

GROUPE GEMIX

Rapport actualisé

Juillet 2012

Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ?

Luc Dufresne, *Président*

Marie-Pierre Fauconnier, Directeur-général DG Énergie, SPF Économie

Prof. Dr. Ir. Jacques De Ruyck,

Avec la collaboration du Bureau fédéral du Plan.

Confié par
le Secrétaire d'État M. Wathelet,
Secrétaire d'État à l'Environnement,
à l'Énergie, à la Mobilité
et aux Réformes institutionnelles

Le Président et les membres du GEMIX tiennent à exprimer tout particulièrement leurs remerciements à l'attention de Mme Carine Swartenbroekx, chef de groupe au département des Etudes de la Banque nationale de Belgique, pour sa collaboration aux travaux du groupe.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
1. RECOMMANDATIONS.....	1
1.1. MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE.....	1
1.2. MIX ENERGETIQUE	3
1.2.1. Énergies fossiles.....	3
1.2.2. Énergies renouvelables	4
1.3. MIX ENERGETIQUE "PRIMAIRE" POUR LA PRODUCTION D'ELECTRICITE ET IMPORTATIONS D'ELECTRICITE.....	5
1.3.1. Gaz naturel	5
1.3.2. Charbon	5
1.3.3. Electricité d'origine renouvelable et cogénération	6
1.3.4. Électricité nucléaire.....	6
1.3.5. Les importations d'électricité	8
1.3.6. Le réseau.....	8
1.3.7. L'organisation des marchés.....	8
1.4. SUIVI DE L'ÉVOLUTION DU MIX ÉNERGÉTIQUE	9
2. MÉTHODOLOGIE	10
2.1. OBJECTIFS DE L'ÉTUDE.....	10
2.2. ETUDES CONSULTÉES	10
2.3. HYPOTHÈSES DE TRAVAIL RECONSIDÉRÉES	11
3. COMPARAISON DES DIFFÉRENTES ÉTUDES.....	13
3.1. CONTEXTE DES DIFFÉRENTES ÉTUDES	13
3.1.1. WP 21-08.....	14
3.1.2. WP 09-11	15
3.1.3. PEEV 2011	15
3.1.4. CE2030	15
3.1.5. DLR.....	15
3.1.6. CREG.....	15
3.1.7. A. Polfliet.....	16
3.1.8. D. Comblin	16
3.2. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION INTERIEURE BRUTE	17
3.3. EVOLUTION DE LA DEMANDE FINALE D'ÉNERGIE.....	19
3.4. STRUCTURE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ (PRODUCTION ET IMPORTATIONS NETTES D'ÉLECTRICITÉ).....	20
3.5. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	24
3.6. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ISSUE DE CENTRALES DE COGÉNÉRATION.....	26

2.

4. QUELQUES ÉLÉMENTS DE RÉFLEXION SUPPLÉMENTAIRES	27
4.1. MISE EN PERSPECTIVE DU COÛT DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE	27
4.2. DE L'UTILITÉ D'UN MARCHÉ DES CAPACITÉS	28
4.3. STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ ET INTÉGRATION DE LA PRODUCTION À PARTIR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	30
5. ANNEXE 10: LISTE NON EXHAUSTIVE DES OUVRAGES DE RÉFÉRENCE CONSULTÉS	32

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1: Profil d'évolution de la capacité et de la production nucléaire (2012-2025).....	13
Graphique 2: Comparaison des études et scénarios - évolution de la consommation intérieure brute (volume et répartition par forme d'énergie)	18
Graphique 3: Comparaison des études et scénarios - évolution de la demande final d'énergie (volume et répartition par forme d'énergie)	19
Graphique 4: Comparaison des études et scénarios - approvisionnement en électricité et production par forme d'énergie	20
Graphique 5: Comparaison des études et scénarios - production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (quantité et répartition par catégorie).....	24
Graphique 6: Comparaison des études et scénarios - cogénération	26

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Synopsis des hypothèses posées pour la simulation des scénarios de référence.....	12
--	----

GLOSSAIRE DES ABRÉVIATIONS UTILISÉES

BFP = Bureau fédéral du Plan

CCS = Carbon Capture and Sequestration = capture et séquestration du carbone

CCGT = centrale turbine gaz-vapeur

DG SIE = direction générale Statistique et Information économique du public fédéral Économie, PME, Classes moyennes et Énergie

EPE = Étude prospective électricité = Étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017

ETS = European Trading System

GES = gaz à effet de serre

IAEA = International Atomic Energy Agency = Agence internationale de l'énergie atomique

LTO = long term operation

NREAP = National Renewable Energy Action Plan = Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables

ONDRAF = Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières Fissiles enrichies

PNR = Programme National de Réforme

PWR = Pressurized Water Reactor = réacteur à eau pressurisée

RES = Renewable Energy Supply = énergies renouvelables

RES-E = énergies renouvelables – production d'électricité

RES-H = énergies renouvelables – chauffage et refroidissement

RES-T = énergies renouvelables - transport

SC = supercritical (coal plant)

INTRODUCTION

Cette actualisation du rapport GEMIX (ci-après dénommée GEMIX 2), repose sur un examen détaillé d'études récentes ayant permis de dégager une tendance plausible de la demande et du mix énergétique relatifs surtout à l'électricité. Depuis la publication du rapport GEMIX en septembre 2009, plusieurs événements ont affecté ou auront un impact sur le système énergétique belge, telles les crises financière et économique qui se caractérise par une durée considérable non envisageable lors de l'écriture du rapport GEMIX 1, ou l'accident nucléaire de Fukushima avec ses conséquences sur le plan énergétique européen. La liste des 32 recommandations émises dans le premier rapport a été réévaluée point par point et éventuellement complétée et/ou amendée, en ayant toujours à l'esprit que ces recommandations devaient contribuer à réaliser au mieux les objectifs de sécurité d'approvisionnement énergétique, de compétitivité et de protection de l'environnement.

D'autre part, il convient de préciser en préliminaire que les aspects liés aux capacités disponibles et à déployer sont spécifiquement analysées par ailleurs dans le rapport sur les capacités préparé par la DG Énergie selon une approche *bottom-up*.

1. RECOMMANDATIONS

1.1. Maîtrise de la demande d'énergie

Une maîtrise de la demande réussie réduirait la dépendance aux énergies importées et faciliterait la réduction significative des émissions de gaz à effet de serre (GES) ainsi que la réalisation de l'objectif belge de développement des énergies renouvelables (RES).

L'impact de la crise économique et financière sur les activités et la demande d'énergie, ainsi que la mise en application de dispositions réglementaires nationale et européenne en matière d'efficacité énergétique ont atténué la croissance de la demande d'énergie.

L'étude mise à jour en 2011 de l'impact du paquet Climat-Énergie (WP 09-11 du BFP) indique que la demande finale énergétique s'établirait à quelque 450 TWh en 2020 ¹. Aucune des nouvelles études disponibles au moment de la rédaction du rapport GEMIX 2 n'infirme l'appréciation formulée dans GEMIX 1 selon laquelle il y aurait "un potentiel de réductions supplémentaires qui pourrait ramener la consommation à quelque 400 TWh" (soit une réduction de l'ordre de 11% par rapport à la nouvelle projection mentionnée plus haut, à savoir 450 TWh en 2020). Il reste dès lors toujours d'actualité **qu'un certain nombre de mesures additionnelles devront être prises pour atteindre ce niveau de 400 TWh**. En effet, l'expérience et les études internationales constatent que sans politiques actives en faveur de l'efficacité énergétique, ces économies d'énergie possibles sont loin d'être acquises même si dans les études récentes, les prix de l'énergie sont plus élevés et des dispositions complémentaires sont mises en œuvre pour rencontrer les objectifs en matière de gaz à effet de serre et de sources d'énergie renouvelables. D'autre part, les mesures favorables à l'objectif d'efficacité énergétique sont autant d'instruments pour (aider à) atteindre les autres objectifs en matière de réduction des GES et de part de marché des RES. Au niveau européen, la Commission a proposé différents textes en la matière ² et au

¹ Si des mesures adéquates sont prises afin de satisfaire aux exigences du paquet législatif Climat-Énergie de l'UE qui ne fixe pas d'objectif contraignant pour l'augmentation de l'efficacité énergétique.

² Le 22 juin 2011, la Commission européenne publiait sa proposition de directive sur l'efficacité énergétique. Celle-ci abroge deux directives en vigueur: la directive sur la promotion de la cogénération (2004/8/EC) et la directive

2.

niveau belge, un objectif indicatif de 18% d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020 a été formulé dans le "Programme National de Réforme" (PNR) publié en avril 2011.

- (1) Étant donné que les compétences en matière d'efficacité énergétique sont réparties entre plusieurs niveaux de pouvoirs (fédéral, régional, provincial et même communal), **il était impératif de mettre en place une plate-forme nationale qui puisse harmoniser et aussi simplifier les politiques et mesures, tout en respectant les compétences de chacun.** Cette concertation entre les différents niveaux de pouvoirs s'est concrétisée par l'instauration d'un groupe de travail CONCERE "Efficacité énergétique". Aussi, le second "Plan d'action efficacité énergétique" soumis en juin 2011 a-t-il été réalisé en commun contrairement au premier plan qui avait été rédigé par chaque entité.

Quant au suivi régulier des réalisations préconisé par GEMIX 1, la nouvelle directive sur l'efficacité énergétique précitée le prévoit explicitement afin de vérifier si la trajectoire d'amélioration de l'efficacité de 20% pour l'UE en 2020 est respectée.

- (2) **Sur la base des études analysées, il n'a pas été possible d'établir un niveau d'économies d'énergie supplémentaires en 2030 par rapport à 2020. Ceci nécessiterait des analyses complémentaires.** Si une partie de l'exercice a déjà été réalisée à l'horizon 2020 dans le cadre du PNR 2011, l'appréciation de la situation sur la période 2020-2030 reste d'actualité afin de poursuivre la réduction de la consommation d'énergie (et partant des émissions de GES) et renforcer la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité. Si un nouvel objectif RES devait être défini en 2030 (en % de la demande finale brute d'énergie), une plus grande maîtrise de la demande serait requise compte tenu du fait que le potentiel d'utilisation de sources d'énergie renouvelables en Belgique selon le paradigme actuel sera largement exploité dès 2020. Toutefois l'appréciation de cette notion de potentiel d'utilisation doit être nuancée, les limites de ce potentiel étant déterminées par l'indisponibilité de formes de stockage de l'électricité à prix raisonnable et des possibilités de contrôle de la demande. ³
- (3) **Il convient de mettre l'accent sur la nécessité de devenir plus normatif** (fixer les priorités dans l'application des mesures, les imposer autant que possible **afin de pouvoir mesurer les réalisations effectives et ne pas subir (peut-être) l'illusion d'un mouvement vers plus d'efficacité énergétique, plutôt que de véritables réalisations.** Tous les moyens disponibles doivent être mobilisés: instruments économiques (fiscalité, incitations, prix), normes et informations aux consommateurs, après une analyse en profondeur quant à leur adéquation pour répondre aux objectifs à rencontrer. ⁴

relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques (2006/32/EC). La proposition de directive fait suite au plan 2011 pour l'efficacité énergétique publié en mars 2011 qui inventorierait les idées de la Commission pour contribuer de manière significative à la réalisation de l'objectif indicatif de 20% d'économies d'énergie d'ici 2020. Le plan couvrait tous les secteurs sauf le transport, il incluait des mesures liées bien sûr à la réduction de la demande d'énergie, mais prenait aussi en considération l'efficacité de la production d'énergie.

³ A cet égard, les Ministres de l'Énergie ont également commandé une étude *backcasting* 100% énergie renouvelable en 2050. Le rapport de cette étude est prévu fin octobre 2012.

⁴ Concernant ces points, l'évolution récente a été marquée d'une part, par une meilleure répartition des rôles entre entités (notamment en matière de financement) suite à la régionalisation prévue dans l'accord du gouvernement, et d'autre part, par un renforcement réglementaire en matière de normes avec les directives cadre sur l'Éco-design et l'étiquetage énergétique.

(4) **Cette approche de la part des autorités publiques devrait comprendre:**

- un **contrôle** quant à la nature et la réalisation effective des travaux ayant bénéficié du soutien public (subvention, réduction fiscale, etc.). Il est aussi important de **disposer d'une quantification de l'impact énergétique des travaux effectivement réalisés** comme requis par la directive européenne sur l'efficacité énergétique (n'est possible qu'avec un contrôle);
- une **hiérarchisation des priorités** qui soit socialement plus équitable dans l'octroi des mesures de soutien (prise en compte des niveaux de revenu et accessibilité pour les non propriétaires).

(5) Le groupe GEMIX tient à rappeler que l'efficacité énergétique dans les utilisations finales demande que les distributeurs d'énergie, gestionnaires de réseaux de distribution et entreprises de vente d'énergie au détail contribuent financièrement à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

(6) A **budget constant**, l'octroi d'une priorité aux mesures présentant le **meilleur rapport coût-efficacité**, est souhaitable.

(7) **Le groupe GEMIX insiste très fort sur la réalisation de ces recommandations concernant l'efficacité énergétique, et ceci indépendamment des choix à effectuer concernant le mix énergétique.**

1.2. Mix énergétique

(8) **Un environnement propice à l'investissement devrait être garanti pour des acteurs** qui évoluent dans un marché concurrentiel et international, afin qu'il y ai suffisamment d'incitants pour initier l'installation en Belgique des équipements absolument nécessaires pour réaliser un mix énergétique équilibré. Ceux-ci devraient être accompagnés des investissements indispensables dans les réseaux d'électricité et de gaz.

1.2.1. Énergies fossiles

(9) Au niveau des énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) pour lesquelles la Belgique est totalement tributaire de l'étranger, le **maintien d'un mix énergétique équilibré** en termes d'origine, de type de combustible, de technologie et de voie d'approvisionnement (p.ex. pour le gaz naturel: GNL ou gazoducs, de provenances diverses) est **primordial** et doit aussi prendre en compte les contraintes techniques qui peuvent influencer ces approvisionnements. Toutefois des évolutions récentes il ressort que le rôle du charbon tend à diminuer (voire à disparaître) pour la production électrique et/ou la sidérurgie. Quant à la décision à prendre en matière de production nucléaire, elle n'est pas sans impact sur la structure d'approvisionnement en énergie primaire fossile, et a priori en gaz naturel, pour assurer la substitution de la production nucléaire éventuellement déclassée.

(10) Dès lors que le **pétrole restera toujours important** pour le transport **jusqu'en 2030**, malgré l'apport des biocarburants "durables", du développement de voitures hybrides, électriques et au gaz naturel comprimé (GNC), et un prix du pétrole tendanciellement à la hausse, **il y a lieu de stimuler la recherche et développement en matière de biocarburants de seconde et troisième génération, et de systèmes de propulsion alternative.**

4.

- (11) Le recours accru au gaz naturel nécessitera entre autres la définition d'une **politique claire vis-à-vis du gaz (L)** à faible contenu calorifique provenant uniquement des Pays-Bas: **conversion à moyen terme** au gaz (H) et **garantie à long terme des Pays-Bas**.

La sécurité des approvisionnements en gaz naturel devra être assurée par des **normes légales de sécurité pour les périodes de grand froid et les cas d'urgence**. Une coopération avec les pays limitrophes est ici indispensable également compte tenu de la capacité de stockage saisonnier limitée en Belgique (l'équivalent de deux semaines de consommation).

- (12) Les perspectives de développement de la capture et séquestration du carbone (CCS) en Belgique se sont considérablement restreintes depuis la parution du rapport GEMIX 1 et le groupe ne formule pas de recommandation par rapport au CCS.

1.2.2. Énergies renouvelables

- (13) **Les objectifs en matière de recours aux renouvelables à l'horizon 2020 sont ambitieux et ne pourront que se réaliser moyennant un soutien important et une réduction drastique des procédures administratives** en ce compris pour les lignes de transport destinées à raccorder les plus grandes installations au réseau. La mise en place progressive d'un guichet unique pour les autorisations constitue une évolution appréciable en ce sens.

- (14) **Étant donné que les compétences en matière de RES sont également réparties entre plusieurs niveaux de pouvoirs (fédéral, régional, provincial et même communal), il est impératif de disposer d'une plate-forme nationale spécifique qui puisse établir une feuille de route pour atteindre les objectifs, harmoniser et aussi simplifier les politiques et mesures, tout en respectant les compétences de chacun.**

Cette procédure est prévue dans le cadre du "*National Renewable Energy Action Plan*" (NREAP) repris dans la directive européenne 2009/28/EC ainsi que dans les rapports prévus dans le cadre de la directive RES. Elle a lieu au sein de CONCERE. Il est important de finaliser les discussions sur le *burden sharing* belgo-belge des objectifs de la directive précitée.

L'instauration d'un répertoire des centrales électriques fonctionnant avec des RES partagé entre Régions et État fédéral permettra une couverture statistique en temps réel, tant pour les unités centralisées que décentralisées et/ou de petite capacité.

- (15) Comme la capacité de valorisation de **biomasse domestique est limitée** et que la biomasse jouera un rôle important dans le mix RES à l'horizon 2020, il y a lieu de **veiller au développement de filières d'approvisionnement durables et éthiquement acceptables**. Ce d'autant plus que des NREAPs introduits par les États membres, il ressort que le recours à la biomasse est largement considéré. En se basant sur les résultats les plus récents (le scénario 20/20 du WP 09-11), la traduction belge de l'objectif de 13% de RES dans la demande finale brute d'énergie en 2020 pourrait être réalisé par environ **10% de biomasse dans nos besoins énergétiques primaires, dont quelque 11% seraient couverts par des importations. Afin de réaliser cette contribution, une politique de soutien important est de mise, ainsi qu'une étude de la concrétisation de ladite importation.**

- (16) **L'utilisation à grande échelle de biomasse doit également être soumise à des critères stricts d'émissions (notamment de particules fines)**, en particulier pour les installations de (très) petite taille.

(17) En ce qui concerne les **biocarburants** pour le transport, le législateur a désormais prévu des critères de durabilité.⁵ Un effort considérable est nécessaire pour la mise au point de biocarburants de deuxième génération afin de se préparer à un relèvement éventuel des exigences de RES pour le transport au-delà des 10% prévus en 2020.

1.3. Mix énergétique "primaire" pour la production d'électricité et importations d'électricité

L'application de la directive RES fait que le développement de la production d'électricité sur la base de RES se fait en grande partie indépendamment du mix primaire en énergies fossiles et nucléaire.

Pour ce qui concerne la situation à court et moyen terme, le groupe GEMIX a pu constater que moins de nouveaux projets à partir d'énergies fossiles que prévu en 2009 se sont réalisés et que l'on tend vers la mise hors service complète des unités au charbon, hormis la reconversion de plusieurs unités à la biomasse. En matière de production d'électricité à partir de RES, la mise en œuvre de nouvelles capacités a connu une accélération par rapport à son appréciation antérieure. D'autre part, la crise économique a freiné la progression de la demande d'électricité. De manière générale, la problématique de la période 2012-2017 ressort des conclusions de l'analyse *bottom-up* de la DG Énergie.

1.3.1. Gaz naturel

(18) Comme le **gaz naturel** est le combustible fossile qui émet le moins de polluants par kWh produit et qui peut être utilisé tant en base, semi-base que pour faire face à la pointe de la courbe de charge, il **restera le choix de prédilection** lors des décisions de remplacement d'unités déclassées ou d'extension du parc de production. Ces unités sont également complémentaires pour le bon fonctionnement d'un parc de production qui repose de façon croissante sur des productions intermittentes. Néanmoins, la rentabilité des investissements dans de telles unités, et partant leur réalisation effective, sont influencées par le taux d'exploitation que l'opérateur peut escompter. Une surcapacité temporaire (liée à la crise) et la part croissante des unités RES qui en tant qu'unités "*must run*" se substituent aux centrales au gaz tout en exigeant le backup pour compenser leur intermittence, ont eu pour effet de réduire les heures de fonctionnement des unités existantes et les revenus qu'elles procurent, réduisant d'autant l'attrait pour de nouveaux investissements de ce type.

1.3.2. Charbon

(19) L'utilisation éventuelle de charbon requiert que les **nouveaux investissements soient CCS Capture Ready**.⁶ De la comparaison des résultats **des différentes études ressort** que le développement de la filière charbon **reste possible malgré les contraintes en matière de GES**. Son approvisionnement est plus aisé eu égard à sa facilité de stockage et à son origine géographique diversifiée. *In fine*, l'installation effective de nouvelles unités dépendra de leur acceptation sociétale.

⁵ L'Arrêté royal du 26 novembre 2011 publié au Moniteur le 7 décembre 2011 transpose en effet les critères de durabilité définis par la directive européenne 2009/28/EC.

⁶ *CCS Capture Ready*: les nouvelles centrales doivent être conçues en laissant la possibilité d'une conversion aisée permettant la capture fonctionnelle du CO₂. Le processus de captage du CO₂ reste un processus qui affecte le rendement d'une centrale de quelque 10 points de pourcent (rendement sans capture = ± 45%).

6.

1.3.3. Electricité d'origine renouvelable et cogénération

(20) **Les objectifs de développement des RES précisés dans la directive RES favorisent un déploiement très significatif de l'électricité verte.** Les perspectives énergétiques à l'horizon 2030 publiées par le BFP en novembre 2011 (scénario Ref 20/20) vont dans le sens du chiffre de 2009 (lui-même basé sur le WP 21-08 du BFP): la traduction belge de l'objectif de 13% de RES dans la demande finale brute d'énergie en 2020 conduirait à 25% de RES dans la production d'électricité, ce qui constitue un **objectif ambitieux. Selon l'étude susmentionnée, les RES-E pourraient représenter quelque 21 TWh.** Ces 21 TWh sont constitués par environ 3,6 TWh d'énergie éolienne onshore, 7,4 TWh offshore, 9,3 TWh de biomasse, 0,4 TWh d'hydraulique et 1,0 TWh de photovoltaïque. Les puissances correspondantes sont 1,7 GW onshore, 2,2 GW offshore, 2,4 GW biomasse, 0,1 GW hydraulique et 0,3 GW photovoltaïque.

Afin de réaliser cette production, une politique de soutien important restera de mise. Celle-ci est actuellement basée sur les certificats verts. Il est recommandable de pour le moins harmoniser les politiques de soutien des différents niveaux de pouvoirs et de suivre les expériences à l'étranger afin d'éventuellement s'en inspirer.

(21) La **cogénération de qualité doit être continuellement encouragée et soutenue** afin de réaliser son potentiel énergétique basé sur de la demande de chaleur. Il y a lieu cependant de veiller à ne pas surestimer ledit potentiel.

1.3.4. Électricité nucléaire

(22) Une décision en matière nucléaire doit se prendre en tenant compte des points suivants:

- dans les études comparées, la révision à la hausse des prix des combustibles fossiles et la conjugaison ou non de la crise économique et financière avec les premiers effets des mesures en matière d'efficacité énergétique ont eu pour effet de réduire les perspectives de croissance de la demande d'électricité;
- du côté de l'offre de capacités, force est de constater un retard dans la réalisation de plusieurs projets de centrales (au gaz) susceptibles de compenser en temps opportun les productions des unités nucléaires déclassées (voir le graphique 5 du rapport GEMIX 1);
- le timing pour la réalisation d'un parc de production de capacité suffisante pour répondre à la demande sur la période 2012-2017 est devenu un vrai défi qui est traité dans le rapport sur les moyens de production d'électricité de la DG Énergie;
- une décision dans la matière doit se prendre tout en veillant à la continuité de fonctionnement du tissu économique;
- dans tous les cas, il faut satisfaire aux exigences environnementales et de sécurité d'approvisionnement.

Il faut noter qu'une prolongation limitée dans le temps (quelques années) est possible moyennant des investissements: en 2015 les trois plus anciens réacteurs devront nécessairement être soumis à une révision décennale qui amènera la révision de certains composants arrivés en fin de cycle de vie (p.ex. couvercle de cuve, systèmes de protection, moteurs, valves, ...).

Le prolongement de la vie des trois plus anciens réacteurs requiert un investissement de 920 millions d'euros (estimations novembre 2011) afin de satisfaire aux besoins déjà identifiés pour la révision décennale et aux nouvelles exigences découlant des stress tests. Cet investissement demande une

période d'amortissement d'environ 10 ans afin d'être économiquement rentable et aura comme effet de bord de diminuer le montant de la rente nucléaire pouvant être soumise à taxation.

Ces considérations sont un complément aux conclusions du rapport sur les capacités préparé par la DG Énergie.

En cas de décisions de prolongation de capacités nucléaires, les *conditio sine qua non* ci-après demeurent incontournables et doivent sans conteste prendre en compte les recommandations issues des stress tests réalisés à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima:

- **la sécurité de fonctionnement et la gestion des déchets** doivent rester une préoccupation prioritaire;
- toutes les mesures **prises à l'encontre de la prolifération de matières fissiles** doivent être maintenues conformément aux programmes internationaux régissant la matière et sous la supervision des instances nucléaires belge et internationales Euratom et IAEA;
- **la vigilance vis-à-vis de la sécurité nucléaire devra être renforcée.** Toute prolongation de la durée de vie d'un réacteur devra être validée par l'Agence fédérale de contrôle nucléaire. Elle devra faire l'objet d'un *benchmarking* international montrant le positionnement des réacteurs pour lesquels un allongement de la durée de vie est requis, par rapport aux autres unités de même type et ancienneté. Une transparence absolue vis-à-vis du public en matière d'incidents devra être garantie;
- **la constitution des provisions** pour les coûts futurs de la gestion des matières fissiles irradiées et le démantèlement des centrales nucléaires **doit être surveillée de près**, en **poursuivant les initiatives visant à une meilleure disponibilité des provisions en temps opportun**;
- il a **clairement été établi que l'utilisation** de centrales nucléaires largement amorties génère **une rente de rareté dans le chef de l'opérateur nucléaire historique**. Cette **rente** devrait être **captée** en tout ou **en partie au profit de l'ensemble des consommateurs, dans un souci d'équité intergénérationnelle**. Lors de son évaluation, il convient cependant de maintenir l'incitant à l'investissement, dans un contexte généralisé (au niveau de l'UE) de renouvellement et/ou d'extension des capacités de production d'électricité. Cette rente devrait être utilisée de préférence pour contribuer à réaliser les objectifs de politique énergétique;
- obligation devrait être faite aux **propriétaires de centrales nucléaires de contribuer au financement en Belgique de la R&D** en matière de combustibles nucléaires, de déchets nucléaires et de nucléaire à usage médical;
- il y a lieu également de prendre une décision concernant le retraitement des combustibles usés;
- il y a lieu de fournir **tous les efforts nécessaires** qui tiennent compte de l'évolution technologique pour arriver à une **solution définitive** qui soit acceptable du point de vue sociétal pour la gestion des **déchets radioactifs de types B et C**. Il va de soi que les décisions prises en matière de gestion des déchets de type A doivent être mises en œuvre.⁷

⁷ Catégories de déchets:

- A: déchets à courte durée de vie, faiblement ou moyennement radioactif;
- B & C: déchets hautement radioactifs et/ou ayant une longue durée de vie. Les déchets de type B sont non ou peu chauffants; les déchets de type C sont chauffants et nécessitent une période de refroidissement avant traitement définitif.

8.

1.3.5. Les importations d'électricité

(23) Pour la sécurité d'approvisionnement en électricité, il est **néanmoins essentiel que le parc de production disponible dans le pays** (en tenant compte des réserves nécessaires) **corresponde pour le moins à la consommation nationale en pointe.**

1.3.6. Le réseau

(24) **Le développement des RES nécessite de disposer d'un réseau haute tension adapté et bien interconnecté avec des lignes haute tension pour gérer les flux massifs d'électricité qui peuvent se créer de par le caractère intermittent** des grands parcs éoliens tant *onshore* qu'*offshore*, en Belgique et à l'étranger.

(25) Le développement d'un **réseau sous-marin lié à l'*offshore*** est considéré comme **stratégique** dans le développement de l'éolien *offshore* en mer du Nord.⁸ Ce projet va de pair avec le renforcement de l'infrastructure haute tension actuelle.

(26) **Les investissements dans l'adaptation des réseaux de distribution d'électricité aux flux bidirectionnels (*smart grids*) occasionnés par l'intégration d'énergies renouvelables et décentralisées tels que les panneaux photovoltaïques, vont de pair avec le développement de ces derniers.** Lors du renouvellement de l'infrastructure de distribution, il faut tenir compte de la possibilité d'une arrivée graduelle des véhicules électriques.

(27) En complément au développement des réseaux intelligents, **le déploiement de compteurs intelligents (*smart meters*) devrait se faire par phase** afin de bien évaluer le coût-bénéfice d'un tel déploiement et devrait s'accompagner d'une conscientisation des consommateurs quant à leur valeur ajoutée.

1.3.7. L'organisation des marchés

(28) Vu la difficulté dans un marché libéralisé, de voir se réaliser des **investissements en unités de pointe**, il serait utile de **prévoir une mission complémentaire pour une entité indépendante des producteurs et fournisseurs.** Cette mission pouvant être considérée comme un "service public" devrait être rémunérée à un tarif régulé, tant que le marché ne sera pas en mesure de proposer un prix compétitif pour ces services auxiliaires, comme demandé par ailleurs dans les directives européennes sur l'électricité.

(29) Vu la **diminution** dans un marché libéralisé des **unités de production disponibles pour la fourniture de réserve**, une **solution pourrait être que le GRT ait la possibilité de compenser** le manque de puissance de réserve en mettant à la disposition de celui-ci de la capacité de production, **sans que le GRT ne prenne avec ces unités une position active** en tant que producteur. D'autres solutions plus orientées "marché" existent comme le *capacity market* (USA) ou la possibilité de

⁸ Le développement de ce réseau profite par ailleurs d'une collaboration internationale dans le cadre du "Memorandum of Understanding over North Seas Countries' Offshore Grid Initiative" (NSCOGI) auquel la Belgique a souscrit en décembre 2010.

contrats à plus long terme qu'en période régulatoire, mais demandent des analyses complémentaires.

- (30) **Il y a aussi lieu d'effectuer une analyse plus fine des causes du profil de la courbe de charge** pour éventuellement la modifier et alléger la **problématique liée aux pointes**. Ce travail devrait être réalisé en collaboration entre les différents acteurs du marché. L'avènement de réseaux intelligents devrait aider à diminuer la demande de pointe.

1.4. Suivi de l'évolution du mix énergétique

- (31) Le groupe souhaite le **renforcement de la surveillance continue du mix énergétique**, des marchés de l'énergie et de la sécurité des approvisionnements en Belgique, au sein des institutions existantes suffisamment dotées en moyens humains et financiers pour exercer ces missions essentielles pour notre société. L'**apport d'un Comité scientifique composés de 10 experts indépendants** s'est concrétisé lors de la création de l'Observatoire de l'énergie.
- (32) En outre, il est **indispensable** que les décideurs politiques et économiques puissent **disposer** dans le domaine de l'énergie de données **statistiques transparentes et cohérentes, rapidement mises à jour**, au sein de l'Observatoire de l'énergie créée à la DG Énergie.

X---X---X

2. MÉTHODOLOGIE

2.1. Objectifs de l'étude

Le présent rapport est une actualisation du rapport GEMIX publié en octobre 2009. Ce rapport commandité par l'Arrêté royal du 28 novembre 2008 (Moniteur belge du 02/12/2008) avait pour objectif de présenter un ou plusieurs scénarios de mix énergétique idéal rencontrant simultanément les exigences posées par:

- la sécurité d'approvisionnement;
- la compétitivité;
- la protection de l'environnement/climat (en particulier dans le cadre du paquet Climat-Énergie 20/20);

ainsi que les coûts/bénéfices de ce ou ces scénarios, face à ces exigences.

À la demande du Secrétaire d'État à l'Environnement, à l'Énergie, à la Mobilité et aux Réformes institutionnelles Melchior Wathelet, la version actualisée du rapport GEMIX sur le mix énergétique belge devrait permettre en particulier, *"de donner une vision et un cadre clair de la politique énergétique belge à long terme et de fixer de manière définitive la date de fermeture des centrales nucléaires, en lien avec la loi de sortie du nucléaire de 31 janvier 2003."* Cette actualisation devrait aussi servir dans le cadre de la rédaction du plan d'équipement prévu dans l'accord du gouvernement et qui est prévu pour l'été 2012. L'estimation de la demande devrait s'inscrire au mieux dans le cadre de l'élaboration de la seconde Étude prospective électricité, de l'élaboration et du suivi du Plan national d'efficacité énergétique et du Plan national en matière d'énergie renouvelable.

2.2. Etudes consultées

Cette actualisation du rapport GEMIX (ci-après reprise sous GEMIX 2), repose sur un examen détaillé d'études ayant permis de dégager une évolution plausible de la demande et du mix énergétique relatif surtout à l'électricité. Pour ce qui concerne les perspectives en matière de consommation énergétique, l'analyse se base sur les dernières projections concernant le système énergétique belge effectuées par le Bureau fédéral du Plan, à savoir:

- le Working Paper 09-11 (**WP 09-11**) intitulé "Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy - Update 2010 Study commissioned by the Belgian federal authority" et publié en août 2011;
- et "Les perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030" (**PEEV 2011**) publiées en novembre 2011.

Ces deux publications tiennent compte des évolutions récentes en termes de démographie, de croissance économique, etc. et se basent sur les analyses réalisées au niveau européen par la Commission européenne. Elles s'inscrivent dans la lignée du working paper 21-08 (**WP 21-08**) du Bureau fédéral du Plan, intitulé *"Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy"* et publié en novembre 2008. Cette étude précisait alors les conséquences de l'adoption du Paquet européen Climat-Énergie (en discussion à ce moment-là) sur le système énergétique et l'économie belges à l'horizon de 2020: objectif de réduction de 20% au niveau européen (voire 30% dans plusieurs scénarios alternatifs) des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport à 1990; recours à hauteur de 20% au niveau de l'Union européenne (UE) à des sources d'énergie renouvelables par rapport à la consommation finale brute d'énergie et exigence à utiliser une part de 10% de renouvelables dans le secteur des transports pour tous les États membres.

2.3. Hypothèses de travail reconsidérées

Depuis la publication du WP 21-08 ⁹, la situation a sensiblement évolué et a été répercutée au sein de l'analyse:

- le contexte économique s'est modifié avec la crise économique et financière qui a éclaté au troisième trimestre de 2008 et son impact non négligeable sur les PIB nationaux et sur les perspectives macroéconomiques. De plus, les récentes évolutions dans les marchés du gaz et du pétrole ont entraîné une révision à la hausse des perspectives relatives au prix des combustibles fossiles;
- les effets de l'évolution structurelle d'industries grosses consommatrices d'énergie et/ou de la réduction des activités industrielles ont été répercutés dans la consommation d'énergie (réduction concomitante et "*one shot*");
- plusieurs mesures liées à l'efficacité énergétique ont été approuvées et introduites dans la législation nationale en 2008 et 2009. D'autre part, les initiatives légales suffisamment définies au niveau européen sont également prises en compte. Elles concernent notamment les règlements européens relatifs à l'étiquetage énergétique (Energy labelling et Éco-design);
- au niveau européen, ces nouvelles données ont été intégrées dans les scénarios de référence, ainsi qu'au sein des études préparatoires et analyses d'impact pour des scénarios d'intensification des efforts de réduction des GES à 30% en 2020. La Communication de la Commission de mars 2011 a encore renforcé le mouvement vers une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050.

Le Tableau 1 présente les principales hypothèses utilisées pour la simulation des scénarios de référence (qualifiés de "*baseline*" dans les graphiques). Ces scénarios ne considèrent pas que les objectifs seront nécessairement atteints. Les résultats sont le reflet des politiques mises en place et illustrent ce que pourrait être le futur système énergétique belge sans mesures supplémentaires, ni modifications de la politique énergétique.

Dans les exercices actualisés (WP 09-11 et PEEV 2011), l'impact de la crise en 2008 et 2009 a été pris en compte et aussi répercuté sur les projections à long terme, considérant que cette crise économique aux effets durables engendre une perte permanente de PIB et que la reprise ne permet pas de compenser cet effet. Les prévisions de prix des combustibles fossiles ont été révisées à la hausse, ce qui affecte la demande d'énergie, mais aussi le niveau des prix du carbone nécessaire pour satisfaire aux objectifs de réduction de GES. En effet, ces deux coûts se cumulent et un prix du combustible plus élevé impliquera un prix du carbone relativement plus bas pour induire un effet dissuasif équivalent sur la consommation de combustibles fossiles et partant, sur les émissions de GES y associées.

⁹ Bien que la date de publication du WP 21-08 soit de novembre 2008, l'étude a été initiée en 2007 et plusieurs hypothèses et analyses posées cette même année.

Tableau 1: Synopsis des hypothèses posées pour la simulation des scénarios de référence

	<u>WP 21-08</u> <u>(Baseline 2007)</u>		<u>WP 09-11</u> <u>(Baseline 2009)</u>		<u>PEEV 2011</u> <u>(Baseline 2009)</u>	
	<u>2020</u>	<u>2030</u>	<u>2020</u>	<u>2030</u>	<u>2020</u>	<u>2030</u>
Hypothèses relatives à						
- croissance économique (%/an entre 2005 - ...)	2,1	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7
PIB (milliards € ₂₀₀₅)	409,2	477,7	389	459	389	459
- population (millions)	10,8	11,0	11,3	11,7	11,3	11,7
- prix du pétrole (\$ ₂₀₀₈ /bep)	64,6	66,4	88,4	105,9	88,4	105,9
- prix du gaz (\$ ₂₀₀₈ /bep)	48,6	50,3	62,1	76,6	62,1	76,6
- prix du charbon (\$ ₂₀₀₈ /bep)	15,5	15,7	25,8	29,3	25,8	29,3
- politiques & mesures prises en compte *	jusqu'à 12/2006		jusqu'à 04/2009 ¹⁰ (Éco-design, application effective du 3 ^{ème} paquet à pd 2015)		jusqu'à 04/2009 (Éco-design, application effective du 3 ^{ème} paquet à pd 2015)	
- sortie du nucléaire	Loi de 2003 avec sortie du nucléaire à partir de 2015		Décision d'octobre 2009 de prolonger de 10 ans D1, D2 & T1		Loi de 2003 avec sortie du nucléaire à partir de 2015	
Date d'élaboration	2008		2011		2011	

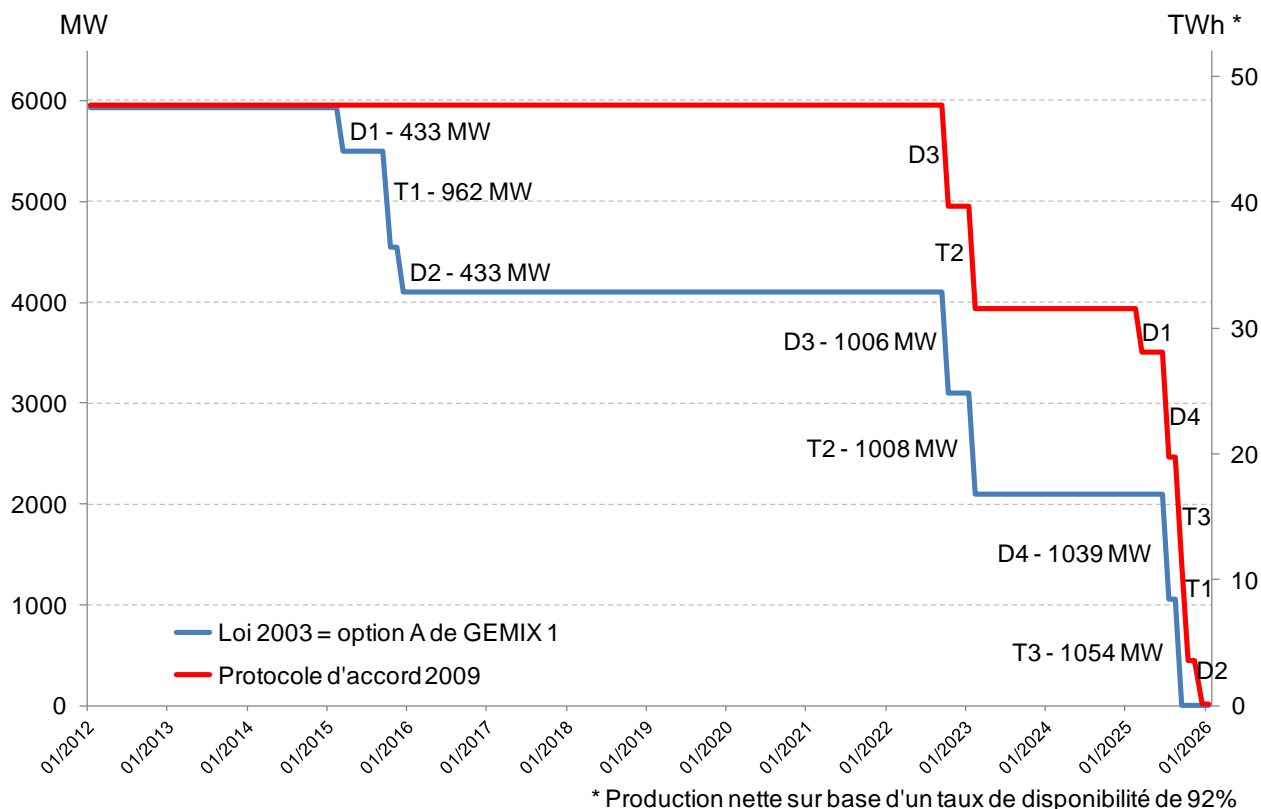
* Prise en compte du cadre législatif et des mesures de politique énergétique adoptées à cette date.

Sources: Commission européenne, NTUA & Bureau fédéral du Plan (WP 21-08, WP 09-11 & PEEV 2011).

Pour ce qui concerne la production d'électricité d'origine nucléaire, une modification envisagée de la politique énergétique a été répercutée dans le WP 09-11 par rapport à la loi de sortie du nucléaire prise en compte dans le WP 21-08. En octobre 2009, à la suite des travaux du GEMIX, le gouvernement fédéral a fait part de sa décision de reconsidérer la loi de sortie du nucléaire de 2003 et de postposer de 10 ans, la fermeture des trois unités les plus anciennes (Doel 1, Doel 2 et Tihange 1) avec pour conséquence une modification dans l'ordre de fermeture des centrales. Les premières unités à fermer seraient alors Doel 3 et Tihange 2 à l'horizon 2022, l'entièreté des unités nucléaires (quelque 6000 MW) étant à l'arrêt pour 2025. Les évolutions de la capacité nucléaire (échelle de gauche) et de la production y associée (échelle de droite) sont illustrées dans le Graphique 1, d'une part, conformément à la loi de 2003, et d'autre part, selon le protocole d'accord conclu en octobre 2009 entre l'État belge et le groupe GDF Suez. Dans ce dernier cas, les *conditio sine qua non* de sécurité liées à un prolongement de la durée de vie de ces unités demeurent incontournables et doivent sans conteste prendre en compte les recommandations issues des stress tests réalisés à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima.

Les dernières "Perspectives énergétiques" à long terme sont formulées dans le cadre de la politique énergétique actuelle, à savoir la loi de sortie du nucléaire de 2003.

¹⁰ Pour une description détaillée des mesures prises en compte voir: European Commission, Directorate General for Energy (2010), "EU energy trends to 2030 – update 2009", pp. 17-19.

Graphique 1: Profil d'évolution de la capacité et de la production nucléaire (2012-2025)

Source: AFCN (2011).

La portée de ces décisions et/ou hypothèses sur les niveaux et les structures de consommation d'énergie est analysé dans les sections suivantes. Quand faire se peut, elles sont mises en perspectives avec les résultats avancés dans les autres analyses et études.

3. COMPARAISON DES DIFFÉRENTES ÉTUDES

3.1. Contexte des différentes études

Le groupe GEMIX 2 a établi son rapport sur la base des études les plus récentes du Bureau fédéral du Plan relatives au système énergétique belge dans son ensemble et décrites dans:

- le working paper 21-08 (**WP 21-08**) intitulé "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy"
- le working paper 09-11 (**WP 09-11**) intitulé "Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy - Update 2010 Study commissioned by the Belgian federal authority";
- "Les perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030" (**PEEV 2011**).

14.

Dans la continuité des travaux de GEMIX 1, les résultats obtenus dans les études précitées ont également été comparés, dans la mesure du possible, avec ceux:

- de l'étude "Energy Revolution: a sustainable pathway to a clean energy future for Belgium" faite en 2006 par le Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Department of Systems Analysis and Technology Assessment à la demande de Greenpeace;
- du rapport final de la Commission Energy 2030 "Belgium's Energy Challenges towards 2030 - final report" de juin 2007, dénommé dans les graphiques ci-après CE2030;
- de l'étude (F)110616-CDC-1074 de la CREG relative aux « besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011-2020 » (dénommée CREG) publiée en juin 2011;
- de l'analyse "Road book towards a nuclear-free Belgium. How to phase out nuclear electricity production in Belgium ?" par Alex Polfliet à la demande de Greenpeace en juillet 2011;
- du rapport "L'avenir énergétique: la Belgique peut à la fois sortir du nucléaire et réduire l'effet de serre", réalisé par D. Comblin pour les amis de la Terre Belgique, APERe, Grappe, Nature et Progrès Belgique en avril 2011.

Les analyses plus anciennes de DLR et de la Commission Energy 2030 conservent leur pertinence en permettant une mise en perspective avec les études plus récentes. Ces dernières ont été réalisées dans un contexte économique et politique considérablement modifié entre autres par la crise économique et financière et les changements en matière de politique de soutien des RES. Les autres analyses portent plus spécifiquement sur la capacité de production d'électricité en Belgique à l'horizon 2020 et son adéquation (ou non) en cas de fermeture des premières unités nucléaires.

Au sein des différentes études et afin de ne pas surcharger les résultats, une sélection a été faite de scénarios considérés comme les plus pertinents. Ceux-ci sont identifiés et brièvement explicités ci-après.

3.1.1. WP 21-08

Les scénarios retenus sont le scénario de référence dénommé **WP2108/baseline** et le scénario **WP2108/20/20** qui s'inscrit dans le cadre du paquet Climat-Énergie. Celui-ci poursuit la réalisation à l'horizon 2020 d'un double objectif: la réduction de 20% au niveau européen des émissions de GES couplée à un objectif de développement des RES à concurrence de 20% de la consommation finale brute d'énergie. Au niveau belge, ces objectifs se traduisent:

- pour l'objectif de réduction des GES, les secteurs non soumis à l'ETS (European Trading Scheme) ont un objectif attribué dans le cadre du partage de l'effort de réduction entre États de l'UE (*burden sharing*) de réduction de 15% des émissions de GES en 2020 par rapport à leur niveau en 2005; pour les secteurs soumis à l'ETS, l'effort est dépendant du maximum d'émission défini au niveau européen et de l'allocation de droits d'émission par voie d'adjudication;
- pour la promotion des RES, l'objectif belge a été fixé à une part de 13% des RES au sein de la consommation finale brute d'énergie.

Le cas échéant, ces objectifs peuvent aussi être remplis en ayant recours aux mécanismes de flexibilité. Dans le scénario qualifié de *20/20 target* (**WP2108/20/20**), ces objectifs "renforcés" imposent des contraintes supplémentaires pour tous les secteurs et qui sont prises en compte dans la modélisation par

l'entremise de valeurs carbone (CV) et des énergies renouvelables (RV) qui influencent le niveau et le mix de la consommation énergétique.

3.1.2. WP 09-11

Outre le scénario de référence **WP0911/baseline**, le scénario **WP0911/20/20** est examiné. Dans la lignée des analyses de la Commission européenne, deux scénarios de réduction de 30% des émissions de GES sont aussi retenus: l'un se base sur une dynamique européenne interne où les mécanismes de flexibilité n'opèrent qu'entre États membres de l'UE (scénario **WP0911/30/20_int**), l'autre offre la possibilité d'exploiter les mécanismes de flexibilité (hors UE) à concurrence de la moitié de l'effort additionnel (scénario **WP0911/30/20_flex target**) induisant des valeurs du carbone distinctes dans les deux scénarios.

3.1.3. PEEV 2011

Comme pour les autres analyses du Bureau du Plan, les scénarios retenus pour la comparaison sont hormis le scénario de référence **PEEV2011/baseline**, le scénario **PEEV2011/20/20** qui simule la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Énergie et les scénarios **PEEV2011/30/20_int** et **PEEV2011/30/20_flex** qui illustrent les deux options avec renforcement de l'effort européen de réduction des émissions de GES à 30%. L'exercice se démarque de celui présenté dans le WP 09-11 notamment au niveau de l'option nucléaire qui est conforme à la loi de 2003 de moratoire nucléaire et de par la prise en compte de la feuille de route de la Commission européenne pour arriver à une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050. Cela implique des réductions plus conséquentes des émissions de GES entre 2020 et 2030.

3.1.4. CE2030

Hormis le scénario de référence **CE2030/baseline** analysé dans le cadre de la "Commission Energy 2030" de 2006, le scénario **CE2030/bpk30s** a également été retenu dans la comparaison à l'horizon 2030. Il s'agit d'un scénario particulièrement contraignant pour le système énergétique: il vise un objectif de réduction de 30% des émissions de CO₂ en Belgique en 2030 par rapport à 1990, le moratoire nucléaire est d'application et l'option de la capture et séquestration du CO₂ (CCS) est considérée comme n'étant pas commercialement opérationnelle à l'horizon 2030.

3.1.5. DLR

Deux scénarios sont présentés dans le rapport DLR: un scénario de référence dénommé **DLR/baseline**, et un scénario dit "Energy Revolution" **DLR/energy rev**. L'étude s'étend jusqu'en 2050, mais des résultats intermédiaires en 2020 et 2030 sont disponibles. Le trajet DLR est un scénario normatif de type *backcasting*, et utilise le modèle PlaNet. Il impose une réduction de 80% des GES pour 2050. Les centrales nucléaires fermeraient après 30 années de service.

3.1.6. CREG

Dans son étude la **CREG** a pour objectif de déterminer le niveau de capacités supplémentaires requis pour couvrir la demande d'électricité sur la période 2011-2020 avec un niveau de risque limité apprécié en termes d'adéquation du parc de production (nombre limité d'heures de défaillance). Ces capacités additionnelles sont estimées sur la base d'un scénario d'évolution du système électrique belge qui repose sur des hypothèses d'évolution de la demande et des échanges extérieurs d'électricité, de l'évolution du parc de production centralisé et décentralisé (cogénération et renouvelables), ainsi que de l'évolution des coûts (prix des combustibles et du CO₂). L'accroissement (net) de capacité de production (centralisée et décentralisée) est comptabilisé dans une approche "*bottom-up*" et résulte de la différence entre la

capacité totale des mises en service programmées et celle des mises hors service prévues. Les investissements additionnels éventuels nécessaires pour couvrir la demande d'électricité de manière fiable sont ensuite déterminés avec pour résultante un programme de développement des unités thermiques du parc de production centralisé pour la période 2011-2020 (type et capacité des nouvelles unités thermiques requises et calendrier de mise en service).

3.1.7. A. Polfliet

Quand disponibles, les différents éléments de comparaison présentés dans l'analyse préparée par A. Polfliet/Zero Emissions pour Greenpeace Belgique ont été repris dans l'exercice. Les résultats de deux scénarios sont présentés à l'horizon 2026: un scénario "Business as Usual" (**POLFLIET 2026**) et un scénario proactif (**POLFLIET/proactive 2026**) qui se différencie au niveau des hypothèses de croissance de la consommation (annoncés de respectivement -0.3% l'an et -1% l'an entre 2015 et 2026) et du mix de production envisagé.

3.1.8. D. Comblin

De l'analyse effectuée par D. Comblin, les intervalles extrêmes ont été retenus en termes de niveau de la demande d'électricité qui évolue en moyenne de respectivement 0,7% l'an jusqu'en 2030 dans le scénario tendanciel (l'évolution de la consommation suit la tendance observée sur la période 1998-2008) et de -1,3% l'an dans le scénario de réduction (réduction de -0,5%/an jusqu'en 2015, -1%/an jusqu'en 2020, -1,5%/an jusqu'en 2025 et -2%/an jusqu'en 2030). Pour répondre à ces demandes, des scénarios sont avancés en termes de taux de pénétration des unités RES et de cogénération au gaz avec:

- dans le scénario d'extrapolation des objectifs nationaux, une progression de la production RES-E conforme à celle du "Plan national en matière d'énergies renouvelables en 2020 pour la Belgique" extrapolée à l'horizon 2030 et combinée à une augmentation progressive à l'horizon 2030 de la cogénération correspondant au tendanciel observé sur 2004-2009 (**COMBL/tend_obj.nat**);
- dans le scénario pro-actif, une accélération des objectifs régionaux pour atteindre l'évaluation des différentes filières RES avancées dans l'étude REPAP d'Edora en 2020 extrapolée ensuite à l'horizon 2030 et combinée avec une augmentation progressive à l'horizon 2030 de la cogénération correspondant au tendanciel observé sur 2000-2009 (**COMBL/red_proact**).

A la différence du scénario d'extrapolation des objectifs nationaux pour les renouvelables qui envisage un développement des filières de biomasse renouvelable, le scénario d'extrapolation des objectifs Edora prévoit un développement conséquent en éolien offshore, ce qui n'est pas sans impact pour le fonctionnement du parc de production. Il est important de noter qu'il n'y a pas d'optimisation économique lors de l'établissement de ces scénarios et dès lors pas de prise en compte de leur coût économique spécifique.

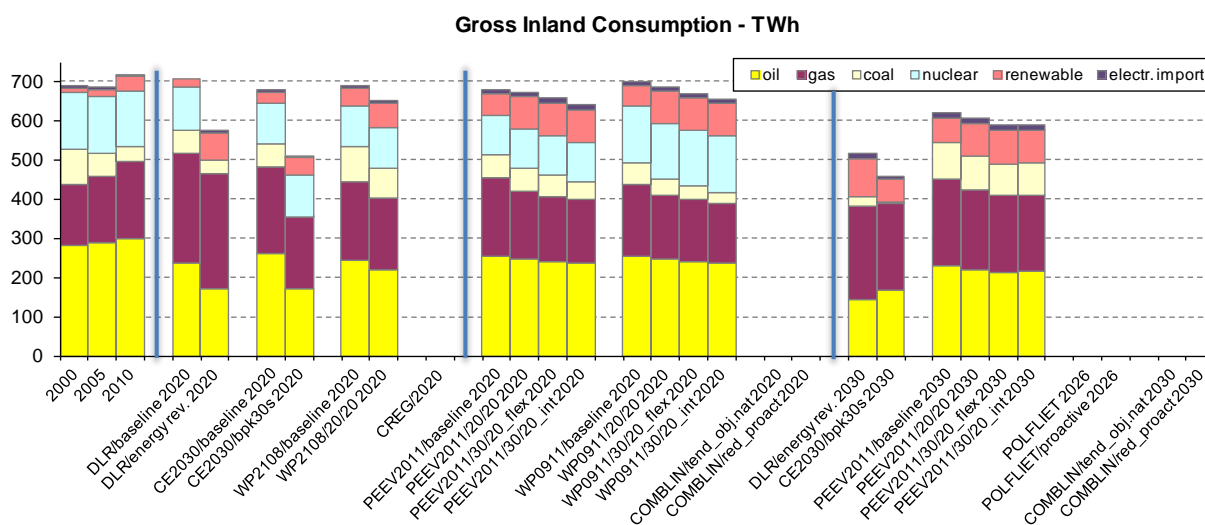
Les graphiques 2 à 6 commentés dans les prochaines sections illustrent les principaux résultats issus des différentes études. Les unités ont été éventuellement harmonisées et exprimées en TWh afin de faciliter leur comparaison. Les résultats sont présentés par groupe (délimité par des barres verticales) selon la séquence suivante, de gauche à droite: statistiques rétrospectives publiées par Eurostat pour les années 2000, 2005 et 2010, scénario de référence et scénarios alternatifs présentés par étude à l'horizon 2020 puis, le cas échéant, à l'horizon (2026) 2030. Une distinction complémentaire est apportée par la barre verticale tracée entre les résultats en 2020 pour les analyses reposant sur des hypothèses formulées avant et après crise, ceci afin de faciliter visuellement la compréhension de la comparaison.

3.2. Evolution de la consommation intérieure brute

La consommation intérieure brute (*Gross Inland Consumption*) d'énergie représente la consommation totale d'énergie (y compris à usages non énergétiques) dont la couverture est assurée par la production domestique et les importations (nettes). Après avoir connu une croissance soutenue entre 1990 et 2000 de 567 à 689 TWh (49 à 59 Mtep), la consommation énergétique s'est stabilisée. Au cours des périodes de projection 2005-2020/2030, sa composition mais aussi son évolution se différencient en fonction notamment du scénario de production d'électricité envisagé:

- en effet, l'évolution future de la consommation intérieure brute d'énergie doit être interprétée avec prudence, surtout en fin de période de projection lorsque les différences entre hypothèses en matière de filière électrique se concrétisent le plus. Ainsi, la tendance baissière observée dans le temps dans le PEEV 2011 (baseline en 2020) n'est pas uniquement imputable à une amélioration générale de l'efficacité énergétique (tant au niveau de la demande finale énergétique qu'à celui de la transformation d'énergie). Elle résulte aussi de l'application d'une convention statistique utilisée pour calculer la production de chaleur d'origine nucléaire en vertu de laquelle on attribue un rendement de 33% aux centrales nucléaires pour déterminer les besoins d'énergie primaire correspondant à l'électricité qu'elles génèrent. En cas de démantèlement nucléaire, leur remplacement progressif par des centrales thermiques (rendement de 45 à 58% dans les filières charbon/gaz) et/ou par des unités de production à partir d'énergies renouvelables pour certaines affichant des rendements supérieurs à 33%, se traduit par une consommation relativement moins élevée (moins de pertes de transformation). Cette réduction de la consommation intérieure brute est moindre à l'horizon 2020 dans le WP 09-11 où le démantèlement a lieu au-delà de la période de projection 2005-2020 considérée;
- quant à la répartition par forme d'énergie, elle est directement influencée par les hypothèses spécifiques à chaque scénario (au niveau du moratoire nucléaire notamment), par l'évolution des prix relatifs des combustibles et par les valeurs du carbone et des énergies renouvelables qui traduisent les contraintes plus ou moins serrées posées en termes d'objectifs environnementaux et de filière RES, et cela pour l'ensemble du système énergétique (et non seulement pour la production d'électricité).

Graphique 2: Comparaison des études et scénarios - évolution de la consommation intérieure brute (volume et répartition par forme d'énergie)



Sources: Eurostat, BFP (2008), BFP (2011a), BFP (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) et calculs propres.

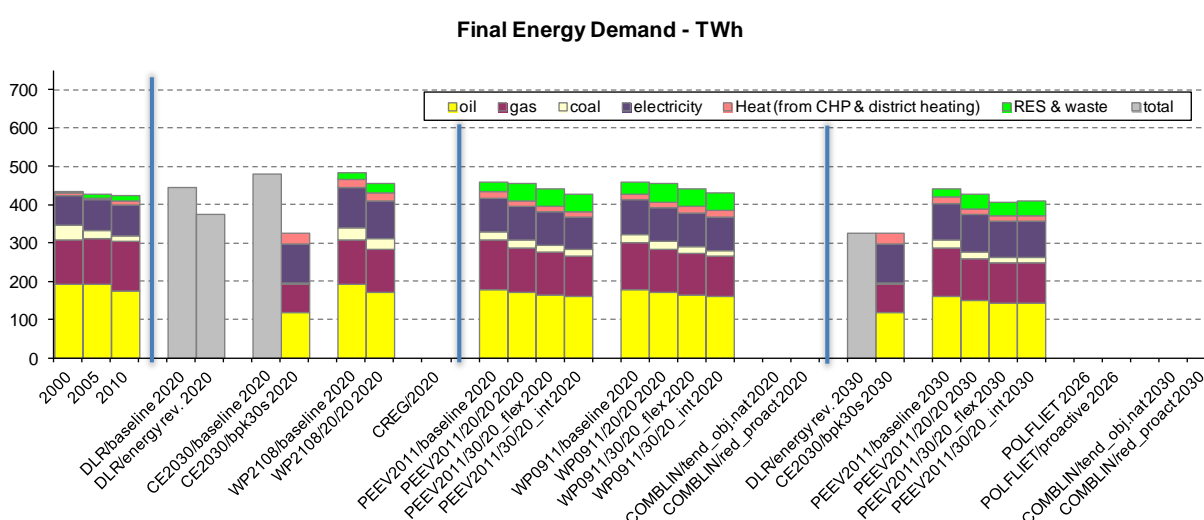
Les projections des scénarios *baseline* à l'horizon 2020 avoisinent les 650 TWh, la fourchette inférieure (PEEV 2011) résultant notamment de l'effet de niveau lié au moratoire nucléaire (trois premières unités nucléaires arrêtées). Pour les scénarios alternatifs impliquant des réductions plus drastiques des émissions de GES/CO₂ et des engagements renforcés en matière d'énergies RES, les besoins en équivalent énergies primaires diminuent, avec une réduction beaucoup plus importante dans le scénario CE2030/bpk30s2020. Cette différence est imputable au fait que dans cet exercice, le système énergétique belge évolue dans un système fermé, alors que dans les autres études, il évolue de façon intégrée dans l'environnement européen. De surcroît, ce scénario est soumis au plus de contraintes: moratoire nucléaire, pas de CCS, importations d'électricité fixes et réduction des émissions de CO₂ de 30% sans mécanismes de flexibilité. La variante développée par DLR s'en approche le plus. A l'horizon 2030, les hypothèses d'équilibrage dans un système fermé (CE2030) par rapport à un système énergétique qui dispose d'une certaine flexibilité (PEEV 2011) obligent un effort plus important en matière d'efficacité énergétique. Néanmoins, même dans un système ouvert, la voie de l'efficacité énergétique et de la réduction de la consommation primaire demeure indispensable pour répondre aux objectifs de réduction des émissions de GES/CO₂ et de RES. Elle est encore accentuée lorsque ces objectifs sont renforcés et ce, même si les prix de l'énergie sont plus élevés et si davantage de politiques et mesures spécifiques sont supposées être mises en œuvre pour rencontrer ces objectifs.

En termes de répartition, le pétrole (combustible de prédilection pour le transport) reste dominant tout en diminuant légèrement en absolu. L'option choisie pour la production d'électricité est déterminante pour l'évolution de la consommation tant de gaz naturel que de charbon qui évolue peu tant que les unités nucléaires restent en activité, et par contre augmente (à des rythmes différenciés selon les prix relatifs) avec les mises à l'arrêt successives des unités nucléaires. Les estimations de consommation intérieure brute d'énergies renouvelables sont marquées pour ce qui concerne les études plus anciennes CE2030 et DLR par des projections *baseline* en 2020 inférieures aux autres projections (respectivement 27 et 20 TWh) alors que ces niveaux sont dépassés en 2010 (2,55 Mtep = 29 TWh). Elles progressent dans tous les cas, surtout au cours de la période 2005-2020 (croissance annuelle moyenne de 2 - 2,1% l'an). Au-delà de 2020, il n'y a pas d'objectif défini et quand projeté, le développement des RES se poursuit sur la lancée des politiques adoptées antérieurement.

3.3. Evolution de la demande finale d'énergie

La demande finale d'énergie (*Final Energy Demand*) représente la demande finale des différentes formes d'énergie par les différents consommateurs finals. Sont exclues les pertes liées à la transformation d'énergie primaire en énergie finale (pertes de transformation sur la production d'électricité notamment) et les pertes liées au transport d'énergie, pour ne laisser subsister que les quantités d'énergie disponibles pour les consommateurs finals. Dans les projections les plus récentes, la demande finale totale progresse d'abord modestement à l'horizon 2020 (≈ 455 TWh) et puis baisse à l'horizon 2030 à 440 TWh, en deçà du niveau de 2005. Les études autres que celles du Bureau fédéral du Plan n'ayant considéré que le système électrique, les commentaires ci-après se rapportent uniquement aux analyses du Bureau fédéral du Plan.

Graphique 3: Comparaison des études et scénarios - évolution de la demande final d'énergie (volume et répartition par forme d'énergie)



Sources: Eurostat, BFP (2008), BFP (2011a), BFP (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) et calculs propres.

La répartition par combustible combine, d'une part, une réduction de la consommation à usage final de produits pétroliers et de charbon et, d'autre part, une augmentation de la demande d'électricité, de gaz naturel et des RES (biomasse) et déchets.

La demande de produits pétroliers diminue sur l'ensemble de la période de projection avec un recul concomitant de sa part relative dans la demande finale d'énergie de 43% en 2005 à 39% en 2020 et 36% en 2030. Plusieurs effets se combinent: amélioration de l'efficacité du transport individuel et utilisation accrue de biocarburant sous l'impulsion des règlements CO₂, croissance moindre de l'activité de transport reflétant la moindre croissance économique et réduction de la consommation à usage de chauffage domestique.

La demande finale de combustibles solides baisse de 15% et passe de 24 TWh en 2005 à 20 TWh en 2030. Ils ne représentent dès lors plus que 4% de la demande finale énergétique. Cette baisse est principalement imputable à la sidérurgie (baisse de la production des hauts fourneaux en raison d'une baisse d'activité et utilisation croissante de fours électriques) et dans une moindre mesure aux ménages (moins usage de charbon pour le chauffage).

Le gaz naturel renforce son taux de pénétration dans la demande finale, son usage pour le chauffage étant encouragé, le gaz étant le combustible fossile le moins émetteur de CO₂.

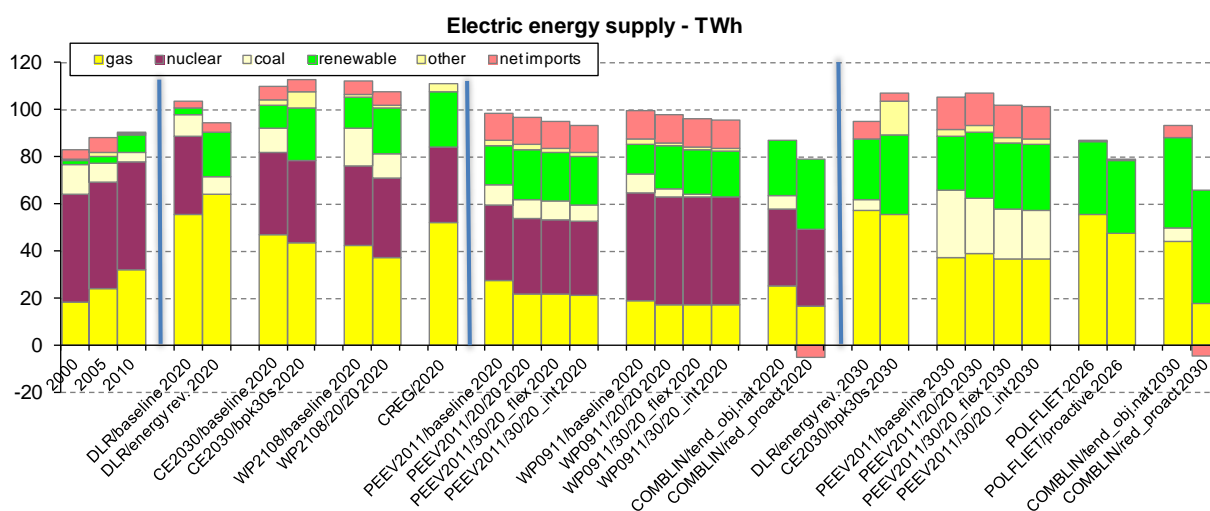
La consommation d'électricité se renforce avec l'apparition d'usages spécifiques (notamment les pompes à chaleur) et une électrification croissante des usages résultant de l'application de la directive sur l'efficacité énergétique et les services énergétiques, et de manière plus générale, de l'application du paquet Climat-Énergie ("verdissement" des usages par l'intermédiaire de l'électricité "verte").

Par construction, les scénarios 20/20 tiennent compte de la mise en œuvre de la directive RES et donc de l'objectif belge de 13% de RES dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 (avec la possibilité de recourir aux mécanismes de coopération). Il résulte que la part des RES s'élève à 12,7% en 2020 (+0,3% "réalisés" via les mécanismes de coopération). Le développement des RES n'est pas uniforme entre les usages: à cet horizon, l'électricité verte (RES-E) représente 35% du total RES contre 47% pour les RES-H et 18% pour le RES-T. En termes de consommation finale pour chaque usage, les filières vertes représentent respectivement en 2020 et 2030, 21 à 25% pour l'électricité, 11% pour le chauffage et refroidissement, et 11 à 13% pour le transport.

3.4. Structure de l'approvisionnement en électricité (production et importations nettes d'électricité)

La structure de l'approvisionnement en électricité est illustrée dans le Graphique 4.

Graphique 4: Comparaison des études et scénarios - approvisionnement en électricité et production par forme d'énergie



Sources: Eurostat, BFP (2008), BFP (2011a), BFP (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) et calculs propres.

Les projections les plus récentes (WP 09-11 et PEEV 2011) tablent sur un approvisionnement en électricité légèrement inférieur à 100 TWh en 2020, en baisse par rapport aux prévisions antérieures reflétant en cela la prise en compte des dernières mesures d'efficacité énergétique, des hypothèses de croissance économique moindre et de prix des combustibles plus élevés (et aussi par le prix du CO₂ dans le secteur ETS qui a un impact sur le prix de l'électricité). Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de la demande d'électricité (ou énergie appelée ¹¹) de 0,8%/an et qui se maintient à 0,7%/an sur la période 2005-2030 couverte dans le PEEV 2011, soit un peu plus de 105 TWh à l'horizon 2030. Dans tous les cas, l'électrification de la demande finale se confirme avec une part de l'électricité dans la consommation finale de plus en plus importante, atteignant 22% en 2030 (voir graphique 3).

L'électrification des usages énergétiques ne se vérifie pas dans les scénarios de réduction de consommation des études de P. Comblin (scénario "réduction") et A. Polfliet (proactive scenario), avec dans ces cas un niveau de la demande d'électricité quelque 20% inférieur aux autres projections en 2030.

A l'inverse, l'analyse de la CREG à l'horizon 2020 a pris pour point de départ une évolution de la demande d'électricité calquée sur la variante haute du "Plan de développement fédéral 2010-2020" préparé par Elia dans sa version soumise à consultation publique de septembre 2010. Cet exercice reposait sur l'"Étude Prospective Électricité 2008-2017" élaborée par la DG Énergie et le Bureau fédéral du Plan sur la base d'hypothèses formulées avant crise. Dans sa version définitive de septembre 2011, le "Plan de développement fédéral 2010-2020" a retenu la projection plus récente du Bureau fédéral du Plan qui tient notamment compte de la crise et une évolution de la demande davantage dans la ligne des autres scénarios (demande électrique en 2020 revue de 104 TWh à 99 TWh). Cet élément n'est pas répercuté dans l'analyse de la CREG publiée en juin 2011.

Des importations d'électricité sont envisagées dans les différents scénarios du Bureau fédéral du Plan. Le niveau de ces importations en électricité est identique entre scénarios et tient compte des capacités d'interconnexions et des stratégies communiquées par les gouvernements et/ou les gestionnaires de réseaux de transport des pays limitrophes. Dans les projections plus récentes, ces importations sont multipliées par deux par rapport à l'année de référence 2005 pour augmenter de 6,3 TWh en 2005 à respectivement 12 et 14 TWh en 2020 et 2030. Cette augmentation s'inscrit dans la perspective d'un développement de centrales "CCS ready" aux Pays-Bas à proximité des ports avec pour objectif d'exporter de l'électricité. La prise en compte des importations réduit d'autant le niveau de la production d'électricité en Belgique.

Il est à noter que dans le scénario "réduction - pro-actif" de D. Comblin, une réduction forte de la demande combinée à une pénétration conséquente des renouvelables et de la cogénération à partir de gaz permet certaines années de dégager un solde exportateur net.

La comparaison à l'horizon 2020 des scénarios *baseline* présentés dans les deux dernières publications du Bureau fédéral du Plan (WP 09-11 et PEEV 2011) au niveau du mix énergétique pour la production d'électricité permet de distinguer l'incidence de la décision de confirmer la loi de 2003 (PEEV 2011) ou d'en reporter ses effets de 10 ans pour les trois plus anciennes unités (WP 09-11). C'est cette hypothèse qui constitue la principale distinction entre les deux exercices au niveau de la production d'électricité.

¹¹ Énergie appelée = production nette + importations nettes = consommation nette d'électricité + pertes de réseaux.

La portée de la décision de politique énergétique en matière d'électricité nucléaire exercera un impact sur le recours plus ou moins soutenu aux combustibles fossiles (gaz et solides), ces derniers étant à considérer comme des combustibles de "bouclage". En effet:

- le secteur de la production d'électricité est soumis à l'ETS, mais avec des prix du carbone déterminés au niveau européen, prix que la décision belge en matière de nucléaire ne peut que faiblement influencer (Bureau fédéral du Plan, 2007). L'impact en termes de coût (via le prix du carbone) sur le mix électrique est limité et s'exerce plutôt comme la conséquence de mesures réglementaires passées;
- eu égard à son faible coût unitaire, le recours au nucléaire devrait se maintenir au maximum dans les limites des contraintes légales et réglementaires en cours. Celles-ci ne sont toujours pas définies précisément, la décision d'octobre 2009 n'ayant pas été transcrite en texte légal avant la démission du gouvernement du printemps 2010. L'application de la loi de 2003 exercera une contrainte sur la capacité et production nucléaire dès 2015. La décision gouvernementale d'octobre 2009 aurait permis de la relâcher à l'horizon de cette étude, tout en reportant son impact de façon plus prononcée à l'horizon 2025;
- le développement des RES dans la production d'électricité est principalement suscité par les objectifs de l'UE en la matière auxquels la Belgique doit se conformer. Le potentiel (limité sur le territoire) en est exploité au maximum. Comme développé dans la section 3.5, l'appréciation de ce potentiel reste délicate compte tenu du caractère généralement intermittent et "must run" de ces ressources. Les RES-E requièrent la disponibilité soit de centrales de backup, soit de stockage massif, soit des mesures drastiques de contrôle de la demande, ou une combinaison des trois. L'insuffisance de ces disponibilités limite la mise en œuvre de ces potentiels;
- le recours aux combustibles fossiles que sont le gaz et le charbon se fera en fonction des coûts relatifs des deux filières (coût du carbone combiné au niveau d'émission par filière, coûts respectifs des combustibles et de développement technologique de la filière CCS). A cet égard, les études du Bureau fédéral du Plan susmentionnées tiennent compte de considérations technico-économiques et seules des mesures de politique économique, climatique et environnementale adoptées jusqu'en avril 2009 ont été incorporées. Par contre elles ne tiennent pas compte d'éventuelles oppositions au déploiement d'unités au charbon. Or cette opposition surtout avérée au niveau des autorités locales et aussi régionales, constitue une réalité qui ne peut être minimisée, car elle limite de facto le nombre d'alternatives disponibles.

Le recours au gaz naturel est le plus affecté par la révision et/ou les nouvelles hypothèses posées, conformément à son rôle de combustible de bouclage pour la production d'électricité. Alors que dans les exercices antérieurs, le gaz naturel était le combustible le plus sollicité en dehors du nucléaire, le renforcement des contraintes environnementales et RES dans le cadre des scénarios 20/20 et 30/20 plus récents ramène son importance relative à un niveau similaire à celui des renouvelables en 2020. A cet horizon, l'électricité produite à partir de gaz naturel régresse sous la combinaison de différents facteurs:

- la hausse du prix des combustibles, la révision à la baisse de la croissance économique et la prise en compte des mesures d'efficacité affectent à la baisse la demande d'électricité;
- le recours accru aux importations d'électricité (donnée exogène);
- le maintien ou non de la production d'électricité d'origine nucléaire;
- la possibilité d'exploiter dans des conditions économiques des centrales au charbon (influence des objectifs de réduction des GES et de prix du carbone dans l'optimisation du système énergétique en modifiant l'ordre d'appel des unités thermiques).

Toutefois, à l'horizon 2030 cette attribution de combustible de bouclage (ré)apparaît nettement aux côtés du charbon qui concurrence le gaz pour ce rôle en fonction de l'évolution de leurs prix relatifs et des prix du carbone. Avec un potentiel en énergies renouvelables largement exploité et sans nucléaire, il ne subsiste guère que le recours aux combustibles fossiles (et à l'efficacité).

Ce constat concernant un rôle moindre du gaz naturel dans le mix électrique à l'horizon 2020 n'est pas partagé de prime abord dans l'analyse de la CREG. Cela tient de l'approche "*bottom-up*" utilisée par la CREG. Des estimations (exogènes) de la demande, sont déduites les perspectives d'évolution de la capacité en matière de RES et de cogénération, ainsi que les capacités des unités mises hors services (notamment celles des unités nucléaires comme prévue par la loi de 2003). Dès lors le bouclage des besoins en capacité de production (centralisée) se fait par la prise en compte des mises en service programmées et des unités complémentaires à prévoir qui recourent toutes au gaz. De fait la part du gaz naturel augmente sensiblement à côté d'une multiplication par deux de la production d'électricité RES à un niveau similaire (et qui s'inscrit dans le NREAP) aux projections des autres études. Il n'est pas exclu que la part du gaz dans le mix de production électrique soit réduit si on prend en compte un niveau de demande d'électricité moins élevé.

L'incidence des scénarios d'évolution sur la demande de gaz pour la production d'électricité n'est pas anodine, tant en termes de différence de niveau à l'horizon 2020 que d'évolution entre 2005 et 2020 (diminution ou stagnation des besoins en 2020): de 4,6 Mtep/an en 2005 (rendement observé de 45% pour les unités au gaz), la demande de gaz évoluerait entre une fourchette de 3,5 à 4,8 Mtep/an en 2020 (avec un rendement du parc de centrales au gaz de 50%) dans les scénarios *baseline*. Avec la sortie complète du nucléaire, la demande de gaz se renforce encore à 5,9 Mtep/an en 2030 (avec un rendement de 55%). Ces effets de "second tour" ont des répercussions tant en termes d'infrastructures de production électrique qu'en termes d'infrastructures gazières et d'approvisionnement gazier. De même, l'adoption du paquet Climat-Énergie et son renforcement éventuel (scénarios 20/20 et 30/20) ont d'abord pour effet de tempérer à l'horizon 2020 la demande de gaz à quelque 3-3,7 Mtep/an pour y recourir de façon plus conséquente à l'horizon 2030 (6,1 Mtep/an), dans des scénarios où l'option du charbon reste ouverte. Dans la réalité sociétale, l'option du charbon n'a pas la cote et pourrait laisser reposer le bouclage de la production d'électricité exclusivement sur le gaz: si on fait l'hypothèse supplémentaire d'un non recours à des unités au charbon, l'impact en terme de demande de gaz supplémentaire pour assurer une production équivalente évolue entre 3,7 et 4,6 Mtep/an supplémentaires en 2030 selon le scénario du PEEV 2011. Hormis la demande accrue en combustible, les fluctuations de la demande de gaz sont amplifiées, ce qui se répercute également sur le dimensionnement (et le fonctionnement) du réseau gazier, en ce y compris le stockage.

Les évolutions décrites ci-dessus nécessitent des investissements pour adapter la structure du parc de production électrique, tant pour faire face à la hausse attendue de la demande d'électricité (+0,7% par an en moyenne entre 2005 et 2030) que pour assurer le remplacement des unités obsolètes et/ou à démanteler. D'après le Bureau fédéral du Plan, dans le scénario de prolongement des unités nucléaires (WP 09-11), les investissements requis entre 2006 et 2020 ont été estimés à 9 milliards d'EUR₂₀₀₅. En cas de sortie du nucléaire, selon les estimations, il y aurait lieu de développer chaque année jusqu'en 2030 une capacité supplémentaire de 840 MW en moyenne pour compenser les fermetures de centrales programmées et satisfaire la demande électrique croissante. Une accélération est à prévoir pour aborder la période 2020-2025 pendant laquelle un potentiel de capacité de production de 4000 MW nucléaires disparaît. En termes monétaires, cela représente quelque 20 milliards d'EUR₂₀₀₅ d'ici à 2030, dont 7 milliards à injecter avant 2020 et 13 milliards entre 2020 et 2030. Hormis ces investissements en

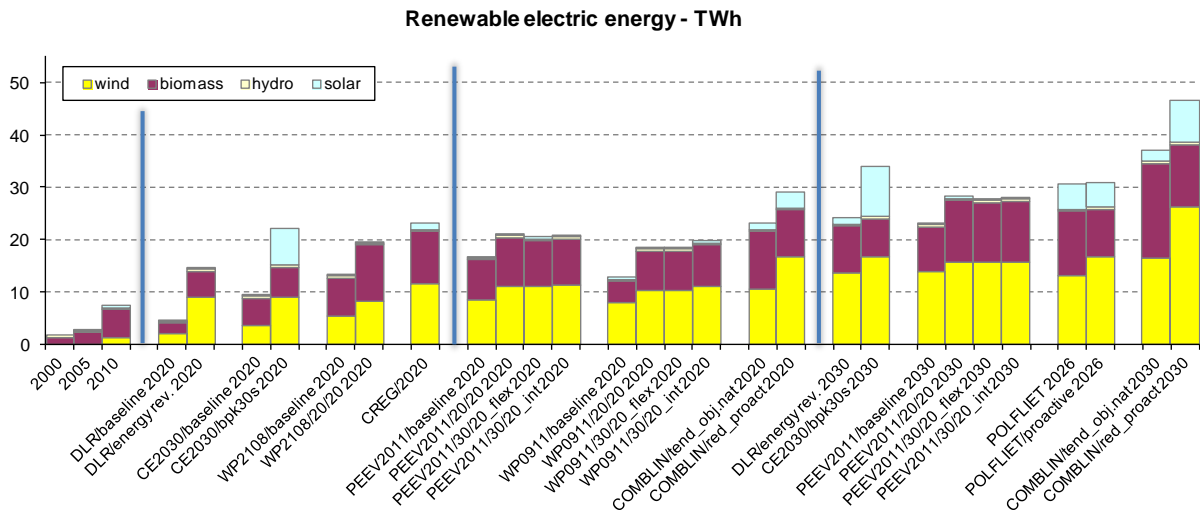
capacités de production, il ne faut pas négliger l'importance des investissements en infrastructure de transport, surtout lorsque l'implantation des nouvelles unités est dictée par des considérations de localisation optimale et non de proximité vis-à-vis des centres de consommation comme cela peut être le cas pour certaines filières de RES-E.

En conclusion, l'impact le plus visible au niveau du mix électrique de la décision quant au maintien ou non des centrales nucléaires concerne le *switch* en termes de parts relatives entre gaz et RES, le développement "imposé" des RES se faisant au détriment du gaz naturel. Les unités au charbon et pétrole et les unités nucléaires maintiennent leur part relative dans une logique d'optimisation économique dans la mise en œuvre du parc électrique (ordre d'appel ou *merit order* par coût croissant): unités au charbon moins pénalisées par le prix du combustible charbon (mais posant actuellement des problèmes d'acceptabilité sociétale), centrales au *jetfuel* utilisées pour la pointe, centrales nucléaires économiquement intéressantes et couplage prioritaire des unités RES.

3.5. Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (RES-E) est détaillée dans le graphique suivant. Les premières projections formulées dans GEMIX 1 étaient plutôt conservatrices (17 TWh en 2020) et sont revues en légère hausse lors des exercices plus récents, à quelque 21 TWh en 2020 pour atteindre quelque 28 TWh en 2030.

Graphique 5: Comparaison des études et scénarios - production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (quantité et répartition par catégorie)



Sources: Eurostat, BFP (2008), BFP (2011a), BFP (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) et calculs propres.

Comme déjà souligné dans le précédent rapport, le maintien du nucléaire n'a guère d'influence sur la part d'électricité renouvelable. De fait, l'application de la directive RES fait que le développement de la production d'électricité à partir de RES se fait en grande partie indépendamment du mix primaire en énergies fossiles et nucléaire.

Pour l'appréciation des contributions des différentes filières, il est utile de se rappeler la base utilisée par le Professeur De Ruyck pour estimer les potentiels en énergies renouvelables pour la production d'électricité au sein des commissions Ampère et CE2030.

L'estimation la plus difficile concerne la biomasse, étant une matière première qui, du moins dans tous les scénarios considérés, doit en majeure partie être importée. Les limites sont donc d'ordre éthique dans ce sens que nous n'avons pas le "droit" de nous approprier une part disproportionnée dans le marché de la biomasse. Cela étant dit, la réalité à moyen terme pour la biomasse sera entièrement dépendante de la mesure dans laquelle des investissements se feront dans de telles centrales, et de la façon dont les pouvoirs publics encourageront, soit décourageront, l'utilisation massive de la biomasse pour la production d'électricité (en ne parlant pas de son utilisation à d'autres fins comme le chauffage). Les projections actuelles en biomasse sont légèrement plus basses. Là où dans GEMIX 1, les scénarios tablaient sur une production en 2020 de 8-11 TWh d'électricité à partir de biomasse, les études plus récentes plafonnent à 8 TWh en 2020 et 11 TWh en 2030. Cette dernière estimation semble ambitieuse et se fera en toute vraisemblance par le biais d'importations massives de biomasse.

Les productions d'origine éolienne avoisinent quelque 10,4 TWh en 2020 et 16,5 TWh en 2030. La projection COMBLIN/red_proact 2030 basée sur l'étude REPAP d'Edora porte la production éolienne jusqu'à 26,2 TWh en 2030 et se démarque sensiblement. Pour ce qui concerne l'éolien offshore, l'ouverture de nouvelles concessions et des mises en service accélérées (y compris leur raccordement) sont autant de marges qui pourront être éventuellement dégagées. Ces objectifs en matière d'énergie éolienne sont atteignables moyennant une approche volontaire forte et le soutien des autorités.

La production photovoltaïque est limitée, si ce n'est dans le cadre du scénario CE2030 qui évolue dans un système énergétique fermé et "obligé" d'exploiter toutes les opportunités à un coût très élevé. L'extrapolation des objectifs de l'industrie des énergies renouvelables Edora à l'horizon 2030 paraît particulièrement ambitieuse dans le scénario Comblin (7,9 TWh en 2030). Notons que le développement plus important que projeté du solaire photovoltaïque des dernières années a permis d'atteindre dès 2010 un niveau de capacités et de production supérieur aux estimations les plus optimistes à l'horizon 2020. Toutefois, l'impact sur le bilan énergétique de la Belgique est marginal en termes de production et conserver cette croissance requiert le maintien d'une politique de soutien. Une production de l'ordre de quelques TWh devrait constituer le but à atteindre à l'horizon 2020.

De fait, le développement des RES-E photovoltaïque et éolienne va de pair avec les réflexions à développer en matière de stockage de l'électricité en raison de l'inadéquation des profils de production *must run* de ces filières par rapport aux courbes de charge. En effet, le caractère aléatoire de ces ressources joue un rôle croissant et même de plus en plus déterminant dans les "potentiels". Il est clair que les surfaces disponibles pour le solaire, voire l'éolien (grâce à l'offshore) ne sont pas (ou plus) les vrais facteurs limitatifs. Hormis l'aspect purement économique (surtout les subsides en solaire et le financement de l'offshore), l'impact du solaire et surtout de l'éolien sur le contrôle du réseau devient de plus en plus important, à tel point qu'aujourd'hui des centrales à gaz se mettent hors du marché à cause du nombre décroissant des heures de fonctionnement.

Aussi, comme déjà souligné dans les diverses commissions, l'aspect du stockage combiné avec un contrôle sévère de la demande jouent un rôle de plus en plus important, voire un rôle déterminant dans un avenir assez proche. Des "plafonds" avaient ainsi été introduits déjà dans le rapport Ampère, considérant qu'il devient très difficile de mettre en œuvre une capacité solaire excédant la capacité existante, et pareillement pour l'éolien (respectivement 10000 MW pour chaque filière). En tenant compte des heures équivalentes de fonctionnement de quelques 870 heures par an pour le solaire photovoltaïque et de quelques 2200 heures pour l'éolien onshore et 3500 heures pour l'éolien offshore, ces plafonds se situent à respectivement quelques 10% et 33% de la production totale, indépendamment de la

croissance/décroissance de la demande. Ceci en ne considérant pas les heures de vents forts combinés avec un ensoleillement fort pendant lesquelles la surcapacité de production peut atteindre deux fois la demande.

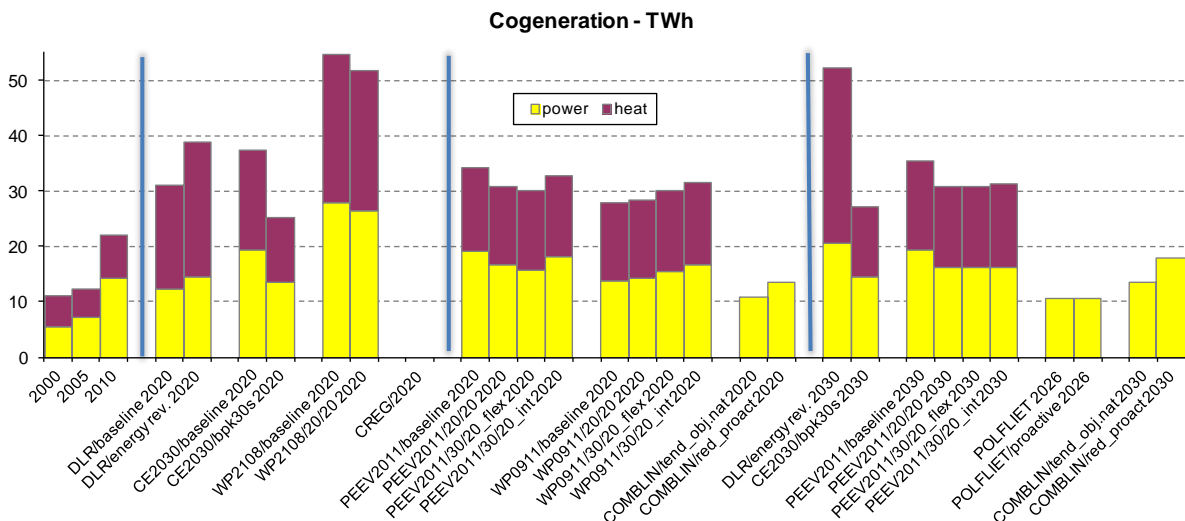
En conséquence, sauf forts développement en matière de stockage et de contrôle de la demande, et en assumant une production de l'ordre de 100 TWh, les plafonds sont de l'ordre de 10 TWh par an pour le solaire et de 33 TWh pour l'éolien. La mesure dans laquelle on peut s'approcher de ces plafonds dépendra de plus en plus de la façon dont on introduit cette production dans le réseau, toujours en admettant qu'il n'y a pas de solution pour un stockage massif (les batteries ne suffisant pas, et la production d'hydrogène ou de méthane étant extrêmement chers). Cette mesure ira également de pair avec la vitesse à laquelle les permis et les constructions (surtout des éoliennes) peuvent se faire.

L'ajustement vis-à-vis de GEMIX 1 doit être recadré dans cette perspective. Toute perspective reste incertaine et dépend fortement des politiques suivies en termes de permis, de subsides et de coûts acceptables !

3.6. Production d'électricité issue de centrales de cogénération

Pour les scénarios en matière de cogénération, les scénarios de D. Comblin ne concernent que la cogénération hors biomasse. Quant aux scénarios développés par le Bureau fédéral du Plan, la production de toutes les unités de cogénération est comptabilisée, même si ces unités ne sont pas de qualité et que l'électricité produite est répartie entre les catégories RES (pour la cogénération à partir de biomasse) et fossile (pour la cogénération à partir de gaz naturel). La production attendue en cogénération avoisine les 15 TWh en 2020 de production d'électricité. Il ne faut pas perdre de vue qu'en cogénération, c'est la demande de chaleur qui détermine la possibilité de produire de l'électricité.

Graphique 6: Comparaison des études et scénarios - cogénération



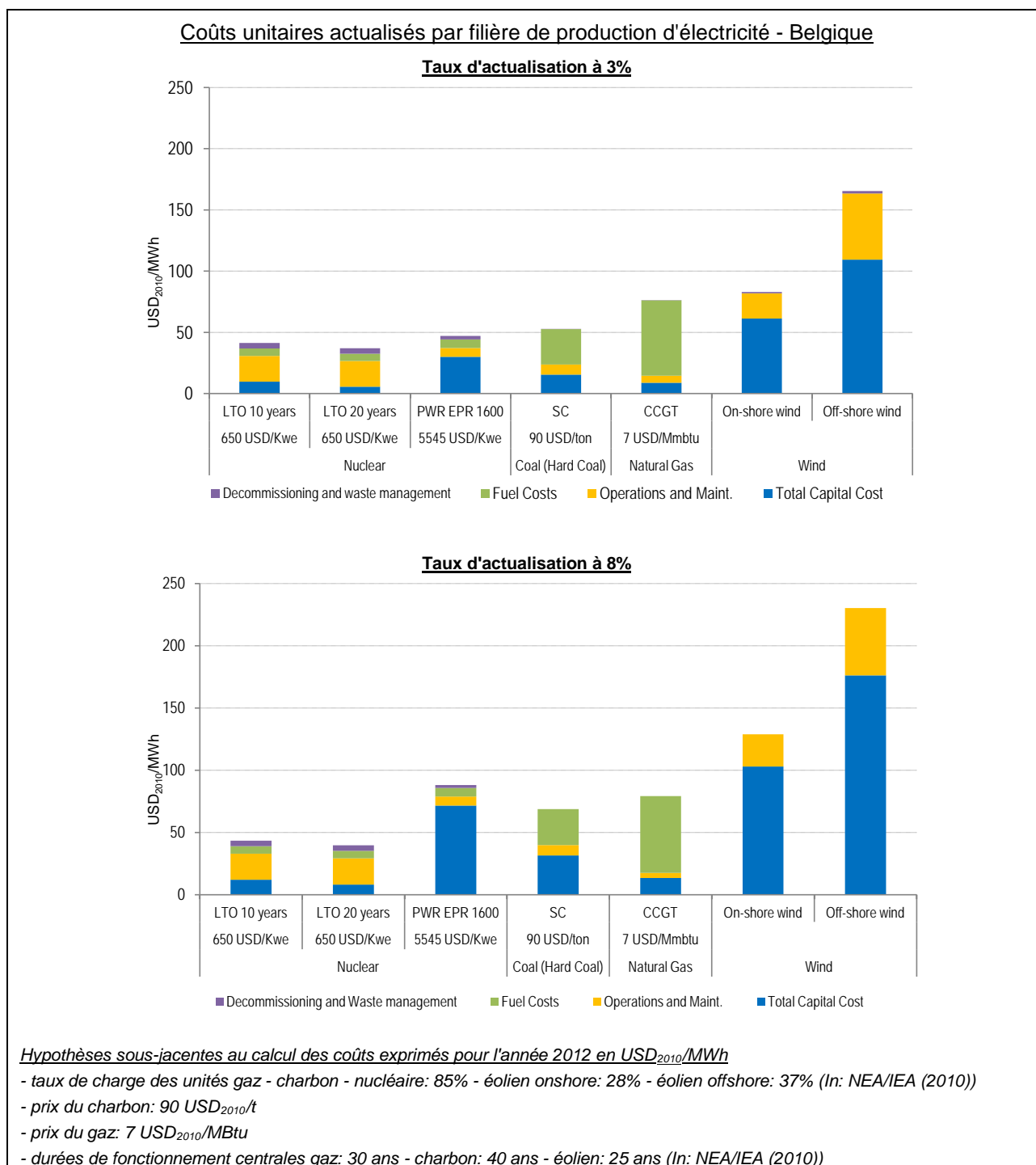
Sources: Eurostat, BFP (2008), BFP (2011a), BFP (2011b), Comblin D. (2011), DLR (2006), CREG (2011), Polfliet A. (2011) et calculs propres.

NB: pour les études de Comblin D. et Polfliet A., seules les valeurs de production d'électricité sont disponibles, et pour les études du Bureau fédéral du Plan, la production de chaleur reprise sur le graphique correspond à la demande finale de chaleur.

4. QUELQUES ÉLÉMENTS DE RÉFLEXION SUPPLÉMENTAIRES

4.1. Mise en perspective du coût de la filière nucléaire

L'encadré ci-dessous met en perspective les coûts unitaires actualisés pour l'installation de nouvelles unités de production par filière non nucléaire par rapport aux coûts supportés pour des unités nucléaires, tant nouvelle qu'existante (mais soumise à cure de jouvence dont les coûts sont amortis sur 10/20 ans).



Source: NEA/IEA (publié courant 2012), "The economics of long-term operation of nuclear power plants".

Au sein du coût de production du parc nucléaire belge de 21,7 à 22,4 EUR₂₀₀₇/MWh avancé dans l'étude de la Banque nationale sur "La rente de rareté nucléaire belge" (2011), l'amortissement des coûts d'investissements a été évalué à 0,4 - 1,1 EUR₂₀₀₇/MWh. L'exploitation prolongée de dix ans des trois

unités nucléaires plus anciennes implique des investissements de jouvence ainsi que quelques aménagements pour mise en conformité aux stress tests dont les coûts sont estimés à 900 millions d'EUR₂₀₁₀ pour 1828 MW de capacité. En termes de coût d'amortissement unitaire actualisé sur une période de 10 ans (un minimum), cela représente un montant de 7,4 - 9 EUR₂₀₁₀/MWh pour un taux d'actualisation de respectivement 3 et 8%. Par rapport à l'estimation basse des coûts de production unitaire du parc nucléaire belge (24,2 EUR₂₀₁₀/MWh), cela représente un renchérissement de +30 à +37% du coût pour les unités upgradées, à 31,6 - 33,1 EUR₂₀₁₀/MWh hors marge équitable. En termes de niveaux toutefois, le coût des amortissements de ces investissements de jouvence est bien moindre que celui encouru sur une éventuelle nouvelle unité nucléaire de capacité similaire (EPR de 1600 MW) comme il ressort du graphique ci-dessus. Il en va de même par comparaison aux autres filières, le coût total unitaire des unités nucléaires "upgradées" étant le plus compétitif par rapport aux coûts des autres filières.

Toutefois, en cas de prolongation décennale d'une ou plusieurs unités nucléaires, il y a lieu de tenir compte du renchérissement du coût de production unitaire lors de l'établissement de la rente nucléaire et de la taxe qui en découle de manière à ce que la filière upgradée reste compétitive par rapport aux autres filières.

4.2. De l'utilité d'un marché des capacités

Hormis la relève des capacités nucléaires déclassées et fonctionnant en base, la structure du parc de production devra assimiler la part croissante de production assurées à partir de RES-E intermittentes et *must run*. L'intégration de ces RES-E nécessite des unités de backup flexibles et capables de produire en mode *stand-by*. Plusieurs filières sont à même de couvrir (l'éventail de) ces modes de fonctionnement avec des taux de charge très étendus et si nécessaires, des montées en puissance rapides: depuis un fonctionnement en base avec rémunération assurée jusqu'à un fonctionnement en backup d'unités RES-E qui disposent d'une priorité d'accès au réseau. Dans ce cas, le taux d'utilisation de ces centrales fonctionnant en backup s'en trouve affecté et partant leur rémunération. Il faut aussi mentionner les pertes de rendement conséquentes qui se manifestent lorsque ces unités ne produisent pas à un taux optimal (avec un taux de charge inférieur à 50%, le rendement d'une centrale TGV chute à 35% par rapport à son rendement "attendu" de 55% et pour une centrale au charbon, la réduction est de l'ordre de 10 points de pourcent - Eurelectric 2011b) avec le cas échéant, élévation concomitante des émissions de GES par kWh produit et des volumes de combustibles fossiles (à importer) à production d'électricité identique. Ces modes de fonctionnement moins stables que par le passé ne sont pas non plus sans conséquence sur l'usure de certaines pièces et sur les coûts de maintenance. La variabilité accrue des taux de charge affecte différemment les unités appelées à intervenir: en termes de rendement économique, des taux de charge réduits affectent davantage les filières intensives en capital jusqu'à ne pas permettre d'en récupérer leurs coûts fixes plus élevés; la même remarque vaut pour les installations récentes et/ou en projet par rapport à des unités anciennes amorties. De manière générale, la relation entre le taux de charge des unités thermiques et le coût unitaire de production n'est pas linéaire, mais décroissant. Dans un contexte d'incertitude opérationnelle accrue, il est loin d'être acquis que les capacités supplémentaires requises ne se concrétisent avec une marge suffisante pour répondre à l'amplitude plus importante des taux de charge.

Ainsi, force est de constater que ces dernières années des prix négatifs ont été observés à différents endroits du marché européen et ont été provoqués par la conjonction de plusieurs éléments: l'intégration plus rapide que prévu d'unités *must run*, un manque d'interconnectivité (physique et contractuelle) entre marchés et l'insuffisance de possibilités de stockage. Des améliorations sont envisageables au niveau du fonctionnement des marchés afin de pallier ces effets: augmenter la réactivité de la demande par rapport

au prix ce qui écrêterait les besoins en pointe et en backup; augmenter les capacités de transmission entre zones de marché afin de mieux compenser les surplus et déficits de production; développer et intégrer des marchés infra-journaliers au plus proche de l'instant de livraison ce qui permet de monétiser (et incite) l'installation d'unités contribuant à la flexibilité du système; étendre la "disponibilité" de capacités flexibles et/ou de réserve au-delà des frontières par la création de marchés d'équilibrage intégrés au niveau régional; promouvoir une participation des producteurs de RES-E à pied d'égalité avec les opérateurs d'autres filières dans le fonctionnement du marché (responsabilisation par rapport aux interventions requises en raison du caractère intermittent et *must run* de ces unités). La mise en place de ces mesures en temps et en heure n'est pas acquise, ne fut-ce qu'en considérant les délais (longs) constatés dans l'octroi des autorisations pour le déploiement d'interconnexions ou la complexité des installations et équipements à mettre en place (à grande échelle) pour une gestion active de la demande.

Malgré ces améliorations préconisées, des mesures complémentaires pourraient s'avérer nécessaires pour inciter la mise en service des capacités nécessaires: la rémunération sur la seule base de l'énergie fournie (en EUR/MWh) a ses limites; une solution pourrait être apportée par une rémunération pour la capacité disponible (en EUR/MW/période de disponibilité) qui permettrait de financer les nouveaux investissements en capacités. En garantissant ainsi un flux minimum de revenus, une incertitude est levée ce qui contribue à réduire le coût de financement et incite à investir, avec pour conséquence, une meilleure adéquation de la capacité par rapport aux besoins et une moindre volatilité des prix.

Différents modes de rémunération sont envisageables: paiement d'un montant fixe pour la capacité disponible à tous les producteurs; paiement sur la base d'un appel d'offre pour les seules unités désignées pour intervenir en cas de déficit; paiement par l'entremise de certificats de capacité émis par les producteurs à la charge (obligatoire) des fournisseurs; paiement via enchère pour mise à disposition de capacités (existantes et à venir) pendant une période déterminée;... Ces marchés de capacités peuvent aussi répondre à d'autres finalités que celle évoquée ci-avant: (r)établissement d'une marge de capacité (comme déjà évoqué dans la recommandation (29) du précédent rapport GEMIX) de manière à faire assurer l'adéquation de capacité par l'ensemble des opérateurs, financement des capacités de pointe (problème de l'"argent manquant" pour couvrir les coûts complets des unités de pointe pour lesquels l'incertitude concernant le nombre d'heures de fonctionnement, l'occurrence et le niveau des prix est élevée); rémunération des unités traditionnelles appelées à compenser l'intermittence des unités RES-E.

L'enjeu pour ces marchés de capacités est de mettre en place un mécanisme de rémunération en lien avec les besoins en capacités et en flexibilité au moment de l'investissement et conforme à une approche de marché, tout est restant d'un coût raisonnable. Toutefois, la détermination d'un niveau de capacité considéré comme souhaitable comprend une part d'arbitraire qui peut affecter la formation et le niveau des prix. L'instauration d'une capacité suffisante au niveau de la production réduit d'autant l'incitation à agir sur la demande et tempère les (signaux de) prix pour le déploiement de solutions de stockage ou de nouvelles interconnexions. Dès lors, la conception et mise en place de marchés de capacités ne peut recourir à l'improvisation au risque de créer des distorsions de concurrence entre filières et/ou opérateurs, voire même des effets d'aubaine, et doit s'inscrire dans le contexte du marché intérieur européen de l'énergie. En effet, l'implantation de tels mécanismes ne peut faire abstraction du marché pertinent et ne peut se limiter au seul (petit) marché belge.

4.3. Stockage d'électricité et intégration de la production à partir des énergies renouvelables

Les systèmes électriques ont recours au stockage d'électricité pour assurer leur fiabilité et en augmenter la flexibilité afin d'obtenir une meilleure adéquation entre production et consommation d'électricité. L'importance de cette fonction se trouve renforcée avec le déploiement des filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables appelées à s'intégrer dans le système. En effet, le stockage (selon sa forme) intervient comme moyen d'équilibrage, comme moyen d'arbitrage, en "remplacement" de capacités de production et de transport et en support au maintien du voltage et de la qualité du courant.

Différentes techniques de stockage existent avec leurs caractéristiques particulières qui les dédient plus spécifiquement (et efficacement) à l'une ou l'autre application dans la gestion du système électrique:

	Capacité Rendement Réactivité	Avantages & utilisations	Limites
Pompage-turbinage hydroélectrique	<ul style="list-style-type: none"> • 0,1 - 5 GW (plusieurs heures à journées d'énergie stockée) • 75-85% • sec - min 	<ul style="list-style-type: none"> • technologie mature • flexible (régulation de fréquence & voltage, pointe, capacité de réserve) 	<ul style="list-style-type: none"> • besoins de sites compatibles • sites largement exploités & difficulté de trouver de nouveaux sites
Stockage d'énergie par air comprimé (CAES)	<ul style="list-style-type: none"> • 100 - 300 MW (plusieurs heures d'énergie stockée) • 42-54% (dissipation de la chaleur du gaz comprimé) • 5 - 15 min 	<ul style="list-style-type: none"> • relativement mature & en démonstration pour le stockage CAES adiabatique qui exploite la chaleur dissipée par le gaz comprimé (rendement 70-80%) 	<ul style="list-style-type: none"> • besoins de sites compatibles (structures géologiques) pour les grandes capacités • stockage d'air en bonbonnes pour les petites capacités
Stockage via l'hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> • capacité flexible 1 kW - 50 MW • 20-50% • min 	<ul style="list-style-type: none"> • projet à échelle adaptable <ul style="list-style-type: none"> ○ en énergie en fonction de la taille des réservoirs ○ en puissance en fonction des capacités de l'électrolyseur et de la pile à combustible • découplage de la puissance de l'énergie produite 	<ul style="list-style-type: none"> • technologie en développement • perception du public au niveau de la sécurité
Stockage stationnaire par batterie électrochimique	<ul style="list-style-type: none"> • jusqu'à 50 MW • 60-90% • sec - heure 	<ul style="list-style-type: none"> • stabilisation des réseaux, secours, contrôle de fréquence réserve & peak shaving • stockage décentralisé • à terme, véhicules électriques 	
Stockage stationnaire par batterie à circulation	<ul style="list-style-type: none"> • 30 - 700 kW • 70-85% • sec - 10 h 	<ul style="list-style-type: none"> • stockage séparé de l'électrolyte (= capacité flexible) 	
Volants d'inertie (flywheels)	<ul style="list-style-type: none"> • 0,002 - 20 MW • 85-95% • milli sec - sec 	<ul style="list-style-type: none"> • adapté pour le stockage de puissance • régulation de fréquence & amélioration de la qualité du signal électrique 	<ul style="list-style-type: none"> • R&D en cours pour grandes unités • phénomène d'autodécharge • faible capacité en énergie
Stockage thermique	<ul style="list-style-type: none"> • 1-10 MW 	<ul style="list-style-type: none"> • décalage (programmé) des appels de puissance • stockage décentralisé - marchés industriel & tertiaire (chauffe-eau) 	

Le stockage est un élément de solution pour l'intégration des RES-E en combinaison avec une interconnexion plus développée des réseaux permettant de compenser des déséquilibres entre zones/périodes et d'agréger un plus grand nombre de production (diffuse) de RES-E. Le stockage (décentralisé en particulier) combiné avec une gestion active de la demande permet d'écarter les pointes et de réduire les besoins de backup en améliorant la flexibilité du système.

Il reste que le stockage d'électricité a un coût car implique nécessairement la conversion sous une autre forme d'énergie (énergie potentielle, thermique, chimique ou magnétique) pour ensuite être reconvertie en électricité au moment opportun. Hormis le pompage-turbinage, la plupart des filières centralisées sont immatures, nécessitent des efforts de R&D et/ou ne bénéficient pas d'une expérimentation à grande échelle.

5. ANNEXE 10: LISTE NON EXHAUSTIVE DES OUVRAGES DE RÉFÉRENCE CONSULTÉS

AFCN (2011), "Tests de résistance belges. Rapport national pour les centrales nucléaires".

<http://www.fanc.fgov.be/GED/00000000/3000/3009.pdf>

Banque nationale de Belgique (2011), "La rente de rareté nucléaire belge. Résumé et analyse des estimations existantes à la demande du gouvernement fédéral".

<http://www.nbb.be/doc/ts/publications/creg/rapport.pdf>

Bureau fédéral du Plan (2007), "Éclairage sur des enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique", Working Paper 01-07.

http://www.plan.be/admin/uploaded/200702231011060.wp0701_fr.pdf

Bureau fédéral du Plan (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", WP 21-08.

<http://www.plan.be/admin/uploaded/200901091118420.wp200821.pdf>

Bureau fédéral du Plan et SPF Économie - DG Énergie (2009), "Étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017" (EPE = Étude Prospective Électricité).

http://economie.fgov.be/fr/binaries/EPE_2008-2017_rapport_final_fr_tcm326-83079.pdf

Bureau fédéral du Plan (2011a), "Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy - Update 2010 Study commissioned by the Belgian federal authority", Working Paper 09-11.

<http://www.plan.be/admin/uploaded/201108101254000.wp201109.pdf>

Bureau fédéral du Plan (2011b), "Les perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030", Perspectives.

http://www.plan.be/admin/uploaded/201111170832500.vp_energie2011_web_fr.pdf

Capros et al. (2008), "Model based analysis of the 2008 EU policy package on climate change and renewables", report for the European Commission, Directorate General for Environment.

Commission Energy 2030 (2007), "Belgium's Energy Challenges Towards 2030 - Final report".

http://www.ce2030.be/public/documents_public/CE2030%20Report_FINAL.pdf

[http://www.ce2030.be/public/documents_public/CE2030%20Exec%20Summ%20\(incl%20C&R\)_FINAL.pdf](http://www.ce2030.be/public/documents_public/CE2030%20Exec%20Summ%20(incl%20C&R)_FINAL.pdf)

Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Électricité et le Redéploiement des Énergies (AMPERE) (2000), "Rapport Ampère".

CREG (2009), Avis (F)090402-CDC-858 relatif au "projet d'étude prospective ("projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017")" réalisé en application de l'article 3, § 1er, deuxième alinéa, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

<http://www.creg.info/pdf/Avis/A858FR.pdf>

CREG (2007), Étude (F)070927-CDC-715 relative à « la sous-capacité de production d'électricité en Belgique ».

<http://www.creg.be/pdf/Etudes/F715FR.pdf>

CREG (2011), Étude (F)110616-CDC-1074 relative aux « besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011-2020 ».

<http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1074FR.pdf>

CWaPE - AVIS CD-9c03-CWaPE-227 sur le "projet d'étude du SPF Économie (DG Énergie) et du Bureau fédéral du Plan sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017" rendu en application de l'article 43bis, §1er du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

<http://www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=11772>

E3MLab/NTUA (2008), "Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables". By P. Capros, L. Mantzos, V. Papandreou, N. Tasios, June.

http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis.pdf

http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis_appendix.pdf

ELIA (2009), "Point de vue d'ELIA concernant le projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017. Consultation du gestionnaire de réseau en application de l'article 3 de la loi sur l'électricité du 29 avril 1999".

ELIA & SPF Économie (DG Énergie) (2010), "Plan de développement fédéral 2010-2020 - Version provisoire".

http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/1021/PlandeDeveloppementFederal15092010_FR.pdf

ELIA & SPF Économie (DG Énergie) (2011), "Plan de développement fédéral 2010-2020 - Version définitive".

http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/1098/PlandeDeveloppement20102020_FR.pdf

Eurelectric (2011a), "RES integration and market design: are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy?".

http://www.eurelectric.org/media/26300/res_integration_lr-2011-030-0464-01-e.pdf

Eurelectric (2011b), "Flexible generation: backing up renewables".

http://www.eurelectric.org/media/26670/flexibility_report_final-2011-102-0003-01-e.pdf

European Commission, Directorate General for Energy (2010), EU energy trends to 2030 – update 2009.

http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf

European Commission (2010), Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reduction and assessing the risk of carbon leakage, COM(2010) 265 final, May 2010.

European Commission (2010), Commission staff working document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reduction and assessing the risk of carbon leakage, SEC(2010) 650, May 2010.

European Commission (2011), Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, COM(2011) 111 final, March 2011.

European Commission (2011), Commission staff working document – Impact Assessment – accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, SEC(2011) 288 final, March 2011.

GEMIX (2009), "Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ? Rapport final - 30 septembre 2009".

http://economie.fgov.be/fr/binaries/rapport_gemix_2009_fr_tcm326-76356.pdf

Greenpeace (2011), "Road book towards a nuclear-free Belgium. How to phase out nuclear electricity production in Belgium ?" by Alex Polfliet – Zero Emission Solutions, Report commissioned by Greenpeace Belgium.

<http://www.greenpeace.org/belgium/fr/presse/rapports/Road-book-towards-a-nuclear-free-Belgium/>

International Energy Agency (2010), World Energy Outlook 2010 (WEO 2010).

National Renewable Energy Action Plan of Belgium pursuant to Directive 2009/28/EC (2010), November 2010.

http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm

NEA/IEA (publié courant 2012), "The economics of long-term operation of nuclear power plants".

NEA/IEA (2010), "Projected costs of generating electricity – 2010 Edition.

http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected_costs.pdf

RES Forecast document of Belgium (2009).

http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/forecast_documents_en.htm

Programme national de réforme 2011 - http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp_belgium_fr.pdf

* *

*