climatique et les objectifs énergétiques européens ne font qu'accroître les défis auxquels devra faire face une entreprise comme ELIA (lire notre focus pages 6-11).

Défis et opportunités

Le changement de paradigme pousse le secteur de l'électricité à imaginer de nouveaux modèles économiques. Mais il est aussi propice à de nouvelles opportunités, notamment sur la scène internationale.

ELIA est bien décidée à les saisir et en a certainement les atouts : une place centrale en Europe, une expertise technique reconnue, l'habitude des coopérations internationales, une expérience à l'indépendance, et une longueur d'avance dans la mise en place d'un marché efficace et d'outils performants.



Depuis sa prise de participation de contrôle dans le gestionnaire de réseau de transport allemand 50HERTZ TRANSMISSION, en 2010, ELIA a d'ailleurs rejoint le top 5 des gestionnaires de réseau de transport européens. La société belge a ainsi consolidé sa place sur le marché Centre-Ouest européen et est à présent bien positionnée pour participer au développement d'un véritable marché européen de l'électricité fiable à l'échelle de la région.

Sécurité d'approvisionnement : priorité absolue

La priorité absolue d'ELIA, qui a accueilli son nouveau CEO Chris Peeters en juin 2015, reste la sécurité d'approvisionnement en Belgique. En 2015, le groupe ELIA a ainsi réalisé 353 millions d'euros d'investissements en Belgique (et 902 millions d'euros en Allemagne) dans cet objectif, et aussi pour accueillir les flux croissants d'énergie renouvelable.

Cette priorité de la sécurité d'approvisionnement est aussi celle de tous les actionnaires de SOCOFE. Cet objectif est d'autant plus important à la lumière des défis auxquels la Belgique a dû faire face dès l'hiver 2014-2015, et ce suite à la mise hors fonction de 3.000 MW nucléaires et au risque de pénurie qui en découlait.

C'est ainsi que suite à la loi de 2014 instaurant le mécanisme de la réserve stratégique, ELIA s'est vue assigner la mission de constituer cette réserve, d'en estimer les besoins, et d'activer la capacité d'électricité dans le cas où un risque de pénurie électrique serait identifié à court terme, durant les périodes hivernales.

Notons que début 2016, cette réserve stratégique faisait l'objet de plusieurs réflexions de la part de la ministre de l'Énergie, Marie-Christine Marghem. Celle-ci a proposé de remplacer la réserve stratégique par une réserve structurelle qui serait basée sur un appel d'offres volontaires et des critères techniques. En outre, étant donnée l'annonce, en 2015, de la relance des réacteurs nucléaires, la ministre envisage également de ne pas constituer de réserve stratégique additionnelle pour l'hiver 2016-2017.

Interconnexions renforcées

L'interconnexion du réseau belge d'ELIA avec celui d'autres pays participe elle aussi à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Les investissements d'ELIA dans le domaine place d'ailleurs notre pays parmi les pays européens les plus ouverts et les mieux interconnectés.

Le renforcement de la capacité actuelle d'importation de la Belgique grâce aux interconnexions fait partie des priorités du plan de développement fédéral 2015-2025 établi par ELIA. Celui-ci a été approuvé en décembre 2015 et prévoit une augmentation de cette capacité d'importation de 3.500 MW à 6.500 MW d'ici 2020. Cet objectif sera atteint par la réalisation des

projets d'interconnexion avec l'Allemagne (projet ALEGrO), le Royaume-Uni (projet NEMO) et les Pays-Bas (projet BRABO).

Allemagne - Angleterre - Pays-Bas

Pour rappel, ALEGrO est considéré comme prioritaire par la Belgique et l'Union européenne au vu des bénéfices attendus en termes de sécurité d'approvisionnement, de convergence des prix et d'intégration du renouvelable. Il s'agit de la première interconnexion électrique directe entre l'Allemagne et la Belgique. Cette future liaison souterraine en courant continu est prévue pour 2019. Elle constituera un chaînon manquant entre les systèmes électriques jusqu'ici non interconnectés de part et d'autre de la frontière, autour d'Aix-la-Chapelle et de Liège.

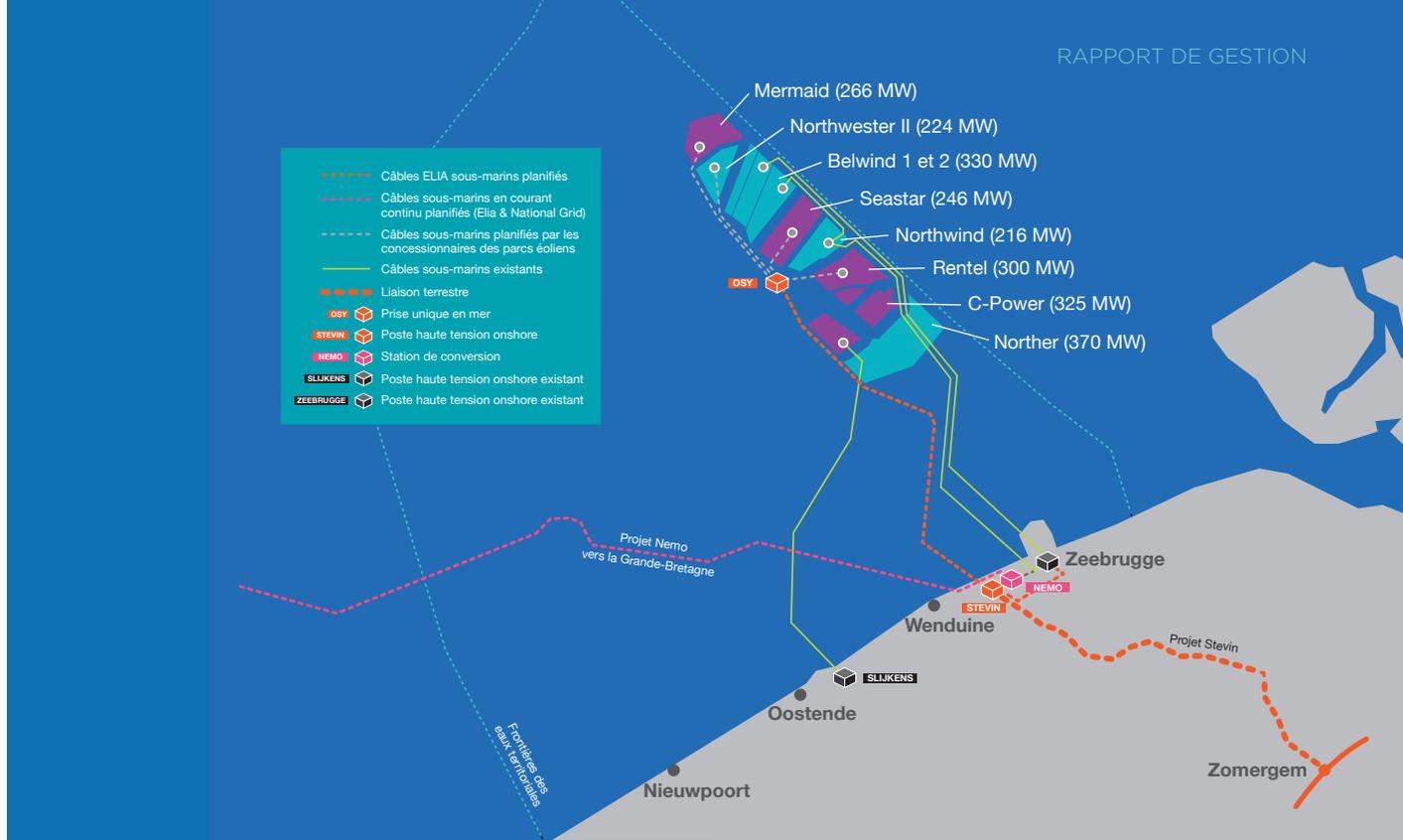
Le projet NEMO concerne, quant à lui, l'installation d'un câble sous-marin reliant la Belgique à l'Angleterre. Cette interconnexion permettra de transporter de l'électricité dans les deux sens entre les deux pays. La construction suit son cours et la mise en service devrait avoir lieu à l'horizon 2018, pour être totalement opérationnelle en 2019.

Enfin, le projet BRABO vise un renforcement de la sécurité d'approvisionnement dans le port d'Anvers et en Belgique. En 2015, un nouveau transformateur déphaseur a été mis en service six mois plus tôt que prévu à Zandvliet. Il s'agit du quatrième transformateur de ce type installé à la frontière avec les Pays-Bas. Il va permettre à ELIA de mieux gérer les phases critiques durant la période hivernale. Grâce à ce déphaseur, l'électricité importée des Pays-Bas pourra être mieux répartie dans le réseau, améliorant considérablement la fiabilité du réseau à haute tension, ce qui était nécessaire pour pouvoir importer plus d'électricité depuis les Pays-Bas.

Tarifs approuvés par la CREG

En ce qui concerne le cadre réglementaire, signalons qu'en décembre 2015, la CREG a approuvé la proposition tarifaire d'ELIA pour la période réglementaire 2016-2019. Le gestionnaire du réseau de transport électrique dispose ainsi des moyens nécessaires à l'exécution de ses missions légales, notamment son programme d'investissement en Belgique, qui s'élève à plus d'1,6 milliard d'euros pour la période 2016-2019.

Les tarifs 2016-2019 reposent notamment sur l'introduction d'un nouveau mécanisme incitatif adopté par la CREG et destiné à soutenir la réalisation de projets importants de renforcement et de développement du réseau de transport. La nouvelle méthodologie tarifaire, datant de décembre 2014, permettra au régulateur fédéral de réaliser un suivi permanent de la réalisation de ce programme d'investissement.



STEVIN permettra d'intégrer les énergies renouvelables

En Belgique, les investissements d'ELIA sont essentiellement concentrés sur l'entretien et la consolidation du réseau existant, ainsi que sur l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique, notamment par le biais du projet STEVIN.

Ce projet consiste à étendre le réseau 380.000 volts entre Zomergem et Zeebrugge. Ce réseau est en effet arrivé à saturation et rend impossible, dans l'état actuel, le raccordement de l'ensemble des parcs éoliens offshore au réseau électrique terrestre d'ELIA. 2015 a surtout été marquée par le coup d'envoi des travaux préparatoires de STEVIN, ainsi que par l'approbation par la CREG du budget et des solutions techniques envisagés pour ce projet essentiel. Une fois réalisé, celui-ci permettra le développement d'une production d'énergie décentralisée au littoral, l'interconnexion avec le réseau à haute tension britannique, et bien sûr, le raccordement des futurs parcs éoliens offshore. En 2015, STEVIN a constitué le plus gros investissement (70 millions d'euros) d'ELIA en Belgique.

Raccorder l'éolien offshore : vers une solution modulaire

Jusqu'à présent, les différents parcs éoliens en Mer du Nord ont toujours été raccordés individuellement au réseau terrestre. Mais aujourd'hui, les différentes parties prenantes réfléchissent à un concept inédit : au lieu d'une connexion « point à point » par parc, qui se traduit entre autre par une multiplication des câbles sous-marins, le raccordement des différents parcs éoliens offshore sera concentré en mer et intégré dans le réseau géré par ELIA sur la terre ferme via STEVIN.

Ce raccordement se fera via la mise en place d'un réseau modulaire et d'une « prise en mer ». L'idée est de raccorder chaque parc éolien à un poste à haute tension qui sera érigé sur une plateforme en mer, à son tour raccordée au réseau terrestre. L'idée d'un Belgian Offshore Grid (BOG), envisagée par le passé, a ainsi été abandonnée et fait place désormais à une solution modulaire, ou Modular Offshore Grid (MOG).

Le concept exact de ce MOG et son cadre réglementaire sont actuellement à l'étude, en collaboration avec les différentes parties prenantes. Par contre, on peut déjà en donner quelques avantages. Premièrement, le MOG permettra au parc RENTEL d'aller de l'avant et de se connecter rapidement au réseau terrestre, tout en laissant à cette connexion la possibilité de rejoindre, dans le futur, celle des autres parcs éoliens offshore. Ensuite, cette infrastructure permettra à ELIA de concentrer une puissance en mer de 1.000 MW en une prise unique, l'Offshore Switch Yard (OSY).

A plus long terme, ELIA projette de raccorder cette infrastructure à une plateforme internationale grâce à des liaisons à courant continu. Ces dernières permettent de transporter de plus grosses puissances sur de plus longues distances. Une telle plateforme internationale ouvrira ainsi l'accès à d'autres sources d'énergie qui pourront intervenir lorsqu'il n'y a pas de vent en Mer du Nord. Ces liaisons permettront aussi de stocker l'énergie éolienne dans des infrastructures prévues à cet effet. Ce nouveau réseau en Mer du Nord permettra ainsi aux consommateurs belges d'être alimentés en électricité verte, même en l'absence de vent.

Stockage : de nouvelles opportunités

Comme SOCOFE l'a déjà évoqué par le passé, la transformation fondamentale du marché de l'énergie va forcément faire naître de nouvelles opportunités pour le secteur, notamment en matière de stockage d'énergie ou de gestion « plus intelligente » des réseaux.



Ainsi, en octobre 2015, ELIA a par exemple annoncé le lancement d'un projet pilote pour la fourniture de services d'équilibre par des parcs éoliens. Dans le futur, on s'attend en effet à une diminution de la production des unités conventionnelles lors des périodes de forte production issue des sources d'énergie renouvelable. Or ces unités conventionnelles sont actuellement les fournisseurs principaux des services d'équilibre. Le projet pilote explore la possibilité technique pour ces parcs éoliens de modifier leur capacité de production en temps réel pour l'équilibrage du réseau électrique.

Le projet iLand est une autre illustration de ces opportunités naissant des mutations du marché. Ce consortium, auquel SOCOFE et la SRIW ENVIRONNEMENT se sont associées, étudie l'idée de construire une île artificielle en Mer du Nord destinée à stocker temporairement l'électricité et ainsi équilibrer l'offre et la demande du réseau. Le modèle économique repose sur un volume de stockage utilisable par les parcs offshore ou bien un volume mobilisable par ELIA en termes de réserve de sécurité.

En 2015, les partenaires du consortium ont cependant décidé de suspendre le projet en attendant que le Gouvernement clarifie ses intentions et que toutes les conditions soient réunies pour qu'iLand puisse devenir concret.

Par contre, le stockage étant incontestablement un enjeu futur important pour le secteur, SOCOFE a décidé de participer à une réflexion sur les sites de stockage potentiels en Wallonie et sur le business model qui pourrait y être associé.

PUBLI-T et HOLDING COMMUNAL : pas de date fixée

Pour terminer, signalons qu'en octobre 2015, PUBLI-T a procédé à une augmentation de capital de 150 millions d'euros. L'ensemble des actionnaires a participé à cette augmentation, dont SOCOFE à concurrence de 25 millions d'euros. L'objectif était de rembourser les prêts qui pesaient sur le bilan de PUBLI-T et de lui assurer une stabilité financière pour les années à venir.

Par contre, 2015 n'a pas vu d'avancée significative dans le dossier HOLDING COMMUNAL. La procédure suit toujours son cours et fin décembre 2015, aucune date pour les plaidoiries n'avait encore été fixée.

Pour rappel, en décembre 2010, SOCOFE détenait 13,35% du capital de PUBLI-T. A cette époque, pour pouvoir financer le rachat des parts d'ELECTRABEL et entrer dans le capital du réseau allemand 50HERTZ TRANSMISSION, PUBLI-T avait besoin de mobiliser 300 millions d'euros. Une partie de ces moyens est provenue d'un financement bancaire, l'autre d'une augmentation de capital de 133 millions d'euros qui devait s'effectuer en deux phases. La première, de 100 millions d'euros, à laquelle tous les actionnaires ont participé à l'exception du HOLDING COMMUNAL, a été réalisée. Pour la seconde, il était prévu que le HOLDING COMMUNAL y souscrive à l'horizon de cinq ans maximum.

Mais en décembre 2011, celui-ci a été mis en liquidation. Sur la base d'une analyse juridique approfondie du code des sociétés et des statuts, les actionnaires de PUBLI-T n'ont pu que constater que celle-ci entraînait de facto la perte de la qualité d'associé du HOLDING COMMUNAL. Plusieurs conséquences en ont découlé.

La première a été la révision de la composition de l'actionnariat de PUBLI-T. Tous les droits du HOLDING COMMUNAL liés à ses actions de catégorie A sont devenus caducs et les parts ont été annulées. Néanmoins, celui-ci a conservé, en compensation et conformément à la jurisprudence, le droit au paiement par PUBLI-T du dividende correspondant à la période pendant laquelle le HOLDING COMMUNAL était toujours associé au capital, ainsi qu'au paiement de l'action de séparation résultant de la perte de sa qualité d'associé.

L'action de séparation, calculée sur la base de la valeur comptable, a été payée par PUBLI-T en juin 2013. A cette fin, une augmentation de capital a été lancée auprès des actionnaires de PUBLI-T. SOCOFE y a répondu à concurrence de 12,9 millions d'euros, portant ainsi sa participation à 16,67%.

Les liquidateurs du HOLDING COMMUNAL ont cependant contesté le calcul de la valeur de leur participation en PUBLI-T par le biais d'une action en justice. Début 2014, le tribunal de commerce de Bruxelles a décidé la désignation d'un expert afin de rédiger un rapport et de procéder à l'évaluation de la participation du HOLDING COMMUNAL dans PUBLI-T. Le tribunal a néanmoins confirmé la perte de la qualité d'associé du HOLDING COMMUNAL du fait de sa mise en liquidation.

A différents égards, le Conseil d'administration de PUBLI-T a jugé ce prononcé problématique et a décidé, le 6 février 2014, d'interjeter appel contre le jugement interlocutoire. Ceci implique que la procédure continue devant la Cour d'appel.

Entre-temps, le 27 juin 2014, l'expert désigné par le tribunal de commerce de Bruxelles a remis un premier projet de rapport d'expertise. En conclusion, il estime que la différence entre les deux modes de valorisation est de l'ordre de 55 millions d'euros.

EDF LUMINUS

« mouvements dans l'actionnariat »

Malgré un contexte économique difficile pour le secteur, EDF LUMINUS reste le premier challenger sur le marché belge de l'énergie. De façon historique, les actionnaires de cette société filiale du groupe EDF l'ont accompagnée dans les diverses étapes de son déploiement sur le marché libéralisé. Parmi ceux-ci se trouve notamment la holding EDF BELGIUM, dont EDF est l'actionnaire unique. Jusqu'en 2015, EDF BELGIUM détenait 63,5% des parts. Les autres actionnaires sont essentiellement publics. SOCOFE en fait partie avec une participation directe jusque 2015 de 4,94%.

Producteur d'électricité et fournisseur de services énergétiques, EDF LUMINUS dispose de centrales électriques au gaz, de parcs éoliens et de centrales hydrauliques répartis sur plusieurs sites en Wallonie et en Flandre. L'entreprise détient aussi des droits minoritaires dans des installations nucléaires.

Sa capacité installée totale est de près de 2.000 MW, ce qui représente environ 10% de la capacité de production belge. Sous sa marque LUMINUS, la société vend de l'électricité, du gaz et des services énergétiques à près de 1,8 million de clients particuliers et professionnels.

En tant que producteur d'énergie historiquement vert, sa stratégie d'investissement se concentre de façon croissante sur les énergies renouvelables. Entre 2015 et 2018, la société a prévu d'investir 600 millions d'euros, principalement dans l'énergie éolienne et les services énergétiques. D'ici 2018, elle a l'ambition de doubler son parc éolien, ce qui se traduit par un développement de plus en plus important de son parc éolien dans le Nord et le Sud du pays. Les actionnaires d'EDF LUMINUS resteront bien entendu attentifs à la conception du plan d'investissement de la société.

Réserve stratégique : un enjeu pour la société

EDF LUMINUS est également un acteur clé dans la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique visée par la mise en place de la réserve stratégique en 2014. Ainsi, ses centrales au gaz de Seraing, Angleur et Izegem ont été à la disposition du gestionnaire de réseau de transport ELIA en cas d'identification d'un risque de pénurie d'électricité.

Pour la centrale de Seraing, ceci a constitué une bouffée d'oxygène puisque cette unité de production de 485 MW était destinée à une mise sous cocon à partir de juillet 2014. Son rendement technique plus faible et sa sous-utilisation, notamment en raison de la baisse de la demande d'électricité, entraînait en effet des pertes conséquentes pour EDF LUMINUS.

Dans le cadre de l'appel d'offres en vue de la constitution d'une réserve stratégique, l'offre introduite par EDF LUMINUS a été retenue en septembre 2014 par les autorités compétentes, et ce pour trois hivers, reportant ainsi le projet de mise sous cocon.

Ce répit a cependant été de courte durée. En effet, la relance des réacteurs nucléaires annoncée en 2015 a changé la donne et menace plus que jamais les centrales au gaz. Conséquence directe de cette relance : la ministre fédérale de l'Énergie envisage de ne pas constituer de réserve stratégique additionnelle pour l'hiver 2016-2017. En revanche, elle réfléchit à un système de soutien baptisé « réserve structurelle » et basé sur un appel d'offres volontaires et des critères techniques permettant aux centrales au gaz performantes de tenir jusqu'à la sortie du nucléaire, moment où elles seront à nouveau indispensables pour assurer l'équilibre sur le réseau électrique.



Selon l'idée de la ministre, les acteurs retenus pour cette réserve structurelle ne seraient plus seulement rémunérés en fonction des volumes d'électricité produits, mais également pour la capacité qu'ils mettent à disposition du marché. Dans ce contexte, nous sommes en droit de nous demander quel sera l'avenir de la centrale au gaz située au Sud du pays.

Un environnement sous pression

Depuis plusieurs années, EDF LUMINUS œuvre à une redéfinition de son modèle opérationnel, poussée par un environnement économique dégradé, une demande générale en baisse et une concurrence accrue de la part des énergies renouvelables, ainsi qu'une baisse généralisée des prix de l'énergie. La pression et les mutations profondes que subissent tous les acteurs européens du secteur ont bien entendu des répercussions sur la rentabilité d'entreprises comme EDF LUMINUS.

Ce contexte de contraction des marges avait incité le Conseil d'administration de SOCOFE à examiner l'avenir de sa participation dans EDF LUMINUS, puisque les conventions d'actionnariat d'EDF LUMINUS donnaient la faculté aux actionnaires d'envisager une cession de leur participation selon un processus complexe actionné en 2014.

C'est dans ce contexte que l'actionnaire majoritaire a préféré, dans un premier temps, opter pour une introduction en Bourse de 37,7% des actions d'EDF LUMINUS. A la mi-mai 2015, le Conseil d'administration de la société a officiellement chargé son CEO d'engager la procédure.

Adaptation de la convention des actionnaires

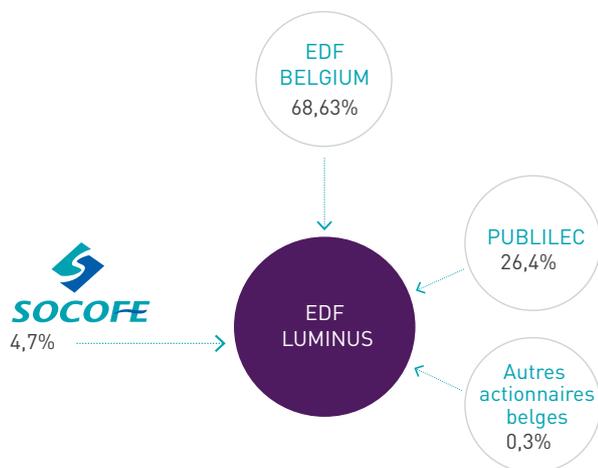
La signature d'un avenant à la convention d'actionnaires a cependant mis fin au projet d'IPO le 26 octobre 2015. Cet avenant prolonge la convention d'actionnaires jusqu'en 2025 et prévoit une réorganisation actionnariale. D'une part, elle acte le maintien de quatre actionnaires belges : PUBLILEC (26,4%), SOCOFE (4,7%), ETHIAS (0,2%) et NETHYS (0,1%). Ceux-ci ont ainsi réitéré leur volonté d'accompagner le développement d'EDF LUMINUS.

Cet accord garantit en outre un dividende minimum pour les années 2015-2016-2017. Celui-ci correspond aux 35 millions d'euros par an promis par EDF LUMINUS dans le cadre de l'introduction en Bourse.

Dans la foulée, le GROUPE EDF, via sa filiale à 100% EDF BELGIUM, a racheté les parts de PUBLILUM et de VEH, qui ont manifesté leur souhait de sortir du capital de la société belge. Cela porte la participation d'EDF dans EDF LUMINUS à 68,63%.



PARTICIPATION EDF LUMINUS AU 31/12/15



SRIW ENVIRONNEMENT

« un portefeuille qui s'étoffe dans la cohérence »

La SRIW ENVIRONNEMENT est le partenaire privilégié de SOCOFE dans l'éolien onshore et offshore. Malgré une réduction de valeur sur cette participation de 1.371.000 euros en 2015, celle-ci permet de renforcer l'action de SOCOFE, notamment au travers de dossiers comme OTARY et VENTIS. Elle cadre parfaitement avec notre vocation de base puisque l'environnement et l'énergie sont étroitement liés.

Filiale de la SRIW, SRIW ENVIRONNEMENT a pour objet de promouvoir le développement d'entreprises industrielles dans le secteur de l'environnement. Fin 2014, le secteur « environnement » représentait 23,91% des participations du Groupe SRIW.

SOCOFE est associée au capital de SRIW ENVIRONNEMENT depuis l'année 2000. En 2010, l'importance des fonds mobilisés pour le projet C-POWER et le rachat de VENTIS a conduit à une augmentation de capital. A cette occasion, SOCOFE a porté sa participation en SRIW ENVIRONNEMENT de 15 à 20%.

Ces nouveaux moyens financiers mis à la disposition de SRIW ENVIRONNEMENT confortent la mission de base de cette holding : promouvoir la gestion de l'environnement en Wallonie par le biais de prises de participations dans des entreprises du secteur. Ceci permet d'en assurer le développement économique, d'y créer de l'emploi, et d'inciter ces acteurs à acquérir un savoir-faire original, voire de l'exporter sur les marchés mondiaux.

Des entreprises wallonnes à haut potentiel

En 2014, la SOCOFE s'était réjouie de l'investissement de la SRIW ENVIRONNEMENT dans deux belles sociétés wallonnes : la société ISSOL, fabricant et développeur de projets photovoltaïques sur mesure actif dans le secteur de la construction,

ainsi que G-TEC, entreprise de pointe spécialisée dans les services d'engineering géotechniques, notamment active dans les études géophysiques et environnementales en milieu marin dont bénéficient particulièrement les projets de parcs éoliens offshore. En 2015, ces deux entreprises ont poursuivi leur évolution au gré des beaux projets réalisés durant l'année.

En 2015, la SRIW ENVIRONNEMENT est également entrée dans le capital de la société OPINUM, active dans le développement de solutions software visant à améliorer la gestion énergétique des bâtiments. Cette jeune société wallonne a développé une plateforme permettant de collecter, agréger et analyser les données par les compteurs intelligents. Soulignons que le marché de l'optimisation énergétique est relativement jeune et en pleine croissance.

Parfaitement cohérents avec notre portefeuille, ces investissements de la SRIW ENVIRONNEMENT illustrent le potentiel que représente le positionnement des entreprises wallonnes sur le marché belge et sur la scène internationale.





C-POWER C-POWER HOLDCO POWER@SEA THORNTON

« le défi de la gestion opérationnelle »

Inauguré en septembre 2013, C-POWER est l'aboutissement du plus grand chantier éolien offshore jamais mené en Mer du Nord. Ce projet ambitieux a représenté un investissement de 1,29 milliard d'euros. C'est la première fois que des éoliennes d'une telle puissance ont été installées aussi loin des côtes. Situé sur le Thorntonbank, ce parc éolien est appelé à fournir chaque année, grâce à sa capacité de 325 MW, l'équivalent de la consommation de 300.000 ménages en électricité verte.

Dans l'optique de la transition vers la phase d'exploitation, les actionnaires de POWER@SEA ont adapté en 2013 la structure de leur prise de participation en C-POWER, notamment pour assurer une disponibilité plus efficiente des revenus générés par le parc. Cela s'est traduit par une scission de la société POWER@SEA en deux : POWER@SEA et POWER@SEA THORNTON. La première regroupe les participations en OTARY et à l'international. La seconde loge les parts détenues en C-POWER via C-POWER HOLDCO.

Cette opération a permis d'isoler la participation en C-POWER HOLDCO dans une structure, POWER@SEA THORNTON, et d'assurer une meilleure liquidité pour les actionnaires qui souhaitent réorganiser leur participation au terme de la période de construction des parcs.

Un nouveau savoir-faire à développer

Désormais, l'exploitation du parc est devenue le plus gros enjeu de C-POWER. Ce parc a été pionnier en matière de construction, il l'est aussi dans la gestion opérationnelle. Celle-ci constitue un nouveau métier, avec une technologie non encore mature et de nombreux impondérables. La société doit donc développer son savoir-faire en termes de maintenance d'éoliennes offshore, de maîtrise des coûts et d'optimisation des rendements électriques.

En 2015, le chiffre d'affaires a été de l'ordre de 168 millions d'euros et les premiers retours du projet, après dix ans d'investissement, ont été enregistrés. Si les résultats sont finalement positifs, la confirmation des performances de vent annoncées a cependant retenu l'attention de l'entreprise tout au long de l'année. Et à l'heure actuelle, nous n'avons pas encore la certitude que les études de vent réalisées jusqu'à présent ne sont pas surestimées.

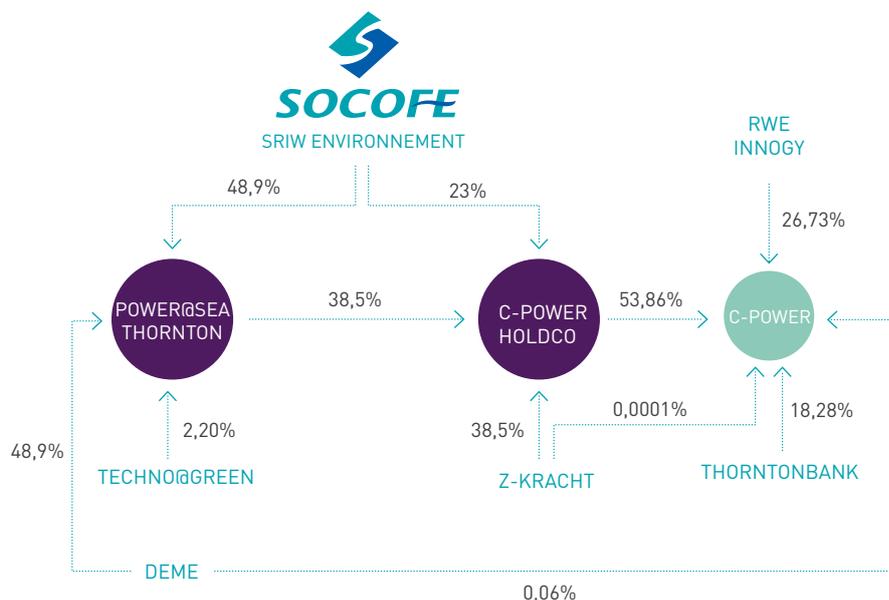
Autre impondérable auquel la société a dû faire face : en septembre 2015, une rupture de câble est survenue à la côte. Heureusement, celle-ci a été rapidement résolue, mais elle

montre que l'exploitation d'un tel parc éolien offshore reste un défi.

Pour SOCOFE, cette participation est importante car en parfaite adéquation avec notre core business par son caractère durable et d'intérêt collectif. Au vu des perspectives de développement que le secteur éolien peut offrir à nos entreprises, et aussi en raison des engagements européens auxquels la Belgique a souscrit en matière d'énergies renouvelables et de sauvegarde de l'environnement, notre holding a l'ambition de continuer de s'y impliquer étroitement. De plus, l'expérience acquise par C-POWER est susceptible de créer de nouvelles opportunités et de permettre à nos sociétés de développer de nouveaux business exportables.

Rappelons bien entendu l'importance, dans le cadre de projets d'une telle envergure, de l'octroi d'un système de subventionnement stable tel que celui des certificats verts fédéraux. Sans lui, de tels projets sont impossibles.

PARTICIPATION EN C-POWER / C-POWER HOLDCO / POWER@SEA THORNTON AU 31/12/15





OTARY – RENTEL – SEASTAR POWER@SEA – PLUG AT SEA

« l'éolien offshore peut aller de l'avant »

Via la holding OTARY, active dans la construction et l'exploitation de parcs éoliens offshore en Belgique, SOCOFE poursuit son développement dans ce secteur et assure une présence wallonne dans l'exploitation énergétique de la Mer du Nord.

Un cadre européen ambitieux

Les engagements de l'Union européenne en matière d'énergie confirment notre conviction que cette présence a plus que jamais du sens et fera naître de nouvelles opportunités pour le secteur de l'énergie.

Rappelons que d'ici 2020, l'Union européenne s'est fixée pour objectif de produire 20% de la consommation énergétique sur base des énergies renouvelables. En 2014, un Sommet européen a abouti à un engagement encore plus ambitieux d'ici 2030. Le Paquet Energie-Climat 2030 prévoit en effet une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40% par rapport aux niveaux de 1990, une augmentation de la part des énergies renouvelables à 27% dans la consommation énergétique européenne, et une amélioration de l'efficacité énergétique de 27%.

Pour contribuer à cet engagement de lutte contre le réchauffement climatique, la Belgique s'est engagée, de son côté, à atteindre un niveau de 13% dans la consommation finale d'énergie brute dans le pays d'ici 2020. Pour que ces engagements puissent être honorés, la construction de l'intégralité des parcs offshore et leur connexion au réseau terrestre sont des conditions nécessaires. A l'horizon 2020, la puissance de l'éolien offshore belge devrait atteindre 2.200 MW. A la mi-2014, nous étions à 700 MW en production.

Valoriser l'expertise belge sur la scène internationale

Les perspectives de l'éolien sont donc importantes et des projets se profilent sur le plan international, ouvrant la voie à des valorisations de l'expertise belge, et notamment celle d'une entreprise comme POWER@SEA.

Par le biais de celle-ci, par exemple, les partenaires wallons étudient depuis plusieurs années des sites de concessions à l'étranger, particulièrement le long des côtes de la Mer du Nord et de la Mer Baltique, où l'expérience acquise au travers de C-POWER pourrait être exploitée. POWER@SEA vise notamment à exporter l'expertise développée en Belgique vers l'Allemagne, les Pays-Bas et la France.

POWER@SEA est également présente en Pologne. Bien que le projet s'avère plus compliqué que prévu en raison de la difficulté d'obtenir une capacité de raccordement sur le réseau terrestre, la société belge a obtenu les concessions pour la construction de deux parcs éoliens offshore au large des côtes polonaises, C-WIND et B-WIND.

Pour l'ensemble de ces projets à l'étranger, SOCOFE et la SRIW ENVIRONNEMENT conçoivent toujours la mission de POWER@SEA comme celle de développeur éolien offshore, différente de celle de constructeur et d'exploitant.

OTARY : trois des sept parcs prévus en Mer du Nord

SOCOFE est présente dans OTARY depuis la constitution de celle-ci, en janvier 2011, et ce aux côtés de sept autres acteurs déjà actifs dans le développement de l'éolien offshore belge. Il s'agit des producteurs d'électricité verte ASPIRAVI et ELICIO



(filiale de NETHYS qui a repris une partie des activités d'ELECTRAWINDS), des sociétés du groupe de dragage et d'ingénierie DEME et RENT-A-PORT, ainsi que de sociétés de financement : POWER@SEA, SRIW ENVIRONNEMENT et Z-KRACHT. Chaque actionnaire détient une participation de 12,5%.

OTARY se positionne comme un véritable centre de connaissance pour l'énergie et développe trois projets : RENTEL, SEASTAR et MERMAID, à savoir trois des sept parcs éoliens prévus au large des côtes belges par le Gouvernement fédéral.

Aujourd'hui, toutes les concessions pour les parcs éoliens en Mer du Nord sont attribuées. Celle de MERMAID, la dernière en date, l'a été à OTARY et ELECTRABEL dans la proportion 65%-35%, après division en deux de la concession initiale et attribution de l'autre partie à MERMAID. Ce projet offshore belge (une puissance installée de 224 à 264 MW) est sans doute le plus complexe, notamment en raison de sa localisation loin des côtes. Ce parc nécessitera un mécanisme de soutien intégrant cette grande distance.

RENTEL : dernière ligne droite vers le financial close

Le deuxième parc est RENTEL. Celui-ci est appelé à produire 296 MW (42 turbines de 7 MW). Il est logé dans une SPV (Special Purpose Vehicle) créée en 2011. OTARY en détient 52%. Le reste est réparti à parts égales (6%) entre huit actionnaires : ELICIO, ASPIRAVI, DEME, SRIW ENVIRONNEMENT, Z-KRACHT, POWER@SEA, RENT-A-PORT ENERGY et SOCOFE. Cette structuration assurera une plus grande liquidité de cette participation au terme du développement du projet.

Le développement de RENTEL constitue la priorité des mois à venir et mobilise toutes les équipes. L'étape importante du financial close est prévue pour juin 2016. Jusqu'à cette date, le budget consacré par les actionnaires à la conception du projet RENTEL aura été de 38 millions d'euros.

Enfin, en vue de la construction du futur parc éolien SEASTAR, qui produira 246 MW, la société SEASTAR a été créée fin 2013 selon le même modèle que pour RENTEL. OTARY possède 51%. Aujourd'hui, les huit autres actionnaires, qui détiennent chacun 6,125% des parts, sont ASPIRAVI OFFSHORE II, DEME, SRIW ENVIRONNEMENT, Z-KRACHT, POWER@SEA, RENT-A-PORT ENERGY, ELICIO OFFSHORE et SOCOFE. Fin 2015, un accord est intervenu entre ELICIO OFFSHORE et OTARY en vue de la rétrocession de 6,125% du capital dans SEASTAR. Chacun d'eux dispose de ses parts en direct.

Cap vers le raccordement

Pour que ces énergies renouvelables puissent être intégrées au réseau électrique belge, les parcs éoliens offshore doivent cependant disposer de la connexion au réseau électrique terrestre ELIA dans les délais adéquats et au meilleur coût. Pour ce faire, de nouvelles capacités de raccordement et le

renforcement du réseau électrique d'ELIA entre Zomergen et Zeebrugge (Projet STEVIN) font partie des préalables. Comme prévu après le déblocage du dossier STEVIN, ELIA a démarré les travaux en 2015. La mise en service de ce poste est attendue pour début 2018.

MOG : une solution opérationnelle pour RENTEL

Ce raccordement se fera également via la mise en place d'un réseau modulaire en Mer du Nord, remplaçant une logique de connexion point à point entre parcs et postes à haute tension qui entraîne une multiplication des câbles électriques.

Ce réseau commun aux parcs offshore a pris différentes formes au fil des études et des réflexions : Stop Contact Op Zee, Belgian Offshore Grid (BOG), puis, en 2014, une Shared Connexion. Cette dernière idée, envisagée jusqu'à début 2015, est aujourd'hui abandonnée et a fait place à une solution modulaire : le Modular Offshore Grid (MOG).

L'idée du MOG, toujours à l'étude par les différentes parties prenantes, serait de raccorder chaque parc éolien à un poste à haute tension qui sera érigé sur une plateforme en mer, à son tour raccordée au réseau terrestre. Pour RENTEL, cette solution est intéressante dans la mesure où elle permettra au parc de disposer, en temps et en heure, d'une connexion électrique. En effet, si l'on veut que le financement du dossier RENTEL soit bouclé sous le régime tarifaire actuel (LCOE), RENTEL ne peut se permettre d'attendre la connexion à un réseau maillé en mer.

Interconnexions à plus long terme

L'autre intérêt pour RENTEL est que le MOG permettra, demain, l'intégration de son infrastructure dans un cadre plus large en partenariat avec ELIA. Rappelons en effet que l'objectif d'ELIA est d'assurer une concentration en mer de la puissance électrique des quatre prochains parcs (environ 1.000 MW) de façon à pouvoir transporter l'énergie produite en mer de façon efficace vers les différents centres de production et de consommation, et ce via de futures infrastructures à courant continu en mer.

Ce raccordement permet une collaboration entre ELIA et les acteurs privés telle qu'elle a déjà été mise en œuvre dans d'autres pays. Il jette aussi les bases d'un réseau offshore à courant continu autour de l'Europe. A long terme, un tel projet ouvrirait ainsi l'accès à d'autres types d'énergie, notamment l'hydraulique en Scandinavie. De telles ressources pourraient intervenir lorsqu'il n'y a pas de vent en Mer du Nord. Ces liaisons permettraient aussi de stocker l'énergie éolienne dans des infrastructures prévues à cet effet. A terme, cela permettrait aux consommateurs belges d'être alimentés en électricité verte, même en l'absence de vent.



PLUG AT SEA en mode mineur

Signalons que les nouvelles orientations du projet de raccordement vers un MOG entraînent la mise en stand-by du rôle de PLUG AT SEA. Pour rappel, cette société avait été fondée en 2012, à la demande d'ELIA, afin de pouvoir avancer de façon efficace et coordonnée sur le projet de réseau en mer. PLUG AT SEA offre la possibilité à ELIA et aux parcs d'avoir à leurs côtés une structure claire et un interlocuteur unique représentant onze acteurs complémentaires de l'éolien offshore belge, tous actionnaires de PLUG AT SEA à concurrence de 9,09% : Z-KRACHT, ASPIRAVI, PARKWIND, DHAM, SOCOFE, SRIW ENVIRONNEMENT, PMV, ELECTRAWINDS (devenu aujourd'hui ELICIO), B.E.FIN, ainsi que RENT-A-PORT et RENT-A-PORT ENERGY. Aujourd'hui, le premier choix des parcs est une réalisation de l'infrastructure MOG par ELIA.

Cadre réglementaire revu en 2015

OTARY était également dans l'attente que l'Etat belge fixe un cadre réglementaire stable et prédictible, de manière à pouvoir négocier les financements bancaires nécessaires à la réalisation de ses parcs. C'était chose faite depuis fin 2013, avec l'adoption du principe d'un régime de subventionnement variable ayant pour objectif de tenir compte de l'évolution des prix de vente de l'électricité et des coûts réels : le mécanisme LCOE (Levelized Cost of Energy ou coût actualisé de l'énergie).

A l'initiative du Gouvernement belge, qui souhaitait chercher le bon équilibre entre l'intérêt du consommateur et le besoin de développer des parcs offshore, ce mécanisme de soutien a

été revu en 2015. Il a ainsi été décidé que les parcs qui atteindront un financial close avant le 1er janvier 2017 pourront bénéficier d'un LCOE de 138 euros par MW pour un équivalent de 3.500 heures de production par an.

Si, au moment de son financial close, un parc prévoit un nombre supérieur à 3.500 heures de pleine charge par an, le soutien sera revu à la baisse, et ce au moyen d'une réduction proportionnelle de 2 euros par 100 heures par an. Le LCOE qui en découlera sera appliqué sur la totalité des heures de production. Le soutien dont bénéficieront in fine les parcs résultera de la différence entre le LCOE et le prix de l'électricité.

Pour les parcs qui clôtureront leur financial close après le 1er janvier 2017, le montant LCOE de départ est de maximum 132 euros pour 3.800 heures de pleine charge par an. Sur ce dernier, le même mécanisme de réduction de 2 euros par 100 heures par an sera appliqué si un parc clôture son financial close avec davantage d'heures que 3.800 heures par an. L'objectif de ce nouveau seuil est de stimuler l'innovation technologique sans désavantager le consommateur.

Ce système vise tous les parcs éoliens en Mer du Nord, à l'exception de ceux dont la construction a déjà débuté ou est terminée, à savoir C-POWER, BELWIND et NORTHWIND.

Les parcs restent dans l'attente de la confirmation urgente de ce cadre légal, préalable indispensable au financial close de RENTEL en juin 2016.

Ventis

« la dynamique se poursuit »

L'expertise de SOCOFE dans l'éolien onshore remonte au début des années 2000, par le biais de notre participation dans SPEPCO (aux côtés de SPE, aujourd'hui EDF LUMINUS). Nous avons ensuite quitté SPEPCO à la demande de SPE, qui souhaitait retrouver la maîtrise exclusive de cet outil.

Dix ans plus tard, conjointement avec SRIW ENVIRONNEMENT, SOCOFE a saisi une nouvelle opportunité d'exploiter ce savoir-faire. Le groupe VENTIS, société wallonne de développement éolien onshore, cherchait les moyens nécessaires au financement de son développement. En janvier 2012, SOCOFE et SRIW ENVIRONNEMENT y ont pris chacune une participation de 12,5%.

Créé en 2002, VENTIS est assurément un groupe au potentiel de développement important. Pour maintenir le cap de sa croissance, ce développeur privé entièrement wallon reste constamment attentif aux opportunités tant en Belgique qu'en France, où l'accent mis par le Gouvernement sur le renouvelable offre des perspectives attrayantes. De plus, l'équipe se renforce et l'entreprise s'inscrit dans une structuration positive de ses activités.

Forte croissance

VENTIS est passée de 17 éoliennes en service (une puissance installée de 40 MW) fin 2013, à 29 éoliennes et une puissance installée totale de 65,67 MW au terme de 2015. Fin décembre 2015, son portefeuille se composait également d'une cinquantaine d'éoliennes supplémentaires en voie de construction, en projet ou avant-projet, en Belgique et en France.

Plus concrètement, l'année 2015 a été marquée par la mise en service de deux éoliennes sur le site d'Hensies en juin, et de quatre éoliennes de 2,35 MW sur le site de Garocentre à La Louvière, en octobre. VENTIS a également obtenu le permis pour la construction de huit éoliennes à Gouy-Lez-Piétons pour l'extension du parc de Quévy (huit éoliennes supplémentaires). Une demande de permis pour la construction de quatre éoliennes à Nivelles Sud est également en cours depuis avril 2015. Par contre, le permis pour le projet d'éoliennes aux Plenesses (Thimister-Clermont) a été refusé. Enfin, dans le cadre d'un projet d'éoliennes sur les hauteurs de Sprimont, VENTIS a racheté la société Green-Tech Wind.

La concrétisation des multiples projets est d'autant plus à souligner que le chemin pour l'obtention des permis est de plus en plus difficile et le nombre d'acteurs à convaincre est conséquent. Mais espérons que VENTIS continuera à démontrer sa capacité à dégager des consensus et modus operandi constructifs.

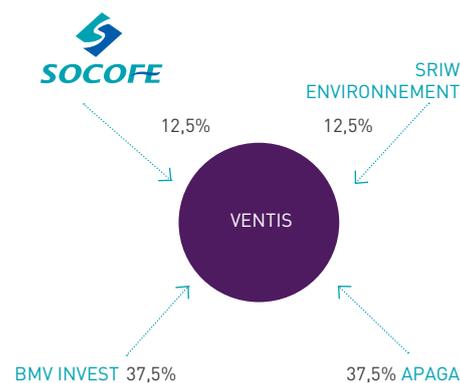
Diversification

La construction et la gestion de parcs éoliens ne constituent cependant pas les seuls projets de VENTIS. Dans l'optique de valoriser pleinement l'expertise acquise au travers de l'exploitation de ses propres parcs, VENTIS a racheté à SOCOFE, en 2013, les parts de la société SECOGEN.

Rebaptisée WTCE SERVICES, cette entreprise permet à VENTIS de se diversifier au travers de services complémentaires à l'attention des coopératives citoyennes et propriétaires d'éoliennes : assistance à la maîtrise d'ouvrage, suivi et supervision de construction, reporting d'exploitation, assistance à l'exploitation de parcs éoliens...

Le développement de VENTIS reste néanmoins conditionné par la stabilité du cadre de soutien, d'autant plus nécessaire que les prix de l'énergie sont aujourd'hui très bas.

PARTICIPATION EN VENTIS AU 31/12/15





SPGE

« équipements presque terminés »

La Société Publique de Gestion de l'Eau (SPGE) est une société anonyme de droit public mise en place par la Région wallonne en 1999. SOCOFE y est présente depuis sa création. La mission essentielle de la SPGE est d'assurer la coordination et le financement du secteur de l'eau en Wallonie.

En concertation avec les organismes d'assainissement agréés (OAA), elle assure prioritairement l'assainissement collectif des eaux usées (de l'égout à la station d'épuration), ainsi que les actions de démergement. Elle agit par ailleurs en partenariat avec les producteurs d'eau en matière de protection des captages.

Depuis le début des années 2000, ce sont ainsi près de 3,3 milliards d'euros (au 31 décembre 2015) qui ont été investis par la SPGE pour permettre à la Wallonie de rejoindre les standards européens et de protéger une de ses ressources majeures. Les importants moyens techniques et financiers qui ont été déployés par la SPGE depuis sa création, en collaboration avec les OAA, ont donc permis d'accélérer considérablement le rythme des investissements en matière d'assainissement.

90,7% des agglomérations équipées

Aujourd'hui, les résultats sont à la hauteur de cet effort considérable. Le taux d'équipement en stations d'épuration dans les agglomérations de plus de 2.000 équivalents-habitants (EH) en Wallonie est ainsi passé de moins de 40% en 2000 à près de 98% en 2015 (près de 90,7%, toutes agglomérations confondues, soit en ce compris celles de moins de 2.000 EH).

Ce sont également près de 450 prises d'eau qui bénéficient d'une zone de protection délimitée et publiée au Moniteur belge. Plus de 130 millions de m³ d'eau potabilisable font ainsi l'objet d'une protection accrue. Pour finir, soulignons que la capacité administrative des stations existantes est, tout début 2016, de l'ordre de 3.974.850 EH (et de 4.225.651 EH en capacité de dimensionnement, ce dernier concept correspondant davantage à la réalité de terrain).

Pour arriver à ce résultat, la SPGE a poursuivi, en 2015, ses programmes d'investissements en concentrant plus particulièrement ses efforts sur la finalisation de l'assainissement des agglomérations de 2.000 à 10.000 EH. Rappelons que la directive européenne 91/271/CEE du 21 mai 1991 imposait à tous les Etats membres d'équiper les agglomérations de 2.000 à 10.000 EH en infrastructures de collecte et de traitement des eaux usées pour le 31 décembre 2005. Malgré le fait que des efforts gigantesques avaient été consentis dès la création de la SPGE pour équiper toutes les agglomérations concernées, il était impossible de réaliser tous les investissements nécessaires dans les délais impartis. Un phasage était donc inéluctable, ce qui a conduit à une condamnation de principe, sans sanction financière, de la Wallonie de la part de la Cour de Justice européenne. La Wallonie n'était pas la seule dans ce cas en Europe.

La SPGE a tout mis en œuvre pour éviter la phase contentieuse ultérieure. Elle s'y est efforcée avec la ferme intention de réaliser l'ensemble des investissements imposés par les impératifs européens d'ici la fin 2016. Tout au long de 2015, la Commission européenne a été tenue strictement informée du stade de finalisation et un suivi permanent a été mis en œuvre.

Défi des eaux usées

D'autres défis s'annonçaient également en 2014 : la SPGE entendait mettre en œuvre de nouvelles politiques, notamment en matière d'optimisation du fonctionnement des ouvrages d'assainissement, d'assainissement autonome, mais surtout au niveau de la gestion des eaux usées industrielles. Le Parlement wallon a en effet adopté, le 12 décembre 2014, un décret établissant un nouveau régime contractuel pour les eaux usées industrielles aboutissant dans une station d'épuration. L'objectif était de mieux répondre aux obligations de la directive-cadre sur l'eau en matière de récupération des coûts.

La SPGE s'est vue confier la mission de mettre en place des contrats de service avec les industriels. Il s'agissait donc pour elle d'intégrer cette mission complémentaire à son domaine d'activités. Après une importante phase de concertation en 2015, un projet de contrat a été soumis au Conseil d'administration de la SPGE, et après acceptation, transmis au ministre wallon de l'Environnement.

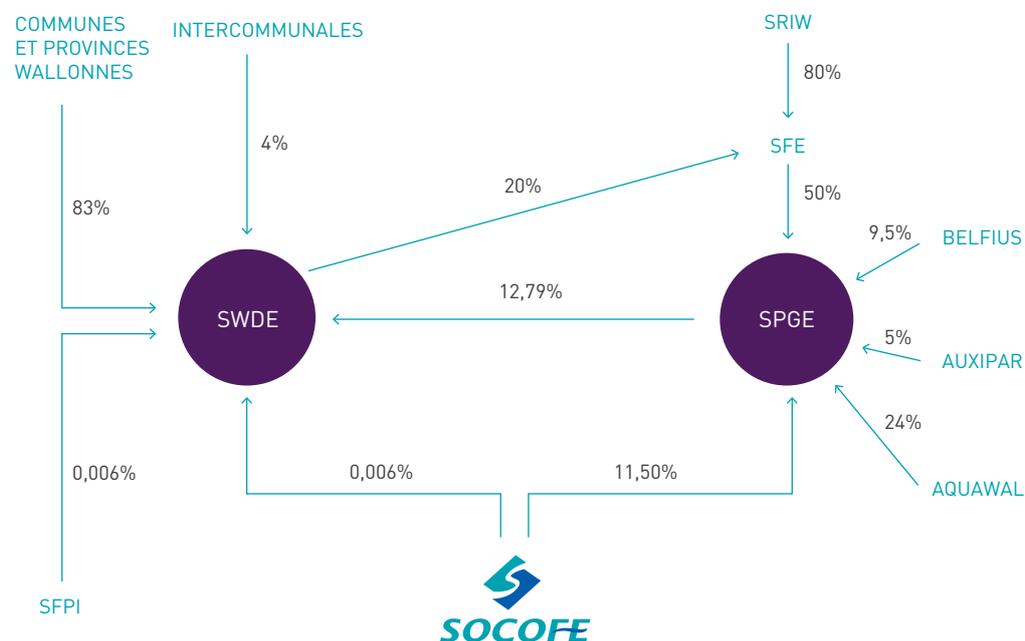
Débat sur la fixation du prix de l'eau

En 2014, une réflexion quant à la fixation du prix de l'eau avait été menée à l'initiative de SOCOFE, qui avait joué le rôle de fédérateur. L'objectif était d'analyser l'état de la régulation du secteur de l'eau en Wallonie et de réfléchir à de possibles évolutions sur des expériences et pratiques internationales.

Cette étude devait permettre d'objectiver l'éventuel débat sur le processus de fixation du prix de l'eau en Wallonie. Cette réflexion a progressé tout au long de l'année 2015 et une décision finale devrait intervenir en 2016 à ce sujet.

Enfin, soulignons que pour la SPGE, l'année 2015 a surtout été marquée par l'évaluation du contrat de gestion 2011/2016 et la préparation du futur contrat de gestion 2016/2021. Ces deux chantiers ont fait l'objet d'importants travaux tout au long de l'année. Dans un même temps, la société a procédé à une analyse de la gouvernance.

PARTICIPATION EN SPGE AU 31/12/15





SWDE

« en voie d'amélioration continue »

La mission de la Société wallonne des Eaux (SWDE), telle qu'elle figure dans son contrat de gestion signé avec la Région wallonne, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire wallon un accès à une eau de qualité (les normes sanitaires émises en Wallonie sont deux fois plus sévères que les minimas européens), à un prix raisonnable.

Au travers de ses missions, à savoir la production d'eau et la distribution par canalisations, la protection des ressources aquifères et la réalisation de toute opération relative au cycle de l'eau, la SWDE est au service de 208 communes wallonnes. Elle dessert environ 2.500.000 clients, soit plus de 70% des habitants de Wallonie. Son réseau des eaux comprend près de 36.000 km de conduites et canalisations enfouies dans le sol wallon, soit l'équivalent de la circonférence de la terre.

Les premières marques d'intérêt pour une participation de SOCOFE dans la SWDE remontent à 2011, lorsque le Gouvernement wallon a confié à la SWDE la mission d'établir un schéma régional des ressources en eau pour l'ensemble du territoire wallon. SOCOFE est ensuite entrée dans le capital en 2012, aux côtés de la Région wallonne et de la SFPI.

Cette participation cadre parfaitement avec notre politique et nos missions. Il s'agit en effet d'un secteur stratégique, tant pour les citoyens que pour les entreprises. Par ailleurs, au-delà de son caractère régional, il concerne l'ensemble du territoire belge. La Wallonie a en effet la caractéristique d'être richement dotée en eau, même si celle-ci n'est pas également répartie. Nous sommes capables d'assurer notre autonomie en eau, mais aussi d'exporter à nos voisins.

Schéma Directeur de Production

Le Schéma Directeur de Production vise entre autre la rationalisation des coûts de production, mais surtout une plus grande sécurité d'approvisionnement en eau, tant sur le plan qualitatif que quantitatif, pour l'ensemble du territoire wallon. Il mise sur les synergies entre opérateurs afin de limiter les coûts d'investissement et d'exploitation des outils de production.

Des projets pour la sécurité d'approvisionnement

Dans cet esprit, un important accord a été signé en 2015 entre la CILE et la SWDE pour permettre au distributeur liégeois de résoudre le problème de la teneur en nitrates des eaux des galeries de Hesbaye (principal réservoir de l'agglomération liégeoise). Les eaux produites par la SWDE aux barrages d'Eupen et de la Gileppe rejoindront les eaux des galeries de Hesbaye dans une chambre de mélange à Hollogne. A l'origine, la CILE aurait dû construire deux stations de traitement contre les nitrates. Grâce à cet accord avec la SWDE, une seule sera nécessaire. Pour la CILE, cela représente une économie de 8 millions d'euros.

L'accord prévoit également l'utilisation par la SWDE des eaux de la CILE au barrage du Néblon pour sécuriser l'approvisionnement de la zone de Durbuy et soulager de la sorte le barrage de la SWDE à Nisramont, fortement sollicité en été,

lorsque les quantités disponibles dans les captages locaux en cas de sécheresse ne suffisent plus pour une population en forte croissance dans les zones touristiques.

Le chantier de la chambre de mélange de Hologne a démarré en 2015 et s'achèvera en 2016. Quant aux travaux de Néblon-Durbuy, ils seront entamés en 2016.

En 2015, deux autres projets conséquents ont également progressé : la sécurisation de la zone de Charleroi par une liaison avec le réseau de Vivaqua, ainsi que l'exploitation des eaux d'exhaure de la carrière Berthe à Florennes en partenariat avec l'INASEP. Une fois achevés, ces projets permettront de fournir une source d'approvisionnement alternative en cas d'incident sur la source primaire pour 86.000 raccordements.

2015 a enfin marqué la reprise du chantier de sécurisation de Stavelot par l'adduction d'eau en provenance du barrage de la Gileppe. Interrompu en 2014 pour des questions de permis, il est désormais en cours d'achèvement et permettra à l'entité de Stavelot de ne plus craindre des coupures d'eau comme celles vécues à l'été 2007.

Priorité à la performance et à l'efficacité

Pour garantir son engagement de maintenir le prix de l'eau autour de l'inflation tout en agissant en opérateur responsable, soucieux de garantir la pérennité du service par le renouvellement de ses infrastructures (le réseau de distribution a 56 ans d'âge moyen et l'objectif de la SWDE est de tendre vers 1% de renouvellement par an), la SWDE doit diminuer ses running costs de l'ordre de 29 millions en base annuelle. Le plan stratégique en cours de réalisation prévoit d'aboutir à ce résultat à l'horizon 2022.

Néanmoins, après trois ans de mise en place de cette nouvelle stratégie, 2015 a pu délivrer quelques avancées importantes en termes de réalisations :

- >> Déploiement de la réorganisation LEAN pour les activités prioritaires en distribution et en production.
- >> 10% du personnel reconverti grâce à la mise en place des filières de carrières et du catalogue de formations gérées par le Centre de Compétence de la SWDE.
- >> Création de 300.000 comptes clients via le site web.
- >> Récupération de près d'1 million de m³ de pertes suite aux expériences pilotes menées pour établir la stratégie opérationnelle en matière de recherche de fuites.

La mise en place d'outils de pilotage du plan stratégique permet également à la société de tenir le rythme et de mesurer les premiers impacts, à savoir une réduction des running costs de 7,8 millions d'euros en trois ans, alors que l'essentiel des projets est encore en phase de déploiement.

Par ailleurs, le tarif du CVD (coût vérité à la distribution) de la SWDE est resté inchangé en 2015 et restera inchangé en 2016 par rapport à 2014, ce qui est en phase avec l'objectif de maintenir une facture d'eau raisonnable pour le budget des ménages wallons.





PUBLISOLAR

« sortie envisagée »

Pour SOCOFE, dont l'intérêt des collectivités locales est au cœur des préoccupations, prendre une participation dans PUBLISOLAR répondait parfaitement à sa mission. En effet, PUBLISOLAR assiste les communes, via le principe du tiers-investisseur, dans des projets d'investissement dans des unités de production d'énergie photovoltaïque. La grande force de cette société wallonne est de pouvoir proposer à ses clients une solution clé sur porte. Celle-ci va de la prise en charge du financement des équipements, jusqu'à leur installation et maintenance, de même que tout le suivi administratif nécessaire aux raccordements de l'installation et à l'obtention des certificats verts.

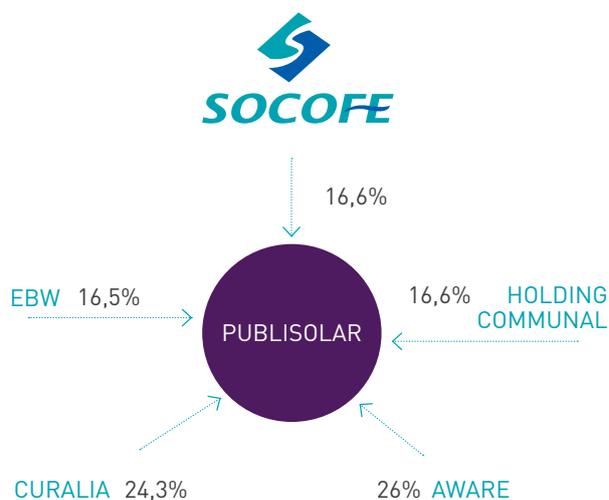
SOCOFE est ainsi présente dans le capital de PUBLISOLAR depuis la création de celle-ci en 2007 et en détient toujours 16,6%. Cependant, SOCOFE a décidé de revoir sa participation dans cette société.

En effet, bien que PUBLISOLAR ait prouvé son expertise et gère aujourd'hui près d'une centaine d'installations dans diverses communes wallonnes, ses perspectives de croissance ont été mises à mal par l'évolution du marché des certificats verts en Wallonie.

Dans ce contexte défavorable au secteur du photovoltaïque, la priorité du management de la société se concentre avant tout sur le suivi optimal des installations existantes, ce qui serait certainement facilité par l'intégration des activités de PUBLISOLAR dans un groupe plus large.

SOCOFE a déjà enregistré deux diminutions de la valeur de cette participation. Aujourd'hui est envisagée une sortie de SOCOFE de l'actionnariat de PUBLISOLAR, et ce en parfaite intelligence avec les autres actionnaires et dans une réelle volonté d'assurer la pérennité de la société.

PARTICIPATION EN PUBLISOLAR AU 31/12/15





BeTV

« mission accomplie »

En février 2009, TECTEO (aujourd'hui NETHYS) a racheté la majeure partie du capital qu'elle ne détenait pas en BeTV et ACM (holding intermédiaire), dont celles de SOCOFE. TECTEO/NETHYS a ainsi obtenu une position de contrôle largement majoritaire (96,9%) en BeTV. Elle en exploite le know-how en matière de télévision numérique et de commercialisation de bouquets de programmes de télévision.

SOCOFÉ, qui conserve toujours une participation historique de 3,1% en BeTV, a ainsi mené à terme une collaboration de cinq années à ce dossier très important pour ses partenaires communaux wallons.



**NOTRE HISTOIRE
NOS PARTICIPATIONS**

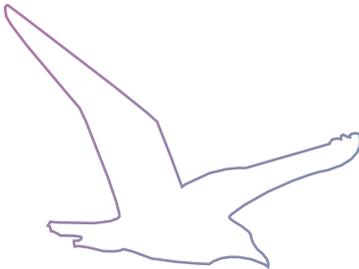
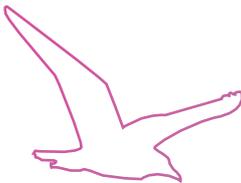
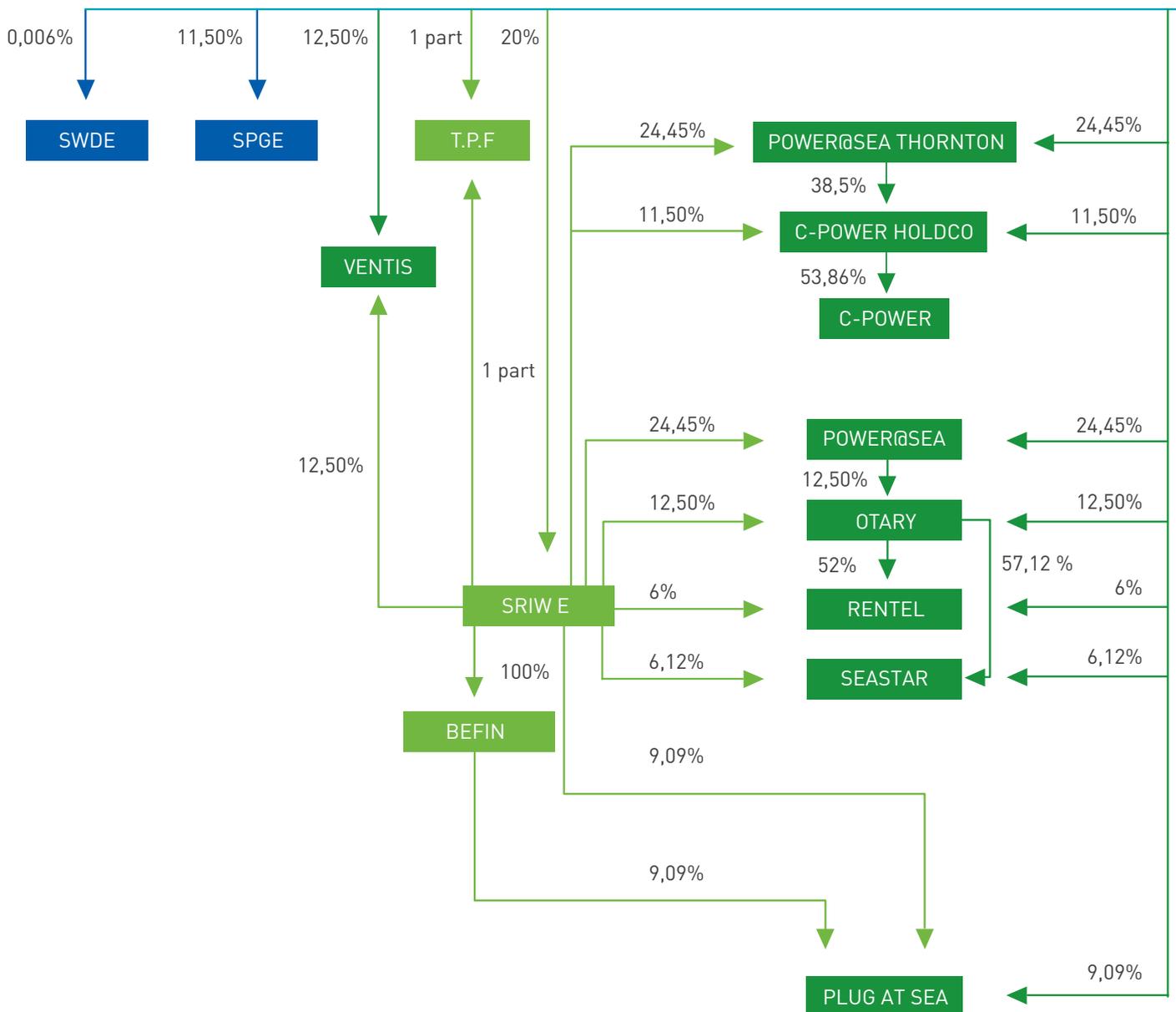
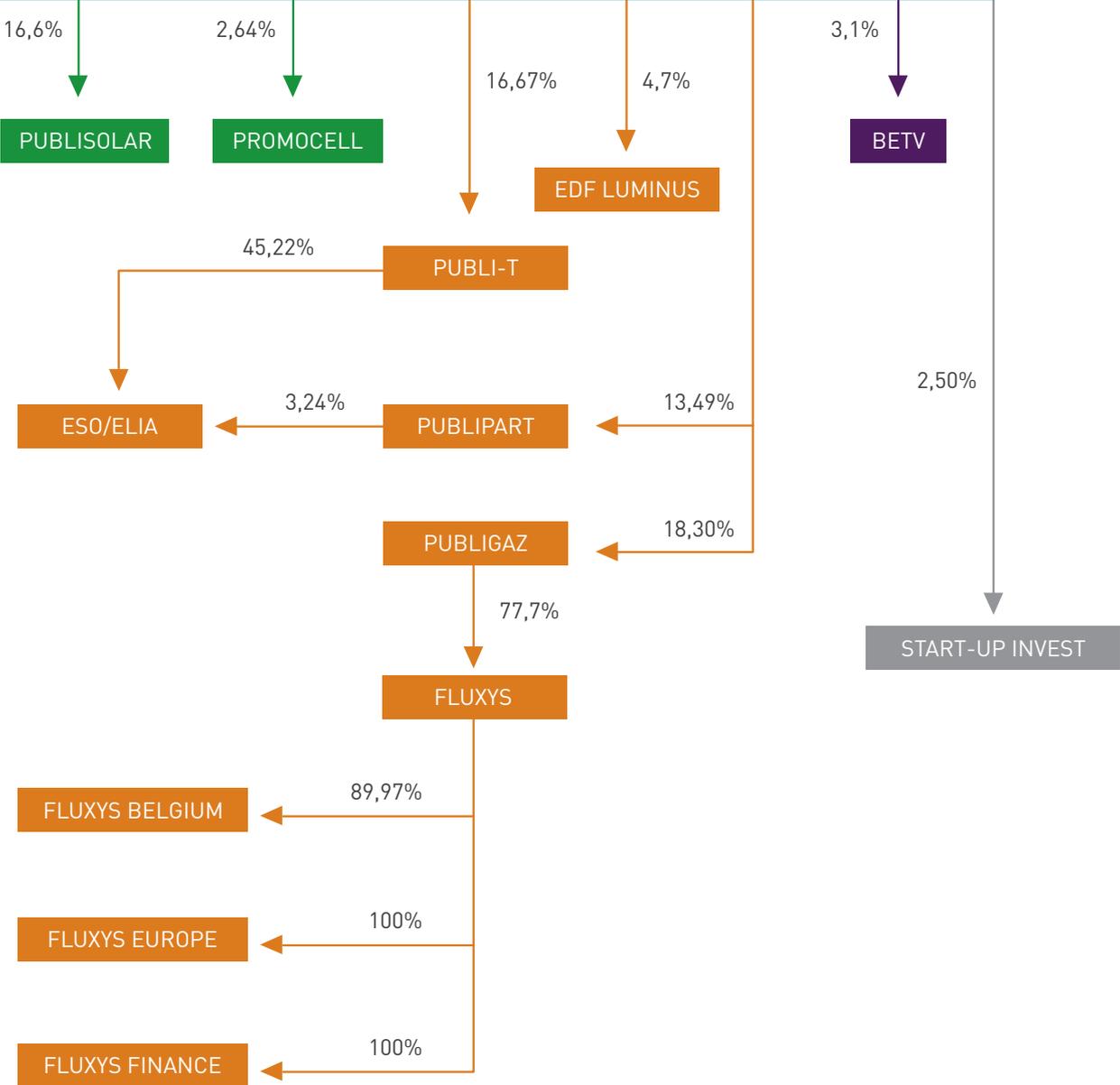




TABLEAU GÉNÉRAL DES PARTICIPATIONS AU 31/12/15



EAU
ENVIRONNEMENT ET DÉCHETS
ÉNERGIE VERTE
ÉNERGIE
TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION



Depuis sa création, SOCOFE poursuit son objectif de constituer un portefeuille de participations cohérent avec ses valeurs et ses missions.

Électricité – marché concurrentiel

La création de l'intercommunale SOCOFE en 1990 avait pour premier objectif de participer à la mobilisation des fonds nécessaires pour la montée en puissance du secteur public dans la production d'électricité. A cette époque, suite à l'adoption d'un plan d'équipement, la Société coopérative de Production d'Électricité (SPE) avait l'opportunité d'augmenter la capacité installée du producteur public jusqu'à atteindre 15% de la production nationale (une disposition prévue par une Pax Electrica de 1981). Ceci nécessitait la mobilisation de fonds importants pour les investissements dans de nouvelles centrales.

La prise de participation de SOCOFE en SPE date de cette époque. Par la suite, l'entreprise de production d'énergie a évolué, notamment en fonction de la libéralisation du marché en Europe et en Belgique. Une étape majeure fut, en 2003, la séparation complète entre SPE et ELECTRABEL.

Toutefois, trop petite pour vivre seule dans un secteur en pleine concentration, SPE devait s'associer à un grand acteur européen. C'est pourquoi en 2005, SPE a englobé les activités de LUMINUS et d'ALG NÉGOCE. Simultanément, GAZ DE FRANCE et CENTRICA (Grande-Bretagne) ont pris, via une joint venture 50-50, 51% du capital de l'entreprise SPE. Le solde de 49% restait aux mains des actionnaires publics historiques, dont SOCOFE (4,94%). SPE est ainsi devenue active sur l'ensemble du segment concurrentiel du marché : production et fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients finaux.

Dans le cadre de la préparation de la fusion de GDF et SUEZ, la Commission européenne avait posé comme condition le retrait de GDF de l'actionnariat de SPE. Plusieurs candidats, dont EDF, avaient signifié leur intérêt. Pourtant, en juillet 2008, CENTRICA a préféré exercer son droit de préemption, reprenant les parts de GDF et devenant ainsi seul actionnaire privé de l'entreprise énergétique.

En mai 2009, CENTRICA et EDF ont annoncé avoir conclu un accord. La société française a repris les 51% détenus par CENTRICA en SPE et en est devenue l'actionnaire principal. L'année 2010 a été l'occasion d'importantes négociations à propos du solde, à savoir 49% d'actions détenues par les actionnaires publics (dont les 4,94% de SOCOFE). Au terme de ces négociations, les actionnaires belges détenaient encore 36% du capital, et EDF en possède 64%.

En novembre 2011, SPE a été rebaptisée EDF LUMINUS.



EDF LUMINUS

- EDF LUMINUS est le deuxième producteur belge d'électricité avec près de 2.000 MW de capacité installée fin 2015, soit environ 10% de la capacité de production belge.
- EDF LUMINUS dispose de centrales électriques, de parcs éoliens, de centrales hydrauliques, d'installations de valorisation de la biomasse et du biogaz.
- Par le biais de la marque belge LUMINUS, EDF LUMINUS alimente plus de 1,8 million de clients particuliers et professionnels.
- Elle achète et vend également du gaz et de l'électricité sur les marchés de l'énergie nationaux et internationaux.
- Fin 2015, la société comptait 954 collaborateurs.

En octobre 2015, un avenant à la convention d'actionnaires a été signé, prolongeant la convention d'actionnaires jusqu'en 2025 et prévoyant une réorganisation actionnariale. Celle-ci a ainsi acté le maintien de quatre actionnaires belges : PUBLILEC (26,4%), SOCOFE (4,7%), ETHIAS (0,2%) et NETHYS (0,1%). PUBLILUM et VEH ont par contre préféré sortir du capital. C'est le GROUPE EDF, via sa filiale à 100% EDF BELGIUM, qui a racheté les parts de ces deux actionnaires du Nord du pays. Cette opération a porté la participation d'EDF dans EDF LUMINUS à 68,63%.

Électricité – segment régulé

SOCOFE a progressivement pris des positions sur le segment régulé de l'électricité, anticipant ainsi le rôle majeur du transport dans un marché libéralisé de l'énergie. A la création de la société ELIA en 2002, et lors de sa désignation comme gestionnaire du réseau de transport belge, indépendant des opérateurs actifs sur les segments concurrentiels, le pôle communal représenté par PUBLI-T a pris une participation de 30% dans ESO, maison-mère d'ELIA.

Celle-ci a été portée à 33% en 2007, par achat de 3% du capital à ELECTRABEL. En 2010, 12,5% supplémentaires ont été rachetés à GDF-SUEZ. Le producteur d'énergie souhaitait en effet se retirer du secteur régulé, pas assez attractif pour lui. La participation de PUBLI-T s'élève donc à présent à 45,37%, ce qui en fait l'actionnaire de référence. Parmi les actionnaires wallons de PUBLI-T, SOCOFE a toujours été le plus important. En 2010, notre holding possédait 13,35% des parts. Suite à la décision de mise en liquidation du HOLDING COMMUNAL, fin



ELIA

- ELIA est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité belge, avec en Belgique environ 8.400 kilomètres de lignes et câbles haute tension.
- ELIA achemine l'électricité des producteurs vers les gestionnaires de réseau de distribution et les grands consommateurs industriels.
- Le réseau d'ELIA est un maillon essentiel entre les marchés d'électricité d'Europe du Sud et d'Europe du Nord.
- Avec un réseau de quelque 18.300 km de liaisons à haute tension, le Groupe ELIA (ELIA TRANSMISSION + 50HERTZ TRANSMISSION) fait partie des cinq plus grands gestionnaires de réseau européens.
- En Belgique, ELIA occupe 1.200 personnes.

2011, celui-ci a perdu sa qualité d'associé et les parts de cet actionnaire en PUBLI-T ont été annulées. De ce fait, les actionnaires restants ont vu leur part majorée. Ainsi, SOCOFE détient désormais 16,67% du capital de PUBLI-T.

Par ailleurs, jusqu'en septembre 2012, SOCOFE détenait une participation de 12,92% en PUBLIPART, la holding issue de la scission de SPE/EDF LUMINUS, qui gère une participation de 2,54% en ESO/ELIA. Le 1er octobre 2012, SOCOFE a racheté les parts d'ETHIAS en PUBLIPART, portant désormais sa participation à 13,49%.

Gaz naturel

La présence de SOCOFE dans le secteur du gaz naturel remonte à 1992 et à la création de SOCOGAZ, société en joint venture avec la Société Nationale d'Investissement. Lors de la privatisation de la SNI, SOCOFE est montée en puissance au travers de PUBLIGAZ, créée pour regrouper et gérer les participations des communes et intercommunales en DISTRIGAZ. PUBLIGAZ était un actionnaire d'autant plus significatif qu'il avait exercé son droit de préemption sur les parts détenues par SHELL. Pour mémoire, avec 18,3% de participation, SOCOFE est l'actionnaire wallon le plus important de PUBLIGAZ.

En 2001, dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'énergie, DISTRIGAZ a été scindée en deux pour respecter l'exigence du législateur d'une séparation entre activités commerciales et de réseau. Les activités commerciales ont été logées en DISTRIGAZ. Les activités régulées de gestion du réseau de transport ont été placées en FLUXYS. Initialement, PUBLIGAZ détenait 31,25% de chacune de ces deux sociétés résultant de la scission de DISTRIGAZ.

Dans le cadre de la fusion entre GDF et SUEZ, et suite aux exigences de la Commission européenne destinées à éviter les positions dominantes, l'actionnariat des deux sociétés gazières a fortement évolué durant l'année 2009. Lors de ces opérations, PUBLIGAZ a cédé sa participation en DISTRIGAZ à l'italien ENI. Celui-ci en est devenu l'actionnaire unique, à l'exception d'une action spécifique de l'État belge. Par contre, en 2010, l'actionnaire PUBLIGAZ est monté en puissance en FLUXYS en deux phases successives, jusqu'à détenir en direct 89,97%.

Afin de donner à FLUXYS les moyens de concrétiser sa stratégie, un premier partenaire financier est entré dans son capital, fin 2011, à hauteur de 10% : CDP QUEBEC (Caisse de Dépôts et de Placements du Québec). Ce partenaire dispose d'une grande expertise en matière d'infrastructures du transport du gaz et vise avant tout le long terme et la stabilité des revenus, partageant ainsi la même philosophie que PUBLIGAZ et SOCOFE. A l'occasion de l'augmentation du capital de FLUXYS intervenue fin 2011, CDP QUEBEC a porté sa participation à 20%.

En 2012, un second partenaire belge, la SFPI, a rejoint la CDP QUEBEC dans FLUXYS à hauteur de 2,14%. La CDP QUEBEC a conservé près de 20%, et PUBLIGAZ 77,84%.

Depuis la « loi Magnette » visant à garantir l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport du gaz vis-à-vis des fournisseurs, FLUXYS a procédé à une séparation nette entre ses activités régulées en Belgique et celles qui ne le sont pas.

Aujourd'hui, la structure du groupe se présente comme suit :

- Le pôle régulé belge est logé dans la société FLUXYS BELGIUM. Celle-ci, cotée en bourse pour environ 10%, couvre les activités de transport et de transit en Belgique,

de stockage, ainsi que la gestion du terminal de gaz naturel liquéfié de Zeebrugge (via la filiale FLUXYS LNG).

- Le pôle non régulé comprend les activités belges non régulées ainsi que toutes les sociétés actives à l'étranger. Il est logé dans FLUXYS via FLUXYS FINANCE et FLUXYS EUROPE (actionnaire notamment dans FLUXYS TENP, FLUXYS DEUTSCHLAND, FLUXYSWISS, HUBERATOR, INTERCONNECTOR, BBL...)



FLUXYS

- Les activités gazières du groupe FLUXYS sont réparties sur deux entités : FLUXYS BELGIUM (activités régulées en Belgique) et FLUXYS EUROPE (activités hors Belgique et activités non régulées en Belgique).
- FLUXYS BELGIUM est le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en Belgique, du stockage souterrain et du terminal de gaz naturel liquéfié de Zeebrugge.
- FLUXYS EUROPE gère des partenariats incluant des participations dans les gazoducs INTERCONNECTOR et BBL (qui relie le Royaume-Uni au continent européen), dans le terminal GNL de Dunkerque en France, dans les canalisations NEL et TENP situées en Allemagne, dans la canalisation TRANSITGAS en Suisse, et dans la canalisation TAP à construire entre la Turquie et l'Italie afin d'acheminer du gaz depuis l'Azerbaïdjan jusqu'en Europe.
- FLUXYS emploie environ 1.100 collaborateurs en Belgique, en Allemagne, en Suisse, en France, au Luxembourg et au Royaume-Uni.

Environnement et développement durable

En 2000, SOCOFE est intervenue comme partenaire financier lors de la création d'ECOTECH FINANCE (devenue entretemps SRIW ENVIRONNEMENT), société holding filiale de la Société Régionale d'Investissement de Wallonie (SRIW) spécialisée dans les métiers de l'environnement. Cette participation cadrerait parfaitement avec les activités historiques de SOCOFE. Energie et environnement sont en effet de plus en plus liés.

Depuis lors, le portefeuille de SOCOFE s'est étoffé avec d'autres participations qui associent directement les métiers verts plus récents à celui de l'énergie, et en particulier à la production d'électricité.

SOCOFE a fait ses premiers pas dans l'énergie renouvelable via SPEPCO, une des premières entreprises à avoir investi dans divers parcs d'éoliennes exploités en Belgique. Aujourd'hui, SOCOFE n'est plus actionnaire de cette entreprise, SPE ayant racheté ses parts.

En 2010, conjointement avec SRIW ENVIRONNEMENT, SOCOFE a saisi une nouvelle opportunité d'exploiter ce savoir-faire au sein du groupe VENTIS, société wallonne qui cherchait les moyens nécessaires au financement de son développement. Depuis janvier 2012, SOCOFE et SRIW ENVIRONNEMENT détiennent conjointement une participation de 25% (12,5% pour chacune des holdings) dans cette société de développement éolien onshore.

Via POWER@SEA, POWER@SEA THORNTON, C-POWER HOLDCO et C-POWER, SOCOFE et SRIW ENVIRONNEMENT soutiennent le développement de C-POWER, le plus grand projet éolien offshore jamais mené au large des côtes belges. Bien que SOCOFE ait revu, en 2009, ses participations dans ce chantier technologiquement novateur, elle y est restée associée très activement. Le parc C-POWER a été inauguré en 2013 et fournit, grâce à une capacité de 325 MW, de l'électricité verte correspondant à la consommation de plus de 300.000 ménages belges. La même année, la structure de POWER@SEA a été revue. La société a été scindée en deux : POWER@SEA et POWER@SEA THORNTON. La première regroupe les participations en OTARY et à l'international. La seconde loge les parts détenues en C-POWER HOLDCO.

Via POWER@SEA, SOCOFE reste également attentive à toute nouvelle opportunité qui se présenterait en ce domaine à l'international, comme celles qui se profilent en Pologne, où POWER@SEA a obtenu les concessions pour la construction de deux parcs éoliens le long des côtes polonaises (B-WIND et C-WIND).

En Belgique, SOCOFE se positionne également dans l'éolien offshore via sa participation dans la holding OTARY, au sein de laquelle sont développés les projets RENTEL, SEASTAR et MERMAID. SOCOFE est actionnaire de la société RENTEL, créée fin 2011 pour gérer le parc du même nom, ainsi que de SEASTAR, constituée en 2013.

Enfin, afin d'étudier et de négocier le dossier de la connexion des parcs au réseau électrique terrestre, la société PLUG AT SEA a été constituée fin 2012. SOCOFE, avec 9,09% du capital, fait partie des onze actionnaires regroupant notamment les concessionnaires de parcs éoliens offshore. PLUG AT SEA a été constituée à la demande d'ELIA, qui souhaitait disposer d'un interlocuteur unique pour le projet de création d'un réseau maillé en Mer du Nord.

Technologies de l'information

En fin d'année 2003, à leur demande, SOCOFE s'est associée en tant que partenaire financier aux intercommunales wallonnes et bruxelloise de câblodistribution pour assurer l'acquisition de CANAL+ BELGIQUE et la création de BeTV, et ainsi accéder à l'expertise technologique indispensable en matière de télévision numérique de même qu'à la commercialisation de bouquets de programmes.

En début d'année 2009, estimant avoir rempli son rôle dans ce secteur d'activités qui ne fait pas partie de ses priorités, SOCOFE a cédé à TECTEO (rebaptisée NETHYS en 2014) une grande partie de ses actions et ne détient plus aujourd'hui que 3,1% de BeTV.

Eau

SOCOFE possède actuellement des participations dans l'eau au travers de deux acteurs wallons clés : la SPGE, qui s'occupe principalement d'épuration des eaux usées, et la SWDE, qui alimente la population en eau provenant des captages souterrains dont elle assure la protection, mais également de ressources aquifères de surface.

En 1999, SOCOFE a participé à l'ouverture du capital de la Société Publique de Gestion de l'Eau (SPGE) aux côtés d'AUXIPAR et de DEXIA (aujourd'hui BELFIUS). Liée à la Région wallonne par un contrat de gestion, la SPGE est une société anonyme de droit public. Elle assure diverses missions, tout en veillant au financement et à l'exécution du programme d'investissements pour l'épuration et la protection de l'eau défini par le Gouvernement wallon. En concertation avec les autres partenaires de la filière de l'eau, elle s'occupe prioritairement de l'assainissement et de l'épuration (collecteurs d'eaux usées et stations d'épuration), de la protection des captages et du financement des travaux d'égouttage prévus aux plans triennaux des communes.

Fin 2012, une nouvelle opportunité s'est présentée à SOCOFE avec la Société Wallonne des Eaux (SWDE). Celle-ci cherchait les moyens de mener à terme le Schéma Directeur de Production, une mission déléguée confiée par la Région wallonne. Pour ce faire, la SWDE a procédé à une augmentation de capital de 150 millions d'euros à laquelle ont souscrit, chacune pour un tiers, la Région wallonne, la SFPI et SOCOFE.

La SWDE réalise des aménagements en vue de réduire les risques de pollution des ressources aquifères à proximité du site de prise d'eau et établit des périmètres de protection conformément aux directives européennes. L'eau produite et distribuée par la SWDE provient essentiellement de captages dans les eaux souterraines, mais également de prises d'eau de surface (lacs, rivières, barrages).



SPGE

- Fin 2015, le taux d'équipement en stations d'épuration était de 90,7%, toutes agglomérations wallonnes confondues. Il était de près de 98% pour les agglomérations de plus de 2.000 Equivalents-Habitants.
- Plus de 130 millions de m³ d'eau potabilisable font ainsi l'objet d'une protection accrue.
- Au 31 décembre 2015, la SPGE a investi 3,3 milliards d'euros pour l'assainissement collectif des eaux usées, soit le plus important budget d'investissement de la Wallonie.
- Au 31 décembre 2015, la SPGE comptait 49 membres du personnel.

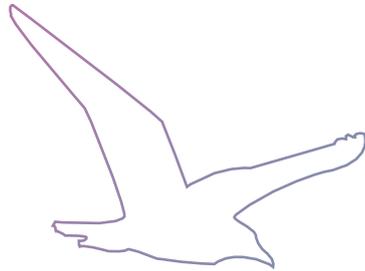
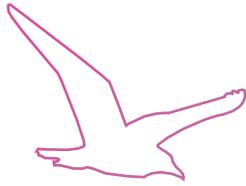


SWDE

- La SWDE distribue de l'eau à 208 communes, avec plus de 1 million de compteurs et plus de 2,4 millions de clients, ce qui représente plus de 70% des habitants de Wallonie.
- Au cours de l'année 2015, les clients de la SWDE ont consommé 102 millions de m³ d'eau, dont 1.3 million de m³ d'eau non traitée destinée aux activités de type industriel.
- Pour l'exploitation des ressources en eau de surface, la SWDE dispose de quatre centres de production en Wallonie, avec les barrages de la Vesdre, de la Gileppe, de Nisramont et du Ry de Rome. Depuis 2002, l'usine de Gaurain-Ramecroix potabilise les eaux d'exhaure des carrières du Tournaisis.
- La SWDE compte près de 1.400 membres du personnel.



**LETTRE DE RAPPORT
DU COMITÉ D'AUDIT**



LETTRE DE RAPPORT DU COMITÉ D'AUDIT

Par décision du Conseil d'administration, les membres du Comité sont :

- **J.-F. ESCARMELLE**, Président
- **F. DEMEUSE** (jusqu'au 20/04/2015)
- **P. LALLEMAND**
- **A. VEREECKE**

L'Administrateur délégué et le réviseur sont également invités, avec voix consultative, à toutes les réunions du Comité d'audit.

- **C. GREGOIRE**
- **T. LEJUSTE** et **C. ARNAUD**, RSM-Belgium-InterAudit

La Charte du Comité d'audit, approuvée par le Conseil d'administration du 7 avril 2003, lui assigne les responsabilités suivantes :

En matière de comptes annuels, il veille au contrôle des comptes annuels préalablement à leur soumission au Conseil d'administration. Pour ce faire, sa mission est de notamment s'informer de l'exécution de la mission du réviseur et d'éventuels points litigieux mentionnés par celui-ci, de relire les rapports annuel et de gestion, de s'assurer de la correcte information des actionnaires et des tiers ainsi que du respect des dispositions légales, statutaires et internes.

Il examine la réaction du management aux recommandations formulées par le réviseur.

Il donne un avis sur la nomination du réviseur (honoraires et nature du mandat).

Il instruit tout dossier spécifique à la demande du Conseil d'administration.

Il procède régulièrement au réexamen de l'adéquation de sa Charte, dont la modification doit faire l'objet de l'approbation du Conseil d'administration.

Il fait rapport au Conseil et lui soumet toute recommandation qu'il estime nécessaire. Le rapport annuel du Comité d'audit inclura une lettre à joindre au rapport annuel de la société décrivant la composition et les responsabilités du Comité d'audit.

Au cours de l'exercice écoulé, le Comité d'audit s'est réuni à deux reprises. Il a examiné d'une part les comptes sociaux qui vous sont présentés et a porté une attention particulière tant aux provisions qu'aux réductions de valeur sur les participations ou créances. Il s'est également penché sur la question du renouvellement du mandat révisoral.

D'autre part, il a analysé sur la rentabilité des produits de placement et la valorisation du portefeuille de l'entreprise.

En outre, il s'est penché en 2015 sur une analyse des risques adaptée à la structure de la société. Cet audit recommande une adaptation des procédures internes et l'établissement d'un rapport élargi des commissaires au Comité. Ces deux points d'attention seront à l'ordre du jour des travaux du Comité en 2016

Enfin, il a analysé les comptes consolidés dont il peut être pris connaissance sur le site internet de la société : www.socofe.be.

1 BILAN APRÈS RÉPARTITION

ACTIF (MONTANTS EN €)

	CODES	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
Actifs immobilisés	20/28	245.268.533	222.862.486
Immobilisations incorporelles (ann. 5.2)	21		
Immobilisations corporelles (ann. 5.3)	22/27	54 263	15 523
Mobilier et matériel roulant	24	54 263	15 523
Immobilisations financières (ann. 5.4 et 5.5.1)	28	245 214 269	222 846 963
Entreprises liées (ann. 5.14)	280/1	4 000 331	1 811 850
- Participations	280	4 000 331	1 670 625
- Créances	281		141 225
Autres entreprises avec lesquelles il existe un lien de participation (ann. 5.14)	282/3	198 905 614	178 726 789
- Participations	282	184 423 721	160 128 223
- Créances	283	14 481 892	18 598 566
Autres immobilisations financières	284/8	42 308 324	42 308 324
- Actions et parts	284	42 275 841	42 275 841
- Créances et cautionnements en numéraire	285/8	32 484	32 484
Actifs circulants	29/58	153 809 086	163 015 157
Créances à plus d'un an	29	50 002	50 002
Autres créances	291	50 002	50 002
Créances à un an au plus	40/41	526 596	1 309 300
Créances commerciales	40	6 627	169 928
Autres créances	41	519 969	1 139 373
Placements de trésorerie (ann. 5.5.1 et 5.6)	50/53	119 078 782	105 000 000
Autres placements	51/53	119 078 782	105 000 000
Valeurs disponibles	54/58	33 193 545	56 136 210
Comptes de régularisation (ann. 5.6)	490/1	960 161	519 645
TOTAL DE L'ACTIF	20/58	399 077 619	385 877 643

1 BILAN APRÈS RÉPARTITION

PASSIF (MONTANTS EN €)

	CODES	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
Capitaux propres	10/15	384 134 494	371 682 179
Capital (ann. 5.7)	10	269 952 475	269 952 475
Capital souscrit	100	269 952 475	269 952 475
Primes d'émission	11		
Réserves	13	51 995 247	51 995 247
Réserve légale	130	26 995 247	26 995 247
Réserves disponibles	133	25 000 000	25 000 000
Bénéfice (Perte) reporté(e)	(+) (-) 14	62 186 771	49 734 457
Provisions et impôts différés	16	51 268	47 914
Provisions pour risques et charges	160/5	51 268	47 914
- Autres risques et charges (ann. 5.8)	163/5	51 268	47 914
Dettes	17/49	14 891 858	14 147 550
Dettes à un an au plus (ann. 5.9)	42/48	14 891 858	14 147 550
Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42		
Dettes commerciales	44	23 269	46 866
- Fournisseurs	440/4	23 269	46 866
Dettes fiscales, salariales et sociales	45	71 902	61 037
- Impôts	450/3	14 067	1 231
- Rémunérations et charges sociales	454/9	57 836	59 807
Autres dettes	47/48	14 796 687	14 039 647
TOTAL DU PASSIF	10/49	399 077 619	385 877 643

2 COMPTE DE RÉSULTATS

SOUS FORME DE LISTE (MONTANTS EN €)

	CODES	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
Ventes et prestations	70/74	194 416	505 545
Autres produits d'exploitation (ann. 5.10)	74	194 416	505 545
Coût des ventes et des prestations	60/64	1 488 063	1 535 408
Services et biens divers	61	953 506	1 348 614
Rémunérations, charges sociales et pensions (ann. 5.10)	(+) (-) 62	495 365	498 865
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorporelles et corporelles	630	14 063	22 505
Réductions de valeur sur stocks, sur commandes en cours d'exécution et sur créances commerciales : dotations (reprises)	(+) (-) 631/4		
Provisions pour risques et charges : dotations (utilisations et reprises) (ann. 5.10)	(+) (-) 635/7	3 354	-411 245
Autres charges d'exploitation (ann. 5.10)	640/8	21 775	76 668
Perte d'exploitation	(-) 9901	-1 293 646	-1 029 863
Produits financiers	75	30 301 236	25 372 801
Produits des immobilisations financières	750	25 684 886	24 364 510
Produits des actifs circulants	751	4 616 350	1 008 291
Autres produits financiers (ann. 5.11)	752/9		
Charges financières (ann. 5.11)	65	3 616	20 147
Charges des dettes	650	1 073	2 237
Autres charges financières	652/9	2 543	17 910
Bénéfice (Perte) courant avant impôts	(+) (-) 9902	29 003 974	24 322 791
Produits exceptionnels	76		
Reprises de réductions de valeur sur immobilisations financières	761		
Autres produits exceptionnels (ann 5.11)	764/9		
Charges exceptionnelles	66	1 371 817	626 729
Réductions de valeur sur immobilisations financières	661	1 371 552	404 542
Moins-values sur réalisation d'actifs immobilisés	663		
Autres charges exceptionnelles	664/8	265	222 187
Bénéfice (Perte) de l'exercice avant impôts	(+) (-) 9903	27 632 157	23 696 062
Impôts sur le résultat (ann. 5.12)	(+) (-) 67/77	383 156	68 534
Impôts	670/3	386 351	70 000
Régularisations d'impôts et reprises de provisions fiscales	77	3 195	1 466
Bénéfice (Perte) de l'exercice	(+) (-) 9904	27 249 001	23 627 528
Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter	(+) (-) 9905	27 249 001	23 627 528

2 COMPTE DE RÉSULTATS

AFFECTATIONS ET PRÉLÈVEMENTS (MONTANTS EN €)

	CODES	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
Bénéfice (Perte) à affecter	(+) (-) 9906	76 983 458	81 674 200
Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter	(+) (-) (9905)	27 249 001	23 627 528
Bénéfice (Perte) reporté(e) de l'exercice précédent	(+) (-) 14P	49 734 457	58 046 672
Affectations aux capitaux propres	691/2		17 900 096
aux autres réserves	6921		17 900 096
Bénéfice (Perte) à reporter	(+) (-) (14)	62 186 771	49 734 457
Bénéfice à distribuer	694/6	14 796 687	14 039 647
Rémunération du capital	694	14 796 687	14 039 647

3 ANNEXES

5.2.2 • Etat des immobilisations incorporelles (rubrique 21 de l'actif)

	CODES	2. CONCESSIONS, BREVETS, LICENCES...
Valeur d'acquisition		
Au terme de l'exercice précédent	8052P	26 308
Mutations de l'exercice		
Au terme de l'exercice	8052	26 308
Amortissements et réductions de valeur		
Au terme de l'exercice précédent	8122P	26 308
Mutations de l'exercice :		
- Actés	8072	
Au terme de l'exercice	8122	26 308
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	(21)	0

5.3 • Etat des immobilisations corporelles
(rubriques 22 à 27 de l'actif)

	CODES	3. MOBILIER ET MATÉRIEL ROULANT (RUBRIQUE 24)
Valeur d'acquisition		
Au terme de l'exercice précédent	8193P	239 082
Mutations de l'exercice :		
- Acquisitions, y compris la production immobilisée	8163	52 804
- Cessions et désaffectations	8173	86 685
Au terme de l'exercice	8193	205 201
Amortissements et réductions de valeur		
Au terme de l'exercice précédent	8323P	223 560
Mutations de l'exercice :		
- Actés	8273	14 063
- Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8303	86 685
Au terme de l'exercice	8323	150 938
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	(24)	54 263
	CODES	5. AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES (RUBRIQUE 26)
Valeur d'acquisition		
Au terme de l'exercice précédent	8195P	222 083
Mutations de l'exercice :		
- Acquisitions, y compris la production immobilisée	8165	
Au terme de l'exercice	8195	222 083
Amortissements et réductions de valeur		
Au terme de l'exercice précédent	8325P	222 083
Mutations de l'exercice :		
- Actés	8275	
Au terme de l'exercice	8325	222 083
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	(26)	

5.4 • Etat des immobilisations financières
(rubrique 28 de l'actif)

	CODES	1. ENTREPRISES LIÉES	2. ENTREPRISES AVEC LIEN DE PARTICIPATION	3. AUTRES ENTREPRISES
		[ann. 5.4.1]	[ann. 5.4.2]	[ann. 5.4.3]
PARTICIPATIONS, ACTIONS ET PARTS				
Valeur d'acquisition				
Au terme de l'exercice précédent	839P	1 670 625	164 624 080	72 825 340
Mutations de l'exercice :				
- Acquisitions	836	2 329 706	25 733 077	
Au terme de l'exercice	839	4 000 331	190 357 157	72 825 340
Plus-value au terme de l'exercice précédent				
	845P	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
Réductions de valeur				
Au terme de l'exercice précédent	852P	XXXXXXXXXX	2 710 541	549 499
Mutations de l'exercice :				
- Actées	847		1 371 552	
Au terme de l'exercice	852		4 082 092	549 499
Montants non appelés				
Au terme de l'exercice précédent	855P	XXXXXXXXXX	1 785 317	30 000 000
Mutations de l'exercice (+) (-)	854		66 027	
Au terme de l'exercice	855		1 851 343	30 000 000
Valeur comptable nette au terme de l'exercice				
	(28)	4 000 331	184 423 721	42 275 841
CREANCES				
Valeur comptable nette au terme de l'exercice				
	28P	141 225	18 598 566	32 484
Mutations de l'exercice :				
- Additions	858			
- Remboursements	859	141 225	4 116 674	
Valeur comptable nette au terme de l'exercice				
	(28)		14 481 892	32 484

5.5.1 • 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.

	DROITS SOCIAUX DÉTENUS			DONNÉES EXTRAITES DES DERNIERS COMPTES ANNUELS DISPONIBLES			
	DIRECTEMENT		PAR LES FILIALES %	COMPTES ANNUELS ARRÊTÉS AU	CODE DEVISE	CAPITAUX PROPRES	RÉSULTAT NET EXERCICE
	NOMBRE	%					
	(+) OU (-) (EN UNITÉS)						
SA RS OTARY Slijkensesteenweg 2 • 8400 Oostende • BELGIQUE BE 0833.507.538	2 170	12,50	6,17	31/12/14	€	8 023 383	-102 791
SA RENTEL Slijkensesteenweg 2 • 8400 Oostende • BELGIQUE BE 0842.251.889	1 560	6,00	12,66	31/12/14	€	7 951 735	-13 098
SA SEASTAR Slijkensesteenweg 2 • 8400 Oostende • BELGIQUE BE 0543.401.324	6 125	6,13	13,69	31/12/14	€	1 988 600	-11 400
SCRL PUBLIGAZ Galerie Ravenstein 4 • 1000 Bruxelles • BELGIQUE BE 0447.845.040	7 158	18,27	0	30/09/15	€	1 297 689 508	95 815 576
SA SPGE Rue Laoureux 46 • 4800 Verviers • BELGIQUE BE 0420.651.980	11 499	11,50	0	31/12/14	€	1 428 085 672	8 765 145
SA SRIW ENVIRONNEMENT Avenue Maurice Destenay 13 • 4000 Liège • BELGIQUE BE 0426.516.918	60 279	20,00	0	31/12/14	€	98 433 872	-6 858 168
SCRL PUBLI-T Galerie Ravenstein 4 • 1000 Bruxelles • BELGIQUE BE 0475.048.986	254 913	16,67	0	31/08/15	€	566 095 654	37 331 233
SA C-POWER HOLDCO Scheldedijk 30 • 2070 Zwijndrecht • BELGIQUE BE 0472.967.347	345	11,50	13,60	31/12/14	€	128 149 889	3 472 087
SA POWER@SEA Scheldedijk 30 • 2070 Zwijndrecht • BELGIQUE BE 0468.783.479	1 972	24,45	4,89	31/12/14	€	4 504 781	-445 093
SA POWER@SEA THORNTON Scheldedijk 30 • 2070 Zwijndrecht • BELGIQUE BE 0536.486.115	1 972	24,45	4,89	31/12/14	€	30 963 435	-2 166
SA PUBLIPART Rue Royale 55 • 1000 Bruxelles • BELGIQUE BE 0875.090.844	176 680	13,49	0	30/09/15	€	155 074 061	2 825 792

SA PUBLISOLAR Avenue Jean Monnet 2 • 1348 Louvain-la-Neuve • BELGIQUE BE 0894.767.491	166	16,60	0	31/12/14	€	258 767	-93 615
SA VENTIS Chaussée de Lille 353 • 7500 Tournai • BELGIQUE BE 0477.540.896	278	12,50	2,50	31/12/14	€	39 123 266	2 591 222
SA PLUG AT SEA Rue Royale 55 • 1000 Bruxelles • BELGIQUE BE 0501.964.706	1 000	9,09	3,64	31/12/14	€	146 936	-50 685
SA PROMOCELL (en liquidation) Place du XX août 7 • 4000 Liège • BELGIQUE BE 0467.259.589	7 180	2,64	0	31/12/14	€	36 403	-885
SA EDF LUMINUS Boulevard du Régent 47 • 1000 Bruxelles • BELGIQUE BE 0471.811.661	82 464	4,70	0	31/12/14	€	861 187 734	10 426 498
SA BeTV Chaussée de Louvain 656 • 1030 Bruxelles • BELGIQUE BE 0435.115.967	295 473	3,10	0	31/12/14	€	18 449 297	24 179
SA TPF Avenue de Haveskercke 46 • 1190 Bruxelles • BELGIQUE BE 0435.170.803	1	0,01	0,01	31/12/14	€	34 001 234	3 783 990
SA START UP INVEST Rue Lambert Lombard 3 • 4000 Liège • BELGIQUE BE 0440.028.325	1 106	2,50	0	30/06/15	€	1 689 387	-350 972
SA SWDE Rue de la Concorde 41 • 4800 Verviers • BELGIQUE BE 0230.132.005	2 000	0,01	0	31/12/14	€	1 294 160 514	2 769 028

5.6 • Placements de trésorerie et comptes de régularisation de l'actif

	CODES	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
PLACEMENTS DE TRÉSORERIE - AUTRES PLACEMENTS			
Titres à revenu fixe	52	44 078 782	15 000 000
Comptes à terme détenus auprès des établissements de crédit	53		
Avec une durée résiduelle ou de préavis :			
- de plus d'un mois à un an au plus	8687		
- de plus d'un an	8688		
Autres placements de trésorerie non repris ci-avant	8689	75 000 000	90 000 000

5.6 • Placements de trésorerie et compte de régularisation de l'actif

COMPTES DE REGULARISATION		EXERCICE
Ventilation de la rubrique 490/1 de l'actif si celle-ci représente un montant important		
1. Charges à reporter		28 017
2. Intérêts courus non échus		932 144

5.7 • Etat du capital et structure de l'actionariat

	CODES	MONTANTS	NOMBRE D' ACTIONS
CAPITAL SOCIAL			
Capital souscrit			
Au terme de l'exercice précédent	100P	269 952 475	
Au terme de l'exercice	(100)	269 952 475	
Modifications au cours de l'exercice			
1. Incorporation de réserves au capital			
Catégories d'actions			
1. Actions SDVN			
Actions nominatives	8702	XXXXXXXXXXXXX	458 812
Actions au porteur	8703	XXXXXXXXXXXXX	

5.9 • Etat des dettes et comptes de régularisation du passif

	CODES	EXERCICE
DETTES FISCALES, SALARIALES ET SOCIALES		
Impôts (rubrique 450/3 du passif)		
Dettes fiscales non échues	9073	
Dettes fiscales estimées	450	14 067
Rémunérations et charges sociales (rubrique 454/9 du passif)		
Autres dettes salariales et sociales	9077	57 836

5.10 • Résultats d'exploitation

	CODES	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
CHARGES D'EXPLOITATION			
Travailleurs inscrits au registre du personnel			
Nombre total à la date de clôture	9086	4	4
Effectif moyen du personnel calculé en équivalents temps plein	9087	3,8	4,0
Nombre effectif d'heures prestées	9088	5 760	5 825
Frais de personnel			
Rémunérations et avantages sociaux directs	620	366 163	366 674
Cotisations patronales d'assurances sociales	621	96 281	98 010
Autres frais de personnel	623	32 920	34 181
Réductions de valeur			
Sur créances commerciales - Actées	9112		
Provisions pour risques et charges			
Constitutions	9115	3 354	3 135
Utilisations et reprises	9116		414 380
Autres charges d'exploitation			
Impôts et taxes relatifs à l'exploitation	640	3 025	2 967
Autres	641/8	18 750	73 701
Personnel intérimaire et personnes mises à la disposition de l'entreprise			
Nombre moyen calculé en équivalents temps plein	9097		0,4
Nombre effectif d'heures prestées	9098		711
Frais pour l'entreprise	617		22 378

5.11 • Résultats financiers et exceptionnels

	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
RÉSULTATS FINANCIERS		
Ventilation des autres charges financières		
1. Divers frais de banque	3 616	3 611
2. Commissions sur garanties		16 537
RÉSULTATS EXCEPTIONNELS		
Ventilation des autres charges exceptionnelles		
1. Dot.aux réduct.val.s/ immob.financières	1 371 552	
2. Intérêts de retard	265	

5.12 • Impôts et taxes

	CODES	EXERCICE
IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT		
Impôts sur le résultat de l'exercice		
Impôts et précomptes dus ou versés	9134	386 351
Excédent de versements d'impôts ou de précomptes porté à l'actif	9135	372 095
Suppléments d'impôts estimés	9136	
	9137	14 255
Principales sources de disparités entre le bénéfice avant impôts, exprimé dans les comptes, et le bénéfice taxable estimé		
1. Revenus définitivement taxés (RDT)		-23 050 473
2. Intérêts notionnels		-2 603 861
3. Dépenses non admises		1 403 832
4. Déduction pour investissement		-12.161
5. Provisions taxables		-3.354
6. Intérêts notionnels reportés		-2.419.047
Sources de latences fiscales		
Autres latences actives		
1. Intérêts notionnels		7 465 889

	CODES	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
TAXES SUR LA VALEUR AJOUTÉE ET IMPÔTS À CHARGE DE TIERS			
Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte :			
1. À l'entreprise (déductibles)	9145	66 410	150 466
2. Par l'entreprise	9146	8 148	61 671
Montants retenus à charge de tiers, au titre de :			
1. Précompte professionnel	9147	295 348	291 558
2. Précompte mobilier	9148	950 298	849 525
DROITS ET ENGAGEMENTS HORS BILAN			
Garanties personnelles constituées ou irrévocablement promises par l'entreprise pour sûreté de dettes ou d'engagements de tiers			
	9149	0	

5.14 • Relations avec les entreprises liées et les entreprises avec lesquelles il existe un lien de participation

	CODES	1. ENTREPRISES LIÉES		2. ENTREPRISES AVEC LIEN DE PARTICIPATION	
		EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT	EXERCICE	EXERCICE PRÉCÉDENT
Immobilisations financières	(280/283)	4 000 331	1 811 850	198 905 614	178 726 789
Participations	(280/282)	4 000 331	1 670 625	184 423 721	160 128 223
Autres créances	928		141 225	14 481 892	18 598 566

5.15 • Relations financières avec

	CODES	EXERCICE
LES ADMINISTRATEURS ET GÉRANTS, LES PERSONNES PHYSIQUES OU MORALES QUI CONTRÔLENT DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT L'ENTREPRISE SANS ÊTRE LIÉES À CELLE-CI OU LES AUTRES ENTREPRISES CONTRÔLÉES DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT PAR CES PERSONNES		
Rémunérations directes et indirectes et pensions attribuées, à charge du compte de résultats, pour autant que cette mention ne porte pas à titre exclusif ou principal sur la situation d'une seule personne identifiable :		
<i>Aux administrateurs et gérants</i>	9503	480 691
LE OU LES COMMISSAIRE(S) ET LES PERSONNES AVEC LESQUELLES IL EST LIÉ (ILS SONT LIÉS)		
Emoluments du commissaire	9505	7 650
Emoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par le(s) commissaire(s)		
<i>Autres missions d'attestation</i>	95061	

4 BILAN SOCIAL

ÉTAT DES PERSONNES OCCUPÉES (COMMISSION PARITAIRE 218)

	CODES	TOTAL (T) OU TOTAL EN ÉQUIVALENTS TEMPS PLEIN (ETP) (EXERCICE)	TOTAL (T) OU TOTAL EN ÉQUIVALENTS TEMPS PLEIN (ETP) (EXERCICE PRÉCÉDENT)
TRAVAILLEURS INSCRITS AU REGISTRE DU PERSONNEL			
Au cours de l'exercice et de l'exercice précédent			
<i>Nombre moyen de travailleurs</i>	100	3,8 (ETP)	4,0 (ETP)
<i>Nombre effectif d'heures prestées</i>	101	5 760 (T)	5 825 (T)
<i>Frais de personnel</i>	102	495 365 (T)	498 865 (T)
<i>Montant des avantages accordés en sus du salaire</i>	103		

	CODES	1. TEMPS PLEIN	2. TEMPS PARTIEL	3. TOTAL EN ÉQUIVALENTS TEMPS PLEIN
A la date de clôture de l'exercice				
Nombre de travailleurs inscrits au registre du personnel	105	3	1	3,8
Par type de contrat de travail				
Contrat à durée indéterminée	110	3	1	3,8
Par sexe et niveau d'études				
- Hommes	120	2		2,0
de niveau supérieur non universitaire	1202	1		1,0
de niveau universitaire	1203	1		1,0
- Femmes	121	1	1	1,8
de niveau secondaire	1211		1	0,8
de niveau universitaire	1213	1		1,0
Par catégorie professionnelle				
- Personnel de direction	130	1		1,0
- Employés	134	2	1	2,8



COMMENTAIRES DES PRINCIPALES RUBRIQUES DU BILAN ET DU COMPTE DE RÉSULTATS

I RÉSULTAT DE L'EXERCICE ET AFFECTATION

Le résultat de l'exercice clôturé au 31/12/2015 s'élève à 27.249.001,15 €.

Ce résultat est acquis en tenant compte d'une provision fiscale au 31/12/2015 de 383.155,84 €.

Compte tenu du bénéfice reporté de l'exercice précédent, le bénéfice à affecter s'élève à 76.983.458,12 €.

Il est proposé à l'Assemblée Générale d'affecter le bénéfice de la manière suivante :

Dotation à la réserve légale	0 €
Rémunération du capital	14.796.687,00 €
Bénéfice à reporter	62.186.771,12 €

Le dividende ordinaire est en croissance de 5 % par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 32,25 € par part.

II COMMENTAIRES DU BILAN ET DU COMPTE DE RÉSULTATS

1. ACTIF

Des immobilisations incorporelles et corporelles apparaissent au bilan à concurrence de 0,05 million €.

Au 31/12/2015, le portefeuille d'immobilisations financières s'élève à 245,2 millions €, en croissance de 22,36 millions € par rapport à l'an dernier. Ce chiffre est la résultante de trois développements sur l'exercice 2015 à savoir :

- >> Les augmentations de capital en OTARY, RENTEL et POWER at SEA pour financer le développement du parc RENTEL;
- >> L'augmentation de capital en PUBLI-T ;
- >> Une réduction de valeur sur la participation en SRIW Environnement;

En outre, en créance à plus d'un an au 31/12/2015, sont comptabilisés d'autres prêts qui ont été accordés pour un montant total de 0,05 million €. Ce montant est stable par rapport à l'exercice précédent.

Les créances à un an au plus s'établissent à 0,5 millions €. Il s'agit principalement d'une créance fiscale.

La trésorerie s'élève à 152,3 millions €.

2. PASSIF

Au 31/12/2015, le capital de SOCOFE est de 269.952.475 €, entièrement libéré suite à l'augmentation de capital par incorporation de la prime d'émission et d'une partie de la réserve disponible intervenue en juin 2014.

Compte tenu du bénéfice reporté, les fonds propres (constitués du capital, des primes d'émission, des réserves ainsi que du résultat reporté) s'élèvent à 384,1 millions €.

Les provisions, qui ont été adaptées cette année, s'établissent à 0,05 million €. Elles concernent un litige fiscal qui est entièrement provisionné dans les comptes.

Le poste des dettes à moins d'un an s'établit à 14,9 millions € et résulte principalement de la rémunération du capital (14,8 millions €).

3. RÉSULTATS

En 2015, les ventes et prestations s'établissent à 0,2 million € et reviennent à leur niveau traditionnel après l'augmentation ponctuelle de 2014.

Les coûts des ventes et prestations se chiffrent à 1,5 million € et sont en légère diminution par rapport à l'an dernier.

Les produits financiers sont en croissance et s'établissent à 30,3 millions € à savoir :

- >> pour 25,68 millions € de dividendes bruts et intérêts de prêts octroyés à des participations, recueillis au cours de l'exercice
- >> pour 4,62 million € de revenus générés par la gestion de la trésorerie. Ces revenus sont en sensible progression par rapport à l'an dernier en raison d'une plus-value ponctuelle enregistrée au cours de l'exercice sur un placement venu à échéance.

Enfin, le résultat exceptionnel se solde par une perte de 1,372 million € résultant de la réduction de valeur comptabilisée sur notre participation en SRIW Environnement.

4. ENGAGEMENTS HORS BILAN

Toutes les garanties pour sûreté de dettes ou engagements de tiers sont aujourd'hui éteintes.

III. **ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS SURVENUS APRÈS LA CLÔTURE DE L'EXERCICE**

Néant.

IV. **AUCUN DÉVELOPPEMENT SUSCEPTIBLE D'AVOIR UNE INFLUENCE NOTABLE SUR LE DÉVELOPPEMENT DE LA SOCIÉTÉ N'A ÉTÉ PORTÉE À NOTRE CONNAISSANCE DEPUIS LA CLÔTURE DE L'EXERCICE.**

V. **LA SOCIÉTÉ N'A AUCUNE ACTIVITÉ EN MATIÈRE DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT.**

VI. **IL N'Y A PAS LIEU DE JUSTIFIER DE L'UTILISATION D'INSTRUMENTS FINANCIERS PAR L'ENTREPRISE CAR CE N'EST PAS PERTINENT POUR L'ÉVALUATION DE L'ACTIF, DU PASSIF, DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES PERTES ET PROFITS DE L'ENTREPRISE.**

VII. **IL N'Y A PAS À NOTRE CONNAISSANCE DE RISQUES ET/OU D'INCERTITUDES SUPPLÉMENTAIRES CONNUS HORMIS CEUX INHÉRENTS À L'ACTIVITÉ DE NOTRE SOCIÉTÉ, C'EST-À-DIRE CEUX LIÉS AU SUIVI DES PARTICIPATIONS DÉTENUES ET PRÊTS ACCORDÉS DANS DES ENTREPRISES.**

VIII. **LA SOCIÉTÉ N'A CRÉÉ AUCUNE SUCCURSALE.**

IX. **IL N'Y A PAS LIEU DE JUSTIFIER DE L'APPLICATION DES RÈGLES COMPTABLES DE CONTINUITÉ, PUISQUE AUCUNE PERTE REPORTÉE NE FIGURE AU BILAN ET LE COMPTE DE RÉSULTATS N'A PAS FAIT APPARAÎTRE UNE PERTE DE L'EXERCICE PENDANT DEUX EXERCICES SUCCESSIFS.**

X. **COMITÉ D'AUDIT**

Le Comité d'audit a été nommé par le Conseil pour l'assister dans le contrôle de l'intégrité des comptes de la société, du respect par la société des obligations légales et réglementaires, de l'indépendance du Commissaire, de l'exécution des fonctions d'audit interne de la société et des fonctions du Commissaire, et des contrôles internes et de la gestion des risques. Les responsabilités spécifiques du Comité d'audit figurent dans la Charte du Comité d'audit.

Le Comité d'audit est composé d'administrateurs non-exécutifs, ces derniers étant indépendants selon le Code belge des sociétés et le Code belge de Gouvernance d'Entreprise.

Enfin, compte tenu de leurs formations et expériences professionnelles antérieures et actuelles, tous les membres du Comité d'audit peuvent être considérés comme étant des experts en comptabilité et en audit selon la législation belge.



RAPPORT DU COMMISSAIRE- RÉVISEUR

Conformément aux dispositions légales et statutaires, nous vous faisons rapport dans le cadre de notre mandat de commissaire. Ce rapport inclut notre opinion sur le bilan au 31 décembre 2015, le compte de résultats de l'exercice clos à cette date et l'annexe, ainsi que les déclarations complémentaires requises.

RAPPORT SUR LES COMPTES ANNUELS – OPINION SANS RÉSERVE

Nous avons procédé au contrôle des comptes annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, établis sur la base du référentiel comptable applicable en Belgique, dont le total du bilan s'élève à 399.077.619 € et dont le compte de résultats se solde par un bénéfice de l'exercice de 27.249.001 €.

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

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

Responsabilité du commissaire

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

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

faites par l'organe de gestion, et l'appréciation de la présentation d'ensemble des comptes annuels.

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

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

Opinion sans réserve

A notre avis, les comptes annuels donnent une image fidèle du patrimoine et de la situation financière de la société au 31 décembre 2015, ainsi que de ses résultats pour l'exercice clos à cette date, conformément au référentiel comptable applicable en Belgique.

Rapport sur d'autres obligations légales et réglementaires

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

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

- >> Le rapport de gestion traite des mentions requises par la loi et concorde avec les comptes annuels et ne comprend pas d'incohérences significatives par rapport aux informations dont nous avons eu connaissance dans le cadre de notre mandat.
- >> Sans préjudice d'aspects formels d'importance mineure, la comptabilité est tenue conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables en Belgique.
- >> L'affectation des résultats proposée à l'Assemblée générale est conforme aux dispositions légales et statutaires.
- >> Nous n'avons pas à vous signaler d'opération conclue ou de décision prise en violation des statuts ou du Code des sociétés.



RSM – INTERAUDIT SCRL
Commissaire représentée par
Céline ARNAUD et Thierry LEJUSTE





RÈGLES D'ÉVALUATION

FRAIS D'ÉTABLISSEMENT

Les frais d'établissement liés à la constitution et aux augmentations du capital sont comptabilisés à concurrence des frais exposés et amortis suivant la méthode linéaire au taux de 20%.

Les frais d'émission d'emprunts sont amortis linéairement en fonction de la durée des emprunts.

Toutefois, dans les deux cas ci-dessus, la première annuité d'amortissement doit se faire proportionnellement à la partie de l'exercice comptable au cours duquel l'actif a été acquis ou constitué. L'amortissement débute le premier jour du mois qui suit la date d'acquisition.

Les autres frais d'établissement sont pris en charge dans l'exercice où ils sont exposés.

IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées à leur valeur d'origine ou à leur prix de revient.

Celles dont la durée d'utilisation est limitée dans le temps font l'objet d'amortissements en fonction de la durée probable d'utilisation. Cette durée sera fixée par le Conseil d'administration. Toutefois, la première annuité d'amortissement doit se faire proportionnellement à la partie de l'exercice comptable au cours duquel l'actif a été acquis ou constitué.

L'amortissement débute le premier jour du mois qui suit la date d'acquisition.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont portées à l'actif du bilan à leur prix d'acquisition, y compris les frais accessoires s'y rapportant.

Les amortissements annuels sont pratiqués suivant la méthode linéaire aux taux de base suivants :

- >> bâtiments administratifs **3%**
- >> installations et aménagements de biens propres **10%**
- >> installations et aménagements de biens loués **100%**
- >> mobilier **10%**
- >> matériel de bureau et équipements de traitement de l'information administrative **33%**
- >> matériel roulant **20%**

Toutefois, la première annuité d'amortissement doit se faire proportionnellement à la partie de l'exercice comptable au cours duquel l'actif a été acquis ou constitué. L'amortissement débute le premier jour du mois qui suit la date d'acquisition.

Les immobilisations détenues en emphytéose, location-financement ou droits similaires sont amorties sur la durée du contrat.

Le Conseil d'administration peut décider de pratiquer des amortissements accélérés, en conformité avec la législation comptable applicable. Mention en sera alors faite dans l'annexe aux comptes annuels.

IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Les participations, actions et parts de sociétés sont portées à l'actif du bilan à leur valeur d'acquisition ou d'apport, compte tenu des montants restant éventuellement à libérer, mais à l'exclusion des frais accessoires qui sont, eux, pris en charge dans l'exercice.

Des réductions de valeur sont pratiquées sur tous les titres pour lesquels, en fonction de la situation, de la rentabilité ou des perspectives de la société concernée, une dépréciation durable est constatée.

Une reprise de réduction de valeur exceptionnelle peut être enregistrée lorsqu'une nouvelle évaluation fait apparaître une plus-value sur des titres ayant fait antérieurement l'objet d'une réduction de valeur.

CRÉANCES COMPTABILISÉES EN IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Les créances comptabilisées en immobilisations financières sont enregistrées à leur valeur nominale.

Les titres à revenus fixes sont comptabilisés à leur prix d'acquisition, à l'exclusion des frais accessoires.

Si le remboursement à l'échéance de ces créances ou de ces titres apparaît, en tout ou en partie, incertain ou compromis, une réduction de valeur sera pratiquée à due concurrence.

STOCKS

Les matières consommables, les fournitures et les marchandises sont enregistrées à leur prix d'acquisition, y compris les accessoires s'y rapportant.

Les stocks correspondants sont valorisés selon la méthode du prix moyen pondéré.

En cas de dépréciation durable, une réduction de valeur est pratiquée sur les articles concernés.

CRÉANCES À PLUS ET À MOINS D'UN AN

Les créances sont enregistrées à leur valeur nominale.

Si leur remboursement à l'échéance apparaît, en tout ou en partie, incertain ou compromis, une réduction de valeur sera pratiquée à due concurrence.

PLACEMENTS DE TRÉSORERIE ET VALEURS DISPONIBLES

Les placements de trésorerie et les valeurs disponibles sont comptabilisés à leur prix d'acquisition, à l'exclusion des frais accessoires, ou à leur valeur nominale.

A la clôture de l'exercice, si la valeur de réalisation de ces actifs est inférieure à leur valeur comptable, une réduction de valeur sera pratiquée à due concurrence.

PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Au terme de chaque exercice, le Conseil d'administration arrête les provisions à constituer pour couvrir tous les risques prévus ou les pertes éventuelles, nés au cours de l'exercice ou des exercices antérieurs.

Les provisions constituées les années antérieures sont régulièrement examinées par le Conseil d'administration.

DETTES

Les dettes sont enregistrées à leur valeur nominale.

Opérations, avoirs et engagements en monnaies étrangères :

Les opérations en devises étrangères sont comptabilisées au cours de change réellement appliqué au jour de leur réalisation.

Les actifs et passifs non monétaires (frais d'établissement, immobilisations incorporelles et corporelles, immobilisations financières et stocks) restent valorisés aux cours de conversion historiques, y compris pour le calcul des amortissements et réductions de valeur éventuelles.

Les différences de change constatées sur la réalisation des actifs et passifs monétaires (créances, dettes et emprunts) sont directement portées en compte de résultats.

DROITS ET ENGAGEMENTS HORS BILAN

Les droits et engagements hors bilan sont mentionnés dans les annexes aux comptes annuels, par catégorie.

Les instruments financiers et produits dérivés, destinés à la couverture de certains risques financiers de change ou de taux d'intérêts, sont valorisés sur la base de leur valeur notionnelle.

Les autres droits et engagements sont enregistrés pour la valeur nominale figurant dans le contrat ou, à défaut, pour la valeur estimée.

