FEBEG
Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières

Rapport annuel
2012

Le secteur du gaz et de l'électricité mis sous pression par une diminution des marges, une hausse des risques financiers et un désavantage concurrentiel par rapport aux pays limitrophes

FEBEG

Tél. +32 2 500 85 85
Fax +32 2 500 85 86

Galerie Ravenstein 3 bte 9 – 1000 Bruxelles

www.febeg.be
info@febeg.be

Table des matières

Avant-propos 1
Chiffres-clés du secteur 4
Production d'électricité 4
Importation et exportation d'électricité 6
Consommation et fournitures d'électricité de gaz 7
Social 10
Programmation sociale 10
Prépension : règles existantes prolongées jusqu'à la fin 2015 10
Emploi sous pression 10
Formation : le secteur affiche de beaux résultats 11
Pyramide des âges saine 12
Environnement 13
Réduction des émissions de NO_X et de SO_2 13
Accord de politique environnementale SO_2 et NOx 14
Baisse des émissions de CO_2 15
L'ETS perd son rôle clé dans la politique climatique européenne 16
Part des énergies renouvelables 16
Aspects économiques 18
Gel des prix 18
Redevance réseau : risques accrus de non-paiement 20
Poursuite de l'intégration du marché de gros d'électricité 21
Nouveau modèle de transport de Fluxys 22
Rentabilité des centrales électriques classiques 24
Réforme de la politique de soutien de l'électricité verte et de la cogénération en Flandre 26
Wallonie : réforme de l'électricité verte 28
Smart energy systems 31

Table des matières

Véhicules électriques 32
Gestion des congestions, investissements réseau et accès flexible 33
Échange de données 34
Contact 36
Membres 37

Avant-propos

"Regulatory risk is seen as the biggest hurdle to investment"

Fulvio Conti Eurelectric President

Un secteur sous pression

Le secteur du gaz et de l'électricité fait face à une réduction de la consommation. Pour l'électricité, cette diminution s'élève à quelque 5% depuis 2008. La consommation de gaz des clients industriels affiche en 2012 une baisse de 3,5% par rapport à 2011, pour une diminution de 11% de la fourniture aux centrales éléctriques sur la même période. L'emploi dans le secteur a en outre diminué pour la première fois. Suite à l'évolution négative des conditions de marché combinée à une pression réglementaire accrue, et à un cadre législatif en constante évolution, le « *regulatory risk* » est une des principales entraves tant aux nouveaux investissements, qu'à la poursuite des investissement en cours.

Le rapport annuel présente une sélection des principaux thèmes liés au secteur en 2012.

Le **gel des prix** symbolise l'intensification des interventions publiques dans le secteur et se trouve clairement en porte-à-faux par rapport à la politique européenne en matière de libéralisation. Cette mesure a renforcé le risque financier des fournisseurs en mettant leur viabilité économique sous pression. Au lieu d'améliorer le fonctionnement de marché et de le rendre plus accessible à de nouveaux acteurs, ces mesures ont complexifié le fonctionnement du marché et ont renforcé le manque d'attractivité du marché de l'énergie en Belgique. La FEBEG a été très active dans ce dossier. A raison, ce gel des prix n'a pas été prolongé. Toutefois, la régulation relative au filet de sécurité reste en vigueur en 2013. Outre des mesures ayant un impact direct, d'autres mesures telles que l'instauration d'une redevance réseau en Flandre ont une incidence sur les coûts des fournisseurs (perception des montants, rsiques de non-paiment). La FEBEG plaide pour une implication plus rapide dans les discussions, l'absence de toute forme de rétroactivité, des règles simples et harmonisées, et une rémunération des services fournis.

Le **Plan 'Wathelet'** comprend une série de propositions de mesures, tant à court terme (accompagnement de la fermeture de centrales, rédaction de demandes d'offres afin d'attirer des investissements, etc.), qu'à long terme (plus de capacités d'interconnexion). La FEBEG reconnaît dans les grandes lignes la problématique décrite. La FEBEG estime qu'une série de démarches sont indispensables afin de réaliser les objectifs : il convient en premier lieu d'éliminer les handicaps en termes de coûts par rapport aux pays limitrophes. Une deuxième étape consiste à mettre en place une réserve stratégique bien pensée. Il

convient, en troisième lieu, d'améliorer le fonctionnement des marchés de gros. Si des mesures complémentaires s'avèrent nécessaires pour attirer de nouveaux investissements, celles-ci doivent de préférence être prises au niveau du marché CWE et ne peuvent entraîner aucune distorsion du marché, ni discrimination entre installations existantes et nouvelles.

Dans les trois régions, l'année 2012 fut placée sous le signe de la réforme des mécanismes de soutien de l'électricité verte et de la cogénération. En Wallonie, les discussions relatives à la réforme ne sont pas encore terminées. En Flandre, un mécanisme de soutien adapté a été approuvé durant l'été 2012. Toutefois, il subsiste encore des problèmes, comme par exemple l'application rétroactive de l'augmentation du quota. À la demande de la FEBEG, une solution a été recherchée et trouvée afin de résoudre quelques points problématiques pour les fournisseurs (entre autres la mise à disposition en temps opportuns des paramètres nécessaires).

La poursuite de l'intégration du **marché de gros** de l'électricité – en vue de parvenir à terme à un marché de l'électricité européen unique – engendre des avantages macro-économiques et favorise l'intégration de sources d'énergie renouvelables dans le marché. La FEBEG soutient la poursuite de l'intégration du marché et estime en outre que les Ministres des pays CWE[1], réunis au sein du Forum Pentalatéral, doivent continuer à miser sur une intégration renforcée du marché CWE.

S'agissant du **gaz naturel**, l'implémentation du nouveau modèle de transport le 1er octobre 2012 constitue un jalon important. Ce nouveau modèle de transport permet à tous les acteurs du marché d'accéder de manière simple, transparente et non discriminatoire au réseau de transport de gaz naturel. La FEBEG, dans la position d'utilisateur de réseau, a activement pris part à l'implémentation de ce nouveau modèle de transport et contribuera activement à son évaluation en 2013.

Les négociations relatives à la programmation sociale pour 2011-2012 en cours depuis la mi-avril 2011 s'avèrent très laborieuses. Le 3.05.2012, les partenaires sociaux ont finalement signé les textes CCT de la programmation sociale 2011-2012.

---

[1] Marché « CWE » ou plaque de couplage des marchés français, du Benelux et allemand

Avant-propos

La **FEBEG** a également enregistré quelques changements. Jan Herremans qui est à l'origine de notre jeune Fédération profite désormais d'une retraite bien méritée. Jan a mis sur pied la Fédération et l'a également, en tant que Directeur général, dirigé. La FEBEG a également dû prendre congé de sa Présidente. En effet, Roberte Kesteman est active à l'étranger depuis la fin 2012 et n'a par conséquent pas pu arriver au terme de son mandat. Nous souhaitons les remercier tous deux, de tout cœur, pour leur engagement en faveur de la Fédération.

Marc Van den Bosch
Directeur général
5 mei 2013

Erwin Van Bruysel
Vice-Président

Chiffres-clés du secteur

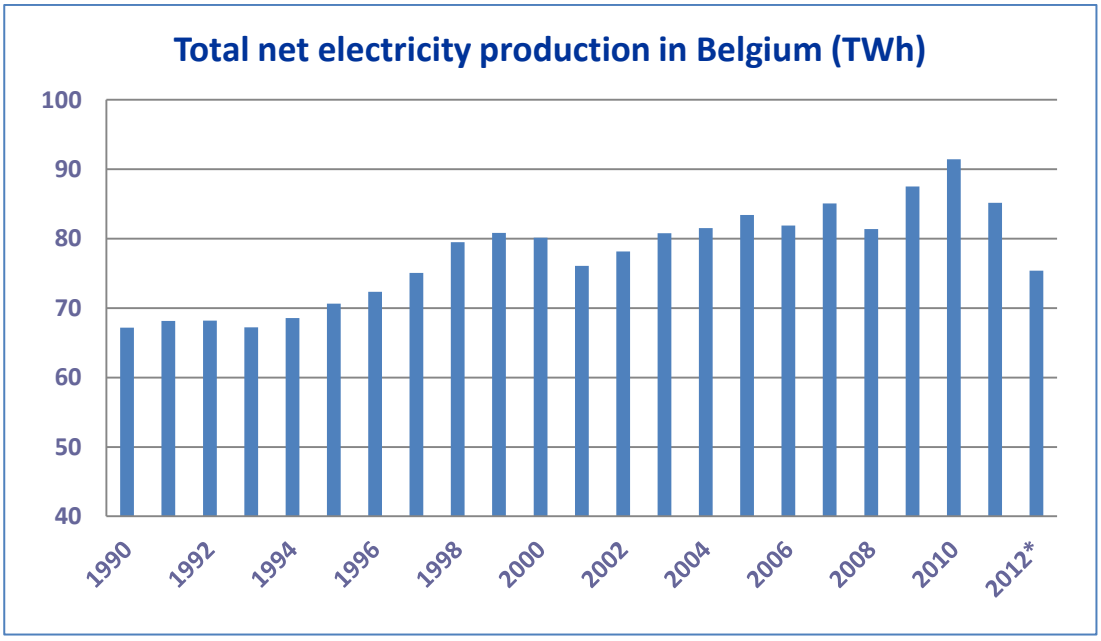
Production d'électricité

Forte diminution de la production d'électricité en Belgique de 85,14TWh en 2011 à à peine 75,39TWh en 2012

Forte diminution de la production nette d'électricité

En 2012, la production nette d'électricité (comprenant l'autoproduction, les importations nettes et diminuée de la consommation des centrales électriques) en Belgique s'élevait à 75,39 TWh, contre 85,14 TWh en 2011, soit une baisse de 11,5%. Cette diminution s'explique essentiellement par une importation nette en hausse (voir infra) et par la conjoncture économique qui a entraîné une réduction de la consommation d'électricité.

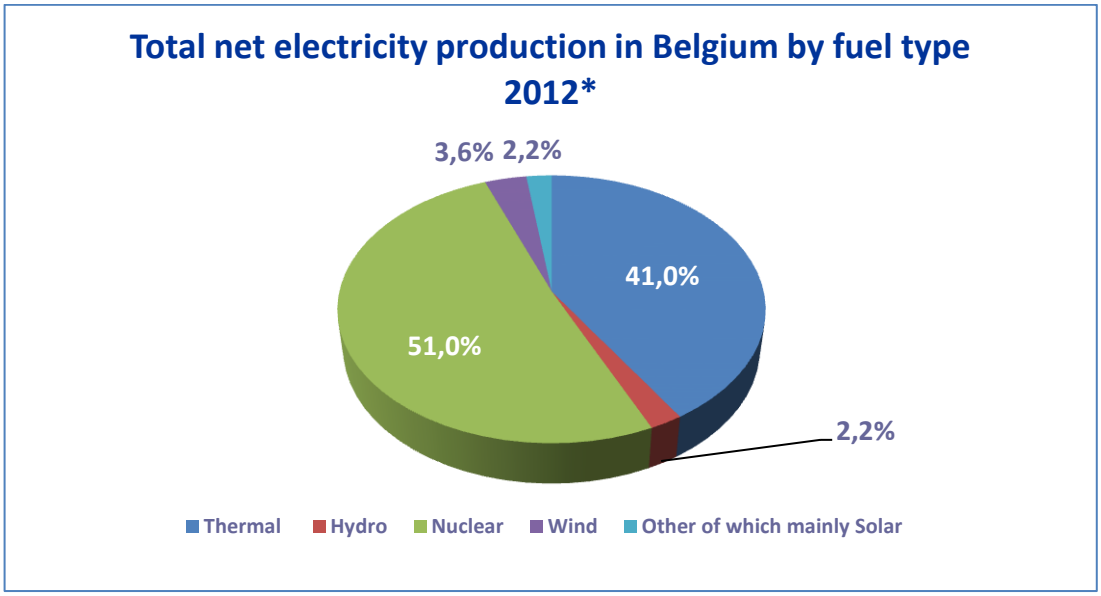
En 2012, la production reliée au réseau à haute tension a enregistré une baisse de quelque 13,0% en comparaison avec 2011, alors que, sur la même période, la production reliée au réseau basse tension a augmenté d'environ 14,6%. L'autoproduction des grands clients industriels a augmenté d'environ 2,5% et représente une part de 36,8% de leur consommation totale. L'autoproduction des clients reliés au réseau de distribution (essentiellement photovoltaïque) est estimée à environ 1,1 TWh.



Source : SPF Économie
* chiffres provisoires

Un peu plus de la moitié de la production d'électricité en Belgique – 38,5 TWh – était d'origine nucléaire. Les centrales thermiques (y compris les centrales biomasses et de traitement des déchets) ont quant-à-elles produit 30,9 TWh.

En 2012, les centrales hydrauliques (y compris les installations de pompage) ont représenté une production de 1,7 TWh, alors que les sources renouvelables solaires et éoliennes ont respectivement produit 1,6 et 2,7 TWh. Ceci représente une hausse de quelque 23% par rapport aux 4,9 TWh produits en 2011 par ces 3 sources d'énergie renouvelables.



Source : SPF Économie
* chiffres provisoires

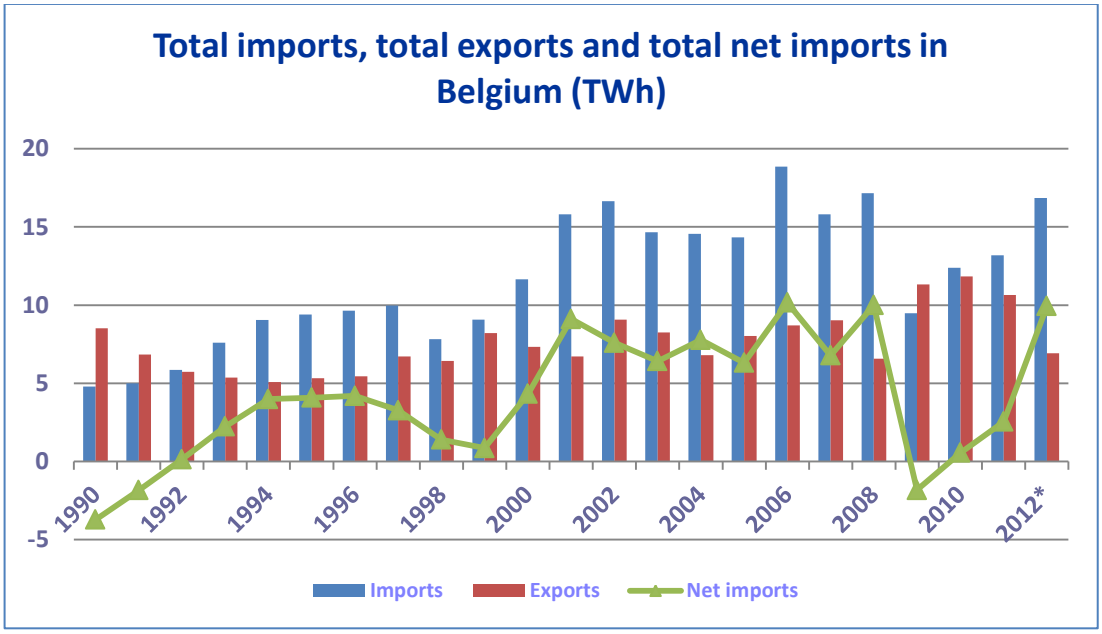
Augmentation de la puissance installée

À la fin 2012, la puissance installée était estimée à quelque 20 GWe (18,6 GWe en 2011). La répartition de cette puissance installée se présente comme suit (sous réserve des chiffres définitifs pour 2012) : 7.427 MWe par les centrales thermiques à base d'énergie fossile (y compris les unités de cogénération), 5.926 MWe par les centrales nucléaires, 1.419 MWe par les centrales hydrauliques, 1.406 MWe par l'énergie éolienne, 2.690 MWe par l'énergie solaire et 1.144 MWe par d'autres sources d'énergie renouvelables (biomasse et bio-cogénération). L'évolution de la capacité installée du parc de production belge est représentée graphiquement dans le chapitre « environnement » (pge. 16).

Importation et exportation d'électricité

Forte hausse des importations nettes à 9,9TWh

En 2012, 16,9 TWh d'électricité ont été importés (contre 13,2 TWh en 2011) alors que 6,9 TWh d'électricité ont été exportés (contre 10,7 TWh en 2011). La Belgique a enregistré une hausse de ses importations nettes d'électricité, de 0,6 TWh en 2010 et 2,5 TWh en 2011, à 9,9 TWh en 2012. En 2012, quelque 12% de la demande d'électricité ont ainsi été couverte par des importations. La plus forte augmentation des importations nettes provient des Pays-Bas (77% d'importations supplémentaires et 47% d'exportations en moins par rapport à 2011). La forte augmentation des importations nettes est due à l'arrêt des centrales nucléaires Doel 3 et Tihange 2 durant le quatrième trimestre de 2012, ainsi qu'à la position non favorable des centrales belges dans le *merit order* (voir infra 'Rentabilité des centrales électriques classiques').



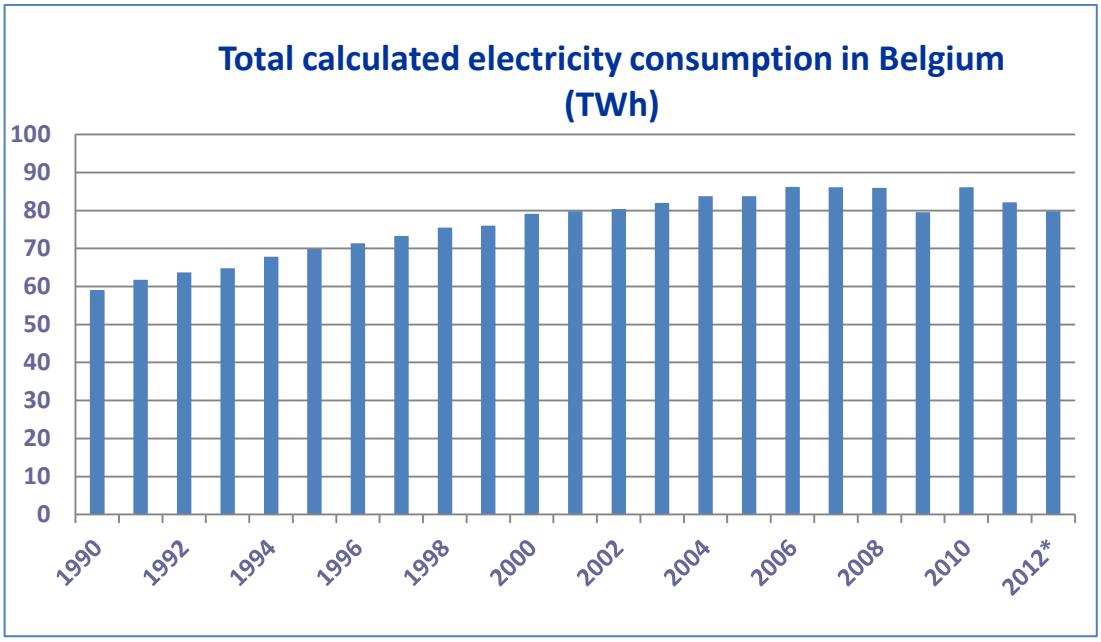
Source : SPF Économie
* chiffres provisoires

Consommation et fournitures d'électricité de gaz

Diminution de la consommation d'électricité

La consommation totale d'électricité calculée sur base de la production nette diminuée de la consommation des installations de pompage et des pertes de réseau en Belgique s'élevaient à 79,9 TWh en 2012 contre 82,2 TWh en 2011, soit une diminution de 2,8%. Le niveau de consommation calculée pour l'année 2012 est ainsi quasi retombé au niveau de consommation de l'année de crise de 2009, qui constituait en outre le minimum de consommation historique depuis 2000 (79,5 TWh en 2009).

La consommation totale d'électricité déterminée sur base de la charge réseau mesurée est par contre estimée à 82 TWh, contre 83 TWh en 2011. Selon Synergrid, la consommation totale des consommateurs industriels (c'est-à-dire le volume d'électricité prélevé du réseau à haute tension combiné à l'autoproduction) en 2012 a diminué d'environ 2,1% par rapport à 2011, alors que la consommation des clients sur le réseau de distribution a diminué de 0,8% sur la même période. Elia communique une diminution un peu plus importante de la consommation des clients de la distribution, à savoir 1,9%.



Source : SPF Économie
* chiffres provisoires

Légère baisse des fournitures d'électricité

Les fournitures finales d'électricité résultent de la demande d'électricité qui n'est pas couverte par l'autoproduction et se reflète par conséquent dans le prélèvement d'électricité sur le réseau. En 2012, les prélèvements des grands clients industriels sur le réseau s'élevaient à 16,9 TWh. Les prélèvements des clients de la distribution s'élevaient à 54,3 TWh. En 2011, ces prélèvements s'élevaient respectivement à 17,7 et 55,0 TWh. Comme mentionné ci-dessus, la part de l'autoproduction des grands clients industriels est passée de 9,6 TWh en 2011 à 9,9 TWh en 2012. L'autoproduction des clients de la distribution (essentiellement photovoltaïques) est estimée à environ 1,1 TWh.

Augmentation limitée de la consommation totale de gaz à cause d'un hiver plus froid par rapport à l'année précédente

Hausse limitée de la demande en gaz naturel

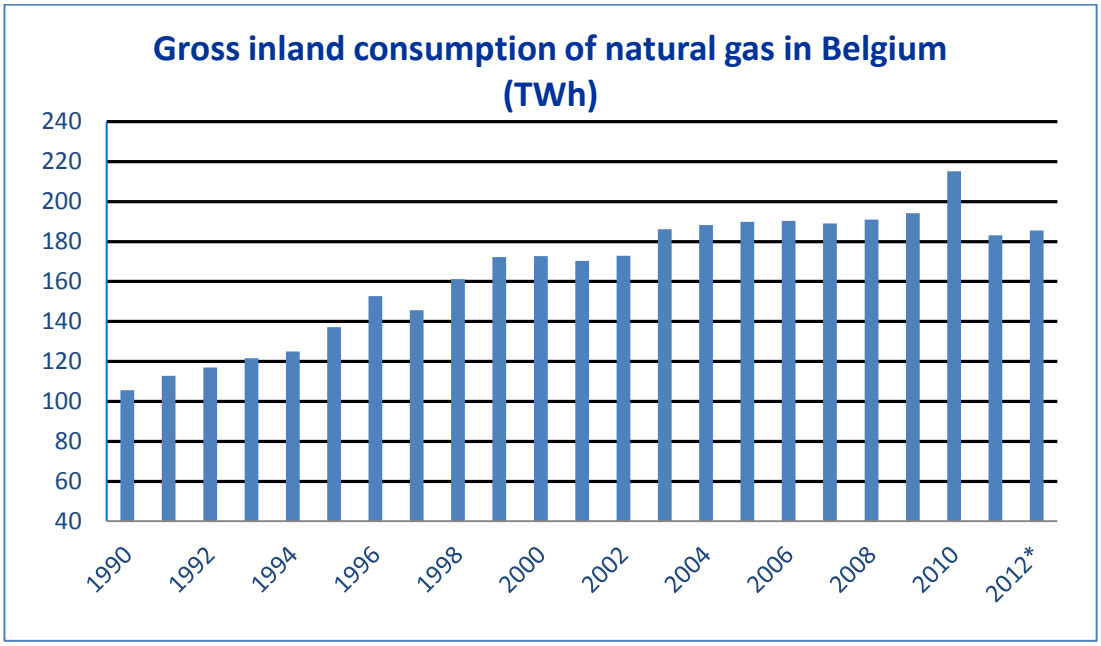
En 2012, la consommation nationale de gaz naturel s'élevait à 185,5 TWh contre 183,2 TWh en 2011. La consommation de gaz naturel présente par conséquent une augmentation très limitée de 1,2%.

Cette augmentation très réduite s'explique simplement par une hausse de la consommation des clients résidentiels et du secteur des services (+11% sur le réseau de distribution). La consommation de ces types de clients dépend fortement de la température moyenne et est donc essentiellement la conséquence des conditions climatologiques. Les températures moyennes enregistrées en 2012 ont été inférieures aux températures de l'année 2011. Ce résultat se traduit dans un nombre supérieur de degrés-jours en 2012 (2.327 degrés-jours en 2012 contre 1.928 degrés-jours en 2011).

La consommation de gaz des clients industriels a quant-à-elle diminué de près de 3,5%. Malgré cette diminution, la consommation des clients industriels reste supérieure de 7,7% à la consommation de 2009. Suite à la crise économique, les consommations en 2009 avaient diminué de quelque 15% par rapport à 2008. L'industrie n'a donc toujours pas retrouvé complètement son niveau d'avant la crise économique (2008).

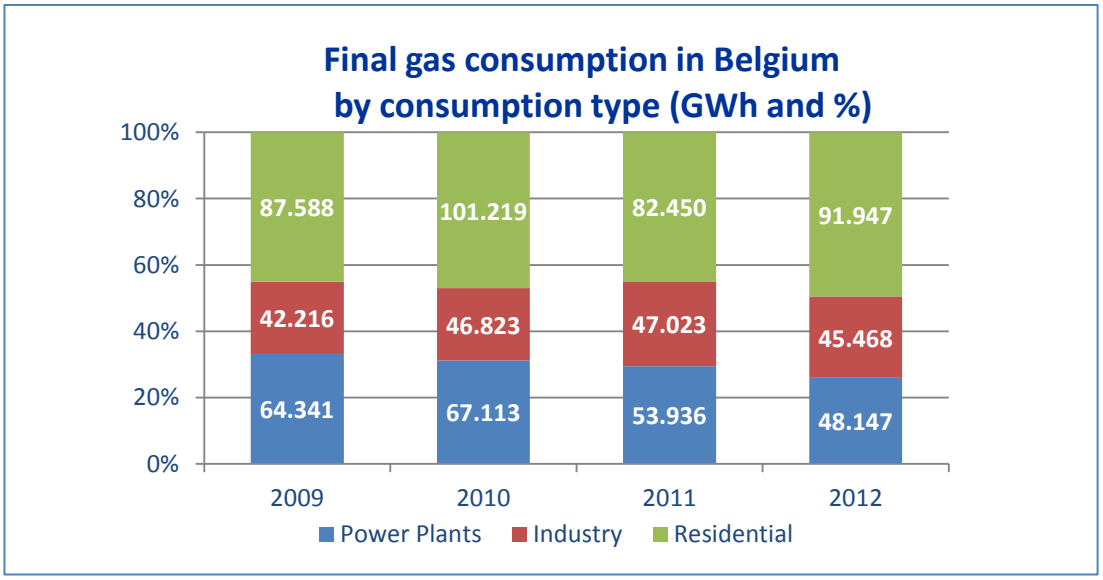
En 2012, la consommation de gaz des centrales électriques a également fortement diminué. La consommation des centrales au gaz a diminué de pas moins de 11% par rapport à 2011, soit une seconde baisse importante consécutive. En 2011, la consommation de gaz des centrales électriques avait déjà diminué de 19% par rapport à 2010. Cette nouvelle diminution de la consommation de gaz naturel est à mettre en corrélation directe avec le recul de la compétitivité des centrales au gaz belge par rapport aux centrales dans les pays voisins.

Forte diminution de la consommation de gaz dans les centrales électriques pour la deuxième année consécutive



Source : SPF Économie
* chiffres provisoires

La consommation de gaz naturel en 2012 se répartit comme suit : 25,4% pour les grands clients industriels, 26% pour les centrales électriques (contre 33% en 2009). Près de la moitié de la consommation est enfin répartie sur le réseau de distribution (petite industrie, PME, services, clients résidentiels). La consommation de gaz est présentée ci-dessous en pourcentage et en GWh pour les segments de consommation résidentiels, industriels et de production d'électricité.



Social

Programmation sociale

Les négociations relatives à la programmation sociale avaient déjà débuté en 2011. Un accord relatif à la programmation sociale 2011-2012 pour les travailleurs barémisés du secteur a été conclu le 03.05.2012. L'accord prévoyait une hausse des barèmes salariaux et des salaires individuels réels de 0,3% à partir du 01.01.2012, ainsi qu'une série d'autres améliorations telles qu'une hausse de l'indemnité de déplacement cycliste et le prolongement des conditions existantes en matière d'assurance hospitalisation.

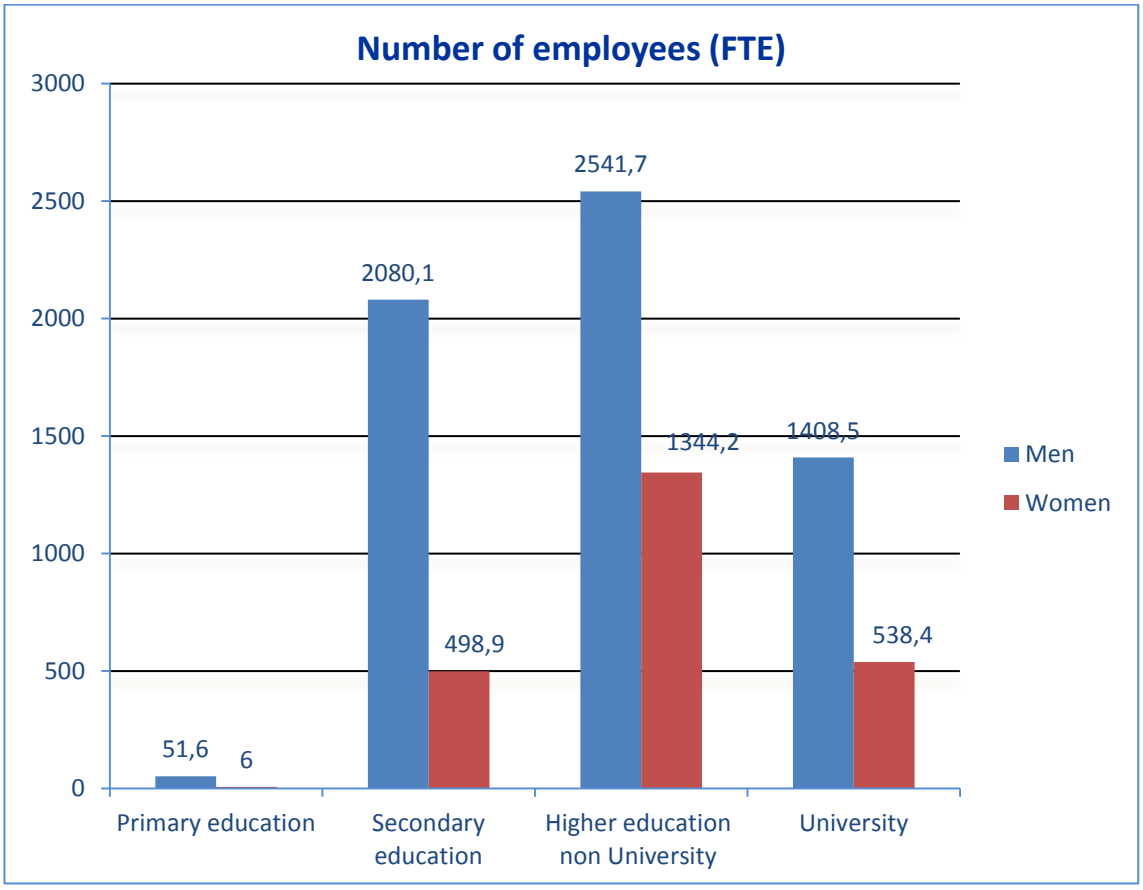
Emploi sous pression : diminution des effectifs de 8.400 travailleurs en 2011 à 8.164 travailleurs en 2012

Prépension : règles existantes prolongées jusqu'à la fin 2015

Suite aux mesures du Gouvernement Di Rupo visant à augmenter l'âge de la pension légale anticipée, les partenaires sociaux du secteur ont dû se concerter, dans le courant de l'année 2012, sur le sort à réserver aux règles actuelles en matière de prépension au sein du secteur. Les employeurs ont finalement décidé de poursuivre l'application des règles existantes en matière de prépension, et ce, jusqu'au 31.12.2015. Les travailleurs « anciennes conditions de travail » peuvent ainsi prendre leur prépension 1 an avant l'âge de la pension (3 ans pour les travailleurs en service continu) s'ils sont nés avant le 31.12.1955 (cfr. les mesures transitoires établies par le Gouvernement) et s'ils respectent les conditions de la CCT existante.

Emploi sous pression

L'emploi dans le secteur est sous pression : le nombre de travailleurs en service en 2012 a diminué par rapport à l'année 2011. Fin 2012, 8.178 travailleurs étaient en service contre 8.400 à la fin 2011. À la fin 2012, le nombre de nouveaux engagements s'est quasiment stoppé (à peine une vingtaine d'engagements par trimestre par rapport à une septantaine de nouveaux engagements par trimestre fin 2011). Au vu notamment des fermetures annoncées, la situation ne devrait pas s'améliorer en 2013.



Source FEBEG

Les membres de la FEBEG ont investi 4,81% de la masse salariale à la formation, soit plus du double des dépenses imposées en Belgique

Le tableau ci-dessus permet de conclure qu'une grande majorité des travailleurs employés par des membres de la FEBEG ont un diplôme de l'enseignement supérieur. En effet, 70 % des travailleurs ont suivi des études supérieures.

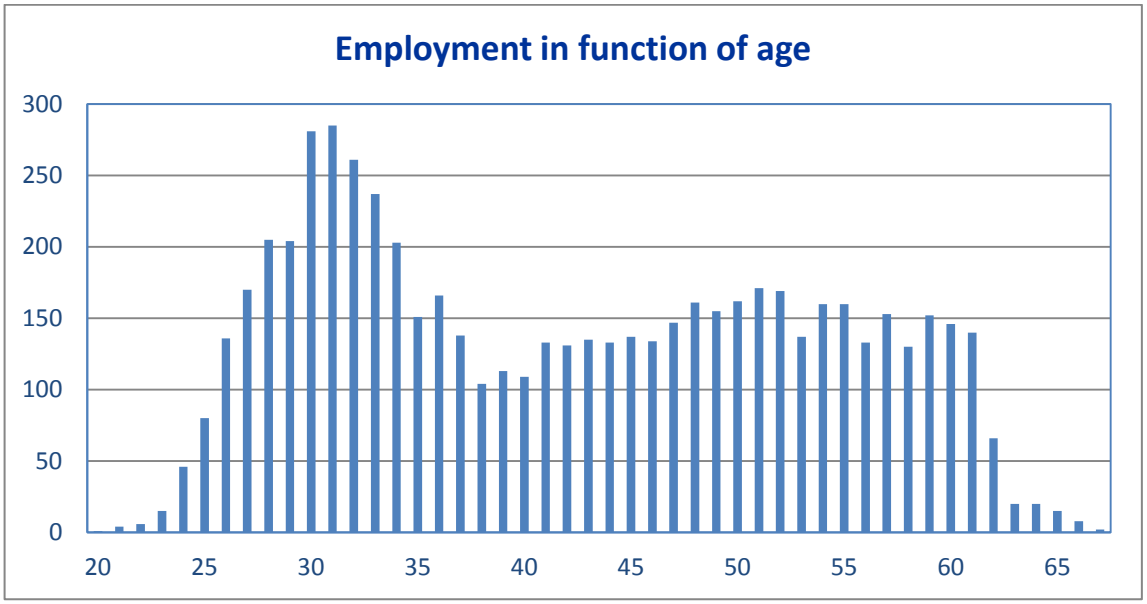
Notre secteur est également plutôt masculin : face aux 6.000 hommes actifs chez les membres de la FEBEG, à peine 2.385 femmes sont dénombrés, soit 28% de l'effectif total.

Formation : le secteur affiche de beaux résultats

La formation est une responsabilité à la fois du travailleur et de l'employeur. Les partenaires se sont engagés à consacrer 1,9% de la masse salariale totale des entreprises belges à la formation (formelle et informelle) des travailleurs. Notre secteur continue à investir fortement dans la formation des travailleurs. Le pourcentage de formation s'élève à 4,81% en 2011.. Le pourcentage de formation provisoire s'élève à 5,6% en 2012, soit plus du double de l'objectif moyen pour toutes les entreprises actives sur le territoire belge (1,9%).

Pyramide des âges saine

La pyramide des âges des membres de la FEBEG peut être qualifiée de saine : durant les prochaines années, le nombre de départs à la retraite restera plutôt stable alors que le nombre de jeunes travailleurs est suffisamment élevé.



Source: FEBEG

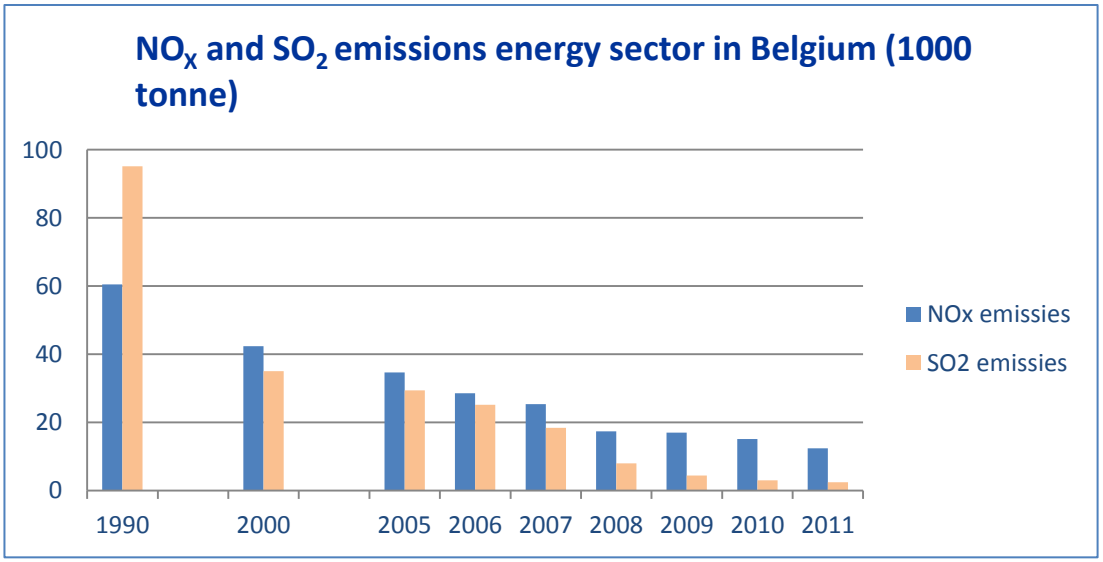
Environnement

Réduction des émissions de NO_X et de SO_2

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des émissions de NO_x et de SO_2 du secteur énergétique en Belgique. Le secteur de l'énergie englobe la catégorie 1A1a « *Public electricity and heat production* » selon le Nomenclature for Reporting 2009 (NFR09). Les données les plus récentes sont disponibles pour l'année 2011 (N-2).

La réduction des émissions de NOX et de SO2 par le secteur belge de l'énergie est spectaculaire

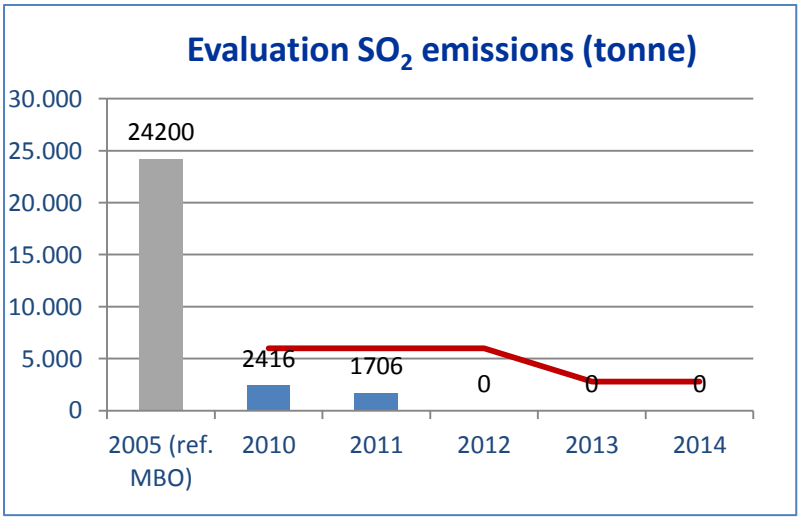
Les émissions de NO_X et de SO_2 ont systématiquement diminué depuis 1990. Par rapport à 1990, la diminution des émissions de NO_X s'élève à 79,6% en 2011. Cette baisse est le résultat des mesures de réduction du NO_X, notamment l'adaptation des brûleurs et l'installation d'unités Selective Catalytic Reduction (SCR's) qui réduisent le taux de NO_X dans les gaz de combustion. En 2012, la réduction de SO_2 s'élevait à 97,5% par rapport à 1990. L'utilisation de charbon à faible teneur en sulfure, le switch de combustibles à base de charbon et de pétrole vers le gaz naturel, ainsi que l'installation des unités SOx y ont largement contribué. En Flandre, un accord de politique environnementale a en outre été conclu en 2010 entre la FEBEG et la Région flamande en matière de réduction des émissions de SO_2 et de NO_X des centrales électriques existantes.

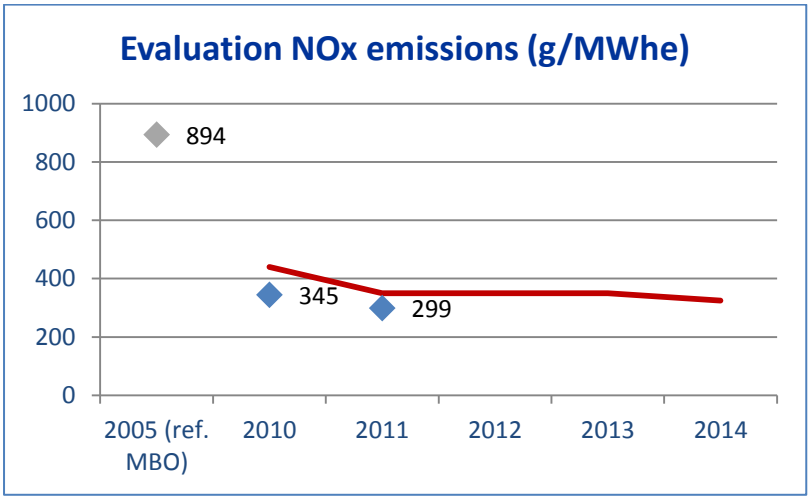


Source : EEA (NEC inventory 2010) et CLRTAP Inventory Submissions 2013 Belgique

Accord de politique environnementale SO_2 et NOx

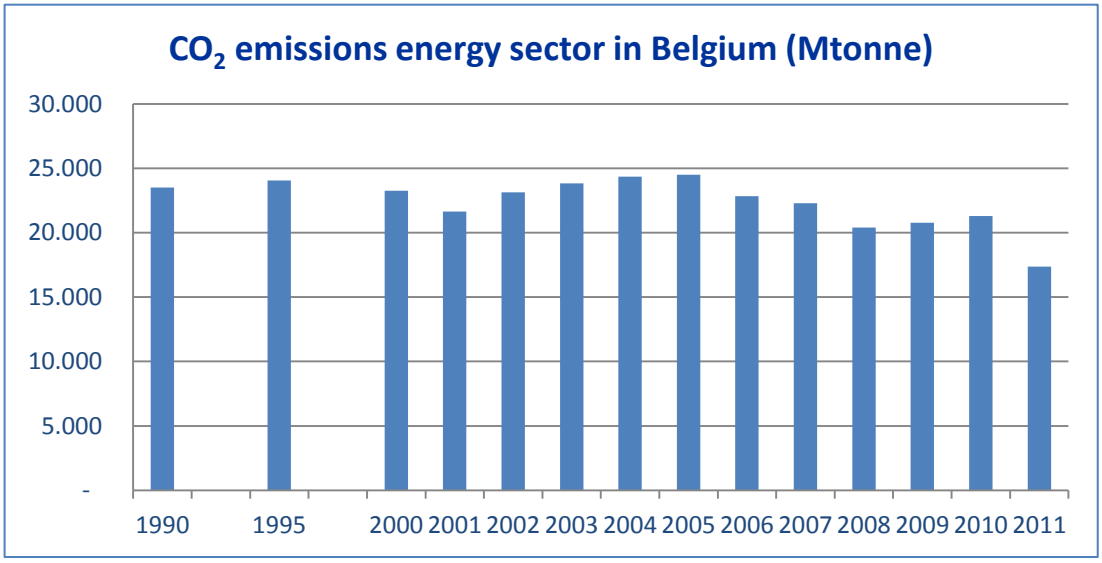
Dans le cadre de l'accord de politique environnementale (APE) du 5.08.2010 conclu entre la FEBEG et la Région flamande en ce qui concerne la réduction des émissions de SO_2 et de NO_X, la FEBEG a établi en 2012 le rapport annuel de l'année calendrier 2011. Il ressort de ce rapport que les producteurs d'électricité concernés ont émis une quantité totale de 1.706 tonnes de SO_2 en 2011. Cela signifie que la quantité annuelle de SO_2 est restée largement inférieure au plafond absolu de 6.000 tonnes de SO_2, et ce, à hauteur de 71,6%. Les émissions spécifiques de NO_X des installations concernées s'élevaient à 299 g/MWhe en 2011 et sont ainsi également restées largement sous le plafond annuel de 350 g/MWhe. Pour l'année calendrier 2011, les producteurs d'électricité concernés ont par conséquent atteint les objectifs définis dans l'APE. Par rapport à l'année 2010, une diminution des émissions absolues de SO_2 ainsi que des émissions spécifiques de NO_X a été constatée.





Baisse des émissions de CO_2

En 2011, le secteur belge de l'énergie (catégorie 1A1a "Public electricity and heat production") a rejeté 17,36 Mton CO_{2eq}. Il s'agit d'une réduction importante des émissions par rapport aux 21,29 Mton CO_{2eq} enregistrées en 2010. Depuis 2005 et le démarrage du système européen d'échange des émissions, une tendance à la baisse des émissions du secteur est observé.



Source : Belgium's Greenhouse Gas Inventory

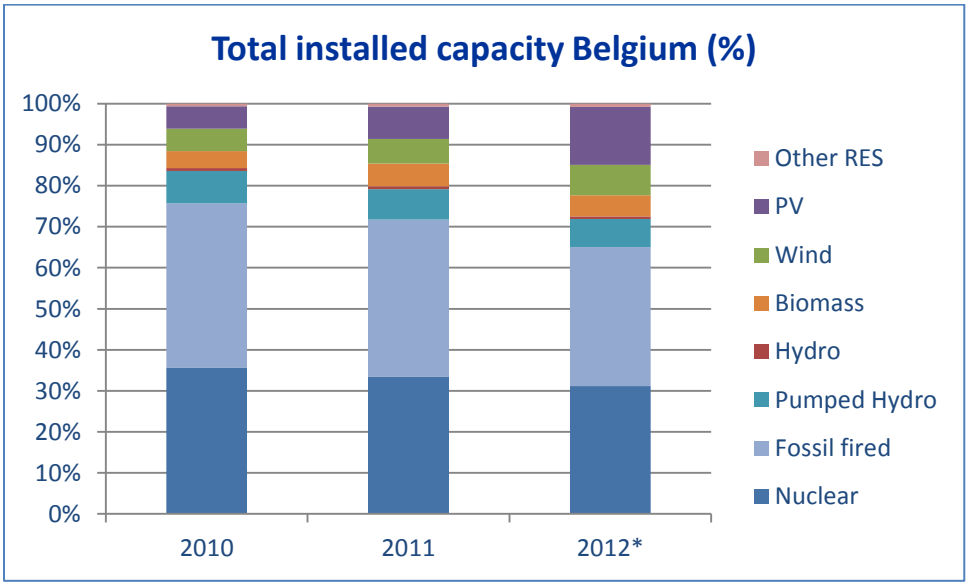
L'ETS perd son rôle clé dans la politique climatique européenne

En 2012, le prix d'une tonne d'émission de CO_2 dans le système européen d'échange des émissions (Emission Trading Scheme, ETS) est resté très faible. Après un niveau de prix d'environ 15 €/tonne en 2010 (et ce, jusqu'à la mi-2011), une baisse du prix s'est amorcée au milieu de l'année 2011, baisse qui n'a pas été récupérée en 2012. Le niveau de prix le plus élevé en 2012 a été atteint à la fin février et s'élevait à environ 9,5 €/tonne de CO_2 ; le minimum s'élevait à 5,61 €/tonne de CO_2. En 2012, le prix moyen a varié entre 6,5 et 7 €/tonne.

Ce prix réduit s'explique essentiellement par la crise économique qui a entraîné une surabondance de droits d'émission dans le système. Même si le prix n'a aucun impact sur l'atteinte du plafond d'émission, le prix réduit n'incite pas à investir dans des technologies pauvres en CO_2. Pourtant, en raison de la longue durée de vie des investissements dans le secteur de l'énergie et de l'industrie, des investissements low carbon, par exemple dans les énergies renouvelables et des centrales efficaces en termes de CO_2, sont aujourd'hui indispensables. Dans le cas contraire, les investissements effectués aujourd'hui contribueront encore aux émissions de CO_2 pendant plus de 20 ans. Le FEBEG réclame les actions indispensables pour corriger l'ETS et la mise en place d'une vision cohérente sur le climat et l'énergie à l'horizon 2030 afin de confirmer aux investisseurs la politique climatique de long terme adoptée par l'Europe.

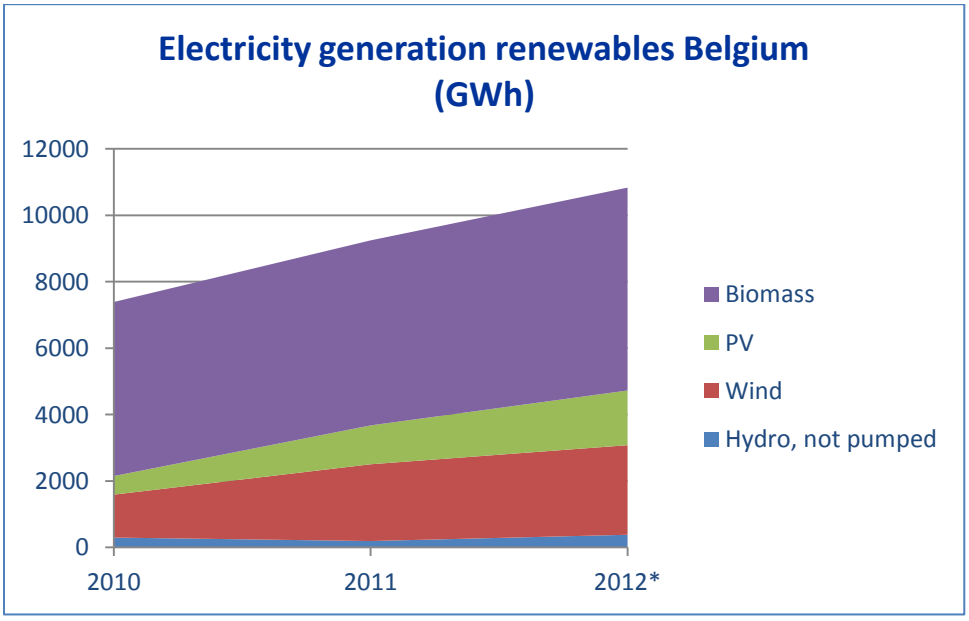
Part des énergies renouvelables

Ces dernières années, la part de la puissance installée des énergies renouvelables (soleil, éolien, biomasse, hydraulique et autres (biogaz, biodéchets)) dans le parc de production belge a fortement augmenté et occupe ainsi une place de plus en plus importante à côté de la capacité installée conventionnelle. En 2012, la part de la puissance installée des énergies renouvelables dans le parc de production belge s'élevait à environ 27%.



* chiffres provisoires
Source : SPF Économie et calculs FEBEG

En 2012, la part des énergies renouvelables en Belgique dans l'électricité produite s'élevait à 14%. Cette différence importante par rapport à la puissance installée s'explique essentiellement par la disponibilité variable du soleil et du vent. Par analogie avec la puissance installée, la production de ces sources a bien entendu fortement augmenté au cours des dernières années.



* chiffres provisoires
Source : SPF Économie et calculs FEBEG

Aspects économiques

Gel des prix

Le gel des prix renforce le manque d'attractivité du marché de l'énergie en Belgique

Suite aux actions menées en 2011, la FEBEG a poursuivi son lobbying au début de l'année 2012 afin d'attirer l'attention des différents décideurs politiques sur le fait que l'instauration d'une régulation des prix est en contradiction avec les principes de libre fonctionnement du marché, et va à l'encontre de l'objectif principal du Troisième Paquet Energie. La FEBEG a indiqué lors de différents groupes de discussion que tout système de gel des prix constitue une entrave à l'entrée d'éventuels nouveaux acteurs sur le marché belge de l'énergie. En effet, ce système renforce le risque financier auquel les fournisseurs sont confrontés. Au lieu d'améliorer le fonctionnement du marché et de le rendre plus accessible pour de nouveaux acteurs du marché, ces mesures ont au contraire renforcé le manque d'attractivité du marché de l'énergie en Belgique. En outre, le marché belge de l'énergie est déjà très dynamique, comme le prouve le nombre croissant de clients qui changent de fournisseurs, d'autre part la hausse des prix de l'électricité observée ces dernières années est essentiellement due à l'augmentation des tarifs réseaux et des taxes.

Mécanisme du filet de sécurité

La loi du 8.01.2012 transpose le Troisième Paquet Energie dans la législation belge. Un mécanisme de filet de sécurité pour l'électricité et le gaz a en outre été mis en place. Ce régime du filet de sécurité prévoit non seulement un contrôle sur l'application correcte des formules d'indexation, mais également sur chaque hausse du prix variable de l'énergie en dehors de l'indexation. Ce filet est d'application pour les fournitures aux consommateurs résidentiels ainsi qu'aux PME. Ce mécanisme limite la fréquence de l'indexation à maximum 4 fois par an. Il prévoit un contrôle ex post par la CREG des formules d'indexation utilisées, et un contrôle ex ante de la CREG de toute autre hausse des prix ne découlant pas de l'application de la formule d'indexation. Il s'agit d'une mesure provisoire instaurée jusqu'en 2014 et pouvant être prolongée jusqu'au 1.1.2017. Les modifications des formules tarifaires existantes et l'instauration de nouvelles formules tarifaires sont visées par ce mécanisme.

Gel des prix

Ce mécanisme de filet de sécurité a été renforcé par la Loi portant dispositions diverses du 29.03.2012, en gelant provisoirement toute indexation à la hausse des contrats d'électricité et de gaz naturel variables jusqu'au 31.12.2012, et ce, à partir du 1.04.2012. Ce texte

législatif crée également la base légale pour un Arrêté royal contenant une liste de critères admis en matière de paramètres d'indexation. S'en est alors suivi une période d'incertitude pour le secteur, car le Conseil des Ministres n'a approuvé ces Arrêtés royaux que le 30.11.2012, qui sont ensuite entrés en vigueur le 1.04.2013. Ces arrêtés prévoient un découplage des prix du gaz avec ceux du pétrole, ainsi qu'une période de transition pour les années 2014-2015. Ce n'est qu'à la fin du mois de novembre que les fournisseurs ont eu la certitude que le gel des prix de l'énergie serait supprimé le 1.01.2013 et que les formules d'indexation existantes pouvaient à nouveau être appliquées sous réserve du découplage.

Liste exhaustive des critères des paramètres d'indexation

Au cours de l'année 2012, la FEBEG a réagi à diverses reprises sur les avant-projets de liste exhaustive de critères admis en matière de paramètres d'indexation pour l'électricité et le gaz. La FEBEG a toujours émis des réserves sur le principe même d'imposition d'une liste exhaustive de paramètres. La réglementation actuelle comprend déjà une régulation poussée des prix, et les interventions sur la structure des coûts, des revenus et de l'approvisionnement des fournisseurs d'énergie sont de plus en plus lourdes. Selon la FEBEG, les fournisseurs doivent pouvoir répercuter dans leurs formules tarifaires à la fois leurs coûts effectifs d'approvisionnement, mais également leurs coûts opérationnels. La proposition initiale prévoit en outre de calculer exclusivement les paramètres d'indexation admis sur la base de données librement et gratuitement accessibles pour le client final (internet/site web des fournisseurs), ainsi que sur la base des cotations boursières relatives aux marchés belges de l'énergie. Dans ce contexte, la FEBEG a souligné que les informations sur lesquelles reposent les paramètres ne sont généralement pas publiques et que la réglementation actuelle ainsi que l'Accord du consommateur oblige déjà les fournisseurs à publier sur leur site internet toutes les informations relatives à leurs tarifs et à leurs formules tarifaires. Les paramètres exclusivement calculés sur la base des cotations en bourse relatives aux marchés belges de l'énergie ne correspondent pas non plus à la réalité économique, et ne tiennent aucunement compte des interconnexions entre les différents marchés et les mécanismes de définition des prix sur le marché.

Dans la version finale des Arrêtés, ce dernier critère a été modifié en 'cotations boursières relatives aux marchés européens'. La FEBEG a souligné avec insistance le fait qu'en ce qui concerne le gaz, cette proposition adaptée ne correspond toujours pas à la réalité économique et ne tient pas compte des interconnexions avec les différents marchés et les mécanismes de définition des prix sur le marché : la FEBEG a demandé que l'on tienne compte de la spécificité du portefeuille et des positions d'approvisionnement propres à chaque fournisseur et que l'on prévoie une période de temps suffisante pour renégocier les

positions adoptées afin de pouvoir ainsi évoluer vers une part de gaz plus importante qui sera indexée sur base des cotations boursières. Cette proposition ne peut non plus avoir d'impact négatif - par exemple la poursuite du gel des prix - sur les autres fournisseurs qui se seraient déjà mis en règle avec cette réglementation. Grâce à l'intervention de la FEBEG, les Arrêtés royaux ne sont entrés en vigueur que le 1.04.2013 et une période transitoire a été prévue afin de donner un délai supplémentaire aux fournisseurs pour adapter leurs formules tarifaires et leurs systèmes IT.

Avantages et inconvénients de la redevance réseau sont mal répartis. Les revenus pour les gestionaires de réseau et les risques pour les fournisseurs

Redevance réseau : risques accrus de non-paiement

À la fin du mois d'octobre 2012, la FEBEG a pris connaissance dans les médias de la décision des gestionnaires de réseau de distribution flamands – réunis sous Eandis et Infrax – de facturer une redevance réseau pour les panneaux solaires d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW à partir du 1.01.2013. Par voie de presse et en s'adressant directement aux décideurs politiques, la FEBEG a déploré l'absence de concertation sur cette mesure qui a un impact sur les activités et les résultats des fournisseurs. Cette mesure profite exclusivement au gestionnaire de réseau de distribution. Pour la FEBEG, il relève donc de la résponsabilité exclusive du gestionnaire de réseau de distribution de supporter l'ensemble des charges relatives à la perception de cette redevance. Ces frais sont élevés et comprennent non seulement les frais de facturation, mais également les frais (d'adaptation) des systèmes IT, de formation et de gestion des travailleurs dans les call centers, les risques financiers en cas de non-paiement, les frais administratifs, etc. Étant donné que cette nouvelle redevnce réseau risque de constituer un risque financier supplémentaire pour les fournisseurs, la FEBEG a formellement demandé que l'instauration de cette redevance réseau pour les panneaux solaires n'entraîne aucun coût supplémentaire dans le chef des fournisseurs.

En raison du fait que les fournisseurs assurent d'ores et déjà la facturation et la perception des coûts liés à l'utilisation du réseau et supportent tous les risques de non-paiement, la FEBEG poursuivra également son lobbying en 2013 afin de défendre les intérêts des fournisseurs et d'aborder la problématique des créances irrécouvrables dans son ensemble. Une adaptation de la réglementation est indispensable d'autant plus que les gestionnaires de réseau peuvent récupérer dans leurs tarifs réseau les coûts liés au non-paiement. La FEBEG insiste donc pour que le cadre réglementaire prévoie une compensation financière pour les fournisseurs qui supportent la facturation, la perception et le non-paiement éventuel des composantes réseaux.

Poursuite de l'intégration du marché de gros d'électricité

La poursuite de l'intégration du marché de gros de l'électricité – en vue de parvenir à terme à un marché de l'électricité européen unique – engendre des avantages macro-économiques (liquidité élevée, augmentation de la concurrence, utilisation plus efficace de l'infrastructure, etc.) et favorise l'intégration de sources d'énergie renouvelables dans le marché.

Avec les Pays-Bas, l'Allemagne, le Luxembourg et la France, la Belgique fait partie du marché couplé du centre-ouest de l'Europe (CWE) qui représente une grande part du marché européen de l'électricité et fait figure de précurseur en matière d'intégration du réseau.

'When it comes to gas and electricity, citizens and businesses are interested in two things – security of supply at any time and affordable price. We will best achieve this with a functioning European energy market',

Energy Commissioner Günther Oettinger op 15 november 2012

Price Coupling of Regions project

Source : EpexSpot

Grâce à l'*Interim Tight Volume Coupling* (ITVC), le marché *day-ahead* CWE est désormais couplé au marché scandinave. À la fin 2014, le projet '*Price Coupling of Regions*' (PCR) remplacera le *volume coupling* existant par un *price coupling* et de nouveaux pays rejoindront alors aussitôt la zone couplée. La FEBEG soutient pleinement ce processus.

En raison du caractère imprévisible de la production d'électricité à base de sources intermittentes (éolien, solaire, etc.), les responsables d'équilibre doivent souvent apporter des corrections le jour même. Des marchés *intraday* et de *balancing* transfrontaliers efficaces permettent d'éliminer efficacement ces pénuries et ces surplus simplement à travers une fourniture dans une zone plus large. Cette économie d'échelle permet de compresser les coûts du *back-up* et de la capacité de réserve. La FEBEG réclame par conséquent :

- une implémentation rapide d'une seule et unique plateforme intégrée pour l'échange intraday;
- l'harmonisation et l'intégration maximale du marché de réserve et de *balancing* belge et néerlandais en guise de projet pilote.

La FEBEG estime en outre que les Ministres des pays CWE, réunis au sein du Forum Pentalatéral, doivent continuer à miser sur une intégration renforcée du marché CWE :

- l'échange transfrontalier (*long term, day-ahead, intraday* et de *balancing*) doit être stimulé ;
- les normes et les règles des gestionnaires de réseau (nominations, produits d'équilibre, responsabilités, etc.) doivent être harmonisées plus profondément ;
- s'agissant de la sécurité d'approvisionnement (analyse, soutien, etc.), la concertation, la collaboration et l'harmonisation doivent être maximales ;
- les distorsions du marché doivent être évitées et éliminées.

Nouveau modèle de transport de Fluxys

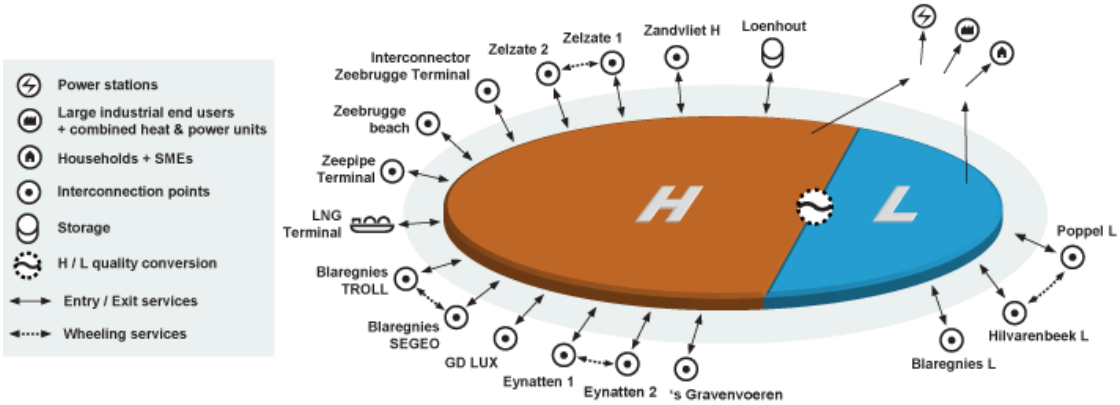
Le 12 mai 2012, la CREG a approuvé le contrat standard de transport du gaz naturel, le règlement d'accès pour le transport du gaz naturel et le programme de transport du gaz naturel de Fluxys. De par sa décision, la CREG donne le feu vert à l'instauration du nouveau modèle de transport lancé avec succès le 1.01.2012. Le nouveau modèle de transport présente les caractéristiques suivantes :

- Sur le nouveau point d'échange central avec index de prix - Zeebrugge Trading Point (ZTP) – tant la négociation bilatérale, qu'anonyme via la bourse sont possibles. Les grands consommateurs raccordés au réseau Fluxys peuvent également y acheter directement du gaz. ZTP est en outre connecté aux points d'éhange des pays voisins par le réseau de Fluxys : TTF, NBP, NCG, Gaspool et PEG ;
- Zeebrugge Beach reste, en sa qualité de point d'échange bilatéral pour le gaz naturel, un marché liquide important sur le continent ;
- Le nouveau modèle de transport permet à tous les acteurs du marché d'accéder de manière simple, transparente et non discriminatoire au réseau de transport de gaz naturel et à la plateforme d'échange ZTP ;

le nouveau modèle de transport de Fluxys Belgium met 100 acteurs du marché et plus de 70 milliards de m³ (770 TWh) de négoce de gaz naturel à la portée des fournisseurs et des clients finals belges à partir du premier octobre 2012.

CREG lettre d'information du 1 juin 2012

Représentation schématique modèle de transport Fluxys



Source : Fluxys

- Les utilisateurs peuvent recourir 24h/24 et 7j/7 à un nouveau système de réservation électronique avec confirmation immédiate de la disponibilité de la capacité et de la nécessité ou non d'une simulation complémentaire;
- Fluxys met en outre une flexibilité du système à la disposition des utilisateurs du réseau à l'aide d'un système de *balancing* par le marché sur une base journalière.

En prenant le point de vue d'un utilisateur de réseau, la FEBEG a activement pris part à l'implémentation de ce nouveau modèle de transport. Dans le courant de l'année 2013, Fluxys – en collaboration avec les stakeholders – évaluera ce nouveau modèle de transport et le corrigera le cas échéant. La FEBEG participera activement à cette consultation et proposera une série d'améliorations, essentiellement en matière de

système de *balancing*, de définition d'un prix de référence unique pour la Belgique, de réservation de capacité vers les réseaux de distribution, de système de réservation électronique, etc.

Rentabilité des centrales électriques classiques

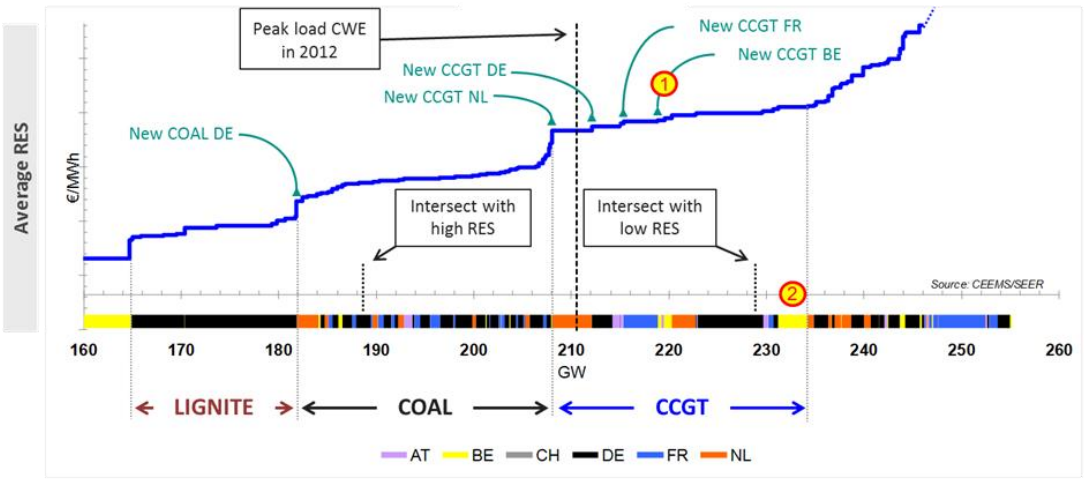
La Belgique fait partie du marché de l'électricité couplé du centre-ouest de l'Europe (CWE) et, suite au renforcement de l'intégration du marché, la concurrence entre producteurs se joue au niveau supranational : tant qu'une capacité suffisante est disponible aux interconnexions, le couplage du marché génère en effet une utilisation optimale en termes de coûts de toutes les installations de production au niveau du CWE (merit order).

"National governments from the EU's 27 member states should avoid setting up conflicting national systems for encouraging back-up power generation capacity"

EU Energy Commissioner Gunther Oettinger in the European Parliament's Energy Committee on 29 November 2012

La position des centrales dans ce merit order est essentiellement définie par leurs coûts variables, principalement les coûts de combustibles et les droits d'émission de CO_2 dont les prix sont définis sur les marchés internationaux ; concrètement, des centrales au gaz fonctionnent sur la base de la différence entre le prix de l'électricité et le prix du gaz en tenant compte du rendement de la centrale au gaz et du prix des droits d'émission CO_2 (*Clean Spark Spread*). À l'heure actuelle, les centrales au gaz se situent dans le *merit order* après la production d'électricité à base d'énergie renouvelable, après les centrales nucléaires et après les centrales au charbon.

Merit order CWE



1 A new CCGT in Belgium is less competitive than new CCGT's in Germany, France and the Netherlands
2 Other Belgian CCGT's are positioned at the end of the CCGT pack

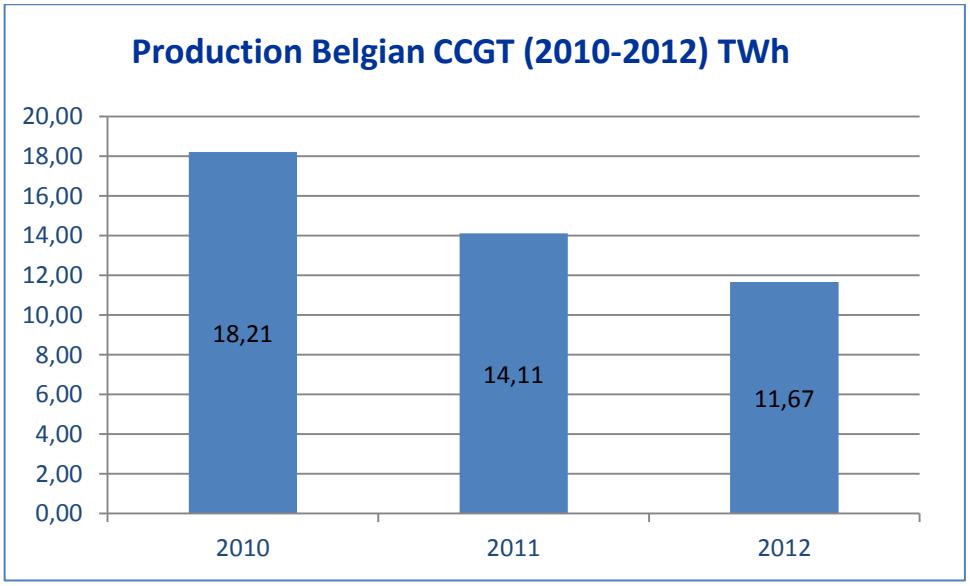
CCGT: Combined Cycle Gas Turbine (Turbine gaz-vapeur TGV)

De la figure ci-dessus, il apparait que les centrales belges de type TGV ne fonctionnent pas lors des piques de demande. Seules quelques centrales TGV belges les plus récentes fonctionneront en cas d'une disponibilité très limitée d'énergie renouvelable (intersection low RES). Dans le cas d'une part d'énergie renouvelable importante, aucune centrale TGV ne sera active, tout comme une partie du parc de production au charbon (intersection High RES).

Les centrales TGV belges sont moins compétitives que les centrales TGV dans les pays voisins à cause des tarifs d'injection et des surcoûts sur les inputs

De par la politique climatique et énergétique actuellement menée, la part des sources variables (soleil, vent, etc.) dans la production d'électricité augmentera encore fortement dans un avenir proche. La part croissante des sources d'énergie renouvelables variables subsidiées a toutefois un impact sur le fonctionnement et la rentabilité des centrales électriques classiques et, en particulier, sur les centrales au gaz :

- le niveau général des prix sur les marchés de gros diminue étant donné que des installations de production avec un coût de production variable très faible (par exemple les turbines éoliennes, les panneaux solaires et les centrales hydroélectriques) déterminent de plus en plus le prix sur le marché de gros ;
- les centrales sont moins utilisées (nombre d'heures de fonctionnement réduit) ;



Source FEBEG

- la volatilité des prix sur le marché de l'électricité augmente ce qui entraîne une utilisation plus flexible des centrales au gaz – en cycles courts et donc avec des

coûts de démarrage et d'arrêt plus importants – et par conséquent une augmentation de leurs coûts variables.

Plus subsidiée, l'énergie variable renforce la nécessité de centrales classiques flexibles (installations flex et back-up), alors que leur rentabilité diminue, ce qui entraîne que des centrales existantes sont mises hors service de manière anticipée et qu'aucune nouvelle unité de production n'est construite.

Ces évolutions obligent le secteur et ses stakeholders à évaluer le modèle de marché actuel et – au niveau européen – à réfléchir à un nouveau modèle de marché européen pour le futur offrant une intégration complète de la production variable d'électricité qui mettra vraisemblablement davantage l'accent sur la rémunération correcte de la mise à disposition de capacités de production.

Dans l'attente de ce nouveau modèle de marché, la FEBEG réclame :

- l'élimination de toute urgence du handicap en termes de coûts des centrales belges par rapport à d'autres centrales dans la zone CWE (tarifs d'injection, cotisation fédérale sur le gaz, rémunération non conforme au marché des services auxiliaires, etc.) ;
- la mise en place rapide – en tant que mesure transitoire – d'une réserve stratégique bien pensée en Belgique afin de prévenir toute nouvelle réduction de la sécurité d'approvisionnement ;
- la rédaction – si nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement – d'une demande d'offre pour de nouvelles centrales au gaz à condition que des mesures équivalentes soient définies pour les centrales au gaz existantes ;
- la poursuite de l'amélioration et de l'intégration des marchés de gros afin de limiter la nécessité et les coûts de mesures complémentaires ;
- l'analyse de la sécurité d'approvisionnement et des besoins en mesures complémentaires au niveau du marché CWE ;
- l'implémentation dans la zone CWE d'un mécanisme global et neutre d'un point de vue technologique de rémunération de capacité en guise de complément sur le marché de l'énergie

Réforme de la politique de soutien de l'électricité verte et de la cogénération en Flandre

En 2012, la politique de soutien de l'électricité verte et de la cogénération en Flandre a été soumise à une réforme approfondie. Le Décret du 13.07.2012 a apporté d'importantes

modifications au Décret Énergie et le 21.12.2012, le Gouvernement flamand a également approuvé définitivement un Arrêté portant modification de l'Arrêté Énergie.

La réforme de la politique de soutien a pour principale conséquence que la période de soutien est limitée à 10 ou 15 ans selon la technologie de production, alors que celle-ci couvrait précédemment toute la durée de vie de l'installation (sauf pour le PV). Le principe d'octroyer 1 certificat par MWh d'énergie produite a également été abandonné. Les nouvelles installations recevront à l'avenir un niveau de soutien nécessaire en vue d'arriver à un niveau de rendement financier prédéfini. Le soutien par MWh d'électricité verte produite dépend donc de la catégorie de projet. En effet, sur la base du niveau de soutien requis, un facteur est défini par catégorie, facteur définissant le nombre de certificats auxquels la production de 1 MWh a droit. Les certificats peuvent ensuite être vendus sur le marché ou revendus au gestionnaire de réseau à un prix minimum.
Dans le courant de 2012, le modèle mathématique pour la fixation du niveau de soutien requis fut également établi. Les premiers résultats de ces calculs furent présentés et par-là même fut déterminé, le nombre de certifcats verts par MWh d'électricité verte produite.

Lors de cette réforme, la FEBEG a défendu les intérêts de ses membres, tant du point de vue des producteurs que du point de vue du fournisseur. À différents moments, la FEBEG a transmis, à la fois par écrit que lors de concertations, ses remarques et ses avis à la Vlaams Energie Agentschap (VEA), aux Cabinets concernés ainsi qu'à la VREG, et a également participé à une Audition du Parlement flamand. En collaboration avec ODE/VWEA[2], la FEBEG a également rédigé un avis conjoint qui a été envoyé aux parties précitées. Du point de vue des producteurs, les problèmes liés au nouveau système de soutien pour les installations éoliennes jusqu'à 4 MW, compromettant la rentabilité de ce type de projets, furent principalement abordés. En effet, alors qu'une série d'aspects ont été rectifiés, comme notamment le soutien trop élevé pour les panneaux solaires, le soutien d'autres filières telles que l'éolien et la cogénération a été fortement raboté. À l'heure actuelle, l'impact de cette modification importante sur le développement de l'électricité verte et de la cogénération en Flandre est encore incertain. La FEBEG plaide en tout cas pour un cadre d'investissement et d'exploitation stable et juridiquement sûr.

---

[2] ODE: Organisatie voor Duurzame Energie Vlaanderen. VWEA: Vlaamse Windenergie Associatie.

Du point de vue des fournisseurs, la FEBEG a réagi sur l'entrée en vigueur rétroactive du Décret. Dès leur approbation en juillet, les augmentations de quota ont en effet été d'application à partir du 1.01.2012. L'importance des coûts administratifs, techniques et IT supplémentaires engendrés par l'augmentation des quotas a en outre été soulignée. Le Décret détermine également qu'un fournisseur ne peut uniquement refacturer un coût maximal effectif en matière de CV, et prévoit également un système d'amende si le fournisseur ne respecte pas cette obligation.

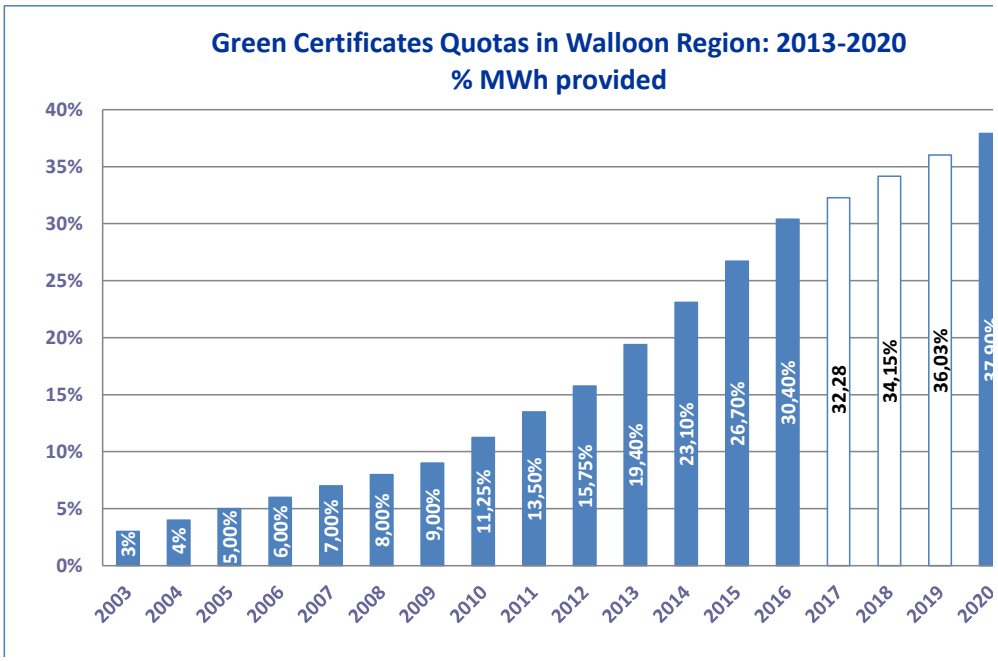
Fin 2012 déjà, un « Décret d'optimisation » a été proposé afin d'apporter une série d'adaptations au Décret Énergie. Les possibilités de prolongation pour les installations existantes sont notamment étendues, et le texte crée une possibilité d'appliquer un système alternatif d'attribution des certificats verts et de cogénération. À la demande de la FEBEG, un problème de rétroactivité lié à la détermination du nombre annuel de certificats à remettre a été également été résolu et le système de refacturation maximale des frais réels liés à la gestion des CV a été adapté en profondeur. Ce dernier élément évoluera d'un contrôle sur le passé vers une limite pour les fournitures futures, ce qui représente une évolution notable.

Wallonie : réforme de l'électricité verte

En 2012, le Gouvernement wallon a poursuivi ses travaux sur la révision du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables en Région wallonne. Les discussions se sont déroulées autour de trois grands axes : la fixation d'un niveau d'ambition en matière d'énergie renouvelable, l'amélioration de l'efficience et de l'équité du mécanisme actuel des certificats verts et le rééquilibrage sur le marché des certificats verts.

Fixation d'un niveau d'ambition en matière d'énergie renouvelable :

En 2012, le Gouvernement wallon a définitivement fixé les quotas de certificats verts pour la période 2013-2020. Un quota de **19 ,4%** a été fixé pour 2013 avec un quota cible de **37,9%** en 2020. Ce faisant, le Gouvernement wallon a réaffirmé son objectif d'atteindre 30% de production d'électricité verte en 2016, pour atteindre une production d'électricité issue de sources renouvelable de **8.000 GWh** sur le territoire Wallon à l'horizon 2020.



Source : CWaPE (2012)

Amélioration de de l'efficience et l'équité du mécanisme des certificats verts :

Le Gouvernement wallon a encadré la fixation de ces nouveaux quotas par l'adoption de toute une série de balises en vue d'améliorer l'efficience et l'équité du mécanisme des certificats verts. La FEBEG a activement réagi sur ces balises en rappelant que les principes suivants devaient absolument être respectés :

- Climat d'investissement: La fixation d'un cadre légal favorable à l'investissement s'avère indispensable et les adaptations proposées ne peuvent augmenter la complexité du mécanisme, ainsi que l'incertitude tant sur l'offre que la demande de certificats verts.

- Rentabilité équitable: Les taux de rentabilité retenus dans les calculs doivent être conformes au niveau requis par le marché pour des projets industriels. Ces taux doivent non seulement tenir compte des risques techniques, économiques et commerciaux, mais également des risques régulatoires résultant notamment des difficultés en matière d'obtention de permis. Au regard de ces éléments, les producteurs jugent insuffisant un taux de 7% d'IRR.

- Actualisation des paramètres technico-économiques : Une révision triennale des paramètres pour de nouveaux projets est jugé réaliste, cependant les valeurs à prendre en compte pour un projet spécifique doivent être celles d'application à la date d'octroi du permis ou à la date de demande de certification de l'installation. En outre en vue de limiter les variations aléatoires du nombre de certificats verts octroyés, il est opportun

que les conditions d'octroi initiales soient garanties pour une période 3 ans, avec ensuite, une correction possible tous les deux ans maximum sur base du prix (forward) de l'électricité et le cas échéant du gaz naturel et de la biomasse, afin de garantir une marge stable pendant la durée de vie économique de l'installation.

- Fonctionnement du marché des certificats verts :
  –
  - Suppression du rôle d'intermédiaire : Les clients industriels ayant fait le choix d'assurer eux-mêmes la gestion de leur quote-part de certificats verts doivent assumer l'entièreté des conséquences de leur choix.
  - Facturation de la contribution certificats verts : Il doit être clairement établi que l'obligation de mention sur la facture ne constitue pas une interdiction de refacturer, soit le coût réel des certificats, soit le prix de transaction tel que publié par la CWaPE, majoré des frais de gestion et financiers liés à l'achat et à la gestion de son portefeuille de certificats.
- Suppression de toute forme de discrimination: Toute forme de discrimination entre auto-producteurs et entreprises du secteur de l'électricité doit être supprimée (exonération de remise de certificats verts pour la consommation locale d'origine renouvelable, contribution correcte des auto-producteurs à l'utilisation du réseau électrique, ainsi que aides à l'investissement).
- Biomasse: Le cadre légal et réglementaire (critères de durabilité) doit être équilibré, prévisible et transparent, afin de permettre au secteur de continuer à utiliser la biomasse à des fins énergétiques et d'atteindre les objectifs d'énergie verte à moindre coût sociétal.
  –

Equilibrage sur le marché des certificats verts :

Face au déséquilibre grandissant observé sur le marché des certificats verts, le Gouvernent wallon s'est, parallèlement aux deux dossiers précédents, penché en 2012 sur une réforme du mécanisme de soutien pour les installations photovoltaïques <= 10kW. Dans le cadre de ce dossier, la FEBEG a défendu une adaptation du mécanisme de soutien existant en procédant cependant à une révision drastique du niveau de soutien. Pour la FEBEG, dès qu'une contribution s'avère justifiée au-delà de la compensation simple, cette contribution doit être calculée en terme du nombre de certificats verts par MWh produit, au prix d'achat garanti, lui aussi modulable dans le cadre de la procédure de rachat par le gestionnaire de réseau de transport local Elia. Ce système permet aux Pouvoirs Publics de décider du

niveau de soutien souhaité à la filière photovoltaïque en tenant compte de l'évolution des paramètres économiques (coût des panneaux, tarifs réseau et prix de l'électricité).

Smart energy systems

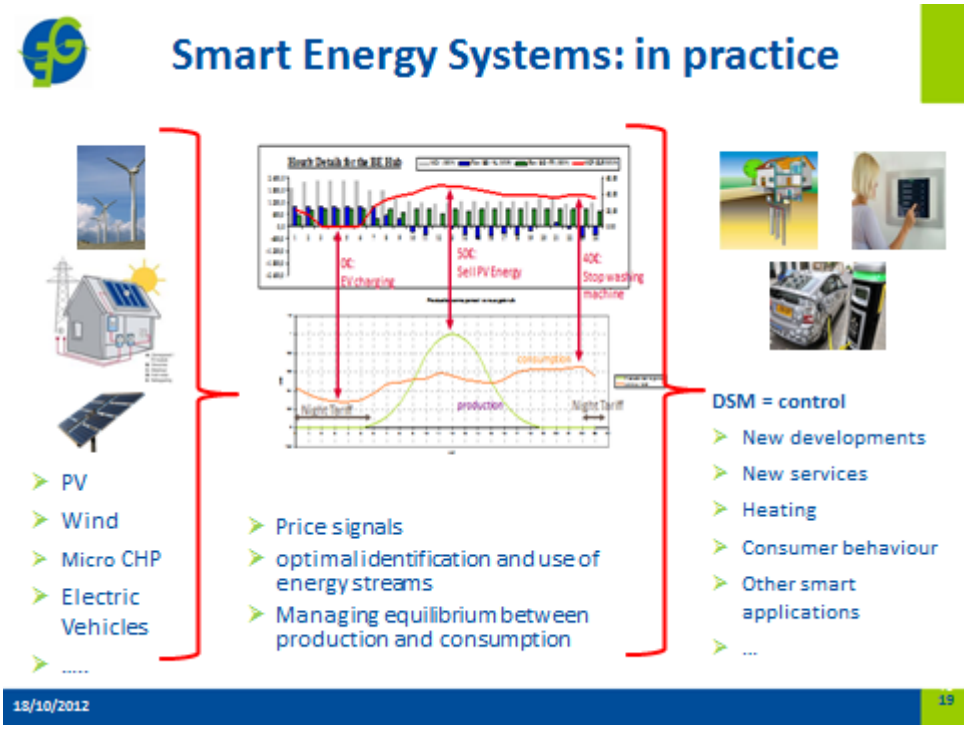
Au cours de l'année 2012, la FEBEG a présenté à plusieurs reprises – tant au niveau fédéral que régional – son point de vue relatif à la nécessité de développer des *Smart Energy Systems* – qui dépassent le seul développement de réseaux intelligents. L'introduction de systèmes d'énergie intelligents permettra de disposer d'informations en temps réel sur la consommation d'énergie et sur la production locale. Ils entraîneront, d'une part, une meilleure sensibilisation et un changement de comportement des consommateurs d'énergie (utilisation plus rationnelle de l'énergie) et forment, d'autre part, un moyen d'intégrer de manière efficace en termes de coûts une production centralisée et décentralisée sur la base de sources d'énergie renouvelables. Les systèmes d'énergie intelligents permettent également un meilleur fonctionnement du marché pour les consommateurs en améliorant la qualité et l'efficacité des processus de marché tels que la facturation.

La FEBEG a souligné la modification du paradigme actuel de 'la production qui suit la consommation' vers 'une adaptation de la consommation/prélèvement à la production' afin d'intégrer pleinement et efficacement la production d'énergie renouvelable décentralisée. Selon la FEBEG, le réseau peut être optimisé, d'une part, en encourageant la consommation dans des périodes d'excès d'offre d'énergie verte décentralisée et, d'autre part, en adaptant la consommation à la disponibilité d'énergie verte à l'aide de signaux de prix et d'une automatisation, et ce, sans perte de confort. La flexibilité peut donc offrir une solution notamment en matière de gestion des congestions et des déséquilibres entre production et consommation d'électricité, et ce, d'une part, par le biais d'une gestion flexible de la demande et, d'autre part, par des moyens de production et de stockage flexibles.

La FEBEG estime également que la 'flexibilité' peut être valorisée par l'intermédiaire du responsable d'équilibre et qu'il s'agit d'une matière commerciale avec libre choix du client de mettre de la 'flexibilité' à disposition. Il est important que les utilisateurs finals se voient offrir par le marché des produits et des services attrayants – sur mesure, le fournisseur endossant alors son rôle d'intermédiaire commercial. La FEBEG demande que les rôles et responsabilités actuels sur le marché soient respectés. C'est pourquoi la FEBEG réclame un processus de marché dans lequel le responsable d'équilibre occupe une place centrale.

La FEBEG insiste pour être davantage impliquée dans l'évaluation des projets pilotes des gestionnaires de réseau de distribution belges relatifs aux réseaux intelligents. Elle souhaite

également être impliquée proactivement dans les différentes communications et avis des régulateurs dans le cadre des compteurs et réseaux intelligents en raison de leur impact sur les activités des fournisseurs.



Véhicules électriques

La FEBEG participe aux réunions de la 'Belgian Platform on Electric Vehicles' organisées par le SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie et du SPF Mobilité et Transport. Cette plateforme se penche sur le rôle des pouvoirs publics en tant que *launching customer* afin de stimuler le lancement de la mobilité électrique en Belgique. La FEBEG a collaboré activement à l'établissement du plan directeur national pour l'introduction des véhicules électriques en Belgique. La FEBEG plaide pour une approche cohérente et coordonnée au-delà des régions et des frontières nationales. Il convient d'aborder à court terme la standardisation de l'infrastructure de rechargement et le fait que celle-ci soit couplée à un soutien financier mûrement réfléchi pour l'achat d'un véhicule électrique et pour les solutions de chargement.

La FEBEG demande en outre que toutes les formes envisageables de rechargement et les différents scénarios pouvant se présenter soient analysés plus en avant en tenant compte des rôles et des responsabilités des différents acteurs du marché. Outre l'étude sur la viabilité économique de chaque business model, il faut également examiner de plus près les

problèmes éventuels par rapport à la législation et au fonctionnement technique du marché. À plus long terme, une préparation réfléchie de l'introduction massive est indispensable et les véhicules électriques offriront la possibilité d'optimiser davantage la consommation grâce à la flexibilité de la demande en fonction de l'offre. Enfin, il convient de prévoir des investissements suffisants dans les réseaux afin de pouvoir faire face à une éventuelle concentration de véhicules électriques. Le 24.02.2012, la FEBEG a cosigné la 'Déclaration d'intention relative au Plan directeur national de stimulation de la mobilité électrique en Belgique'.

Embouteillage sur les autoroutes belges

La FEBEG a défendu sa position selon laquelle une proportion de 10% de véhicules électriques du parc automobile d'ici 2020 est un objectif réaliste. Cela représente une réduction des émissions de CO_2 d'un peu moins d'1 million de tonnes. Au début de l'année 2012, les fournisseurs estimaient le budget total nécessaire pour atteindre cet objectif à 219,2 millions d'euros entre 2012 et 2015. Ces subsides pourront être supprimés progressivement à partir de 2016 parce que les véhicules thermiques devront alors également fournir des efforts environnementaux supplémentaires. Un subside de 250 euros par poste de rechargement, soit un budget total de 28,1 millions d'euros, est prévu pour l'infrastructure de rechargement à domicile et au travail. La FEBEG souligne que, pour les particuliers, il est préférable d'accorder les subventions lors de l'achat, pour les entreprises de préférence par le biais d'une déduction fiscale.

Gestion des congestions, investissements réseau et accès flexible

Une congestion est un phénomène qui peut se produire en cas d'injection trop importante d'électricité par rapport à la capacité d'une ligne, ou en cas de perte d'un transformateur qui doit convertir de l'électricité du réseau de distribution vers le réseau de transport ou inversement. Ce phénomène peut empêcher l'électricité d'arriver à destination. Une congestion est généralement locale et peut se produire à la fois sur le réseau de distribution et sur le réseau de transport.

Une augmentation de la production décentralisée d'électricité entraînera davantage de congestions si le développement de systèmes d'énergie intelligents ne va pas de pair avec des renforcements supplémentaires du réseau. La FEBEG estime qu'il en va de la responsabilité des gestionnaires de réseau de garantir des investissements réseau suffisants afin de prévenir toute congestion structurelle et de pouvoir en principe raccorder toutes les installations de production sur le réseau, et ce, sans discrimination entre des installations existantes et des installations qui souhaitent se raccorder au réseau

aujourd'hui ou dans le futur. Pour la FEBEG, les choix des investissements réseau ne peuvent se limiter à des zones déterminés selon les seuls critères de coûts minimums en matière de renforcements de réseaux. Dans le cas contraire, des zones favorables pour l'énergie renouvelable (potentiel énergétique présent, soutien local et cadre d'octroi des licences, aménagement du territoire, etc.) peuvent ne pas être optimales, ni être utilisées au maximum. Une optimisation sociale des coûts totaux doit être une priorité reposant sur les possibilités de gérer les congestions de manière conforme au marché.

En 2012, différentes initiatives ont été proposées par les gestionnaires de réseau afin de relever ce défi. Ces initiatives proposent uniquement un accès flexible au réseau à des unités de production. Un accès flexible signifie que les possibilités d'injection d'une unité sur le réseau peuvent être interrompues partiellement ou complètement alors qu'une capacité réseau permanente est actuellement garantie au producteur (sauf dans le cas de certaines extensions réseau anticipées, notamment à la côte).

Toutefois, un accès flexible ne peut engendrer de risques d'investissement et d'exploitation supplémentaires pour les producteurs. Cet instrument ne peut par ailleurs pas être mis en place sans un cadre légal qui stipule clairement et de manière non discriminatoire les modalités en matière d'accès flexible, et qui définit le domaine d'application, les critères d'allocation de capacité, la durée et la fréquence maximales de l'interruption, etc. Dans ce cadre, il convient également de prévoir un système de compensation conforme au marché reposant sur le redispatch de l'énergie non injectée et sur une indemnité conforme au marché pour les coûts financiers directs et indirects. Le redispatch signifie que la production planifiée est injectée ailleurs sur le réseau, de sorte que la nomination du responsable d'équilibre ne soit pas influencée négativement et que celui-ci puisse fournir l'électricité comme prévu.

La FEBEG continuera à défendre cette vision en 2013. Ce n'est qu'en créant un cadre transparent et stable, qui indemnise les éventuels préjudices de manière conforme au marché que les développeurs de projet pourront prendre une décision d'investissement correcte et que le développement indispensable de la production décentralisée, mais également classique, pourra se poursuivre.

Échange de données

Le 2011, Atrias (Infrax, Eandis, Ores et Sibelga) et la FEBEG ont signé la Convention MIG 6 ayant comme objectif de parvenir à une clearing house pour le marché belge de l'énergie d'ici 2016. L'objectif est également de définir d'ici là un nouvel ensemble de règles de communication entre les gestionnaires de réseau et les fournisseurs. Cette nouvelle version

des règles du marché ‘MIG 6’ vise une simplification et une optimisation des processus de marché en Belgique ainsi qu'une extension des processus de marché et des registres en fonction d'applications innovantes. Atrias, Elia, Fluxys, les fournisseurs et les régulateurs régionaux ont pris l'engagement d'honorer les règles de marché définies conjointement au niveau de la gestion du réseau de distribution.

Le ‘Document de vision sur l’évolution du marché belge de l’énergie’ rédigé par la FEBEG et Atrias a été finalisé dans le courant de l'année 2012. Cette vision comprend les points de départ pouvant être utilisés pour le développement des futurs processus de marché. Le scope du MIG 6 a également été finalisé en concertation entre les gestionnaires de réseau et les fournisseurs, qui ont déterminé quelles hypothèses sont éventuellement à intégrer dans le MIG 6, dans le cadre du metering, des netuser interactions, du gridfee settlement model, des obligations de service public, du paiement anticipé, des master data, des sources de données externes et de la production locale.

La flexibilité est également un thème abordé dans ce dossier. Les fournisseurs ont souligné qu’ils endossent le rôle d’intermédiaire envers le client et qu’ils souhaitent offrir des services et des produits commerciaux dans un environnement smart. Il est par conséquent important pour les fournisseurs que la flexibilité du client – en tant que libre choix – soit valorisée et optimisée. La FEBEG estime que, conformément au fonctionnement actuel du marché, l’équilibre entre injection et prélèvement relève entièrement du responsable d’équilibre à qui la facture de déséquilibre est adressée. Le fournisseur peut en outre, dans une relation B2B, offrir des services auxiliaires au gestionnaire du réseau afin de résoudre et d’éliminer des congestions locales. La FEBEG a insisté pour que les zones grises entre les visions des fournisseurs et des gestionnaires de réseau soient clarifiées et qu’un processus de marché soit élaboré sur la base des *use cases* réels.

Les fournisseurs et les gestionnaires de réseau se sont également intensivement concertés sur les MIG 6 Fundamentals dans le courant de l’année 2012. Les MIG 6 Fundamentals servent de référence pour les évolutions futures dans les processus de marché et sont donc une précision des Scope Fiches MIG 6. L’accent est situé sur les principes fondamentaux de l'infrastructure future du marché et sur les principes fondamentaux des différents processus de marché. La FEBEG a toujours insisté auprès de régulateurs afin que ceux-ci harmonisent davantage leur vision sur les MIG 6 Fundamentals. La FEBEG demande que l'implémentation reste la plus simple possible pour les acteurs du marché (sans frais inutiles découlant de divergences entre les régions). Les activités dans ce dossier seront poursuivies en 2013. L'objectif reste de valider le MIG 6 pour la mi-2013 et de l'implémenter en juillet 2016.

Contact

Marc Van den Bosch
Directeur général
Tél. +32 2 500 85 80
marc.vandenbosch@febeg.be

Steven Harlem
Sr. Advisor
Wholesale markets
Tél. +32 2 500 85 89
steven.harlem@febeg.be

Katharina Bonte
Senior Advisor Energy Policy
Tél. +32 2 500 85 87
katharina.bonte@febeg.be

Vincent Deblocq
Conseiller Économie
Tél. +32 2 500 85 94
vincent.deblocq@febeg.be

Silvie Myngheer
Advisor Power Generation
Tél. +32 2 500 85 88
silvie.myngheer@febeg.be

Odette Hermans
Assistante de direction
Tél. +32 2 500 85 85
Fax +32 2 500 85 86
odette.hermans@febeg.be

Peter Lecomte
Responsable Département social
Tél. +32 2 500 85 83
peter.lecomte@febeg.be

Gaël Dumortier
Junior social legal advisor
Tél. +32 2 500 85 81
gael.dumortier@febeg.be

Lia Haelewaters
Assitante Département social
Tél. +32 2 500 85 82
lia.haelewaters@febeg.be

FEBEG
Galerie Ravenstein 3 bte 9, 1000 Bruxelles
Tél. +32 2 500 85 85
Fax +32 2 500 85 86
info@febeg.be – www.febeg.be

Membres

Aspiravi
Vaarnewijkstraat 17
8530 Harelbeke
T: 056 70 27 36
F: 056 71 60 05
info@aspiravi.be
www.aspiravi.be

Belpower
Avenue de Vilvorde 200
1000 Bruxelles
T: 02 421 99 20
F: 02 421 99 40
res-elek@belpower.be
www.belpower.be

Belwind
Kustlaan 176
8380 Zeebrugge
T: 050 78 11 63
F: 050 54 74 96
info@belwind.eu
www.belwind.eu

C-POWER
Buskruitstraat 1
8400 Oostende
T: 059 79 79 80
F: 059 79 79 88
c-power@c-power.be
www.c-power.be

EDF Belgium
Avenue Bischoffsheimn 11/5
1000 Bruxelles
T: 02 214 01 50
F: 02 223 25 73
contact@edfbelgium.be
www.edfbelgium.be

EDF Luminus
Rue du Marquis 1
1000 Bruxelles
T: 02 229 19 50
F: 02 218 61 34
corporate@edfluminus.be
www.edfluminus.be

Electrabel
Boulevard du Régent 8
1000 Bruxelles
T: 078 35 33 33
www.electrabel.be

Electrawinds
Plassendale 1
Wetenschapspark 1
8400 Oostende
T: 059 56 97 00
F: 059 55 62 91
info@electrawinds.be
www.electrawinds.be

Eneco België BV
Battelsesteenweg 455i
2800 Mechelen
T: 015 40 41 40
F: 015 40 41 49
info@eneco.be
www.eneco.be

Enel France S.A.S
1-3 rue Lulli
FR-75002 Paris
T: +33 1 7023 24 32
F: +33 1 7023 24 39
enel.france@enel.com
www.enel.fr

Eni gas & power
Rue Guimard 1A
1040 Bruxelles
T: 02 557 30 01
F: 02 557 31 12
www.eni.com/be

Eni Trading & Schipping
Belgian Branch
Rue Guimard 1A
1040 Bruxelles
www.eni.com

E.ON Belgium
Avenue des Arts 40
1040 Bruxelles
T: 02 743 33 33
F: 02 743 33 39
belgium@eon-benelux.com
www.eon-benelux.com

Essent
Veldkant 7
2550 Kontich
T: 03 270 79 79
F: 03 270 79 78
info@essent.be
www.essent.be

Gassco Belgium
Haven – Kaai 524
Barlenhuisstraat 1
8380 Zeebrugge
T: 050 46 16 11
F: 050 59 90 04
admin@gassco.no
www.gassco.no

GDF SUEZ (Succursale)
lobal Gas and LNG Branch
Rue de l'Arbre Bénit 46
1050 Bruxelles
T: 02 519 50 00
F: 02 519 51 96
info@gazdefrance.be
www.gdfsuez.com

Gas Natural Europe
Regus Stephanie Square
Avenue Louise 65/11
1050 Bruxelles
T: 02 535 77 75
www.gasnatural.com

Laborelec
Rodestraat 125
1630 Linkebeek
T: 02 382 02 11
F: 02 382 02 41
info@laborelec.com
www.laborelec.be

OCTA+ Energie
Schaarbeeklei 600
1800 Vilvoorde
T: 078 05 26 00
F: 02 255 21 88
energie@octaplus.be
www.octaplus.be

T-Power
Gulledelle 96
1200 Bruxelles
T: 02 613 27 38
F: 02 613 27 39

WE-Power
Edingensesteenweg 196
1500 Halle
T: 02 363 51 11

WINGAS
Avenue des Arts 21
1000 Bruxelles
T: 02 280 67 24
F: 02 280 67 32
contact@wingas.be
www.wingas.de