

**Perspectives énergétiques
pour la Belgique
à l'horizon 2030**

Dominique Gusbin
Bruno Hoornaert

Janvier 2004



Le Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) est un organisme d'intérêt public.

Le BFP réalise des études sur les questions de politique économique, socio-économique et environnementale.

A cette fin, le BFP rassemble et analyse des données, explore les évolutions plausibles, identifie des alternatives, évalue les conséquences des politiques et formule des propositions.

Son expertise scientifique est mise à la disposition du gouvernement, du parlement, des interlocuteurs sociaux, ainsi que des institutions nationales et internationales.

Le BFP assure à ses travaux une large diffusion. Les résultats de ses recherches sont portés à la connaissance de la collectivité et contribuent au débat démocratique.

Internet

URL: <http://www.plan.be>

E-mail: contact@plan.be

Publications

Publications récurrentes:

Les perspectives économiques

Le budget économique

Le "Short Term Update"

Planning Papers (les derniers numéros)

L'objet des "Planning Papers" est de diffuser des travaux d'analyse et de recherche du Bureau fédéral du Plan.

93 *Les comptes environnementaux en Belgique*
Guy Vandille, Bruno Van Zeebroeck - Juin 2003

94 *Les charges administratives en Belgique pour l'année 2002*
Aurélie Joos, Chantal Kegels - Janvier 2004

Working Papers (les derniers numéros)

5-04 *Une nouvelle version du modèle HERMES*
F. Bossier, I. Bracke, S. Gilis, F. Vanhorebeek - Février 2004

6-04 *Beleidsvaluatie in de federale rapporten inzake duurzame ontwikkeling*
Methodologieën van de Task Force Duurzame Ontwikkeling, gepresenteerd door P. Dresselaers - Février 2004

7-04 *Assessing the contribution of ICT to sectoral economic growth in Belgium: a growth accounting analysis (1991-2000)*
T. Pamukçu - Février 2004

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.
Imprimé par les soins du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie.

Editeur responsable: Henri Bogaert
Dépôt légal: D/2004/7433/12

Remerciements

Cette étude a été réalisée avec la collaboration de l'Université technique d'Athènes (NTUA/ICCS). Monsieur Leonidas Mantzos et Madame Maria Zeka-Paschou ont réalisé les projections présentées dans ce rapport. Ils sont également, avec d'autres collègues de l'Université d'Athènes, les concepteurs et exploitants du modèle PRIMES sur lequel repose les projections. Qu'ils soient remerciés, ainsi que Nikos Kouvaritakis, pour cette collaboration, pour l'attention qu'ils ont bien voulu accorder à ce projet ainsi que pour leur assistance lors de l'élaboration des scénarios et de l'analyse des résultats.

Nous tenons aussi à remercier nos collègues du Bureau fédéral du Plan et plus particulièrement Francis Bossier, Danielle Devogelaer, Nadine Gouzée, Christian Huveneers, Philippe Tulkens et les membres du Comité de Direction, ainsi que le Professeur Jean-Marie Streydio pour leurs suggestions et commentaires judicieux.

Enfin, nous remercions Marleen Keytsman et Adinda De Saeger qui ont assuré la mise en page du document, ainsi que Fons Arijns, Christelle Castelain, Eric Janssens, Patricia Van Brussel et Chantal Vandevoorde pour la traduction.



Table des Matières

	Messages Clés	1
I	Introduction	9
I	Principales hypothèses du scénario de référence	11
	A. Les hypothèses démographiques	11
	B. Les hypothèses climatiques	12
	C. Les prix internationaux des combustibles	13
	D. Les hypothèses macro-économiques	14
	E. Les hypothèses de politique énergétique et environnementale	16
	F. Autres hypothèses	17
II	Le scénario de référence	19
	A. Perspectives de consommation d'énergie : tendances générales	19
	B. La demande primaire d'énergie	21
	C. La demande finale énergétique	26
	1. L'industrie	29
	2. Les transports	31
	3. Le secteur tertiaire	34
	4. Le secteur résidentiel	36
	D. La production d'électricité et de vapeur	39
	1. Les capacités de production de l'électricité	40
	2. La cogénération	42
	3. Structure de la production d'électricité	43
	4. Coût moyen de production	46
	E. Les émissions liées à l'énergie	47
	1. Les émissions de CO ₂	47
	2. Les émissions de SO ₂ et NO _x	51

III	Variante et scénarios de politique énergétique et de transport	53
	A. Variante de prix énergétiques	54
	1. Demande primaire d'énergie et émissions de polluants	55
	2. Demande finale d'énergie	56
	3. Production d'électricité	57
	B. Scénario "Énergies renouvelables et cogénération"	58
	1. Objectifs européens et régionaux	59
	2. Le système des certificats verts	60
	3. Hypothèses et méthodologie	62
	4. Résultats	64
	5. Discussion au sujet de la valeur du certificat vert	69
	C. Scénario "Retour à l'énergie nucléaire"	71
	1. Contexte	71
	2. Description des scénarios "retour à l'énergie nucléaire"	74
	3. Résultats	75
	D. Scénario "Rééquilibrage intermodal dans les transports"	81
	1. Hypothèses du scénario "transports"	81
	2. Résultats	82
	Bibliographie	91
	Annexe 1: Brève description du modèle PRIMES	95
	Annexe 2: Bilan énergétique du scénario de référence	97
	Annexe 3 : Coûts de la production électrique	99



Messages Clés

a. Le scénario de référence

- Les perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 s'articulent autour d'un scénario de référence qui fournit une *image cohérente* de l'évolution à long terme du système énergétique belge. Le scénario de référence se base sur un certain nombre d'hypothèses argumentées relatives au contexte démographique et économique (activité des secteurs, prix internationaux des combustibles, etc.) et sur les politiques et mesures en place concernant l'énergie, le transport et l'environnement. Il présuppose la poursuite des tendances et des changements structurels en cours. Le scénario de référence permet ainsi de pointer du doigt les problèmes à long terme concernant l'énergie, le transport et l'environnement et aide à identifier les actions à mettre en œuvre pour y apporter des solutions.
- La *consommation intérieure brute*¹ du pays devrait augmenter d'environ 0,2 % par an entre 2000 et 2030. L'impact de la croissance économique et de la croissance démographique (respectivement 1,9 % et 0,2 % par an en moyenne) serait atténué par une diminution de l'intensité énergétique du PIB de 1,6 % par an due à l'effet combiné des changements structurels dans l'économie, des progrès technologiques et des hausses de prix de l'énergie. Ces hausses de prix concernent plus particulièrement le gaz naturel (+50 % entre 2000-2030). Il en résulterait une détérioration progressive de la position concurrentielle du gaz naturel vis-à-vis du charbon dont le prix reste quasiment stable sur la période de projection. A l'inverse, le rapport entre les prix du pétrole et du gaz naturel resterait dans une fourchette allant de 1,2 à 1,3 en faveur du gaz naturel. Les perspectives de croissance de la demande primaire d'énergie à l'horizon 2030 constituent un ralentissement par rapport au passé : la demande énergétique belge a crû de 1,1 % en moyenne entre 1970 et 2000. La consommation totale d'énergie s'établirait ainsi à un peu plus de 61 millions de tep en 2030, contre 57 millions de tep en 2000, soit une augmentation globale de quelque 7,5 %.
- La consommation de *gaz naturel* augmenterait considérablement entre 2000 et 2030 (+84 %). La part du gaz naturel dans la demande primaire d'énergie passerait de 23 % en 2000 à 40 % en 2020 et 2030. Pour satisfaire cette demande croissante, la Belgique devrait importer quelque 27 milliards de m³ de gaz naturel en 2030 (importations nettes). La forte croissance de la consommation de gaz naturel provient essentiellement de la production d'électricité et de chaleur avec le développement des turbines au gaz à cycle combiné (centrales TGV) et de la cogénération.

1. Appelée aussi demande ou consommation primaire d'énergie.

- Les *sources d'énergies renouvelables* connaîtraient la plus forte croissance : leur consommation devrait tripler entre 2000 et 2030. Cette progression spectaculaire a pour effet d'augmenter de manière significative leur part dans la demande primaire d'énergie, part qui, de 1,3 % en 2000, passerait à 3 % en 2020 et 3,7 % en 2030. Comme pour le gaz naturel, la majeure partie de la croissance provient de la production d'électricité. L'énergie éolienne et la biomasse seraient les formes d'énergie renouvelables qui contribueraient le plus à l'augmentation projetée.
- La part du *pétrole* dans la demande primaire d'énergie resterait stable tout au long de la période de projection (environ 40 %). Le pétrole resterait ainsi la première source d'énergie, place qu'il partagerait cependant avec le gaz naturel à partir de 2020.
- La consommation de *combustibles solides* poursuivrait le déclin amorcé dans les années quatre-vingt, à tout le moins jusqu'en 2020 où elle ne représenterait plus que 5 % de la demande primaire d'énergie comparé à 32 % en 1970 et 14 % en 2000. Néanmoins, entre 2020 et 2030, la consommation de charbon devrait reprendre en raison de la décision de fermer progressivement les centrales nucléaires et d'une perte de compétitivité des centrales TGV due à la hausse des prix du gaz naturel. De ce fait, la demande en combustibles solides progresserait régulièrement pour atteindre 16 % de la demande primaire d'énergie en 2030. En termes absolus, cela représenterait quelque 10 millions de tep, ce qui est comparable à la consommation totale de combustibles solides du pays en 1990.
- La *demande finale d'énergie* croîtrait au rythme de 0,5 % par an en moyenne entre 2000 et 2030. En termes absolus, la demande finale énergétique augmenterait de quelque 5 millions de tep pour atteindre un peu plus de 42 millions de tep en 2030. Aucun changement significatif dans la répartition de la demande finale entre les différentes formes d'énergie n'est à souligner. Par contre, on observerait des modifications dans la répartition de la demande énergétique entre les différents secteurs. A l'horizon 2030, les parts de l'industrie et du secteur résidentiel dans la demande finale totale d'énergie devraient diminuer au profit des transports et du secteur tertiaire. La contribution de l'industrie passerait ainsi de 37 % en 2000 à 33 % en 2030, celle du secteur résidentiel de 26 % à 22 %; à l'inverse, la contribution des transports s'élèverait à 29 % en 2030, contre 26 % en 2000 et celle du secteur tertiaire serait de 16 %, contre 11 % en 2000.
- Les produits pétroliers resteraient la forme d'énergie dominant la demande finale tous secteurs confondus, avec une part variant de 44 à 39 % selon la période. La consommation de combustibles solides diminuerait de manière continue pour ne représenter plus que 4 % de la demande finale d'énergie en 2030. *Le gaz naturel* et *l'électricité* poursuivraient leur pénétration, représentant respectivement presque un tiers et un quart de la demande finale d'énergie en 2030. Le rythme de croissance de la demande d'électricité serait de 1,2 % par an entre 2000 et 2030.
- Pour satisfaire la demande d'électricité à l'horizon 2030, la capacité installée devrait augmenter de quelque 50 %, soit environ 8 GW, par rapport à 2000. Compte tenu du déclassement des centrales existantes, ce ne

seraient pas moins de 97 % de la capacité totale requise qui devraient être construits pendant la période 2000-2030.

- La structure de la *production d'électricité* en Belgique devrait connaître d'importants changements d'ici 2030, en raison de la mise en œuvre de la loi sur la sortie progressive du nucléaire et des perspectives d'évolution des prix des combustibles fossiles et des coûts des technologies de production d'électricité.
- La période 2000-2020 devrait être marquée par le développement des centrales brûlant du *gaz naturel* (principalement des centrales au gaz à cycle combiné et de cogénération) qui représenteraient près des trois quarts de la capacité totale en 2020. Au-delà de 2020, le *charbon* connaîtrait de nouvelles perspectives avec le développement de centrales super-critiques qui joueraient un rôle majeur dans le remplacement des centrales nucléaires déclassées. En 2030, les centrales au charbon assureraient un peu plus du tiers de la production totale d'électricité. Les énergies renouvelables couvriraient 5 % de la production en 2030, contre 2,6 % en 2000, grâce surtout à la rapide progression de l'électricité d'origine éolienne.
- Etant donné la prédominance et la part grandissante des combustibles fossiles dans la consommation énergétique du pays, les *émissions de CO₂* d'origine énergétique devraient augmenter plus rapidement que la consommation totale d'énergie : elles progresseraient ainsi de 0,8 % par an en moyenne entre 2000 et 2030. La progression des émissions CO₂ serait la plus significative au cours de la période 2020-2030 : elles seraient respectivement 12 % et 38 % plus élevées en 2020 et 2030 que les niveaux de 1990. Les transports et la production d'électricité sont les principaux responsables de cette croissance. En ce qui concerne la production d'électricité, cela est dû principalement à l'exploitation de centrales au charbon. A l'inverse, l'industrie et le secteur résidentiel connaîtraient une baisse régulière de leurs émissions de CO₂ sur la période de projection.
- A l'inverse du CO₂, les émissions de SO₂ et de NO_x continueraient de décroître. En 2030, la diminution serait de respectivement 80 % pour le SO₂ et 57 % pour le NO_x par rapport aux niveaux de 1990.

b. L'impact de prix plus élevés pour le gaz naturel

- Le scénario de référence se base sur l'hypothèse que les marchés énergétiques mondiaux resteront suffisamment approvisionnés et à des prix raisonnables au cours des trente prochaines années. Au vu des incertitudes liées aux ressources de gaz naturel, aux coûts de production et à la demande dans les autres régions du monde, il est intéressant d'analyser l'impact sur le système énergétique belge de conditions d'approvisionnement en gaz naturel plus défavorables en Europe, entraînant une hausse des prix sur le marché européen.
- Une première conséquence serait une légère augmentation de la *demande primaire d'énergie* en Belgique (+0,8 % en 2030) par rapport au scénario de référence. Cette hausse de prix¹ favoriserait particulièrement le charbon

et les sources d'énergie renouvelables, et réduirait la demande de gaz naturel. Il en résulterait que les émissions totales de CO₂ d'origine énergétique augmenteraient de quelque 6 % en 2030 par rapport au scénario de référence.

- Au niveau de la *demande finale d'énergie*, on observerait par contre une légère baisse (-0,7 % en 2030) par rapport au scénario de référence, et une substitution du gaz naturel principalement par les produits pétroliers et l'électricité.
- La structure du parc de *production d'électricité* se verrait aussi modifiée en faveur des centrales supercritiques au charbon et, dans une moindre mesure, des énergies renouvelables. La production d'électricité à partir du charbon devrait ainsi augmenter de 70 % en 2030 par rapport au scénario de référence pour représenter alors quelque 60 % de la production totale d'électricité.

c. Les répercussions des politiques en matière de promotion des sources d'énergie renouvelables et de cogénération

- La réalisation des objectifs régionaux en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de la cogénération modifierait sensiblement la structure de la *production d'électricité* en 2010, date à laquelle les objectifs sont fixés, mais aussi à plus long terme. A l'horizon 2010, la production d'électricité "renouvelable" (principalement à partir de la combustion de la biomasse et de l'énergie éolienne) et à partir de la cogénération devrait respectivement tripler et augmenter d'environ 85 % par rapport au scénario de référence. Au-delà de 2010, les sources d'énergie renouvelables progresseraient encore jusqu'à représenter un peu moins de 9 % de la demande totale d'électricité en 2030 (l'objectif pour 2010 est de 6 %); cette progression se ferait au détriment à la fois du gaz naturel et du charbon. Quant à la cogénération, elle atteindrait un niveau plafond de 17 % de la production totale d'électricité en 2020.
- La substitution entre les sources d'énergie renouvelables et les énergies fossiles et l'amélioration de l'efficacité énergétique globale grâce au développement de la cogénération entraîneraient une baisse de la *demande primaire d'énergie* (-1 % en 2010, -3,2 % en 2030) par rapport au scénario de référence, ainsi qu'une diminution des *émissions de CO₂* d'origine énergétique. Cette diminution est évaluée à 2,7 % en 2010 et à 6,6 % en 2030 par rapport au scénario de référence.
- Le secteur électrique générerait entre 20 et 40 % (respectivement en 2010 et 2030) des émissions totales de CO₂ d'origine énergétique. Les politiques et mesures qui concernent uniquement ce secteur ont donc un impact limité sur les émissions totales. Quoiqu'il en soit, les politiques en matière de promotion des sources d'énergie renouvelables et de cogénération apportent une contribution appréciable à l'*objectif de Kyoto* : les émissions totales de CO₂ seraient 3 % en 2010 et 29 % en 2030 plus élevées qu'en 1990, contre respectivement 6 % et 38 % dans le scénario de référence.

1. Respectivement +18 % en 2020 et +32 % en 2030 par rapport au scénario de référence.

d. L'impact d'un changement de la politique actuelle relative au nucléaire

- En 2003, la Belgique adoptait la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité. La loi prévoit cependant qu'en cas de "menace pour la sécurité d'approvisionnement en électricité" et en cas de "force majeure", le pays pourrait à nouveau avoir recours à l'énergie nucléaire. Par ailleurs, les résultats du scénario de référence, qui prend en compte cette loi, montrent une croissance rapide des importations de gaz naturel, principalement pour la production d'électricité et une croissance non moins significative des émissions de CO₂. Sur cette base, l'étude propose une analyse de l'impact sur le système énergétique et les émissions d'un *retour à l'énergie nucléaire* selon deux modalités : l'allongement de la durée de vie de toutes les centrales existantes jusqu'à soixante ans, d'une part, et le même allongement combiné avec une extension possible du parc à partir de 2020, d'autre part.
- Dans les deux scénarios de développement ci-dessus, le nucléaire remplacerait des investissements en "base" projetés dans le scénario de référence. Il s'agirait principalement des centrales TGV au *gaz naturel* en 2020 et à la fois des centrales TGV et des centrales supercritiques au charbon en 2030. La part du gaz naturel dans la production d'électricité passerait sous la barre des 50 % en 2020 et des 30 ou 40 % (selon le scénario nucléaire) en 2030, contre quelque 60 % dans le scénario de référence. Le *charbon* serait encore davantage réduit puisqu'en 2030 la production d'électricité à partir du charbon diminuerait de moitié dans le premier scénario nucléaire et à quantité négligeable dans le second.
- Il résulterait de ces changements dans la structure de la production d'électricité une réduction importante des *émissions de CO₂* d'origine énergétique. Ces dernières diminueraient de 15 à 25 % (selon le scénario nucléaire) en 2030 par rapport au scénario de référence. Comparés aux niveaux de 1990, ces résultats se traduiraient par une augmentation des émissions totales de CO₂ de 18 % en 2030 dans le cas où les centrales nucléaires existantes fonctionneraient pendant 60 ans et par une quasi-stabilisation (+2 %) des émissions dans le cas où des investissements nucléaires supplémentaires seraient réalisés.

e. Les effets de mesures pour améliorer l'efficacité énergétique globale des transports

- L'activité de transport, tant des personnes que des marchandises, se développe rapidement et, selon le scénario de référence, sa croissance devrait se poursuivre au cours des deux prochaines décennies. Il en résulte une augmentation constante de la consommation d'énergie par les transports et des pressions accrues, notamment sur l'environnement. Une réponse à ces perspectives défavorables (du point de vue de la mobilité également) consiste à opérer, par le biais de politiques et mesures appropriées, un *rééquilibrage intermodal* dans les transports et à augmenter le *taux d'occupation* ou de chargement des différents moyens de transport.
- Une augmentation de la part de marché de modes de transport alternatifs au transport routier et aérien (rail, transport public, voies navigables) et

du taux d'occupation des véhicules réduirait la *consommation d'énergie* du secteur des transports de 14 % en 2010 (soit 1,5 millions de tep) et de 10 % en 2030 (soit 1,2 millions de tep) par rapport au scénario de référence. Parmi les différents carburants utilisés dans les transports, c'est le diesel qui accuserait la plus forte diminution en raison principalement de la baisse de l'activité du transport routier de marchandises.

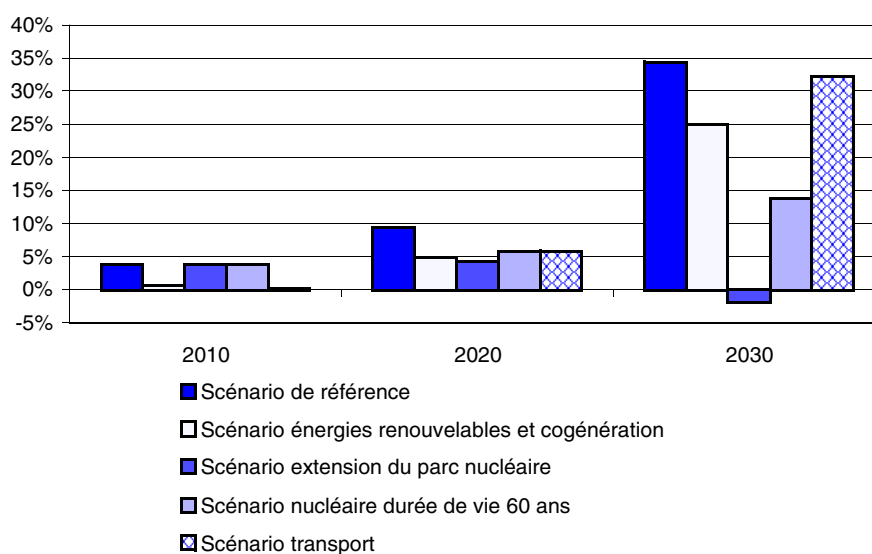
- Cette baisse de la consommation d'énergie des transports aurait une incidence sur les émissions de polluants. Les *émissions de CO₂* du secteur des transports devraient ainsi diminuer de 14 % en 2010 et de 10 % en 2030 par rapport au scénario de référence. Quant à l'impact sur les émissions totales de CO₂ d'origine énergétique, les actions envisagées dans le transport permettraient, en 2010, de ramener ces émissions aux niveaux de 1990 (contre une augmentation de 4 % dans le scénario de référence) alors qu'en 2030, elles permettraient d'atténuer la croissance projetée : par rapport à 1990, l'augmentation serait de 32 % contre 35 % dans le scénario de référence. Comme le transport est la principale source d'émissions de NO_x, l'impact des mesures se reflète aussi sur les émissions totales de NO_x qui seraient respectivement 5 % et 3 % moins élevées en 2010 et 2030 que dans le scénario de référence.

f. Les perspectives énergétiques, le Protocole de Kyoto et l'après-Kyoto

- Les perspectives énergétiques pour la Belgique présentées dans ce rapport se traduisent par une quasi-stabilisation des émissions de CO₂ d'origine énergétique sur la période 2000-2015, soit une augmentation de 6 % par rapport aux niveaux de 1990. Par contre, elles montrent que les émissions de CO₂ d'origine énergétique croîtraient significativement au cours de la période 2015-2030 et ce malgré une légère baisse de la consommation totale d'énergie.
- L'étude souligne ainsi que, même s'ils contribuent à contenir le développement des émissions de CO₂, le progrès technologique, l'amélioration escomptée de l'efficacité énergétique des équipements et les politiques et mesures mises en place à ce jour (comme par exemple la promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération pour la production d'électricité ou les accords ACEA pour les voitures), ne permettraient pas de ramener les émissions à des niveaux compatibles avec le protocole de Kyoto (figure A; scénario de référence et scénario énergies renouvelables et cogénération). D'autres politiques et mesures s'avèrent nécessaires. Parmi celles-ci, l'étude analyse l'impact de mesures spécifiques aux transports, à savoir un rééquilibrage intermodal en faveur du rail, de la navigation intérieure et du transport public par route et une augmentation du taux de remplissage des véhicules. Il en résulte que ces mesures permettraient de ramener les émissions de CO₂ d'origine énergétiques en 2010 au niveau de 1990 (figure A; scénario transport).
- En ce qui concerne la période après Kyoto (2015-2030), l'étude souligne les limites des politiques adoptées ou décrites dans le scénario énergies renouvelables et cogénération et dans le scénario transport pour réaliser des réductions significatives des émissions de CO₂ au regard des niveaux de 1990. Seule une combinaison de politiques et mesures à large spectre (c'est-à-dire s'adressant à tous les secteurs, à tous les agents économiques

et à toutes les formes d'énergie) devrait permettre à la Belgique de réduire ses émissions de CO₂ au-delà de 2015. Dans ce cadre, l'étude s'est attachée à évaluer l'impact, sur les émissions de CO₂, d'un changement de la politique énergétique actuelle relative au nucléaire. Cette évaluation montre que l'impact pourrait être significatif (figure A; scénario nucléaire durée de vie 60 ans et scénario extension du parc nucléaire). L'étude souligne cependant aussi les limites de l'analyse qui n'aborde pas les aspects relatifs à la sécurité, à la production et à la gestion des déchets et au financement de tels investissements.

FIGURE A - Evolution des émissions de CO₂ d'origine énergétique*
(% d'accroissement par rapport à 1990)



*: Hors soutes de l'aviation.

- En ce qui concerne le moyen terme, le Bureau fédéral du Plan réalise également des projections d'émissions de gaz à effet de serre pour la Belgique à l'aide du modèle macro-sectoriel HERMES. Les projections relatives aux années 2005 et 2010 sont utilisées dans le programme national que la Belgique transmet à la Commission européenne dans le cadre du mécanisme de surveillance des gaz à effet de serre ("Monitoring Mechanism"). Malgré des approches méthodologiques distinctes et certaines différences au niveau des hypothèses, il convient de noter que les résultats des projections à moyen terme avec HERMES et des projections de long terme avec PRIMES convergent pour ce qui est de la quasi-stabilisation des émissions de CO₂ d'origine énergétique sur la période 2000-2010.



Introduction

Cette publication sur les perspectives énergétiques de long terme pour la Belgique est la deuxième sur ce thème réalisée par le Bureau fédéral du Plan. Une première étude intitulée "Perspectives énergétiques 2000-2020 : scénarios exploratoires pour la Belgique" a en effet été publiée en janvier 2001, et la production régulière d'autres études prospectives de même nature est prévue dans les années à venir.

Cette initiative du Bureau fédéral du Plan trouve son fondement dans la mission qui lui a été confiée dans les lois du 29 avril 1999 relatives à l'organisation des marchés du gaz et de l'électricité. Ces lois prévoient que le Bureau fédéral du Plan soit consulté dans le cadre de l'élaboration du programme indicatif des moyens de production d'électricité, du plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel et du plan de développement du réseau de transport d'électricité.

Pour remplir pleinement sa mission, le Bureau fédéral du Plan se doit de disposer d'analyses prospectives en matière d'énergie, de technologies et d'émissions des principaux polluants d'origine énergétique à un horizon de dix ans et plus. Dix ans correspondent à l'horizon requis pour les plans et programmes décrits précédemment ainsi qu'à la première période d'engagement des pays ayant ratifié le Protocole de Kyoto. Les horizons plus éloignés que sont 2020 et 2030 permettent d'identifier et de mieux comprendre les défis énergétiques et environnementaux à long terme.

La méthodologie mise en oeuvre dans cette étude part d'un scénario de référence qui décrit la situation énergétique de la Belgique en supposant une poursuite des tendances et changements structurels en cours et ne prenant en compte que les politiques et mesures approuvées. Ce scénario de référence permet d'analyser ce qui se passerait si aucune action nouvelle n'était mise en oeuvre en matière de politique énergétique, climatique et de transport, mais aussi d'évaluer l'impact de propositions de mesures ou de politiques alternatives sur l'évolution du système énergétique belge et de ses émissions.

Ainsi, plusieurs scénarios alternatifs ont été élaborés et évalués par rapport au scénario de référence. Ces scénarios abordent des questions essentielles en matière de politique énergétique et des transports, comme le rôle et l'influence des technologies pour la production d'électricité et le ré-équilibrage intermodal dans les transports. Enfin, étant donné les incertitudes qui existent quant à l'évolution de la demande et de l'offre mondiale de gaz naturel, une variante relative au prix à l'importation du gaz naturel a été étudiée et comparée au scénario de référence.

Les perspectives énergétiques présentées dans cette publication sont basées, comme pour l'étude de janvier 2001, sur une analyse quantitative utilisant le modèle PRIMES qui fournit une approche intégrée de l'offre et de la demande d'énergie au

niveau national. Cette fois, le scénario de référence s'inspire très largement de la projection de base ("Baseline projection") de l'étude "European Energy and Transport Trends to 2030" publiée récemment par la Commission européenne (Direction générale de l'énergie et des transports).

L'étude de la Commission européenne repose sur une analyse cohérente et harmonisée des systèmes énergétiques européens ainsi que du contexte international qui en détermine les évolutions. Par ailleurs, elle a fait l'objet d'une consultation préalable auprès d'experts et d'organisations énergétiques et de fédérations industrielles. Pour ces raisons, mais aussi parce qu'il n'existe, à notre connaissance, aucune analyse prospective récente aussi complète pour la Belgique à l'horizon 2030, la projection de base de cette étude européenne nous a semblé un bon point de départ pour l'analyse des perspectives énergétiques belges. Quelques modifications ont été apportées à la projection de base lorsque des perspectives plus récentes ou des données énergétiques plus précises étaient disponibles. Les principales différences entre la projection de base de l'étude européenne et le scénario de référence de cette étude concernent les perspectives démographiques, la répartition par usage de la consommation d'électricité des ménages et le potentiel des énergies renouvelables.

Le rapport est structuré de la manière suivante. Le chapitre I présente les principales hypothèses qui sous-tendent le scénario de référence. Celles-ci concernent principalement la croissance démographique et le développement de l'activité économique, l'évolution des prix internationaux des combustibles et les politiques et mesures énergétiques et environnementales prises en compte. Le chapitre II est consacré à l'analyse détaillée du scénario de référence. L'analyse couvre les perspectives d'évolution des demandes primaire et finale d'énergie, de la structure de la production d'électricité et de chaleur et des émissions de polluants liées à la production et à la consommation d'énergie. Les polluants examinés sont le dioxyde de carbone (CO₂), le dioxyde de soufre (SO₂), et les oxydes d'azote (NO_x). Dans le chapitre III, les scénarios de politique énergétique et de transport sont présentés et évalués par rapport au scénario de référence de même que la variante sur le prix du gaz naturel.



Principales hypothèses du scénario de référence

L'élaboration de perspectives énergétiques de long terme requiert un grand nombre d'hypothèses. Les principales d'entre elles sur lesquelles repose le scénario de référence, sont décrites dans ce chapitre. Il est important de rappeler ici que ce scénario de référence se base, dans une très large mesure, sur l'étude récente de la Commission européenne "European Energy and Transport – Trends to 2030" (ci-après dénommée étude *Trends to 2030*). Le lecteur désireux d'approfondir le contexte sous-tendant les hypothèses du scénario de référence pourra se référer à la publication de la Commission européenne¹.

A. Les hypothèses démographiques

La démographie est un déterminant essentiel de l'évolution de la demande énergétique par le biais de son impact sur l'évolution à long terme de l'économie (cf. infra, section D). Par ailleurs, la population et le nombre de ménages figurent parmi les facteurs qui déterminent la superficie des bâtiments nécessaires à l'activité du secteur tertiaire. Ils ont un impact direct sur la consommation énergétique du secteur résidentiel puisqu'ils influencent le nombre d'appareils ménagers ainsi que la surface totale des logements devant être chauffée et éclairée. Enfin, ils influencent la consommation de services de transport et la taille du parc automobile.

Contrairement à l'étude *Trends to 2030* qui se base sur les séries historiques et les projections d'EUROSTAT en matière de population dans l'Union européenne et les Etats membres, la présente étude repose sur les "Perspectives de population 2000-2050" réalisées par l'INS et le Bureau fédéral du Plan (décembre 2001). Selon ces perspectives, le nombre d'habitants en Belgique augmenterait légèrement entre 2000 et 2030 d'environ 642 000 unités (rythme de croissance annuel de 0,2 %) pour atteindre 10 880 933 habitants² en 2030.

La taille moyenne des ménages (c'est-à-dire le nombre de personnes par ménage) constitue un autre facteur démographique important pour déterminer la consommation future d'énergie. Basée sur les projections des Nations Unies³, l'hypothèse relative à la taille des ménages belges confirme les tendances passées : elle prévoit une baisse régulière du nombre de personnes par ménage de 2,42 en 2000 à 2,08 en 2030. Cette hypothèse reflète les changements dans la structure d'âge de la po-

1. "European Energy and Transport - Trends to 2030", European Commission, January 2003 (http://europe.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm)
2. Les projections démographiques d'EUROSTAT pour la Belgique sont de 10 630 000 habitants en 2030.
3. United Nation Global Urban Observatory Unit of UN-HABITAT.

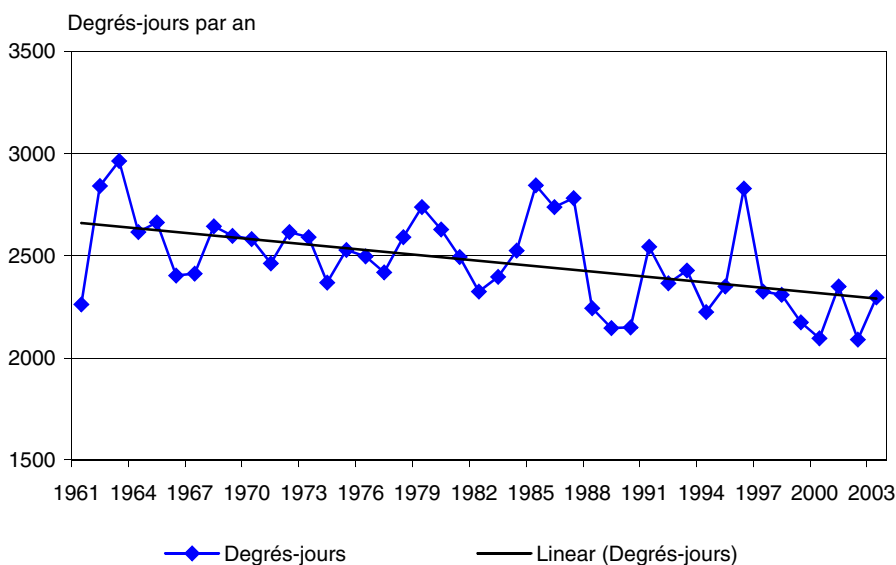
pulation et de style de vie, qui tendent à réduire la taille moyenne des ménages. A titre de comparaison, les projections pour l'Europe des quinze sont de 1,97 personne en moyenne par ménage en 2030.

Les perspectives de population, combinées avec celles relatives à la taille moyenne des ménages, conduisent à une augmentation importante du nombre de ménages (+24 % sur la période de projection, soit 995 000 ménages en plus).

B. Les hypothèses climatiques

Les conditions climatiques sont aussi un facteur important de la consommation d'énergie des ménages et du secteur tertiaire lesquels consacrent la majeure partie de leurs besoins énergétiques au chauffage des bâtiments. Les degrés-jours sont un indicateur des conditions de température pendant une année et, partant, des besoins de chauffage. Plus le nombre de degrés-jours au cours d'une année est élevé, plus les températures extérieures sont basses et donc les besoins de chauffage importants.

FIGURE 1 - Evolution historique du nombre de degrés-jours



Source : Annuaire statistique de Figaz (degrés-jours 16,5 équivalents à Uccle).

L'approche simple adoptée dans ces perspectives énergétiques est de supposer que les degrés-jours se maintiennent au niveau de l'année 2000 sur toute la période de projection. Le nombre de degrés-jours en 2000 était de 2097¹. D'autres hypothèses sont envisageables comme celle qui consisterait à partir d'une moyenne historique². Cette dernière ignorerait néanmoins la tendance à long terme probable d'une baisse des degrés-jours. S'il s'avérait que les conditions de

1. Il est intéressant de noter que le nombre de degrés-jours en 2000, le plus bas observé sur la période 1960-2000, est proche de celui de 1990 qui est l'année de référence pour le protocole de Kyoto. Depuis, l'année 2002 a été comparable à 2000 tandis que les années 2001 et 2003 ont été plus proches de la moyenne sur les quinze dernières années.
 2. A titre d'information, la moyenne sur les quinze dernières années (1989-2003) est de 2 312 degrés-jours et celle sur les cinq dernières années (1999-2003) est de 2 201 degrés-jours.

température au-delà de 2000 sont plus proches de la moyenne historique que du niveau de 2000, la demande future d'énergie pour les besoins de chauffage sera supérieure aux niveaux projetés dans le scénario de référence¹.

C. Les prix internationaux des combustibles

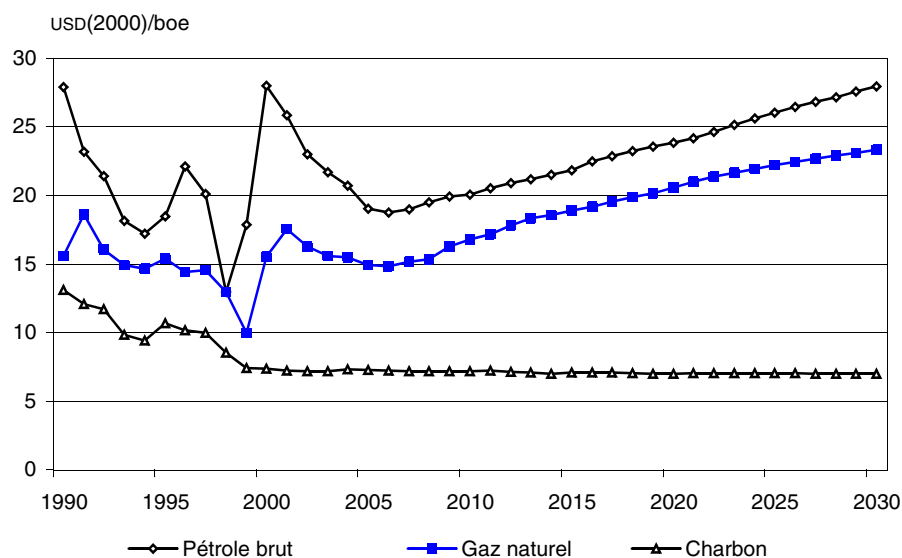
En ce qui concerne les prix internationaux des combustibles, le scénario de référence se base sur l'hypothèse que les marchés énergétiques mondiaux resteront suffisamment approvisionnés et à des prix raisonnables sur toute la période de projection. Les évolutions de prix dérivent du modèle énergétique mondial et de long terme POLES qui part, dans ce contexte, d'une vue optimiste concernant les découvertes futures de nouveaux champs de gaz et de pétrole et les progrès des technologies d'extraction. Ces mêmes évolutions ont été utilisées dans l'étude *Trends to 2030*.

Il convient de souligner que les évolutions de prix issues du modèle POLES indiquent une tendance à long terme cohérente avec la dynamique mondiale de l'offre et de la demande. Ces projections ne prétendent pas jouer le rôle de prévisions précises en matière de prix des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel). Ainsi, elles ne prennent pas en compte la composante géopolitique qui, très souvent par le passé, a eu un impact déterminant sur les niveaux de prix.

Pétrole

Les perspectives pour le prix du baril de pétrole brut sont, dans un premier temps (2000-2010), une baisse globale par rapport au niveau élevé de 2000 pour atteindre 20,1 USD (2000) en 2010, et ensuite une augmentation graduelle sur la période 2010-2030 jusqu'à atteindre 27,9 USD (2000) à la fin de la période de projection. Cette hausse s'explique par une augmentation des coûts marginaux liés à l'exploitation des nouvelles sources de pétrole et à leur transport jusqu'aux lieux de consommation. En prix constants, le prix projeté du pétrole pour 2030 est comparable à son prix moyen en 2000.

1. Sur base d'une comparaison des évolutions des consommations d'énergie pour les besoins de chauffage et des degrés-jours sur les cinq dernières années, on estime qu'une augmentation d'un degré-jour entraîne une augmentation de quelque 0,04 % des besoins d'énergie pour le chauffage.

FIGURE 2 - Prix internationaux de l'énergie¹

Source : Etude *Trends to 2030*.

Gaz naturel

Le prix du gaz naturel continuerait à être partiellement indexé sur le prix du pétrole. En conséquence, les prix du pétrole et du gaz évolueraient encore dans la même direction. Cependant, à partir du milieu de la période de projection, on devrait observer un découplage progressif entre les deux formes d'énergie, reflétant, d'une part, une concurrence gaz-gaz de plus en plus forte suite à la réalisation du marché intérieur du gaz naturel, et d'autre part, la disponibilité d'un plus grand nombre de sources de gaz naturel. En 2030, le prix du gaz sur le marché européen serait 50 % plus élevé qu'en 2000.

Charbon

Enfin, contrairement aux hydrocarbures, le prix du charbon resterait relativement stable et diminuerait même légèrement en monnaie constante. Cette légère baisse de 6 % sur trente ans reflète une baisse du coût marginal d'extraction du charbon hors Europe.

Au vu des incertitudes liées aux ressources de pétrole et de gaz et au développement économique dans les différentes régions du monde, une variante moins optimiste concernant l'évolution du prix du gaz naturel en Europe a été examinée dans le cadre de cette étude. Les résultats de cette variante sont présentés dans le chapitre III.

D. Les hypothèses macro-économiques

Comme pour les prix, les projections macro-économiques et sectorielles utilisées dans le scénario de référence proviennent de l'étude *Trends to 2030*. Elles sont résumées dans le tableau ci-dessous. Concernant les évolutions sectorielles (valeur ajoutée, production), il convient de noter qu'elles ont fait l'objet d'une consultation auprès de fédérations et d'experts industriels.

1. Prix frontière moyens pour l'Union européenne; boe = barrel of oil equivalent (pour le pétrole, 1 boe = 1 baril). Taux de change moyen en 2000: 1 euro=0,9242 USD.

TABLEAU 1 - Evolution du PIB et des valeurs ajoutées sectorielles à prix constants (en %)

	00//90*	10//00	20//10	30//20	30//00
Produit intérieur brut	2,2	2,2	1,8	1,6	1,9
Valeur ajoutée					
Industrie, dont	1,7	2,3	1,8	1,5	1,8
- Sidérurgie	n.d.	-0,9	-1,0	-1,2	-1,0
- Chimie	4,8	3,8	2,1	1,7	2,5
- Produits minéraux non-métalliques	0,5	1,0	1,4	1,1	1,1
- Métaux non-ferreux	n.d.	2,5	1,8	1,3	1,9
- Alimentation, boisson, tabac	0,0	2,0	1,5	1,0	1,5
- Textiles, cuir, habillement	1,1	0,6	0,2	0,0	0,3
- Papier et imprimerie	1,2	1,9	1,7	1,3	1,7
- Fabrications métalliques	1,9	2,4	2,2	1,9	2,2
- Autres	1,4	2,3	2,0	1,8	2,0
Tertiaire, dont	2,1	2,3	1,9	1,8	2,0
- Agriculture	3,6	0,5	0,4	0,3	0,4
- Services et commerce	2,0	2,3	1,9	1,8	2,0
Secteur énergétique	2,3	3,1	1,7	1,5	2,1
Dépenses de consommation finale des ménages	2,0	2,0	1,9	1,7	1,9

n.d.: non disponible.

//: taux de croissance annuel moyen.

*: Source: Comptes nationaux, séries historiques, ICN, 2002.

Par ailleurs, il convient de souligner que les perspectives économiques sur lesquelles se base l'étude ont été élaborées en 2001 lorsqu'on pensait que les impacts sur l'économie de l'attaque du 11 septembre 2001 seraient temporaires et que l'activité économique rebondirait dès 2003. Force est de constater que la réalité est différente et que la reprise économique en Europe se fait attendre. Les développements économiques récents ne devraient cependant pas affecter les perspectives économiques de long terme (2020-2030) présentées dans cette étude. Par contre, ils peuvent expliquer une partie des divergences existant entre les perspectives économiques de moyen terme utilisées dans cette étude et celles publiées par le Bureau du Plan en avril 2003¹.

La croissance de l'économie belge serait de 1,9 % par an sur la période 2000-2030. On observerait aussi une décélération de la croissance économique : de 2,2 % entre 2000 et 2010, elle serait de 1,8 % de 2010 à 2020 et de 1,6 % de 2020 à 2030. Cette évolution résulte d'une hypothèse essentielle à savoir la convergence graduelle du revenu par habitant des économies européennes. D'autres facteurs entrent également en ligne de compte (commerce international, changement technologique, etc.) dont le rôle est décrit en détail dans l'étude *Trends to 2030*.

Les projections sectorielles confirment les grandes tendances de la dernière décennie :

- La restructuration de l'économie en faveur des services et au détriment de l'industrie manufacturière en général se poursuivrait mais à un rythme plus lent. Le taux de croissance de la valeur ajoutée des services et

1. Perspectives économiques 2003-2008, Bureau fédéral du Plan, avril 2003.

du commerce va en ralentissant : de 2,3 % par an entre 2000 et 2010, il ne serait plus que de 1,8 % par an entre 2020 et 2030. En 2030, le secteur tertiaire représenterait 72 % de la valeur ajoutée totale, comparé à 71 % en 2000 et 70 % en 1990.

- Le taux de croissance annuel de la valeur ajoutée de l'industrie serait légèrement inférieur à celui du produit intérieur brut (+1,8 % dans le premier cas comparé à +1,9 % dans le second sur la période de projection). Il serait tiré par l'importance croissante des activités industrielles à haute valeur ajoutée et à faible base matérielle comme la fabrication de médicaments et de cosmétiques.
- Le déclin des industries traditionnelles comme la sidérurgie et l'industrie du textile se poursuivrait. A l'inverse, le poids économique de la chimie continuerait de s'accroître : sa part dans la valeur ajoutée de l'industrie passerait de 19 % en 2000 à 24 % en 2030. La chimie et les fabrications métalliques connaîtraient des taux de croissance de leur valeur ajoutée supérieurs à la moyenne de l'industrie, et les plus élevés tous secteurs confondus.

E. Les hypothèses de politique énergétique et environnementale

Le scénario de référence ne prend en compte que les mesures et politiques adoptées ou en place avant le 31 décembre 2001. Cela signifie notamment que l'objectif de réduction de la Belgique dans le Protocole de Kyoto et toutes les politiques et mesures additionnelles pour le respecter ne font pas partie du scénario de référence. Cette approche permet d'utiliser le scénario de référence comme une base d'évaluation de politiques et mesures plus récentes ou potentielles, supplémentaires ou alternatives, évaluation qui peut s'avérer utile pour les décideurs politiques.

Le scénario de référence prend ainsi en compte :

- La désactivation des centrales nucléaires quarante ans après leur mise en service industriel, conformément à la "Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité", promulguée le 31 janvier 2003¹.
- La mise en place du marché intérieur de l'électricité et sa mise en œuvre complète à l'horizon 2010. L'impact probable sur les tarifs d'électricité à l'horizon 2010 d'une plus grande concurrence entre fournisseurs résultant de l'ouverture des marchés nationaux est pris en compte.
- Le mécanisme de soutien aux énergies renouvelables mis en place en 1995, à savoir une prime de rachat de l'électricité verte par les distributeurs d'électricité. Elle s'élève à 50 euro/MWh depuis 1998. Le scénario de référence ne prend donc pas en compte l'objectif indicatif pour la Belgique de la Directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables pour la production d'électricité. Les systèmes de certificats verts que les Régions ont mis en place pour rencontrer cet objectif sont postérieurs au 31 décembre 2001. Le système est opérationnel en Flandre depuis le 1^{er} janvier 2002 et en Wallonie depuis le 1^{er} juillet 2003.

1. Moniteur belge du 28.02.2003 (pp. 9879-9880). Cette loi était annoncée dans l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999.

- Les accords ACEA/KAMA/JAMA entre la Commission européenne et les constructeurs automobiles européens, coréens et japonais conclus en 1998 et 1999. L'industrie automobile s'y engage à réduire le taux d'émission de CO₂ des nouvelles voitures immatriculées en 2008/2009 à 140g/km en moyenne¹ (comparé à environ 180 g/km en 2000). Un objectif intermédiaire de 170 g/km est fixé pour 2003. Une extension des accords ACEA est en cours de discussion, elle aurait pour objectif d'atteindre 120 g/km en moyenne au plus tard en 2010. Cette extension n'étant pas encore adoptée, elle n'est pas intégrée au scénario de référence.
- La réglementation en vigueur pour limiter les émissions de polluants acides par les grandes installations de combustion et les véhicules.

Trois scénarios alternatifs ont été définis, construits et analysés dans le cadre de cette étude. Ils concernent les énergies renouvelables et la cogénération, la possibilité et les conditions d'un retour au nucléaire pour la production d'électricité et un rééquilibrage intermodal pour le transport des personnes et des marchandises. Les résultats de ces analyses sont présentés au chapitre III.

F. Autres hypothèses

Les décisions d'investissement pour la production d'électricité et le calendrier de déclasserment des centrales thermiques existantes, le taux d'actualisation qui influence les décisions d'investissement des différents agents économiques, les hypothèses et les mécanismes relatifs au progrès technologique, l'évolution des taxes énergétiques, les facteurs d'émission du CO₂, sont autant de paramètres qui influencent également les résultats du scénario de référence.

Ces paramètres soit proviennent des mêmes sources, soit sont identiques aux hypothèses utilisées dans l'étude précédente "Perspectives énergétiques 2000-2020; scénarios exploratoires pour la Belgique" publiée par le BfP en janvier 2001². Un résumé de ces sources et hypothèses est donné ci-dessous, le lecteur pourra se référer à l'étude en question pour plus de détails.

- Les taxes énergétiques sont supposées rester inchangées en termes réels durant la période de projection et sont en ligne avec la législation en vigueur en juillet 2002.
- Le taux d'actualisation joue un rôle important dans le modèle PRIMES. Ce taux affecte, entre autres, les décisions d'investissement des agents économiques en matière d'équipement énergétique. Il est généralement admis que l'horizon temporel auquel un agent économique envisage une décision d'investir se contracte lorsque l'agent est plus sensible au risque. Techniquement cela se traduit par un taux d'actualisation plus élevé, donnant un poids plus important aux décisions de court terme. Trois taux différents sont utilisés dans le modèle. Le premier est posé égal à 8 % et concerne les producteurs centralisés d'électricité, le deuxième s'adresse à l'industrie et au secteur tertiaire et s'élève à 12 %, le troisième est utilisé

1. Autrement dit, les voitures particulières neuves qui seront mises sur le marché en 2008/2009 consommeront en moyenne 5,8 litres d'essence ou 5,25 litres de diesel aux 100 km.

2. "Perspectives énergétiques 2000-2020 : scénarios exploratoires pour la Belgique", Christophe Courcelle, Dominique Gusbin, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 88, janvier 2001.

par les ménages pour leurs décisions d'investissement en matière de transport et d'équipements ménagers et s'élève à 17,5 %.

- Les projections énergétiques prennent en compte les extensions et les déclassements de capacités de production d'électricité, décidées au 31 décembre 2001. Ces informations proviennent du rapport Eurprog d'Eurelectric et de la banque de données EPIC développée par ESAP s.a.¹ A partir de 2010, le démantèlement des centrales est déterminé sur base de leur durée de vie technique. Les extensions de capacité de production nécessaires pour répondre à la demande sont, quant à elles, endogènes au modèle et basées sur la minimisation des coûts (actualisés) de production² de long terme.
- Les données relatives au potentiel des énergies renouvelables proviennent du rapport AMPERE³ (cf. infra chapitre III. section B. 3).
- Les facteurs d'émission utilisés pour le calcul des émissions de CO₂ d'origine énergétique sont les suivants (en tonnes de CO₂ par tep) : 3,941 pour le charbon, 2,872 pour l'essence, 3,069 pour le gasoil et 2,336 pour le gaz naturel.

1. <http://www.esap.be>

2. Par coûts il faut entendre ici coûts techniques de production, c'est-à-dire coûts sur l'environnement et la santé non inclus. L'annexe 3 qui présente l'évolution des coûts techniques de production de différents types de centrales électriques, examine toutefois aussi l'impact de la prise en compte des coûts sur l'environnement et la santé engendrés par la production d'électricité sur la compétitivité relative de différentes filières.

3. http://www.mineco.fgov.be/energy/index_fr.htm.



Le scénario de référence

Le scénario de référence¹ présenté et analysé dans ce chapitre fournit une image cohérente de l'évolution du système énergétique belge à l'horizon 2030, basée sur un certain nombre d'hypothèses argumentées relatives au contexte démographique et économique (activité des secteurs, prix internationaux des combustibles, etc.) et sur les politiques et mesures en place concernant l'énergie, le transport et l'environnement et en supposant la poursuite des tendances et des changements structurels en cours. Dans ce cadre, le scénario de référence permet de pointer du doigt les problèmes à long terme concernant l'énergie, le transport et l'environnement et aide à identifier les actions à mettre en œuvre pour y apporter des solutions.

A. Perspectives de consommation d'énergie : tendances générales

La consommation intérieure brute d'énergie (CIB), appelée aussi demande primaire d'énergie, est une mesure de la consommation totale d'énergie d'un pays. En effet, elle inclut tant la demande finale d'énergie de l'industrie, du tertiaire, des ménages et des transports que la demande d'énergie des secteurs transformateurs d'énergie dont les plus importants, en Belgique, sont le secteur électrique et les raffineries. Cette consommation d'énergie est satisfaite d'une part par la production primaire d'énergie sur le territoire (par exemple l'énergie éolienne) et d'autre part par les importations (pétrole, gaz naturel, etc).

Les résultats du scénario de référence montrent une croissance de la consommation totale d'énergie sur la période 2000-2030, mais à un taux moyen bien inférieur à ceux observés par le passé : le rythme de croissance serait de 0,2 % par an alors que la consommation d'énergie a crû de 1,1 % par an entre 1970 et 2000 et même de 1,9 % par an entre 1990 et 2000.

Les perspectives d'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie (CIB) peuvent être analysées à travers l'évolution de trois facteurs, la population (POP), le produit intérieur brut par habitant (PIB/POP) et l'intensité énergétique du produit intérieur brut (CIB/PIB), comme le montre la relation suivante :

$$CIB = (PIB/POP) \times (CIB/PIB) \times POP$$

Dans le scénario de référence, on observe ainsi que la croissance démographique évolue au rythme de 0,2 % par an en moyenne sur la période de projection, que

1. Les bilans énergétiques prospectifs détaillés du scénario de référence sont présentés en Annexe.
2. La terminologie et la méthodologie utilisées correspondent à celles des bilans de l'énergie d'Eurostat.

le taux de croissance annuel moyen du PIB par habitant est de 1,7 %, alors que l'intensité énergétique du PIB diminue de -1,6 % par an entre 2000 et 2030. L'amélioration significative de l'intensité énergétique de l'économie projetée pour les trente années à venir compenserait ainsi la croissance non moins importante du PIB par habitant de sorte que l'évolution de la consommation d'énergie suivrait le rythme de croissance de la population. Il est intéressant de noter que cette évolution constitue une rupture par rapport aux tendances passées caractérisées par l'influence prépondérante de l'évolution du PIB par habitant sur celle de la consommation d'énergie, l'amélioration de l'intensité énergétique du PIB étant compensée par l'effet de la croissance démographique.

TABLEAU 2 - Evolution de la consommation d'énergie et d'indicateurs-clés (en %)

	00//90	10//00	20//10	30//20
PIB	2,2	2,2	1,8	1,6
Population	0,3	0,3	0,2	0,2
PIB/habitant	1,9	1,9	1,6	1,5
CIB	1,9	0,7	0,3	-0,3
Intensité énergétique du PIB*	-0,3	-1,4	-1,5	-1,9
CIB/habitant	1,6	0,5	0,1	-0,4

//: taux de croissance annuel moyen.

*: Consommation intérieure brute (CIB) divisée par le PIB.

Les principales raisons qui expliquent l'amélioration plus marquée de l'intensité énergétique du PIB sont :

- l'amélioration significative de l'efficacité énergétique tant du côté de l'offre que de la demande finale d'énergie, due notamment à la hausse des prix réels de l'énergie ;
- les changements dans la structure de l'industrie belge,
- l'effet de saturation de la demande d'équipements consommateurs d'énergie (cf. infra), et
- l'effet de politiques et mesures prises en compte dans le scénario de référence, comme l'accord entre la Commission européenne et les constructeurs automobiles visant à réduire la consommation moyenne du parc de voitures, ou encore la sortie du nucléaire¹.

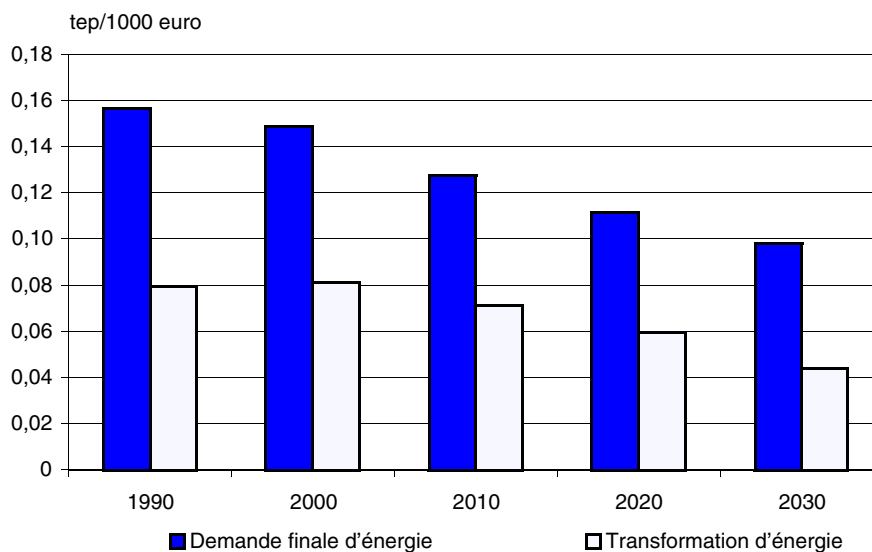
Ces facteurs explicatifs seront explicités et quantifiés dans les sections relatives à l'analyse sectorielle de la demande finale d'énergie. La figure 3 donne cependant déjà une première indication de l'ampleur relative de ces facteurs puisqu'elle décompose l'intensité énergétique du PIB entre les composantes "demande finale d'énergie" et "transformation d'énergie"².

On constate ainsi qu'au début de la période de projection (2000-2010), les deux composantes contribuent de manière comparable à l'amélioration de l'intensité

1. Par convention statistique, on attribue aux centrales nucléaires un rendement de conversion de 33 %. Dès lors, le remplacement des centrales nucléaires par des centrales thermiques ou fonctionnant à partir d'énergies renouvelables caractérisées par de meilleurs rendements, conduit à des améliorations significatives de l'efficacité moyenne de la production d'électricité, et partant, à une demande moindre d'énergie pour une production d'électricité identique.
2. En bonne approximation on peut en effet écrire la relation suivante : $(CIB/PIB) = (demande\ finale\ d'énergie/PIB) + (inputs\ énergétiques\ des\ secteurs\ transformateurs\ d'énergie/PIB)$.

énergétique du PIB (-1,4 % par an, comparé à -0,3 % par an entre 1990 et 2000). Par contre, de 2010 à 2030, le rythme de réduction de l'intensité de la demande finale d'énergie se stabilise autour de -0,3 % par an alors que celui relatif à la transformation d'énergie s'accélère passant de -1,8 % par an entre 2010 et 2020 à -2,9 % par an entre 2020 et 2030. Cette évolution résulte bien plus de la sortie du nucléaire et de la convention statistique liée à la production d'électricité d'origine nucléaire (cf. note de bas de page p. 20) qu'aux gains d'efficacité énergétique réalisés dans le secteur électrique même si ceux-ci ne sont pas inexistantes.

FIGURE 3 - Composantes de l'intensité énergétique du PIB



Un autre indicateur intéressant est la consommation d'énergie par habitant. Cette dernière n'augmenterait que faiblement entre 2000 et 2015 (0,4 % en moyenne par an) puis diminuerait régulièrement pour retrouver en 2030 le niveau de l'année 2000.

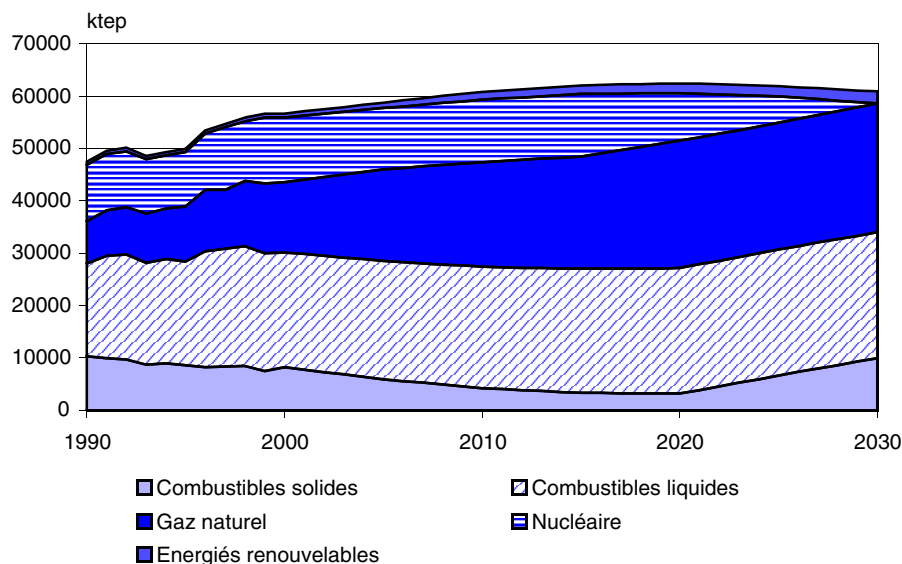
B. La demande primaire d'énergie

Entre 1970 et 2000, la consommation intérieure brute d'énergie a augmenté de quelque 40 % en Belgique, passant de 41 Mtep à 57 Mtep. Sur les 16 Mtep d'augmentation, un peu moins de la moitié (45 %) a été réalisé entre 1995 et 2000 lorsque le contexte économique était particulièrement favorable et les prix de l'énergie relativement bas. La période 1970-2000 a aussi été marquée par des changements importants dans la structure de la CIB : les combustibles solides et liquides ont vu leurs parts diminuer progressivement au profit d'abord du nucléaire et ensuite du gaz naturel. Cependant, on a noté ces quinze dernières années une stabilisation de la part des produits pétroliers dans la demande primaire totale d'énergie.

Par contraste, la CIB n'augmenterait que de 7 % entre 2000 et 2030, passant de 57 Mtep à un peu plus de 61 Mtep. De plus, on observe un ralentissement progressif de la croissance de la demande primaire d'énergie : de 7,4 % entre 2000 et 2010 (comparé à 20 % entre 1990 et 2000), elle ne serait plus que de 2,6 % de 2010 à 2020. Enfin, entre 2020 et 2030, la CIB diminuerait du même pourcentage (-2,5 %) pour

retrouver le niveau de 2010. Il est important de noter que cette évolution en fin de période n'est pas le reflet d'une diminution de la demande finale d'énergie ou de la demande d'énergie pour le raffinage ou la production d'électricité mais plutôt la conséquence statistique de la sortie du nucléaire (voir supra).

FIGURE 4 - Demande primaire d'énergie



Le gaz naturel et les énergies renouvelables sont les formes d'énergie qui connaissent la plus forte croissance. Entre 2000 et 2030, leur consommation devrait augmenter respectivement de 84 et 200 %.

Gaz naturel et produits pétroliers

Ainsi, la part du gaz naturel passerait de 23 % en 2000 à 40 % en 2020 et 2030, rejoignant ainsi la part des produits pétroliers qui reste stable tout au long de la période de projection. La forte croissance de la consommation de gaz naturel provient essentiellement de la production d'électricité et de chaleur grâce à la mise en service de turbines au gaz à cycle combiné (centrales TGV) et au développement de la cogénération au gaz naturel. Alors que le secteur électrique ne requerrait qu'un quart de la demande primaire de gaz naturel en 2000, sa contribution devrait atteindre les 50 % en 2020 et 2030, l'autre moitié étant consommée dans les secteurs de demande finale d'énergie (industrie, ménages, etc).

Energies renouvelables

La progression des énergies renouvelables dans la demande primaire d'énergie a pour effet d'augmenter de manière significative leur part qui, de 1,3 % en 2000, passerait à 3 % en 2020 et 3,7 % en 2030. Comme pour le gaz naturel, la majeure partie de la croissance provient de la production d'électricité. L'énergie éolienne et la biomasse sont les formes d'énergie renouvelables qui contribuent le plus à l'augmentation projetée. C'est l'énergie éolienne qui connaît la plus forte croissance en termes relatifs, passant de 1 ktep en 2000 à 288 ktep en 2030; la majeure partie de la croissance se concrétiserait d'ici 2010 (31,2 % par an). Par contre, c'est la biomasse qui augmente le plus en termes absolus avec +1060 ktep sur la période 2000-2030. Actuellement, elle sert principalement à la production d'électricité et au chauffage des logements. Par contre, à la fin de la période de projection, la biomasse devrait être utilisée à hauteur de 60 % pour la production de bio-carburants, cet usage représenterait ainsi l'essentiel de la progression de la demande de

biomasse. Enfin, la croissance de l'énergie hydraulique, de l'énergie géothermique et de la chaleur solaire serait négligeable en raison principalement des contraintes liées aux ressources et à l'exploitation actuelle de la majeure partie des sites disponibles pour la production d'énergie hydraulique.

Combustibles solides

La consommation de combustibles solides poursuivrait le déclin amorcé dans les années quatre-vingt, à tout le moins jusqu'en 2020 où elle ne représenterait plus que 5 % de la demande primaire d'énergie comparé à 32 % en 1970 et 14 % en 2000. Néanmoins, entre 2020 et 2030, la consommation de charbon devrait reprendre en raison de la fermeture progressive des centrales nucléaires et d'une perte de compétitivité des centrales au gaz due à la hausse du prix à l'importation du gaz naturel. De ce fait, la demande en combustibles solides progresserait régulièrement pour atteindre 16 % de la demande primaire d'énergie en 2030 et des niveaux de consommation comparables à ceux de 1990.

Importations d'énergie

Une conséquence importante des évolutions décrites ci-dessus est une dépendance encore plus forte du système énergétique belge vis-à-vis des importations d'énergie à l'horizon 2030. Déjà dépendante des importations pour près de 80 % en 2000 du fait de la fermeture des mines de charbon au milieu des années nonante et de l'absence de production de pétrole et de gaz naturel, la Belgique importerait plus de 96 % de ses besoins énergétiques en 2030. Il s'agit d'importations de combustibles fossiles et plus particulièrement d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel). En volume, cette évolution se traduit par une augmentation des importations de gaz naturel, de pétrole et de charbon de respectivement 84 %, 10 % et 21 % en 2030 par rapport aux niveaux de 2000. En Belgique, la production primaire d'énergie se limite à la chaleur nucléaire (jusqu'en 2025) et aux sources d'énergie renouvelables.

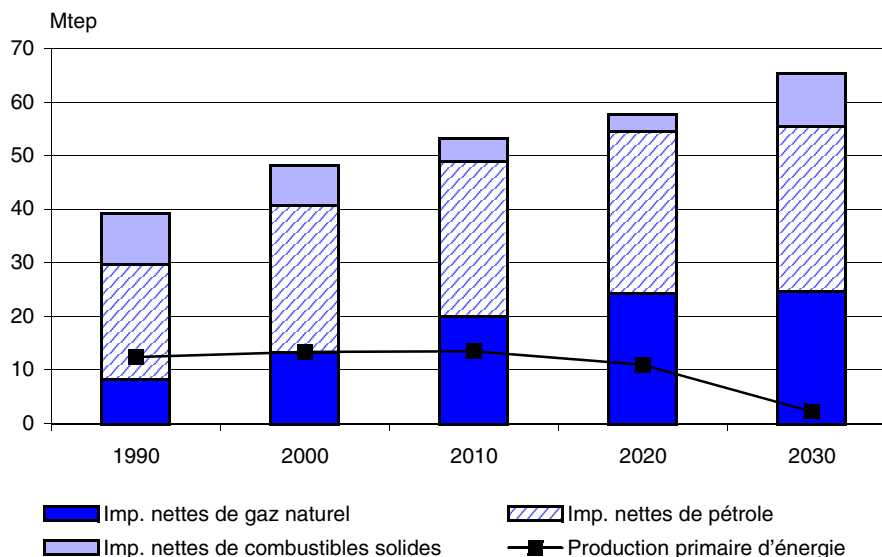
La dépendance énergétique croissante de la Belgique vis-à-vis du gaz naturel interpelle plus particulièrement dans la mesure où deux de ses principaux fournisseurs, les Pays-Bas et la Norvège verraient leur production diminuer progressivement à partir de 2010-2020.¹ En 2030, la production de gaz naturel dans ces deux pays serait globalement 17 % moins élevée qu'en 2000. Dès lors, la Belgique, mais aussi les autres pays européens, dépendraient de plus en plus du gaz naturel produit hors Europe, notamment en Afrique (Algérie, Nigeria, etc), en Russie et au Moyen Orient.² C'est dans ces deux dernières régions du monde que des réserves abondantes de gaz naturel se concentrent et où la production gazière devrait se développer considérablement au cours des trente prochaines années.

Ces évolutions, à savoir la croissance rapide de la demande de gaz et donc des volumes importés, et les changements dans la structure d'approvisionnement, nécessiteront des investissements importants en capacité de transport, de distribution et de stockage dans et hors de la Belgique et pourraient s'accompagner de risques accrus en matière d'approvisionnement. Il serait cependant possible de les limiter grâce à différentes actions décrites dans le Livre Vert de la Commission européenne³, telles que la multiplication des routes de transport du gaz⁴, une

1. Source : "World energy, technology and climate policy outlook : WETO 2030", European Commission, DG Research, 2003 (EUR 20366).
2. La Grande Bretagne, qui produit aussi du gaz naturel verrait également sa production diminuer progressivement.
3. Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply", European Commission, 2001.
4. Ainsi, plusieurs projets de routes sont examinés pour acheminer le gaz russe vers les pays de l'Ouest de l'Europe.

meilleure intégration du réseau gazier européen, et un dialogue continu avec les pays producteurs de gaz¹.

FIGURE 5 - Production primaire d'énergie et importations nettes d'énergie



Production primaire d'énergie

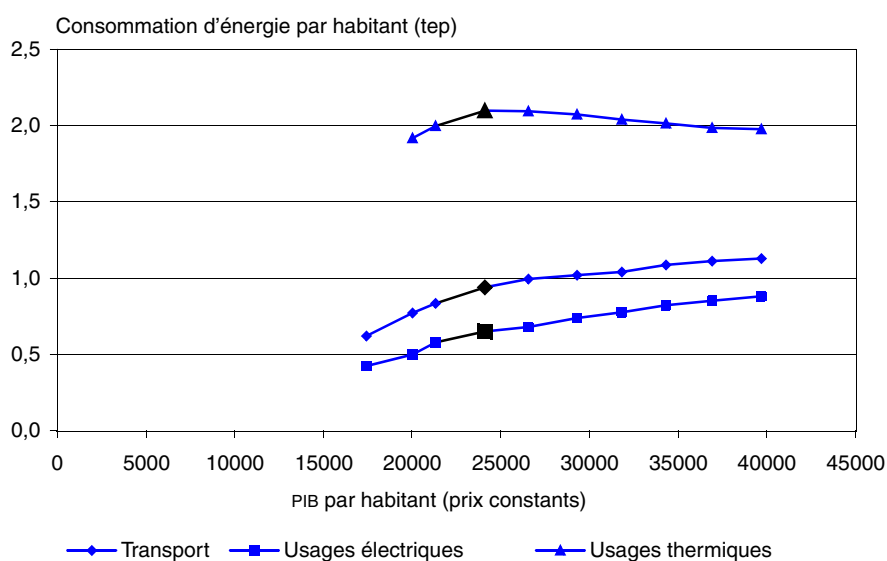
Le solde entre la demande primaire d'énergie et les importations est assuré par la production primaire d'énergie (figure 5) qui, en Belgique, se résume aujourd'hui à l'énergie nucléaire² et aux énergies renouvelables, et après 2025, aux seules énergies renouvelables suite à la fermeture des centrales nucléaires. En 2000, le nucléaire représentait 93 % de la production primaire d'énergie et les énergies renouvelables 7 %. Malgré le triplement de la production des énergies renouvelables entre 2000 et 2030, ces dernières ne parviennent pas à compenser la diminution progressive de la production primaire nucléaire. En conséquence, la part de la production primaire d'énergie dans la consommation intérieure brute d'énergie ne dépasserait pas 4 % en 2030.

Services énergétiques

Pour analyser les perspectives à long terme de la consommation d'énergie du pays, il est intéressant d'identifier les principaux services énergétiques qui sont à la base de cette consommation et d'en examiner l'évolution. Il s'agit de la mobilité (consommation totale d'énergie pour le transport, tous modes de transport confondus), des usages électriques (consommation finale d'électricité) et des usages thermiques (principalement consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des bâtiments et les processus industriels³).

Les évolutions passées et les projections futures de la consommation d'énergie par habitant requise pour ces services énergétiques sont illustrées à la figure 6. Les données de consommation sont combinées avec celles du PIB par habitant pour illustrer les relations entre consommation d'énergie et croissance économique.

1. Dans ce cadre, on peut citer l'accord de partenariat et de coopération entre la Russie et l'Union européenne.
2. La quantité d'énergie sous la rubrique "production primaire nucléaire" dans les bilans d'énergie est obtenue en appliquant un rendement de conversion de 33 % au montant de la production d'électricité d'origine nucléaire.
3. Pour les usages énergétiques uniquement.

FIGURE 6 - Services énergétiques et PIB par habitant, 1980-2030¹

Avant 2000, on observe que la consommation d'énergie pour les principaux services énergétiques suit l'évolution du PIB et que la croissance la plus soutenue est imputable au transport. Au cours de la période de projection, la demande d'électricité et de carburants pour le transport continue à évoluer avec le PIB mais à des rythmes plus faibles que par le passé. A l'inverse, la consommation de combustibles fossiles pour les usages thermiques diminue de manière continue jusqu'à retrouver les niveaux de 1995 rapportés au nombre d'habitants. Cette évolution reflète les perspectives de changements dans la structure de l'économie (activités plus orientées vers les services) et dans la structure de l'industrie, des améliorations de l'efficacité énergétique et une certaine saturation des besoins de chauffage qui ne suivent plus l'évolution du revenu disponible des ménages.

Dans un pays à revenu élevé comme la Belgique, la plupart des bâtiments sont bien isolés et sont déjà équipés d'installations de chauffage selon des normes de confort "normales", et une augmentation du revenu disponible ne devrait pas entraîner une hausse de la température ambiante et par conséquent de la consommation d'énergie². Ce phénomène de saturation du parc d'équipements joue également un rôle dans le ralentissement du rythme de croissance de la demande d'électricité et de la demande d'énergie pour le transport, mais dans une moindre mesure. Une augmentation du revenu disponible aurait encore un impact sur le parc de véhicules et sur celui des équipements électriques, l'effet de saturation ne jouant pleinement son effet que plus tard.

Les perspectives de consommation d'énergie sont donc, nous l'avons vu, conditionnées par les perspectives de la demande finale énergétique des différents secteurs de l'économie et par celles de la consommation d'énergie des secteurs transformateurs. Parmi celles-ci, les évolutions relatives à la demande finale énergétique et à la production d'électricité et de vapeur sont prépondérantes. Elles sont décrites en détail dans les deux sections suivantes.

1. Les points plus grands sur la figure correspondent à l'année 2000, les prix sont en euros de 2000.
2. Le niveau de température n'est bien sûr pas le seul élément qui entre en ligne de compte, l'augmentation du nombre et de la taille des logements en est un autre, mais cette augmentation serait plus que compensée par l'amélioration de l'isolation des bâtiments et des rendements des équipements de chauffage.

C. La demande finale énergétique

Les perspectives d'évolution de la demande finale énergétique sont déterminées principalement par les perspectives démographiques et économiques (croissance et changements de structure), le progrès technologique et l'évolution des prix de l'énergie. Selon les hypothèses du scénario de référence, la demande finale d'énergie augmenterait au rythme de 0,5 % par an entre 2000 et 2030. De plus, le rythme de croissance se ralentirait progressivement passant de 0,6 % par an d'ici 2010 à 0,3 % par an seulement pendant les dix dernières années de la projection. En termes absolus, la consommation finale d'énergie augmenterait de 5,3 Mtep, passant de 36,9 Mtep en 2000 à 42,2 Mtep en 2030. A titre de comparaison, la demande finale d'énergie a augmenté de quelque 5,7 Mtep entre 1990 et 2000, soit un taux de croissance moyen de 1,6 % par an.

Produits pétroliers

Les produits pétroliers resteraient la forme d'énergie dominante tous secteurs confondus malgré une stabilisation de la demande de produits pétroliers autour des 16 Mtep sur la période de projection. Entre 1990 et 2000, la demande finale de produits pétroliers avait augmenté de 1 % par an en moyenne. De 44 % en 2000, la part des produits pétroliers s'établirait à 40 % en 2020 et à 39 % en 2030. Le moteur principal de l'évolution de la demande de produits pétroliers et de son rôle dominant dans la demande finale totale d'énergie reste plus que jamais le secteur des transports. En effet, c'est le seul secteur où la demande de produits pétroliers progresse (0,8 % par an). Dans les autres secteurs, la demande de produits pétroliers diminue tant en termes absolus qu'en termes relatifs. Alors que la part du secteur transport dans la demande finale de produits pétroliers représentait 59 % en 2000, elle n'atteindrait pas moins de 70 % en 2020 et 73 % en 2030. A l'opposé, la part de l'industrie ne serait plus que de 6 % en 2030 (comparé à 9 % en 2000) et celle des secteurs résidentiel et tertiaire de 21 % (comparé à 32 % en 2000).

Gaz naturel

Le gaz naturel poursuit sa progression mais à un rythme moins soutenu que pendant ces dix dernières années et avec des profils différents selon les secteurs. La demande finale de gaz naturel progresserait ainsi de 0,9 % en moyenne par an sur la période 2000-2030 (soit 2,1 % entre 2000 et 2010 et 0,3 % entre 2010 et 2030), passant de 9,8 Mtep à 12,9 Mtep. A titre de comparaison, le taux de croissance annuel de la demande finale de gaz naturel était de 3,2 % en moyenne sur la période 1990-2000. La part du gaz naturel dans la demande finale totale d'énergie passerait de 27 % en 2000 à 31 % en 2030 (elle n'était que de 23 % en 1990).

Entre 2000 et 2010, tous les secteurs (sauf le transport) verraient leur consommation de gaz naturel augmenter à des rythmes comparables à celui de la demande finale totale de gaz naturel. Après 2010 par contre, la consommation de gaz naturel resterait pratiquement stable tant dans l'industrie que dans le secteur résidentiel, alors qu'elle continuerait de progresser dans le secteur tertiaire. Cette évolution dans l'industrie reflète le développement de la cogénération au détriment des chaudières industrielles qui brûlent notamment du gaz naturel pour produire de la vapeur¹. Au niveau de la demande finale d'énergie, le développement de la cogénération entraîne une croissance remarquable de la demande de vapeur au taux moyen de 1,7 % par an entre 2000 et 2030. L'évolution dans le secteur résidentiel est le résultat, d'une part, d'une saturation de la demande de

1. Dans le modèle PRIMES, les combustibles utilisés dans les centrales de cogénération industrielle sont, par convention, alloués au secteur de production de l'électricité et de la vapeur, tandis que les combustibles brûlés dans les chaudières industrielles sont imputés à l'industrie.

chauffage et de l'amélioration de l'efficacité énergétique des chaudières, et d'autre part, des contraintes sur la pénétration du gaz naturel liées au développement du réseau de distribution sur le territoire belge.

Combustibles solides

Les combustibles solides, à savoir le charbon et le coke, poursuivent leur déclin au niveau de la demande finale d'énergie. En 2030, ils ne représenteraient plus que 4 % de la demande finale d'énergie, comparés à 9 % en 2000 et 12 % en 1990. La sidérurgie est et resterait le principal consommateur final de combustibles solides puisqu'elle en consomme 80 % en 2000 et en consommerait 90 % en 2030. L'évolution de la demande finale de charbon et de coke est donc essentiellement tributaire de l'évolution de la sidérurgie et plus précisément de la production d'acier dans les hauts fourneaux¹. Selon les hypothèses adoptées dans le scénario de référence, cette dernière devrait diminuer de 45 % entre 2000 et 2030, soit quelque quatre millions de tonnes.

Electricité

Parmi les formes d'énergie traditionnelles, c'est l'électricité qui connaîtrait la plus forte progression ; les taux de croissance de la demande d'électricité dans les différents secteurs seraient ainsi supérieurs aux taux de croissance de la demande finale totale d'énergie. La consommation d'électricité croîtrait de 1,5 % par an entre 2000 et 2010, de 1,3 % entre 2010 et 2020 et enfin de 0,8 % entre 2020 et 2030. En moyenne sur la période de projection, le rythme de croissance de la demande d'électricité s'élèverait donc à 1,2 % par an. Si elle confirme le phénomène d'électrification croissante du système énergétique caractéristique des pays développés, cette progression est moins significative que par le passé (2,9 % entre 1990 et 2000) et aussi moins rapide que celle du PIB, traduisant entre autres une saturation progressive des parcs d'équipements électriques et une amélioration de l'efficacité énergétique de ces équipements.

Vapeur

La consommation de vapeur produite dans les centrales de cogénération poursuivrait son essor mais son rythme de croissance diminuerait progressivement, de 2,2 % par an entre 2000 et 2020, il ne serait plus que de 0,8 % sur la période 2020-2030.

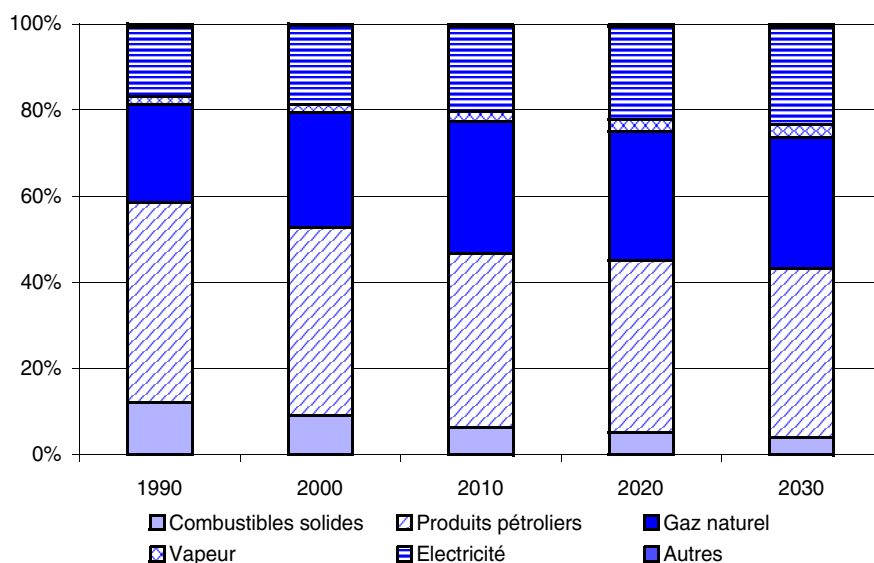
Energies renouvelables

Enfin, les nouvelles formes d'énergie comme l'hydrogène et l'éthanol pour le transport et les énergies renouvelables (essentiellement biomasse et énergie solaire) se développent quelque peu mais restent marginales par rapport à la demande finale totale d'énergie puisque leur part resterait sous la barre des 1 % en 2030.

De ce qui précède, on peut dire que le scénario de référence ne projette pas de changements majeurs concernant la place des différentes formes d'énergie dans la demande finale totale d'énergie mais plutôt une poursuite des évolutions observées au cours des dix dernières années.

1. En 2000, la production d'acier dans les hauts fourneaux s'élevait à un peu moins de 9 millions de tonnes réparties de manière à peu près égale entre les sites de Cockerill (Liège et Charleroi) et de Sidmar (Gand).

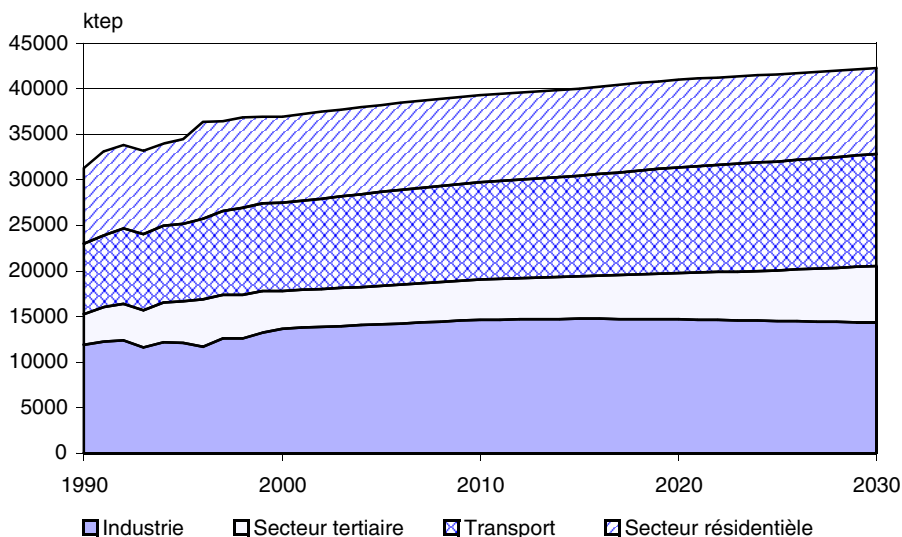
FIGURE 7 - Structure de la demande finale d'énergie par forme d'énergie



Evolution sectorielle

Sur la figure 8 illustrant l'évolution sectorielle de la demande finale d'énergie dans le scénario de référence, on remarque que la croissance de la demande finale d'énergie sur la période de projection serait surtout pilotée par la croissance de la consommation d'énergie dans les secteurs tertiaire et des transports. Cette croissance serait de respectivement 1,4 % et 0,8 % en moyenne par an (comparé à 0,5 % pour la demande finale totale d'énergie). Le taux de croissance de la consommation d'énergie dans l'industrie serait beaucoup plus modeste (0,2 % par an) tandis que la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel se stabiliserait en 2030 au niveau de 2000.

FIGURE 8 - Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie



A l'horizon 2030, les parts respectives de l'industrie, des transports, du secteur résidentiel et du secteur tertiaire dans la demande finale totale d'énergie seraient de 33 %, 29 %, 22 % et 16 %. Elles étaient de 37 %, 26 %, 26 % et 11 % en 2000.

Ces évolutions sectorielles globales et de long terme cachent des évolutions contrastées tant pour les différents usages énergétiques au sein d'un même secteur ou pour les différentes branches industrielles que pour les différentes sous-périodes de projection. C'est pourquoi une analyse plus détaillée par secteur est proposée ci-dessous.

1. L'industrie

L'évolution de la demande finale énergétique dans l'industrie reflète à la fois la situation économique du pays et à l'échelle internationale, les évolutions structurelles, une meilleure efficacité énergétique et des substitutions entre formes d'énergie.

Sur le plan du contexte économique, on observe que la demande finale d'énergie de l'industrie n'a que légèrement progressé entre 1990 et 1995 (0,4 % par an) pendant que la valeur ajoutée de l'industrie croissait de 0,7 % par an. A l'inverse, la demande finale d'énergie a progressé de 2,4 % par an entre 1995 et 2000 alors que, dans le même temps, la valeur ajoutée de l'industrie augmentait de 3,1 %.

Les évolutions structurelles que l'on constate dans l'industrie depuis plusieurs années concernent la croissance rapide des branches et sous-branches industrielles moins intensives en énergie et à plus haute valeur ajoutée au détriment de l'industrie lourde (sidérurgie, minéraux non métalliques), ainsi que la restructuration des outils de production notamment dans la sidérurgie où les aciéries électriques se développent au détriment des hauts fourneaux. En conséquence, l'intensité énergétique de l'industrie (définie comme la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité de valeur ajoutée) a évolué globalement à la baisse ces vingt dernières d'années.

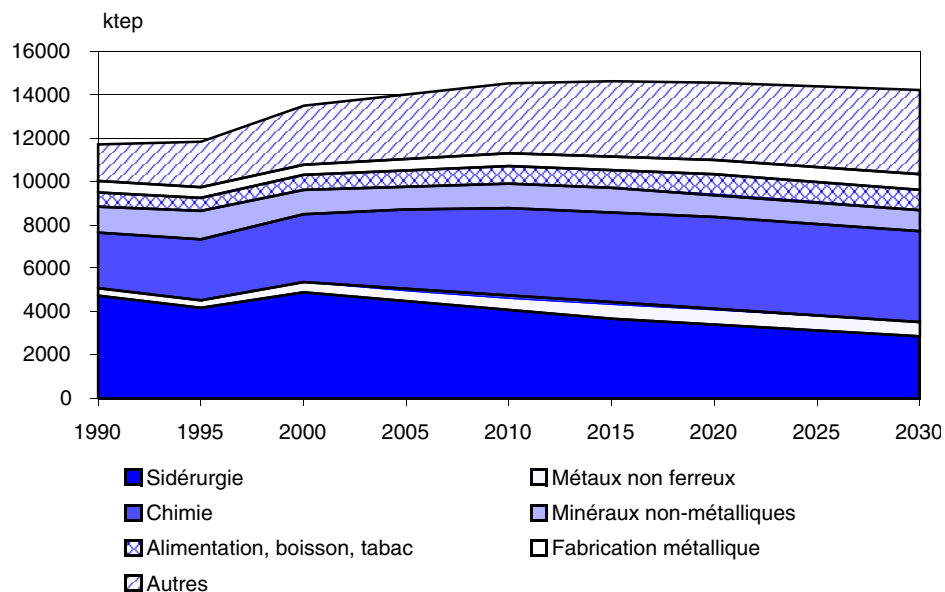
Enfin, une meilleure efficacité énergétique et des substitutions entre combustibles découlent surtout de l'évolution des prix absolus et relatifs des différentes formes d'énergie. Des prix énergétiques élevés encouragent la pénétration de technologies plus efficaces et des comportements économes en énergie, ce qui a pour effet de ralentir la croissance de la consommation d'énergie. A l'inverse, des prix énergétiques en baisse vont de pair avec une hausse de la consommation énergétique et avec une détérioration de l'intensité énergétique.

Selon les hypothèses du scénario de référence, la restructuration de l'industrie belge en faveur d'une production à plus haute valeur ajoutée devrait se poursuivre jusqu'en 2030. Ainsi la valeur ajoutée de la chimie, et plus particulièrement de l'industrie pharmaceutique, et des fabrications métalliques devrait continuer à croître à des taux supérieurs à la moyenne de l'industrie. Par ailleurs, la part des hauts fourneaux dans la production de l'acier continuerait de décroître (voir supra), elle ne serait plus que de 58 % en 2030 comparé à 77 % en 2000 et 91 % en 1990. De plus, la production totale d'acier diminuerait régulièrement d'ici à 2030 et ne représenterait plus que les trois quarts de la production de l'année 2000. Enfin, les prix de l'énergie augmenteraient régulièrement sur la période de projection.

La combinaison des différents facteurs énumérés ci-dessus conduit aux évolutions globales suivantes dans l'industrie. Tout d'abord, suite à une croissance de l'activité économique de l'industrie plus prononcée entre 2000 et 2010 (2,3 % par

an) que sur la période 2010-2030 (1,6 % par an), la demande finale d'énergie augmenterait davantage sur la première période (0,7 % par an) que sur la seconde. En fait la demande finale d'énergie se stabiliserait entre 2010 et 2030 grâce à l'amélioration significative de l'intensité énergétique de 1,6 % par an en moyenne sur la période de projection. Cette dernière résulte à la fois des changements structurels, des économies d'énergie suscitées par des prix énergétiques en hausse et des substitutions entre combustibles.

FIGURE 9 - Evolution de la demande finale d'énergie de l'industrie



Changements structurels

Les changements structurels ont pour effet de réduire la part des industries intensives en énergie¹ dans la demande finale totale d'énergie de l'industrie de 71 % en 2000 à 61 % en 2030. Sachant par ailleurs que l'intensité énergétique de ces industries est entre 3 et 10 fois plus élevée que celle des autres branches industrielles, on comprend mieux l'ampleur de l'impact de ces changements sur l'efficacité énergétique globale de l'industrie, et partant, sur l'évolution de la consommation finale d'énergie. Alors que la sidérurgie représentait 36 % des besoins énergétiques de l'industrie en 2000, elle ne représenterait plus qu'un cinquième de la demande finale d'énergie de l'industrie en 2030. A l'inverse, la part de l'industrie chimique progresserait de 23 à 29 % sur la période 2000-2030, mais la hausse de ses besoins énergétiques ne compenserait pas la baisse de ceux de la sidérurgie.

Combustibles

Pour ce qui est des substitutions entre combustibles, les évolutions récentes se poursuivraient, les combustibles solides et le pétrole cédant la place au gaz naturel et à l'électricité. Néanmoins, la consommation de gaz naturel utilisé notamment dans les chaudières industrielles devrait se stabiliser à partir de 2010 en raison du développement de la cogénération au détriment des chaudières industrielles pour la production de vapeur. En 2030, les parts respectives des combustibles solides, des combustibles liquides, du gaz naturel et de l'électricité seraient de 12 %, 7 %, 43 % et 30 % alors qu'elles étaient de 23 %, 10 %, 37 % et

1. A savoir la sidérurgie, la chimie, les métaux non ferreux et les minéraux non-métalliques.

25 % en 2000. Il faut noter que la baisse de la consommation de produits pétroliers entre 2000 et 2030 est surtout marquée pour les produits lourds (fuel oil résiduel et coke de pétrole) alors que la consommation de gasoil augmente régulièrement de 1,8 % par an. La consommation de biomasse et de déchets progresse également mais leur contribution à la demande finale énergétique de l'industrie resterait stable (moins de 1 %). En résumé, les perspectives énergétiques de l'industrie sont caractérisées par une évolution vers des formes d'énergie moins intensives en carbone et plus efficaces. Les moteurs et turbines au gaz naturel ainsi que les "électro-technologies" utilisées de plus en plus dans les applications industrielles offrent en effet de meilleurs rendements énergétiques.

TABLEAU 3 - Evolution de l'intensité énergétique de l'industrie (1990=100)

	2000	2010	2020	2030	30/00	30//00
Industrie	103	89	75	63	-39	-1,6
- Sidérurgie	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	-21	-0,8
- Chimie	68	62	52	43	-37	-1,5
- Minéraux non-métalliques	86	76	64	54	-38	-1,6
- Métaux non ferreux	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	-16	-0,6
- Alimentation, boisson, tabac	58	55	52	48	-16	-0,6
- Textile, cuir, habillement	68	69	62	55	-19	-0,7
- Papier, imprimerie	93	84	74	65	-30	-1,2
- Fabrications métalliques	82	80	73	66	-19	-0,7

n.d: non disponible.

/: taux de croissance (en %).

//: taux de croissance annuel moyen (en %).

Intensité énergétique

L'intensité énergétique globale de l'industrie s'améliorerait donc de 39 % en 2030 par rapport à 2000. Au niveau des branches industrielles, les gains en intensité les plus significatifs seraient réalisés dans la chimie et les minéraux non-métalliques (respectivement 37 % et 38 %). L'évolution de l'industrie chimique est caractérisée, dans le scénario de référence, par un changement de la structure de production en faveur des produits intensifs en valeur ajoutée comme les produits pharmaceutiques et les cosmétiques et au détriment des produits intensifs en énergie comme les engrais et les produits issus de la pétrochimie. La branche des produits minéraux non-métalliques connaîtrait quant à elle une baisse de la production de ciment sur la période de projection et un recours accru au verre recyclé. Dans la plupart des industries moins intensives en énergie (fabrications métalliques, alimentation, textile), l'amélioration de l'intensité énergétique est plus faible, elle se situe entre 15 et 20 % et résulte essentiellement du progrès technologique.

2. Les transports

Le secteur des transports est le secteur qui a connu les développements les plus remarquables au cours de la dernière décennie tant en termes de consommation d'énergie que d'émissions de polluants. Ainsi, la consommation d'énergie des transports a crû en moyenne de 2,3 % par an entre 1990 et 2000 et les émissions de

CO₂ de 2,4 % par an. Ces rythmes de croissance sont les plus élevés enregistrés au niveau des secteurs et sont bien supérieurs aux taux de croissance de la demande finale totale d'énergie et des émissions de CO₂ qui y sont associées.

Entre 2000 et 2030, la consommation d'énergie des transports devrait continuer de progresser à un rythme toujours supérieur à celui de la demande finale totale d'énergie mais moins soutenu que par le passé (+0,8 % par an). Ce changement résulterait surtout de l'évolution du transport des personnes à la fois en termes d'activité¹ et de progrès technologique. Ainsi, des effets de saturation de la demande de transport des ménages en dépit d'une augmentation régulière de leurs revenus limitent la croissance de cette demande. Par ailleurs, les accords entre la Commission européenne et les constructeurs automobiles (ACEA/KAMA/JAMA) visant à réduire les émissions de CO₂ des nouveaux véhicules conduisent à une amélioration de l'efficacité énergétique globale du parc automobile (cf. chapitre I).

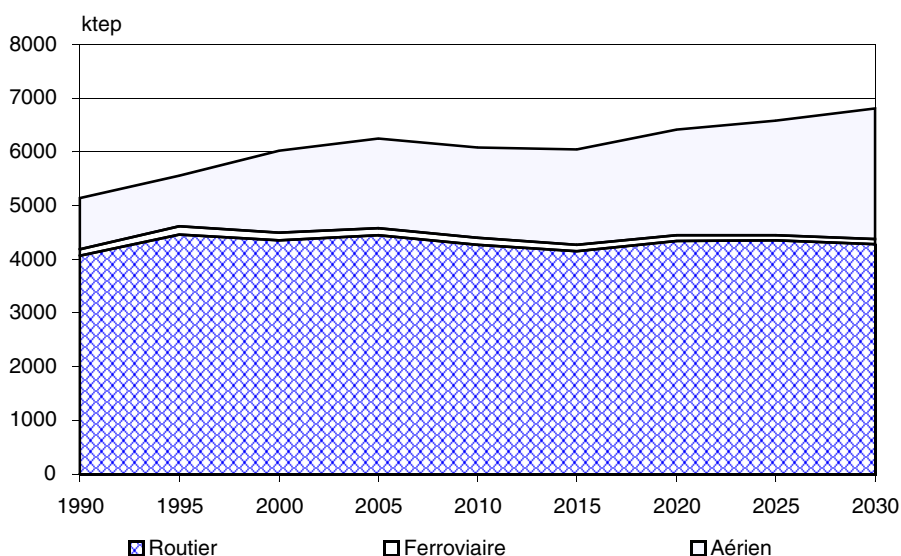
Transport des personnes

Selon les hypothèses du scénario de référence, l'activité relative au transport des personnes progresserait à un rythme de +1,4 % par an entre 2000 et 2030, ce qui constitue un ralentissement notable par rapport aux évolutions passées². Parmi les différents modes de transport, c'est le transport aérien qui connaîtrait la plus forte progression (+3,8 %), suivi par les voitures (+1,3 %), le rail (+0,9 %) et les transports publics par route (+0,7 %). L'évolution du transport aérien est en ligne avec les tendances récentes de forte progression des déplacements de longue distance. Malgré cela, le transport par voiture resterait le mode dominant de transport de personnes, il s'octroie encore 76 % de part de marché en 2030, comparé à 80 % en 1990. Les transports publics par rail et par route ne représenteraient plus que 13 % contre 16 % en 1990.

La consommation d'énergie pour le transport des personnes augmenterait de 0,4 % par an entre 2000 et 2030, ce qui est bien inférieur au taux de croissance observé entre 1990 et 2000 (+1,6 % par an) mais aussi au rythme de développement de l'activité transport sur la période de projection (+1,4 % par an). Une analyse détaillée par mode de transport montre que l'augmentation de l'activité transport projetée pour tous les modes (transports publics, voitures, trains, avions) ne s'accompagne d'une augmentation de la consommation d'énergie que pour le transport aérien (+1,6 % par an entre 2000 et 2030). En conséquence, le transport aérien représenterait 36 % des besoins énergétiques du transport de personnes en 2030, contre 25 % en 2000. A l'inverse, le transport par route verrait sa part passer de 72 % en 2000 à 63 % en 2030. Au sein du transport routier, la part des voitures resterait stable autour des 98 %.

L'évolution de la consommation d'énergie reflète une amélioration significative de l'efficacité énergétique globale du transport des personnes³, elle serait de 1 % par an en moyenne sur la période de projection contre 0,3 % entre 1990 et 2000. Cette amélioration résulte principalement de l'entrée en vigueur des accords conclus avec les constructeurs automobiles et du remplacement progressif de la flotte actuelle des avions par des appareils consommant moins de kérosène.

-
1. L'activité relative au transport de personnes est exprimée en passagers-kilomètre; l'activité relative au transport de marchandises est exprimée en tonnes-kilomètre.
 2. Par exemple +1,9 % entre 1990 et 2000.
 3. Mesurée comme la consommation d'énergie par passager-kilomètre.

FIGURE 10 - Consommation d'énergie pour le transport de personnes

Transport de marchandises

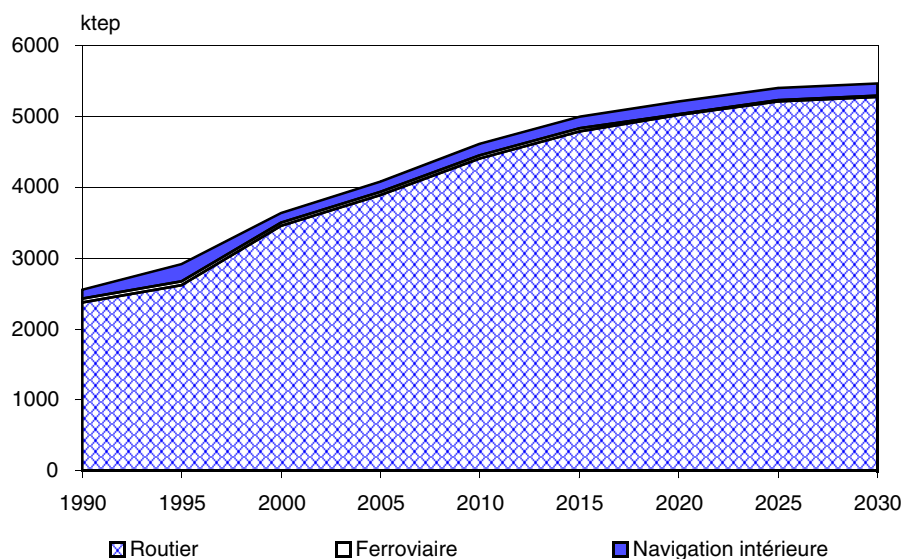
A l'inverse du transport des personnes, l'activité de transport des marchandises ne ralentirait pas : elle continuerait de progresser à un rythme comparable à celui de la dernière décennie (+1,7 % par an). Cette évolution soutenue et qui le resterait est la conséquence de l'organisation industrielle en flux tendus et de la spécialisation de la production de biens au sein de l'Union européenne. Dans cette activité, c'est le transport routier (c'est-à-dire par camions) qui enregistrerait la plus forte progression de son activité¹ (+2 % par an), suivi par le transport fluvial (+1 %) et le transport ferroviaire (+0,9 %). En 2030, la part du transport routier dans l'activité totale du transport de marchandises serait de 76 %, contre 70 % en 2000.

Comme le transport routier est le plus intensif en énergie de tous les modes utilisés pour le transport de marchandises, l'évolution décrite ci-dessus atténue fortement l'influence positive sur la consommation d'énergie de l'amélioration de l'efficacité énergétique considérée pour chaque mode de transport (+15 % sur 2000-2030 pour les camions, +64 % pour les trains de marchandises et +7,5 % pour les péniches). Ainsi, l'amélioration de l'efficacité énergétique globale du transport de marchandises² serait inférieure à 10 % sur la période de projection, soit une progression de seulement 0,3 % par an.

La conséquence de ces gains limités en efficacité énergétique est une augmentation de 50 % de la consommation d'énergie pour le transport de marchandises sur la période 2000-2030 (+1,4 % par an). Cet accroissement, s'il est supérieur à ce qui est projeté pour le transport des personnes (+0,4 %), est cependant inférieur aux évolutions récentes : entre 1990 et 2000 la consommation d'énergie pour le transport de marchandises a progressé en moyenne de 3,6 % par an.

1. Mesurée en tonnes-kilomètre.

2. Mesurée comme la consommation d'énergie par tonne-kilomètre.

FIGURE 11 - Consommation d'énergie pour le transport de marchandises

Combustibles

Pour le transport dans son ensemble, la consommation d'énergie augmenterait de quelque 2600 ktep entre 2000 et 2030. La consommation de diesel (+0,9 % par an sur 2000-2030) devrait continuer de croître plus rapidement que la consommation totale d'énergie (+0,8 %). C'est le cas également de la consommation de kérosène qui augmenterait de 1,6 % par an. Ces évolutions sont dues à la progression du transport routier de marchandises, à la diésélisation du parc automobile et à la croissance du transport aérien pour le transport des personnes. A l'inverse, la consommation d'essence connaîtrait un taux de croissance négatif (-0,2 % par an) et la consommation d'électricité n'augmenterait que très légèrement (+0,1 % par an).

Pour ce qui est des bio-carburants, leur développement est significatif mais leur contribution en termes absolus resterait faible : les bio-carburants représenteraient quelque 4 % de la consommation totale d'essence et de la consommation totale de diesel des transports en 2010¹ et 7 % en 2030.

3. Le secteur tertiaire²

La majeure partie de la consommation d'énergie du secteur tertiaire est utilisée pour les usages "chauffage/refroidissement" qui regroupent le chauffage des bâtiments, la production d'eau chaude, la cuisson et le conditionnement d'air. Ces usages représentaient quelque 74 % de la consommation énergétique totale du secteur en 2000, les 26 % restants correspondant aux usages électriques spécifiques (éclairage, appareils électriques) et aux usages spécifiques de l'agriculture. Les facteurs déterminants de la consommation d'énergie du secteur tertiaire sont les surfaces à chauffer qui dépendent de l'activité économique du secteur, l'efficacité énergétique des équipements et les conditions climatiques.

1. Une directive européenne favorisant l'incorporation des biocarburants dans l'essence et le diesel a été adoptée le 8 avril 2003. La directive fixe comme objectifs aux États-membres de l'Union européenne d'atteindre des taux d'incorporation de 2 % en 2005 et de 5,75 % en 2010.
2. Y inclus l'agriculture.

Entre 1990 et 2000, la consommation énergétique du secteur tertiaire (services et agriculture) a crû au rythme de 2,1 % par an, reflétant principalement la croissance de l'activité de ce secteur au cours de la même période (2,1 % par an en termes de valeur ajoutée).

A conditions climatiques identiques à celles de l'an 2000, la demande finale d'énergie du secteur tertiaire augmenterait de 50 % entre 2000 et 2030, soit à un taux moyen de 1,4 % par an. Le ralentissement de la croissance de la consommation énergétique ne serait pas dû à l'activité du secteur qui continuerait de croître au taux de 2 % par an mais plutôt à des effets de saturation, à des substitutions entre combustibles et à des améliorations significatives de l'efficacité énergétique des équipements.

Usages énergétiques

La progression de la demande finale d'énergie serait principalement due aux usages électriques spécifiques dont le taux de croissance (3,5 % par an entre 2000 et 2030) serait bien supérieur à celui de la demande énergétique totale du secteur tertiaire. En conséquence, la part des usages "chauffage/ refroidissement" dans la demande totale d'énergie du secteur se réduirait quelque peu à l'horizon 2030 et ne s'élèverait plus qu'à 70 %. La demande finale d'énergie pour les usages "chauffage" et le conditionnement d'air progresserait respectivement de 1,2 % et 1,6 % par an. Enfin, la demande finale d'énergie de l'agriculture, qui représentait 16 % de la demande énergétique du secteur tertiaire en 2000, resterait stable sur la période de projection, traduisant des perspectives de croissance de l'activité de l'agriculture plutôt modestes dans le scénario de référence (0,4 % par an).

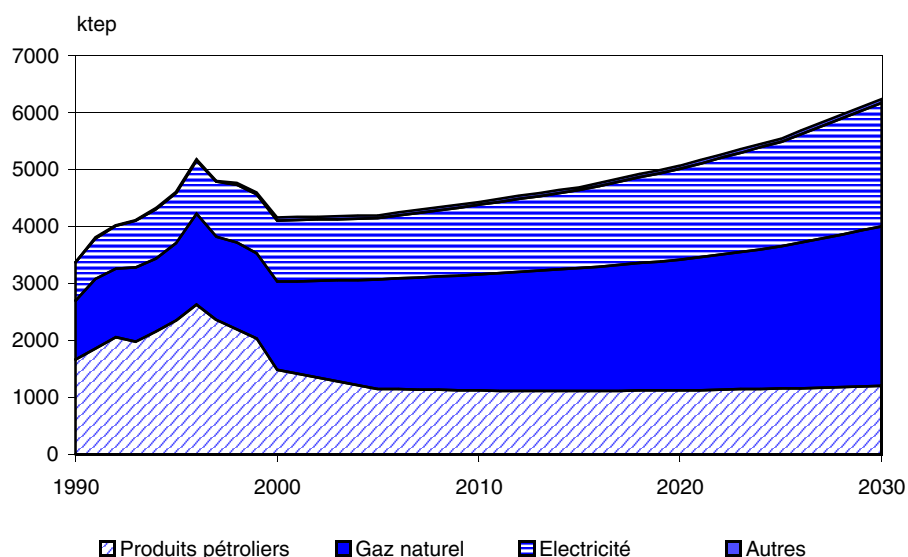
Intensité énergétique

L'intensité énergétique du secteur tertiaire diminuerait encore mais à des rythmes allant s'affaiblissant (-1,6 % par an entre 2000 et 2010 et -0,2 % entre 2010 et 2030). Cette évolution reflète la concentration de l'impact du progrès technologique sur la période d'ici à 2010.

Combustibles

Des changements dans la répartition de la consommation entre les différentes formes d'énergie sont également attendus: les produits pétroliers verraient ainsi leur part se réduire considérablement, passant de 36 % en 2000 à moins de 20 % en 2030, au profit du gaz naturel (dont la part passerait de 37 % à 45 %) et surtout de l'électricité (35 % en 2030 contre 26 % en 2000). En termes absolus, ces changements se traduisent par un doublement de la consommation d'électricité du secteur tertiaire entre 2000 et 2030, par une hausse de 80 % de la consommation de gaz naturel et par une quasi-stabilisation de la consommation de combustibles liquides.

FIGURE 12 - Demande finale d'énergie du secteur tertiaire



4. Le secteur résidentiel

Comme pour le secteur tertiaire, ce sont les usages “chauffage/refroidissement” qui dominent la consommation énergétique des ménages avec une part de 90 % en 2000. Les 10 % restants sont à mettre au compte de l'éclairage et des appareils électriques (électroménagers, télévision, ordinateurs, etc.). Les perspectives d'évolution de la consommation d'énergie du secteur résidentiel dépendent de plusieurs facteurs dont les principaux sont l'évolution démographique (et plus précisément le nombre de ménages), le revenu disponible, les conditions climatiques et l'efficacité énergétique des équipements.

En ce qui concerne le facteur démographique, la croissance limitée du nombre d'habitants sur la période 2000-2030 (+6,2 % ou encore 642 000 habitants) doit cependant être replacée dans un contexte de diminution tendancielle de la taille moyenne des ménages (de 2,42 personnes en 2000 à 2,08 personnes en 2030) conduisant à une augmentation de 24 % du nombre de ménages sur la période de projection (cf. chapitre I, section A).

Pour ce qui est de l'impact du niveau des revenus, le découplage entre la demande énergétique et le revenu disponible des ménages se poursuivrait. Ce phénomène reflète, d'une part, l'amélioration significative de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements, et d'autre part, l'impact marginal d'une augmentation du revenu disponible sur les consommations énergétiques correspondant aux usages de base comme le chauffage, la cuisson ou l'éclairage déjà largement développés dans notre pays. Par contre, les usages qui pourraient être affectés par une augmentation du revenu disponible sont l'air conditionné et les appareils électriques dont l'utilisation, le nombre et le choix de l'équipement sont davantage guidés par des considérations de confort. Ces usages représentaient cependant moins de 10 % de la consommation énergétique totale du secteur résidentiel en 2000.

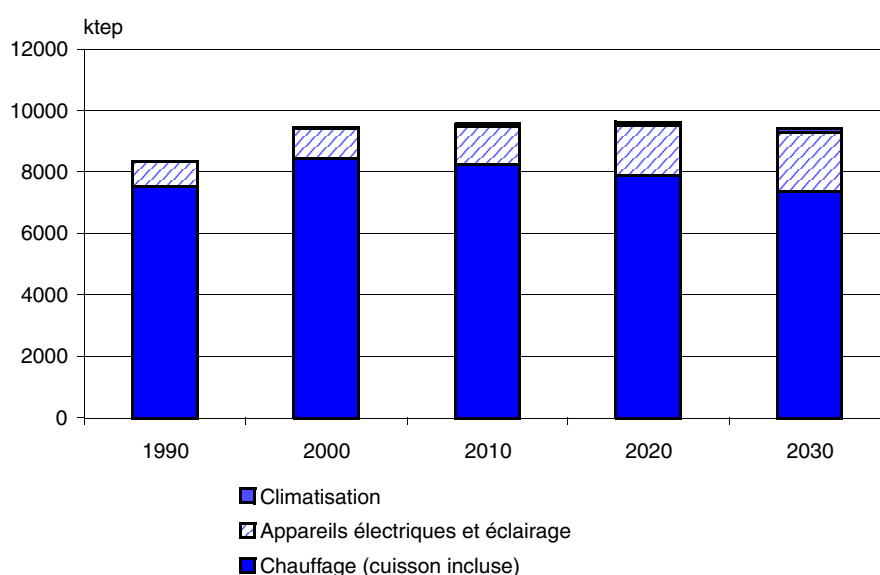
Enfin, les conditions climatiques sont un paramètre important pour les projections de la consommation d'énergie des ménages au niveau du chauffage des logements. Par conséquent, il est important de rappeler l'hypothèse formulée dans cette étude de maintien sur toute la période de projection des conditions de température de l'année 2000 plutôt qu'une moyenne historique. Le nombre de degrés-jours de l'année 2000 est parmi les plus bas enregistrés ces dernières années: il est ainsi inférieur de 15 % à la moyenne sur les trente dernières années. Il faut cependant noter une tendance globale à la baisse du nombre de degrés-jours (cf. chapitre I, section B).

Usages énergétiques

La combinaison des différents facteurs décrits ci-dessus entraîne une stabilisation de la consommation totale d'énergie des ménages en 2030 par rapport au niveau de 2000. Plus précisément, la demande finale d'énergie augmenterait modestement entre 2000 et 2020 au rythme de 0,1 % par an et puis diminuerait de 0,2 % par an entre 2020 et 2030. La stabilisation de la consommation globale d'énergie sur la période de projection cache des évolutions contrastées pour les principaux usages énergétiques des ménages : une réduction de la demande finale d'énergie pour les usages "chauffage" de 0,5 % par an, cette dernière passant de 8,4 Mtep en 2000 à 7,4 Mtep en 2030; une augmentation significative des usages spécifiques de l'électricité de 2,3 % en moyenne par an, et pratiquement équivalente à la diminution de la demande finale d'énergie pour le chauffage, soit 1 Mtep. La consommation d'énergie pour la climatisation progresserait également à un rythme soutenu (+3,2 %) mais resterait à des niveaux bien en deçà de ceux des autres usages avec seulement 0,1 Mtep en 2030.

Ces évolutions ont pour effet de modifier les parts relatives des différents usages: en 2030, les usages "chauffage/refroidissement" représenteraient 80 % et les usages spécifiques de l'électricité 20 % de la demande finale d'énergie des ménages.

FIGURE 13 - Demande finale d'énergie du secteur résidentiel par usage



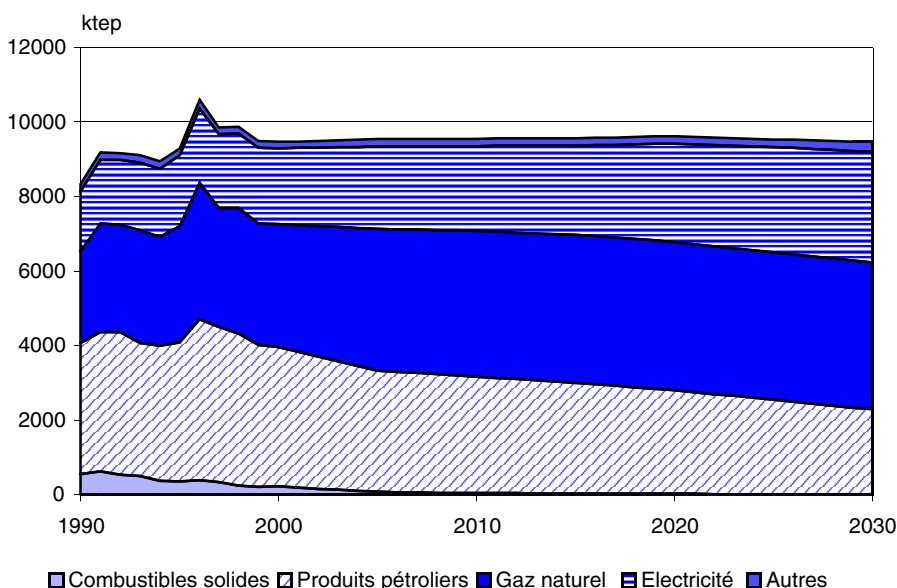
Intensité énergétique

L'amélioration de l'intensité énergétique du secteur résidentiel (mesurée comme le rapport entre la demande finale d'énergie et le revenu disponible) serait de 1,9 % par an en moyenne sur la période de projection, ce qui est bien supérieur aux gains observés entre 1990 et 2000, à savoir 0,7 % par an. La demande d'énergie par habitant diminuerait également régulièrement au rythme de 0,2 % par an pour atteindre 0,865 tep par habitant en 2030. Cette tendance est à l'opposé de l'évolution historique (+1 % par an entre 1990 et 2000) et résulte essentiellement de la baisse de la demande de combustibles fossiles pour les usages "chauffage". En effet, La demande d'électricité par habitant continuerait à croître, à un rythme cependant moins soutenu que par le passé : 1,1 % par an sur la période 2000-2030, contre 2,3 % par an entre 1990 et 2000.

Combustibles

L'augmentation du nombre d'appareils électriques par ménage est la principale cause de la croissance de la demande d'électricité dans le secteur résidentiel. Des améliorations notables du rendement énergétique de ces appareils tempéreraient néanmoins cette croissance dont le rythme serait donc inférieur que par le passé. La demande d'électricité augmenterait de 1,3 % par an en moyenne entre 2000 et 2030, contre 2,6 % entre 1990 et 2000. Du côté des combustibles fossiles, le déclin des combustibles solides se poursuivrait (-9,4 % par an); ils ne seraient pratiquement plus utilisés par les ménages en 2030, leur part dans la demande finale totale d'énergie ne représentant alors plus que 0,1 %. La consommation de combustibles liquides diminuerait également (-1,6 % par an entre 2000 et 2030), en raison notamment de la substitution par le gaz naturel qui poursuivrait quant à lui sa progression pour les usages "chauffage" (+0,6 % par an). Enfin, la consommation de biomasse resterait quasiment stable tandis que l'énergie solaire connaîtrait un taux de croissance remarquable (+15 % par an) sans toutefois parvenir à dépasser 1 % de la demande finale d'énergie des ménages en 2030. A la fin de la période de projection, le gaz naturel serait le combustible le plus utilisé par les ménages (42 % de la demande finale d'énergie), suivi par l'électricité (32 %) et les produits pétroliers (24 %).

FIGURE 14 - Demande finale d'énergie du secteur résidentiel



D. La production d'électricité et de vapeur

Comme l'a montré l'analyse de la demande finale d'énergie, l'électricité est la seule forme d'énergie dont la consommation progresserait de manière continue dans tous les secteurs. Globalement, la demande d'électricité augmenterait de 1,2 % par an en moyenne entre 2000 et 2030 dans le scénario de référence.

Pour satisfaire cette demande, l'électricité peut être soit produite sur le territoire national, soit importée. Historiquement, en Europe, les capacités d'interconnexion entre pays, qui permettent l'importation et l'exportation d'électricité, n'ont pas été conçues pour des échanges commerciaux de grande ampleur mais plutôt pour assurer une meilleure fiabilité de la fourniture d'électricité dans chacun des pays. Dans le contexte de l'achèvement du marché intérieur de l'électricité dans l'Union européenne, des échanges commerciaux plus importants devraient pouvoir se développer afin de permettre une plus grande concurrence au niveau de la fourniture d'électricité. Cette concurrence se heurte actuellement à des capacités d'interconnexion parfois trop limitées ou souvent congestionnées comme c'est le cas actuellement à la frontière entre la Belgique et la France.

Le scénario de référence a été construit sur base de la version nationale du modèle PRIMES dans laquelle les échanges d'électricité avec l'étranger sont considérés comme exogènes et déterminés sur base des infrastructures et tendances observées en 2000. Au vu des évolutions plus récentes en 2001 et 2002, cette hypothèse se révèle être dans le court terme plutôt éloignée de la réalité puisque les importations nettes d'électricité ont plus que doublé en 2001 et augmenté de respectivement 75 % en 2002 et 50 % en 2003 par rapport à 2000¹. Les évolutions à long terme pourraient être différentes, elles dépendront notamment des méthodes d'allocation et des investissements pour les capacités transfrontalières et des choix relatifs aux moyens de production dans les différents pays.

Les résultats d'une étude spécifique de l'impact de l'ouverture du marché européen de l'électricité sur la production d'électricité en Belgique à l'horizon 2030 feront l'objet d'une publication séparée. Cette étude se base sur une version du modèle PRIMES qui lie le secteur électrique belge à celui de la France, de l'Allemagne et des Pays-Bas et qui permet de déterminer les niveaux d'importations et d'exportations d'électricité de manière endogène en fonction, d'une part, des coûts relatifs de la production d'électricité dans les différents pays, et d'autre part, du niveau des capacités d'interconnexion.

Selon les hypothèses du scénario de référence, la production d'électricité augmente donc à un rythme comparable à celui de la demande d'électricité (1,3 % par an entre 2000 et 2030). Les pertes dues au transport et à la distribution d'électricité progresseraient à des taux moins élevés en raison d'une meilleure gestion des réseaux.

1. En raison notamment de prix de l'électricité plus compétitifs dans les pays voisins.

TABLEAU 4 - Evolution de la demande et de la production d'électricité (GWh)

	1995	2000	2010	2020	2030	00//95	10//00	20//10	30//20
Demande finale d'électricité	68426	77526	9031	102438	111205	2,5	1,5	1,3	0,8
- Industrie	34598	39861	47890	51553	49936	2,9	1,9	0,7	-0,3
- Tertiaire	10268	12491	14186	18599	25259	4,0	1,3	2,7	3,1
- Résidentiel	22105	23734	26503	30758	34518	1,4	1,1	1,5	1,2
- Transport	1455	1440	1452	1528	1492	-0,2	0,1	0,5	-0,2
Secteur énergétique*	1300	1498	1611	1600	1551	2,9	0,7	-0,1	-0,3
Pertes de transport et distribution	3691	3682	4131	4271	4349	0,0	1,2	0,3	0,2
Energie appelée	73417	82706	95773	108309	117105	2,4	1,5	1,2	0,8
Auto-consommation des centrales	4176	4259	5275	6269	7528	0,4	2,2	1,7	1,8
Importations nettes	4071	4325	4544	4565	4578	1,2	0,5	0,0	0,0
Production d'électricité	73522	82640	96504	110013	120055	2,4	1,6	1,3	0,9

*: Hors auto-consommation.

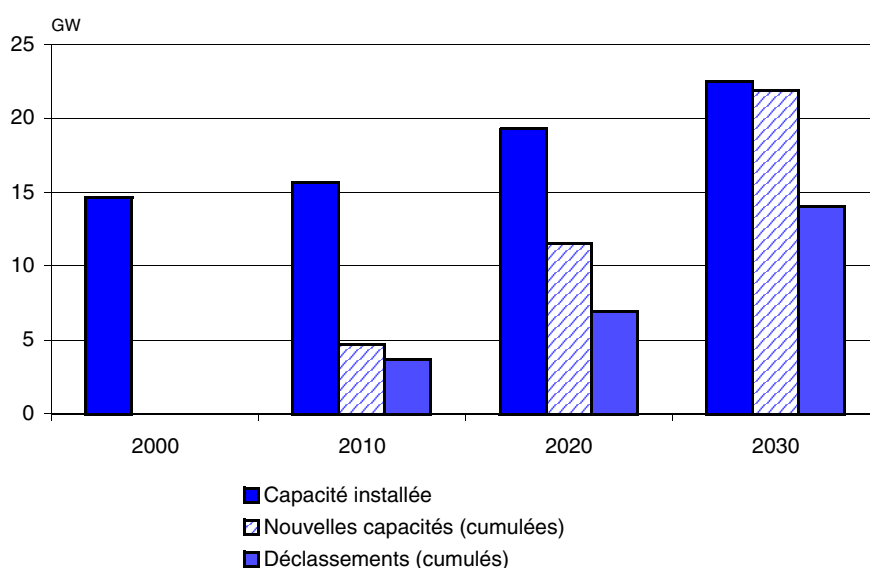
//: Taux de croissance annuel moyen (en %).

La production de vapeur, quant à elle, augmenterait de 0,9 % sur la période 2000-2030. Cette évolution prend en compte la production de vapeur tant dans les centrales de cogénération que dans les chaudières industrielles. L'industrie est le principal utilisateur de vapeur, elle en consommait quelque 96 % en 2000 et se maintiendrait à ce niveau en 2030. Le demande émanant du secteur tertiaire progresserait également (+0,8 %) compte tenu de la progression de la cogénération dans ce secteur. Par contre, selon les hypothèses du scénario de référence, la micro-cogénération appliquée au secteur résidentiel ne connaîtrait pas de développement significatif, la demande de chaleur des ménages restant relativement stable sur la période de projection.

1. Les capacités de production de l'électricité

En 2000, la capacité installée pour la production d'électricité était d'environ 14,6 GW¹ dont 58 % correspondait à des centrales thermiques, 41 % aux centrales nucléaires et 1 % aux centrales hydrauliques et aux éoliennes. Pour satisfaire la demande d'électricité à l'horizon 2030, la capacité installée devrait passer à 22,5 GW, soit une augmentation d'un peu plus de 50 % ou encore d'environ 8 GW par rapport à 2000. Pour déterminer les investissements nécessaires, il faut tenir compte des capacités qui seront déclassées entre 2000 et 2030. Ce faisant, on constate que pas moins de 97 % de la capacité installée totale en 2030 devront être choisis et construits pendant la période 2000-2030. La répartition dans le temps des investissements en nouvelles capacités de production est la suivante : 20 % entre 2000 et 2010 (environ 5 GW), 30 % entre 2010 et 2020 (environ 7 GW) et un peu moins de 50 % entre 2020 et 2030 (environ 10 GW). C'est au cours de cette dernière période que la majeure partie des centrales nucléaires sera démantelée après 40 ans de fonctionnement conformément à la loi sur la sortie progressive du nucléaire.

1. Pompes non inclus.

FIGURE 15 - Capacités installées, nouvelles et déclassées

L'utilisation de centrales thermiques conventionnelles (centrales monovalentes ou polyvalentes à cycle ouvert) devrait diminuer de manière significative et à un rythme proche du déclassement des centrales existantes. En 2030, la capacité installée de ce type de centrales serait équivalente au cinquième de la capacité installée correspondante en 2000. Leur part passerait ainsi de 35 % en 2000 à seulement 4 % en 2030. De la même manière, on remarque le déclin des capacités nucléaires à partir de 2015.

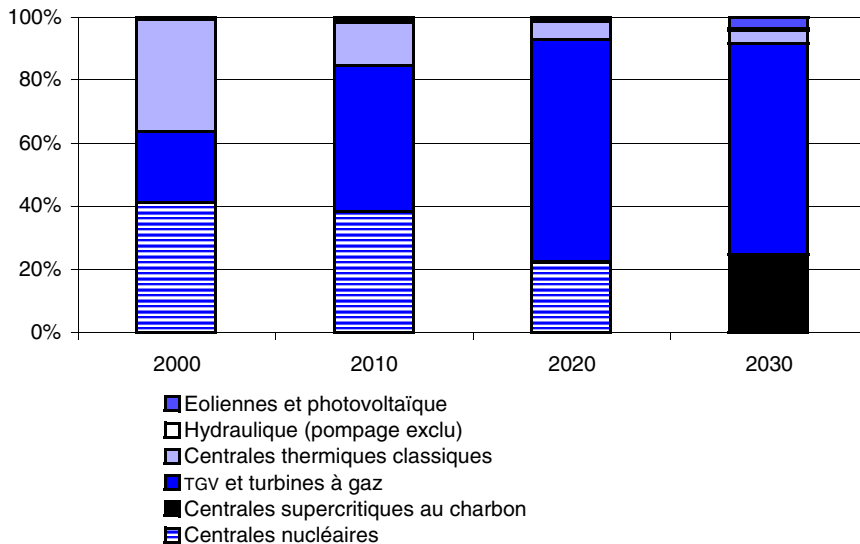
Ce déclin ainsi que celui des centrales thermiques classiques est compensé pour la plus grande part par une augmentation de la capacité des centrales au gaz à cycle combiné (TGV), à tout le moins jusqu'en 2020. Cette dernière augmenterait pratiquement d'un facteur 5 entre 2000 et 2030 et atteindrait environ 12 GW à la fin de la période de projection. Le développement des centrales au gaz à cycle combiné est lié aux avantages technico-économiques de cette technologie: faible coût d'investissement et rendement de conversion élevé. De plus, des temps de construction relativement courts (2 à 3 ans) favorisent leur déploiement dans le contexte de l'ouverture à la concurrence de la production d'électricité. La capacité installée des petites turbines à gaz pour couvrir la pointe progresserait également. En 2020, la part des centrales au gaz serait à son apogée, représentant un peu moins des trois quarts de la capacité totale (71 %).

L'avantage comparatif des TGV par rapport aux autres types de centrales est fort dépendant du prix du gaz naturel. Ainsi, au-delà de 2020, des prix du gaz naturel en hausse ont pour effet de ralentir considérablement la progression des TGV au profit des centrales super-critiques au charbon qui jouent alors un rôle majeur dans le remplacement des centrales nucléaires sur la période 2020-2030. En 2030, la capacité correspondant à ce type de technologie serait d'environ 6 GW, soit 25 % de la capacité totale.

La part des énergies renouvelables dans le parc de production d'électricité progresserait régulièrement jusqu'à atteindre 4 % en 2030, contre 0,8 % en 2000 et 1,5 % en 2020. Cette progression résulte de la baisse régulière des coûts d'investissement des technologies renouvelables due au progrès technologique et à un

effet d'échelle. L'accroissement de capacité provient essentiellement des éoliennes dont la capacité devrait approcher les 800 MW en 2030.

FIGURE 16 - Evolution de la structure de la capacité installée



2. La cogénération

La dernière décennie a été marquée par le développement de la cogénération suscitée notamment par des conditions technico-économiques plus favorables que par le passé (prix compétitif pour le gaz naturel, meilleures conditions de revente et d'achat d'électricité au réseau, progrès technologique). Les gains d'efficacité énergétique que la cogénération génère par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur font par ailleurs de la cogénération une mesure essentielle et prioritaire pour réduire les émissions de CO₂ et atteindre les objectifs fixés dans le Protocole de Kyoto.

Selon le scénario de référence, les centrales de cogénération devraient couvrir 14 % de la capacité électrique totale en 2030. La production d'électricité co-générée représenterait 11 % de la production totale d'électricité en 2030, comparé à 5 % en 2000. Cette évolution débouche sur un taux de croissance annuel de 4,2 % en moyenne sur la période de projection. Le développement est plus significatif sur la période 2000-2020, il accuse un ralentissement entre 2020 et 2030 en raison de prix plus élevés pour le gaz naturel. Le gaz naturel est en effet le combustible privilégié dans les nouvelles installations de cogénération.

En ce qui concerne la production de vapeur, la vapeur produite dans les centrales de cogénération représenterait 57 % de la production totale en 2030 contre 45 % en 2000. En conséquence, la part de la vapeur produite dans les chaudières industrielles diminuerait. Par contre, la production de vapeur dans les chaudières industrielles resterait quasi stable (en termes absolus) sur la période de projection.

3. Structure de la production d'électricité

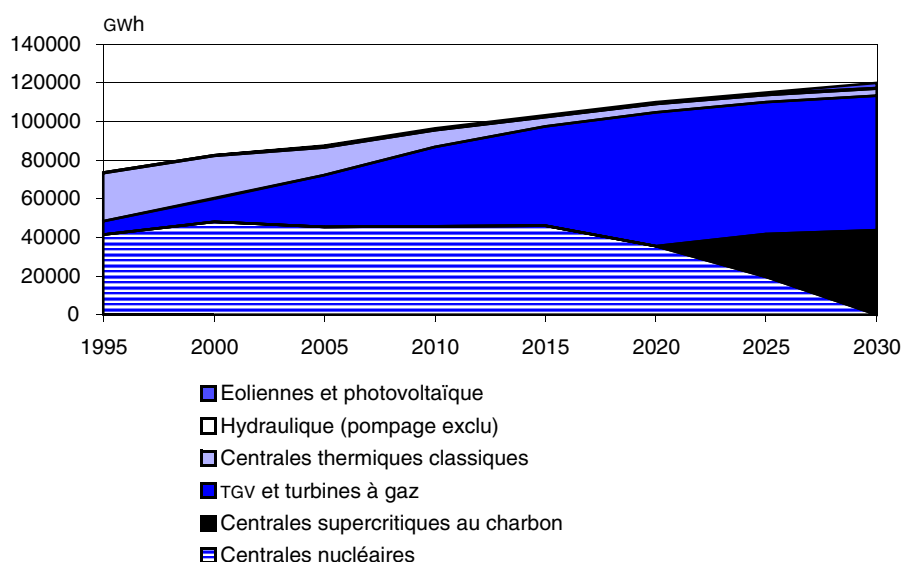
Comme les perspectives d'évolution des capacités de production d'électricité l'ont déjà montré, la structure de la production d'électricité en Belgique devrait connaître d'importants changements d'ici 2030, principalement en raison de la mise en œuvre de la loi sur la sortie progressive du nucléaire, de l'évolution des prix des combustibles et du progrès technologique.

Sur la période 1990-2000, on observe une relative stabilité de l'allocation de la production entre énergies non-fossiles et fossiles : les centrales nucléaires assurent ainsi quelque 60 % de la production d'électricité et les centrales brûlant des combustibles fossiles un peu moins de 40 %. Au sein de cette seconde catégorie, des substitutions entre combustibles fossiles ont cependant eu lieu, la part du charbon et des produits pétroliers s'est progressivement réduite au profit du gaz naturel (25 % en 2000 contre 10 % en 1990) suite à la mise en service des centrales TGV.

Gaz naturel

La période 2000-2030 devrait être marquée par la poursuite de la croissance de la part du gaz naturel dans la production d'électricité; cette part atteindrait un maximum de 63 % en 2020, soit quelque 70 000 GWh. Cette croissance est due au développement des centrales à cycle combiné et de la cogénération. A l'inverse, la production d'électricité d'origine nucléaire verrait sa part diminuer régulièrement: légèrement d'abord jusqu'à atteindre 50 % en 2015, plus significativement ensuite en raison du déclasserment programmé des centrales nucléaires.

FIGURE 17 - Production d'électricité par type de centrale



Charbon

La production d'électricité à partir du charbon connaîtrait de nouvelles perspectives au-delà de 2020, après un déclin régulier et significatif entre 1990 et 2015 en raison du déclasserment et du non remplacement des centrales thermiques classiques existantes. En 2015, la production d'électricité à partir du charbon représenterait moins de 1 % de la production totale. Ces nouvelles perspectives déboucheraient sur le développement des centrales supercritiques qui ont un

rendement de conversion (environ 50 %) supérieur aux centrales thermiques classiques et qui deviendraient compétitives à partir de 2020 par rapport aux centrales au gaz à cycle combiné. A la fin de la période de projection, la production d'électricité à partir du charbon dépasserait la part qui était la sienne en 1990 et 2000 (respectivement 22 % et 14 %) et couvrirait environ 37 % de la production totale, soit quelque 43 000 GWh.

Energies renouvelables

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables progresserait de manière significative sur la période de projection (+3,1 % par an) et s'élèverait à 5 400 GWh en 2030. Environ 45 % de cette production proviendrait des turbines éoliennes dont la production évoluerait à un rythme de 18,5 % par an entre 2000 et 2030. Cependant, rapportée à la production totale d'électricité, la part des énergies renouvelables resterait faible et inférieure à 5 % en 2030 (elle était de 2,6 % en 2000).

Objectifs relatifs aux renouvelables et à la cogénération

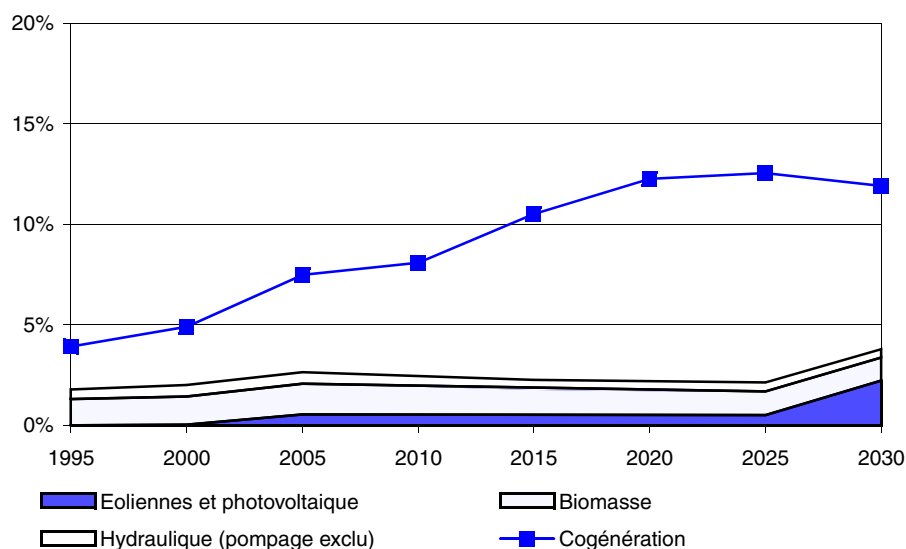
Enfin, il est intéressant de comparer les résultats du scénario de référence relatifs aux énergies renouvelables et à la cogénération avec l'objectif indicatif belge fixé dans la Directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables pour la production d'électricité et les objectifs adoptés par les régions flamande et wallonne. En effet, le scénario de référence n'incorpore pas ces objectifs mais bien les politiques et mesures en place à la fin 2001 pour promouvoir ces formes de production d'électricité (cf. chapitre I, section E).

Pour ce qui est des énergies renouvelables, l'objectif indicatif belge spécifie que 6 % de la demande d'électricité devrait être satisfaite par les énergies renouvelables en 2010, et les objectifs régionaux sont en concordance avec cet objectif global. Concernant la cogénération, les objectifs sont, au niveau des régions, tantôt définis en termes de production, tantôt en termes de puissance installée. Traduit en termes comparables, l'objectif global pour la cogénération est d'environ 13 % de la demande totale d'électricité en 2010.

Pour faciliter la comparaison, la figure 18 retrace l'évolution de la contribution des énergies renouvelables (déchets¹ non inclus) et de la cogénération à la fourniture d'électricité dans le scénario de référence. Ainsi en 2010, les parts des énergies renouvelables et de la cogénération seraient respectivement de 2,5 % et 8 % et donc bien en deçà des objectifs poursuivis. Ce résultat montre la nécessité de définir et de mettre en place des politiques et mesures spécifiques pour promouvoir ces technologies².

-
1. En fait, seule la partie biodégradable des déchets ménagers et industriels est considérée comme une source d'énergies renouvelables dans les décrets régionaux. Par ailleurs, en Wallonie, l'obligation de réaliser une économie de 10 % de CO₂, fait que l'incinération, même de la partie biodégradable des déchets, n'est pas éligible dans le cadre du système de certificats verts.
 2. Comme les systèmes de certificats verts mis en place récemment en Flandre (2002) et en Wallonie (2003).

FIGURE 18 - Production d'électricité verte et à partir de la cogénération
(en % de la demande d'électricité)¹



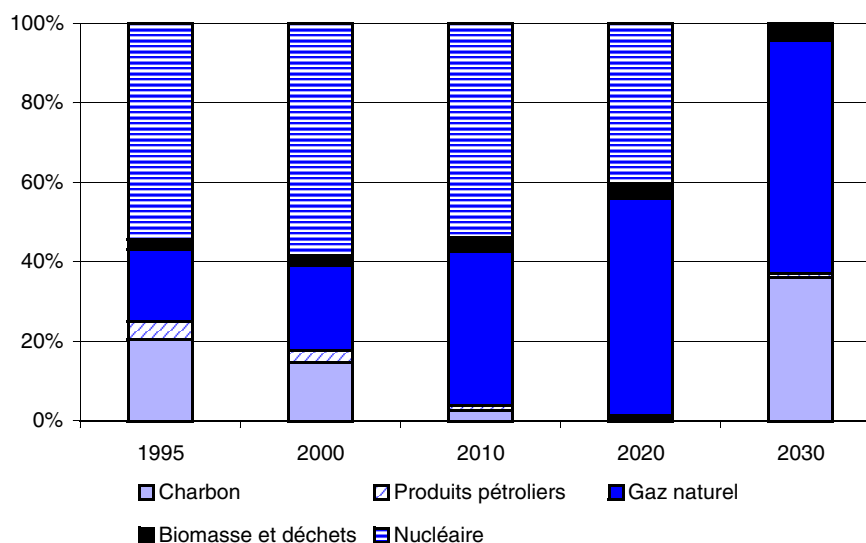
Dans ce contexte, un scénario alternatif au scénario de référence a été construit et étudié. Ce scénario présuppose que les objectifs ci-dessus sont réalisés et il permet d'en évaluer les conséquences sur la structure de production d'électricité et sur les émissions de polluants (principalement le CO₂). La description et l'analyse de ce scénario sont fournies dans le chapitre III.

Consommation de combustibles

En ce qui concerne les inputs pour la production d'électricité et de vapeur, leur consommation globale devrait diminuer légèrement (-0,1 % par an) entre 2000 et 2030. Cette évolution résulte de l'amélioration du rendement thermique moyen du parc de production et du ralentissement du rythme de croissance de la production. L'amélioration du rendement thermique moyen (60 % en 2030 comparé à 52 % en 2000) provient du développement des TGV et de la cogénération ainsi que du démantèlement des centrales nucléaires auxquelles on attribue un rendement théorique relativement bas de 33 % (cf. supra). Si on considère la seule production d'électricité, l'amélioration est encore plus remarquable puisque le rendement thermique moyen progresserait de 38 % en 2000 à 53 % en 2030.

La consommation de gaz naturel pour la production d'électricité et de vapeur serait multipliée par un facteur 2,6 au cours de la période de projection, passant de 4,6 Mtep en 2000 à 12 Mtep en 2030. La consommation de produits pétroliers, déjà peu importante (3 % en 2000) et en déclin depuis plusieurs années, devrait encore diminuer suite au déclassement des centrales thermiques classiques. La consommation de charbon retrouverait dans le long terme des niveaux comparables (en 2025) et même deux fois plus élevés (en 2030) que ceux de 1995. L'utilisation de biomasse et de déchets devrait également progresser (+1,5 % par an) mais leur part devrait rester faible comparativement aux combustibles fossiles (moins de 4 % en 2030).

1. N.B. Les courbes relatives aux énergies renouvelables et à la cogénération sont indépendantes.

FIGURE 19 - Combustibles pour la production d'électricité et de vapeur¹

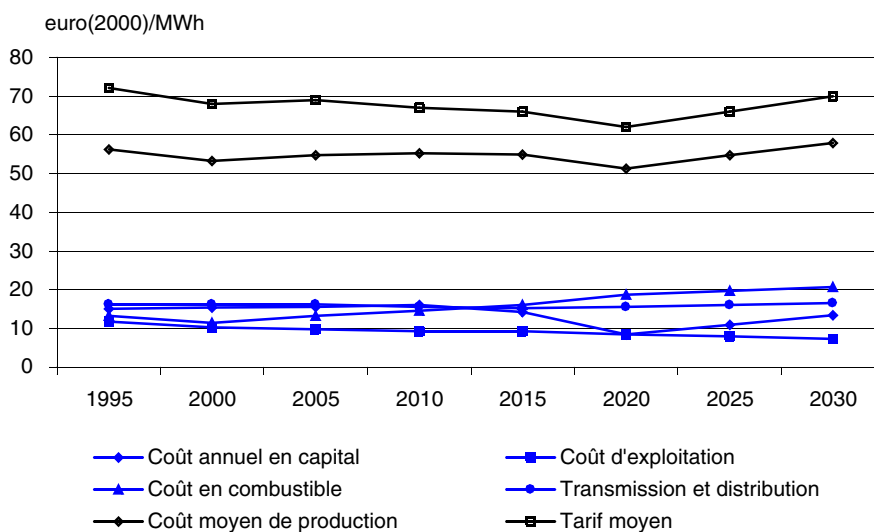
4. Coût moyen de production

Dans le scénario de référence, le coût moyen² de production de l'électricité et de la vapeur, à prix constants, augmenterait modestement sur la période 2000-2030 (+0,3 % par an).³ Après une augmentation de 3 % entre 2000 et 2005, le coût moyen de production resterait quasi stable jusqu'en 2025 et puis connaîtrait une hausse d'un peu plus de 6 % au cours des cinq dernières années de la période de projection où il s'établirait à 58 euros/MWh. Ces évolutions résultent de la combinaison de plusieurs facteurs, certains agissant en sens opposé: la hausse des prix internationaux des combustibles fossiles et en particulier du gaz naturel (cf. chapitre I) et l'amélioration significative du rendement moyen de production agissent sur les coûts de combustibles, et le niveau des besoins en nouvelles capacités de production affecte le coût annuel du capital.

La tendance générale est une baisse des coûts annuels du capital et une hausse des coûts de combustibles. Elle reflète les modifications projetées en matière de structure de production puisque le coût du capital des unités au gaz à cycle combiné est inférieur à celui des centrales nucléaires et dans une moindre mesure des centrales supercritiques au charbon, mais ses coûts de combustibles sont plus élevés.

1. C'est-à-dire la production d'électricité seule, la cogénération et la production de vapeur dans les chaudières industrielles.
2. Tous producteurs confondus (entreprises d'utilité publique, auto-producteurs industriels, autres producteurs).
3. L'annexe 3 présente l'évolution des coûts de production de différents types de centrales électriques.

FIGURE 20 - Coût moyen de production d'électricité et du vapeur
(en euros de 2000 par $MWh_e + MWh_{th}$)



L'évolution du tarif moyen de l'électricité¹ (tous consommateurs confondus) est légèrement différente de celle du coût moyen de production, ce qui reflète une plus grande concurrence dans le secteur. Ainsi, le tarif de l'électricité baisserait régulièrement² jusqu'en 2020 où il serait inférieur de 8,8 % au niveau de 2000. Il progresserait ensuite entre 2020 et 2030 (+6 %) en raison, d'une part, d'une augmentation des dépenses d'investissement s'inscrivant dans le cadre du renouvellement du parc suite à la fermeture des centrales nucléaires, et d'autre part, de la hausse continue des prix des combustibles. Les dépenses d'investissement croîtraient en effet de manière significative au cours des dix dernières années de la période de projection. Les dépenses cumulées pendant cette période seraient 40 % plus élevées par rapport à celles qui seraient nécessaires entre 2000 et 2020.

E. Les émissions liées à l'énergie

1. Les émissions de CO₂

Le 31 mai 2002, la Belgique a ratifié le Protocole de Kyoto (1997) qui définit les engagements de plusieurs pays dans le monde et de l'Union européenne en vue de réduire les émissions des gaz à effet de serre (GES) responsables du changement climatique. L'engagement belge est une réduction de ces émissions de 7,5 % à l'horizon 2008-2012 par rapport aux niveaux de 1990. Selon les derniers inventaires d'émissions transmis par la Belgique dans le cadre du mécanisme de surveillance des gaz à effet de serre (Commission européenne) et de la Convention cadre sur le changement climatique³ (Nations unies), les émissions de GES ont augmenté d'un peu plus de 6 % entre 1990 et 2000.

1. Dans le modèle PRIMES, le tarif de l'électricité est un indicateur qui agit comme une "proxy" pour le prix moyen de l'électricité. Il est constitué pour 50 % du coût moyen de production et pour 50 % du coût marginal de long terme.
2. Nonobstant une hausse de 1,5 % entre 2000 et 2005.
3. UN-FCCC.

Les émissions de GES proviennent principalement de la transformation et de la consommation d'énergie (80 % en 2000). Les autres sources d'émissions sont les processus industriels, l'agriculture et les déchets. Le dioxyde de carbone (CO₂), un des six gaz à effet de serre¹ concernés par le Protocole de Kyoto, est le principal GES puisqu'il ne représente pas moins de 84 % des émissions totales de GES. Par ailleurs, 92 % des émissions de CO₂ sont d'origine énergétique. Cette mise en perspective de la contribution du CO₂ et de l'énergie dans les émissions totales de gaz à effet de serre permet de préciser les limites, dans le contexte du Protocole de Kyoto, de la présente étude. En effet, ne sont évaluées dans ces perspectives énergétiques que les émissions de CO₂ d'origine énergétique qui représentent quelque 77 %² de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre.

Deux autres précisions sont importantes pour évaluer les résultats relatifs aux émissions de CO₂. La première concerne le développement du scénario de référence, la seconde concerne la méthodologie utilisée pour le calcul des émissions :

- le scénario de référence décrit la situation énergétique de la Belgique en supposant la poursuite des tendances et des changements structurels en cours dans l'économie et en ne considérant que les mesures et politiques liées au changement climatique pour lesquelles un accord est intervenu avant fin 2001. Si cette hypothèse peut paraître irréaliste à certains étant donné que la Belgique a ratifié le Protocole de Kyoto, elle permet de préserver au scénario de base son caractère de "point de référence" (benchmark) à partir duquel des scénarios alternatifs pourront être examinés.
- Les émissions de CO₂ sont calculées à partir des bilans énergétiques tels que construits et publiés par Eurostat, en multipliant les consommations d'énergie (en Mtep par exemple) par les facteurs d'émissions appropriés (en tonnes de CO₂/Mtep). Parce que la méthodologie diffère de celle utilisée pour les inventaires nationaux de GES, des différences peuvent apparaître entre les niveaux calculés pour 1990-2000 et les statistiques d'émissions. Des écarts proviennent aussi d'une différence dans le traitement des carburants pour le transport aérien international: alors que ces derniers sont repris séparément dans les statistiques d'émissions nationales selon les règles de l'UN-FCCC, ils sont intégrés dans les résultats de cette étude car les bilans énergétiques d'Eurostat considèrent la consommation de carburant pour le transport aérien international dans la demande finale d'énergie du secteur transport³.

Evolution globale

Dans le scénario de référence, les émissions de CO₂ progresseraient au taux annuel moyen de 0,8 % entre 2000 et 2030. Entre 2000 et 2010, le taux de croissance serait légèrement négatif (-0,3 % par an) tandis qu'au-delà de 2010, les émissions se mettraient à croître à un rythme de plus en plus rapide (0,6 % entre 2010 et 2020, 2,1 % entre 2020 et 2030).

En 2010, l'année centrale de la première période d'engagement du Protocole de Kyoto (2008-2012), le niveau des émissions de CO₂ d'origine énergétique serait 6 % plus élevé que celui de 1990 malgré le repli projeté entre 2000 et 2010. Ce repli

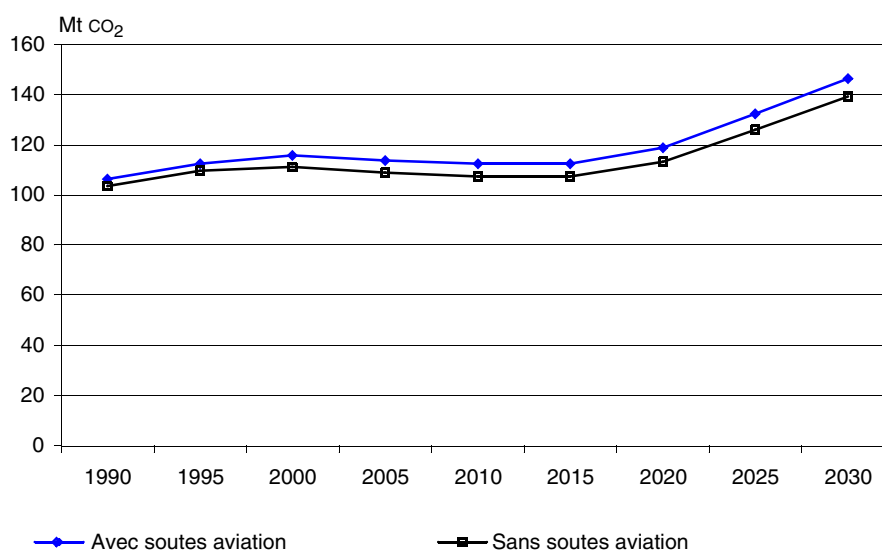
1. Les autres gaz à effet de serre sont le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O), les hydrofluorocarbones (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF₆).

2. C'est à dire 92 % des 84 %.

3. Pour illustrer ce point, la figure 21 trace l'évolution des émissions de CO₂ d'origine énergétique projetée dans le scénario de référence, avec et sans les soutes du transport aérien. Sauf mention contraire, la discussion relative aux émissions de CO₂ dans cette étude inclut les émissions liées au transport aérien.

a en fait pour effet de ramener les émissions de CO₂ en 2010 au niveau observé en 1995. Les principales causes de cette évolution sont la restructuration de l'économie vers des activités moins intensives en énergie, le passage à des formes d'énergie moins intensives en carbone et le progrès technologique. Malgré cela, les résultats indiquent qu'en l'absence de nouvelles politiques et mesures, la Belgique ne pourra pas respecter les engagements fixés dans le Protocole de Kyoto. Parmi les nouvelles mesures, il faut prendre en considération non seulement les décisions prises aux niveaux fédéral et régional¹, mais aussi la mise en œuvre de systèmes d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne² et au niveau international qui permettent à un pays de réaliser une partie de ses réductions d'émissions dans un pays tiers.

FIGURE 21 - Emissions de CO₂ d'origine énergétique



Evolution sectorielle

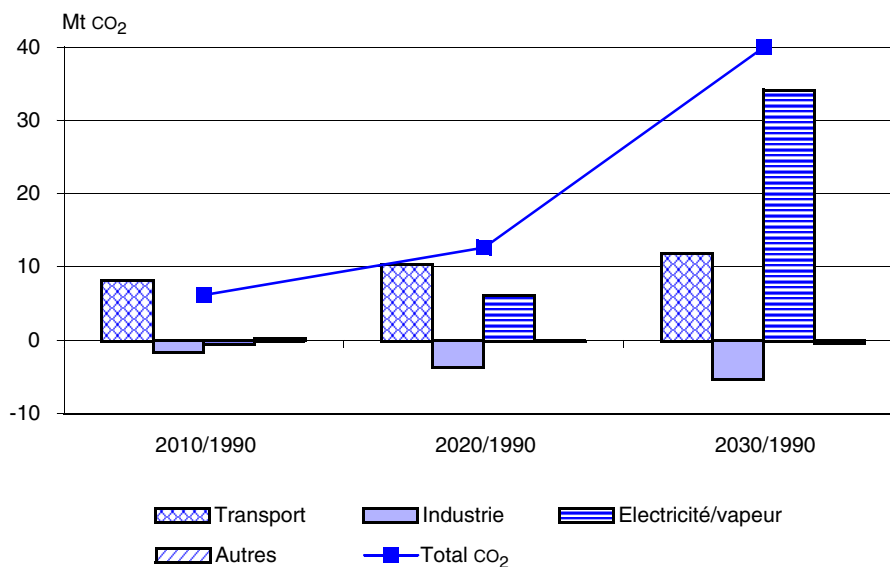
L'augmentation des émissions de CO₂ entre 1990 et 2010 est principalement due au secteur transport (+36 %). Le secteur tertiaire verrait aussi ses émissions augmenter mais dans une moindre mesure (+9 %). Par contre, on observerait une stabilisation des émissions de CO₂ du secteur résidentiel et une diminution de celles émanant de l'industrie (-5 %) et de la production d'électricité (-3 %). Ces évolutions contrastées placeraient en 2010 le transport en tête des émetteurs de CO₂ avec 27 % des émissions totales, suivi de près par l'industrie (26 %) et ensuite par la production d'électricité (19 %).

A partir de 2010, les émissions de CO₂ se remettraient à augmenter, la tendance à la hausse étant particulièrement marquée au cours de la période 2020-2030. Plus précisément, les émissions de CO₂ seraient respectivement 12 % et 38 % plus élevées en 2020 et 2030 que les émissions de 1990. Même si les émissions des secteurs transport et tertiaire continuent à croître régulièrement, c'est cette fois le secteur électrique qui serait le principal responsable de cette forte croissance. Le secteur résidentiel et l'industrie maintiendraient par contre leurs émissions sous les niveaux observés en 1990 (respectivement -3 % et -7 % en 2030 par rapport à 1990).

1. Initiatives fédérales et régionales et application de mesures communautaires.
2. Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil (JO L275/32 du 25 octobre 2003).

A l'horizon 2030, la production d'électricité et de vapeur serait responsable de 38 % des émissions totales de CO₂, suivie par le transport et l'industrie avec respectivement 23 % et 17 %.

FIGURE 22 - Evolution des émissions de CO₂ par rapport au niveau de 1990



L'augmentation de la demande d'électricité et de vapeur mais surtout l'utilisation accrue de combustibles fossiles par le secteur électrique sont les principales causes de l'évolution à long terme des émissions de CO₂ de ce secteur. Avant 2010 pourtant, le secteur enregistre une baisse de ses émissions par rapport à 1990 au rythme de -0,1 % par an. Les facteurs explicatifs de cette tendance sont premièrement, la pénétration du gaz naturel au détriment du charbon, deuxièmement les gains d'efficacité énergétique procurés par les cycles combinés au gaz et la cogénération, et enfin, la progression de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables. Pendant cette période, l'intensité en carbone de la production d'électricité (exprimée en tonnes de CO₂ par GWh produit) s'améliore de quelque 40 %. Entre 2010 et 2030, par contre, les émissions de CO₂ progresseraient à un rythme de 5 % par an et l'intensité en carbone du secteur électrique se détériorerait considérablement puisqu'elle serait deux fois plus élevée en 2030 qu'en 2010 et même supérieure à la valeur de 1990. Cette évolution s'explique par la ré-émergence du charbon pour la production d'électricité, la fermeture des centrales nucléaires, le ralentissement de la pénétration du gaz naturel et du déploiement des énergies renouvelables.

La forte croissance des émissions du secteur transport entre 1990 et 2010 n'est pas étonnante au regard des possibilités limitées de changement de combustibles et de l'impact encore faible des accords "ACEA" sur la consommation des voitures. Le taux de croissance moyen des émissions sur cette période serait de 1,5 % par an. A partir de 2010 et jusqu'en 2030, le rythme de croissance des émissions serait plus modéré (0,6 % par an) reflétant, d'une part, le plein effet des accords "ACEA" et une amélioration significative de l'efficacité énergétique des autres modes de transport, et d'autre part, un découplage progressif entre l'activité de transport de marchandises et l'activité économique. L'intensité en carbone (exprimée en tonnes de CO₂ par tep d'énergie consommée) du secteur transport ne diminuerait que de -5 % entre 2000 et 2030.

Malgré la forte croissance de l'activité du secteur tertiaire entre 2000 et 2010 (2,3 % par an), les émissions de CO₂ resteraient stables sur cette période en raison essentiellement d'un glissement vers l'utilisation de formes d'énergie moins intensives en carbone. A titre de comparaison, entre 1990 et 2000, pour un taux de croissance comparable de l'activité du secteur, les émissions avaient crû de 9 %, soit 0,8 % par an en moyenne. Sur la période 2010-2030, les émissions de CO₂ augmenteraient à nouveau (0,7 % par an en 2010-2020 et 1,5 % par an en 2020-2030) en raison d'un effet de saturation en termes à la fois de substitutions de combustibles et d'amélioration de l'efficacité énergétique. L'intensité en carbone du secteur tertiaire s'améliorerait de 17 % entre 2000 et 2030.

Enfin, l'industrie et le secteur résidentiel sont les seuls secteurs qui connaîtraient une baisse continue de leurs émissions de CO₂ entre 2000 et 2030. Les émissions de CO₂ de ces secteurs diminueraient de 0,7 % par an en moyenne sur cette période, l'amélioration de l'intensité en carbone de ces secteurs¹ (de respectivement 22 % et 17 %) faisant plus que compenser la hausse des besoins en énergie.

Au niveau de l'ensemble du système énergétique belge, les évolutions sectorielles décrites ci-dessus se traduisent par une hausse de l'intensité en carbone (exprimée en tonnes de CO₂ par unité de demande primaire d'énergie) de 0,6 % par an en moyenne sur la période 2000-2030, contre une baisse de 1,6 % de l'intensité énergétique du PIB. La combinaison de ces deux évolutions conduit à une évolution favorable de l'intensité en carbone de l'économie (émissions de CO₂ par unité de PIB) puisque que cette dernière diminuerait de 1 % par an entre 2000 et 2030. En 2030, une unité de PIB serait produite avec un quart d'émissions de CO₂ en moins par rapport à 2000 et un tiers en moins par rapport à 1990. Néanmoins, le niveau absolu de 340 t CO₂/ million d'euros en 2030 pour la Belgique resterait supérieur à la moyenne européenne qui serait égale à 217 t CO₂/ million d'euros (cf. étude *Trends to 2030*).

Enfin, étant donné le faible taux de croissance de la population, les émissions de CO₂ par habitant augmenteraient de 0,6 % par an entre 2000 et 2030 passant de 11,3 tonnes à 13,5 tonnes.

2. Les émissions de SO₂ et NO_x

Les émissions de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote, responsables des pluies acides, sont réglementées par des directives européennes et le protocole de Göteborg (UN-ECE²) transcrits en droit belge via plusieurs décrets régionaux. Aux niveaux de la Commission européenne et de la Commission économique pour l'Europe, les textes définissent notamment³, pour chaque pays, des plafonds d'émissions à ne pas dépasser ou des objectifs de réduction à atteindre en 2010 par rapport à 1990. Pour la Belgique, les objectifs de réduction sont de -72 % pour le SO₂ et de -47 % pour le NO_x. Pour atteindre ces objectifs, diverses mesures ont été mises en place ainsi qu'une répartition de l'effort de réduction entre régions et pour le secteur des transports en particulier⁴.

1. C'est à dire les émissions de CO₂ par tep de demande finale d'énergie.

2. United Nations - Economic Commission for Europe.

3. Des directives plus spécifiques existent au niveau européen qui doivent contribuer à atteindre les seuils d'émissions fixés, comme la directive sur les grandes installations de combustion et sur le contenu en soufre des produits pétroliers.

4. Décision de la conférence interministérielle de l'environnement du 24 mars 2003.

La réglementation en matière d'émissions de SO₂ vise, d'une part, à réduire le contenu en soufre des combustibles et en particulier des produits pétroliers, et d'autre part, à imposer la mise en place d'équipement de désulfuration des fumées dans les grandes installations de combustion (par exemple les centrales électriques au charbon). La réglementation en matière d'émissions de NO_x consiste à la fois à réduire les émissions à la source en installant des brûleurs à bas NO_x sur les chaudières et à imposer l'installation d'équipements de dénitrification des fumées dans les grandes installations de combustion et des pots catalytiques sur les voitures. Les économies d'énergie prônées pour réduire les émissions de CO₂ permettent également de réduire les émissions de SO₂ et de NO_x, et la substitution des combustibles solides et liquides par le gaz naturel qui ne contient pas de soufre a pour effet de réduire les émissions de SO₂.

Emissions de SO₂

Les résultats du scénario de référence vont dans le sens d'une réduction régulière et significative des émissions de SO₂ entre 2000 et 2030: les mesures réglementaires d'application combinées avec la progression du gaz naturel dans l'industrie et les secteurs résidentiel et tertiaire permettraient une réduction des émissions totales de dioxyde de soufre de respectivement -72 % et -80 % en 2010 et 2030 par rapport au niveau de 1990. A l'exception du secteur électrique, tous les secteurs verraient leurs émissions diminuer sur la période 2020 et 2030 lorsque des centrales au charbon remplaceraient une partie du parc nucléaire déclassé. Cette augmentation reste néanmoins marginale étant donné le pourcentage élevé d'abattement des émissions réalisé par les installations de désulfuration des fumées (environ 95 %), lesquelles sont requises pour ce type de centrales.

Emissions de NO_x

En ce qui concerne les émissions d'oxydes d'azote, elles diminueraient de -54 % en 2010 et -57 % en 2030 par rapport à 1990. L'absence d'impact significatif sur les émissions de NO_x de la progression du gaz naturel et des pourcentages d'abattement en aval de la combustion relativement plus faibles (environ 80 %), expliquent les pourcentages de réduction moins élevés comparés à ceux obtenus pour le dioxyde de soufre et une relative stabilisation des réductions.



Variante et scénarios de politique énergétique et de transport

Le scénario de référence a également pour rôle de servir de base, d'une part, pour des analyses de sensibilité, et d'autre part, pour l'évaluation de l'impact de politiques et mesures susceptibles d'affecter le développement du système énergétique. Parmi les nombreuses incertitudes et politiques possibles, des choix ont été opérés sur base des résultats du scénario de référence. Ainsi, l'expansion du gaz naturel dans la consommation d'énergie du pays à l'horizon 2030 soulève un certain nombre de questions relatives notamment à la sécurité d'approvisionnement et au prix. Par ailleurs, le scénario de référence met en avant le rôle-clé joué par les transports (sur toute la période de projection) et la production d'électricité (surtout après 2020) dans le développement des émissions de CO₂ en Belgique. A partir de ces constatations, la présente étude se propose d'examiner une variante relative au prix du gaz naturel, deux scénarios de politique énergétique axés sur la production d'électricité et un scénario relatif à la politique des transports, et d'en évaluer l'impact sur la demande et l'offre d'énergie et sur les émissions de polluants à l'horizon 2030. Ces variantes et scénarios sont décrits brièvement ci-dessous :

- Variante de prix énergétiques : variante où les prix du gaz naturel sont plus élevés que dans le scénario de référence;
- Scénario "Énergies renouvelables et cogénération" : scénario intégrant les objectifs régionaux pour les énergies renouvelables et la cogénération;
- Scénarios "Retour à l'énergie nucléaire" : deux scénarios examinant l'un l'impact d'une prolongation du temps de vie des centrales nucléaires existantes et l'autre l'impact d'investissements à long terme dans les nouvelles technologies nucléaires;
- Scénario "Rééquilibrage intermodal dans les transports" : un scénario simulant une politique de transfert modal avec modification du taux d'occupation des voitures et du taux de charge des camions afin de lutter contre la congestion routière et les impacts négatifs du transport notamment sur l'environnement.

Il est important de souligner que les politiques et mesures évaluées par le biais de ces trois scénarios ne doivent pas être considérées comme des options à privilégier par rapport à d'autres¹ qui ont aussi un impact bénéfique sur les émissions de CO₂. Le principal objectif de ces évaluations est d'analyser "ce qui se passerait si..." dans deux secteurs particuliers et de fournir un éclairage sur l'ampleur de l'impact au regard de l'objectif à atteindre.

1. Comme par exemple, des améliorations de l'efficacité énergétique, une maîtrise de la demande d'énergie ou des changements technologiques qui vont au-delà des hypothèses du scénario de référence.

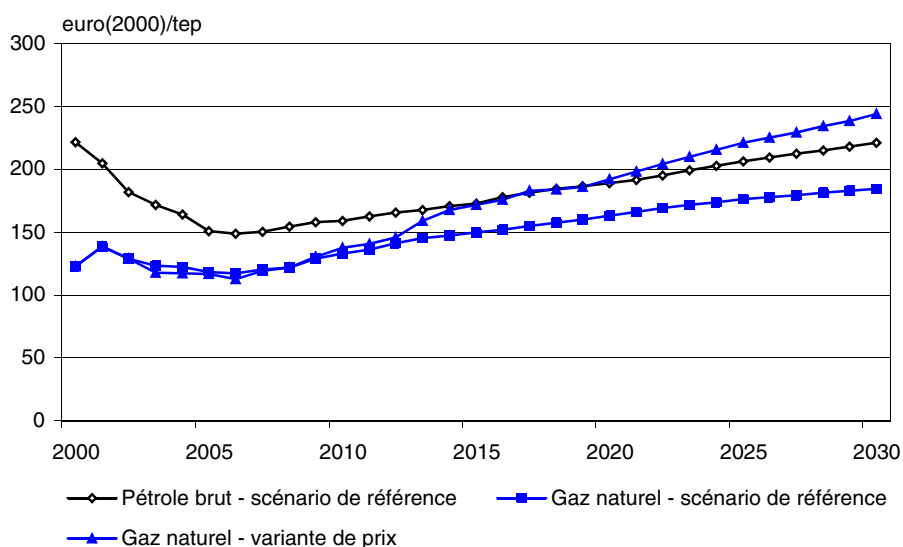
A. Variante de prix énergétiques

La dernière décennie a été marquée par un rapide développement du marché du gaz naturel tant en Belgique qu'en Europe et, selon les résultats du scénario de référence, sa croissance devrait se poursuivre au cours des deux prochaines décennies (2000-2020) sous l'effet de la "ruée"¹ sur le gaz pour la production d'électricité. Ceci étant, une étude récente² sur les perspectives énergétiques mondiales montre que la part de l'Europe dans la consommation mondiale de gaz devrait baisser sans discontinuer en raison d'attentes de croissance significative de la consommation énergétique dans les pays en développement et plus particulièrement en Asie.

La progression rapide de la consommation de gaz au niveau mondial ne devrait pas se heurter à des contraintes de ressources. En effet, les réserves mondiales de gaz sont abondantes mais concentrées dans deux régions du monde, la Communauté des Etats Indépendants (CEI) et le Moyen Orient, où la production gazière devrait se développer considérablement dans les années à venir. Des incertitudes existent néanmoins sur les conditions de fourniture du gaz sur les différents marchés consommateurs, incertitudes liées notamment à la production du gaz (niveaux et prix) et à son acheminement des zones de production vers les zones de consommation (coûts de transport).

Dans le contexte décrit brièvement ci-dessus, il apparaît utile et intéressant d'examiner l'impact sur le système énergétique belge de conditions d'approvisionnement en gaz naturel plus défavorables en Europe, qui entraîneraient une hausse des prix plus marquée sur le marché européen que dans le scénario de référence. C'est l'objectif de la variante analysée dans ce chapitre. Plus précisément, l'évolution des prix du gaz utilisée dans cette variante est basée sur les résultats du modèle POLES, tels qu'ils résultent de la double hypothèse d'une croissance plus forte de la demande de gaz naturel dans les pays d'Asie et de fournitures plus coûteuses en provenance de l'ancienne Union soviétique. Dans ce cas de figure, le prix du gaz naturel sur le marché européen atteindrait des niveaux comparables à ceux du pétrole brut entre 2015 et 2020 et puis supérieurs entre 2020 et 2030. Par rapport au scénario de référence, le prix du gaz naturel serait plus élevé de respectivement 18 % et 32 % en 2020 et 2030.

-
1. Ce terme est la traduction littérale de l'expression anglaise "the dash for gas" que l'on trouve dans des publications de la Commission européenne et de l'Agence Internationale de l'Energie pour caractériser la consommation croissante de gaz naturel, en particulier pour la production d'électricité.
 2. "World energy, technology and climate policy outlook", WETO 2030, European Commission, DG Research, 2003 (ref. EUR 20366).

FIGURE 23 - Prix du pétrole brut et du gaz naturel dans le scénario de référence et la variante

1. Demande primaire d'énergie et émissions de polluants

Demande primaire d'énergie

Comparativement au scénario de référence, des prix plus élevés pour le gaz naturel sur la période 2015-2030, entraîneraient une légère augmentation de la demande primaire totale d'énergie de respectivement 0,2 % et 0,8 % en 2020 et 2030. En termes absolus, l'augmentation ne dépasserait pas les 500 ktep. Elle est le résultat du glissement du gaz naturel vers le charbon (cf. infra) utilisé comme combustible dans des centrales dont le rendement de conversion est inférieur à celui des TGV au gaz naturel. Le rythme de croissance de la demande primaire d'énergie sur la période de projection serait alors de 0,3 % par an, contre 0,2 % dans scénario de référence.

Les changements les plus significatifs seraient observés au niveau de la composition de la consommation d'énergie, suite à la substitution d'une partie du gaz naturel par d'autres combustibles. Ainsi, par rapport au scénario de référence, la consommation de gaz naturel diminuerait de respectivement 11 % et 21 % en 2020 et 2030 (soit 2,7 Mtep en 2020 et 5,2 Mtep en 2030). Cette évolution se traduit par une progression de la demande de gaz naturel moins marquée (+46 % sur 2000-2030) que dans le scénario de référence (+84 % sur 2000-2020). Pour compenser cette diminution, la consommation de charbon progresserait de manière significative (+85 % en 2020 et +52 % en 2030), tandis que les demandes de produits pétroliers et d'énergies renouvelables augmenteraient de manière plus modeste tant en termes relatifs qu'absolus. A la fin de période de projection, la part du gaz naturel dans la demande primaire d'énergie serait de 31 % (contre 40 % dans le scénario de référence), une part comparable à celle observée en 2000. Le gaz naturel resterait le deuxième combustible le plus consommé après le pétrole.

Emissions de polluants

Les changements au niveau de la demande primaire d'énergie ont bien évidemment un impact sur les émissions de polluants. L'impact le plus significatif concerne les émissions de dioxyde de soufre qui, par rapport au scénario de référence, seraient plus élevées de respectivement 3,7 % et 7,3 % en 2020 et 2030. En effet, le gaz naturel n'émet pas de SO₂, à l'inverse des autres combustibles fossiles.

Les émissions de CO₂ augmenteraient de 3,2 % en 2020 et de 6,2 % en 2030, par rapport au scénario de référence. Des prix plus élevés pour le gaz naturel auraient donc, toutes choses égales par ailleurs, un impact défavorable sur les émissions de CO₂; ces dernières augmenteraient ainsi de 56 % en 2030 par rapport au niveau de 1990, comparé à 47 % dans le scénario de référence. Enfin, les émissions de NO_x seraient aussi plus importantes mais le pourcentage d'augmentation par rapport au scénario de référence serait plus modeste que pour les deux autres polluants (de l'ordre de 4 % en 2030). L'augmentation des émissions de polluants proviendrait principalement de la production d'électricité (cf. infra).

TABLEAU 5 - Demande primaire d'énergie et émissions : variante de prix vs. scénario de référence
(différence en quantité et en %)

	2020		2030	
Demande primaire d'énergie	ktep	%	ktep	%
Total	110	0,2	489	0,8
- Charbon	2363	84,6	5024	51,9
- Pétrole	274	1,1	496	2,1
- Gaz naturel	-2682	-11,0	-5187	-21,1
- Nucléaire	0	0,0	0	0,0
- Energies renouvelables	157	8,4	160	7,1
Emissions	Mt	%	Mt	%
- CO ₂	3,8	3,2	9,1	6,2
- SO ₂		3,7		7,3
- NO _x		1,8		4,3
Intensité énergétique du PIB		%		%
		0,2		0,8

2. Demande finale d'énergie

Au niveau de la demande finale d'énergie, une hausse des prix du gaz naturel entraînerait, d'une part, une baisse de la consommation d'énergie dans la quasi-totalité des secteurs, et d'autre part, une substitution du gaz naturel principalement par les produits pétroliers et l'électricité.

Une hausse des prix énergétiques suscite des comportements et des investissements visant à économiser l'énergie ce qui explique la baisse, même légère, de la demande finale d'énergie. C'est dans l'industrie et le secteur tertiaire que la baisse serait la plus marquée. Dans le secteur résidentiel, le seul effet est un effet de substitution du gaz naturel par des produits pétroliers. Le secteur des transports n'est pas affecté par une hausse des prix du gaz naturel.

L'effet combiné d'une baisse de la demande finale d'énergie et de substitutions entre formes d'énergie sur les émissions de CO₂ des secteurs de demande finale d'énergie conduit à une légère diminution de celles-ci par rapport au scénario de référence (-0,4 % en 2020 et -1,1 % en 2030).

TABLEAU 6 - Demande finale d'énergie : variante de prix vs. scénario de référence
(différence en quantité et en %)

Demande finale d'énergie	2020		2030	
	ktep	%	ktep	%
Total	-146	-0,4	-308	-0,7
Par combustible				
- Charbon	15	1,5	22	2,6
- Produits pétroliers	171	1,0	288	1,7
- Gaz naturel	-400	-3,2	-798	-6,2
- Electricité	16	0,2	145	1,5
- Autres	40	2,9	30	2,0
Par secteur				
- Industrie	-75	-0,5	-124	-0,9
- Tertiaire	-77	-1,5	-148	-2,4
- Domestique	20	0,2	2	0,0
Emissions de CO ₂	Mt	%	Mt	%
	-0,4	-0,4	-0,9	-1,1

3. Production d'électricité

Comme l'analyse qui précède l'a montré, une hausse des prix du gaz naturel a un impact sur la demande d'électricité, surtout à la fin de la période de projection. En conséquence, la production d'électricité augmenterait de quelque 2000 GWh en 2030 par rapport au scénario de référence. En sus de l'impact sur le niveau de production, on observe un impact beaucoup plus significatif sur la structure de la production d'électricité et les émissions de CO₂ de ce secteur.

TABLEAU 7 - Production d'électricité : variante de prix vs. scénario de référence (différence en quantité et %)

Consommation de combustibles	2020		2030	
	ktep	%	ktep	%
Total	113	0,5	787	3,8
dont				
- Charbon	2356	2309	5025	68
- Gaz naturel	-2242	-18	-4278	-35
- Biomasse/déchets	0	0	39	5
Production d'électricité	GWh	%	GWh	%
Total	257	0,2	2074	1,7
dont				
- Centrales supercritiques au charbon	13175	5326	29177	67
- Centrales au gaz (TGV+turbines)	-14144	-20	-29067	-42
- Renouvelables	1594	159	1826	61
Capacités installées	MWe	%	MWe	%
Total	236	1,2	769	3,4
dont				
- Centrales supercritiques au charbon	1713	4892	3898	71
- Centrales au gaz (TGV+turbines)	-1950	-14	-4283	-28
Emissions de CO ₂	Mt	%	Mt	%
	4,0	13,2	9,8	16,8

Suite à la hausse du prix du gaz naturel sur la période 2015-2030, la compétitivité des turbines au gaz à cycle combiné se détériorerait par rapport aux centrales supercritiques au charbon. En conséquence, la capacité installée des centrales thermiques avancées au charbon devrait croître d'environ 1 700 MW en 2020 et 3 900 MW en 2030 par rapport au scénario de référence, tandis que la capacité installée en TGV diminuerait de quelque 2 000 MW en 2020 et de 4 300 MW en 2030.

Ces modifications dans la structure du parc de production provoquent des changements comparables dans la structure de la production d'électricité et de l'utilisation des combustibles. A la fin de la période de projection, tant la production d'électricité à partir du charbon que la consommation de charbon pour la production d'électricité devraient augmenter de près de 70 % par rapport au scénario de référence. A l'inverse, les mêmes indicateurs appliqués au gaz naturel devraient diminuer de quelque 40 %. La diminution de la production d'électricité à partir du gaz naturel serait également compensée, mais dans une moindre mesure, par une augmentation de la production basée sur les énergies renouvelables.

Il est intéressant de souligner que l'augmentation de la consommation de combustibles dans les centrales, consécutive à la hausse du prix du gaz, est supérieure à l'accroissement de la production d'électricité, indiquant une détérioration du rendement thermique moyen du parc de production. En effet, la substitution des centrales TGV, qui ont les meilleurs rendements de conversion, par des centrales au charbon aurait pour effet de diminuer le rendement thermique moyen du parc qui passerait de 53 % en 2030 dans le scénario de référence à 51 % dans la variante de prix énergétiques.

Enfin, les substitutions entre gaz naturel et charbon décrites ci-dessus ont un impact significatif sur les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité. Celles-ci seraient respectivement 13 % et 17 % plus élevées en 2020 et 2030 que celles projetées dans le scénario de référence. En 2030, les émissions de CO₂ du secteur électrique croîtraient de 202 % par rapport au niveau de 1990, contre 156 % dans le scénario de référence.

B. Scénario “Energies renouvelables et cogénération”

Ce scénario, ci-après dénommé scénario “REN+COG”, a pour objectif d'analyser l'impact, sur le système énergétique, du respect par les Régions des objectifs qu'elles se sont fixés en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de la cogénération. En effet, le scénario de référence n'intègre pas ces objectifs car les mesures et politiques mises en place pour les réaliser, n'ont été adoptées qu'après le 31 décembre 2001. Les résultats du scénario de référence soulignent d'ailleurs la nécessité de mettre en place de telles mesures incitatives puisqu'ils sont en deçà des objectifs fixés par les régions (voir chapitre II).

Dans un premier temps, le contexte international dans lequel ces objectifs régionaux se situent est présenté. Ensuite, l'instrument politique privilégié par les Régions pour respecter ces objectifs, à savoir le système des certificats verts, est explicité. Enfin, les hypothèses et la méthodologie sont décrites et les résultats du scénario “REN+COG” analysés au regard des résultats du scénario de référence.

1. Objectifs européens et régionaux

Energies renouvelables

En 2001, le Parlement européen et le Conseil¹ ont approuvé la directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. Ce faisant, ils ont créé un cadre communautaire destiné à favoriser une augmentation de la contribution des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité de l'Union européenne, compatible avec les objectifs indicatifs fixés dans le Livre blanc sur les sources d'énergie renouvelables². Ces objectifs indicatifs sont définis comme suit : en 2010, 12 % de la consommation européenne intérieure brute d'énergie et 22 % de la consommation européenne totale d'électricité devraient provenir de sources d'énergie renouvelables. La directive européenne fixe également des objectifs indicatifs pour chaque Etat membre pour la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en 2010. Pour la Belgique, cet objectif est de 6 %.

En Belgique, les Régions sont compétentes pour les sources d'énergie renouvelables et elles ont formulé des objectifs en la matière, compatibles avec les objectifs indicatifs de la directive européenne. Le décret flamand du 20 décembre 2002 fixe pour la Région flamande à l'horizon 2010 un objectif de production d'électricité verte³ de 6 % par rapport aux fournitures totales d'électricité⁴. En Région wallonne, l'objectif est de 8 %⁵.

Cogénération

L'Union européenne a également élaboré un projet de directive en vue de promouvoir la cogénération au sein du marché intérieur de l'énergie⁶. Par le biais de cette directive, la Commission européenne souhaite créer les conditions nécessaires à la progression de la cogénération dans l'approvisionnement en énergie. A court terme, il conviendrait de tout mettre en œuvre pour faire disparaître la discrimination subie par la cogénération aux niveaux de l'accès au réseau et de la négociation des tarifs de transport et de distribution. En outre, la directive définit le cadre dans lequel les Etats membres peuvent soutenir financièrement les installations de cogénération. A plus long terme, la cogénération devrait devenir un des instruments du développement durable du parc de production d'électricité. Les installations de cogénération permettent, via la production conjointe de vapeur et d'électricité, une économie d'énergie primaire d'au moins 10 % par rapport à la production séparée.

En Belgique, les Régions ont devancé la réglementation européenne. Elles ont déjà fixé des objectifs pour la production d'électricité à partir de la cogénération. Dans le Plan flamand de politique climatique⁷, le gouvernement flamand prévoit la fourniture, par ce biais, de 1832 MWe supplémentaires (en sus des 270 MWe déjà disponibles) à l'horizon 2012. La Région wallonne a formulé des objectifs non pas

-
1. Journal Officiel L283/33 du 27 octobre 2001.
 2. Livre blanc de la Commission "Energie pour l'avenir : les sources d'énergies renouvelables", COM(97) 599 final.
 3. Par électricité verte, on entend ici l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.
 4. Moniteur belge du 31 décembre 2002.
 5. Projet de Plan pour la maîtrise durable de l'énergie - A l'horizon de 2010 en Wallonie - mars 2002 et le Plan pour la maîtrise durable de l'énergie - A l'horizon 2010 en Wallonie - décembre 2003 (adopté par le Gouvernement wallon le 18 décembre 2003).
 6. COM (2003) 416 final.
 7. Vlaams klimaatbeleidsplan 2002-2005, approuvé par le Gouvernement flamand le 28 février 2003.

en termes de capacité de production mais en termes de fourniture d'électricité, elle compte sur la consommation, en 2010, de 15 % d'électricité produite à partir de la cogénération¹.

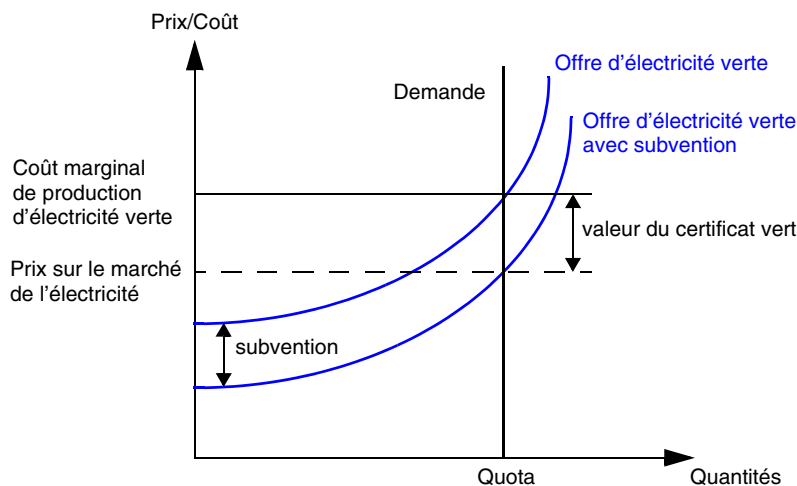
2. Le système des certificats verts

La directive européenne sur les énergies renouvelables laisse à l'appréciation des Etats membres les moyens à mettre en œuvre pour réaliser les objectifs. Parmi ces instruments, le mécanisme de marché des certificats verts retient l'attention de nombreux pays parce qu'il apparaît comme l'instrument de soutien au développement de l'électricité verte le plus adapté à l'ouverture à la concurrence des marchés électriques. D'autres instruments de promotion des énergies renouvelables existent comme les systèmes d'incitation par les prix², qui sont toutefois présentés comme peu incitatifs à la baisse des coûts de production malgré leur indéniable efficacité à stimuler la production d'électricité renouvelable. La Belgique a opté pour le système de certificats verts pour réaliser les objectifs qu'elle s'est fixée, combiné avec l'établissement de prix minima³ pour la production d'électricité verte.

Principes généraux

Le système de certificats verts est un mécanisme de soutien qui contraint certains opérateurs sur le marché de l'électricité (producteurs, fournisseurs, etc.) à acquérir auprès des producteurs d'électricité verte un certain nombre de certificats verts pour atteindre les quotas imposés.

FIGURE 24 - Offre et demande d'électricité verte



1. Plan pour la maîtrise durable de l'énergie - A l'horizon 2010 en Wallonie - décembre 2003. Il convient de noter que l'objectif adopté par le Gouvernement wallon est inférieur à l'objectif initialement proposé dans le projet de plan pour la maîtrise durable de l'énergie (à savoir 20 % ou encore 5 000 GWh en 2010) et sur lequel s'est basée notre étude (cf. infra).
2. Tels que les prix garantis pratiqués en Allemagne et en France.
3. Ou prix de rachat garanti.

Tout d'abord, des certificats verts sont attribués aux producteurs d'électricité pour les installations disposant d'un certificat d'origine octroyé par un organe de contrôle agréé.

Ensuite, les producteurs peuvent valoriser leur électricité verte sur deux marchés : un marché virtuel et un marché physique. Le marché virtuel des certificats verts est un marché financier : les certificats verts sont en effet négociables et le producteur d'électricité les vend aux opérateurs qui se voient imposer le quota, la vente d'un certificat n'est donc pas nécessairement associée à la vente d'une quantité d'électricité. Sur le marché physique de l'électricité, un producteur vend aux fournisseurs l'électricité, pour laquelle un certificat vert est délivré, au prix du marché.

Le système permet aux opérateurs se voyant imposer un quota soit de produire eux-mêmes le quota d'électricité verte, soit d'acheter des certificats verts. Si le coût marginal de production d'électricité verte d'un opérateur est inférieur à ce qu'il peut retirer de la vente de l'électricité verte¹, il sera incité à produire de l'électricité verte et donc à offrir sur le marché davantage de certificats verts. Par contre, aussi longtemps que le coût marginal de production sera plus élevé, l'opérateur préférera acheter les certificats nécessaires sur le marché plutôt que produire de l'électricité verte. A l'équilibre, le coût marginal de production sera égal à la somme du prix du marché de l'électricité et de la valeur marchande du certificat (voir figure 24).

En ce qui concerne la demande d'électricité verte, elle est, avant tout, fixée par les quotas que les opérateurs doivent respecter sous peine d'amende. Dès lors, ces derniers achètent des certificats verts quel que soit leur prix (dans certaines limites, en pratique les amendes fixées par les autorités constituent le prix maximum du certificat) : la demande d'électricité verte est donc inélastique.

Mise en oeuvre en Belgique

Des systèmes de certificats verts sont actuellement opérationnels dans les régions flamande et wallonne. La Région wallonne souhaite aussi, par le biais de ce système, atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés en matière de cogénération. La Région de Bruxelles-Capitale n'a, à ce jour, pas encore mis en œuvre d'instruments incitatifs en matière d'électricité verte. Un projet de système de certificats verts existe cependant qui doit encore être approuvé.

Dans le système belge des certificats verts, le producteur d'électricité reçoit un certificat vert pour chaque MWh vert produit. Les sources d'énergie renouvelables qui entrent en ligne de compte pour un certificat vert sont : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, l'énergie des marées et des courants, la géothermie, le biogaz et la biomasse.

En Flandre, la fraction organo-biologique des déchets ménagers entre également en ligne de compte à condition que l'incinérateur utilisé réponde aux exigences environnementales du VLAREM II². En Wallonie, l'électricité produite dans des installations de cogénération est également prise en considération pour les certificats verts. Dans ce cas, le nombre de certificats attribués est calculé sur base des quantités de CO₂ évitées par rapport à une technologie de référence. Pour pouvoir bénéficier de certificats verts, l'installation de cogénération doit permettre une économie de minimum 10 % d'émissions de CO₂. Actuellement, seules les unités

1. A savoir le prix du marché augmenté du prix du certificat vert.
2. VLAREM = Vlaams reglement betreffende de milieuvregunning.

de production situées sur le territoire belge et dans les eaux territoriales belges entrent en ligne de compte pour l'obtention de certificats verts.

Toujours dans le système belge, les fournisseurs d'électricité sont tenus de remettre chaque année un certain nombre de certificats verts aux régulateurs régionaux, certificats qu'ils auront acquis sur le marché des certificats verts. Pour continuer à stimuler le marché, les quotas sont relevés tous les ans : en 2005, les quotas devraient représenter 5 % des livraisons d'électricité en Région wallonne et 2 % en Région flamande. En 2010, ces quotas devraient respectivement atteindre 12 % et 6 % des livraisons. Le législateur a prévu des amendes pour tout certificat manquant et a ainsi fixé un prix plafond pour le certificat. Au cours de la période de transition, le prix des amendes croît graduellement chaque année. En 2004, l'amende devrait s'élever, par certificat manquant, à 125 euros en Région wallonne et à 100 euros en Région flamande¹.

Prix minimum garantis

Par ailleurs, les autorités fédérales ont introduit des mesures en vue d'assurer l'écoulement sur le marché, à un prix minimal, d'un volume minimal d'électricité verte. Ainsi l'arrêté royal du 16 juillet 2002² garantit au producteur d'électricité verte un prix minimum pour son certificat vert, qui est fonction de la technologie et de la source d'énergie renouvelable :

- Énergie éolienne off-shore : 90 euros/MWh
- Énergie éolienne on-shore : 50 euros/MWh
- Énergie hydraulique : 50 euros/MWh
- Énergie solaire : 150 euros/MWh
- Autres (dont biomasse) : 20 euros/MWh

3. Hypothèses et méthodologie

Les hypothèses du scénario "REN+COG" sont identiques à celles du scénario de référence si ce n'est que le parc de production d'électricité est contraint de se développer de façon à respecter les objectifs régionaux en matière d'énergies renouvelables et de cogénération.

Sur le plan méthodologique, les objectifs régionaux ont été traduits en objectifs nationaux car PRIMES est un modèle décrivant les systèmes énergétiques des États membres aux niveaux national et européen et non pas au niveau régional. Pour ce faire, on est parti de l'hypothèse que l'allocation des livraisons d'électricité entre les différentes Régions reste inchangée sur toute la période de projection. Ce sont, en effet, les livraisons régionales d'électricité qui servent de base aux objectifs régionaux relatifs à l'électricité verte.

Energies renouvelables

En ce qui concerne les énergies renouvelables, PRIMES ne permet pas de modéliser le marché des certificats verts³. Dès lors, une méthodologie alternative a été adoptée qui consiste à octroyer un subside à l'électricité verte d'un montant tel que les objectifs formulés par les Régions sont rencontrés en 2010. Le montant de ce sub-

1. A titre de comparaison, le prix du MWh était, au premier semestre 2003, de 112 euros pour un ménage et de 76 euros pour un industriel (Source : New Chronos).
2. Moniteur belge du 23 août 2002.
3. De la même manière, il ne peut prendre en compte le distribution gratuite d'électricité verte en région flamande.

side est ensuite maintenu constant sur la période 2010-2030. Le montant du subside déterminé par le modèle est celui que le producteur d'électricité verte devrait recevoir pour que son électricité soit concurrentielle. On observe dès lors un glissement de la courbe de l'offre d'électricité verte jusqu'à ce que le prix d'équilibre soit égal au prix de marché. Compte tenu de l'inélasticité de la demande, la subvention correspond à la différence entre le coût marginal de production et le prix de marché de l'électricité.

En Belgique, l'offre d'énergie renouvelable en général et pour la production d'électricité en particulier, est limitée. Pour cette raison, des plafonds ont été définis pour chaque source d'énergie renouvelable. Ces plafonds se basent sur les potentiels estimés par la Commission AMPERE¹ :

- énergie éolienne on-shore : 500 MW supplémentaires
- énergie éolienne off-shore : 500 MW supplémentaires à l'horizon 2010 et 500 MW au-delà de 2010
- énergie hydraulique : 25 MW supplémentaires
- énergie solaire (photovoltaïque) : 500 GWh en 2020-2030
- biomasse : maximum à valoriser dans la production d'électricité : 1 100 ktep

Enfin, dans le scénario "REN+COG", on a fait l'hypothèse qu'au-delà de 2010, les fournitures d'électricité verte sont au moins égales au niveau de 2010.

Cogénération

En ce qui concerne la cogénération, l'option méthodologique retenue a été de formuler les objectifs régionaux en termes de quotas minimums de production d'électricité à partir de la cogénération sur la période 2005-2010. Pour cela, il a fallu, d'abord, traduire les objectifs de la Région flamande, exprimés en termes de nouvelles capacités de production, en termes de production d'électricité et, ensuite, les ajouter aux objectifs de la Région wallonne. Au-delà de 2010, on a fait la même hypothèse que pour les sources d'énergie renouvelables, à savoir que la production d'électricité à partir de la cogénération ne peut descendre en dessous du niveau de 2010.

En Flandre, 1 278 MWe supplémentaires devraient être installés pour 2005 et quelque 1832 autres pour 2012. PRIMES ayant une périodicité quinquennale, la capacité supplémentaire à installer pour 2010 a été estimée à 1 674 MWe par interpolation linéaire. Sur la période 2015-2030, la capacité de production minimale à assurer par la cogénération serait alors de 2 102 MWe². Pour transformer cet objectif en quota annuel de production, la capacité a été multipliée par le nombre moyen d'heures de fonctionnement d'une installation de cogénération. Ce nombre d'heures a été estimé à 4 000 sur base annuelle à partir de données historiques. En ce qui concerne la Wallonie, l'étude s'est basée sur les objectifs du projet de plan pour la maîtrise durable de l'énergie de mars 2002 (tableau 8). En effet, au moment de l'élaboration et de l'analyse du scénario "REN+COG", le plan définitif n'était pas encore adopté ni publié. Dans ce dernier, la Région wallonne se fixe un objectif quelque peu inférieur à l'objectif initialement proposé puisqu'elle y vise

1. La Commission pour l'analyse des modes de production de l'électricité et le redéploiement des énergies (Commission AMPERE) a été chargée en 2000 de formuler des recommandations et propositions visant à dégager des choix pour la production future d'électricité correspondant aux impératifs économiques, sociétaux et environnementaux du vingt et unième siècle.

2. C'est-à-dire 1 832 MW (supplémentaires) +270 MW (existant).

la production, aux horizons 2005 et 2010, de respectivement 1 535 GWh et 3 595 GWh d'électricité à partir de la cogénération.

TABLEAU 8 - Objectifs de cogénération estimés pour la Belgique*

	2005		2010		2015	
	MWe	GWh	MWe	GWh	MWe	GWh
Objectifs de la Région wallonne		1700		5000		5000
Objectifs de la Région flamande	1548	6192	1944	7776	2102	8408
Objectifs pour la Belgique		7892		12776		13408

*Les objectifs pour la Région wallonne sont ceux repris dans le projet de plan pour la maîtrise de l'énergie de mars 2002.

4. Résultats

a. Production d'électricité

L'impact des objectifs en matière de sources d'énergie renouvelables et de cogénération sur la quantité d'électricité produite est négligeable, contrairement à l'impact sur la composition du parc de centrales électriques.

TABLEAU 9 - Production d'électricité : scénario "REN+COG" vs. scénario de référence (différence en GWh et en %)

	2010		2030	
	GWh	%	GWh	%
Centrales nucléaires	0	0	0	0
Sources d'énergie renouvelables				
- Energie hydraulique	0	0	10	2
- Energie éolienne	917	194	2266	92
- Biomasse	2834	215	3168	243
- Autres	0	0	332	893
Centrales thermiques*				
- Combustibles solides	-134	-6	-8955	-20
- Combustibles liquides	-81	-38	-14	-38
- Gaz naturel et gaz dérivés	-2908	-7	5284	8
- Déchets	-615	-58	-1094	-99
dont cogénération	9558	86	3515	26

*: biomasse non comprise.

Energies renouvelables

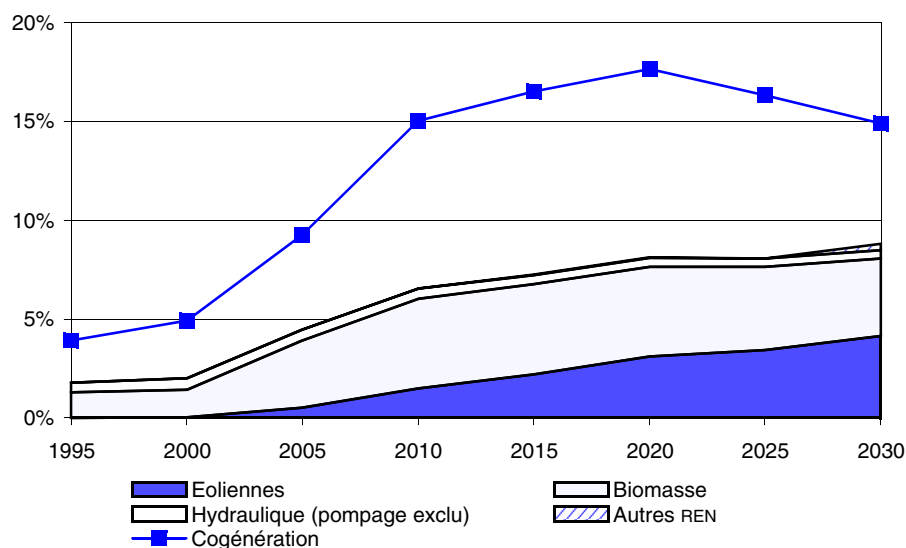
Pour réaliser les objectifs en matière d'électricité verte à l'horizon 2010, les producteurs d'électricité investiraient principalement dans la biomasse et l'énergie éolienne. Les technologies correspondantes sont disponibles et le potentiel de ces deux sources d'énergie renouvelables peut être exploité à relativement court terme pour la production d'électricité. Ce sont les centrales thermiques alimentées par la biomasse qui contribueraient le plus à la réalisation des objectifs. Elles re-

présenteraient 4,3 % de la production totale d'électricité en 2010, contre 1,4 % dans le scénario de référence. La même année, l'énergie éolienne connaîtrait une croissance encore plus significative que dans le scénario de référence et représenterait 1,4 % de la production d'électricité, contre 0,5 % dans le scénario de référence.

La contribution des autres sources d'énergie renouvelables au respect des objectifs susmentionnés serait plus limitée : la majeure partie du potentiel hydraulique est exploitée et la production d'électricité à partir de cellules photovoltaïques (énergie solaire) s'avère être la plus onéreuse. Tout comme dans le scénario de référence, ces deux sources d'énergie renouvelables représenteraient, en 2010, 0,5 % de la production d'électricité. Au total, quelque 6,2 % de l'électricité seraient ainsi produits en 2010 à partir de sources d'énergie renouvelables, ce qui est cohérent avec l'objectif indicatif pour la Belgique.

Compte tenu de l'estimation retenue pour le potentiel - limité - relatif à la production d'électricité à partir de la biomasse, les investissements dans la création de nouvelles installations utilisant la biomasse diminuent drastiquement au-delà de 2010 et la production d'électricité verte à partir de cette forme d'énergie stagne. En 2020, la biomasse resterait toutefois, avec une part de 4,3 %, la principale source d'énergie renouvelable pour la production d'électricité verte. Viendrait ensuite l'énergie éolienne avec 3 %. Dans le scénario de référence, les parts de ces sources d'énergie sont respectivement de 1,2 % et 0,5 % en 2020.

FIGURE 25 - Production d'électricité verte et à partir de la cogénération¹ dans le scénario "REN ET COG" (en % de la demande d'électricité)



Au-delà de 2020, l'énergie éolienne supplante la biomasse. En 2030, la biomasse et l'énergie éolienne restent les sources d'énergie renouvelables les plus concurrentielles et représenteraient respectivement 3,7 % et 3,9 % de la production totale d'électricité, contre 1,1 % pour la biomasse et 2,1 % pour l'énergie éolienne dans le scénario de référence.

1. Les pourcentages pour l'électricité verte et la cogénération indiqués sur la figure ne sont pas additifs.

Déchets

En ce qui concerne les déchets, les producteurs d'électricité n'investiraient plus dans la valorisation des déchets ménagers dans les centrales thermiques classiques (à cycle ouvert). Les déchets ne contribuant pas à la réalisation des objectifs de production d'électricité verte, les producteurs opteraient plutôt pour la biomasse. Par contre, l'industrie utiliserait la quantité de déchets libérée comme combustible pour alimenter les chaudières industrielles.

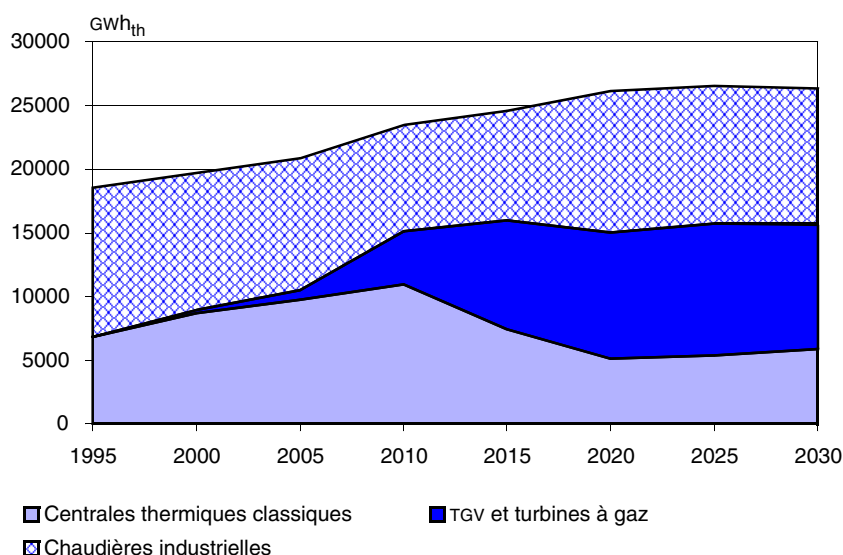
En conséquence, à l'horizon de 2010, la production d'électricité à partir de la combustion de déchets est réduite plus que de moitié par rapport au scénario de référence : 0,5 % seulement de l'électricité serait produite à partir de déchets dans le scénario "REN+COG". A l'horizon 2020, cette part se réduit à 0,1 % contre 1,1 % dans le scénario de référence. Ensuite, les déchets ne sont plus utilisés.

Cogénération

La production d'électricité à partir de la cogénération devrait pratiquement quadrupler sur la période 2000-2010 si l'on veut atteindre les objectifs fixés en la matière. Comme les perspectives de demande de vapeur sont les mêmes que dans le scénario de référence, les investissements dans les installations de cogénération se feraient au détriment de la production de vapeur dans les chaudières industrielles.

Pour pouvoir satisfaire à court terme aux objectifs relatifs à la cogénération, les producteurs d'électricité produiraient principalement, au cours de la période 2000-2010, dans des installations de cogénération brûlant de la biomasse, car, ce faisant, ils concourent aussi à l'objectif relatif aux énergies renouvelables et bénéficient ainsi de certificats verts. En 2010, plus de 50 % de la vapeur produite dans les centrales de cogénération le serait à partir de la biomasse, contre environ 30 % dans le scénario de référence.

FIGURE 26 - Technologies utilisées pour la production de vapeur dans le scénario "REN + COG"



Par ailleurs, les objectifs pour 2010 en matière de cogénération ont pour effet d'accélérer la percée de la technologie TGV. La production de vapeur dans les centrales TGV de cogénération est pratiquement doublée par rapport au scénario de référence.

Au cours de la période 2020-2030, la demande de vapeur stagne et donc la croissance de la production d'électricité à partir de la cogénération ralentit. En 2020, la production d'électricité à partir de la cogénération atteindrait un niveau plafond de 17 %, contre 12 % dans le scénario de référence. A la fin de la période de projection, la part de la production d'électricité à partir de la cogénération diminuerait et tomberait à 14 %, contre 11 % dans le scénario de référence. Enfin, avec une couverture de plus de 60 % de la vapeur cogénérée, la technologie TGV deviendrait la principale technologie de cogénération, devant les centrales thermiques alimentées par la biomasse dont le potentiel comme combustible bon marché est pleinement exploité.

Gaz naturel

Tout comme dans le scénario de référence, le gaz naturel resterait jusqu'en 2015 le principal combustible utilisé pour la production d'électricité après l'énergie nucléaire. Ensuite, il détrône l'énergie nucléaire. Les objectifs en matière d'électricité verte et de cogénération ont des effets différents, voire opposés sur l'utilisation de gaz naturel. D'une part, les sources d'énergie renouvelables remplacent une partie du gaz naturel pour la production d'électricité. D'autre part, la percée des centrales TGV de cogénération fait augmenter la demande de gaz naturel mais permet aussi une économie d'énergie importante par rapport à la production séparée d'électricité et de vapeur. Jusqu'en 2020, ces effets entraînent, au total, une faible diminution de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité : en 2010 et en 2020, la part du gaz naturel représenterait respectivement 43 % et 60 %, contre respectivement 46 % et 64 % dans le scénario de référence. Au-delà de 2020, de nouveaux investissements doivent être réalisés dans les centrales de cogénération au gaz naturel pour pouvoir respecter la contrainte pour la cogénération. Par conséquent, la production d'électricité à partir du gaz naturel atteindrait 63 % en 2030 contre 59 % dans le scénario de référence.

Charbon

Ce n'est qu'en fin de période de projection que le charbon a un certain poids. En raison des investissements réalisés dans les centrales au gaz en vue de satisfaire les objectifs pour la cogénération, la percée des centrales au charbon supercritiques se fait plus lentement. En 2030, le charbon constituerait cependant encore le deuxième combustible avec une part de 29 % de la production d'électricité contre 37 % dans le scénario de référence.

b. Consommation intérieure brute d'énergie

Le développement des sources d'énergie renouvelables fait augmenter, en 2010, la production primaire d'énergie de 5 % par rapport au scénario de référence. Les importations de combustibles fossiles ainsi évitées, combinées aux économies d'énergie que permettent les installations de cogénération, entraîneraient une diminution de 2,5 % des importations nettes. Au total, la consommation intérieure brute d'énergie devrait fléchir de 1 % en 2010 par rapport au scénario de référence et les sources d'énergie renouvelables représenteraient 4 % de la demande primaire d'énergie, contre 2,5 % dans le scénario de référence..

Au-delà de 2010 aussi, les sources d'énergie renouvelables remplaceraient progressivement les combustibles fossiles. Par conséquent, la production primaire d'énergie diminuerait un peu moins rapidement (-1,7 % par an entre 2010 et 2020 et -12,7 % entre 2020 et 2030) que dans le scénario de référence (respectivement -2,0 % et -14,7 %). La production primaire d'énergie en 2030 serait 36 % plus éle-

vée et les importations nettes d'énergie quelque 4 % moins élevées que dans le scénario de référence.

TABLEAU 10 - Consommation intérieure brute d'énergie : scénario "REN+COG" vs. scénario de référence
(différence en %)

	2010	2020	2030
Production primaire d'énergie	5,1	8,5	36,0
Importations nettes d'énergie	-2,5	-3,2	-4,2
Consommation intérieure brute d'énergie	-1,0	-1,2	-3,2
Intensité énergétique du PIB	-1,0	-1,5	-3,2

En 2030, la consommation intérieure brute d'énergie serait 3,2 % inférieure par rapport au scénario de référence. L'intensité énergétique qui est proportionnelle à la consommation intérieure brute s'élèverait, en 2030, à 137 tep/million d'euros (2000) contre 142 tep/million d'euros (2000) dans le scénario de référence. La part des énergies renouvelables dans la demande primaire d'énergie serait de 5 % en 2030, contre 3,7 % dans le scénario de référence.

Le pourcentage d'importations est légèrement plus faible que dans le scénario de référence mais présente la même évolution typique : légère progression sur la période 2000-2010 (0,1 % par an contre 0,3 % dans le scénario de référence) et croissance marquée à partir de 2015 jusqu'à atteindre 95 % (contre 96,7 %) de la demande primaire d'énergie en 2030 en raison du démantèlement des centrales nucléaires.

c. Emissions de CO₂

La substitution d'une partie des combustibles fossiles par des sources d'énergie renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique globale grâce à la cogénération ont un effet favorable sur les émissions de CO₂ d'origine énergétique. Par rapport au scénario de référence, les émissions totales de CO₂ en 2010 diminueraient de 2,7 % pour atteindre 109 Mt.

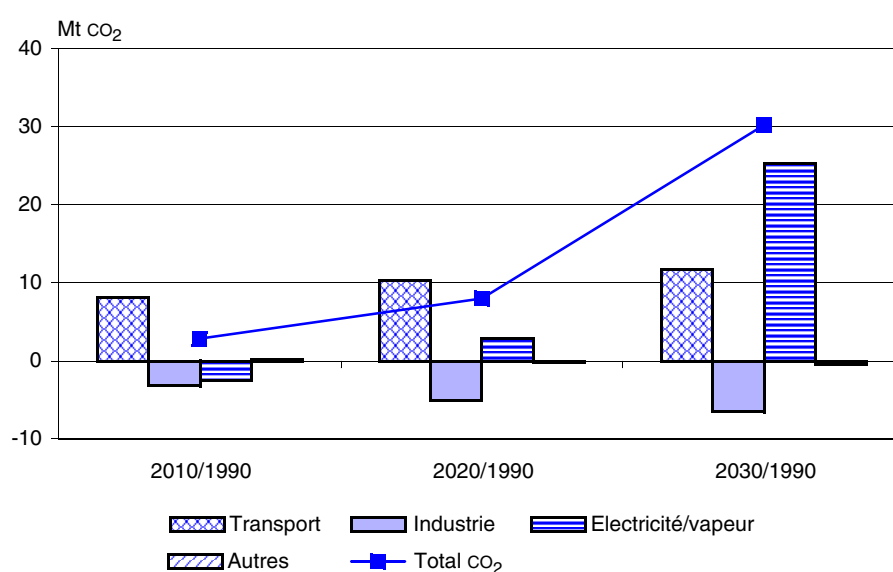
TABLEAU 11 - Emissions de CO₂ : scénario "REN+COG" vs. scénario de référence (différence en Mt et en %)

	2010		2020		2030	
	Mt	%	Mt	%	Mt	%
Emissions totales de CO ₂	-3,1	-2,7	-4,3	-3,6	-9,7	-6,6
dont						
- Production d'électricité et de vapeur	-1,8	-8,7	-3,4	-12,1	-8,8	-15,7
- Industrie	-1,4	-4,8	-1,2	-4,6	-1,1	-4,6

Au-delà de 2010, la différence entre les deux scénarios se creuse et atteindrait 3,6 % en 2020 et 6,6 % en 2030. Ce sont essentiellement les secteurs électrique et industriel qui contribuent à la réduction des émissions totales de CO₂. En ce qui concerne le secteur électrique, outre une part plus élevée des énergies non fossiles dans la production d'électricité et de vapeur, l'amélioration de l'efficacité globale du secteur par rapport au scénario de référence, de l'ordre de 10 % sur toute la

période de projection, explique aussi les réductions indiquées dans le tableau ci-dessus, allant de quelque 9 % en 2010 à environ 16 % en 2030. La réduction plus significative observée à l'horizon 2030 est le résultat, d'une part, d'une hausse de la part des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération dans la production d'électricité et de vapeur (17 %) et, d'autre part, d'un moindre recours aux centrales au charbon supercritiques (83 %) qui sont plus polluantes. Quant à l'industrie, la réduction relativement stable autour de 5 %, sur la période 2010-2030, s'explique principalement par l'augmentation de la part de la cogénération pour la production de vapeur, dont les émissions de CO₂ sont attribuées, par convention, au secteur électrique, et par une baisse équivalente de la production de vapeur dans les chaudières industrielles.

FIGURE 27 - Evolution des émissions de CO₂ par rapport aux niveaux de 1990 dans le scénario "REN+COG"¹



Avant de clôturer cette section, il est intéressant d'évaluer dans quelle mesure les objectifs en matière de cogénération et d'électricité verte peuvent contribuer au respect des objectifs de Kyoto et d'examiner l'évolution, par rapport à 1990, des émissions totales et sectorielles de CO₂ dans le scénario "REN+COG" (figure 27). On voit ainsi que les émissions totales de CO₂ d'origine énergétique seraient respectivement 3 % en 2010, 8 % en 2020 et 29 % en 2030 plus élevées qu'en 1990 dans le scénario "REN+COG", contre respectivement 6 % en 2010, 12 % en 2020 et 38 % en 2030 dans le scénario de référence.

5. Discussion au sujet de la valeur du certificat vert

Pour renforcer l'attrait des sources d'énergie renouvelables qui entrent en ligne de compte dans le système des certificats verts, le modèle PRIMES calcule la subvention nécessaire pour réaliser les objectifs régionaux à l'horizon 2010. En théorie, et lorsque l'offre peut s'adapter à la demande, tant la valeur du certificat vert que la hauteur de la subvention accordée permet de mesurer la différence en-

1. A comparer avec la figure 22 du chapitre II consacré au scénario de référence.

tre le coût marginal de production de l'électricité verte et le prix du marché de l'électricité.

Le modèle PRIMES calcule donc l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité verte. Le déplacement de la courbe de l'offre d'électricité verte (voir figure 24) détermine le nouveau point d'équilibre entre l'offre et la demande, et partant, le montant de la subvention ou encore le prix d'équilibre du certificat vert. En fonction des sources d'énergie renouvelables, la subvention calculée par le modèle est comprise entre 15 et 25 euros/MWh.

L'écart par rapport aux prix actuels sur les marchés des certificats verts est significatif et appelle quelques commentaires. Entre janvier 2002 et la fin mars 2003, le prix moyen annuel d'un certificat vert en région flamande était de 70 euros/MWh. Les prix mensuels qui ont ensuite été observés étaient quelque peu plus élevés : jusqu'à la fin août, le prix moyen était de 86 euros/MWh. En Région wallonne, le prix moyen du marché était de 80 euros/MWh sur la période allant de mai à août 2003.

Tout d'abord, le marché des certificats verts est un jeune marché où la demande de certificats verts fixée par les autorités dépasse l'offre. Plusieurs facteurs sont à l'origine de cette offre limitée : le report des investissements en raison de la mauvaise situation économique, les lenteurs dans la livraison des permis de bâtir et d'exploitation, l'hésitation des investisseurs face aux procédures longues et peu sûres, etc. La rareté des certificats pousse leur prix à la hausse, et celui-ci dépasse parfois le montant de l'amende à payer en cas de non-respect du quota¹. C'est dans ce contexte général que le fournisseur d'électricité Electrabel a intenté une procédure en vue de lever l'amende qu'il s'est vu imposer pour non-respect du quota de certificats verts. L'entreprise argumente qu'elle ne peut pas être tenue responsable de cette mise en défaut lorsqu'un nombre insuffisant de certificats est disponible sur le marché.

En outre, le marché des certificats verts est un marché financier spéculatif car peu liquide. Actuellement quatre acteurs offrent des certificats sur le marché flamand. En Wallonie, les acteurs sont plus nombreux mais il s'agit la plupart du temps de petits autoproducteurs qui souhaitent valoriser leur électricité verte sur le marché des certificats. De surcroît, les certificats sont facilement négociables et sont valables cinq ans. Les propriétaires peuvent acheter des certificats, les conserver et attendre une hausse des amendes avant de les remettre sur le marché.

Dans la situation actuelle, les prix élevés des certificats verts ne reflètent donc pas la différence entre le coût marginal de production de l'électricité verte et le prix de marché de l'électricité.

Enfin, depuis le 1er juillet 2003, les producteurs d'électricité verte bénéficient de prix minimums garantis pour leurs certificats verts. Aussi longtemps que ces prix garantis existeront, le prix de marché du certificat sera compris entre le prix minimum garanti et le montant de l'amende. Si le règlement existant est maintenu jusqu'en 2010, le prix d'un certificat vert sera compris entre 20 euros (il s'agit d'un prix garanti pour les installations alimentées par la biomasse) et 100 euros en Région wallonne et 125 euros en Région flamande.

1. En Région wallonne, le prix moyen du marché d'un certificat vert sur la période allant de mai à août 2003 était de 80 euros/MWh, soit un montant supérieur à l'amende de 75 euros.

C. Scénario “Retour à l’énergie nucléaire”

1. Contexte

Le 31 janvier 2003, le parlement belge adoptait la loi sur la sortie progressive de l’énergie nucléaire à des fins de production industrielle d’électricité¹. Selon cette loi, aucune nouvelle centrale nucléaire ne pourra être construite (Art. 3) et les centrales nucléaires existantes devront être désactivées quarante ans après la date de leur mise en service industrielle (Art. 4). Le calendrier de déclassement des centrales, qui couvre la période 2015-2025, a été intégré dans le scénario de référence qui prend donc en compte cette composante nouvelle et importante de la politique énergétique belge. Néanmoins, il est intéressant de noter que la loi prévoit qu’en cas de “menace pour la sécurité d’approvisionnement en matière d’électricité” et “en cas de force majeure”, le pays pourrait, à nouveau, avoir recours à l’énergie nucléaire pour la production d’électricité (Art. 9).

La Belgique n’est pas le seul pays européen à avoir opté pour un retrait du nucléaire, c’est le cas notamment des Pays-Bas, de l’Allemagne et de la Suède. Ce sont essentiellement les risques de prolifération et d’accident nucléaire et les risques liés à la gestion des déchets qui sont à l’origine de ces décisions. A l’inverse, d’autres pays souhaitent maintenir et même développer une production nucléaire comme la France, la Grande-Bretagne et la Finlande. Dans les deux premiers pays, les modalités de maintien et de développement du nucléaire ne sont pas encore complètement connues et font encore l’objet d’un examen ou de discussions. Ainsi, British Energy, l’exploitant des centrales nucléaires en Grande-Bretagne, examine la possibilité d’allonger la durée de vie des centrales existantes. La France débat actuellement de la loi d’orientation énergétique en ce compris le développement du nucléaire. En Finlande par contre, le feu vert a été donné en 2002 pour la construction d’une cinquième centrale nucléaire; fin 2003, à l’issue d’un appel d’offres, le choix s’est porté sur la technologie EPR (voir infra). Les arguments avancés par ces pays pour maintenir le nucléaire sont d’ordre économique, environnemental ou technologique (maintien du know-how nucléaire).

A la lumière des résultats du scénario de référence montrant une augmentation significative des importations de gaz naturel et une croissance non moins significative des émissions de CO₂ due principalement à la production d’électricité à l’horizon 2020-2030, il nous a semblé intéressant d’évaluer dans quelle mesure un retour au nucléaire pourrait contribuer à contenir les développements projetés au-delà de 2020.

Un retour à l’énergie nucléaire, s’il est un jour envisagé par les autorités publiques sous couvert de l’article 9 de la loi du 31 janvier 2003, pourrait prendre plusieurs formes en fonction d’un arbitrage entre critères économiques, environnementaux et de sécurité².

Une *première perspective* consisterait à allonger la durée de vie des centrales en activité jusqu’à soixante ans. Cette solution, mise en œuvre actuellement aux Etats-

1. Moniteur belge du 28 février 2003.

2. Ce dernier critère privilégie la réduction des risques liés à la production d’électricité nucléaire.

Unis¹ et examinée en Grande-Bretagne, est considérée comme la plus compétitive et la plus rentable : le coût marginal de production d'électricité dans une centrale nucléaire existante est très bas. Cette solution procède essentiellement d'une décision technique et économique qui dépend de l'état des installations, du coût de remplacement des composantes, de la fréquence et de la nature d'incidents qui pourraient survenir. L'élément le plus sensible de la centrale nucléaire est la "chaudière nucléaire" dont toute défectuosité devrait entraîner la fermeture définitive de la centrale pour des raisons évidentes de sécurité. A notre connaissance, on ignore aujourd'hui la fraction du parc nucléaire belge qui pourrait fonctionner économiquement et sans risque jusqu'à soixante ans. En France, on estime² que seule la moitié des réacteurs nucléaires pourront fonctionner jusqu'à cinquante ou soixante ans. Si le critère environnemental n'est pas primordial dans la décision de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes, cette solution permet de ralentir la progression des émissions de CO₂ et de réduire la dépendance énergétique. Enfin, l'allongement de la durée de vie a un impact relativement limité sur la production et la gestion des déchets nucléaires³, la majeure partie des déchets provenant du démantèlement des centrales dont le nombre est constant dans cette première perspective.

Une *deuxième perspective* combinerait l'extension de la durée de vie des centrales avec un renouvellement⁴ et une extension du parc actuel. Cette perspective rejoint les préoccupations nationales et régionales concernant à la fois la sécurité d'approvisionnement (liées à une dépendance accrue au gaz naturel pour la production d'électricité) et le respect du protocole de Kyoto ou plutôt de l'après Kyoto. Dans ce contexte, cette deuxième perspective est à considérer avant tout comme une réponse de politique énergétique parmi d'autres possibles. Etant donné l'horizon de l'étude (2030), le renouvellement et l'extension du parc nucléaire ne pourraient être réalisés qu'avec des réacteurs de troisième génération (voir encadré). Ce schéma de développement conduit donc à une augmentation de la production de déchets radioactifs. Cette deuxième perspective est l'option choisie actuellement en Finlande et débattue en France.

Une *troisième perspective* consisterait à sauter la troisième génération et à passer directement aux systèmes nucléaires de quatrième génération auxquels on attribue l'avantage de répondre à la plupart des objections sociales et géopolitiques relatives au nucléaire (voir encadré). Comme les applications commerciales de ces réacteurs ne seraient pas attendues avant 2025-2040, il ne sera pas question de cette perspective dans cette étude.

-
1. Des permis d'exploitation pour une durée de vie totale de soixante ans ont été délivrés récemment à plusieurs dizaines de centrales américaines.
 2. Source : Framatome (Le Monde du 17 mai 2003).
 3. Comparé à la situation existante où les centrales nucléaires pourront fonctionner pendant quarante ans.
 4. A savoir le renouvellement des centrales existantes qui ne pourraient pas fonctionner jusqu'à soixante ans.

Encadré : Brève description des quatre générations de systèmes nucléaires

- La première génération correspond aux systèmes mis en service avant les années 1970 et avait le plus souvent pour mission de faciliter la production de plutonium à destination militaire.
- La deuxième génération, née dans les années 1970, avait pour objectif de réduire la dépendance énergétique vis-à-vis du pétrole. Elle constitue la majeure partie du parc mondial actuel. Dans certains pays, comme la France, elle s'est accompagnée d'une politique intensive de retraitement. Le parc nucléaire belge est constitué entièrement de réacteurs de deuxième génération.
- La troisième génération, décidée après les accidents de Three Mile Island (1979) et de Tchernobyl (1986), a pour but d'accroître la sécurité en incluant des systèmes passifs de sécurité. Elle ne comporte pas de concept nouveau, en particulier, elle ne résout pas les questions posées par la gestion des déchets nucléaires et n'élimine pas le danger de prolifération nucléaire. Le projet franco-allemand EPR et les concepts AP1000 et 600 aux Etats-Unis sont à classer dans cette catégorie. On les qualifie aussi de systèmes évolutionnaires.
- La quatrième génération, au contraire des générations précédentes, repense complètement le système de production (réacteur - combustible - procédés de traitement). L'objectif est d'arriver à des systèmes plus économiques, plus sûrs, générant moins de déchets, utilisant de façon optimale le combustible et résistants face aux risques de prolifération nucléaire et d'agression. Par ailleurs, les réacteurs de cette génération auraient d'autres applications que la production d'électricité (production d'hydrogène, dessalement de l'eau de mer). Les concepts de génération IV que l'on qualifie aussi de révolutionnaires n'entreraient dans la phase d'industrialisation qu'au cours de la période 2025-2040.

Le choix de la France relatif au développement de l'énergie nucléaire n'est pas encore arrêté. En fait, le débat national sur l'énergie a fait apparaître deux orientations stratégiques correspondant plus ou moins aux deux dernières perspectives décrites ci-dessus. La première orientation voit dans les systèmes de troisième génération (l'EPR¹ en l'occurrence) un indispensable réacteur de transition. Ce type de réacteur pourrait être mis en service, lorsque les plus anciennes centrales nucléaires françaises pourraient devoir fermer soit aux alentours de 2020. Cette orientation est aussi guidée par des raisons de stratégie industrielle puisque l'EPR a été conçu par la société française Framatome (et l'allemand Siemens). La seconde orientation préconise de postposer la décision d'au moins une décennie pour permettre d'ouvrir le choix à d'autres types de réacteurs, plusieurs modèles de quatrième génération étant à l'étude actuellement au niveau international. Les arguments avancés sont, d'une part, le caractère obsolète² et non satisfaisant de la technologie EPR³, et d'autre part, l'âge du parc électronucléaire français, la situation actuelle de surcapacité et l'exploitation encore incomplète des gisements d'économie d'électricité et des potentiels d'énergies renouvelables.

1. European Pressurised water Reactor.

2. Le concept de l'EPR a été développé à la fin des années 1980.

3. En ce qui concerne notamment la production et la gestion des déchets radioactifs.

2. Description des scénarios “retour à l’énergie nucléaire”

Sur base de la description qui précède et de l’horizon de temps des projections énergétiques, deux scénarios ont été élaborés qui analysent l’impact sur le système énergétique belge et les émissions de polluants (principalement le CO₂) qu’aurait un retour à l’énergie nucléaire selon deux modalités que voici :

1. Scénario “60 ans” : dans ce scénario, le temps de vie des centrales existantes est prolongé jusqu’à soixante ans et aucune nouvelle centrale nucléaire n’est construite d’ici 2030. La capacité totale du parc électronucléaire reste constante par rapport à 2000 car on suppose que toutes les centrales existantes pourront fonctionner économiquement et sans risque jusqu’à soixante ans. C’est une hypothèse maximaliste (voir section III.C.1) qui fournit en fait une borne maximum pour l’impact qu’un scénario de ce type pourrait avoir sur le système énergétique et les émissions de CO₂.
2. Scénario “60 ans + investissements” : comme dans le premier scénario, la durée de vie des centrales en activité est allongée jusqu’à soixante ans, mais cette fois l’option d’investir dans de nouvelles centrales nucléaires est laissée ouverte à partir de 2020. L’extension du parc se fait sur base d’une couverture d’au plus 60 % des besoins d’électricité par l’ensemble des centrales nucléaires. Les caractéristiques technico-économiques des nouvelles centrales sont celles de l’AP600.

Les conditions d’une relance du nucléaire selon l’une ou l’autre des trois perspectives décrites ci-dessus ne dépendent pas uniquement de critères économiques (coûts de production dans les centrales existantes très bas), environnementaux (le nucléaire n’émet pas de CO₂) ou technologiques (diminution des risques par rapport à la technologie actuelle). Etant donné l’ouverture des marchés de l’électricité en Europe, le fonctionnement des centrales existantes et la construction de nouvelles centrales se heurtent à des problèmes de financement. En effet, le développement du nucléaire entraîne le financement de risques spécifiques, financement que des investisseurs privés pourraient ne plus vouloir assurer dans un marché électrique ouvert à la concurrence.

Ces risques sont de trois types¹ : les risques de marché, les risques d’acceptation publique et les risques de coûts éloignés. Les risques de marché sont liés à la possible inadéquation entre un investissement de long terme et très lourd en capital et l’évolution du marché². Un moyen de réduire ce risque consisterait à sécuriser les nouveaux investissements en centrales nucléaires par des contrats de fournitures de long terme garantissant prix et débouchés. Les risques d’acceptation publique pourraient entraîner une hausse des primes d’assurance ce qui détériorerait la compétitivité de la filière nucléaire. Enfin, les risques de coût éloignés découlent d’incertitudes quant à l’adéquation ou non des provisions établies pour couvrir les coûts liés au stockage des déchets et au démantèlement des centrales nucléaires. Dans ce contexte, il semble que le développement du nucléaire

1. Source : Jean-Marie Chevalier, professeur à l’Université Paris-Dauphine (La lettre de Confrontations, février-mars 2003).
2. Dans un contexte de libéralisation des marchés, les taux de retour demandés par les investisseurs sont élevés, ce qui défavorise le nucléaire pour lequel la proportion des coûts fixes non récurrents dans les coûts totaux est élevée.

réclame une intervention de l'Etat pour le financement et pour la couverture de certains risques.

Dans le cadre de cette étude et plus particulièrement dans la mise en oeuvre des deux scénarios "retour à l'énergie nucléaire", la problématique du financement du nucléaire dans un marché ouvert à la concurrence n'est pas prise en compte. Dans le modèle PRIMES, les décisions relatives au type d'investissement à réaliser par les entreprises de production d'électricité pour satisfaire la demande d'électricité se font sur base d'un taux d'actualisation de 8 %, taux généralement adopté dans le cadre d'une planification publique.

3. Résultats

Tout d'abord, les résultats indiquent que le développement du nucléaire selon les deux scénarios envisagés serait compétitif pour la production de base en Belgique selon la méthodologie (voir supra) et les hypothèses technico-économiques¹ et d'évolution des prix internationaux des combustibles adoptées dans cette étude. En effet, dans les deux cas de figure, le nucléaire remplace des investissements en "base" projetés dans le scénario de référence.

a. Demande primaire d'énergie et émissions totales de polluants

Demande primaire d'énergie

Comme on pouvait s'y attendre, l'impact d'un retour à l'énergie nucléaire sur la demande primaire d'énergie provient essentiellement des transformations dans la structure de la production d'électricité. Les changements au niveau de la demande finale d'énergie sont en effet peu importants (cf. infra section b.)

Au niveau de la demande d'énergie primaire totale (tableau 12), on observe une augmentation des besoins énergétiques par rapport au scénario de référence, qui s'échelonne de 2 à 3 % en 2020 et de 8 à 13 % en 2030, selon le scénario "nucléaire". Cet accroissement reflète principalement la convention statistique adoptée pour la chaleur nucléaire (voir, note de bas de page p. 20) qui attribue à la production d'électricité d'origine nucléaire un rendement de conversion inférieur à ceux atteints dans les nouvelles centrales thermiques (centrales au gaz à cycle combiné, centrales supercritiques au charbon, etc). En conséquence, à demande d'électricité égale, les besoins d'énergie primaire pour la production d'électricité sont supérieurs dans la filière nucléaire à ceux requis dans les nouvelles filières gaz et charbon.

Au niveau de la structure de la demande primaire d'énergie, des substitutions énergétiques ont lieu au détriment du gaz naturel et des combustibles solides. Ces changements trouvent à nouveau leur origine dans la production d'électricité, elles seront décrites et évaluées dans la section suivante.

En 2030, la consommation intérieure brute de charbon serait, selon le scénario "nucléaire", de 36 % à 73 % plus faible que dans le scénario de référence et ne représenterait plus que 10 et 4 % respectivement, de la demande primaire totale d'énergie. Comparée au niveau de 1990, la demande de charbon serait alors réduite d'un tiers dans le scénario "60 ans" et des trois quarts dans le scénario "60

1. Relatives aux différents types de centrales de production d'électricité (coût de capital, coûts de fonctionnement, rendement thermique, disponibilité, etc.).

ans + investissements". La même année (2030), la consommation de gaz naturel diminuerait également, mais de manière moins significative. Selon le scénario "nucléaire", la baisse s'élèverait à 12 ou 16 % par rapport au scénario de référence. Dès lors, la consommation de gaz naturel n'augmenterait plus que de 62 % et 55 % respectivement, entre 2000 et 2030, contre 84 % dans le scénario de référence. Dans les scénarios "nucléaire", la part du gaz naturel dans la demande primaire totale resterait pratiquement stable sur la période de projection, elle se maintiendrait dans un intervalle allant de 30 à 35 %.

Une conséquence directe des évolutions décrites ci-dessus est une dépendance moins forte, comparée au scénario de référence, du système énergétique belge vis-à-vis des importations d'énergie. Au cours de la période 2000-2020, la part des importations d'énergie dans la demande totale d'énergie se stabiliserait autour de 80 % alors qu'elle passait à 84 % en 2020 dans le scénario de référence. En 2030, les écarts entre scénarios s'accroissent puisque les importations d'énergie ne représenteraient plus que 81 % dans le scénario "60 ans" et 72 % dans le scénario "60 ans + investissements" contre 96 % dans le scénario de référence.

TABLEAU 12 - Demande primaire d'énergie et émissions : scénarios nucléaires vs. scénario de référence
(différence en quantité et en %)

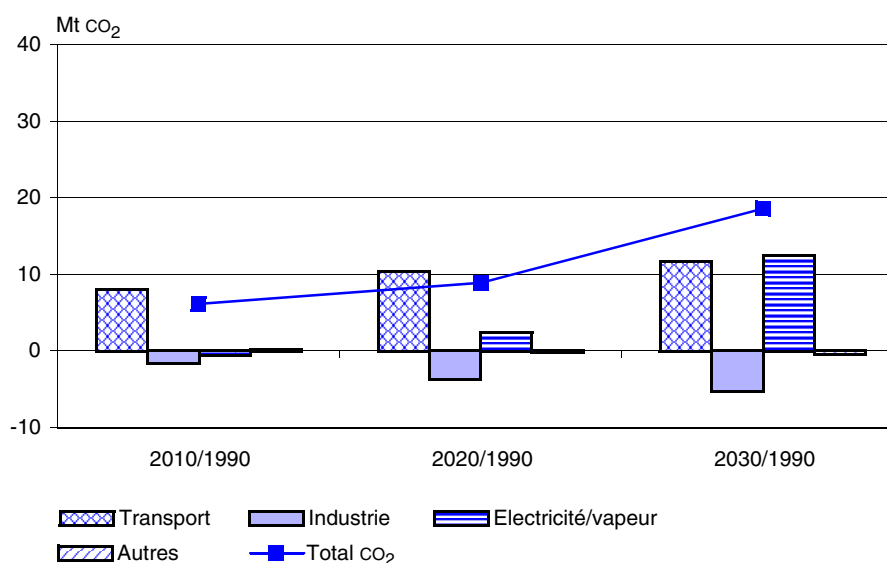
	2020				2030			
	"60 ans"		"60 ans +inv."		"60 ans"		"60 ans +inv."	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Demande primaire d'énergie								
Total	1154	2	1683	3	5143	8	8210	13
- Combustibles solides	-29	-1	-66	-2	-3600	-36	-7280	-73
- Combustibles liquides	-10	0	-8	0	-10	0	-8	0
- Gaz naturel	-1571	-6	-2072	-9	-3014	-12	-3946	-16
- Nucléaire	2810	31	3876	43	11930	-	19617	-
Emissions totales								
- CO ₂	-4	-3	-5	-4	-21	-15	-38	-26
- SO ₂		-1		0		-3		-7
- NO _x		-1		-2		-7		-14

Emissions de CO₂

Les substitutions entre combustibles décrites ci-dessus ont un impact évident sur le développement des émissions de polluants d'origine énergétique. L'impact le plus significatif concerne les émissions de dioxyde de carbone et l'impact est d'autant plus important que l'horizon de temps est éloigné. Cela s'explique par la nature et l'ampleur des substitutions entre combustibles entre 2020 et 2030. Alors que l'année 2020 se caractérise par une substitution presque exclusive du gaz naturel par le nucléaire, le phénomène de substitution se focalise davantage sur le charbon en 2030, lequel est le combustible qui émet le plus de CO₂ par unité d'énergie.

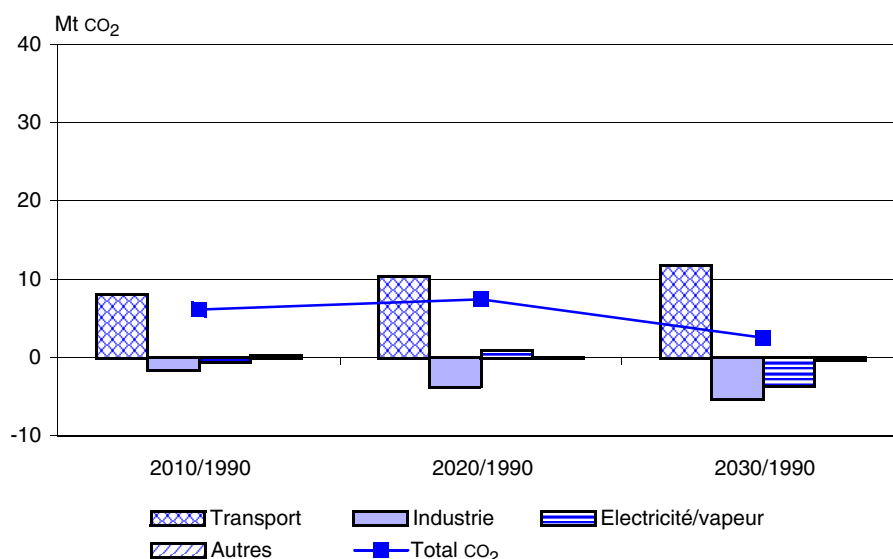
L'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans (scénario "60 ans") aurait pour effet de réduire les émissions totales de CO₂ de quelque 3 % en 2020 et 15 % en 2030 par rapport au scénario de référence dans lequel la durée de vie des centrales nucléaires est limitée à 40 ans. En dépit de cet impact non négligeable, les émissions totales de CO₂ d'origine énergétique resteraient, en 2030, supérieures à leur niveau de 1990 (+18 %). L'accroissement des émissions de CO₂ entre 1990 et 2030 serait, dans ce scénario, pratiquement le même pour le secteur électrique et les transports (figure 28).

FIGURE 28 - Evolution des émissions de CO₂ par rapport aux niveaux de 1990 dans le scénario nucléaire "60 ans"¹



Dans le scénario "60 ans + investissements", l'impact sur les émissions totales de CO₂ est significatif : en 2030, les émissions seraient réduites d'un quart par rapport au scénario de référence. Cette évolution conduirait en fait à des niveaux d'émission totale de CO₂ en 2030 comparables à ceux de 1990 (+2 %). En 2030, seul le secteur des transports verrait ses émissions de CO₂ croître par rapport à 1990 et cet accroissement serait pratiquement compensé par les baisses projetées dans les autres secteurs (figure 29).

FIGURE 29 - Evolution des émissions de CO₂ par rapport aux niveaux de 1990 dans le scénario nucléaire "60 ans + investissements"²



1. A comparer avec la Figure 22 du Chapitre II consacré au scénario de référence.
 2. A comparer avec la Figure 22 du Chapitre II consacré au scénario de référence.

Emissions de SO₂ et de NO_x

Les deux scénarios “nucléaires” ont également pour effet de réduire les émissions de SO₂ et de NO_x par rapport au scénario de référence mais dans des proportions moindres que pour le CO₂. Cela s’explique par la présence d’installations de désulfuration et de dénitrification¹ dans les nouvelles centrales thermiques, installations requises par les législations régionales et limitant de manière significative les rejets dans l’atmosphère de SO₂ et de NO_x. Selon le scénario et l’horizon de temps, les réductions varieraient de 1 à 7 % pour le SO₂ et de 1 à 14 % pour le NO_x.

b. Consommation et production d’électricité

En 2030, la demande finale d’électricité serait légèrement plus élevée dans les scénarios nucléaires que dans le scénario de référence (+2 % et +3 % selon le scénario nucléaire). Cette hausse, qui se situerait dans une fourchette entre 2300 et 3300 GWh, est due à une meilleure compétitivité de l’électricité vis-à-vis des autres formes d’énergie, elle-même causée par une baisse du coût moyen de production (voir infra). Elle conduit à un relèvement du taux de croissance de la consommation électrique au cours de la période 2020-2030 qui de 0,8 % par an dans le scénario de référence, passerait respectivement à 1 % et 1,1 % par an dans les scénarios “60 ans” et “60 ans + investissements”.

La structure de la production d’électricité serait par contre très différente de celle projetée dans le scénario de référence. Le maintien de la capacité nucléaire à son niveau actuel combiné ou non avec une extension de cette capacité se ferait au détriment, principalement, des centrales TGV au gaz naturel en 2020 et au détriment à la fois des centrales TGV et supercritiques au charbon en 2030. Par contre, la quantité d’électricité produite à partir de sources d’énergie renouvelables resterait quasiment inchangée.

En 2020, la production d’électricité dans les centrales au gaz (principalement le TGV) serait réduite de 10 ou 15 TWh², selon le scénario nucléaire, par rapport au scénario de référence, ce qui représente 9 ou 14 % de la production totale d’électricité cette année là. Cette réduction serait compensée par une production supplémentaire équivalente dans les centrales nucléaires. La part du gaz naturel dans la production d’électricité ne serait dès lors plus que de 53 ou 49 %, contre 63 % dans le scénario de référence. En termes de capacités installées, cette évolution entraîne une baisse de l’ordre de 14 % de la capacité du parc de centrales au gaz (soit quelque 1900 MW). Quant à la consommation de gaz naturel pour la production d’électricité et de vapeur, elle accuserait un recul de 13 ou 17 % selon le scénario nucléaire.

1. Ou de brûleurs à bas NO_x.

2. 1 TWh = 1 000 GWh

TABLEAU 13 - Production d'électricité : scénarios nucléaires vs. scénario de référence
(différence en quantité et en %)

	2020				2030			
	"60 ans"		"60 ans +inv."		"60 ans"		"60 ans +inv."	
Consommation de combustibles	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
dont								
- Combustibles solides	-26	-26	-63	-62	-3578	-48	-7247	-96
- Combustibles liquides	-2	-1	0	0	313	0	0	0
- Gaz naturel	-1554	-13	-2056	-17	-2891	-24	-3756	-31
Production d'électricité	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%
dont								
- Centrales nucléaires	10888	31	15031	42	46269	-	75195	-
- Centrales supercritiques au charbon	-101	-41	-247	-100	-21208	-49	-43059	-99
- Centrales au gaz (TGV+turbines)	-10393	-15	-14707	-21	-21259	-30	-27373	-39
Capacités installées	Mwe	%	Mwe	%	Mwe	%	Mwe	%
dont								
- Centrales nucléaires	1764	41	1853	43	6031	-	9892	-
- Centrales supercritiques au charbon	-14	-39	-35	-100	-2654	-48	-5437	-98
- Centrales au gaz (TGV+turbines)	-1992	-14	-1873	-14	-2698	-18	-3037	-57
Emissions du secteur électrique	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%
CO ₂	-4	-12	-5	-16	-21	-36	-37	-64

Au-delà de 2020, l'augmentation de la production d'électricité nucléaire ne se ferait plus seulement au détriment du gaz naturel mais aussi au détriment du charbon, et l'ampleur relative de l'impact sur ces deux filières est fonction de l'évolution de leur attractivité pour la production en base. Comme, en fin de période de projection, les hypothèses d'évolution des prix internationaux des combustibles sont telles que la production d'électricité en base dans les centrales supercritiques au charbon devient compétitive par rapport à la production dans les centrales à cycle combiné au gaz, l'impact sur la première filière est relativement plus important que sur la seconde. Le rôle du charbon dans la production d'électricité en 2030, que ce soit en termes de consommation, de production ou de capacité installée, se verrait ainsi réduit de moitié dans le scénario "60 ans" par rapport au scénario de référence et à quantité négligeable dans le scénario "60 ans + investissements". Le gaz naturel se trouverait aussi affecté par le maintien et/ou le développement d'une production d'électricité d'origine nucléaire mais dans une moindre mesure. En 2030, il verrait sa part dans la production totale d'électricité passer à 40 % dans le scénario "60 ans" et à 30 % dans le scénario "60 ans + investissements", contre 58 % dans le scénario de référence.

Les modifications qu'introduisent les scénarios nucléaires, dans la structure de la production d'électricité relativement au scénario de référence ont un impact significatif sur les émissions de CO₂ du secteur électrique. En 2020, les émissions de CO₂ de ce secteur seraient inférieures de 12 % ou 16 %, selon le scénario nucléaire, par rapport au scénario de référence. Mais c'est surtout en 2030, quand les centrales nucléaires se substituent aux centrales au charbon du scénario de référence que les réductions sont considérables, elles seraient de 36 % dans le scénario "60 ans" et de 64 % dans le scénario "60 ans + investissements", par rapport au scénario de référence.

Si on traduit ces évolutions dans la perspective de l'après Kyoto, on voit que l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires existantes jusqu'à 60 ans conduirait à une hausse des émissions de CO₂ du secteur électrique de quelque 10 % en 2020 et 60 % en 2030 par rapport au niveau de 1990 (contre respectivement 28 % et 156 % dans le scénario de référence). Par contre, si l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires existantes est combiné avec une extension du parc nucléaire à hauteur de 60 % de la production totale d'électricité, les émissions de CO₂ du secteur électrique seraient 4 % plus élevées en 2020 mais 17 % plus basses en 2030 que celles de 1990 (voir figures 28 et 29).

Il convient de souligner que les réductions des émissions de CO₂ du secteur électrique évaluées dans les deux scénarios nucléaires, comparativement au scénario de référence, représenteraient des valeurs maximales pour l'impact d'un retour à l'énergie nucléaire. En effet, les hypothèses retenues dans les scénarios "nucléaires" qui consistent, d'une part, à prolonger la durée de vie de l'ensemble du parc nucléaire existant et, d'autre part, de considérer une couverture par les centrales nucléaires de 60 % de la production totale d'électricité, sont à interpréter comme des bornes maximum pour l'énergie nucléaire dans notre pays.

c. Coûts moyens de production de l'électricité et de la vapeur

L'allongement de la durée de vie des centrales existantes jusqu'à 60 ans résulte en une diminution du coût moyen de production de l'électricité et de la vapeur par rapport au scénario de référence. Cette diminution (-2 % en 2020 et -9 % en 2030 par rapport au scénario de référence) s'explique par une réduction des coûts annuels en capital et des coûts de combustible suite aux investissements évités en nouvelles centrales au gaz naturel et au charbon.

L'extension du parc nucléaire dans le scénario "60 ans + investissements" est le reflet d'un coût marginal de long terme plus bas pour la filière nucléaire comparativement aux filières gaz et charbon¹. Un moindre coût marginal de long terme est l'un des deux critères qui sous-tendent, dans le modèle PRIMES, les décisions d'investissement des producteurs d'électricité; l'autre critère consiste à satisfaire la demande future d'électricité. Par ailleurs, ce scénario conduit aussi à un abaissement du coût moyen de production de l'électricité et de la vapeur par rapport au scénario de référence. En 2020, la réduction serait d'environ 2 %. En 2030, elle serait plus significative et atteindrait 10 %.

1. Pour la production en base.

D. Scénario “Rééquilibrage intermodal dans les transports”

Ce scénario, ci-après dénommé scénario “transports”, a pour objectif d’évaluer l’impact, sur le système énergétique et les émissions, d’un nouveau partage entre modes de transport¹ en vue de réduire la congestion routière. Le scénario repose sur des propositions du gouvernement belge et sur une série de mesures reprises par la Commission européenne dans son Livre blanc “La politique européenne des transports à l’horizon 2010 : l’heure des choix”.

En ce qui concerne le transport des personnes, le gouvernement belge a pour ambition de relever le taux d’occupation des voitures. La création de parkings accessibles pour le co-voiturage et la promotion des plans de transport au sein des entreprises sont des initiatives susceptibles d’encourager le co-voiturage², et ainsi de rencontrer l’objectif poursuivi.

Les mesures du Livre blanc sont plutôt axées sur une redistribution entre modes de transport et sur une meilleure utilisation du système de transport. Elles ne visent pas une diminution des activités de transport ou de la mobilité des personnes et des marchandises. Eu égard au principe de subsidiarité, de tels objectifs relèvent de la compétence des Etats membres. Par contre, la Commission européenne ambitionne bien un découplage entre croissance de l’activité économique et croissance des pressions sur le système de transport et l’environnement. Pour assurer un développement durable du transport, une approche intégrée devrait être privilégiée qui combinerait politique de tarification appropriée, encouragement des alternatives au transport par route et investissements dans un réseau trans-européen des transports (voir option C du Livre blanc). Ces mesures ont pour objectif non seulement un glissement vers des alternatives au transport par route et aérien, mais également un taux d’occupation et de chargement plus élevé des véhicules.

La Commission européenne a calculé qu’à l’horizon 2010, ces mesures pourraient réduire le nombre de véhicules-kilomètre et les émissions de CO₂ provenant du transport de personnes de respectivement 11 % et 13 % par rapport à une projection tendancielle. Pour le transport de marchandises, la réduction est estimée à 19 % pour le nombre de véhicules-kilomètre et à 15 % pour les émissions de CO₂.

1. Hypothèses du scénario “transports”

Le scénario “transports” part des mêmes hypothèses générales que le scénario de référence. Par contre, si l’activité totale de transport (personnes et marchandises) est identique à celle du scénario de référence, son allocation entre les différents modes de transport est différente.

L’évolution jusqu’à 2010 des parts de marché des différents modes de transport est basée sur les chiffres de l’option C du Livre blanc, avec la condition supplémentaire que la part de marché du transport ferroviaire de personnes devrait atteindre au minimum 7,6 %³ à l’horizon 2010. Au-delà de 2010, les parts du mar-

1. On entend par là le glissement de la demande de transport de personnes de la voiture vers les transports en commun et de la demande de transport de marchandises de la route vers le transport ferroviaire et par voie navigable.
2. Source : Accord gouvernemental du 9 juillet 2003.
3. Transport de personnes hors transport aérien.

ché de tous les modes de transport évoluent en fonction des coûts relatifs des différents modes de transport et des habitudes de consommation des utilisateurs.

En ce qui concerne le découplage entre la croissance de l'activité du secteur des transports, exprimée en voyageurs ou tonnes-kilomètre, et la croissance du trafic, exprimée en véhicules-kilomètres, il est pris en compte via une augmentation des taux d'occupation ou de chargement des différents types de véhicules qui sont dès lors utilisés de manière plus efficace. Dans le modèle PRIMES, ces taux de chargement, exprimés en nombre de voyageurs ou de tonnes par véhicule, sont des paramètres exogènes. Dans le scénario de référence, ils sont maintenus constants par rapport aux observations de 2000 sur l'ensemble de la période de projection. Dans le scénario "transports", les valeurs historiques ont été majorées comme suit : à l'horizon 2010, +16 % pour les trains de voyageurs, +13 % pour les camions, +10 % pour les bus, voitures et avions, et enfin, +9 % pour les trains de marchandises et pour les péniches destinées à la navigation intérieure. Au-delà de 2010, les taux de chargement sont majorés de façon identique pour tous les modes de transport : +1,5 % par rapport à 2010 pour la période 2010-2020 et +0,4 % par rapport à 2020 pour la période 2020-2030.

2. Résultats

a. Activité de transport des personnes

En ce qui concerne le transport des personnes, la nouvelle répartition inter-modale prise en compte dans le scénario "transports" se caractérise par un rééquilibrage en faveur des transports collectifs urbains (bus, tram, métro) et ferroviaires. Les premiers sont privilégiés pour les déplacements urbains, au détriment de la voiture. Pour les distances plus longues, le rééquilibrage considéré reflète une revitalisation du rail qui pourrait dès lors attirer des voyageurs qui optent habituellement pour l'avion.

Les différences dans la répartition inter-modale entre le scénario de référence et le scénario "transports" sont les plus marquées à l'horizon 2010, année pour laquelle les objectifs ont été fixés. Au-delà de 2010, la croissance de l'activité des différents modes de transport est plus ou moins identique dans les deux scénarios. La seule exception concerne le transport ferroviaire dont la part reste constante sur la période 2010-2030 dans le scénario "transports" alors qu'elle diminue légèrement dans le scénario de référence. Les évolutions à long terme communes aux deux scénarios sont une augmentation de la part du transport aérien et une diminution correspondante du transport par route.

TABLEAU 14 - Evolution de l'activité de transport sur la période 2000-2030 (en Gpkm, Gtkm et % de l'activité totale)

	Scénario de référence			Scénario "transports"		Scénario de référence		Scénario "transports"	
	2000	2010	2030	2010	2030	10//00	30//10	10//00	30//10
Transport de personnes (Gpkm)	135,1	145,9	205,9	145,9	205,8	0,8	1,7	0,8	1,7
Total	100	100	100	100	100				
- Transport routier	89	87	85	87	84	0,6	1,6	0,6	1,6
Transport public par route	9	9	8	10	9	0,3	1,0	1,5	1,0
Transport privé par route	79	79	77	77	76	0,7	1,6	0,5	1,6
- Transport ferroviaire	6	6	5	7	7	0,1	1,3	2,0	1,3
- Transport aérien	5	6	10	6	9	3,7	3,9	2,4	3,9
Transport de marchandises (Gtkm)	46,5	57,2	77,1	57,2	77,2	2,1	1,5	2,1	1,5
Total	100	100	100	100	100				
- Transport routier	70	72	76	68	72	2,5	1,7	1,9	1,8
- Transport ferroviaire	16	15	13	18	16	0,9	0,9	3,0	1,0
- Navigation intérieure	14	13	11	14	12	1,4	0,8	2,1	0,9

//: taux de croissance annuel moyen de l'activité de transport (en %).

Période 2000-2010

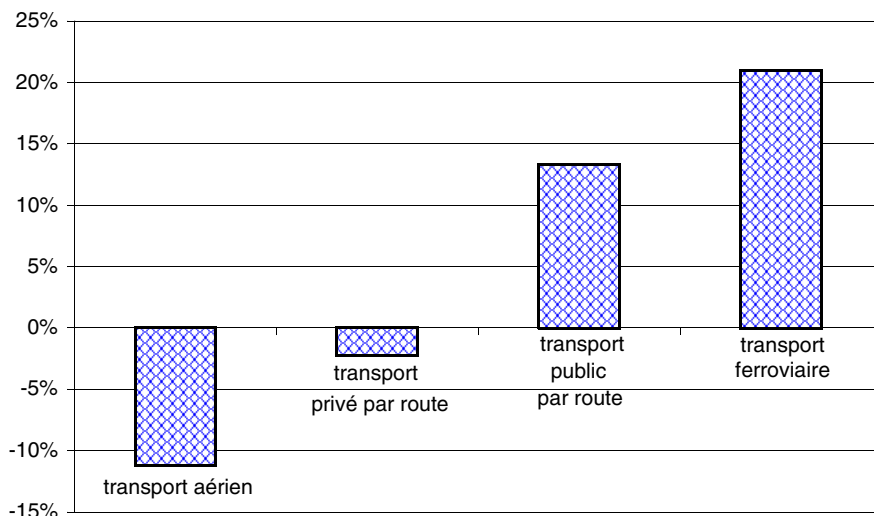
Dans le scénario "transports", la croissance annuelle du transport privé par route (voitures et motocyclettes) et du transport aérien se réduirait respectivement de 0,7 % à 0,5 % et de 3,7 % à 2,4 % au cours de la période 2000-2010. Le nombre total de voyageurs-kilomètre du transport privé par route diminuerait de 2 % et celui du transport aérien de 11 % en faveur du transport public par route (+13 %) et du transport ferroviaire (+21 %).

Période 2010-2030

Après 2010, malgré que la croissance de l'activité des différents modes de transport est identique dans les deux scénarios, l'allocation inter-modale dans le scénario "transports" est différente de celle qui caractérise le scénario de référence.

Ainsi, en 2030, la part du transport aérien (9 %) est inférieure aux 10 % dans le scénario de référence. Le transport par voiture et par motocyclette fléchit également d'un point de pourcentage. Le transport ferroviaire maintient sa part de marché en 2010 à 7 %, contre 5 % dans le scénario de référence. La part du transport en commun par route atteint 9 %, soit un point de pourcentage de plus que dans le scénario de référence.

FIGURE 30 - Allocation intermodale de l'activité de transport des personnes en 2010 : scénario "transports" vs. scénario de référence (différence en %)

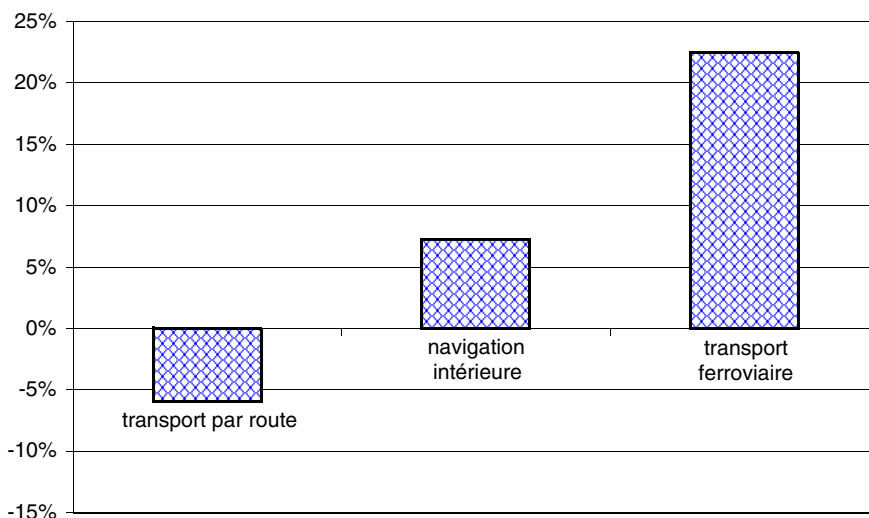


b. Activité de transport des marchandises

Période 2000-2010

Dans le scénario "transports", l'équilibre entre modes de transport se déplace également au profit du transport ferroviaire mais aussi de la navigation intérieure. La croissance du transport par route est cette fois inférieure à la croissance économique : avec une croissance annuelle de 1,9 %, le transport par route progresserait moins rapidement que le PIB (2,2 %). Néanmoins, ce type de transport s'arroge toujours, en 2010, une part de marché de 68 % et reste le mode de transport dominant pour le transport de marchandises.

FIGURE 31 - Allocation intermodale de l'activité de transport de marchandises en 2010 : scénario "transports" vs. scénario de référence (différence en %)



Le transport ferroviaire devrait connaître une croissance annuelle de 3 % et devrait représenter, en 2010, une part de marché de 18 %, contre 15 % dans le scénario de référence. La part de la navigation intérieure progresse également, l'écart par rapport au scénario de référence est d'un point de pourcentage. La progression de ces deux modes de transport se fait au détriment du transport par route. En termes de tonnes-kilomètre, le transport par route perd 6 % alors que le transport ferroviaire et la navigation intérieure voient leurs activités croître respectivement de 23 % et 7 %.

Période 2010-2030

Au-delà de 2010, la croissance de l'activité des différents modes de transport est comparable à celle observée dans le scénario de référence. Au cours de la période 2010-2030, le transport par route progresserait à nouveau au même rythme que le PIB et, en 2030, sa part dans le transport de marchandises devrait de nouveau augmenter. Elle serait néanmoins moins élevée que dans le scénario de référence : 72 % contre 76 %. La croissance des transports ferroviaire et par voies navigables ralentirait par rapport à la période 2000-2010, mais leurs parts resteraient plus élevées que dans le scénario de référence : respectivement 16 % et 12 %, contre 13 % et 11 % dans le scénario de référence.

c. Consommation finale d'énergie

Période 2000-2010

Compte tenu du glissement vers l'utilisation de modes de transport moins "énergivores"¹, la croissance constante de la consommation d'énergie par le secteur des transports projetée dans le scénario de référence devrait se muer en une baisse de 0,5 % par an sur la période 2000-2010. Cette évolution entraînerait une économie d'énergie de quelque 1500 ktep à l'horizon 2010, ce qui représente une diminution de 14 % de la consommation d'énergie par les transports par rapport au scénario de référence.

TABLEAU 15 - Demande finale d'énergie par les transports : scénario "transports" vs. scénario de référence (différence en %)

	2010	2030
Transport de personnes	-12	-11
- Transport routier	-11	-12
Transport public par route	3	10
Transport privé par route	-11	-12
- Transport ferroviaire	3	18
- Transport aérien	-17	-11
Transport de marchandises	-16	-8
- Transport routier	-17	-8
- Transport ferroviaire	13	20
- Navigation intérieure	-1	5
Total transport	-14	-10

La baisse de la consommation d'énergie est le résultat de trois effets simultanés et qui agissent parfois en sens inverse : un taux de chargement ou d'occupation plus

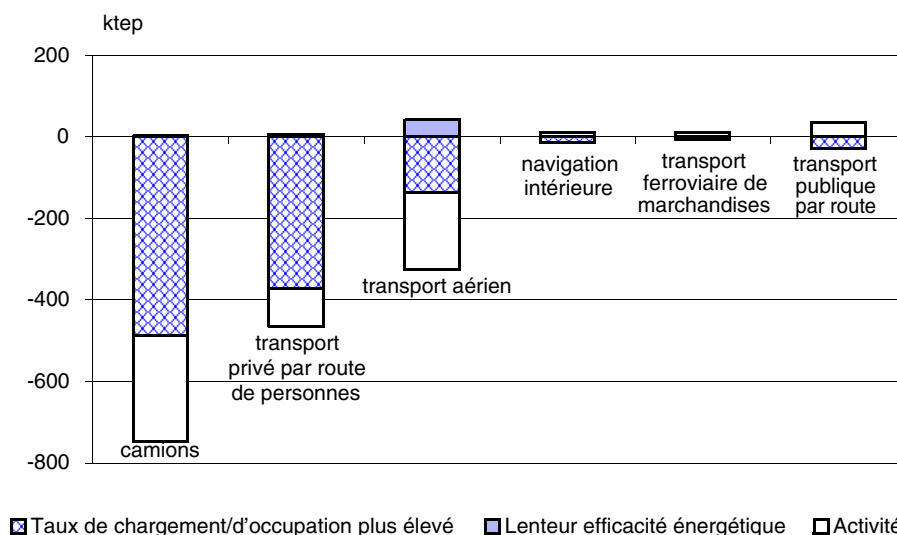
1. C'est-à-dire qui consomment moins d'énergie par pkm ou tkm.

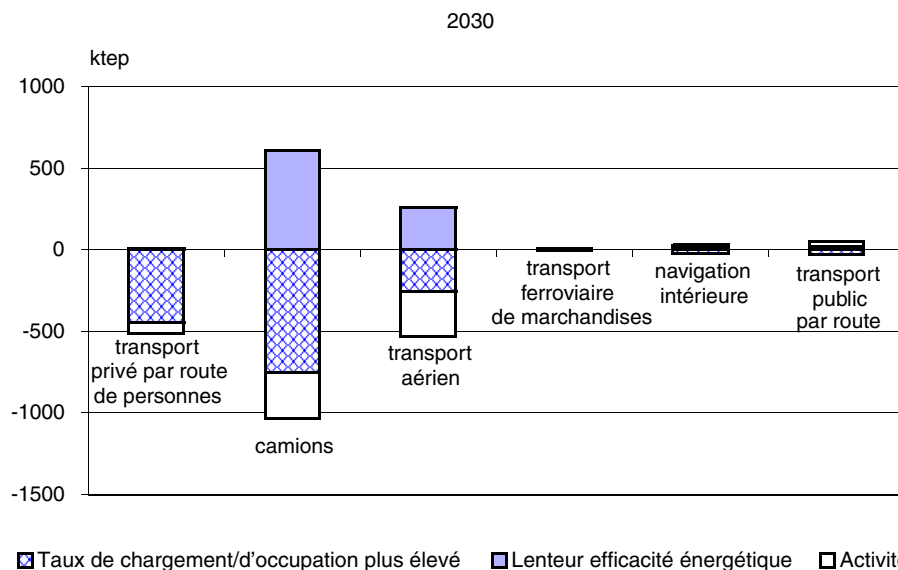
élevé, un glissement vers des modes de transport moins énergivores - effet appelé dans la figure ci-dessous "activité" - et une percée plus lente des technologies plus efficaces sur le plan énergétique - effet désigné dans la figure ci-dessous "lenteur efficacité énergétique".

Les deux premiers effets poussent à une baisse de la consommation globale tandis que le dernier conduit à une consommation plus élevée. Ce dernier effet est peu visible à court terme, et en 2010, seulement au niveau du transport aérien. On observe ainsi un report des investissements dans des avions dont la technologie permettrait une économie d'énergie allant jusqu'à 40 %. Cet effet réduit par conséquent l'impact des économies d'énergie réalisées dans ce secteur suite à une baisse de son activité. Au total, l'économie de kérosène s'élèverait encore à quelque 300 ktep en 2010, ce qui équivaut à une baisse de la consommation de kérosène de près de 17 % par rapport au scénario de référence.

C'est le transport de marchandises par route qui contribuerait le plus à la baisse de la consommation d'énergie du secteur des transports, ce qui a un impact surtout sur la consommation de diesel. Par rapport au scénario de référence, la consommation totale de diesel baisserait ainsi d'un peu plus de 900 ktep en 2010 (-14 %), soit pratiquement les deux tiers de la réduction totale de la consommation d'énergie des transports, projetée dans le scénario "transports". Pour ce qui est de la consommation d'essence, le recul est de 11 % et est à mettre principalement sur le compte des voitures.

FIGURE 32 - Demande finale d'énergie et facteurs explicatifs : scénario "transports" vs. scénario de référence (différence en ktep)





En ce qui concerne les autres modes de transport, la hausse de la consommation de carburants suite à une croissance de l'activité est partiellement compensée par un meilleur taux de chargement. L'utilisation accrue du transport ferroviaire entraîne une légère hausse de la consommation d'énergie, principalement d'électricité qui augmenterait en 2010 de quelque 50 GWh, soit +3 % par rapport au scénario de référence. Néanmoins, les conséquences pour la production d'électricité sont limitées. Une surconsommation de 50 GWh ne représente pas même un millième de la demande totale d'électricité en Belgique. L'impact du scénario "transports" sur la capacité de production d'électricité est donc très faible.

Période 2010-2030

A long terme, l'effet d'une percée plus tardive des technologies plus efficaces sur le plan énergétique est sensible et provoquerait, au-delà de 2010, une accélération de la croissance de la consommation d'énergie par les transports : 0,9 % par an entre 2010 et 2030 contre 0,7 % dans le scénario de référence. Malgré cela, en 2030, l'économie totale d'énergie induite par le rééquilibrage intermodal représenterait encore quelque 1200 ktep ou 10 % de la consommation totale d'énergie du secteur des transports.

Cet effet est surtout ressenti au niveau du transport de marchandises par route : une moindre efficacité énergétique moyenne du parc de véhicules réduirait l'économie d'énergie à 8 %, en 2030, dans ce segment (elle était de 17 % en 2010). Pour le transport de personnes, cet effet ne joue que pour le transport aérien où la réduction de la consommation de kérosène ne serait plus, en 2030, que de 11 % par rapport au scénario de référence. Néanmoins, en termes absolus, l'économie d'énergie resterait stable autour de 300 ktep de kérosène économisé par an sur toute la période de projection.

Comme la norme ACEA est la référence pour les nouvelles voitures mises en circulation à partir de 2010 quel que soit le scénario et que la durée de vie moyenne d'une voiture est inférieure à celle des autres modes de transport, le transport privé par route est peu sensible à l'effet de percée tardive décrit ci-dessus. Il consommerait 12 % d'énergie en moins en 2030 par rapport au scénario de référence : les consommations d'essence et de diesel baisseraient respectivement de 12 % et de 9 %.

Toujours en comparaison avec le scénario de référence, les autres modes de transport (c'est-à-dire les transports publics, le transport ferroviaire et la navigation intérieure) voient, par contre, leur consommation d'énergie globale augmenter d'environ 35 ktep. L'activité plus soutenue du transport ferroviaire entraînerait, à la fin de la période projection, une augmentation de la consommation d'électricité de quelque 230 GWh, ce qui représente 0,2 % de la consommation totale d'électricité en 2030.

d. Emissions de CO₂

L'analyse qui précède montre que les mesures prises en compte dans le scénario "transports" ont une incidence tant sur le secteur des transports que sur celui de l'électricité. D'une part, la baisse de la consommation de carburants devrait entraîner une diminution des émissions de CO₂ du secteur des transports, par rapport au scénario de référence. D'autre part, la demande accrue d'électricité par le transport ferroviaire va de pair avec une production accrue d'électricité, pouvant entraîner une augmentation des émissions de CO₂ du secteur électrique.

TABLEAU 16 - Emissions de CO₂ : scénario "transports" vs. scénario de référence (différence en %)

	2010	2030
Transport de personnes	-12	-12
- Transport par route	-11	-12
Transport public par route	3	10
Transport privé par route	-11	-12
- Transport aérien	-17	-11
Transport de marchandises	-16	-8
- Transport par route	-17	-8
- Navigation intérieure	-1	5
Total transport	-14	-10
Secteur électrique	0,1	0,2

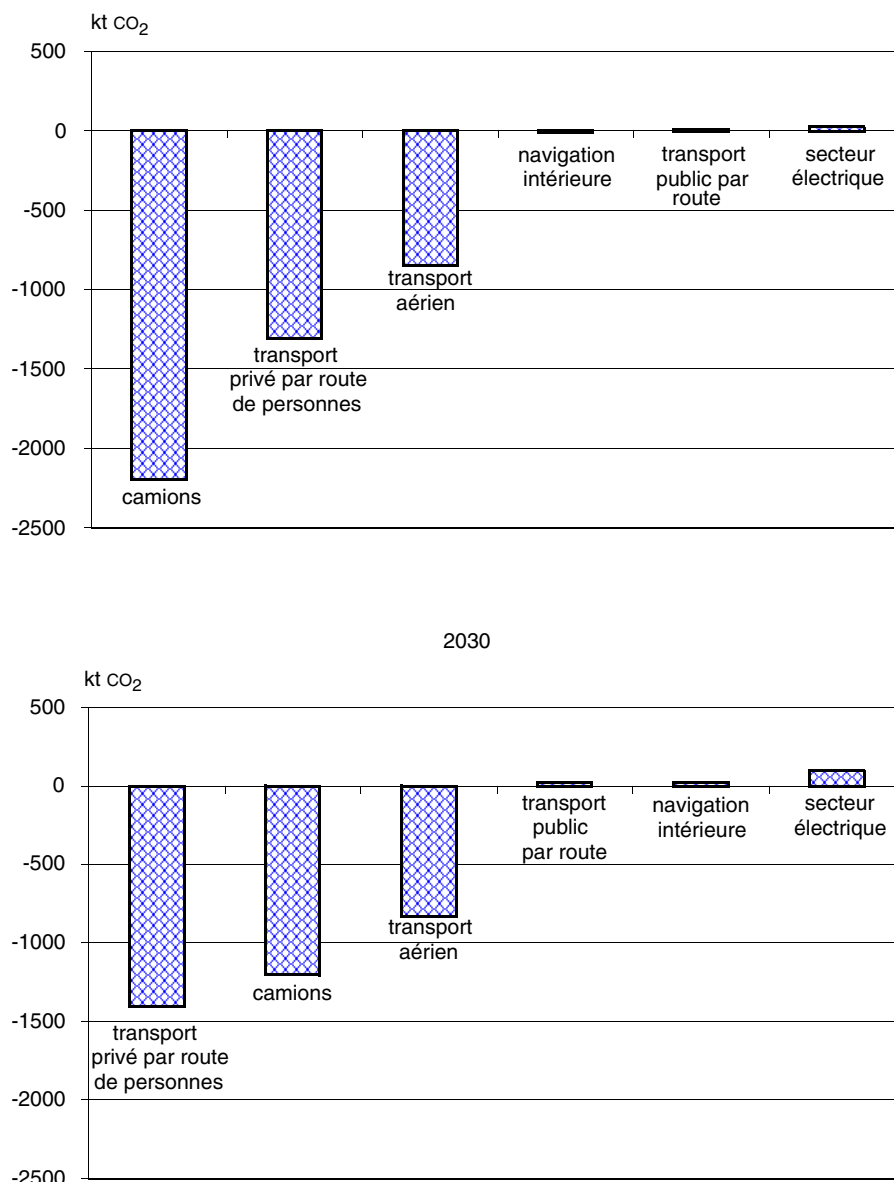
Période 2000-2010

En comparaison avec le scénario de référence, les émissions de CO₂ du secteur des transports devraient diminuer de 4,3 Mt en 2010, ce qui représente 14 % des émissions totales de CO₂ du secteur. En conséquence, la hausse continue des émissions de CO₂ du secteur qui caractérise le scénario de référence se muerait en une baisse de 0,8 % par an. On constate ainsi qu'un rééquilibrage entre modes de transport et un meilleur taux d'occupation ou de chargement des véhicules permettraient de stopper la hausse des émissions de CO₂ du transport au cours de la période 2000-2010.

C'est le transport par route (personnes et marchandises) qui contribuerait le plus à la baisse des émissions de CO₂ en 2010, à concurrence de 3,5 Mt. Il serait suivi par le transport aérien avec 0,8 Mt. Cette évolution représente une diminution des émissions de CO₂ de respectivement 14 % et 17 % par rapport au scénario de référence. L'impact sur les émissions du transport ferroviaire est négligeable, la plupart des lignes étant électrifiées en Belgique. L'augmentation de l'activité du transport par rail se traduit plutôt par une hausse des émissions du secteur électrique, hausse néanmoins négligeable au regard des émissions totales du secteur.

Dans le contexte du Protocole de Kyoto, les émissions de CO₂ du transport aérien international ne sont pas prises en compte. Dès lors, les émissions totales de CO₂ couvertes par le Protocole s'élèveraient en 2010 à 107,4 Mt dans le scénario de référence et à 103,7 Mt dans le scénario "transports", contre 103,5 Mt en 1990. Ces chiffres montrent que les mesures du scénario "transports" permettraient de stabiliser, en 2010, les émissions totales de CO₂ d'origine énergétique à leur niveau de 1990 alors que, dans le scénario de référence, on observe une hausse de quelque 4 %.

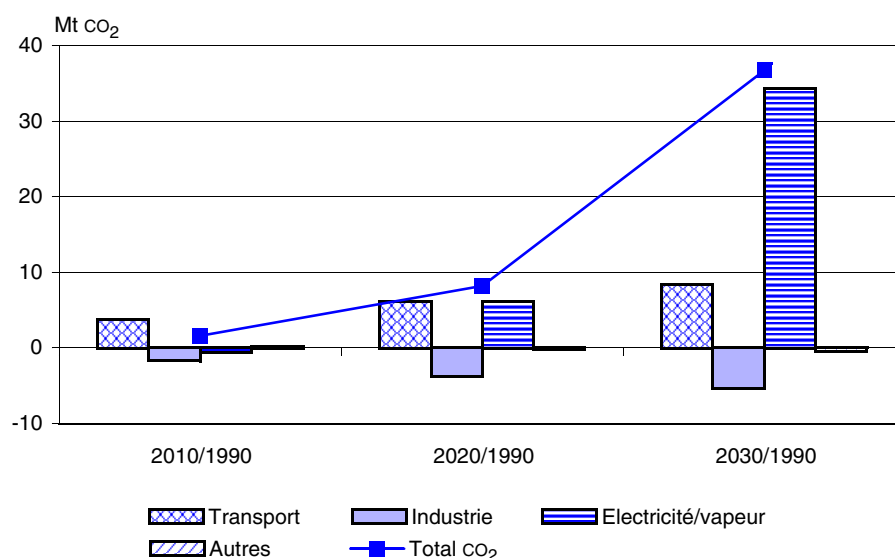
FIGURE 33 - Emissions de CO₂ : scénario "transports" vs. scénario de référence
(différence en kt)



Période 2010-2030

A partir de 2010, les émissions totales de CO₂ dans le scénario “transports” augmenteraient de nouveau, poussées par la croissance de l’activité de transport et, quoique dans une bien moindre mesure, par les changements dans la structure de la production d’électricité (cf. figure 33). En ce qui concerne le secteur des transports, les niveaux d’émissions de CO₂ resteraient inférieurs à ceux projetés dans le scénario de référence (transport aérien compris -3,4 Mt en 2030, soit -10 %; sans transport aérien, -2,7 Mt), et l’impact d’une activité plus soutenue du transport ferroviaire sur la production d’électricité et les émissions de CO₂ correspondantes resterait négligeable. Par rapport à 1990, l’augmentation des émissions totales de CO₂ d’origine énergétique (à l’exclusion du transport aérien) serait de 32 % en 2030 dans le scénario “Transports”, contre 35 % dans le scénario de référence.

FIGURE 34 - Evolution des émissions de CO₂ par rapport aux niveaux de 1990 dans le scénario “transports”¹



e. Emissions de SO₂ et NO_x

Enfin, l’impact des mesures intégrées dans le scénario “transports” est aussi favorable du point de vue des émissions de dioxydes de soufre (SO₂) et d’oxydes d’azote (NO_x), responsables des pluies acides. Ainsi, en 2010, les émissions de SO₂ et de NO_x dues au transport seraient 8 % moins élevées que dans le scénario de référence. Comme le transport est la principale source d’émissions de NO_x (ce n’est pas le cas pour les émissions de SO₂), l’impact est aussi visible au niveau des émissions totales de NO_x : la réduction correspondante serait de 5 % en 2010 et de 3 % en 2030.

1. A comparer avec la figure 22 du chapitre II consacré au scénario de référence.



Bibliographie

Accords ACEA/KAMA/JAMA entre le Commission européenne et les constructeurs automobiles, 1999 et 2000; http://www.europa.eu.int/comm/environment/CO2/CO2_agreements.htm

Bureau fédéral du Plan, Perspectives économiques 2003-2008, avril 2003.

Bureau fédéral du Plan, Un pas vers un développement durable ? Rapport fédéral sur le développement durable, 2002.

Bureau fédéral du Plan, Perspectives énergétiques 2000-2020 - Scénarios exploratoires pour la Belgique, Christophe Courcelle, Dominique Gusbin, Planning Paper 88, janvier 2001.

Commission européenne, Direction Générale TREN, European Energy and Transport - Trends to 2030, January 2003.

Commission européenne, Direction Générale RESEARCH, World Energy, Technology and Climate Policy Outlook, 2003.

Commission européenne, Proposition modifiée de directive relative à la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie, COM(2003) 416 final.

Commission européenne, Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply", 2001.

Commission européenne, Livre blanc "La politique européenne des transports à l'horizon 2010 : l'heure des choix", COM(2001) 0370.

Commission européenne, Livre blanc "Energie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables", COM(97) 599 final.

Commission AMPERE (Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies), novembre 2000, rapports disponibles sur le site <http://www.mineco.fgov.be/energy>

CREG, Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, Programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002-2011, décembre 2002.

CREG, Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, Plan indicatif 2001 de l'approvisionnement en gaz naturel, octobre 2001.

CWApE, Commission wallonne pour l'énergie, description du mécanisme des certificats verts en Wallonie, disponible sur le site <http://www.cwape.be>

Distrigaz, Rapports annuels 2000, 2001, 2002.

Electrabel, Rapports annuels 2000, 2001, 2002.

Eurostat, Bilans de l'énergie, années 1990 à 2000.

FPE, Fédération professionnelle des producteurs et distributeurs d'électricité en Belgique, Annuaire statistiques 2000, 2001, 2002.

FPE, Fédération professionnelle des producteurs et distributeurs d'électricité en Belgique, Electricité 2003.

FIGAZ, Fédération de l'industrie du gaz, Historique des degrés-jours disponible sur le site <http://www.gazinfo.be/Fgraaddagen.htm>

FIGAZ, Fédération de l'industrie du gaz, Annuaire statistiques 2000, 2001, 2002.

Gouvernement de la Région wallonne, Plan pour la maîtrise durable de l'énergie - à l'horizon 2010 en Wallonie, décembre 2003.

Gouvernement de la Région flamande, Vlaams klimaatbeleidsplan 2002-2005, février 2003.

Gouvernement belge, Accord gouvernemental du 9 juillet 2003.

INS, Perspectives de population 2000-2050, décembre 2001.

Journal Officiel de l'Union européenne, Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil (JO n° L 275/32 du 25 octobre 2003).

Journal Officiel de l'Union européenne, Directive 2003/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 8 mai 2003 visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports (JO n° L 123/42 du 17 mai 2003).

Journal Officiel des Communautés européennes, Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (JO n° L 283/33 du 27 octobre 2001).

Menanteau Ph., Lamy M-L., Finon D., Les certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables : entre efficacité allocative et efficience dynamique, Institut d'économie et de politique de l'énergie, Université Pierre Mendès France (Grenoble), Cahier de recherche n°29, juin 2002.

Ministère des transports, de la mobilité et de l'énergie de la Région wallonne et Direction générale des technologies, de la recherche et de l'énergie, Projet de Plan pour la maîtrise durable de l'énergie - à l'horizon 2010 en Wallonie, mars 2002.

Moniteur belge, Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, 28 février 2003.

Moniteur belge, Décret contenant diverses mesures d'accompagnement du budget 2003 (Ministère de la communauté flamande), 31 décembre 2002.

National Technical University of Athens, The PRIMES energy system model : reference manual (European Commission, JOULE III programme).

Services fédéraux de l'environnement, Inventaires des gaz à effet de serre en Belgique, http://www.environment.fgov.be/Root/tasks/atmosphere/klim/pub/natcom/set_fr.htm

Service Public Fédéral Economie, PME, classes moyennes et énergie, Administration de l'Energie, Statistiques énergétiques 2000, 2001, 2002.

SRBE, Société Royale Belge des Electriciens, Energie nucléaire et développement durable sont-ils incompatibles ? Journée d'étude du 29 avril 2003.

VREG, Vlaamse Reguleringinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, description du mécanisme des certificats verts en Flandre, disponible sur le site <http://www.vreg.be>



Annexe 1: Brève description du modèle PRIMES

Le modèle PRIMES¹ a été développé dans le cadre de projets de recherche financés par le Programme Joule de la Commission européenne. Sa conception a été influencée par les modèles énergétiques de la génération antérieure (EFOM, MIDAS, MEDEE). Le modèle PRIMES a été conçu pour les perspectives énergétiques, la construction de scénarios et les analyses d'impact de politiques énergétiques. Il s'agit d'un modèle d'équilibre partiel dans le sens où seul le système énergétique est pris en compte et non le reste de l'économie. Le modèle PRIMES permet de simuler l'évolution de l'offre, de la demande, des prix et des émissions de polluants des différentes formes d'énergie étant donné l'entrée exogène des prix internationaux de l'énergie et de variables macro-économiques (PIB, revenu disponible, inflation, taux d'intérêt etc.). Dans le modèle PRIMES, les changements en matière d'offre d'énergie et de prix, les contraintes en matière d'émissions de polluants ne peuvent pas à leur tour affecter la sphère économique. PRIMES est un modèle de marché simulant simultanément un équilibre entre l'offre et la demande au niveau européen ainsi que pour les 15 pays individuels. L'équilibre est obtenu lorsque les prix assurent l'adéquation de l'offre et la demande pour les différents vecteurs énergétiques. La convergence vers un équilibre se fait de manière itérative. A partir d'une estimation de prix des différents vecteurs énergétiques, PRIMES fournit une première approche de la demande. Cette première estimation de la demande détermine les capacités nécessaires et le niveau des différentes sources d'énergie. Le choix des technologies de production est ensuite déterminé de manière endogène sur base de la minimisation des coûts de production. PRIMES calcule les coûts de production qui, augmentés des taxes, fournissent une première estimation des prix à la consommation. Les prix sont alors comparés à ceux de l'itération précédente et lorsqu'ils sont suffisamment proches, le processus de convergence se termine. Dans le cas contraire, une nouvelle estimation de la demande est fournie et le processus de bouclage se poursuit.

La demande consiste en un système d'équations non linéaires. La modélisation de la demande finale énergétique est de type "bottom-up" (approche engineering) mais incorpore une minimisation des coûts des demandeurs d'énergie. La décomposition sectorielle du modèle est très fine et 24 formes d'énergie différentes sont considérées. En ce qui concerne l'industrie, le modèle est désagrégé en 9 branches d'activité. Dans chaque branche, différentes sous branches sont considérées (environ 30 sous-branches au total, incluant le recyclage) et, au niveau des sous-branches, différents usages énergétiques sont distingués en fonction des processus de production (hauts fourneaux, fours électriques, électrolyse, etc.). Au niveau du secteur résidentiel, cinq catégories différentes de biens immobiliers sont distinguées en fonction de l'équipement de chauffage utilisé (chauffage cen-

1. Voir aussi: National Technical University of Athens, The PRIMES Energy System Model : Reference Manual. European Commission, Joule-III Programme. Ce document décrit de manière très détaillée le modèle PRIMES.

tral, chauffage partiel, chauffage électrique, chauffage urbain, chauffage au gaz individuel). En plus du chauffage, trois autres types d'usages domestiques sont considérés : eau chaude, cuisson, usages spécifiques d'électricité. La demande des ménages dépend de plusieurs variables, parmi lesquelles figurent le revenu disponible des ménages, le nombre de degrés-jours, le type d'équipement de chauffage ainsi que des paramètres reflétant l'état de la technologie et les caractéristiques en terme d'isolation des habitations. Au sein du secteur tertiaire, une distinction est faite entre le secteur marchand¹, non marchand et les services de commerce. Différents types d'usages énergétiques sont considérés en fonction des technologies utilisées. La consommation énergétique de l'agriculture est également isolée dans le modèle. PRIMES fait une distinction entre le transport de personnes et le transport de marchandises. Quatre moyens de transport sont étudiés (air, fer, route, navigation). En ce qui concerne le transport par route de voyageurs, une distinction est faite entre le transport public (bus) et le transport privé (voitures, motocyclettes). En ce qui concerne les voitures, les camions et les bus, 6 à 10 technologies différentes sont considérées dans le modèle. Pour le transport ferroviaire, aérien et la navigation, un nombre plus restreint de technologies est pris en compte. Le volume total de transport dépend de la croissance du revenu et du PIB. La répartition entre les différents moyens de transport dépend de leurs prix relatifs, eux même influencés par la technologie des nouveaux investissements et du parc existant.

L'offre d'énergie dans PRIMES consiste principalement en trois modules concernant : la production d'électricité et de vapeur, le raffinage pétrolier et les autres formes d'énergie. Le module de production d'électricité et de vapeur détermine, de manière à répondre aux courbes de charges provenant de la demande, le choix des filières de production d'électricité et de vapeur, les extensions et déclassements de moyens de production nécessaires, ainsi que les choix de combustibles. Un grand nombre de technologies de production d'électricité sont prises en compte dans le modèle (en combinant les différentes technologies, combustibles, taille et statut, un choix au sein de plus de 900 types de centrales est possible). Une attention particulière est portée à la cogénération, aux énergies renouvelables ainsi qu'aux nouvelles formes d'énergie. Les raffineries opèrent au niveau national mais les capacités, les parts de marché et les prix dépendent de la concurrence au niveau de l'Europe. En ce qui concerne les énergies primaires, le modèle détermine la part optimale des importations et de la production domestique de manière à satisfaire la demande. Le marché mondial du pétrole est considéré comme exogène par le modèle.

Au cœur du modèle, un module de tarification assure l'équilibre entre l'offre et la demande. Le modèle de tarification calcule le revenu nécessaire au secteur (basé sur le coût total ainsi que sur d'autres coûts comptables) et en alloue la charge entre consommateurs sur base du principe de tarification "Ramsey pricing"². Le prix au consommateur est ensuite dérivé en additionnant les coûts de distribution et de transport, les marges et les taxes.

-
1. Conformément à la nomenclature utilisée par Eurostat, les services de transport ne sont pas repris sous la rubrique des services mais bien dans une rubrique "transport", reprenant la consommation énergétique de l'ensemble des flux de transports et de tous les agents économiques.
 2. En présence de coûts fixes importants (par exemple dans le cas d'une entreprise de production d'électricité également en charge de la gestion et de l'exploitation du réseau électrique), une tarification au niveau des coûts marginaux ne permet pas à l'entreprise de financer ses activités. La tarification de type "Ramsey" préconise que le déficit soit financé par un tarif supérieur au coût marginal. Formulée d'une manière générale, la règle de "Ramsey" stipule que l'écart entre le prix d'un bien et le coût marginal doit être d'autant plus élevé que l'élasticité de la demande de ce bien est faible.



Annexe 2: Bilan énergétique du scénario de référence

TABLEAU - Bilan de l'énergie - Scénario de référence (en milliers de tep)

	1990	2000	2010	2020	2030
Production primaire	12450	13346	13461	10978	2245
- Combustibles solides	1085	191	0	0	0
- Combustibles liquides	0	0	0	0	0
- Gaz naturel	10	2	0	0	0
- Nucléaire	10707	12422	11930	9120	0
- Sources d'énergie renouvelables	649	731	1531	1858	2245
Energie hydraulique	23	39	41	41	41
Biomasse	475	506	1095	1347	1566
Déchets	149	181	339	392	350
Autres	2	4	56	79	288
Importations nettes	38857	48544	53584	58119	65762
- Combustibles solides	9492	7566	4178	3134	9958
- Combustibles liquides	21468	27328	28978	30229	30769
Pétrole brut et feedstocks	26116	32644	30543	32081	33331
Produits pétroliers	-4648	-5316	-1565	-1851	-2562
- Gaz naturel	8217	13278	20037	24363	24641
- Electricité	-320	372	391	393	394
Consommation intérieure brute	47179	57040	61257	62862	61290
- Combustibles solides	10244	8200	4178	3134	9958
- Combustibles liquides	17730	21947	23191	23995	24052
- Gaz naturel	8169	13369	20037	24363	24641
- Nucléaire	10707	12422	11930	9120	0
- Electricité	-320	372	391	393	394
- Sources d'énergie renouvelables	649	731	1531	1858	2245
Entrées en transformation pour la production d'électricité et de vapeur	6905	7746	9023	12376	19409
<i>y inclus les inputs pour la production de vapeur cogénérée non commercialisée, utilisée sur le site de l'industrie (alloués à la demande finale selon les bilans d'énergie d'Eurostat)</i>					
- Combustibles solides	3907	3039	549	102	7419
- Combustibles liquides	535	249	63	12	11
- Gaz naturel	1448	3314	7220	11105	10959
- Gaz dérivés	664	647	463	355	247
- Biomasse	232	328	414	441	461
- Déchets	119	169	315	360	311

	1990	2000	2010	2020	2030
Entrées en transformation des autres industries de transformation	35145	40713	37690	39138	39782
- Raffineries	29036	37071	34492	36162	36975
- Centrales de chauffage	0	30	0	0	0
- Prod. de nouveaux comb. (biofuels etc.)	0	0	487	735	960
- Cokeries, fabr. d'aggl. et de briquettes	5014	2674	1953	1656	1418
- Hauts fourneaux	1095	939	758	585	428
Consommation de la branche énergie	2310	2370	2188	2274	2356
Disponible pour la consommation finale	33980	42632	46512	48793	49966
Consommation finale non énergétique	2739	5724	7196	7794	7709
Consommation finale énergétique	31241	36908	39315	40999	42256
<i>hors inputs pour la production de vapeur cogénérée non commercialisée, utilisée sur le site de l'industrie (alloués à la demande finale selon les bilans d'énergie d'Eurostat)</i>					
Par combustible					
- Combustibles solides	3755	3365	2479	2072	1713
- Combustibles liquides	14540	16116	15830	16325	16546
- Gaz naturel	6277	9276	11648	11964	12457
- Gaz dérivés	843	564	458	433	443
- Vapeur	566	726	915	1123	1213
- Electricité	4986	6667	7743	8810	9564
- Nouveaux combustibles	0	0	8	24	41
- Biomasse	243	180	203	196	188
- Déchets	30	12	19	19	19
- Autres renouvelables	2	2	15	34	73
Par secteur					
Industrie	11830	13621	14637	14683	14324
- Sidérurgie	4730	4892	4014	3419	2837
- Métaux non-ferreux	350	463	591	661	676
- Chimie	2625	3197	4248	4355	4241
- Produits minéraux non métalliques	1199	1138	1110	1073	994
- Alimentation, boisson, tabac	696	716	840	916	944
- Textiles, cuir, habillement	268	251	258	247	232
- Papier et imprimerie	361	394	431	450	448
- Fabrications métalliques	527	470	580	658	721
- Autres industries	1113	2105	2564	2904	3229
Transports	7704	9662	10692	11622	12282
- Ferroviaires	177	183	173	127	117
- Routiers	6442	7819	8679	9365	9557
- Aériens	955	1524	1684	1962	2438
- Navigation intérieure	129	136	155	167	170
Tertiaire	3369	4156	4431	5068	6233
- dont agriculture	485	656	653	656	651
Résidentiel	8338	9469	9556	9626	9417



Annexe 3 : Coûts de la production électrique

Cette annexe présente l'évolution des coûts de production de différents types de centrales électriques sur la période 2000-2030. Cette évolution permet de comparer à différents moments de la période de projection la compétitivité des différentes filières de production en fonction de leur durée d'utilisation annuelle.

Les coûts de production sont calculés sur base d'un certain nombre d'hypothèses concernant notamment les caractéristiques technico-économiques des équipements¹ (coûts d'exploitation et d'investissement, rendement thermique, durée de vie, etc.), les prix internationaux des combustibles² et le taux d'actualisation. En ce qui concerne cette dernière hypothèse, un taux d'actualisation de 8 % a été utilisé pour annualiser les dépenses en capital. Ce faisant, les coûts de production calculés fournissent un éclairage pertinent pour l'évaluation de politiques publiques mais peuvent significativement s'écarter des chiffres que retiendrait un investisseur privé. Ainsi, les temps de retour sur investissement très longs des centrales les plus gourmandes en capital pourraient beaucoup influencer les décisions d'investissement.

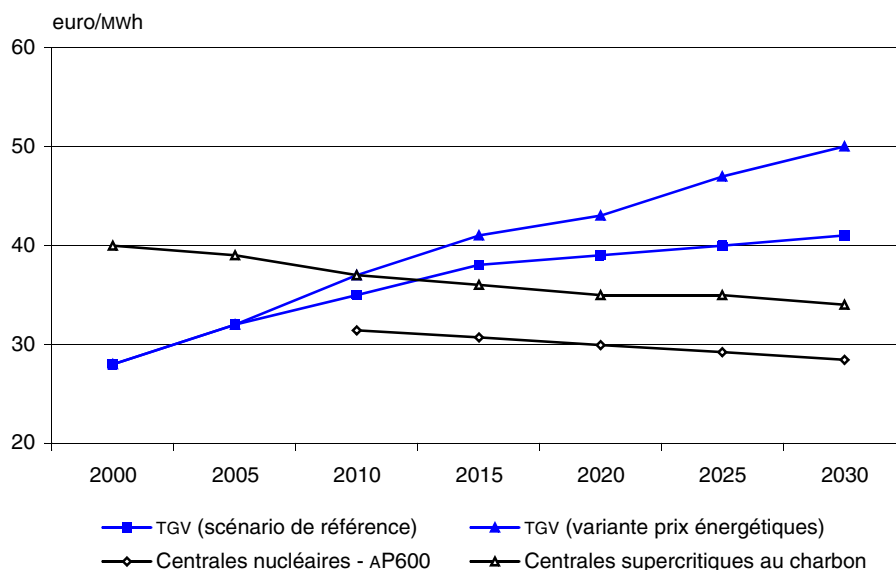
Les coûts de production présentés ci-dessous sont des coûts annuels. Pour une durée d'utilisation donnée, le coût de production est obtenu en sommant les annuités relatives aux dépenses en capital, les coûts fixes d'exploitation, les coûts variables d'exploitation hors combustibles et les coûts de combustibles. Il s'agit de coûts *techniques* de production, c'est-à-dire qu'ils n'incluent pas les coûts sur l'environnement et la santé des différentes filières de production. Toutefois, dans le cas d'un fonctionnement en base, l'analyse se penche sur l'impact qu'aurait la prise en compte des coûts sur l'environnement et la santé, d'une part, et la mise en œuvre d'une taxe sur le CO₂, d'autre part, sur la compétitivité relative des filières considérées.

a. Fonctionnement en base

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution des coûts de production d'une centrale au gaz à cycle combiné (centrale TGV) dans le scénario de référence et dans la variante de prix énergétiques³, d'une centrale supercritique au charbon et d'une centrale nucléaire de type AP-600⁴ pour un fonctionnement sur 8 000 heures effectives.

-
1. Source: modèle PRIMES.
 2. Cf. chapitre I.
 3. Où les prix du gaz naturel sont plus élevés que dans le scénario de référence.
 4. Cf. scénarios "retour à l'énergie nucléaire".

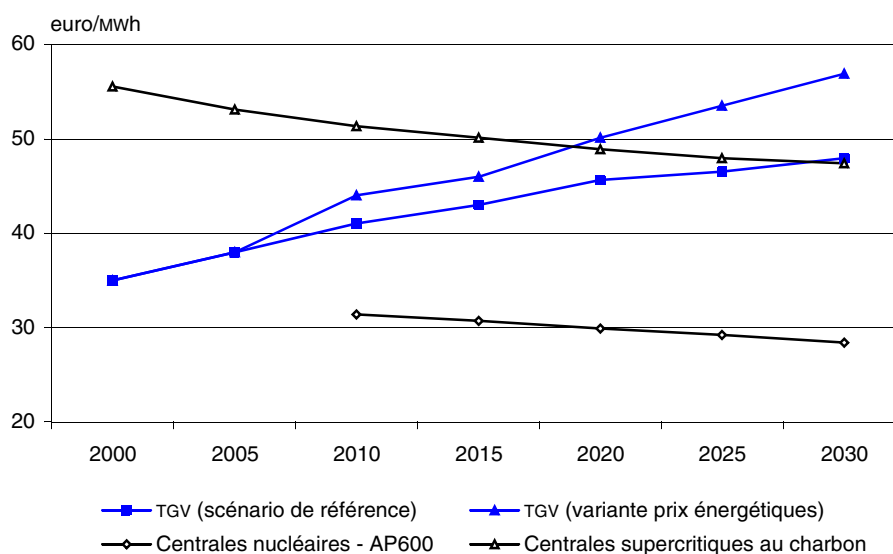
FIGURE A1 - Evolution des coûts de production en base
(hors coûts sur l'environnement et la santé)



Avec les hypothèses du scénario de référence (concernant la sortie du nucléaire et les prix des combustibles), on observe que les centrales au gaz à cycle combiné sont plus compétitives que les centrales supercritiques au charbon jusqu'aux alentours de 2015 dans le cas d'un fonctionnement toute l'année. Cependant, comme l'illustre la figure, la compétitivité des centrales TGV est fortement dépendante de l'évolution du prix du gaz naturel relativement au charbon. En effet, des prix du gaz naturel plus élevés que dans le scénario de référence auraient pour effet de voir cette compétitivité se détériorer dès 2010.

L'intégration d'une taxe sur le CO₂ renchérit le coût total du MWh des filières gaz naturel et charbon mais dégrade également la compétitivité des centrales au charbon par rapport aux centrales TGV. Dans l'hypothèse d'une taxe de 20 euros/t CO₂ sur la période de projection (figure A2), les centrales TGV resteraient compétitives sur toute la période de projection ou jusqu'en 2020, selon que les prix du gaz naturel évoluent suivant les hypothèses du scénario de référence ou de la variante de prix énergétiques.

FIGURE A2 - Evolution des coûts de production en base compte tenu d'une taxe de 20 euros/t CO₂



La prise en compte des coûts sur l'environnement et la santé aurait pour effet d'augmenter encore le coût de production des centrales au gaz naturel et au charbon - de quelque 3 euros/MWh par rapport à la prise en compte d'une taxe de 20 euros/t CO₂ - mais ne modifierait pas la compétitivité relative de ces deux filières, illustrées à la figure A2.

Si de nouveaux investissements en centrales nucléaires sont rendus possibles (cf. scénario nucléaire "60 ans+inv."), le nucléaire est plus compétitif que les autres moyens de production dans le cas d'un fonctionnement en base, avec un taux d'actualisation de 8 %. Cette compétitivité est accrue si les coûts externes ou si une taxe sur les émissions de CO₂ sont prises en compte dans l'estimation du prix de revient du MWh.

b. Fonctionnement en semi-base

Compte tenu de l'importance de l'investissement, la compétitivité du nucléaire suppose un fonctionnement tout au long de l'année. Cette compétitivité s'efface au profit des centrales TGV si la durée de fonctionnement diminue et avec les hypothèses de prix des combustibles du scénario de référence. Comme le graphique ci-dessous le montre, le gaz est aussi plus compétitif que le charbon pour un fonctionnement inférieur à 5 000 heures en moyenne par an.

FIGURE A3 - Evolution des coûts de production en semi-base
(4 400 heures par an)

