

Perspectives
énergétiques pour la
Belgique à l'horizon 2030
dans un contexte de
changement climatique


Danielle Devogelaer,
Dominique Gusbin

Octobre 2007



Bureau fédéral du Plan
organisme d'intérêt public

Avenue des Arts 47-49
1000 Bruxelles



**Perspectives
énergétiques pour la
Belgique à l'horizon 2030
dans un contexte de
changement climatique**

Danielle Devogelaer,
Dominique Gusbin

Octobre 2007



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.

100 *Les charges administratives en Belgique pour l'année 2005*

L. Janssen, Ch. Kegels, F. Verschueren - Février 2006

101 *Politique économique structurelle: l'agenda de Lisbonne*

B. Biatour, J. Fiers, Ch. Kegels, B. Michel, J. van der Linden, J. Verlinden - Septembre 2006

Working Papers (les derniers numéros)

12-07 *Wage and age related employers' SSC cuts and wage subsidies in the 2007 vintage of HERMES*

P. Stockman - Septembre 2007

13-07 *Werkloosheidsuitkeringen en de effectiviteit op lange termijn van verminderingen in de personenbelastingen, werknemers- en werkgeversbijdragen in LABMOD*

P. Stockman - Septembre 2007

14-07 *Market services labour productivity growth in three small European countries: Austria, Belgium and the Netherlands*

B. Biatour, Ch. Kegels - Octobre 2007

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/2007/7433/23

Remerciements

Ce Planning Paper n'aurait pas pu voir le jour sans la collaboration de nombreuses personnes. Qu'elles trouvent ici l'expression de notre gratitude. Monsieur Pantelis Capros et son équipe de la NTUA pour la réalisation des scénarios et l'assistance lors de l'analyse des résultats du modèle PRIMES, les membres du SPF Environnement et de la Commission Energie 2030 pour leurs commentaires et suggestions pendant l'élaboration de leurs études respectives, les membres du Comité de Direction et nos collègues du Bureau fédéral du Plan pour leur disponibilité et leurs remarques judicieuses, sans oublier celles et ceux qui ont assuré la mise en page et la traduction du document.



Table des matières

Résumé des résultats	1
Introduction	7
I Méthodologie	9
II Scénario de référence	11
A. Hypothèses et cadre politique	12
1. Hypothèses macroéconomiques et démographiques	12
2. L'activité de transport	13
3. Hypothèses climatiques	14
4. Prix internationaux des combustibles	15
5. Autres gaz à effet de serre que le CO ₂ d'origine énergétique	18
6. Cadre politique	19
7. Autres hypothèses	22
B. Perspectives énergétiques	23
1. Demande d'énergie primaire	23
2. Demande finale énergétique	26
3. Perspectives d'émissions de CO ₂ et de gaz à effet de serre	42
III Analyses de sensibilité	49
A. Variantes de prix énergétiques	49
1. Demande d'énergie primaire	51
2. Demande finale énergétique	53
3. Production d'électricité et de vapeur	55
B. Variante relative à la croissance économique	57
1. Demande d'énergie primaire	59
2. Demande finale énergétique	60
3. Production d'électricité et de vapeur	61
C. Conclusion	62
IV Scénarios de réduction des émissions de CO ₂ et de gaz à effet de serre	63
A. Contexte et cadre d'analyse	63
B. Un objectif de réduction européen dans deux scénarios de politique énergétique belge	65
1. Coût marginal de réduction ou valeur du carbone	66

2. Emissions totales et sectorielles	67
3. Demande finale énergétique	71
4. Production d'électricité et de vapeur	75
5. Demande d'énergie primaire et approvisionnement énergétique	80
C. Un objectif de réduction belge dans trois scénarios de politique énergétique belge	82
1. Coût marginal de réduction ou valeur du carbone	83
2. Emissions totales et sectorielles	84
3. Demande finale énergétique	87
4. Production d'électricité et de vapeur	92
5. Demande d'énergie primaire et approvisionnement énergétique	97
D. Changements de comportements, économies d'énergie et réductions d'émission	98
1. Efficacité énergétique	99
2. Demande finale énergétique	100
3. Production d'électricité et de vapeur	101
4. Demande d'énergie primaire et approvisionnement énergétique	102
5. Emissions sectorielles	103
V Défis de la politique énergétique belge	107
A. Eclairage	107
1. La sécurité de l'approvisionnement énergétique	107
2. L'énergie nucléaire	109
3. Les sources d'énergie renouvelables	109
4. Le captage et le stockage du carbone (CCS)	110
5. La maîtrise de la consommation énergétique	110
B. Pistes pour des travaux futurs	111
Annexes	113
A. Brève description du modèle PRIMES	113
B. Projections des prix internationaux des énergies	115
C. Résultats détaillés du scénario de référence	118
D. Définition des indicateurs utilisés dans les chapitres III et IV	120
E. Détail de la conception des scénarios de réduction des émissions (cf. parties IV.B et IV.C)	121
F. Economies d'énergie dans le modèle PRIMES : potentiel, modélisation et interprétation des résultats	123
Bibliographie	127



Résumé des résultats

Introduction

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) publie tous les trois ans un Planning Paper (PP) décrivant les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. Ces perspectives en sont déjà à leur troisième édition (après le PP88 de Courcelle et Gusbin en 2001 et le PP95 du Gusbin et Hoornaert en 2004) ; elles s'inscrivent cette fois plus spécifiquement dans le contexte du changement climatique. Le présent PP s'inspire en partie de trois études récemment publiées par le BFP : l'étude relative à la politique climatique post-2012 commanditée par le ministre fédéral de l'Environnement B. Tobbacq (BFP, 2006a), l'étude sur la politique énergétique belge à l'horizon 2030 réalisée pour la Commission Energie 2030 mise sur pied par le ministre fédéral de l'Energie M. Verwiltghen (BFP, 2006b), et enfin, le Working Paper constituant la charnière entre les deux études susmentionnées et intitulé 'Eclairage sur des enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique' (Gusbin et Henry, 2007). Ces trois rapports partent du même scénario de référence mais proposent des scénarios alternatifs différents. Le présent PP résume les différentes approches et les principaux enseignements à tirer. Il analyse aussi un nouveau scénario axé sur l'efficacité énergétique et les économies d'énergie.

Le scénario de référence

Le premier indicateur étudié concerne la structure de la demande d'énergie primaire en Belgique et plus particulièrement son évolution entre 2000 et 2030. Les besoins en charbon et en gaz naturel augmentent ainsi respectivement de 1,1 % et 1,3 % par an en moyenne, en raison notamment du déclassement progressif des centrales nucléaires, et les sources d'énergie renouvelables font un bond spectaculaire en avant avec une progression de 4,2 % en moyenne par an. A la fin de la période de projection, ces dernières représentent 5,2 % de nos besoins énergétiques. L'intensité énergétique du PIB diminue sensiblement (en moyenne de 1,9 % par an entre 2000 et 2030) alors que dans le même temps l'économie croît au rythme annuel moyen de 1,9 % et que le taux de croissance de la population est de 0,2 % par an.

An niveau de la demande finale d'énergie, on observe une augmentation de 10 % sur la période 2000-2030 et des changements importants au niveau des formes d'énergie et des secteurs. Pour les formes d'énergie, les variations de consommation sont les suivantes : -43 % pour les combustibles solides, +89 % pour la vapeur et les sources d'énergie renouvelables, +36 % pour l'électricité, +18 % pour le gaz et une stabilisation pour les produits pétroliers. Pour les secteurs, les changements les plus significatifs se situent au niveau du secteur tertiaire (+39 % d'augmentation de sa consommation) et des transports (+17 %).

Quant à la production électrique, elle progresse également : de 82,6 TWh en 2000 elle passe à 112 TWh en 2030. A la fin de la période de projection, la production est assurée principalement par des centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles (99 TWh), le solde étant assuré par les sources d'énergie renouvelables (13 TWh), la dernière centrale nucléaire ferme en effet ses portes en 2025 conformément à la loi sur la sortie du nucléaire. L'électricité produite dans les centrales de cogénération et à partir de sources d'énergie renouvelables représente respectivement 18 % et 12 % de la production totale en 2030. Entre 2000 et 2030, on observe une augmentation de 50 % des capacités de production électrique dont l'origine est triple : (1) une consommation électrique en progression (+1 % en moyenne par an), (2) des importations nettes en diminution progressive, (3) une fraction plus importante de la capacité de production basée sur des sources d'énergie intermittentes (vent) et pour laquelle des capacités de secours sont nécessaires.

La traduction de ces perspectives énergétiques en termes d'émissions donne une augmentation des émissions de CO₂ énergétique de 25,2 millions de tonnes entre 2000 et 2030 (de 114,7 Mt en 2000 à 139,9 Mt en 2030), soit un rythme de croissance moyen de 0,7 % par an. Pendant la première décennie, le développement des émissions est plutôt modéré (0,1 % par an). Il est par contre beaucoup plus important entre 2020 et 2030 (1,8 % par an) en raison notamment de remplacement des centrales nucléaires par des centrales au gaz naturel et au charbon. En 2030, les émissions de CO₂ énergétique sont 32 % plus élevées que celles enregistrées en 1990, l'année de base¹ du protocole de Kyoto.

Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilités étudient l'impact de prix plus élevés pour les hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) et d'une croissance économie plus modérée sur les résultats du scénario de référence. Cet impact se traduit par des changements au niveau du système énergétique et par des évolutions des émissions de CO₂ énergétique légèrement différentes de celles observées dans le scénario de référence. Ces analyses de sensibilité permettent de définir un intervalle (au lieu d'une projection unique donnée par le scénario de référence) à l'intérieur duquel les émissions évoluent ; en 2030, l'intervalle est le suivant : [133,6 ; 140,6] Mt de CO₂.

Scénarios de réduction des émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre

Le thème central de ce PP est développé dans le chapitre 4 où est analysé un éventail de scénarios de réduction des émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre. Les scénarios de réduction sont regroupés et présentés dans trois parties distinctes en fonction de la méthodologie ayant servi de base à leur construction.

Dans la *première partie*, il s'agit de scénarios où l'objectif de réduction a été défini au niveau européen (à savoir une réduction des émissions de gaz à effet de serre en Europe de 30 % en 2030 par rapport à 1990) et réparti entre les pays européens selon le critère de l'efficacité économique. Cette approche conduit à déterminer un coût marginal d'abattement ou valeur du carbone (de l'ordre de 200 €/t CO₂) identique pour tous les pays et tous les secteurs. La mise en oeuvre de cette valeur du carbone a des conséquences sur l'évolution du système énergétique belge et des émissions de gaz à effet de serre en raison des changements induits de com-

1. Dans le protocole de Kyoto, l'année de base est 1990 pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O et 1995 pour les gaz fluorés.

portement de consommation et de choix technologiques. Ces conséquences sont évaluées dans deux cadres politiques différents : avec et sans recours à l'énergie nucléaire. Ce sont donc deux scénarios de réduction qui sont étudiés. L'évaluation concerne la demande finale énergétique, la production d'électricité et la consommation d'énergie primaire. Au niveau de la demande finale d'énergie, les deux scénarios de réduction d'émissions conduisent à des économies d'énergie qui représentent 9 % et 11 % (avec et sans nucléaire) de la consommation finale énergétique calculée dans le scénario de référence pour l'année 2030. En sus des économies d'énergie, on observe également des substitutions entre formes d'énergie, principalement en faveur de l'électricité et des sources d'énergie renouvelables et au détriment du charbon. La production d'électricité enregistre aussi des changements importants dans les deux scénarios de réduction. La production électrique progresse à un rythme plus faible dans le scénario sans nucléaire (+0,9 % en moyenne par an sur la période 2000-2030, contre +1 % dans le scénario de référence) mais plus élevé dans le scénario avec nucléaire (+1,4 % en moyenne par an). La structure de la production électrique est aussi bouleversée : dans le scénario sans nucléaire, les trois quarts de la production sont assurés, en 2030, par le gaz naturel et un quart par les sources d'énergie renouvelables ; dans le scénario avec nucléaire, 51 % proviennent des centrales nucléaires, 27 % des centrales au gaz naturel et 21 % des sources d'énergie renouvelables. Les changements au niveau de la demande finale énergétique et de la production électrique, causés par la contrainte sur les émissions de GES en Europe, ont un impact sur le niveau et la structure de nos besoins et approvisionnements énergétiques. Dans le scénario sans nucléaire, des substitutions ont lieu en faveur du gaz naturel et des sources d'énergie renouvelables mais au détriment du charbon. Dans le scénario avec nucléaire, le principal impact est une baisse des besoins en énergies fossiles en raison notamment du recul de la consommation de ces formes d'énergie dans le secteur électrique.

Dans la *deuxième partie*, l'objectif de réduction est défini au niveau de la Belgique (non plus au niveau européen) et uniquement pour le CO₂ énergétique (soit une réduction des émissions de CO₂ énergétique en Belgique de 15 % en 2030 par rapport à 1990). Ici encore, l'impact de l'objectif de réduction a été évalué pour différentes combinaisons d'options de politique énergétique dans le secteur électrique. Les trois combinaisons étudiées dans cette deuxième partie sont (1) le non recours au nucléaire et au captage et au stockage du CO₂ (Carbon Capture and Storage ou CCS), (2) le non recours au nucléaire mais la possibilité de recourir à la technologie CCS, et (3) le recours au nucléaire mais sans développement de la technologie CCS. A chacune de ces options correspond une valeur du carbone différente. Le principe de l'évaluation est le même que dans la première partie : objectif de réduction \Rightarrow valeur du carbone \Rightarrow changements de comportements des producteurs et consommateurs d'énergie (consommation, choix technologique) tels que l'objectif de réduction est atteint. Ici aussi, des modifications significatives sont à noter au niveau de la demande finale d'énergie, de la production d'électricité et de la demande d'énergie primaire. Tous les scénarios de réductions étudiés (avec ou sans recours au nucléaire et/ou à la technologie CCS) se caractérisent par des niveaux de demande finale énergétique inférieurs, sur toute la période de projection, à ceux enregistrés dans le scénario de référence. En 2030 et suivant le scénario, ils se situent 5 %, 8 % ou 19 % en-dessous de la valeur du scénario de référence. Dans le scénario sans nucléaire et sans CCS, le taux de croissance annuel moyen de la demande finale d'énergie est même négatif. Les changements structurels les plus importants par rapport au scénario de référence sont (1) une diminution et même une marginalisation des combustibles solides,

(2) une progression de la part dévolue à l'électricité. En ce qui concerne la production d'électricité, elle progresse à un rythme identique à celui calculé dans le scénario de référence quand la technologie CCS est disponible (+1,0 % en moyenne par an), le rythme de croissance est par contre plus faible lorsque les options nucléaire et CCS ne sont pas retenues (+0,9 %) ou plus soutenu si le nucléaire peut être poursuivi (+1,4 %). Dans ce cas, l'électricité produite dans les centrales nucléaires représente un peu plus de la moitié de la production totale en 2030. La contrainte sur les émissions de CO₂ énergétique profite aux sources d'énergie renouvelables et ce quel que soit le scénario : en 2030 leur part dans la production électrique est plus ou moins doublée par rapport au scénario de référence. L'impact au niveau de la demande d'énergie primaire est spectaculaire à plus d'un titre. Dans tous les scénarios de réduction, le charbon subit un revers cuisant et voit sa contribution aux besoins énergétiques du pays chuter de manière significative. Ce n'est que lorsque la technologie CCS est supposée disponible que la chute reste limitée. Dans ce cas, le charbon représente encore quelque 14 % de la consommation d'énergie primaire, contre 21 % dans le scénario de référence et moins de 3 % dans les deux autres scénarios de réduction (sans CCS). S'agissant du gaz naturel, l'impact le plus considérable est à noter dans les scénarios de réduction où les centrales nucléaires sont déclassées après 40 ans de fonctionnement. Il voit alors sa contribution aux besoins énergétiques augmenter fortement. Lorsqu'il n'est pas possible de recourir à la technologie CCS, le gaz naturel couvre même presque 50 % de ces besoins. Enfin, l'objectif de réduction est favorable, dans tous les cas, aux sources d'énergie renouvelables. Elles représentent entre 7 et 11 % de la demande d'énergie primaire en 2030, contre 5 % dans le scénario de référence.

Dans *la troisième et dernière partie*, les réductions d'émissions sont abordées sous un angle différent. On s'y interroge sur le rôle particulier des économies d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la maîtrise de la demande conformément à la devise « une énergie qui n'est pas consommée ne doit pas être produite et ne pollue donc pas ». Agir sur la consommation d'énergie n'est pas chose aisée car, à côté des effets prix, de nombreux autres facteurs entrent en ligne de compte. L'inertie du système énergétique, combinée avec le comportement des agents économiques vis-à-vis des décisions d'investissement, fait que les potentiels d'économie d'énergie ne sont réalisés que très progressivement et de manière très fragmentée. Des politiques et mesures ciblées sont donc aussi nécessaires. C'est dans ce contexte qu'un scénario axé sur l'efficacité énergétique a été défini et étudié. Ce scénario table sur la mise en œuvre rigoureuse des différentes directives européennes sur ce thème. D'un point de vue technique, les taux d'actualisation des différents agents économiques sont assouplis, ce qui modifie leur perception des coûts et les encourage à opter plus rapidement pour des achats plus efficaces sur le plan de l'énergie et des coûts. Ici donc, aucun objectif de réduction n'est fixé au préalable, le modèle calcule l'impact des politiques et mesures considérées sur nos besoins énergétiques et les émissions de CO₂.

L'objectif premier des politiques en matière d'efficacité énergétique est de réduire la consommation d'énergie. Le scénario étudié a donc tout d'abord un impact sur la demande finale d'énergie. Celle-ci est réduite de 13 % par rapport au niveau calculé dans le scénario de référence pour l'année 2030. Au niveau sectoriel, les pourcentages de réduction sont plus élevés dans les secteurs tertiaire et résidentiel que dans l'industrie et les transports. Le scénario « efficacité énergétique » est, parmi tous les scénarios alternatifs étudiés dans ce PP, celui qui enregistre le taux de croissance de la demande finale électrique le plus faible, à savoir +0,4 % en

moyenne par an entre 2000 et 2030. Puisque la demande d'électricité est significativement plus basse que dans le scénario de référence (-18 % en 2030), la production électrique se réduit aussi, ce qui implique une extension moins importante de la capacité de production. De plus, à long terme, des technologies de production plus efficaces sont mises en œuvre (comme la cogénération). Les modifications observées au niveau de la demande finale d'énergie et de la production d'électricité ont un impact sur les besoins d'énergie primaire. Toutes les formes d'énergie voient leur consommation diminuer mais la réduction la plus significative concerne le charbon, suivie par celle du gaz naturel. Le recul de la demande d'énergie, combinée à une baisse sensible de l'utilisation du charbon dans le secteur électrique, provoque une nette diminution des émissions de CO₂ énergétique. Par rapport à 1990, les émissions de CO₂ énergétique sont environ de 3 % supérieures en 2030. En comparaison avec le scénario de référence, cela se traduit par une baisse de 22 %.



Introduction

A une époque où des expressions telles que « changement climatique », « concentration de gaz à effet de serre » et « réductions d'émissions de CO₂ » abondent dans les bulletins d'information, il est important de savoir ce qu'elles impliquent pour la Belgique, et plus particulièrement, pour notre système énergétique et économique national. Le Bureau fédéral du Plan (BFP) entend, par le biais de la présente étude, décrire un certain nombre de scénarios alternatifs qui tentent de quantifier les évolutions que connaîtrait notre système énergétique national si certaines options politiques sont prises (ou pas).

Traditionnellement, le Bureau fédéral du Plan (BFP) publie tous les trois ans un Planning Paper (PP) présentant les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. Ce PP, le troisième de la série (cf. PP88 (Courcelle et Gusbin, 2001) et PP95 (Gusbin et Hoornaert, 2004)) met l'accent sur le lien avec le changement climatique. Il se fonde notamment sur deux études récemment publiées par le BFP. La première étude a été effectuée à la demande du ministre fédéral de l'Environnement B. Tobbacq et transmise dans un rapport au ministre en juillet 2006 (BFP, 2006a). Elle est axée sur la politique climatique belge post-2012 dans un contexte européen et en particulier sur ses liens avec le système énergétique. La seconde étude répondait à une demande du ministre fédéral de l'Energie M. Verwilghen et a conduit à l'élaboration d'un document transmis à la Commission Energie 2030 en septembre 2006 et au ministre en novembre 2006 (BFP, 2006b). Elle réunit des analyses quantitatives utilisées par la Commission Energie 2030 dans son rapport sur la politique énergétique belge à l'horizon 2030 (CE2030, 2007). Ces deux études chiffrées du BFP contiennent des informations essentielles sur la politique énergétique et climatique. Ces informations ont donc été reprises dans le présent PP.

Parallèlement aux perspectives énergétiques à long terme, le Bureau fédéral du Plan publie régulièrement des perspectives énergétiques à moyen terme (5 à 10 ans). Ces dernières sont effectuées avec le modèle macrosectoriel HERMES.

Ce Planning Paper du BFP est divisé en cinq chapitres : le premier chapitre est consacré à la méthodologie, les trois chapitres suivants décrivent les différents scénarios étudiés et le dernier chapitre présente, à la lumière de l'analyse prospective et en guise de conclusion, les défis énergétiques à long terme de la Belgique et des pistes pour des travaux futurs.

L'analyse prospective proprement dite est donc présentée dans les chapitres II, III et IV selon le type de scénario envisagé. Dans un premier temps (chapitre II), le scénario de référence décrit la scène énergétique belge d'ici 2030. Il part de l'hypothèse que les tendances actuelles et les changements structurels se maintiennent, et seules les mesures approuvées au 31 décembre 2004 sont prises en considération. Ce scénario de référence permet d'examiner ce qu'il se produi-

rait si aucune nouvelle action n'était décidée en matière d'énergie, de climat et de transport. Ce scénario de référence constitue également un repère pour analyser la sensibilité des résultats à certaines hypothèses (analyses de sensibilité) ou pour évaluer l'impact de nouvelles propositions ou mesures alternatives sur l'évolution du système énergétique belge et ses émissions (scénarios alternatifs).

Le chapitre III du PP est consacrée aux analyses de sensibilité. Elles se concentrent, dans cette étude, sur l'impact des hausses de prix des hydrocarbures (une analyse porte sur l'augmentation simultanée des prix du gaz naturel et du pétrole, une deuxième envisage des prix du pétrole plus élevés mais un prix du gaz naturel moyen) et d'une croissance économique moindre que dans le scénario de référence.

Dans chapitre IV, l'étude aborde une série de scénarios post-2012. Il s'agit de scénarios alternatifs qui impliquent une politique supplémentaire par rapport au scénario de référence. Le nom de ces scénarios a été choisi pour indiquer qu'ils analysent la période au-delà de l'engagement de Kyoto. Les scénarios alternatifs examinent plus particulièrement comment réaliser des réductions d'émissions fixées au préalable dans un cadre politique déterminé (par exemple avec ou sans énergie nucléaire, avec ou sans possibilité de captage et de stockage de CO₂). C'est dans ce cadre qu'il est question pour la première fois de « valeur du carbone ». Dans ce PP, une série de scénarios post-2012 sont sélectionnés sur la base d'un fil rouge bien précis. Pour prendre connaissance de l'ensemble des analyses post-2012, le lecteur se référera aux études susmentionnées du BFP. Dans la section IV.D, un nouveau scénario alternatif axé sur l'efficacité énergétique est étudié. Ce scénario, qui ne fait pas partie des études déjà publiées par le BFP, ne part pas d'une valeur du carbone en vue d'atteindre un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre ou de CO₂ fixé au préalable. Il suppose la mise en œuvre rigoureuse d'une série de directives européennes visant une diminution de la demande d'énergie dans tous les secteurs.



Méthodologie

Pour élaborer des perspectives nationales en matière d'énergie et d'émissions à l'horizon 2030 et pour pouvoir analyser l'incidence des scénarios de réduction des émissions sur le système énergétique belge, on a recouru au modèle PRIMES. Il s'agit d'un des modèles développés dans le cadre de projets de recherche financés par le programme Joule de la Commission européenne. PRIMES est un modèle énergétique d'équilibre partiel : il détermine une solution d'équilibre sur les marchés de l'offre et de la demande énergétique (« équilibre »), sans toutefois évaluer les conséquences sur le système économique (« partiel »). L'équilibre est atteint lorsque les prix d'une forme quelconque d'énergie sont tels que l'offre à laquelle aspirent les producteurs équivaut à la demande formulée par les consommateurs.

Le modèle PRIMES décrit non seulement le comportement des différents agents (producteurs d'électricité, ménages, etc.), mais aussi les techniques de production et de consommation d'énergie et les technologies de réduction de certaines substances polluantes. L'équilibre est statique et répété pour chaque période de projection en tenant compte de la période précédente et des relations dynamiques qui lient les équilibres entre les différentes périodes. Le système économique est exogène au modèle et repose sur des perspectives d'évolutions sectorielles cohérentes, définies sur la base de modèles d'équilibre général ou économétriques.

PRIMES génère donc des perspectives énergétiques et d'émission à long terme (30 ans) au niveau supranational (européen) et national (p.ex. belge). Depuis quelques années déjà, la DG TREN de la Commission européenne recourt au modèle PRIMES pour établir les perspectives énergétiques pour l'Union européenne (UE-15, UE-27) ainsi que des perspectives par État membre. Le développement et la gestion du modèle PRIMES sont assurés par le laboratoire E3M de la NTUA (National Technical University of Athens), sous la direction du professeur P. Capros. Pour certaines hypothèses, il est fait appel aux données fournies par d'autres universités ou instituts de recherche, comme en ce qui concerne les prix de l'énergie sur les marchés internationaux (sur la base de POLES, ultérieurement complété par le modèle énergétique mondial PROMETHEUS et révisé par plusieurs experts) et l'évolution de l'activité de transport (sur la base de SCENES)¹.

En ce qui concerne l'élaboration et l'analyse des scénarios de réduction des émissions, le modèle PRIMES part d'un scénario de référence qui intègre politique et tendances actuelles, mais pas les efforts (supplémentaires) spécifiques de réduction des émissions de GES.

1. Pour une description plus détaillée du modèle PRIMES, voir l'annexe A.



Scénario de référence

Le scénario de référence dresse un tableau du système énergétique belge dans lequel la politique menée et approuvée ainsi que les tendances actuelles sont projetées sur un horizon de 30 ans. Le scénario de référence donne donc une image cohérente de l'évolution à long terme de notre système énergétique national. Il n'a pas vocation d'esquisser l'image la plus réaliste ou la plus vraisemblable mais plutôt de simuler l'impact des tendances et politiques actuelles, telles que mises en œuvre en Belgique jusqu'à la fin 2004, sur le système énergétique belge et sur les émissions de CO₂ générées, compte tenu de l'évolution des déterminants de l'offre et de la demande d'énergie.

Le scénario de référence intègre les connaissances actuelles sur les politiques relatives à l'efficacité énergétique, aux sources d'énergie renouvelables ou au changement climatique sans tabler sur la réalisation des objectifs spécifiques fixés. L'écart potentiel entre les résultats du scénario de référence et les objectifs de politiques (indicatifs ou contraignants) reflète, outre la nécessité d'entreprendre des actions (complémentaires) si les objectifs doivent être atteints, les défis auxquels seront confrontés les décideurs au cours des prochaines années.

Le scénario de référence constitue également une référence lorsqu'il s'agit d'évaluer des scénarios alternatifs, vu qu'il permet de déterminer quantitativement l'impact des mesures alternatives.

Le scénario de référence de cette étude repose sur la projection effectuée en novembre 2005 pour la DG TREN de la Commission européenne (CE, 2006), qui incluait également des perspectives pour la Belgique. Ce scénario s'appuie sur une série d'hypothèses étayées relatives au contexte démographique et économique (activité des secteurs, prix internationaux des combustibles, etc.) et sur les mesures politiques en vigueur à la fin 2004 dans les domaines de l'énergie, des transports et de l'environnement. Les principales hypothèses utilisées pour construire le scénario de référence sont décrites dans cette partie. Les hypothèses relatives à l'évolution des émissions de CO₂ non énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre autres que le CO₂ sont également présentées, de même que les mesures prises en compte.

A. Hypothèses et cadre politique

1. Hypothèses macroéconomiques et démographiques

Les projections macroéconomiques et sectorielles à long terme utilisées dans le scénario de référence sont tirées des perspectives élaborées pour la DG TREN (CE, 2006). Elles sont résumées dans le tableau ci-dessous qui comprend également des données démographiques.

TABLEAU 1 - Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique, 2000-2030

	2000	2020	2030	00//20	00//30
Population (en millions)	10,246	10,790	10,984	0,3	0,2
Taille des ménages (habitants par ménage)	2,42	2,16	2,08		
Produit intérieur brut (en millions d'euros de 2000)	247924	370146	431665	2,0	1,9
Revenu des ménages (en euros de 2000 par tête)	12904	17226	19396	1,5	1,4
Valeur ajoutée sectorielle (en millions d'euros de 2000)	231229	339665	393763	1,9	1,8
Industrie	46407	62492	71457	1,5	1,4
- sidérurgie	2630	2753	2757	0,2	0,2
- métaux non ferreux	1028	1436	1477	1,7	1,2
- chimie	9553	14866	17565	2,2	2,1
- minéraux non métalliques	2134	2455	2691	0,7	0,8
- pâte, papier et imprimerie	3268	4672	5345	1,8	1,7
- alimentation, boissons, tabac	5137	7011	7764	1,6	1,4
- fabrications métalliques	16236	21593	25114	1,4	1,5
- textiles	2587	2200	2194	-0,8	-0,5
- autres branches	3835	5507	6548	1,8	1,8
Construction	11622	14985	16653	1,3	1,2
Tertiaire	162581	250349	292506	2,2	2,0
- services marchands	62659	96924	115204	2,2	2,1
- services non marchands	52285	75402	81171	1,8	1,5
- commerce	43967	74027	92013	2,6	2,5
- agriculture	3669	3997	4118	0,4	0,4
Secteur énergétique	8509	8762	9553	0,1	0,4
Production industrielle					
Sidérurgie (en milliers de tonnes)	11636	12040	11970	0,2	0,1
- aciéries intégrées	8910	8250	7846	-0,4	-0,4
- aciéries électriques	2726	3790	4124	1,7	1,4

Source : PRIMES.

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

Le Tableau 1 présente tant les valeurs absolues que les taux de croissance annuels de plusieurs variables clés de l'économie belge. Le tableau donne, pour la période 2000-2030, les projections de la population belge totale ainsi que la taille moyenne des ménages. La démographie influence l'évolution de l'économie à long terme et constitue dès lors un déterminant essentiel de l'évolution de la demande énergétique. La population et le nombre de ménages ont un impact direct sur la

consommation d'énergie du secteur résidentiel, car ils déterminent le nombre d'appareils ménagers et la superficie habitée totale qui doit être chauffée et éclairée. Ils exercent également une influence sur l'utilisation des services de transport et sur la taille du parc automobile. Par ailleurs, la population et le nombre de ménages sont des facteurs déterminants de la superficie immobilière nécessaire à l'activité du secteur tertiaire.

Entre 2000 et 2030, le nombre d'habitants en Belgique devrait connaître une augmentation de l'ordre de 738 000 personnes. Par conséquent, la population totale devrait atteindre les 10 984 000 personnes en 2030. En rythme annuel, la population devrait croître en moyenne de 0,2 %. Ces chiffres sont cohérents avec les perspectives démographiques utilisées dans le cadre du projet MOBIDIC, financé par la Politique scientifique fédérale, et qui étudie notamment le rôle de la socio-démographie dans la demande de mobilité (Politique scientifique fédérale, 2006).

La taille moyenne des ménages est également déterminante pour la consommation future d'énergie. Au cours des trois prochaines décennies, le nombre de personnes par ménage devrait encore diminuer. Cette tendance, conjuguée à l'accroissement démographique, devrait se traduire par une augmentation du nombre de ménages.

Le tableau présente ensuite le PIB et les valeurs ajoutées par sous-secteur. Au cours de la période 2000-2030, la croissance de l'économie belge devrait s'établir à 1,9 % sur base annuelle mais décroître en projection : de 2,0 % entre 2000 et 2020, elle devrait passer à 1,5 % entre 2020 et 2030. Une analyse de sensibilité est menée pour tenir compte de l'incertitude entourant cette variable.

Le tableau présente enfin les hypothèses relatives à la production belge (en kilotonnes) de fer et d'acier pour les deux procédés de production.

2. L'activité de transport

Pour l'activité transport, les hypothèses sont résumées dans le tableau ci-dessous. Les chiffres ont été générés par le modèle SCENES, un modèle de transport européen. Tant le transport de personnes que de marchandises continue à augmenter au cours de la période 2000-2030, mais à un rythme moins soutenu que sur la période 1990-2000.

TABEAU 2 - Perspectives pour l'activité de transport en Belgique, 2000-2030

	2000	2010	2020	2030	90//00	00//10	10//20	20//30
Transport de passagers (Gpkm)	135,8	155,6	173,1	189,1	2,0	1,4	1,1	0,9
- Transport public routier	13,2	13,0	12,1	11,3	2,0	-0,1	-0,7	-0,6
- Voitures particulières	106,3	121,7	135,5	147,6	1,8	1,4	1,1	0,9
- Motocyclettes	1,0	1,2	1,4	1,5	-1,6	1,4	1,4	1,2
- Rail	8,6	9,4	9,9	10,3	1,7	0,9	0,5	0,4
- Aviation	6,5	10,0	13,8	17,9	8,2	4,4	3,3	2,6
Transport de marchandises (Gtkm)	65,9	78,9	92,1	103,5	3,2	1,8	1,6	1,2
- Camions	51,0	62,1	74,0	84,2	4,1	2,0	1,8	1,3
- Rail	7,7	7,8	8,0	8,1	-0,9	0,2	0,2	0,2
- Navigation intérieure	7,2	9,1	10,2	11,2	2,8	2,3	1,1	1,0
Distance moyenne par personne (km par personne et par an)	13258	14742	16039	17218	1,7	1,1	0,8	0,7
Activité de transport de marchandises par unité de PIB (tkm par millier d'euros de 2000)	266	261	249	240	1,0	-0,2	-0,5	-0,4

Source : SCENES, NTUA.

Gpkm : milliard de passagers-kilomètres.

Gtkm : milliard de tonnes-kilomètres.

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

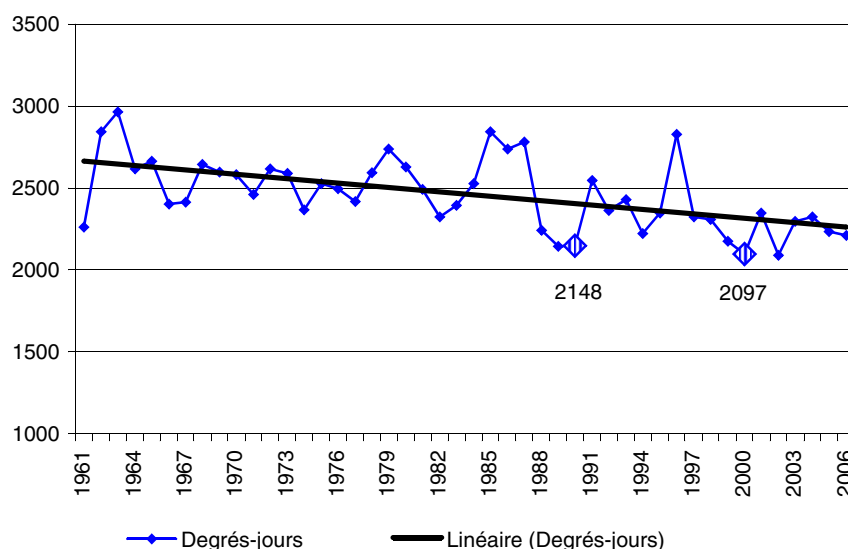
Si l'on considère les parts respectives des modes de transport de personnes sur la période de projection, on constate que la part des véhicules privés et des motos demeure légèrement inférieure à 80 % et que la part du transport public routier baisse de 10 % à 6 % au profit de l'aviation, laquelle progresse de 5 % en 2000 à 9 % en 2030.

En ce qui concerne le transport de marchandises, on observe un transfert entre transport routier et ferroviaire, le premier passant de 77 % en 2000 à 81 % en 2020, tandis que le second chute de 12 % à 8 %. En projection, la part de la navigation intérieure reste stable à 11 %.

3. Hypothèses climatiques

Les conditions de température sont un déterminant majeur de la consommation d'énergie des ménages et du secteur tertiaire. Dans les deux cas, une part importante de leurs besoins en énergie relève du chauffage des bâtiments. Le concept de degré-jour est un indicateur des conditions de température au cours d'une année donnée et donc des besoins en matière de chauffage. Plus le nombre de degrés-jours est élevé au cours d'une année, plus les températures extérieures sont basses et les besoins en chauffage élevés.

GRAPHIQUE 1 - Evolution historique des degrés-jours 16,5°C équivalents
(degrés-jours par an)



Source : Figaz, Synergrid.

Les perspectives énergétiques ont été établies sur la base d'une hypothèse simple tablant sur un nombre de degrés-jours constant durant toute la période de projection et égal à celui de l'année 2000 (soit 2097 degrés-jours). Cette hypothèse est plausible comme l'est celle qui s'inspire d'une moyenne historique. Dans ce cas, il ne serait pas tenu compte d'une éventuelle tendance à la baisse à long terme du nombre de degrés-jours. S'il s'avérait que les conditions de température au-delà de 2000 sont plus proches de la moyenne historique que du niveau de 2000, la demande énergétique future à des fins de chauffage serait alors plus élevée que les niveaux prévus dans le scénario de référence¹.

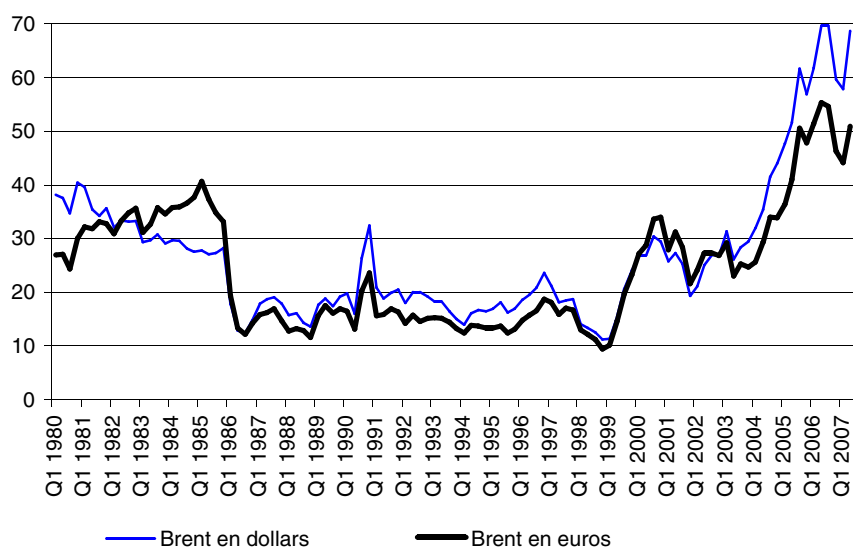
4. Prix internationaux des combustibles

a. Evolution récente

Ces dernières années, les prix internationaux de l'énergie ont été en forte progression: les prix du pétrole en sont le meilleur exemple². Entre le milieu des années 80 et la fin des années 90, le prix du baril de pétrole brut (Brent) a oscillé autour des 20 dollars. Cette situation a connu un changement radical au tournant du siècle. Pour la première fois depuis des années, le prix du Brent a dépassé les 30 dollars. En 2002, le prix a semblé quelque peu se normaliser mais ce n'était qu'une illusion. Le prix du brut a de nouveau progressé pour atteindre 55 dollars en 2005. Actuellement, le baril de pétrole avoisine les 70 dollars.

1. Sur la base d'une comparaison de l'évolution de la consommation d'énergie à des fins de chauffage et des degrés-jours au cours des 5 dernières années, on peut dire qu'une progression d'un degré-jour se traduit par une hausse des besoins énergétiques à des fins de chauffage de quelque 0,04 %.
2. Et poussent les autres à la hausse puisque les prix du pétrole du gaz sont liés. Le prix du gaz suit l'évolution du prix du pétrole mais avec un certain retard.

GRAPHIQUE 2 - Evolution du prix du baril de Brent (en dollar et en euro)



Source : Thomson Datastream.

b. Projections

A l'image des fortes fluctuations enregistrées récemment, les perspectives d'évolution des prix internationaux de l'énergie, publiées par différentes institutions, reflètent les incertitudes qui dominent ces marchés et les divergences de vue qui peuvent exister entre experts. Pour illustrer cet état de fait, nous reproduisons ci-après un tableau qui indique les perspectives d'évolution à long terme du prix du pétrole en termes constants (dollars de 2000) selon différentes sources renommées. Les chiffres (très) divergents en disent long sur l'incertitude associée à ce paramètre.

TABLEAU 3 - Comparaison des perspectives d'évolution à long terme du prix du pétrole selon différentes institutions (\$2000/bep)

	2010	2020	2030
AIE	22,0	26,0	29,0
EIA	23,3	25,1	
CE	27,7	33,4	40,3
OPEP	19,3	19,3	
IEEJ	24,0	27,0	
CGES	20,5	15,1	

Source : AIE, World Energy Outlook 2004, p. 529.

Bep : baril équivalent pétrole.

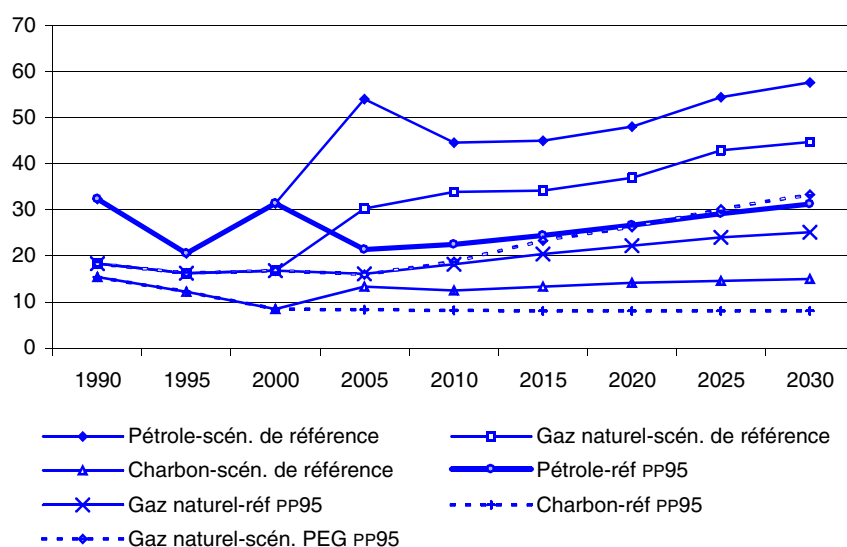
c. Perspectives d'évolution des prix utilisées dans le scénario de référence

Le scénario de référence se fonde sur les hypothèses d'évolution des prix des combustibles présentées sur le Graphique 3. Ces hypothèses proviennent des résultats du modèle POLES et du modèle PROMETHEUS, développé par la NTUA, revus ensuite par de nombreux experts¹.

Le rapport le plus récent de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), intitulé WEO 2006, présente, pour le pétrole, des chiffres proches des hypothèses du scénario de référence publié par la DG TREN, à savoir 51,5 dollars en 2010 et 55 dollars en 2030 en prix de 2005. Ces chiffres dessinent une courbe comparable à la courbe du scénario de référence « pétrole » du Graphique 3.

Pour rendre compte de l'incertitude qui entoure l'évolution des prix de l'énergie, on a choisi d'élargir le champ d'analyse du scénario de référence et de définir deux variantes dans lesquelles les prix du pétrole et du gaz sont supérieurs à ceux du scénario de référence. Ces variantes sont abordées en détail dans la partie « analyses de sensibilité ».

GRAPHIQUE 3 - Comparaison des prix internationaux de l'énergie : scénario de référence et PP95, 1990-2030 (\$2005/bep)



Sources : NTUA (2005), PP95.

Bep : baril équivalent pétrole.

Pour situer plus aisément les prix de l'énergie du scénario de référence, on a choisi de présenter en parallèle les nouvelles hypothèses et celles du Planning Paper 95 (PP95) publié par le BFP en 2004 et intitulé « Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 » (BFP, 2004) : tant les prix du pétrole que ceux du gaz naturel sont sensiblement plus élevés dans le nouveau scénario de référence. La nouvelle évolution du prix du gaz naturel se situe également au-dessus de la courbe correspondant à la variante PEG (prix du gaz naturel plus élevé) décrite dans le PP95 (PEG PP95).

1. Pour plus de détails sur la détermination des prix, voir l'annexe B.

Outre les prix du pétrole, du gaz naturel et du charbon, celui de la biomasse devient de plus en plus pertinent. La volonté d'exhaustivité a donc poussé les auteurs à présenter un tableau reproduisant, dans le cadre du scénario de référence, les perspectives d'évolution du prix de la biomasse pour deux secteurs (production d'électricité, d'une part, ménages et tertiaire, de l'autre).

TABLEAU 4 - Evolution du prix de la biomasse dans le scénario de référence (indice 2000=100)

Biomasse ^(*)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Production d'électricité	100	104	107	114	119	132	135
Tertiaire/Ménages	100	101	102	104	105	109	109

Source : NTUA.

(*) : biocarburants non compris.

5. Autres gaz à effet de serre que le CO₂ d'origine énergétique

Les perspectives d'évolution des émissions de CO₂ d'origine non énergétique et de gaz à effet de serre (GES) autres que le CO₂ sont importantes car les objectifs globaux (dont Kyoto) en matière de réduction des émissions sont déterminés au niveau de l'ensemble des gaz à effet de serre (CO₂ et 'non CO₂'). Or, PRIMES ne calcule que les émissions de CO₂ (d'origine) énergétique¹. Il est, dès lors, essentiel d'obtenir des données descriptives de l'évolution des autres GES afin de pouvoir déterminer la situation de la Belgique par rapport aux réductions fixées pour l'ensemble des GES et d'identifier la part de chaque gaz dans les perspectives globales (scénario de référence) ou dans la réalisation des réductions en question (scénarios post-2012).

L'évolution du CO₂ non énergétique et des GES 'non CO₂' a été estimée sur la base des données calculées ou collectées par la NTUA elle-même à partir de différentes études existantes. En ce qui concerne les émissions de CO₂ (d'origine) non énergétique, les perspectives émanent d'un modèle développé par la NTUA. Ce modèle évalue les émissions sur la base des rapports historiques entre l'activité économique et les émissions, et les perspectives d'activité économique. Pour le scénario de référence, les perspectives relatives au CO₂ non énergétique ont été calculées en recourant aux hypothèses macroéconomiques décrites plus haut. Le modèle intègre également les élasticités à la valeur carbone, pour que les réductions économiquement intéressantes pour différentes valeurs d'une tonne de CO₂ puissent être évaluées. Cette possibilité est exploitée pour la mise en œuvre de l'analyse post-2012.

Des projections pour les GES non CO₂, à savoir le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O) et les gaz fluorés (PFC, HFC en SF₆) ont également été réalisées pour le scénario de référence. Elles se basent sur des travaux récents avec le modèle GAINS de l'IIASA. Le tableau ci-dessous donne l'évolution des émissions de GES autres que le CO₂ énergétique pour le scénario de référence.

1. Cependant, on peut d'emblée faire remarquer que la part de CO₂ dans le total des émissions de GES tourne autour des 85 %. Le CO₂ est donc le principal GES. Par ailleurs, la part des émissions de CO₂ énergétique dans le total des émissions de CO₂ est d'environ 92 %. Dès lors, le modèle PRIMES couvre plus ou moins 78 % du total des émissions de GES.

TABLEAU 5 - Hypothèses d'évolution des GES autres que le CO₂ énergétique dans le scénario de référence (Mt éq CO₂)

	Année de base	2000	2010	2020	2030	2030 vs. année de base
CO ₂ non énergétique	9,0	10,2	10,8	10,4	9,5	5,6 %
- procédés industriels	8,6	9,9	10,3	9,7	8,6	0,1 %
- émissions fugitives + déchets	0,4	0,3	0,5	0,7	0,9	117,8 %
CH ₄	10,8	9,5	8,6	8,7	8,6	-20,4 %
N ₂ O	12,0	12,7	13,2	13,0	14,6	21,7 %
gaz F	5,0	1,4	2,0	2,3	2,6	-47,4 %

Sources : NTUA, 4^e Communication nationale, Belgium's Greenhouse Gas Inventory 1990-2005, calculs BFP.

Le tableau ci-dessus appelle deux remarques. Tout d'abord, les chiffres utilisés par la NTUA pour l'année de base et l'année 2000 proviennent d'une soumission belge à la CCNUCC (Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique) antérieure au dernier inventaire national des gaz à effet de serre. Or, les chiffres pour l'année de base rapportés dans l'inventaire national sont maintenant la référence pour l'évaluation des réductions des émissions de GES en Belgique. Lorsque les différences entre les deux sources étaient significatives, nous avons recalculé les émissions sur la période 2000-2020 en appliquant les taux de croissance utilisés par NTUA aux chiffres officiels de l'année de base.

Ensuite, en ce qui concerne les émissions de CO₂ énergétique, il existe des différences entre les chiffres transmis par la Belgique et les chiffres publiés par Eurostat et sur lesquels se base le modèle PRIMES. Pour partir du même chiffre de total des émissions de GES à l'année de référence, il a été convenu d'imputer la différence entre les deux statistiques aux émissions de CO₂ émanant des procédés industriels. Cette convention est aussi utilisée par la DG Environnement de la Commission européenne dans le cadre des études sur la politique climatique avec le modèle PRIMES.

6. Cadre politique

a. Marché européen de permis d'émission et plans nationaux d'allocation

Dans le cadre de la mise en œuvre du Protocole de Kyoto, la directive européenne 2003/87/CE crée un marché de permis d'émission¹ pour les installations européennes rejetant beaucoup de CO₂. Cette directive distingue deux périodes : (1) 2005-2007 qui est une sorte de période de rodage du système mis en place et (2) 2008-2012 qui couvre la première période d'engagement du Protocole de Kyoto. L'ensemble des installations définies dans la directive constitue le dit « secteur trading ». Chaque Etat membre doit décider quelle partie des quotas d'émission reçus par le Protocole de Kyoto (les AAU ou Assigned Amount Units), il attribue au secteur trading. L'attribution des quotas au secteur trading se fait dans un Plan national d'allocation (PNA) que les Etats membres remettent à la Commission européenne pour évaluation et approbation. S'agissant de la pre-

1. Pour plus de détails sur ce sujet, voir Henry, 2005.

mière période 2005-2007, les Etats membres ont transmis leur Plan national d'allocation en 2003 et 2004.

Dans le scénario de référence, la réalité des Plans nationaux d'allocation pour la période 2005-2007 est prise en compte par le biais de l'introduction d'une valeur du carbone (CV ou *Carbon Value*) de 5 €/t CO₂ qui reflète, autant que faire se peut, les caractéristiques du système. Parmi celles-ci, il faut noter l'allocation gratuite des permis (*grandfathering*) qui diminue les coûts réels supportés par le secteur trading. Ces coûts sont aussi limités par le fait que les quotas ont été généreusement alloués : les achats de permis ne concernent qu'une petite partie de l'activité des entreprises impliquées.

Cependant, le scénario de référence ne prend en compte que les PNA 2005-2007 ; il ne fait pas d'hypothèses sur les PNA qui couvrent la période 2008-2012 et qui sont actuellement en préparation dans les différents Etats membres (et les Régions en Belgique). En d'autres mots, une valeur du carbone de 5 €/t CO₂ est utilisée sur toute la période de projection.

b. Accords ACEA-KAMA-JAMA

Les accords ACEA/KAMA/JAMA conclus en 1998 et 1999 entre la Commission européenne, d'une part, et les constructeurs automobiles européens, coréens et japonais, d'autre part, sont inclus dans le scénario de référence. Dans ces accords, l'industrie automobile s'engage à ramener les émissions de CO₂ des véhicules commercialisés en 2008-2009 à une moyenne de 140 g/km¹ (contre 155 g/km en 2003). Une extension des accords ACEA est encore en discussion. L'objectif sera de parvenir à un niveau moyen de 120 g/km, au plus tard en 2010. Cette extension n'ayant pas encore été approuvée, elle n'est pas intégrée dans le scénario de référence.

c. Loi sur la sortie du nucléaire

Le scénario de référence table sur le démantèlement des centrales nucléaires de plus de 40 ans, conformément à la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, promulguée le 31 janvier 2003².

d. Directive européenne sur les grandes installations de combustion et plafonds nationaux d'émission

En ce qui concerne les émissions de polluants acides, le scénario de référence tient compte des normes d'émissions et des teneurs maximales en soufre des combustibles, spécifiées dans différentes directives européennes (par exemple, la directive sur les grandes installations de combustion). Par contre, il ne reflète pas les normes éventuellement plus strictes décidées par les Etats membres. En Belgique, cela veut dire que les normes plus contraignantes adoptées par la Flandre

1. Cela implique que les véhicules privés qui seront commercialisés en 2008/2009 consommeront en moyenne 5,8 litres d'essence ou 5,25 litres de gazole aux 100 km.
 2. Moniteur belge du 28 février 2003, pp. 9879-9880. Cette loi était annoncée dans l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999.

pour les installations de combustion stationnaires ne sont pas prises en compte. Enfin, les plafonds d'émissions (NEC ou National Emission Ceilings) pour le SO₂, le NO_x et les COV ne sont pas imposés comme une contrainte au développement du système énergétique belge, et ce pour tous les scénarios envisagés dans cette étude.

e. Systèmes des certificats verts et de chaleur

En 2001, le Conseil et le Parlement européens ont approuvé la directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, créant ainsi un cadre communautaire destiné à accroître la part des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité de l'Union européenne. Ce cadre s'inscrit dans la ligne des objectifs indicatifs arrêtés par le Livre blanc sur les sources d'énergie renouvelables. D'ici 2010, la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation intérieure brute européenne doit passer à 12 %, tandis que celle de l'électricité générée à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation totale d'électricité doit être portée à 22 %. La directive fixe par ailleurs des objectifs indicatifs chiffrés pour chaque Etat membre et détermine la part que doit représenter l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2010. Pour la Belgique, ce dernier chiffre est de 6 %.

La directive européenne fixe donc les objectifs en matière de sources d'énergie renouvelables mais laisse à chaque Etat le soin de choisir les moyens qu'il souhaite engager pour atteindre ces objectifs. La Belgique (ou plutôt les Régions¹) a opté pour les certificats verts.

En ce qui concerne la cogénération, la Belgique est en fait quelque peu en avance sur la réglementation européenne. Les Régions ont arrêté des objectifs en matière de production d'électricité par cogénération. Dans son plan de politique climatique, le gouvernement flamand se donne pour objectif de produire 1 832 MWh supplémentaires (en sus des 270 MWh déjà existants) d'ici 2012. Pour ce faire, il a mis en place un système de certificats de chaleur. Quant à la Région wallonne, elle n'a pas formulé ses objectifs en termes de capacité de production mais bien de fourniture d'électricité, et compte sur une part de 15 % d'électricité produite par cogénération d'ici 2010. Cet objectif s'intègre dans le système de certificats verts mis sur pied en Wallonie.

Ces chiffres sont intégrés dans le scénario de référence.

f. Taxes énergétiques

Les taxes énergétiques sont conformes à la législation en vigueur et sont supposées rester inchangées en termes réels durant la période de projection.

1. Puisqu'elles sont compétentes en la matière.

7. Autres hypothèses

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 égal à 8 % et concerne les producteurs centralisés d'électricité, le deuxième est de 12 % et s'adresse à l'industrie et au secteur tertiaire. Le troisième est de 17,5 % et s'applique aux décisions d'investissement des ménages en matière de transport et d'équipements ménagers.

Les facteurs d'émission utilisés pour le calcul des émissions de CO₂ énergétique sont les suivants (en milliers de tonnes de CO₂ par PJ):

TABLEAU 6 - Facteurs d'émission de CO₂ par vecteur utilisés dans PRIMES et par le GIEC (kt CO₂/PJ)

Combustible	Facteurs d'émission PRIMES	Facteurs d'émission GIEC 1995 et 1996
Charbon à coke	94,2	94,6
Cokes	106,0	108,2
Autres combustibles solides	99,3	-
GPL	62,5	63,1
Essence	68,6	69,3
Kérosène	70,8	71,5 (transport aérien)
Naphte ^a	-	73,3
Gazole	73,3	74,1
Gazole de chauffage	76,6	77,4
Autres combustibles liquides	99,8/73,5(1)	-
Gaz naturel	55,8	56,1
Gaz de cokerie	47,4	47,7
Gaz de haut fourneau	106,0	242

a. Vu que le naphte n'est pas repris dans les bilans énergétiques d'Eurostat, aucun facteur d'émission n'a été indiqué.

(1) Facteur d'émission uniquement d'application dans le secteur de l'énergie ; le facteur d'émission pour le gaz de raffinerie n'est pas pris en considération.

Source : PRIMES, GIEC 1995 et GIEC 1996 (lignes directrices revues et corrigées).

Enfin, les bilans énergétiques pris en considération pour la construction du scénario de référence sont ceux des années antérieures à 2004.

B. Perspectives énergétiques

Les principales hypothèses ayant été passées en revue, ce sont maintenant les résultats qui sont présentés. Les résultats du scénario de référence sont analysés au travers de quatre indicateurs représentatifs du système énergétique national, à savoir la demande d'énergie primaire, la demande finale d'énergie, la production d'électricité et de vapeur et les émissions.¹

1. Demande d'énergie primaire

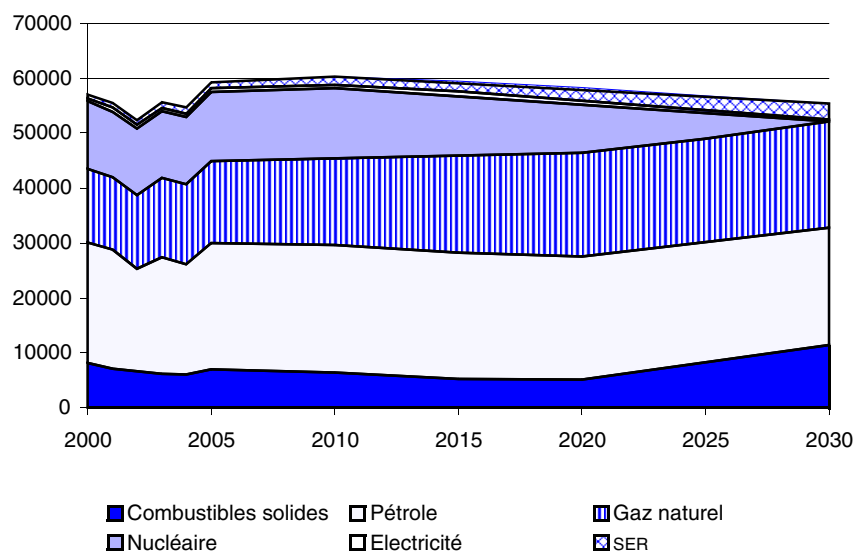
La demande d'énergie primaire ou consommation d'énergie primaire est un indicateur qui reflète la consommation énergétique totale du pays. Elle se compose de la production d'énergie primaire (sources d'énergie se trouvant sur le territoire national, telles que l'énergie éolienne ou hydroélectrique) et des importations nettes (sources d'énergie devant être importées comme le pétrole). Au cours de la période de projection (2000-2020), la demande d'énergie évolue selon une courbe en U inversé. En 2000, la consommation d'énergie primaire totale est de 57 Mtep et progresse ensuite de 0,5 % par an pour atteindre en 2010 un pic de 60 Mtep. Au cours de la période 2010-2020, cette variable recule de 0,3 % par an, puis de 0,5 % au cours de la décennie suivante pour s'établir à 55 Mtep en 2030.

L'évolution de la demande d'énergie primaire doit cependant être interprétée avec toute la prudence qui s'impose, surtout en fin de période de projection lorsque la part de l'énergie nucléaire diminue progressivement. La tendance baissière n'est pas uniquement imputable à une amélioration générale de l'efficacité énergétique (tant au niveau de la demande finale énergétique qu'à celui de la transformation d'énergie) mais aussi à l'impact de la convention statistique utilisée depuis de nombreuses années pour la production de chaleur d'origine nucléaire. Par convention statistique, on attribue un rendement moyen de 33 % aux centrales nucléaires pour déterminer les besoins d'énergie primaire correspondant à l'électricité nucléaire. Etant donné que les centrales thermiques actuelles et futures et celles qui sont alimentées par des sources d'énergie renouvelables affichent des rendements supérieurs à 33 %, le démantèlement progressif des centrales nucléaires se traduit par des besoins en énergie primaire relativement moins élevés.

Par ailleurs, il convient d'apporter une précision méthodologique : la production d'énergie primaire (en tant qu'élément de la demande d'énergie primaire) englobe notamment la biomasse et la production de chaleur d'origine nucléaire. Derrière ces chiffres se cache toutefois l'importation de biomasse et d'uranium. La biomasse est en partie produite mais est aussi importée. La somme des deux (production et importation) est, par convention, présentée comme production d'énergie primaire (celle-ci n'englobe donc pas uniquement la part produite en Belgique). Pour ce qui est du nucléaire, la production de chaleur s'effectue en Belgique à partir d'uranium importé de l'étranger. La production nucléaire primaire ne se rapporte donc pas à l'uranium mais à la chaleur générée et exploitable en vue de la production d'électricité. Cette méthode correspond aux conventions d'Eurostat et de l'AIE.

1. Pour des résultats détaillés du scénario de référence, voir l'annexe C.

GRAPHIQUE 4 - Composition de la demande d'énergie primaire, scénario de référence (ktep)



Source : PRIMES, Eurostat.

SER = sources d'énergie renouvelables.

Outre analyser l'évolution de la demande d'énergie primaire, il est instructif d'examiner la composition. A cet égard, le pétrole trône en tête du classement sur l'ensemble de période envisagée. En 2000, sa prépondérance est plus que manifeste. Et s'il conserve la première place en 2030, on note toutefois que les parts relatives des différentes sources d'énergie subissent de profondes modifications, la prépondérance du pétrole étant surtout menacée par le gaz naturel. La part du pétrole dans la consommation d'énergie primaire totale est encore de 38 % en 2030, tandis que celle du gaz naturel passe de 23 % en 2000 à 35 % en 2030.

A partir de 2015, l'énergie nucléaire commence à décliner en raison de l'impératif de sortie du nucléaire. Elle diminue donc peu à peu, passant de 12 Mtep en 2000 à un niveau nul en 2030. En effet, la fermeture de la dernière centrale nucléaire (Tihange 3) est prévue au 1^{er} septembre 2025.

Les combustibles solides, qui représentent 8 Mtep en 2000, chutent peu à peu pour atteindre 5 Mtep en 2020. Ensuite, ils entament une remontée pour finalement atteindre 11 Mtep en fin de période de projection. Ils comblent avec le gaz le déficit dû à la sortie du nucléaire.

Quant aux sources d'énergie renouvelables, elles affichent une progression remarquable, qui se manifeste surtout au cours de la période 2000-2010 (croissance annuelle moyenne de 6 %) ; ce faisant, elles atteignent un niveau de près de 3 Mtep en 2030.

Reste encore une petite quantité d'électricité importée¹ : elle affiche une forte progression au cours de la première décennie (2000-2010) mais recule ensuite sensiblement au cours des deux périodes suivantes. En fin de période de projection, le niveau atteint est proche du niveau en début de période (325 ktep).

Le tableau ci-dessous donne une vue d'ensemble de l'évolution de la demande d'énergie primaire (également dénommée consommation intérieure brute ou CIB)

dans le scénario de référence. Il présente aussi l'évolution de quelques autres indicateurs, tels que l'intensité énergétique du PIB (soit la CIB divisée par le PIB), la consommation d'énergie primaire par habitant et la dépendance vis-à-vis des importations (c'est-à-dire la part des importations nettes dans la CIB).

TABLEAU 7 - Consommation d'énergie primaire et indicateurs, scénario de référence

	2000	2010	2020	2030	10//00 (%)	20//10 (%)	30//20 (%)
Consommation intérieure brute (Mtep)	57,2	60,4	58,3	55,4	0,5	-0,3	-0,5
- Combustibles solides	8,2	6,4	5,2	11,5	-2,5	-2,1	8,3
- Pétrole	21,9	23,4	22,4	21,2	0,6	-0,4	-0,5
- Gaz naturel	13,4	15,5	18,9	19,5	1,6	1,9	0,3
- Energie nucléaire	12,4	12,9	9,0	0,0	0,4	-3,6	-
- Electricité	0,4	0,6	0,4	0,3	5,2	-3,2	-3,2
- Sources d'énergie renouvelables	0,9	1,5	2,3	2,9	5,9	4,4	2,2
Intensité énergétique du PIB (tep par million d'euros de 2000)	230,6	199,3	157,5	128,4	-1,4	-2,3	-2,0
CIB/habitant (tep par habitant)	5,6	5,7	5,4	5,1	0,2	-0,6	-0,7
Dépendance aux importations (%)	77,7	78,2	82,4	95,3			

Source : PRIMES.

Electricité = importations nettes d'électricité.

CIB = consommation intérieure brute (d'énergie).

Dépendance aux importations = importations nettes/CIB.

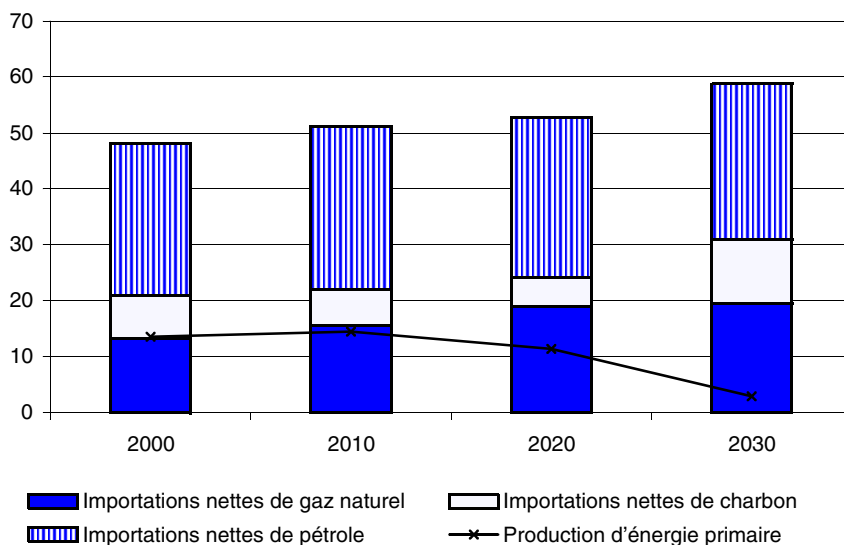
// : taux de croissance annuel moyen.

Sur l'ensemble de la période de projection, la part des importations nettes dans la consommation primaire s'accroît, comme le montre l'indicateur de dépendance aux importations dans le tableau ci-dessus. En 2030, le système énergétique belge sera donc encore plus dépendant des importations d'énergie.

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 au minimum 95 % de ses besoins énergétiques en 2030. Il s'agit d'importations de combustibles fossiles et plus particulièrement d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) vu qu'en Belgique, la production d'énergie primaire se limite aux sources d'énergie renouvelables, à la biomasse et aux déchets et, dans une moindre mesure, à l'énergie éolienne.

1. La nouvelle version de PRIMES (utilisée pour réaliser cette analyse) englobe une modélisation par pays axée sur la dynamique d'un système énergétique au sein d'un pays et qui intègre les échanges d'énergie entre pays. L'analyse tient compte des opportunités économiques liées aux ventes et achats de gaz et d'électricité sur le marché européen de l'énergie. Elle prend également en ligne de compte les contraintes techniques et opérationnelles du système de transmission européen, lequel évolue au fur et à mesure de l'installation des nouveaux interconnecteurs dans le cadre des Réseaux transeuropéens d'énergie. L'extension et la stabilisation du système UCTE a également été intégrée. Enfin, le traitement endogène des importations et des exportations d'électricité et de gaz constitue une nouvelle caractéristique du modèle PRIMES (PRIMES ver.2005).

GRAPHIQUE 5 - Production d'énergie primaire et importations nettes d'énergie, scénario de référence (Mtep)

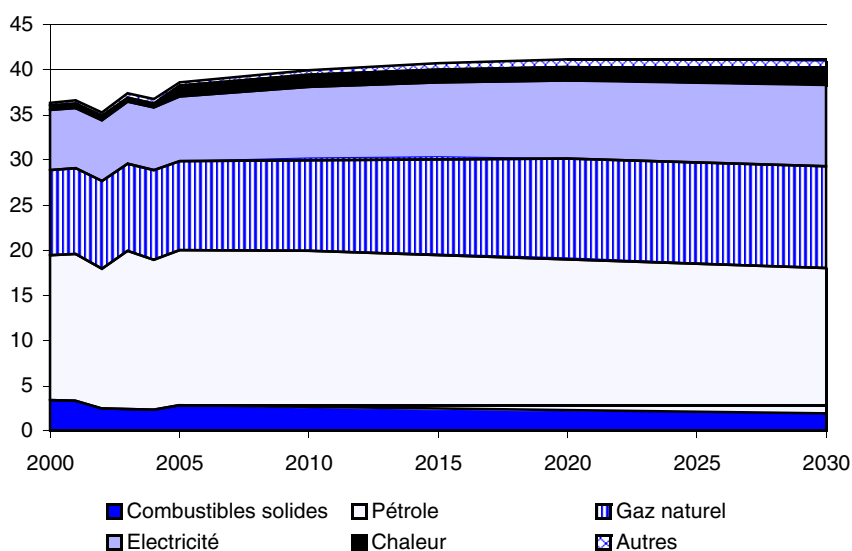


Source : PRIMES.

2. Demande finale énergétique

La demande finale d'énergie représente la demande finale des différentes formes d'énergie (par exemple l'essence) par les différents consommateurs (comme le secteur des transports). Traditionnellement, on opère une distinction entre la demande finale d'énergie répartie par secteur (ou par consommateur) et la demande finale d'énergie répartie par forme d'énergie.

GRAPHIQUE 6 - Evolution de la composition de la demande finale d'énergie, scénario de référence (ktep)



Source : PRIMES, Eurostat.

Si l'on examine les chiffres par forme d'énergie, on constate que le pétrole est le combustible le plus consommé. Il faut toutefois noter que, sur l'ensemble de la période de projection, la demande de pétrole ne connaît pas une augmentation spectaculaire : les consommations sont identiques en 2000 et 2030 (16 Mtep en 2000 et en 2030). Il en découle un recul de sa part relative dans la demande finale d'énergie (de 43 % à 41 %).

Par contre, le gaz naturel et l'électricité sont en forte augmentation : ils atteignent respectivement des valeurs de 11 Mtep et de 9 Mtep. Ces deux combustibles accroissent leur part relative sur la période de projection : le gaz naturel passe de 26 % à 28 % et l'électricité de 18 à 22 %.

Les combustibles solides perdent quelque peu en popularité et passent de 3 Mtep en 2000 à un peu moins de 2 Mtep en 2030. Ils ne représentent dès lors plus que 5 % de la demande finale énergétique. Cette baisse est principalement imputable à la sidérurgie (baisse de la production des hauts fourneaux).

La consommation de chaleur/vapeur augmente rapidement : elle passe de 1 Mtep en 2000 à 1,6 Mtep en 2030.

Sur la période 2000-2030, la consommation des sources d'énergie renouvelables fait plus que tripler. Ce sont les biocarburants qui progressent le plus vite : la demande dépasse 700 ktep en 2030, ce qui correspond à 8 % de la consommation totale de diesel et d'essence dans le secteur des transports.

Le tableau ci-dessous donne une description détaillée de l'évolution de la consommation finale d'énergie par forme d'énergie, l'évolution de la part de chaque forme dans la demande finale totale d'énergie et les écarts de consommation entre 2000 et 2030 (en ktep et en %).

TABLEAU 8 - Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénario de référence

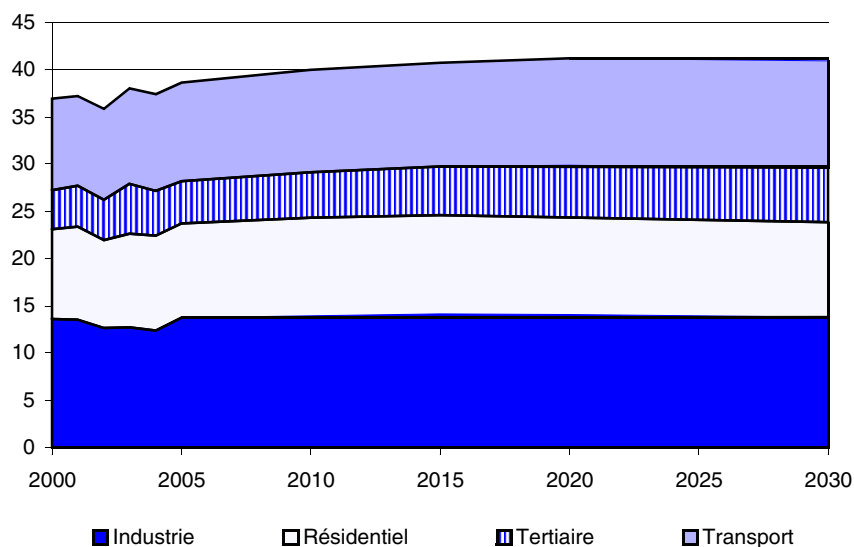
	2000		2010		2020		2030		Variations 2000-2030	
	ktep	part	ktep	part	ktep	part	ktep	part	ktep	%
Comb. solides	3373	9 %	2453	6 %	2143	5 %	1907	5 %	-1466	-43 %
Pétrole	16038	43 %	17497	44 %	17003	41 %	16091	39 %	54	0 %
Gaz	9615	26 %	10312	26 %	11052	27 %	11300	28 %	1686	18 %
Electricité	6667	18 %	7822	20 %	8597	21 %	9052	22 %	2385	36 %
Autres	1362	4 %	1883	5 %	2402	6 %	2580	6 %	1218	89 %
Total	37055		39968		41197		40930		3876	10 %

Source : PRIMES.

“ Autres ” englobe la vapeur et les sources d'énergie renouvelables.

La consommation finale peut être ventilée par forme d'énergie, mais également par secteur.

GRAPHIQUE 7 - Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie, scénario de référence (ktep)



Source : PRIMES, Eurostat.

Si l'on envisage la répartition par secteur, on constate que le principal consommateur en 2000 le reste en 2030 : *l'industrie* se taille en effet la part du lion de la demande finale. On note cependant que la demande finale de l'industrie en 2030 affiche quasiment un statu quo par rapport au niveau de 2000. En effet, les branches à forte intensité énergétique se caractérisent par une diminution constante de leur consommation finale.

Au cours de la première décennie de la période de projection, le secteur *résidentiel* gagne du terrain de manière continue : la demande finale d'énergie progresse de 0,9 % sur base annuelle. Au-delà de 2010, la demande finale se stabilise pour enregistrer un léger recul entre 2020 et 2030.

Par contre, le secteur des *transports* voit sa consommation progresser. La consommation finale du secteur connaît une forte croissance au cours de la période 2000-2010 et poursuit dans cette direction entre 2010 et 2020 mais à un rythme moins soutenu. Durant la dernière décennie, elle se stabilise. Du fait de cette évolution, le secteur des transports conserve sa deuxième place en matière de consommation d'énergie (11 Mtep en 2030).

Le secteur *tertiaire*¹ est le moins gourmand en énergie mais il affiche la plus forte croissance. Au cours des trois décennies envisagées, sa consommation annuelle moyenne progresse respectivement de 1,5 %, 1,2 % et 0,6 % pour finalement atteindre 6 Mtep en 2030.

Le tableau ci-dessous montre en détail l'évolution sectorielle de la consommation finale d'énergie, l'évolution de la part de chaque secteur dans la demande finale totale d'énergie et les écarts de consommation entre 2000 et 2030 (en ktep et en %).

1. Dans le modèle PRIMES (et dans les bilans énergétiques d'Eurostat), le secteur tertiaire englobe les services et l'agriculture.

TABLEAU 9 - Evolution de la demande finale d'énergie par secteur, scénario de référence

	2000		2010		2020		2030		Variations 2000-2030	
	ktep	part	ktep	part	ktep	part	ktep	Part	ktep	%
Industrie	13769	37 %	13993	35 %	14102	34 %	13851	34 %	82	1 %
Résidentiel	9465	26 %	10311	26 %	10314	25 %	10008	24 %	543	6 %
Tertiaire	4158	11 %	4848	12 %	5446	13 %	5763	14 %	1605	39 %
Transport	9662	26 %	10816	27 %	11336	28 %	11308	28 %	1645	17 %
Total	37055		39968		41197		40930		3876	10 %

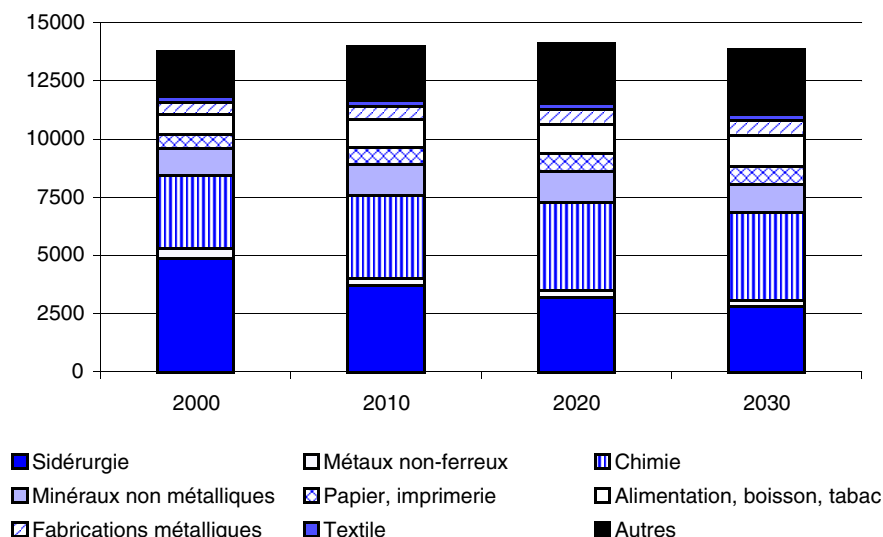
Source : PRIMES.

Outre décrire l'évolution sectorielle de la demande finale, il est également intéressant d'examiner plus en profondeur la consommation d'énergie et l'intensité énergétique des différents secteurs.

a. Industrie

En ce qui concerne l'industrie, on constate que la demande finale totale d'énergie progresse d'un peu moins de 1 % entre 2000 et 2030 (voir Tableau 9). Cette évolution cache toutefois des évolutions contradictoires entre les différents sous-secteurs. Ainsi, la consommation finale baisse dans la sidérurgie, dans les secteurs des métaux non ferreux et du textile alors qu'elle augmente (parfois sensiblement) dans d'autres sous-secteurs.

GRAPHIQUE 8 - Evolution de la demande finale énergétique de l'industrie par sous-secteur, scénario de référence (ktep)



Source : PRIMES.

Lorsque l'on analyse l'intensité énergétique¹ par sous-secteur, on note qu'elle diminue dans chaque sous-secteur au cours des deux dernières décennies. Cela signifie que les secteurs qui voient leur consommation progresser au cours de cet-

1. L'intensité énergétique est définie comme le rapport entre la consommation d'énergie et la valeur ajoutée.

te période (par exemple la chimie et l'alimentation) font une utilisation plus efficace de l'énergie que par le passé.

TABLEAU 10 - Evolution de l'intensité énergétique de l'industrie, scénario de référence
(tep/million d'euros de 2000)

	2000	2020	2030	00//20	00//30
Industrie	296,7	225,7	193,8	-1,4	-1,4
Sidérurgie	1845,9	1163,0	1013,3	-2,3	-2,0
Métaux non-ferreux	450,2	195,2	170,6	-4,1	-3,2
Chimie	329,1	254,1	214,9	-1,3	-1,4
Minéraux non métalliques	533,2	542,7	459,4	0,1	-0,5
Papier, imprimerie	514,4	487,8	437,2	-0,3	-0,5
Alimentation, boisson, tabac	171,2	179,7	167,7	0,2	-0,1
Fabrication métalliques	29,2	29,1	26,6	0,0	-0,3
Textile	110,6	114,2	106,8	0,2	-0,1
Autres	325,4	301,9	278,5	-0,4	-0,5

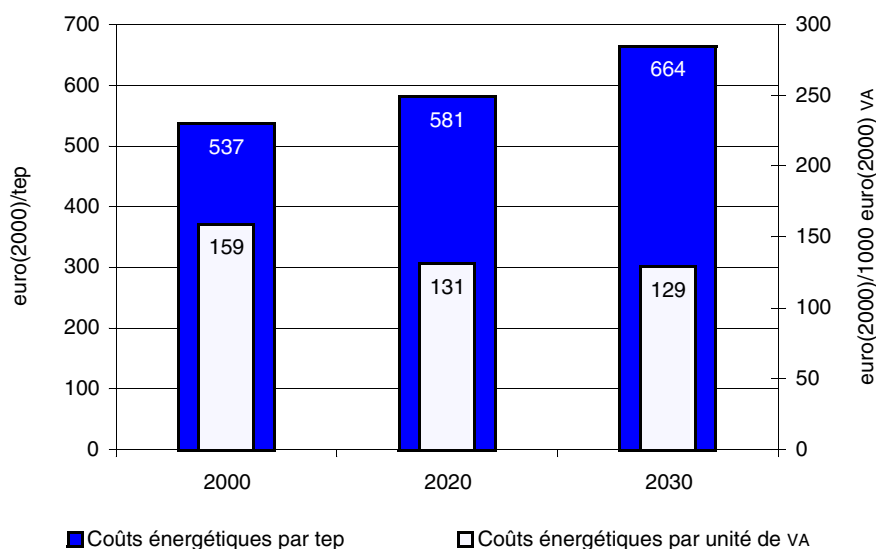
Source : PRIMES.

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

En 2030, l'intensité énergétique globale s'améliore de 35 % par rapport à 2000. En ce qui concerne les différentes branches industrielles, l'amélioration la plus importante est enregistrée dans les secteurs des métaux non ferreux, de la sidérurgie et de l'industrie chimique (respectivement de 62 %, de 45 % et de 35 %). Dans le scénario de référence, l'évolution de l'industrie chimique se caractérise par un changement de la structure de production : les produits à forte valeur ajoutée tels que les produits pharmaceutiques ou cosmétiques, progressent au détriment de produits à forte intensité énergétique comme les engrais et les produits de la pétrochimie. Dans les branches qui présentent une moindre intensité énergétique (fabrications métalliques, alimentation, textiles), l'amélioration est moins marquée.

Les perspectives économiques et énergétiques de l'industrie et les évolutions de prix des différentes formes d'énergie ont un impact sur les coûts énergétiques de ce secteur. Le graphique ci-dessous présente ainsi l'évolution de deux indicateurs de coût : les coûts énergétiques par tep consommée, d'une part, et les coûts énergétiques rapportés à la valeur ajoutée, d'autre part. Les coûts énergétiques englobent les coûts liés aux équipements énergétiques (coûts fixes et variables) et les coûts relatifs aux achats de combustibles et d'électricité. Par construction, tous les indicateurs de coût définis plus haut tiennent compte de l'évolution des coûts dans le secteur de l'électricité et de la vapeur. En effet, les fluctuations des coûts moyens de production se reflètent dans les prix de l'électricité payés par le consommateur final, ce qui influence l'ensemble des coûts énergétiques des secteurs de la demande finale¹.

1. Dans PRIMES, la fixation du prix de l'électricité suit le principe de Ramsey-Boiteux, qui est proche d'une tarification au coût moyen. Le principe est interprété comme un système de monopole régulé pour les nouvelles technologies, mais également comme le résultat d'un équilibre de long terme de la concurrence monopolistique dans le cas de technologies bien maîtrisées. Le prix de vente de l'électricité que chaque consommateur doit payer est alors déduit en ajoutant les coûts de transport et de distribution, les majorations et les taxes. Ce mécanisme de fixation des prix peut donner des prix de l'électricité sensiblement différents de ceux actuellement pratiqués sur le marché.

GRAPHIQUE 9 - Evolution des coûts énergétiques dans l'industrie, scénario de référence

Source : PRIMES, calculs BFP.

Les coûts énergétiques par tep augmentent régulièrement sur la période 2000-2030. Sur trente ans, l'augmentation est de 24 %. Elle est due tant à la progression des prix énergétiques (pétrole, gaz naturel, électricité) qui rendent les achats de combustibles et d'électricité par les entreprises, plus onéreux, qu'aux coûts liés aux équipements énergétiques. A l'inverse, les coûts énergétiques par unité de valeur ajoutée se contractent de 19 % entre 2000 et 2030. En d'autres termes, le rythme de croissance des coûts énergétiques est plus faible que le rythme de croissance de la valeur ajoutée dans l'industrie.

b. Transport

Pour le transport, les perspectives énergétiques sont différentes. Tant l'activité de transport de personnes que de marchandises augmente sensiblement sur l'ensemble de la période de projection. Si l'on examine plusieurs indicateurs, on note que le nombre de kilomètres parcourus par personne continue à augmenter (il passe de 13 258 km par personne en 2000 à 17 221 km en 2030). Par contre, le nombre de tonnes-kilomètres parcourues pour le transport de marchandises par unité de PIB diminue de 0,3 % par an.

L'intensité énergétique du secteur du transport de personnes, exprimée comme le rapport de la consommation d'énergie et du revenu disponible, diminue de 1,5 % par an en moyenne sur la période 2000-2030. L'indicateur d'intensité énergétique du secteur du transport de marchandises, à savoir la consommation d'énergie divisée par le PIB, s'améliore également mais dans une moindre mesure : -0,7 % par an en moyenne.

Dans l'ensemble du secteur des transports, la consommation d'énergie augmente de 1 650 ktep entre 2000 et 2030. La consommation de gazole (+0,6 % par an en moyenne durant la période 2000-2030) croît plus rapidement que la consommation totale d'énergie du secteur du transport (+0,5 %). C'est également le cas pour le kérosène dont la consommation progresse de 1,1 % par an. Ces évolutions s'ex-

pliquent par une hausse du transport de marchandises par route, le nombre croissant de voitures roulant au gazole et le développement du transport aérien de passagers. En revanche, la consommation d'essence diminue (de 0,2 % par an en moyenne).

Le développement des biocarburants est significatif mais leur contribution en termes absolus reste faible. En 2010, les biocarburants représentent près de 2,1 % de la consommation d'essence et de gazole du secteur des transports¹. En 2030, leur part atteint 8 %.

Pour le transport, deux indicateurs de coûts sont définis : le premier se réfère au transport de personnes et représente le coût total du transport par passager-kilomètre, le second se rapporte au transport de marchandises et donne le coût total du transport divisé par le nombre de tonnes-kilomètres transportées. Le coût total comprend les achats de carburants, les coûts des véhicules et les coûts non énergétiques comme les coûts liés aux infrastructures de transport.

L'évolution des indicateurs de coût du transport est comparable pour les deux types d'activité de transport. Le coût total par passager-kilomètre et le coût total par tonne-kilomètre augmentent respectivement de 11 et 10 % entre 2000 et 2030. Parmi les différentes composantes du coût total du transport, les dépenses de carburants rapportées au nombre de passagers-kilomètres diminuent, quant à elles, de 18 % sur la période 2000-2030 grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules (via, notamment, la mise en œuvre des accords ACEA/KAMA/JAMA). Pour le transport de marchandises, les dépenses de carburants par tonne-kilomètre ne progressent que modestement : +2 % sur trente ans.

c. Secteur résidentiel

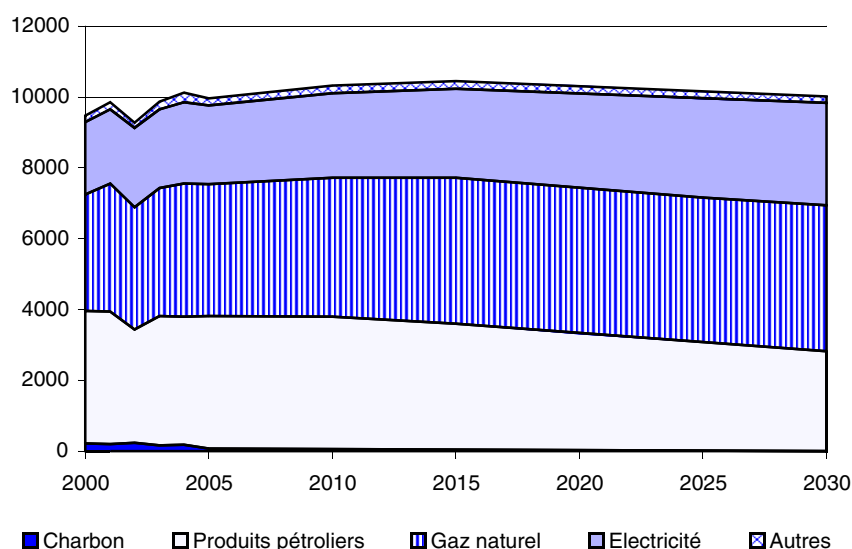
Sur l'ensemble de la période de projection, l'intensité énergétique du secteur résidentiel (rapport entre la demande finale d'énergie et le revenu disponible) s'améliore de 1,4 % par an en moyenne, ce qui est encore mieux que les 0,8 % par an enregistrés entre 1990 et 2000. La demande d'énergie par habitant reste quant à elle stable et représente un peu plus de 0,9 tep² en 2030. Un examen plus attentif montre que la stabilisation cache une augmentation qui intervient durant la première décennie (+0,6 % par an), suivie par une diminution (au rythme de -0,4 % par an) au cours de la période 2010-2030. Cette évolution est essentiellement imputable à la poursuite de la croissance – quoi que moins forte que par le passé – de la demande d'électricité par habitant : 0,9 % par an sur la période 2000-2030, contre 2,3 % par an entre 1990 et 2000), conjuguée au déclin de la consommation de combustibles fossiles par personne : -0,4 % par an sur la période 2000-2030, contre 0,8 % par an entre 1990 et 2030.

La demande d'électricité progresse en moyenne de 1,2 % par an sur la période 2000-2030, contre 2,6 % entre 1990 et 2000. La demande croissante d'électricité dans le secteur résidentiel s'explique principalement par un nombre toujours plus élevé d'appareils électriques par ménage et l'augmentation du nombre de ménages. Cependant, compte tenu de l'amélioration sensible du rendement éner-

1. La directive européenne du 8 mai 2003 vise à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports. Aux termes de la directive, les Etats membres de l'Union européenne doivent atteindre des pourcentages d'utilisation de 2 % en 2005 et de 5,75 % en 2010.
2. 1 tep = 11 630 kWh.

gétique de ces appareils (une augmentation d'un peu plus de 25 % de l'efficacité est prévue sur la période de projection), la croissance de la demande d'électricité reste modérée. En ce qui concerne les combustibles fossiles, la consommation de charbon diminue encore (de 10,4 % par an). En 2030, les ménages n'y ont pratiquement plus recours et leur part dans la demande finale totale devient par conséquent insignifiante. La consommation des combustibles liquides diminue également (de 1 % par an entre 2000 et 2030), notamment en raison du recours croissant au gaz naturel à des fins de chauffage (+0,7 % par an). Enfin, la consommation de biomasse recule légèrement alors que celle d'énergie solaire augmente sensiblement (+12,7 % par an). Cette dernière représente toutefois moins d'un pour cent de la demande finale d'énergie des ménages en 2030. En fin de période de projection, le gaz naturel est la forme d'énergie la plus utilisée des ménages (41 %), suivie par l'électricité (29 %) et les produits pétroliers (28 %).

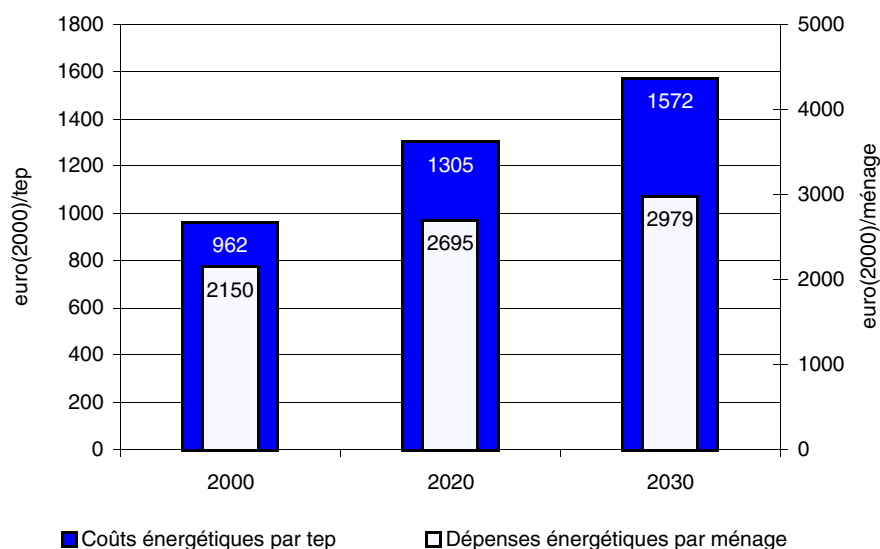
GRAPHIQUE 10 - Demande finale d'énergie du secteur résidentiel, scénario de référence (ktep)



Source : PRIMES, Eurostat.

Dans le secteur résidentiel, l'évolution des coûts énergétiques est décrite par le biais de deux indicateurs représentés sur le graphique ci-dessous : les coûts énergétiques par tep consommée et par les dépenses énergétiques par ménage.

GRAPHIQUE 11 - Evolution des coûts énergétiques dans le secteur résidentiel, scénario de référence



Source : PRIMES, calculs BFP.

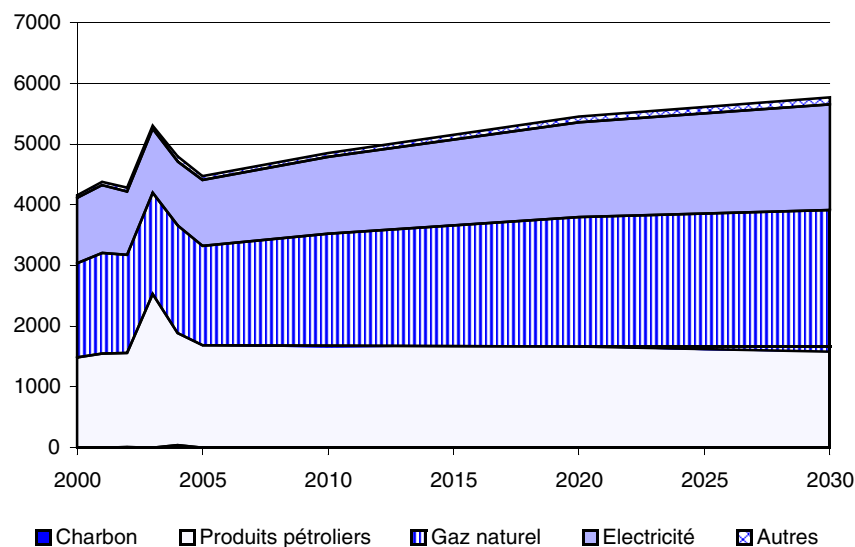
Les coûts énergétiques par tep consommée augmentent de 63 % sur la période 2000-2030. Ce surcroît trouve son origine non seulement dans l'augmentation des coûts liés aux achats de combustibles mais aussi dans celle des coûts liés aux équipements énergétiques. Par ménage, les dépenses énergétiques s'élèvent à 2 979 euro en 2030, comparé à 2 150 euros en 2000, soit 39 % de plus sur trente ans, compte non tenu de l'inflation.

d. Secteur tertiaire

Après un statu quo sur la période 1990-2000, l'intensité énergétique du secteur tertiaire diminue entre 2000 et 2030. Cette évolution montre qu'en dépit d'un accroissement rapide de la valeur ajoutée de ce secteur (en moyenne 2,0 % par an sur la période 2000-2030), la consommation d'énergie ne connaît pas une augmentation comparable en raison des progrès techniques.

Des changements dans la répartition de la consommation entre les différentes formes d'énergie sont également attendus : les produits pétroliers voient ainsi leur part se réduire considérablement (de 36 % en 2000 à 27 % en 2030) au profit du gaz naturel (dont la part passe de 37 % à 40 %) et surtout de l'électricité (bond de 26 % à 30 %). En termes absolus, ces changements se traduisent par une hausse de la consommation d'électricité dans le secteur tertiaire de plus de 60 % entre 2000 et 2030, par un doublement de la consommation de gaz naturel et par une quasi-stabilisation de la consommation des combustibles liquides.

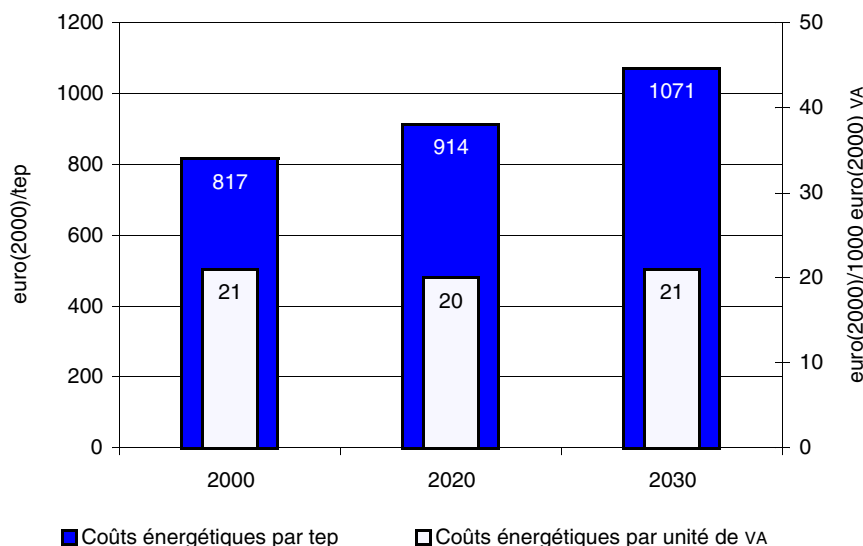
GRAPHIQUE 12 - Demande finale d'énergie du secteur tertiaire, scénario de référence (ktep)



Source : PRIMES, Eurostat.

Enfin, le graphique ci-dessous présente l'évolution de deux indicateurs de coût énergétique pour le secteur tertiaire, à savoir les coûts énergétiques par tep consommée et les coûts énergétiques par unité de valeur ajoutée. Ces deux indicateurs se définissent de la même manière que pour l'industrie (voir supra).

GRAPHIQUE 13 - Evolution des coûts énergétiques dans le secteur tertiaire, scénario de référence



Source : PRIMES, calculs BFP.

Les coûts énergétiques par tep consommée augmentent sensiblement entre 2000 et 2030. L'accroissement est de 31 %, il est le résultat d'une progression de 64 % de la composante « équipements énergétiques » et d'une progression de 24 % de la composante « achats de combustibles ». Par contre, les coûts énergétiques par unité de valeur ajoutée restent quasiment constants sur le période de projection.

e. Production d'électricité et de vapeur

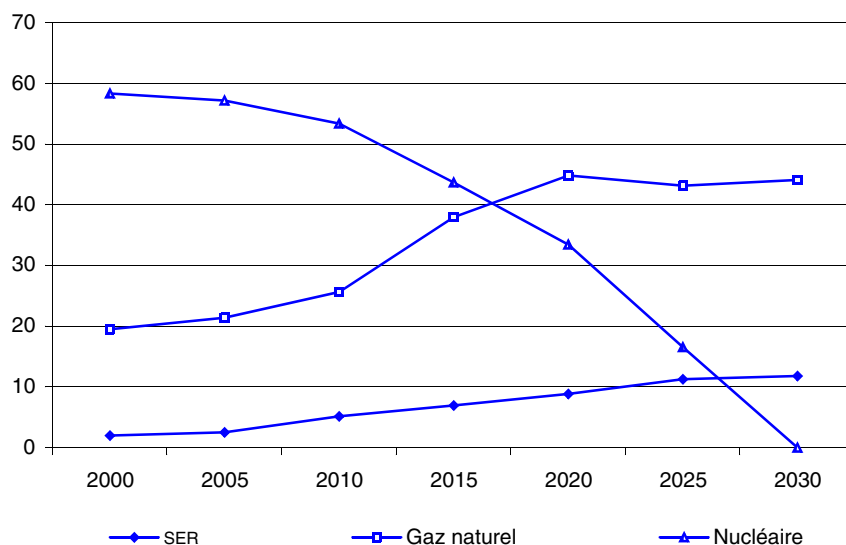
La production d'électricité constitue un troisième indicateur intéressant. On examine dans un premier temps l'évolution de la production totale, pour ensuite s'intéresser à la structure – la composition – de ce paramètre.

La production d'électricité affiche une tendance à la hausse au rythme de 1,3 % par an au cours de la période 2000-2010, pour atteindre une production de quelque 94 TWh en 2010 (pour 82,6 TWh en 2000). Cette croissance se poursuit au cours de la décennie suivante, au rythme de 1,1 % par an, pour atteindre une valeur de 104 TWh en 2020. Enfin, durant la dernière décennie, le rythme de croissance fléchit quelque peu pour atteindre 0,7 % par an, ce qui donne une production de 112 TWh en 2030.

Grosso modo, le parc de production peut être divisé entre les centrales nucléaires, les centrales utilisant des sources d'énergie renouvelables (essentiellement les centrales hydroélectriques et éoliennes) et les centrales thermiques (y compris la biomasse). En 2000, la prépondérance de l'électricité nucléaire apparaît très clairement : les centrales nucléaires produisent pas moins de 48 TWh, les centrales thermiques assurent pratiquement le reste de la production (à concurrence de 34 TWh), tandis que les sources d'énergie renouvelables ne représentent que 0,5 TWh de la production. Cette situation connaît toutefois une modification significative à la fin de la période de projection. La sortie progressive du nucléaire entraîne la disparition des centrales nucléaires du parc de production, ce qui nécessite le développement des unités thermiques, dont la part de production atteint 106 TWh en 2030. Les énergies renouvelables font elles aussi un grand bond en avant, puisqu'elles progressent au rythme annuel de 20,4 % par an durant la période 2000-2010. Leur percée se ralentit toutefois durant les deux décennies suivantes, leur taux annuel de progression atteignant respectivement 3,1 % et 4,1 %. En 2030, la part d'électricité produite au départ de sources d'énergie renouvelables est de 6 TWh.

Le graphique qui suit illustre la répartition, pour le scénario de référence, des parts respectives du nucléaire, du gaz naturel, et des sources d'énergie renouvelables (biomasse incluse) dans la production d'électricité, le solde représentant essentiellement la part du charbon.

GRAPHIQUE 14 - Part des différents combustibles dans la production d'électricité dans le scénario de référence (%)

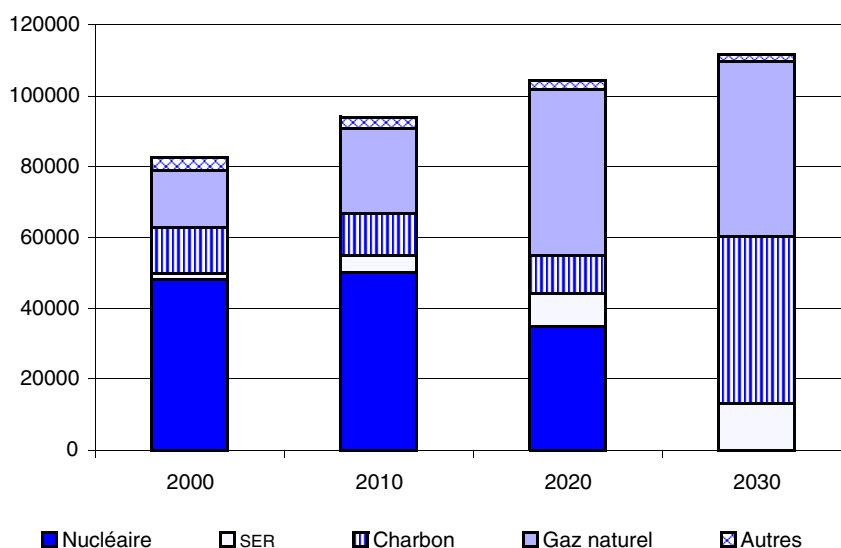


Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables.

Les deux graphiques suivants vont un pas plus loin : le premier illustre la production d'électricité en fonction de la source d'énergie utilisée (avec l'évolution à la fois de l'énergie totale et de chaque source d'énergie individuelle), tandis que le suivant examine uniquement la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Les deux graphiques indiquent, en ordonnée, le nombre de GWh.

GRAPHIQUE 15 - Production d'électricité par source d'énergie, scénario de référence (GWh)

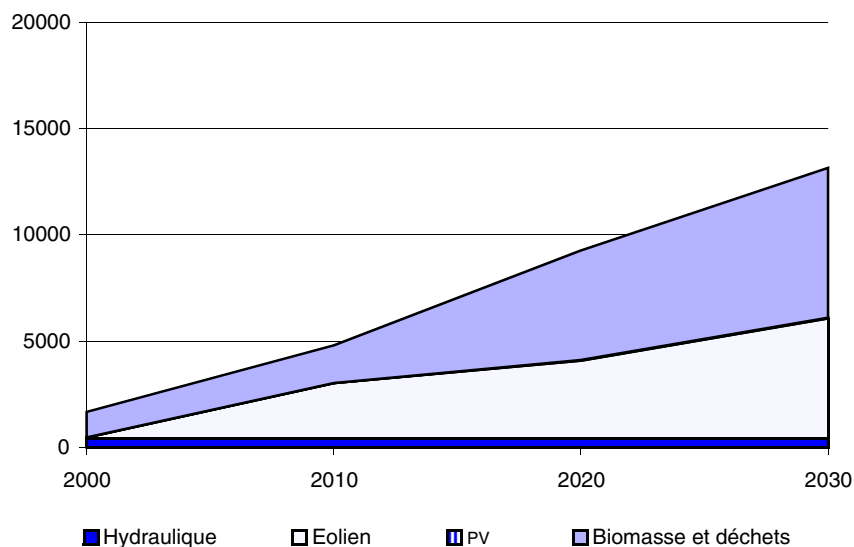


Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables.

Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.

GRAPHIQUE 16 - Production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, scénario de référence (GWh)



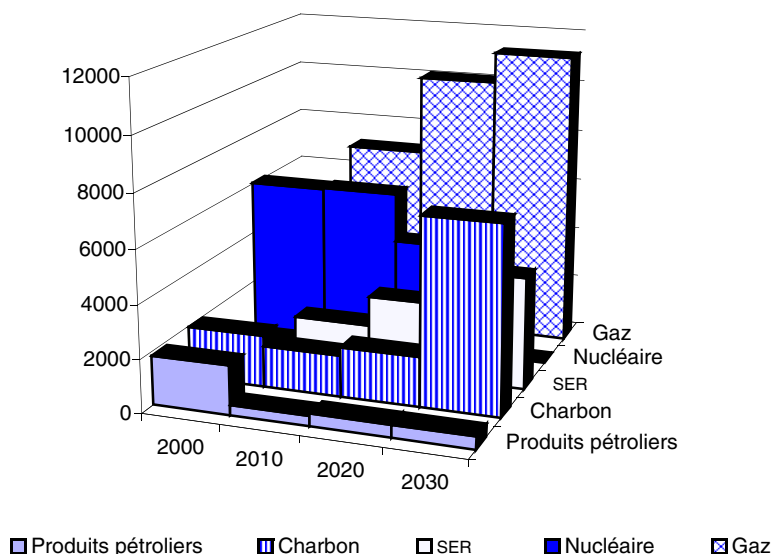
Source : PRIMES.

PV = solaire photovoltaïque.

Il ressort des graphiques ci-dessus que c'est surtout vers la fin de la période de projection que la part des sources d'énergie renouvelables devient significative, puisqu'elle atteint environ 12 % en 2030. Comme le montre le Graphique 16, c'est la biomasse (y compris les déchets) et l'énergie éolienne qui fournissent la plus grande partie de l'électricité produite au départ de sources d'énergie renouvelables en 2030.

Examinons à présent la capacité de production nécessaire pour atteindre de tels niveaux de production. Le graphique ci-dessous fait clairement apparaître le démantèlement graduel du parc nucléaire. On observe également l'augmentation sensible de la capacité des sources d'énergie renouvelables. Eu égard au caractère intermittent des énergies renouvelables, une forte augmentation des capacités est nécessaire pour atteindre un certain niveau de production. La capacité de production d'électricité des centrales utilisant du charbon et du gaz augmente sensiblement. En 2030, ce sont d'ailleurs les centrales à gaz qui s'arrogent la plus grande partie de la capacité.

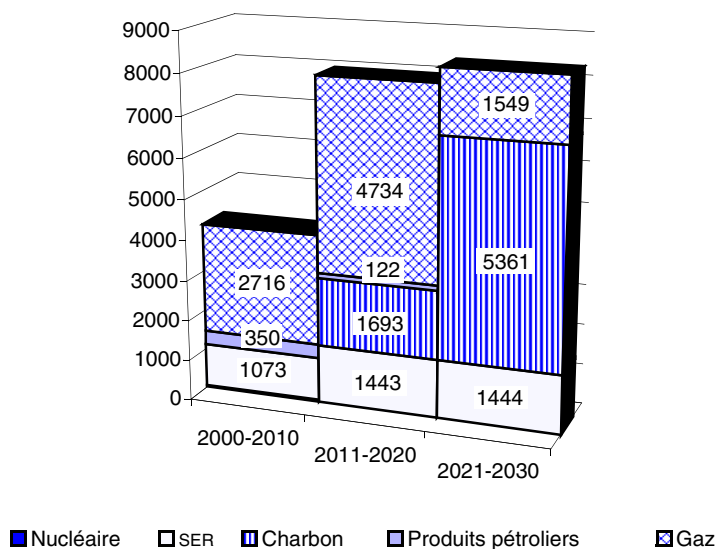
GRAPHIQUE 17 - Capacité installée pour la production d'électricité, scénario de référence (MW_e)



Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables.

GRAPHIQUE 18 - Extension de la capacité de production d'électricité, scénario de référence (MW_e)



Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables.

Les évolutions de la production d'électricité, du mix de combustibles et de la capacité (et de son extension) peuvent être complétées par un certain nombre d'indicateurs permettant une analyse plus approfondie.

TABLEAU 11 - Indicateurs de la production d'électricité dans le scénario de référence

	2000	2010	2020	2030
Rendement moyen de la production thermique (%)	37,1	42,1	55,1	52,6
Taux d'importations nettes ⁽¹⁾ (%)	4,97	7,10	4,74	3,27
% d'électricité à partir de centrales de cogénération	7,9	14,3	18,5	18,2
% d'électricité à partir de SER	2,0	5,1	8,9	11,8
Part des combustibles non fossiles dans la production d'électricité (%)	60,3	58,5	42,3	11,8
Capacité installée (GW)	14,9	16,8	19,6	23,0
Intensité en carbone (t CO ₂ /GWh)	246	212	213	395
Electricité (demande finale) par hab. (kWh/hab.)	7566	8618	9265	9583

Source : PRIMES.

(1) : Importations nettes d'électricité divisées par l'offre totale d'électricité.

SER = sources d'énergie renouvelables.

L'évolution du rendement moyen de la production thermique d'électricité est fortement liée au mix technologique. L'augmentation remarquable constatée au cours de la période 2000-2020 est liée aux investissements consentis dans les centrales TGV, caractérisées par des rendements élevés (de l'ordre de 60 % pour la nouvelle génération), tandis que le léger recul entre 2020 et 2030 est dû à l'augmentation sensible de la part des centrales supercritiques au charbon dans le mix technologique. Cette technologie présente en effet un rendement inférieur à celui obtenu dans les centrales TGV (autour de 50 %).

La pénétration significative des centrales thermiques au charbon après 2020 explique également la forte augmentation de l'intensité en carbone et les émissions de CO₂ du secteur électrique en 2030 (cf. Graphique 19).

La part des combustibles non fossiles dans la production d'électricité est en fait constituée de deux éléments: l'énergie nucléaire, d'une part, et les sources d'énergie renouvelables, d'autre part. Du fait du démantèlement progressif des centrales nucléaires après 40 ans de durée de vie opérationnelle, la part de l'électricité nucléaire connaît une diminution progressive. Par contre, celle des renouvelables est en augmentation: de 2 % à peine en 2000, elle passe à près de 12 % en 2030. Dans le même temps, la part de la cogénération dans la production d'électricité augmente progressivement jusqu'en 2020 pour se stabiliser autour de 18 % au cours des 10 années suivantes.

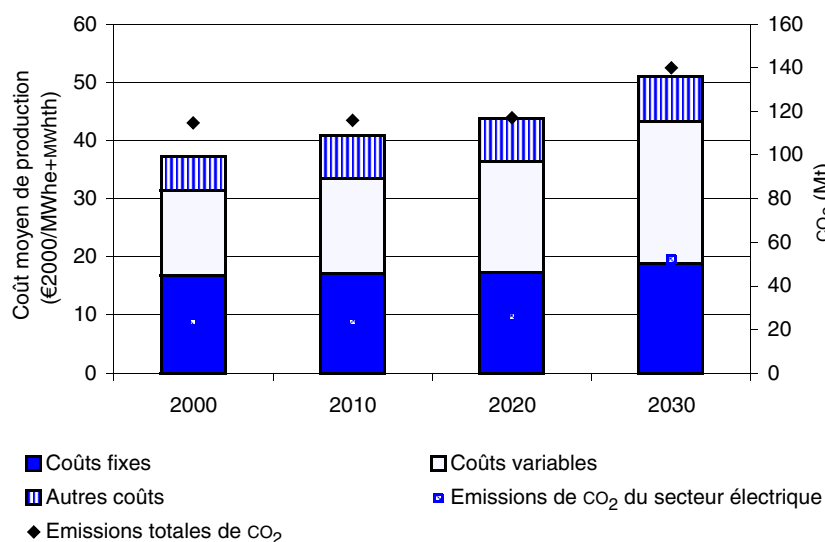
La capacité installée augmente de 54 % au cours de la période 2000-2030. Cette augmentation est nécessaire pour satisfaire une consommation d'électricité en hausse. La capacité de production augmente même à un rythme plus élevé que la demande d'électricité. Une des raisons en est la chute des importations nettes d'électricité, l'autre étant la chute du taux d'utilisation moyen des capacités électriques: ce taux, encore situé autour de 63 % en 2000, n'atteint plus que 55 % en 2030¹. L'évolution des importations et des exportations est déterminée de façon endogène via le modèle² en fonction d'un certain nombre d'hypothèses relatives

1. La baisse du taux d'utilisation moyen (production/(capacité installée x 8 760 heures)) est due à l'augmentation de la part de la capacité basée sur des sources d'énergie intermittentes.
2. La nouvelle version de PRIMES utilisée pour cette analyse contient de nombreuses améliorations, notamment pour le sous-modèle électricité et vapeur, dans le cadre duquel l'analyse optimale des flux et l'extension des investissements font l'objet d'une modélisation explicite sur différents marchés régionaux de l'électricité (voir aussi la note p. 25).

à la stratégie déclarée des pays voisins. La diminution progressive des importations nettes d'électricité entre 2005 et 2030 est imputable, entre autres, à la diminution des surcapacités sur les territoires français et allemand. En 2030, les importations nettes devraient être légèrement supérieures à 4 TWh.

En ce qui concerne les coûts de production moyens, on observe qu'ils augmentent de pas moins de 36 % au cours de la période de projection, ce qui correspond à une hausse d'un peu plus de un pour cent par an. Ceci dit, c'est surtout durant la dernière décennie que l'on observe une hausse significative des coûts de production moyens. C'est en effet au cours de cette période que la dernière centrale nucléaire ferme ses portes. Cette forte hausse des coûts moyens de production s'explique, d'une part, par le fait que la production d'électricité doit dorénavant se passer du parc nucléaire, qui a vécu, et, d'autre part, par une augmentation sensible des prix du gaz naturel et du charbon. En 2030, les coûts variables (dont le combustible) représentent donc plus de la moitié du coût moyen total. Parallèlement à la hausse des coûts moyens de production, les émissions de CO₂ provenant du secteur de l'électricité (y compris la cogénération) augmentent également, de même que les émissions totales de CO₂. La partie suivante examine cet aspect de façon plus détaillée.

GRAPHIQUE 19 - Coût moyen de la production d'électricité et de vapeur et émissions de CO₂, scénario de référence



Source : PRIMES.

Enfin, les dépenses d'investissement du secteur électrique¹ (y compris la cogénération) sont estimées à quelque 17 milliards d'euro de 2000 sur la période 2006-2030. Ces dépenses couvrent à la fois le remplacement de centrales existantes devenues obsolètes et les capacités de production supplémentaires requises par la croissance de la demande d'électricité.

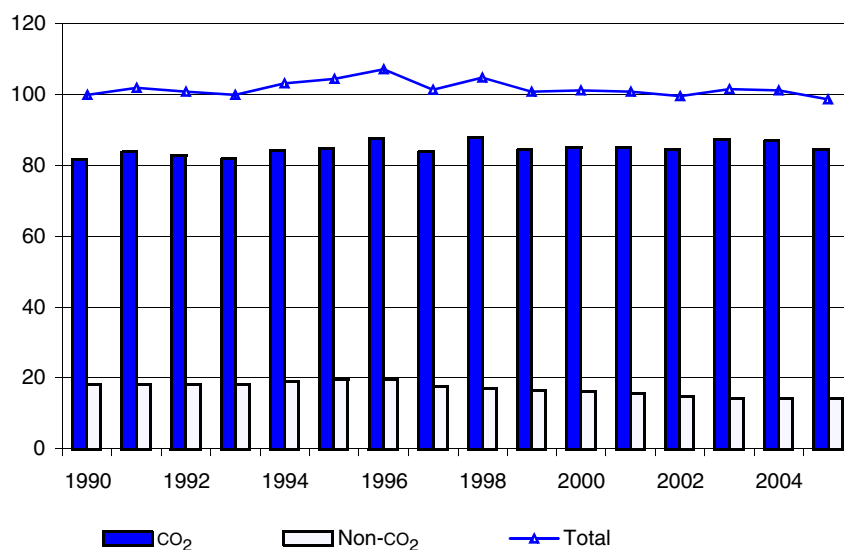
1. Toutes les nouvelles centrales de cogénération sont incluses dans les dépenses d'investissement. Par contre, les investissements liés aux réseaux de transport et de distribution ne le sont pas.

3. Perspectives d'émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre

Afin de satisfaire la demande (croissante) en énergie, on peut faire appel à un certain nombre de sources d'énergie différentes. Le choix de ces sources est fonction d'un large éventail de critères parmi lesquels figurent le prix relatif, la disponibilité et la possibilité d'exploiter des technologies spécifiques de production et de consommation d'énergie. On a en outre le choix entre des sources d'énergie renouvelables (c.-à-d. basées sur des sources d'énergie "inépuisables" comme le soleil et le vent) ou fossiles (c.-à-d. basées sur des sources d'énergie "finies" comme le gaz naturel et le charbon). Le propre des sources d'énergie fossiles est que leur combustion génère des gaz ayant un impact négatif sur l'environnement. Certains de ces gaz sont appelés "gaz à effet de serre" (GES). Au plan national, le système énergétique tel que décrit dans les paragraphes précédents engendre des émissions de GES. Ces émissions sont comptabilisées dans l'output de PRIMES établi par la NTUA.

Il ressort clairement du graphique ci-dessous qu'au cours de la période 1990-2005, les émissions de GES sont restées assez stables. Avec une part équivalente à quelque 85 % du total, le CO₂ constitue la majeure partie des GES.

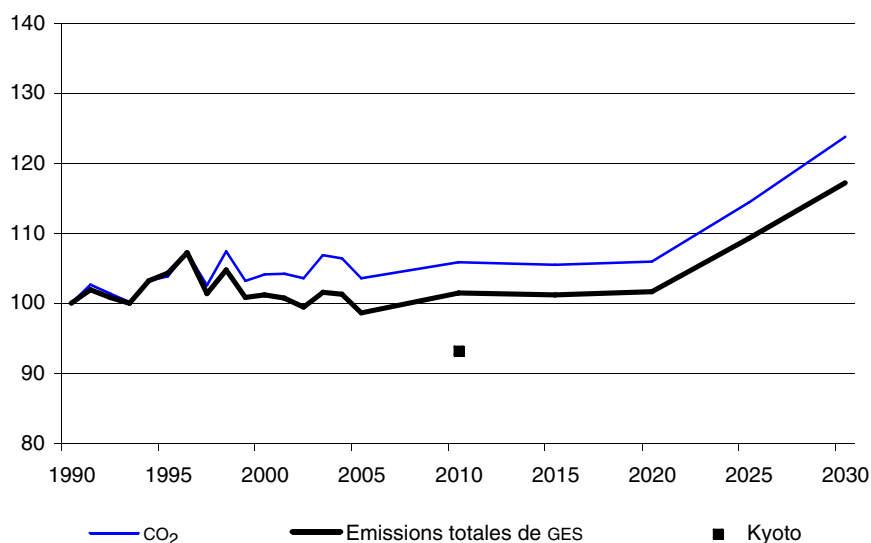
GRAPHIQUE 20 - Evolution historique des GES en Belgique (indice 1990 = 100)



Source : Inventaire national (2007).

La plupart des émissions de CO₂ proviennent de la consommation d'énergie. Les autres sources d'émissions de GES sont les processus industriels, l'agriculture et les déchets. En soi, la stabilisation des émissions de GES pourrait passer pour une bonne nouvelle, si ce n'est que la Belgique a ratifié le Protocole de Kyoto le 31 mai 2002. La Belgique s'est donc engagée à réduire ses émissions de 7,5 % par rapport à l'année de référence (1995 pour les gaz F, 1990 pour les autres GES) d'ici 2008-2012.

GRAPHIQUE 21 - Variation des émissions de CO₂ et des émissions totales de GES en Belgique (indice 1990=100)



Source : PRIMES, NTUA, inventaire national (2007).

Soutes de l'aviation non comprises.

Le Graphique 21¹ montre clairement que la Belgique ne pourra pas honorer ses engagements pris dans le cadre du Protocole de Kyoto sans l'adoption de nouvelles mesures de lutte contre le réchauffement climatique (en plus de celles déjà intégrées dans le scénario de référence). Ces nouvelles mesures peuvent être des réductions d'émissions internes (en Belgique), mais il est également possible de mettre en œuvre certains dispositifs externes, comme faire appel au marché européen d'échange de droits d'émissions de GES (*Emissions trading scheme* ou ETS) et aux mécanismes de Kyoto basés sur des projets (c.-à-d. les mécanismes de mise en œuvre conjointe (JI) et les mécanismes de développement propre (CDM)).

En ce qui concerne l'évolution des émissions de CO₂ énergétique², on observe qu'en 2000, le niveau a atteint 114,7 Mt, mais qu'ensuite, cette valeur progresse annuellement de 0,7 % sur l'ensemble de la période 2000-2030. Durant les deux premières décennies, le rythme de croissance est plutôt modéré (0,1 % par an), mais il semble s'accélérer brutalement entre 2020 et 2030, avec une augmentation des émissions de CO₂ de 1,8 % par an. En 2010, c'est-à-dire à la moitié de la période d'engagement du Protocole de Kyoto (2008-2012), le niveau des émissions belges de CO₂ énergétique n'est pas moins de 9,5 % supérieur à celui enregistré en 1990. En 2030, ces émissions atteignent 139,9 Mt.

L'évolution des émissions totale de CO₂ énergétique peut être décomposée en trois facteurs : l'évolution de l'intensité en carbone des besoins énergétiques du pays (CO₂/CIB³), l'évolution de l'intensité énergétique du PIB (CIB/PIB) et l'évolution du PIB, comme le montre la relation suivante :

$$d\ln(\text{CO}_2) = d\ln(\text{CO}_2/\text{CIB}) + d\ln(\text{CIB}/\text{PIB}) + d\ln(\text{PIB})$$

1. De 1990 à 2005, les chiffres proviennent de l'inventaire national. Au-delà de 2005, il s'agit des résultats des projections.
2. Sur le Graphique 21, ce sont les émissions totales de CO₂ qui sont rapportées, c'est-à-dire la somme des émissions de CO₂ d'origine énergétique et non énergétique.
3. CIB = consommation intérieure brute (d'énergie).

Le tableau ci-dessous précise la contribution de chacun de ces facteurs à la progression des émissions de CO₂ énergétique dans le scénario de référence; les évolutions correspondent aux taux de croissance annuel moyen sur la période 2000-2030.

TABLEAU 12 - Facteurs explicatifs de la croissance des émissions de CO₂ énergétique, scénario de référence (en %)

	CO ₂	CO ₂ /CIB	CIB/PIB	PIB
Taux de croissance annuel moyen 2000-2030	0,7	0,7	-1,9	1,9
Taux de croissance annuel moyen 1990-2000	0,8	-1,1	-0,2	2,1

Sources : PRIMES.

CIB = consommation intérieure brute (d'énergie).

L'effet de la croissance économique est compensé par une diminution sensible, de même ampleur, de l'intensité énergétique du PIB de sorte que l'évolution des émissions de CO₂ est guidée essentiellement par les changements dans l'intensité en carbone de nos besoins énergétiques. La croissance de ce dernier facteur s'explique par la part grandissante des énergies fossiles dans le bouquet énergétique suite à l'arrêt du nucléaire et en dépit de la progression des sources d'énergie renouvelables.

La contribution des différents facteurs calculée pour la période 2000-2030 contraste avec celle recensée pour la période 1990-2000. En effet, l'impact de la croissance économique sur les émissions était alors surtout modéré par une baisse de l'intensité en carbone de notre consommation énergétique (via essentiellement des substitutions charbon-gaz naturel).

L'amélioration plus marquée de l'intensité énergétique du PIB, projetée pour les années à venir, trouve son origine dans :

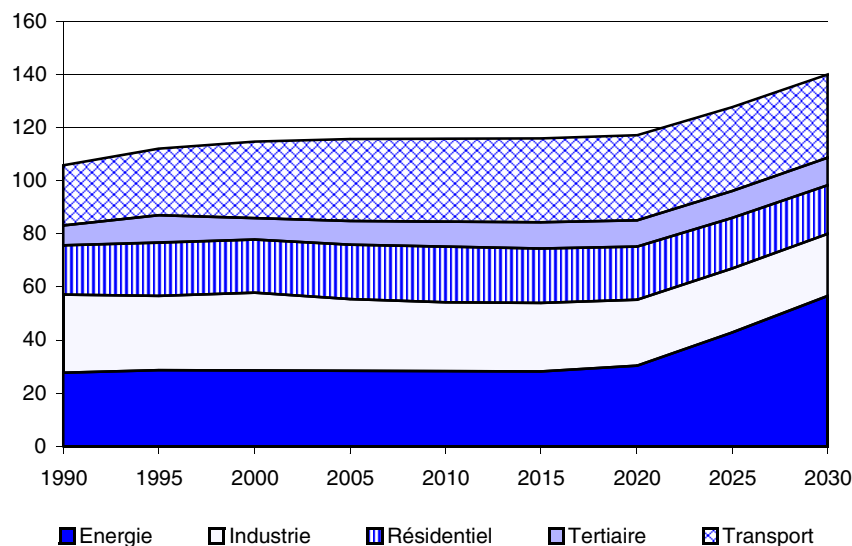
- l'amélioration significative de l'efficacité énergétique tant du côté de l'offre que de la demande finale d'énergie, en raison de la hausse des prix réels de l'énergie et de la mise en œuvre de politiques et mesures ciblées sur les économies d'énergie,
- les changements structurels dans l'industrie,
- l'effet de saturation de la demande d'équipements consommateurs d'énergie, et
- la convention statistique relative à l'énergie nucléaire selon laquelle la chaleur nucléaire comptabilisée dans la consommation intérieure brute est calculée en supposant un rendement de conversion théorique des centrales nucléaires de 33 %. Ce faisant, le remplacement des centrales nucléaires par d'autres centrales caractérisées par de meilleurs rendements, conduit à des améliorations significatives de l'efficacité moyenne de la production électrique, et partant, à une demande moindre d'énergie pour une production électrique identique.

L'analyse par secteurs révèle un certain nombre de tendances parfois contradictoires¹. En effet, si, en 2000, l'industrie est le principal responsable des émissions de CO₂, après 2020, elle passe le relais à la production d'électricité et de vapeur et aux transports, qui deviennent ainsi les principaux pollueurs. En 2000, le secteur

1. Voir aussi le Tableau 15.

de la production d'électricité générant 23,5 Mt de CO₂; en 2030, il en produit 52,4 Mt. Le transport arrive à la deuxième place, avec 31,3 Mt en 2030. L'industrie reste assez loin derrière, avec une valeur de 23,5 Mt en 2030, ce qui représente même une baisse par rapport à 2000 (où le niveau des émissions atteignait encore 29,1 Mt). En 2030, les ménages produisent pour 18,3 Mt d'émissions de CO₂, tandis que le secteur tertiaire ferme les rangs avec 10,2 Mt.

GRAPHIQUE 22 - Evolution sectorielle des émissions de CO₂ énergétique, scénario de référence (Mt CO₂)



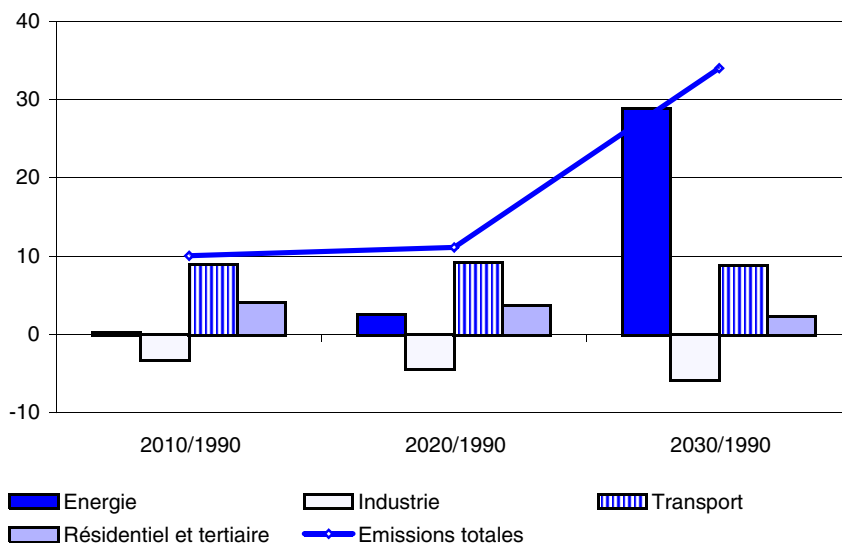
Source : PRIMES.

Le Graphique 23 montre que la hausse des émissions de CO₂ entre 1990 et 2010 (+9,5 %) est principalement imputable au secteur des transports (+39 %), même si le résidentiel et le tertiaire y contribuent également de façon significative (respectivement +12 % et +26 %). En revanche, les émissions de l'industrie diminuent de 11 %, tandis que les émissions provenant de la production d'électricité et de vapeur en 2010 se situent environ au même niveau qu'en 1990.

Entre 2010 et 2020, les émissions de CO₂ augmentent encore davantage (+10,5 % par rapport à 1990). Une fois encore, c'est le secteur des transports qui est le principal responsable (+41 %), tandis que le secteur tertiaire continue de faire figure de " mauvais élève " (+34 %). En 2020, on s'aperçoit que la production d'électricité est de plus en plus responsable de l'aggravation de la situation en matière d'émissions de CO₂. Seule l'industrie arrive à réduire ses émissions par rapport à 1990, et ce, de manière significative (-15 %).

Le véritable " bond " dans les émissions de CO₂ ne se produit toutefois pas avant la période 2020-2030, avec une hausse de 32 % par rapport à 1990. Cette fois, c'est clairement le secteur de la production d'électricité qui est pointé du doigt, suite à un recours accru aux centrales au charbon. De son côté, l'industrie continue à livrer de bons résultats, en parvenant à réduire ses émissions de CO₂ de 20 % par rapport à 1990.

GRAPHIQUE 23 - Variation des émissions de CO₂ énergétique par rapport à 1990 dans le scénario de référence (Mt CO₂)

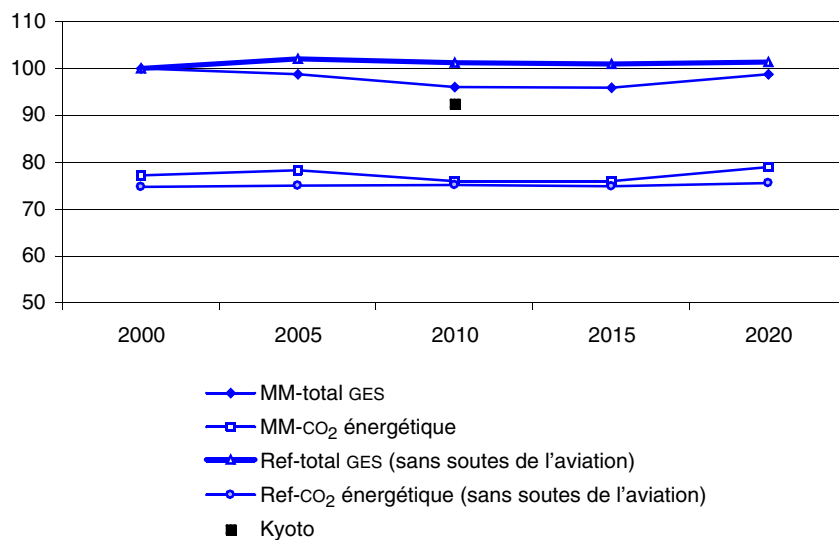


Source : PRIMES.

Nous clôturons cette partie consacrée au scénario de référence avec le Graphique 24 ci-après. Ce graphique présente une comparaison entre les chiffres projetés à l'aide du modèle énergétique PRIMES et les chiffres tels qu'ils figurent dans le rapport belge sur l'évolution des progrès réalisés. Ce rapport, ci-après dénommé "MM" (*Monitoring Mechanism*), a été établi en application de la Décision n°280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 (Belgium, 2005). Notons que dans le MM, les chiffres ne vont que jusqu'à 2020.

Il ressort clairement de ce graphique que les deux études convergent largement sur l'évolution prévue du CO₂ énergétique, tandis qu'elles divergent fortement en ce qui concerne le CO₂ non énergétique et les autres GES. En moyenne, le scénario de référence et l'analyse prospective complémentaire réalisée par la NTUA prévoient une augmentation du CO₂ énergétique de 0,1 % par an et une hausse de même ampleur (+0,1 % par an) pour l'ensemble des GES au cours de la période 2000-2020, tandis que le MM projette une progression similaire pour le CO₂ énergétique mais prévoit en revanche une baisse annuelle de 0,1 % des émissions totales de GES. Ceci dit, les deux projections prévoient que les objectifs du Protocole de Kyoto ne pourront être atteints sans efforts supplémentaires.

GRAPHIQUE 24 - Comparaison entre les projections d'émissions de CO₂ énergétique et de GES réalisées par la NTUA, et celles établies dans le cadre du « Monitoring Mechanism », mars 2007 (Mt CO₂ éq)



Sources : PRIMES, Monitoring Mechanism (2007).



Analyses de sensibilité

L'élaboration d'un scénario de référence entraîne la formulation d'un certain nombre d'hypothèses qui sont nécessairement sujettes à discussion. C'est ainsi par exemple que l'on présuppose une certaine croissance de l'économie, laquelle sert de base pour l'élaboration ultérieure du scénario. Or, l'élaboration de perspectives de croissance économique est, en soi, un exercice complexe pour lequel on ne dispose pas de boule de cristal. Pour tenir compte de cette part d'incertitude, on effectue des analyses de sensibilité. Les analyses de sensibilité permettent d'établir un cadre autour du scénario de référence, étant donné que l'impact d'un paramètre à propos duquel existe une incertitude est quantifié, ce qui génère une marge autour de la projection de référence. Seul le paramètre concerné varie dans cet exercice; pour le reste, les hypothèses retenues demeurent identiques à celles du scénario de référence.

De telles analyses sont réalisées afin de tenir compte des incertitudes liées à un paramètre exogène déterminé. Une analyse de sensibilité permet de considérer plus d'un output et d'analyser l'impact d'une valeur plus élevée ou plus basse du paramètre exogène en question. On obtient ainsi un éventail de projections de référence au lieu d'une seule valeur. Pour les besoins de cette étude, nous avons décidé d'effectuer trois analyses supplémentaires, à savoir une analyse où les prix internationaux des hydrocarbures (gaz naturel et pétrole) sont plus élevés que dans le scénario de référence, une autre où le prix du gaz naturel évolue moins rapidement que celui, plus élevé, du pétrole, et une dernière variante où l'on suppose une croissance économique plus faible.

A. Variantes de prix énergétiques

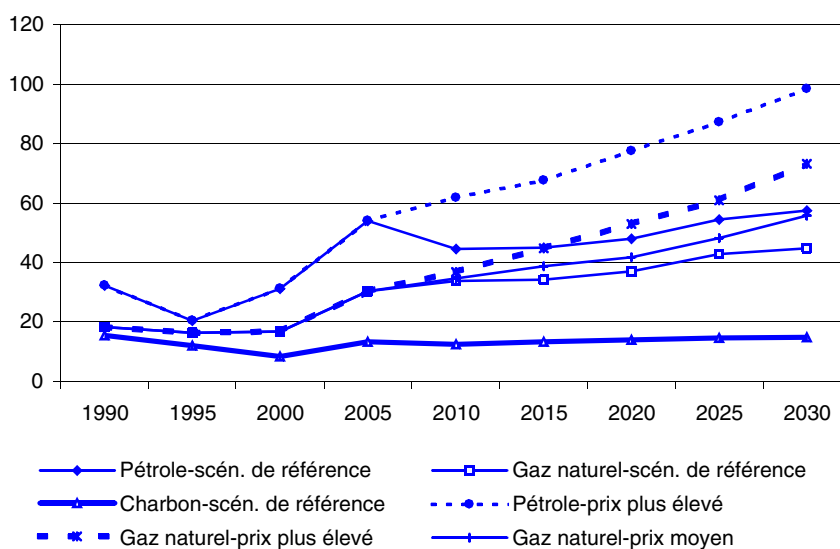
Dans les deux premières analyses de sensibilité, les prix internationaux du pétrole et du gaz naturel varient par rapport au scénario de référence. Dans la première, leur évolution est couplée, comme cela s'est produit dans le passé. La plausibilité de ce scénario est en outre confirmée par bon nombre d'experts belges et étrangers. Dans la seconde analyse, l'hypothèse est que les prix du pétrole sont plus élevés que dans le scénario de référence, mais que les prix du gaz naturel sont découplés, c'est-à-dire qu'ils n'augmentent pas proportionnellement aux prix du pétrole. Même dans cette analyse, le prix du gaz naturel reste supérieur à celui du scénario de référence. Il ne fait aucun doute que les résultats de ce dernier scénario sont fortement influencés par l'hypothèse d'un gaz naturel relativement meilleur marché que le pétrole. Les prix du pétrole, du gaz naturel et du charbon utilisés dans le scénario de référence et les variantes de prix énergétiques sont représentés sur le Graphique 25.

Encadré 1 : La logique derrière les variantes de prix

Le raisonnement qui sous-tend ces variantes de prix est le suivant. Dans le scénario « prix plus élevés du pétrole et du gaz naturel », on part de l'hypothèse selon laquelle les prix sont poussés à la hausse par une plus forte croissance économique en Chine, en Inde et dans d'autres pays asiatiques en développement (+10 % par rapport au scénario de référence). Un autre facteur de hausse des prix est l'hypothèse selon laquelle les réserves de pétrole et de gaz sont inférieures à la supposition contenue dans le scénario de référence. Autrement dit, on postule que les réserves de pétrole et de gaz seront plus rapidement épuisées, ce qui induira une hausse (supplémentaire) des prix.

La variante « prix plus élevé du pétrole et prix moyen du gaz naturel » part de la même base que la variante précédente (croissance plus élevée du PIB à l'est et réserves de pétrole et de gaz), mais la hausse du prix du gaz y est relativement moins prononcée (par rapport au pétrole) que dans la variante précédente. Dans cette variante, le prix du gaz naturel reste cependant toujours supérieur à celui du scénario de référence. Cette variante permet de tester l'hypothèse dans laquelle les fournisseurs de gaz européens les plus proches (Russie, Iran, mer Caspienne) vendraient leur gaz à un prix légèrement inférieur à celui dicté par les « fondamentaux du marché » afin de pouvoir conserver une part de marché dans cette région du monde.

GRAPHIQUE 25 - Comparaison entre les évolutions des prix internationaux de l'énergie dans le scénario de référence et les variantes de prix pour la période 1990-2030 (\$2005/ bep)



Source : NTUA.

bep = baril équivalent pétrole.

Il est clair que les prix plus élevés du pétrole et du gaz naturel auront des répercussions immédiates sur les indicateurs qui ont été décrits pour le scénario de référence. Une des lois fondamentales de l'économie est en effet qu'une hausse des prix entraîne une baisse de la demande. Une telle baisse de la demande (et donc une consommation moindre) entraîne à première vue une baisse des émissions ; mais il faut tenir compte d'un éventuel « fuel switch ». En effet, vu la hausse des prix relatifs, il est parfaitement possible qu'un autre combustible, plus compétitif, vienne remplacer le pétrole ou le gaz devenus plus chers, mais que ce combustible soit plus polluant que son prédécesseur (p. ex. le charbon). Un tel « fuel switch » causé par des prix plus élevés peut également se produire au niveau de la production d'électricité, où des alternatives moins coûteuses viendront

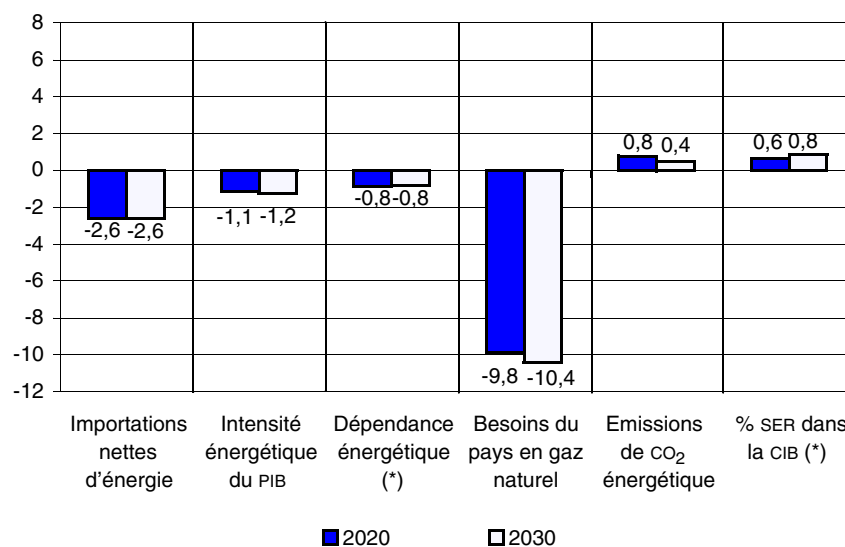
se substituer le plus possible à des combustibles plus onéreux dans le bouquet énergétique. Ce phénomène est expliqué et illustré ci-après à l'aide de quelques graphiques.

1. Demande d'énergie primaire

a. Variante : prix plus élevés du pétrole et du gaz naturel (*hohg*)

Un premier indicateur dont l'impact sur le scénario de référence est examiné est la demande d'énergie primaire. Le graphique ci-après présente l'évaluation de cet impact. Ce graphique et les suivants permettent une représentation schématique et claire de la manière dont un certain nombre de paramètres¹ varient sous l'influence d'un renchérissement des prix de l'énergie. L'axe des abscisses indique l'évolution de chaque paramètre tout au long de la période de projection, tandis que l'axe des ordonnées indique les écarts exprimés en pourcentage par rapport au scénario de référence.

GRAPHIQUE 26 - Indicateurs relatifs à l'énergie primaire pour la variante *hohg*, évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

Des prix plus élevés entraîneront une baisse sensible des importations nettes d'énergie. En 2030, la baisse représentera environ 3 %. Cette baisse dissimule toutefois deux mouvements en sens opposé : d'une part, les importations nettes de pétrole et de gaz diminuent (de respectivement 7 % et 10 % en 2030), et, d'autre part, les importations nettes de charbon augmentent (de 21 % en 2030). La résultante de ces deux mouvements est une diminution de 3 % des importations nettes totales. Cette baisse des importations nettes aura également un impact sur la demande d'énergie primaire, qui se tassera légèrement dans l'ensemble (-1,2 % en 2030). Ce recul limité est dû au fait que la diminution des importations nettes sera compensée en partie par une hausse de la production d'énergie primaire (imputable aux sources d'énergie renouvelables).

1. Pour une description de chaque indicateur, voir l'annexe D.

Un point positif est que cette variante entraîne une baisse supplémentaire de l'intensité énergétique du PIB (dans le scénario de référence, on constatait déjà une baisse régulière de cette intensité au cours du temps) ainsi qu'une moindre dépendance par rapport aux importations sensibles du point de vue stratégique.

Les besoins en gaz naturel diminuent suite aux prix moins compétitifs. C'est ainsi qu'on observe une baisse de 10 % de la demande de gaz par rapport au scénario de référence à la fin de la période de projection.

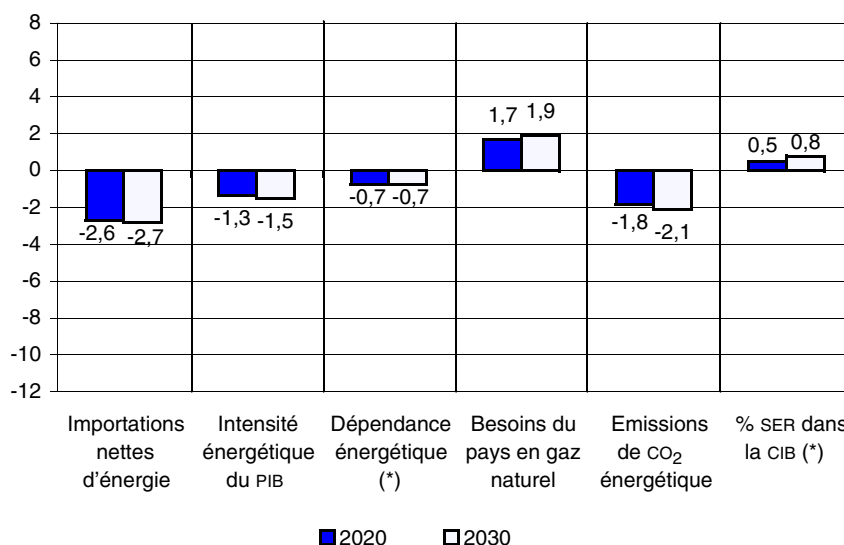
Les émissions de CO₂ sont inférieures à celles du scénario de référence en 2010, mais légèrement supérieures en 2020 et 2030 (0,8 % en 2020 et 0,4 % en 2030). En effet, dans cette variante de prix, les émissions sont soumises à un mouvement paradoxal, avec, d'une part, une diminution de la consommation énergétique, ce qui induit une pression à la baisse sur les émissions (c'est l'effet prédominant en 2010), et, d'autre part, une plus grande consommation de charbon (en substitut du gaz naturel, plus coûteux). Etant donné que la combustion du charbon produit plus de CO₂ par unité énergétique que le gaz, ce mouvement entraîne une nouvelle hausse des émissions. La vigueur de ces effets varie dans le temps et ce n'est qu'à partir de 2020 que le recours croissant au charbon prend le dessus, avec des émissions de CO₂ légèrement plus élevées que dans le scénario de référence.

Un dernier résultat montre la part relative des sources d'énergie renouvelables dans la consommation intérieure brute: par rapport au scénario de référence, la part des sources d'énergie renouvelables associée à cette variante est légèrement supérieure à celle du scénario de référence : en 2010, la différence n'est que de 0,1 point de pourcentage, tandis qu'en 2020 et 2030 l'écart atteint respectivement 0,6 et 0,8 point de pourcentage.

b. Variante : prix plus élevé du pétrole, prix moyen du gaz naturel (homg)

Un graphique similaire peut être généré en continuant à supposer que les prix du pétrole sont sensiblement plus élevés que dans le scénario de référence, tandis que les prix du gaz naturel sont seulement légèrement supérieurs au niveau de référence.

GRAPHIQUE 27 - Indicateurs relatifs à l'énergie primaire pour la variante homg, évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

Ici également, on remarque que les importations nettes d'énergie reculent sous l'effet des prix plus élevés et s'établissent sous les valeurs du scénario de référence pour chacune des deux années de projection retenues. En 2030, le recul global des importations énergétiques atteint environ 3 %, suite à une forte baisse des importations nettes de pétrole (9,4 % de moins d'importations nettes en 2030 par rapport au scénario de référence), même si les importations nettes de gaz naturel et de charbon sont supérieures à celles du scénario de référence (respectivement +1,9 % et 5,3 % en 2030). Dans l'ensemble, l'impact total sur les importations nettes est donc de -3 %, ce qui se traduit par une diminution de 1,5 % de la demande d'énergie primaire en 2030. Cette baisse limitée s'explique du fait que, dans cette variante également, la diminution des importations nettes est compensée en partie par une hausse de la production d'énergie primaire (imputable aux sources d'énergie renouvelables).

Cette variante entraîne, elle aussi, une diminution supplémentaire de l'intensité énergétique du PIB et une moindre dépendance par rapport aux importations sensibles du point de vue stratégique.

La grande différence avec la variante précédente réside dans l'augmentation de la demande de gaz naturel, en raison de son caractère plus compétitif (le gaz devient significativement moins cher que le pétrole). Dans cette variante, il y a donc une augmentation de la consommation de gaz naturel.

Les émissions de CO₂ sont inférieures à celles du scénario de référence. Cette différence est à mettre intégralement sur le compte de la baisse de la demande d'énergie primaire dans cette variante.

Un dernier résultat montre la part des sources d'énergie renouvelables dans la CIB : dans cette variante, la part des sources d'énergie renouvelable est légèrement supérieure à celle du scénario de référence. De seulement 0,1 point de pourcentage en 2010, l'écart atteint déjà 0,5 point de pourcentage en 2020, et 0,8 point en 2030.

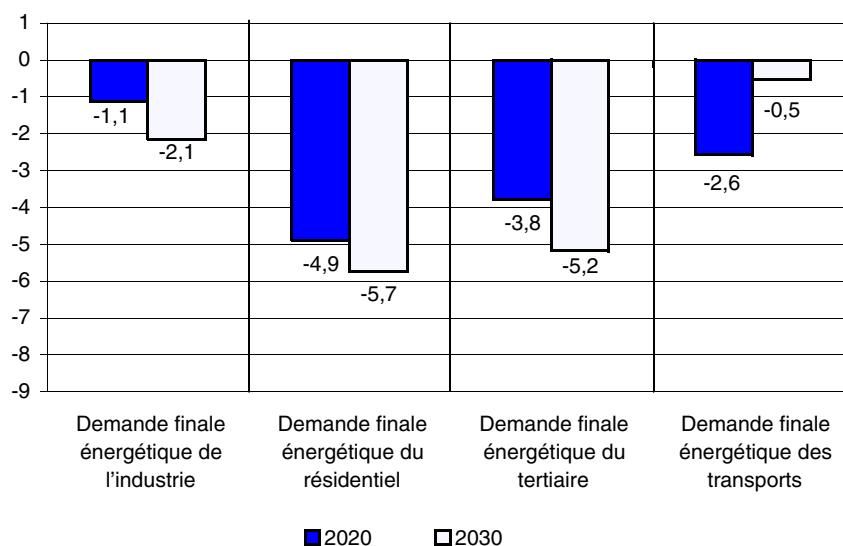
2. Demande finale énergétique

a. Variante : prix plus élevés du pétrole et du gaz naturel (*hohg*)

Le renchérissement des prix des combustibles a bel et bien un effet sur la consommation finale d'énergie, et cet effet devient surtout perceptible vers la fin de la période de projection (lorsque les prix des combustibles atteignent un niveau très élevé). Ce sont surtout les ménages et le secteur tertiaire qui compensent la hausse des prix par une réduction de leur consommation. En revanche, la consommation d'énergie de l'industrie et les transports semble moins affectée et l'impact des hausses de prix sur la consommation est minime. En ce qui concerne les transports, les prix élevés des carburants ont un effet modéré, ce qui amenuise l'impact de la hausse des prix pétroliers sur le secteur. La réaction de l'industrie aux hausses de prix est également minime, mais pour d'autres raisons. Ce secteur est en effet caractérisé par une flexibilité restreinte à moyen terme en ce qui concerne son évolution structurelle, ainsi que par une amélioration sensible de son efficacité énergétique (déjà intégrée dans le scénario de référence). De ce fait, l'impact sur la consommation énergétique totale est plutôt faible. Au niveau du bouquet énergétique, par contre, le secteur réagit bel et bien aux hausses de prix,

notamment en se tournant davantage vers l'électricité et en réduisant la part des produits pétroliers dans sa consommation.

GRAPHIQUE 28 - Indicateurs de la demande d'énergie finale pour la variante *hohg*, évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)

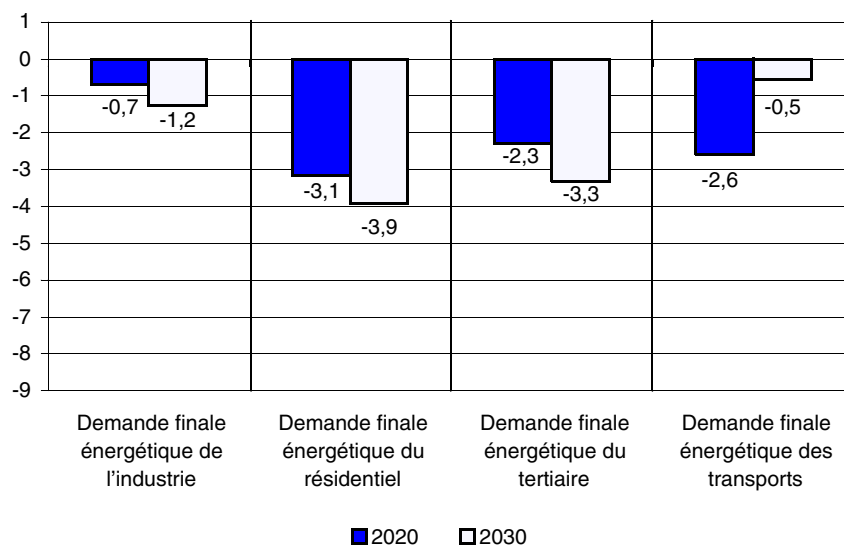


Source : PRIMES.

b. Variante : prix plus élevé du pétrole, prix moyen du gaz naturel (*homg*)

Dans cette variante, les prix élevés du pétrole ont également un impact sur la demande énergétique finale. Les ménages et le secteur tertiaire semblent moins lourdement affectés que dans le cas de la variante « prix plus élevés du pétrole et du gaz ». Cette différence s'explique par le fait que ces secteurs sont d'assez gros consommateurs de gaz naturel (plus de 40 % de la demande finale) et que le prix de ce combustible reste relativement raisonnable. La demande énergétique finale des ménages et du tertiaire recule ainsi respectivement de 3,9 % et de 3,3 % en 2030 par rapport au scénario de référence. Une fois encore, l'industrie semble moins touchée, et sa consommation ne diminue pas de manière spectaculaire sous l'effet de l'enchérissement des prix des combustibles. Notons également qu'il n'y pas de différence entre les deux variantes en ce qui concerne les transports. En effet, le secteur des transports n'utilise pas le gaz naturel, tandis que les hypothèses relatives au prix pétroliers sont identiques à celles utilisées dans la variante précédente.

GRAPHIQUE 29 - Indicateurs de la demande d'énergie finale pour la variante *homg*, évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)



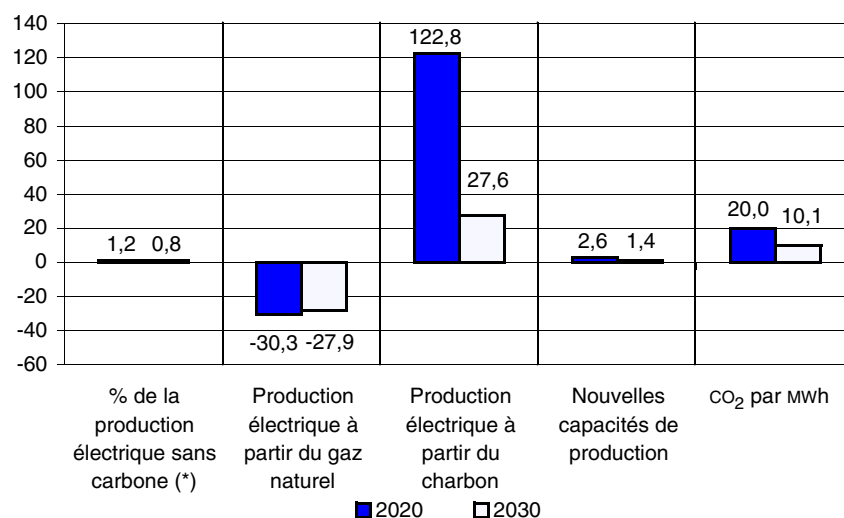
Source : PRIMES.

3. Production d'électricité et de vapeur

a. Variante : prix plus élevés du pétrole et du gaz naturel (*hohg*)

Le graphique ci-dessous concerne le secteur de la production d'électricité. L'évolution de cinq paramètres liés à ce secteur est analysée. Ces cinq paramètres sont : la part des formes d'énergie sans carbone dans la production d'électricité, la production électrique à partir du gaz naturel et du charbon, le développement des capacités entre 2005 et 2020 et entre 2005 et 2030, et le taux d'émission de CO₂ par MWh produit.

GRAPHIQUE 30 - Indicateurs relatifs à la production d'électricité pour la variante *hohg*, évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

La part de la production sans carbone est légèrement supérieure à celle du scénario de référence (0,8 point de pourcentage en 2030). Cette hausse est intégralement imputable à une production supplémentaire à partir de sources d'énergie renouvelables, compte tenu de l'arrêt de la production nucléaire, qui figure également dans le scénario de référence. En 2030, la part des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité s'élève à 12,6 %.

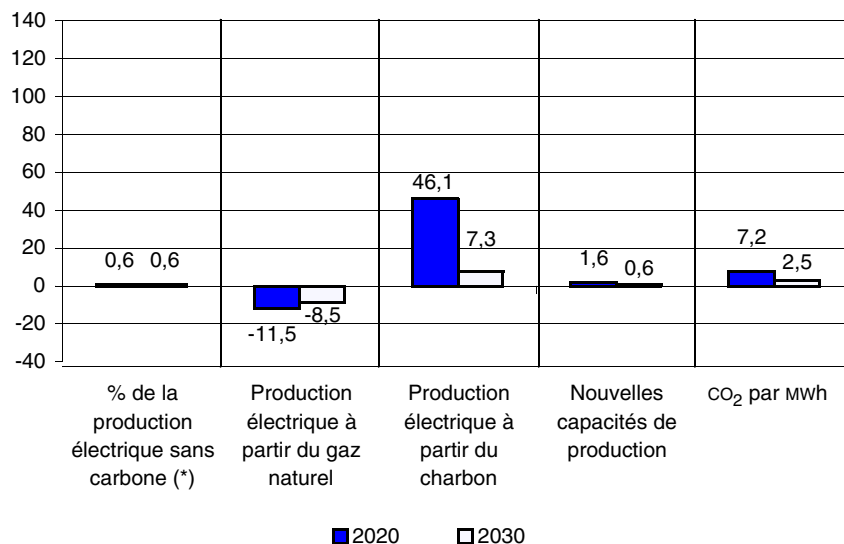
Comme on pouvait s'y attendre, la hausse du prix du gaz naturel se traduit par une diminution de son utilisation à des fins de production d'électricité, le vide laissé par le gaz naturel étant largement comblé par le charbon. L'utilisation du charbon grimpe surtout en flèche à partir de 2020 et double pratiquement dans cette variante par rapport au scénario de référence. L'évolution du mix de combustibles débouche sur une production d'électricité émettant davantage de CO₂ par MWh produit que dans le scénario de référence.

L'indispensable développement des capacités se manifeste surtout vers la fin de la période de projection : 2,6 % de capacités supplémentaires en 2020 et 1,4 % de plus en 2030 sont nécessaires par rapport au scénario de référence.

b. Variante : prix plus élevé du pétrole, prix moyen du gaz naturel (homg)

Cette variante examine également cinq indicateurs : la part des formes d'énergie sans carbone dans la production d'électricité, la production électrique à partir du gaz naturel et du charbon, le développement des capacités entre 2005 et 2020 et entre 2005 et 2030, et le taux d'émission de CO₂ par MWh produit.

GRAPHIQUE 31 - Indicateurs relatifs à la production d'électricité pour la variante homg, évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

La part de la production sans carbone n'affiche qu'une hausse marginale par rapport au scénario de référence (0,6 point de pourcentage en 2030) en raison de l'utilisation comparable du gaz naturel (par rapport au scénario de référence), qui reste relativement bon marché. Dans cette variante de prix, la part des sources d'énergie renouvelables s'élève à 12,4 % en 2030, soit 0,6 point de pourcentage de plus que dans le scénario de référence.

Bien que la différence soit encore modeste dans les chiffres de 2010, le recours au gaz dans la production d'électricité diminue en 2020 et 2030, et, comme dans la variante précédente, cette diminution est comblée par un recours accru au charbon. La production électrique à partir du charbon est environ 50 % plus élevée en 2020 que dans le scénario de référence pour la même année. En 2030, cet écart se réduit à 7,3 %. L'évolution du mix de combustibles se traduit par une production d'électricité émettant d'abord moins (2010), et puis davantage (à partir de 2020) de CO₂ par MWh produit que dans le scénario de référence.

L'indispensable développement des capacités est réparti de la manière suivante sur la période de projection : 1,6 % de capacité supplémentaire en 2020 par rapport au scénario de référence et encore 0,6 % de plus en 2030.

B. Variante relative à la croissance économique

Outre l'analyse de différentes variantes relatives aux prix des combustibles, nous avons également défini une variante examinant l'impact d'une croissance économique moins soutenue que celle envisagée dans le scénario de référence. Cette croissance s'élève à 2,0 % par an durant la période 2000-2010 (comme dans le scénario de référence), mais elle n'est plus que de 1,5 % par an entre 2010 et 2020 (alors qu'elle reste constante à 2,0 % dans le scénario de référence). Cette croissance moins soutenue a été modélisée avec HERMES.

Pour la période 2020-2030, l'hypothèse de croissance retenue est de 1,2 %, contre 1,5 % dans le scénario de référence.

A partir de la simulation de base d'HERMES, une variante « croissance économique moins soutenue » a été élaborée pour la période 2011-2020 (les résultats de la période 2005-2010 ne changent pas). Cette variante suppose une évolution plus faible du contexte international que dans l'hypothèse retenue pour la simulation de base.

Les principaux résultats de la variante figurent dans le tableau ci-dessous. La croissance du PIB ne s'élève en moyenne qu'à 1,5 % par an pour la période 2011-2020. Cette croissance faible ne génère plus qu'une progression minimale de l'emploi.

Les résultats sectoriels sont également inférieurs à ceux de la simulation de base. La croissance industrielle ne dépasse pas en moyenne 1,4 % par an, et celle des autres services marchands n'excède pas 1,6 % en moyenne annuelle au cours de la période 2011-2020.

TABLEAU 13 - Principaux résultats macroéconomiques de la variante « croissance moins soutenue »
(taux de croissance annuels moyens, sauf indication contraire)

	Simulation de base	“ Croissance moins soutenue ”
	2011-2020	2011-2020
Marchés potentiels d'exportation	5,5	3,5
PIB	2,0	1,5
- Consommation des particuliers	1,9	1,7
- Investissements	2,2	1,6
- Demande intérieure	2,1	1,8
- Exportations	5,3	3,5
- Importations	5,5	3,8
Emploi (en milliers)	18,2	0,6
Taux de chômage	11,0	12,8
Productivité horaire (branches d'activité marchande)	1,6	1,6
Solde des opérations courantes avec l'étranger (en % du PIB)	2,7	1,7
Résultats sectoriels (valeur ajoutée)		
- Industrie (total)	1,8	1,4
- Industrie manufacturière	1,8	1,4
- Construction	2,4	1,6
- Transports et communication	2,5	1,7
- Autres services marchands	2,2	1,6
- Services non marchands	1,5	1,5

Source : simulation HERMES.

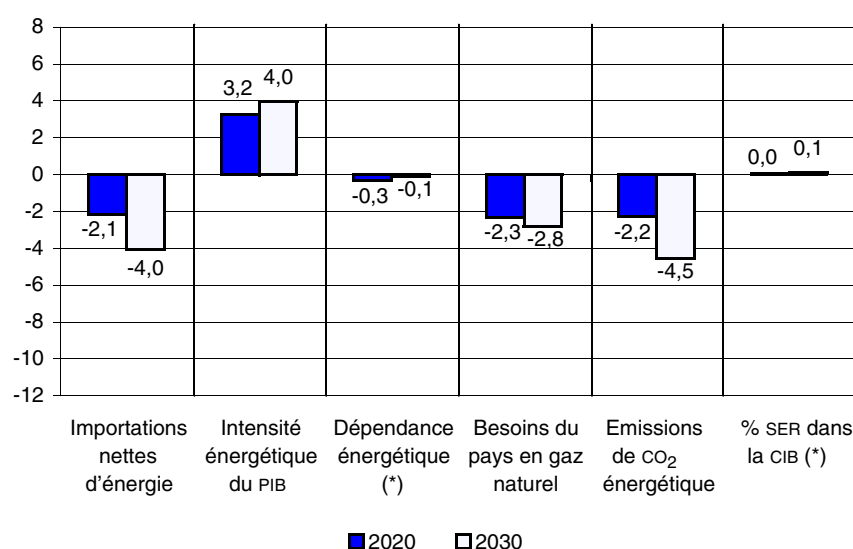
Pour la période 2020-2030, le taux de croissance supposé est également inférieur à celui du scénario de référence (1,2 % au lieu de 1,5 % par an). Ce taux est toutefois le résultat d'une hypothèse, et non d'un calcul basé sur le modèle HERMES. Une telle prévision à long terme (horizon 2030) sort du cadre d'une analyse réalisée à l'aide d'HERMES.

Pour cette variante également, nous analysons la demande d'énergie primaire, la demande énergétique finale et la production d'électricité.

1. Demande d'énergie primaire

La demande restant inchangée durant la période 2000-2010¹, les indicateurs de l'année 2010 restent évidemment identiques à ceux du scénario de référence. Ce n'est qu'à partir de la deuxième période de projection (2011-2020) que l'impact devient décelable. L'analyse qui suit se concentre dès lors sur les années 2020 et 2030.

GRAPHIQUE 32 - Indicateurs relatifs à l'énergie primaire pour la variante « croissance moins soutenue », évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

Une croissance économique moins soutenue exerce une pression à la baisse sur les importations nettes d'énergie, qui baissent de quelque 2 % par rapport au scénario de référence en 2020 et de 4 % en 2030. Ces écarts sont le pur résultat d'une activité économique plus faible conduisant à une moindre consommation d'énergie. En 2020 et 2030, la demande d'énergie primaire se situe dès lors respectivement 1,7 % et 3,9 % sous les valeurs du scénario de référence.

Cette situation se traduit par une détérioration de l'intensité énergétique du PIB par rapport au scénario de référence², ce qui est dû à la baisse du PIB et au report d'investissements dans de nouveaux équipements plus efficaces. La dépendance par rapport aux importations stratégiquement sensibles diminue, bien que légèrement.

1. Les autres hypothèses sont également les mêmes que dans le scénario de référence.
2. L'intensité énergétique diminue, certes, durant les périodes 2010-2020 et 2020-2030, mais le rythme de cette baisse est plus lent que dans le scénario de référence, à savoir -2,0 % par an pour la première période (contre -2,3 % dans le scénario de référence) et -1,9 % par an durant la seconde période, contre -2,0 % dans le scénario de référence.

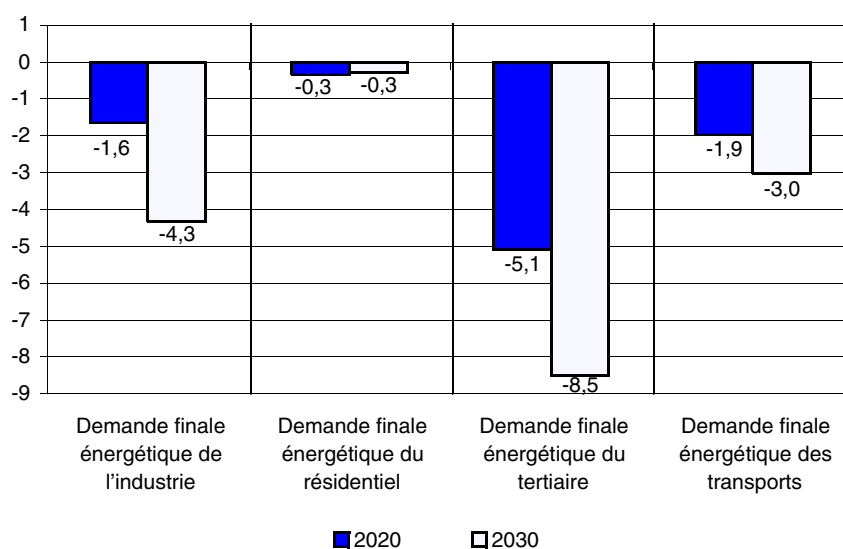
Dans cette variante, les besoins en gaz naturel diminuent et les émissions de CO₂ sont inférieures à celles du scénario de référence. Cela s'explique par le ralentissement de l'activité (essentiellement le secteur tertiaire¹, le transport de marchandises et l'industrie). Leur demande énergétique finale est la première à en subir les effets, et comme le secteur tertiaire et l'industrie sont de grands consommateurs de gaz naturel et que les transports et l'industrie sont connus pour avoir des émissions sectorielles de CO₂ élevées, il en résulte une baisse de la demande de gaz naturel et des émissions de CO₂.

Enfin, la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation intérieure brute reste pratiquement inchangée par rapport au scénario de référence.

2. Demande finale énergétique

La moindre croissance économique semble avoir peu d'effets sur la demande énergétique des ménages (-0,3 % en 2030 par rapport au scénario de référence). Le secteur tertiaire, de même que l'industrie et les transports, semblent davantage affectés : en 2030, leur consommation d'énergie diminue respectivement de 8,5 %, 4,3 % et 3,0 % par rapport au scénario de référence.

GRAPHIQUE 33 - Indicateurs de la demande énergétique finale pour la variante « croissance moins soutenue », évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)



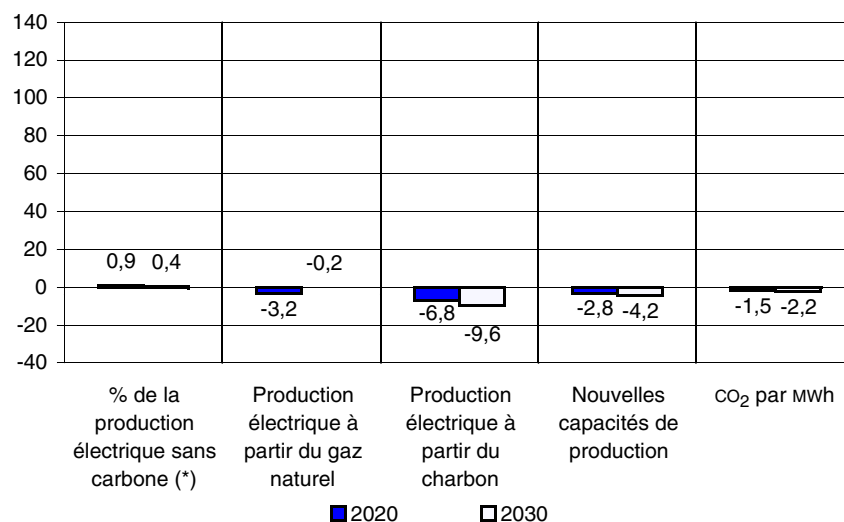
Source : PRIMES.

1. La valeur ajoutée du secteur tertiaire, par exemple, n'augmente qu'au rythme de 1,6 % par an durant la période 2010-2020 et de 1,3 % durant la période 2020-2030, alors les taux correspondants dans le scénario de référence atteignaient respectivement 2,1 % et 1,6 % par an.

3. Production d'électricité et de vapeur

Le graphique suivant illustre l'impact d'une croissance économique moins soutenue sur la production d'électricité et de vapeur.

GRAPHIQUE 34 - Indicateurs relatifs à la production d'électricité pour la variante « croissance moins soutenue », évolution et écarts par rapport au scénario de référence (%)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

On remarque dans cette variante que la part de la production d'électricité sans carbone est très légèrement plus élevée que dans le scénario de référence (environ 1 point de pourcentage en 2020 et 0,4 point en 2030). Dans cette variante, la part des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité s'élève à 12,2 % en 2030.

En 2030, l'offre et la demande d'électricité connaissent une baisse générale (-4,1 % en 2030 par rapport au scénario de référence). Comme la production diminue, la demande de combustibles suit le mouvement : moins de gaz naturel et (surtout) moins de charbon sont nécessaires pour satisfaire la demande d'électricité.

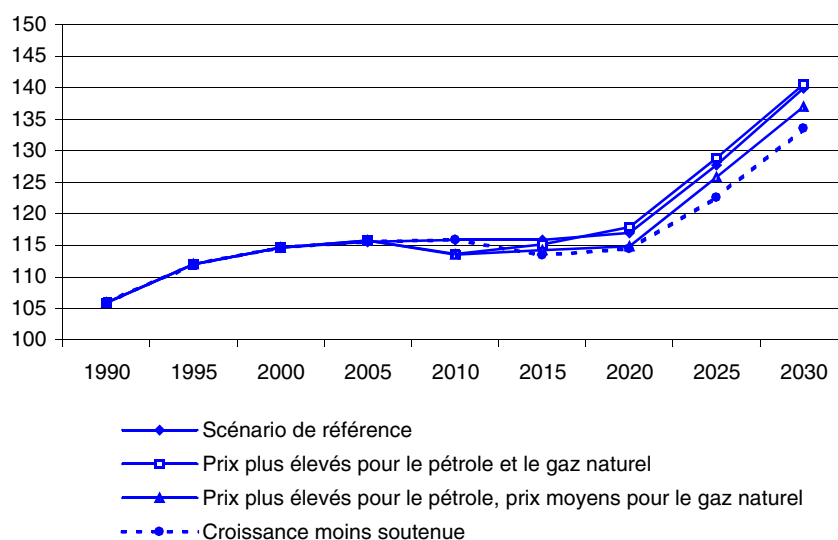
Bien qu'elles ne soient pas spectaculaires, les variations dans le mix de combustibles ont des répercussions sur les émissions de CO₂. On distingue en effet dans cette variante une diminution des émissions de CO₂ par MWh produit par rapport au scénario de référence.

Le ralentissement économique entraîne une baisse des investissements. Dans cette variante, les investissements en nouvelles capacités sont inférieurs de 3 % au scénario de référence pour l'année 2020, et d'environ 4 % pour l'année 2030.

C. Conclusion

En guise de conclusion, voici un dernier graphique illustrant les émissions de CO₂ énergétique pour le scénario de référence et les trois variantes retenues. Ce graphique montre que les émissions des variantes « encadrent » les projections du scénario de référence. Les variantes supposant des prix plus élevés affichent dans un premier temps des chiffres inférieurs à ceux du scénario de référence, mais la situation change après 2010 avec une hausse des émissions polluantes. La variante « prix plus élevés du pétrole et du gaz naturel » présente une forte hausse des émissions après 2010 et dépasse même les projections du scénario de référence en 2017, tandis que la variante « prix plus élevés du pétrole, prix moyen du gaz naturel » maintient le cap et reste en dessous des émissions du scénario de référence pendant toute la période de projection. La variante basée sur une moindre croissance économique suit la courbe du scénario de référence jusqu'en 2010 avant de descendre sous cette référence au cours des années suivantes.

GRAPHIQUE 35 - Evolution des émissions de CO₂ énergétique : scénario de référence et variantes (en Mt)



Source : PRIMES.

Les analyses de sensibilité qui ont été effectuées permettent de disposer d'un éventail de projections différentes pour les émissions de CO₂ énergétique à l'horizon 2030, au lieu d'avoir seulement une seule projection, à savoir celle du scénario de référence. Il est ainsi possible de définir un intervalle à l'intérieur duquel les émissions évoluent, toutes les autres hypothèses restant inchangées: [133,6; 140,6] Mt CO₂. La borne inférieure de l'intervalle est le produit d'une croissance économique moins soutenue (par rapport au scénario de référence), qui induit une diminution des besoins énergétiques. Quoiqu'il en soit, même dans cette variante, le niveau des émissions de CO₂ énergétique reste encore supérieur de 26,2 % à celui de 1990. La borne supérieure de l'intervalle correspond à une situation dans laquelle tant les prix du gaz naturel que ceux du pétrole sont plus élevés que dans le scénario de référence, ce qui génère une pression à la baisse sur la demande énergétique, mais favorise par ailleurs le recours au charbon. Etant donné que le charbon est, de tous les combustibles fossiles, celui qui a la plus haute teneur en carbone, les émissions de CO₂ sont poussées à la hausse. Dans cette variante, la hausse du niveau des émissions de CO₂ par rapport à l'année 1990 atteint 32,8 %. Dans le scénario de référence, les émissions de CO₂ énergétique évoluent à l'intérieur de la fourchette calculée ci-dessus: 139,9 Mt en 2030, soit +32,2 % par rapport à 1990.



Scénarios de réduction des émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre

Le scénario de référence et les analyses de sensibilité montrent que les émissions de CO₂ énergétique augmentent sensiblement entre 1990 et 2030. Dans le contexte actuel de lutte contre le changement climatique, l'objectif est d'inverser cette tendance. Les études précitées (BFP, 2006a et BFP, 2006b) examinent comment rencontrer cet objectif et présentent une série de scénarios qui analysent l'impact d'une limitation des émissions sur le système énergétique national. Le texte qui suit explique certains de ces scénarios ainsi qu'un 'nouveau' scénario axé sur l'efficacité énergétique. L'exploration de scénarios alternatifs se limite, dans ce Planning Paper, à l'horizon 2030 et les résultats sont confrontés à ceux du scénario de référence (écart en 2030 par rapport au scénario de référence). A cet égard, il y a lieu de faire remarquer que les scénarios de référence et alternatifs sont fondés sur les mêmes hypothèses démographiques et macroéconomiques (cf. partie II.A). Les hypothèses sous-jacentes relatives par exemple à la croissance économique ou à l'évolution démographique ne varient donc pas, contrairement à la politique climatique et énergétique menée.

A. Contexte et cadre d'analyse

Parmi les nombreux défis que la Belgique devra relever dans les prochaines décennies, le défi climatique n'est pas le moindre. Or, les problématiques de la lutte contre le changement climatique et de l'énergie sont étroitement liées : les décisions relatives à la première problématique influencent la seconde et vice versa.

Pour être pleinement efficace, la lutte contre les changements climatiques requiert des actions au niveau mondial. Une première étape dans ce processus est constitué par le protocole de Kyoto qui a fixé, dans le cadre de la mise en œuvre de la Convention cadre sur les changements climatiques des Nations unies¹, des objectifs contraignants de réduction des émissions de GES dans les pays développés pour la période 2008-2012. Au-delà de 2012, le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 a souscrit à un objectif de réduction des émissions de GES de l'UE d'au moins 20 % en 2020 par rapport au niveau de 1990. Il a précisé par ailleurs que l'objectif de réduction pourrait être porté à 30 % si les autres pays développés s'engageaient à des réductions comparables.

1. L'objectif ultime de cette convention cadre est « de stabiliser [...] les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique ».

En ratifiant le Protocole de Kyoto, l'Union européenne s'est engagée à réduire ses émissions de GES de 8 % en 2008-2012 par rapport au niveau de 1990. Cet effort de réduction a été réparti entre les Etats membres suite à l'accord européen du partage de la charge (*burden sharing*). Dans ce cadre, l'objectif de réduction de la Belgique est de 7,5 %.

Les négociations portant sur la répartition des engagements pour l'après-2012 entre les pays de l'Union européenne ont débuté et la Belgique doit s'y préparer dans le cadre de la politique climatique européenne.

Les scénarios de réduction des émissions de GES ou de CO₂ énergétique présentés dans ce chapitre ont pour objectif de faire ressortir des informations essentielles pour la politique énergétique et climatique belge et de résumer les principaux enseignements des études du BFP précitées tout en précisant leur cadre et leurs limites.

En ce qui concerne ce dernier point, il est utile d'indiquer qu'en matière climatique l'analyse des scénarios ne couvre pas tous les éléments dont les décideurs politiques devraient pouvoir disposer sur la politique belge pour l'après 2012. Parmi ces éléments il y a, entre autres, l'analyse des possibilités de réduction des émissions de gaz à effet de serre hors Europe en recourant aux instruments de flexibilité prévus dans le protocole de Kyoto, l'impact sur les émissions et les conséquences économiques et sociales d'un recours accru aux importations d'électricité ou aux biocarburants pour atteindre nos objectifs de réduction¹, les conséquences économiques et sociales des changements induits par les réductions étudiées au niveau des différentes branches industrielles (restructuration, délocalisation, ...) et des différentes catégories de consommateurs finals (pouvoir d'achat,...), ou encore les coûts environnementaux liés à la non-action.

En matière énergétique, certaines conséquences des options proposées dans les scénarios demandent à être approfondies. Il s'agit notamment de la sécurité, des risques et du financement des risques liés à la filière nucléaire, de l'adaptation des réseaux électriques au développement des sources d'énergie renouvelables, de la mise en œuvre d'un cadre politique et institutionnel approprié pour favoriser la mise en œuvre des potentiels d'économie d'énergie, des besoins en recherche et développement technologique. Sur certains de ces points, le récent rapport de la Commission Energie 2030 (CE2030, 2007) apporte cependant un éclairage.

Ce chapitre explore tout d'abord deux approches différentes pour étudier l'impact d'une politique climatique sur le système énergétique belge. Dans la première approche (section IV.B), on fixe un objectif de réduction au niveau européen, on calcule le coût marginal de réduction correspondant (identique dans chaque Etat membre et dans chaque secteur) et on étudie ensuite comment varient les réductions d'émission en Belgique en fonction de choix de politique énergétique. Dans la seconde approche (section IV.C), on fixe l'objectif de réduction au niveau belge, et donc la contribution de la Belgique à la réalisation de l'objectif de réduction européen, et on étudie ensuite comment varie le coût marginal de réduction en fonction de choix de politique énergétique.

L'étude de scénarios de réduction des émissions est ensuite complétée par l'analyse de l'impact de changements de comportement et de mesures ciblées sur

1. En d'autres termes, les importations nettes d'électricité et la part des biocarburants pour le transport sont identiques dans le scénario de référence et les scénarios alternatifs.

l'efficacité énergétique, sur le système énergétique belge et ses émissions de CO₂ (section IV.D). Elle repose sur l'évaluation d'un scénario alternatif développé par NTUA pour la DG TREN (CE, 2006b) mais dont seuls les résultats au niveau de l'Union européenne ont été publiés. Ce scénario a l'avantage d'évaluer les possibilités de réduction des émissions offertes par les économies d'énergie lorsque sont éliminées les barrières au changement de comportement (grâce à des politiques et mesures adéquates), barrières qui sont bel et bien prises en compte dans les scénarios de réduction des émissions étudiés précédemment.

B. Un objectif de réduction européen dans deux scénarios de politique énergétique belge

L'objectif que nous avons choisi d'analyser est *une réduction des émissions de gaz à effet de serre en Europe de 30 % en 2030 par rapport à 1990*. Il est compatible avec les trajectoires de réduction proposées par l'Union européenne en mars 2007 pour l'après 2012 (CUE, 2007). Dans l'analyse qui suit, on suppose que l'objectif ne concerne que les réductions sur le territoire de l'Union européenne. Il ne tient pas compte de réductions qui pourraient être effectuées hors Europe et qui pourraient conduire à des objectifs plus ambitieux que les -30 % retenus ou à la réalisation de l'objectif de -30 % à moindres coûts.

Il convient ensuite de définir comment répartir l'effort de réduction entre les différents états membres. La théorie économique dit que l'optimum de l'efficacité économique est rencontré lorsque les coûts marginaux de réduction sont identiques dans chaque pays et dans chaque secteur car les réductions d'émission sont alors réalisées là où elles sont les moins chères. Ce qui représente le mieux le critère d'efficacité économique est un marché de permis d'émissions qui couvrirait l'ensemble des pays et l'ensemble des activités.

Bien évidemment, la répartition de l'effort qui découle du critère d'efficacité économique dépend du nombre de secteurs et d'acteurs en jeu mais aussi de la capacité des économies nationales à réduire leurs émissions et des coûts associés, les deux étant liés. Ainsi, tous les pays européens n'ont pas les mêmes marges de manœuvre (ou degrés de liberté) en ce qui concerne le mix énergétique et les potentiels d'économie d'énergie. Les marges de manœuvre dépendent de la situation énergétique du pays à l'année de base (1990/1995), des potentiels en matière d'économie d'énergie et d'essor des sources d'énergie renouvelables et des choix politiques concernant le développement ou la promotion de certaines technologies énergétiques.

L'hypothèse faite d'utiliser le critère de l'efficacité économique pour la répartition des réductions entre pays européens, ne préjuge pas de la manière dont se dérouleront les négociations à ce sujet. Ce critère est un critère parmi d'autres qui peuvent aussi entrer en ligne de compte dans les négociations politiques à venir sur le partage de la charge entre Etats membres pour l'après 2012.

Enfin, les effets de l'objectif européen de réduction sur l'évolution du système énergétique belge sont évalués pour deux scénarios de politique énergétique : la mise en œuvre de la loi sur la sortie du nucléaire, d'une part, et la poursuite de la production électrique d'origine nucléaire, d'autre part. Dans le deuxième scénario, on suppose que toutes les centrales nucléaires actuelles sont encore en activité en 2030 (leur durée de vie est portée à 60 ans) et qu'il est possible de construire

une nouvelle unité de 1 700 MW¹. Par ailleurs, nous n'avons pas considéré le captage et le stockage du CO₂ (CCS) comme une option de réduction possible en Europe et en Belgique à l'horizon 2030. Le premier scénario est dénommé ci-après *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*, et le second *GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS*.

1. Coût marginal de réduction ou valeur du carbone

Partant de l'objectif européen de réduction de 30 % des émissions de GES en 2030 par rapport à 1990, l'application ex ante du critère d'efficacité économique au niveau européen, conduit à déterminer un coût marginal de réduction des émissions de GES : *la valeur du carbone*, c'est-à-dire le coût de la dernière tonne de CO₂ (équivalent) réduite qui permet d'atteindre l'objectif de réduction. Cette valeur est par hypothèse unique pour tous les secteurs et tous les pays.

La valeur du carbone correspondant à une réduction de 30 % des émissions de GES au niveau de l'UE en 2030 est estimée à quelque 200 € par tonne de CO₂². Cette valeur est peu sensible au cadre politique belge relatif au nucléaire car les émissions de GES de la Belgique représentent moins de 4 % des émissions européennes : si la Belgique revient sur sa décision de fermer les centrales nucléaires après 40 années de fonctionnement et ouvre la porte, dans un marché libéralisé, à la construction d'une nouvelle unité de 1 700 MW, le coût marginal de réduction s'établirait au niveau européen à 190 €/t CO₂ pour le même objectif de réduction au niveau de l'UE, soit une baisse du coût marginal de réduction de 5 %.

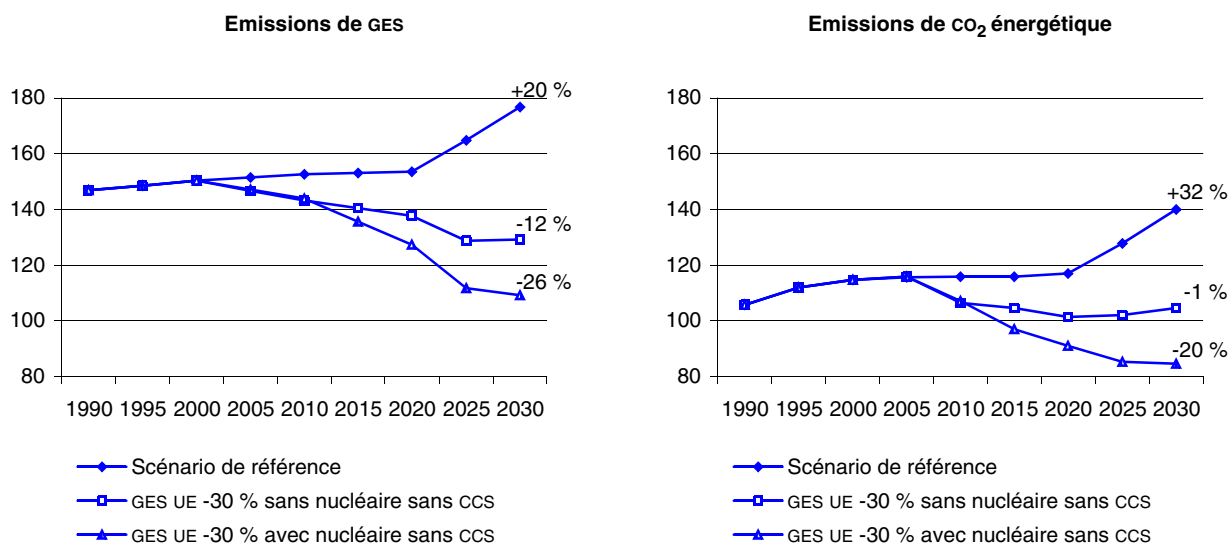
La valeur du carbone modifie le classement des différentes formes d'énergie en fonction de leur contenu en carbone. Cette modification peut être induite par le biais de politiques fiscales, réglementaires ou l'établissement de quotas d'émissions. Elle affecte les comportements de production et de consommation des différents agents économiques, ce qui a pour conséquence de réduire les émissions de GES de manière différenciée par pays et par secteur, en fonction de l'impact qu'a sur ceux-ci l'imputation d'une valeur du CO₂³.

-
1. Voir aussi l'annexe E.
 2. L'estimation de la valeur du carbone dépend notamment des hypothèses utilisées pour les prix internationaux des combustibles. Une valeur du carbone de 200 €/t CO₂ est équivalente à une augmentation du prix du baril de pétrole de 76 \$. L'impact d'une telle augmentation n'est cependant pas le même du point de vue économique que celui résultant d'une augmentation des prix internationaux.
 3. La conversion d'objectifs de réduction en actions concrètes dépend d'instruments instaurés à l'échelle européenne comme le marché des droits d'émission, mais également d'instruments complémentaires que la Belgique peut développer, plus particulièrement pour les secteurs qui ne sont pas intégrés dans le marché des droits d'émission comme les transports, les secteurs résidentiel et tertiaire.

2. Emissions totales et sectorielles

Les conséquences sur les émissions de GES et de CO₂ énergétique pour la Belgique sont illustrées sur le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 36 - Evolution des émissions de GES et de CO₂ énergétique en Belgique, selon le scénario
(en Mt éq. CO₂)



Source : PRIMES, NTUA.
GES = Gaz à effet de serre.

Lorsqu'on se place dans le cadre de la loi sur la sortie du nucléaire, le coût de la tonne de CO₂ déterminé au niveau européen et appliqué en particulier à la production et à la consommation d'énergie en Belgique, conduit à une *réduction des émissions de GES de 12 %* entre 1990 et 2030 et de *1 % pour les émissions de CO₂ énergétique* sur la même période. Par rapport aux chiffres de 2030 de la projection de référence, il s'agit d'une réduction de 27 % pour les émissions de GES et de 25 % pour les émissions de CO₂ énergétique.

Si la parlement belge revient sur sa décision de fermer les centrales nucléaires après 40 années de fonctionnement et ouvre la porte à la construction d'une unité supplémentaire de 1 700 MW, le coût de la tonne de CO₂ déterminé au niveau européen conduit à une *réduction des émissions belges de GES de 26 %* entre 1990 et 2030 et de *20 % pour les émissions de CO₂ énergétique* sur la même période. Par rapport aux chiffres de 2030 de la projection de référence, il s'agit d'une réduction de 38 % pour les émissions de GES et de 40 % pour les émissions de CO₂ énergétique.

Par analogie avec l'analyse présentée dans le chapitre relatif au scénario de référence, l'évolution des émissions totales de CO₂ énergétique dans les scénarios de réduction est décomposée en trois facteurs selon la relation suivante:

$$d\ln(\text{CO}_2) = d\ln(\text{CO}_2/\text{CIB}) + d\ln(\text{CIB}/\text{PIB}) + d\ln(\text{PIB})$$

Le premier terme du membre de droite de l'équation décrit l'évolution de l'intensité en carbone des besoins énergétiques du pays (CO₂/CIB¹), le second celle de l'intensité énergétique du PIB (CIB/PIB) et le troisième celle du PIB.

1. Consommation intérieure brute (d'énergie).

TABLEAU 14 - Facteurs explicatifs de l'évolution des émissions de CO₂ énergétique, objectif européen de réduction des GES (taux de croissance annuel moyen 2000-2030, en %)

	Scénario de référence	GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS	GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS
CO ₂	0,7	-0,3	-1,0
CO ₂ /CIB	0,7	0,2	-1,0
CIB/PIB	-1,9	-2,4	-1,9
PIB	1,9	1,9	1,9

Sources : PRIMES.

CIB = consommation intérieure brute (d'énergie).

Dans le scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*, la réduction des émissions de CO₂ provient pour moitié d'une diminution de l'intensité en carbone et pour moitié d'une baisse de l'intensité énergétique du PIB (-0,5 point de pourcentage chacun). Par hypothèse, qui découle de la méthodologie utilisée pour calculer les projections énergétiques¹, l'évolution du PIB est la même dans tous les scénarios.

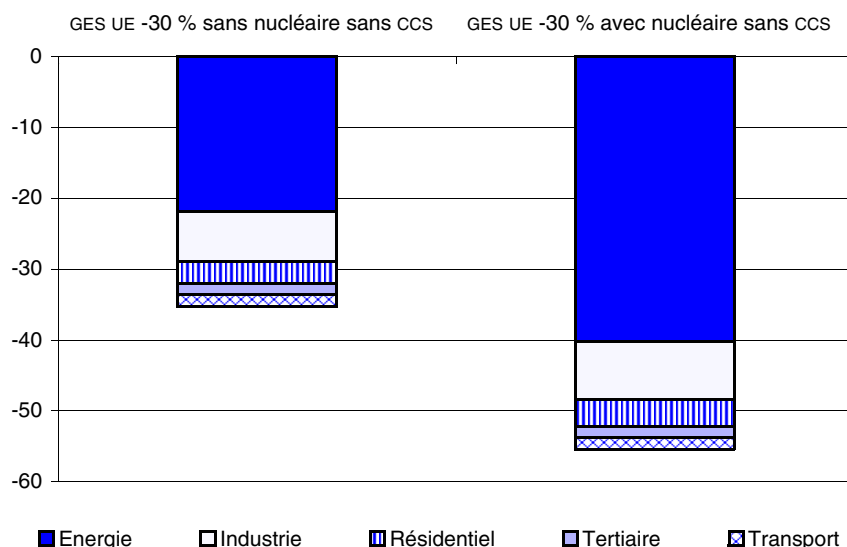
Dans le scénario *GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS*, la réduction des émissions de CO₂ est causée exclusivement par la baisse sensible de l'intensité en carbone de la consommation énergétique du pays, à laquelle contribue le retour à l'énergie nucléaire. Par contre, l'évolution de l'intensité énergétique du PIB est identique à celle calculée dans le scénario de référence et compense exactement l'effet de la croissance économique. Ce résultat ne signifie cependant pas que l'amélioration de l'efficacité énergétique est la même dans les deux scénarios, que du contraire. L'efficacité énergétique dans les secteurs de demande finale est en effet davantage améliorée dans le scénario de réduction que dans le scénario de référence comme le montreront les analyses sectorielles et de la demande finale énergétique, mais cette amélioration est contrebalancée par la convention statistique relative à l'énergie nucléaire (voir section II.C).

Tous les secteurs économiques producteurs ou consommateurs d'énergie contribuent aux réductions d'émission calculées pour chacun des deux scénarios de réduction. La contribution relative des différents secteurs est représentée sur le graphique ci-dessous. En termes relatifs, les secteurs de demande finale contribuent davantage à l'effort de réduction lorsqu'il n'y a pas de nucléaire. En termes absolus, par contre, leur contribution est comparable dans les deux scénarios. Les réductions supplémentaires réalisées dans le scénario avec nucléaire, le sont essentiellement dans le secteur électrique.

Dans le scénario sans nucléaire, la réduction totale est de 35,2 Mt en 2030, dans le scénario avec nucléaire, elle s'établit à 55,4 Mt.

1. Le modèle PRIMES est un modèle d'équilibre partiel.

GRAPHIQUE 37 - Contribution des différents secteurs aux réductions d'émission de CO₂ en 2030, objectif européen de réduction des GES, différence par rapport au scénario de référence (en Mt)



Source : PRIMES.

Energie = production d'électricité et de vapeur et autres secteurs de transformation de l'énergie (raffineries, etc.).

Pour compléter l'analyse de l'effet de l'objectif européen de réduction sur les émissions sectorielles belges de CO₂ énergétique, nous avons décomposé l'évolution de émissions des quatre secteurs de la demande finale en trois composantes : une composante « intensité en carbone », une composante « intensité énergétique » et une composante « activité ». L'intensité en carbone se rapporte à la demande finale énergétique dans chacun des secteurs. L'intensité énergétique est calculée comme le rapport entre la consommation finale énergétique et une variable d'activité qui est la valeur ajoutée pour l'industrie et le secteur tertiaire, le revenu disponible des ménages pour le secteur résidentiel et le PIB pour les transports.

TABLEAU 15 - Facteurs explicatifs de l'évolution des émissions de CO₂ énergétique dans les secteurs de demande finale, objectif européen de réduction des GES
(taux de croissance annuel moyen 2000-2030, en %)

	Scénario de référence	GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS	GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS
Industrie			
CO ₂	-0,7	-1,9	-2,1
CO ₂ /E	-0,7	-1,4	-1,8
E/VA	-1,4	-1,9	-1,9
VA	1,4	1,4	1,4
Tertiaire			
CO ₂	0,8	0,3	0,2
CO ₂ /E	-0,3	-0,4	-0,6
E/VA	-0,9	-1,3	-1,2
VA	2,0	2,0	2,0
Résidentiel			
CO ₂	-0,3	-0,9	-1,1
CO ₂ /E	-0,5	-0,7	-0,9
E/Revenu disponible	-1,4	-1,8	-1,8
Revenu disponible	1,6	1,6	1,6
Transport			
CO ₂	0,3	0,1	0,1
CO ₂ /E	-0,2	-0,2	-0,2
E/PIB	-1,4	-1,6	-1,6
PIB	1,9	1,9	1,9

Sources : PRIMES, calculs BFP.

E = consommation d'énergie finale.

VA = valeur ajoutée.

Par hypothèse, les évolutions de la valeur ajoutée, du revenu disponible et du PIB sont identiques dans tous les scénarios. Dès lors, les seuls changements se situent au niveau de l'intensité en carbone de la consommation énergétique et des indicateurs d'intensité énergétique. De manière générale, les deux composantes contribuent aux réductions d'émissions par rapport au scénario de référence. Néanmoins, la composante « intensité en carbone » participe davantage à l'effort de réduction dans le scénario avec nucléaire alors que la composante « intensité énergétique » est légèrement plus marquée dans le scénario sans nucléaire.

Deux cas particuliers se dégagent cependant : (1) dans le secteur des transports, l'évolution de l'intensité en carbone est la même quel que soit le scénario, seule l'intensité énergétique évolue différemment ; (2) dans l'industrie, la composante « intensité en carbone » contribue beaucoup plus que la composante « intensité énergétique » (différence en points de pourcentage), cela est dû principalement à la sidérurgie où des substitutions importantes entre filière intégrée (qui consomme du charbon) et filière électrique sont réalisées pour répondre à la contrainte sur les émissions.

La section suivante explicite plus avant le rôle respectif des substitutions entre formes d'énergie et des économies d'énergie dans les deux scénarios de réduction.

3. Demande finale énergétique

a. Impacts sur la consommation d'énergie

Les réductions d'émissions de CO₂ énergétique au niveau des secteurs de demande finale résultent donc de modifications dans le bouquet énergétique, d'une part, et de la mise en œuvre d'économies d'énergie, d'autre part. Par ailleurs, ces dernières sont la combinaison d'une amélioration de l'efficacité énergétique des équipements consommateurs d'énergie et d'une réduction de la demande de services énergétiques.

Au niveau de la demande finale énergétique totale, les économies d'énergie représentent, en 2030, 11 % et 9 % de la consommation finale énergétique dans la projection de référence, selon que le nucléaire est exclu ou non du système énergétique. Par rapport à la consommation énergétique de 1990, les pourcentages sont respectivement de 14 % et 12 %. Les économies d'énergie sont légèrement plus faibles dans le scénario avec nucléaire car l'électricité est moins pénalisée par la valeur du carbone et peut, pour certains usages énergétiques, se substituer aux combustibles fossiles.

En 2030, la demande finale énergétique se situe au même niveau que celle de 2000 (taux de croissance annuel moyen égal à zéro) dans les deux scénarios de réduction.

TABLEAU 16 - Evolution et structure de la demande finale énergétique, objectif européen de réduction des GES (en %)

	Scénario de référence	GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS	GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS
Taux de croissance annuel moyen 2000-2030	0,3	0,0	0,0
Structure en 2030			
Combustibles solides	5,0	2,0	2,0
Produits pétroliers	39,0	38,0	39,0
Gaz	28,0	28,0	23,0
Electricité	22,0	25,0	29,0
Autres (*)	6,0	7,0	7,0

Sources : PRIMES.

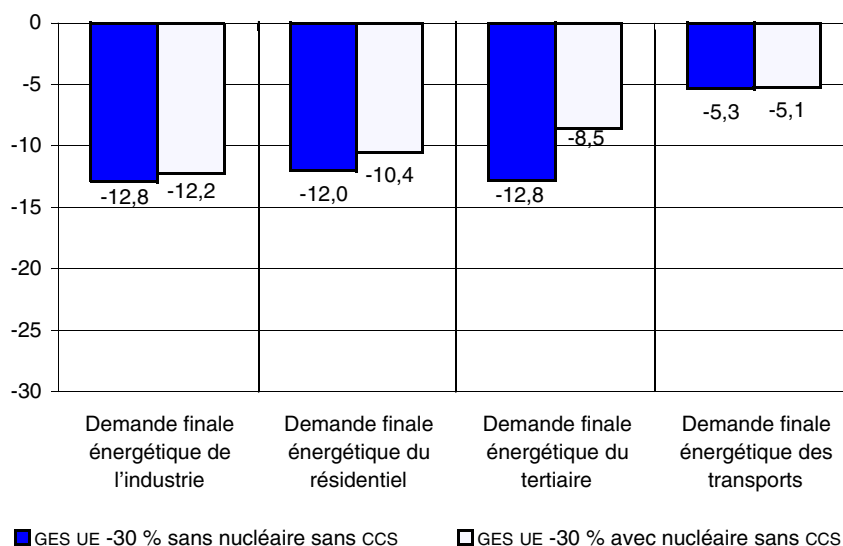
(*) : vapeur, chaleur, sources d'énergie renouvelables.

En sus des économies d'énergie, on observe également des substitutions entre formes d'énergie, principalement en faveur de l'électricité et des sources d'énergie renouvelables et au détriment du charbon, mais aussi du gaz naturel dans le scénario avec nucléaire.

Au niveau sectoriel, le rôle des économies d'énergie est présenté sur le graphique ci-dessous. Les économies d'énergie par rapport à la consommation d'énergie évaluée dans la projection de référence sont comparables dans l'industrie et les secteurs résidentiels et tertiaires, à savoir 12-13 % dans le scénario sans nucléaire et de 8 à 12 % dans le scénario avec nucléaire. Les économies d'énergie induites par la valeur du carbone sont par contre moins importantes dans le secteur des transports (5 % dans les deux scénarios). Cela s'explique par l'existence de taxes

élevées dans ce secteur qui a pour effet d'atténuer l'impact d'une hausse des prix des carburants et par des élasticités aux prix relativement faibles.

GRAPHIQUE 38 - Demande finale énergétique, objectif européen de réduction des GES, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



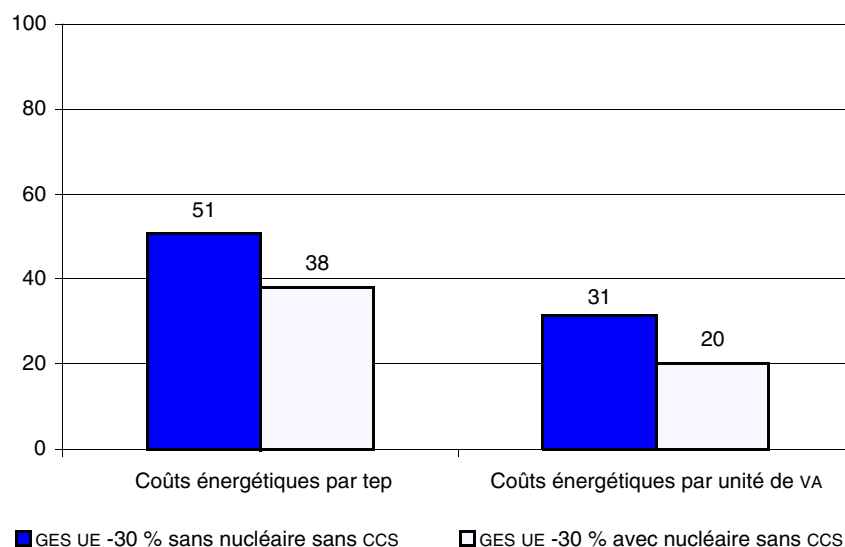
Source : PRIMES.

b. Impacts sur les coûts énergétiques

Lorsqu'une contrainte est imposée sur les émissions de GES, les coûts énergétiques supportés par les différents secteurs augmentent par rapport aux coûts calculés dans le scénario de référence. Ces augmentations reflètent, entre autres, l'impact de la valeur du carbone ; elles varient en fonction du secteur et du scénario de réduction. Les coûts énergétiques ne couvrent pas seulement les achats de combustibles et d'électricité mais aussi les coûts fixes et variables des équipements énergétiques.

Pour l'industrie et le secteur tertiaire, deux indicateurs de coûts sont évalués et comparés à leurs valeurs dans le scénario de référence (respectivement Graphique 39 et Graphique 40): les coûts énergétiques par tep consommée (en euro(2000) par tep) et les coûts énergétiques par unité de valeur ajoutée (en euro(2000) par milliard d'euro(2000) de VA). S'agissant du secteur résidentiel, les deux indicateurs examinés sont les coûts énergétiques par tep consommée (en euro(2000) par tep) et les dépenses énergétiques par ménage (en euro(2000)). Leurs changements sont décrits sur le Graphique 41. Enfin, les indicateurs de coûts pour le transport sont le coût total du transport de personnes rapporté au nombre de passagers-kilomètres (en euro(2000) par pkm) et le coût total du transport de marchandises rapporté au nombre de tonnes-kilomètres (en euro(2000) par tkm). Ils sont tous les deux présentés sur le Graphique 42.

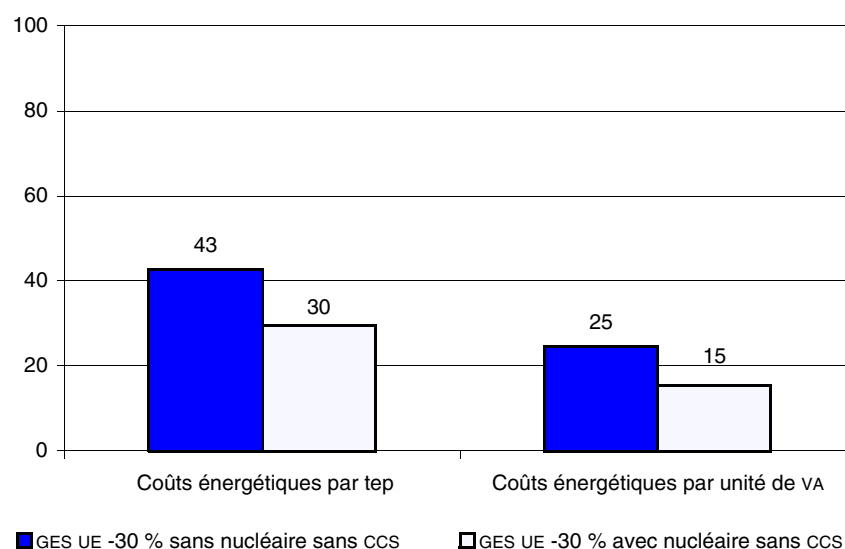
GRAPHIQUE 39 - Coûts énergétiques de l'industrie, objectif européen de réduction des GES, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES, calculs BFP.

Quel que soit le secteur de demande finale, c'est le scénario de réduction avec nucléaire qui enregistre les hausses de coûts les plus faibles en 2030 par rapport aux valeurs calculées dans le scénario de référence. Or, les réductions d'émissions réalisées par les secteurs de demande finale sont comparables dans les deux scénarios de réduction. L'explication vient principalement du prix de l'électricité. En effet, le prix de l'électricité, qui constitue un élément des coûts énergétiques et est lié, dans le modèle, au coût moyen de production de l'électricité, est inférieur dans le scénario de réduction avec nucléaire au prix calculé dans l'autre scénario de réduction (voir IV.B.4).

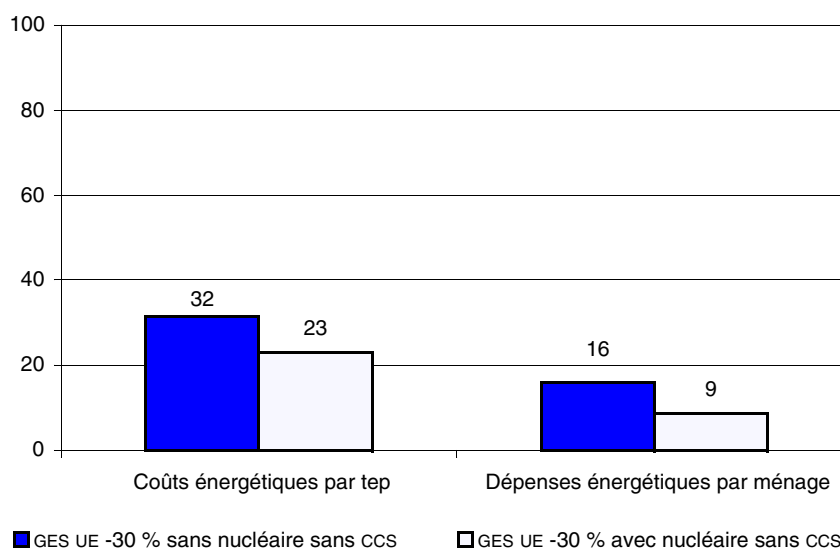
GRAPHIQUE 40 - Coûts énergétiques du secteur tertiaire, objectif européen de réduction des GES, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES, calculs BFP.

Les augmentations des coûts énergétiques par unité de valeur ajoutée ou par ménage (par rapport au scénario de référence) sont systématiquement plus modérées que les hausses portant sur les coûts énergétiques par tep consommée. Les premières reflètent en fait les différences dans les coûts énergétiques puisque les valeurs ajoutées et le nombre de ménages sont identiques dans tous les scénarios. Or, le coût énergétique est égal au produit des coûts énergétiques par tep et des quantités consommées. La diminution du deuxième terme du produit compense ainsi en partie l'augmentation du premier terme.

GRAPHIQUE 41 - Coûts énergétiques du secteur résidentiel, objectif européen de réduction des GES, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



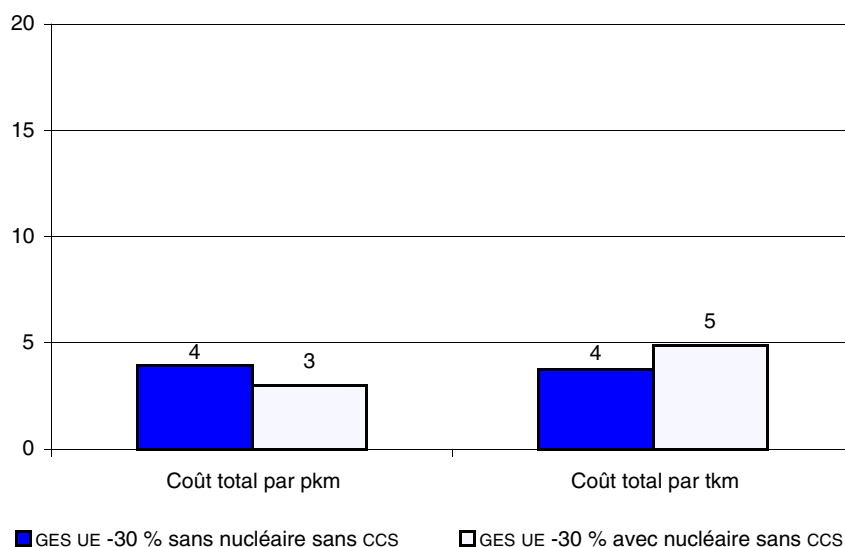
Source : PRIMES, calculs BFP.

Lorsqu'une contrainte est imposée au niveau des GES de l'Union européenne, les pourcentages de variation des indicateurs de coûts énergétiques sont comparables dans l'industrie et le secteur tertiaire alors qu'ils sont plus modérés dans le secteur résidentiel.

Enfin, l'impact d'un objectif de réduction de 30 % au niveau de l'Union européenne sur les indicateurs de coût du transport ne dépasse pas les 4-5 % en 2030. Cela s'explique par la faible réactivité du secteur¹ aux hausses de prix des carburants et à la part peu importante qu'occupent les coûts de carburants dans l'ensemble des coûts du transport.

1. A l'exception de l'aviation.

GRAPHIQUE 42 - Coût total du transport, objectif européen de réduction des GES, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES, calculs BFP.

4. Production d'électricité et de vapeur

Dans les deux scénarios de réduction, *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS* et *GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS*, la production d'électricité enregistre des changements importants par rapport à la projection de référence, comme l'illustrent le tableau et le ci-dessous. Les deux scénarios ont en commun la disparition du charbon (pour rappel, la technologie de captage et de stockage du CO₂ n'a pas été envisagée dans ces deux scénarios).

TABLEAU 17 - Evolution et structure de la production d'électricité, objectif européen de réduction des GES (en %)

	Scénario de référence	GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS	GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS
Taux de croissance annuel moyen 2000-2030	1,0	0,9	1,4
Structure en 2030			
Nucléaire	0,0	0,0	51,0
SER	12,0	25,0	21,0
Charbon	42,0	0,0	0,0
Gaz naturel	44,0	72,0	27,0

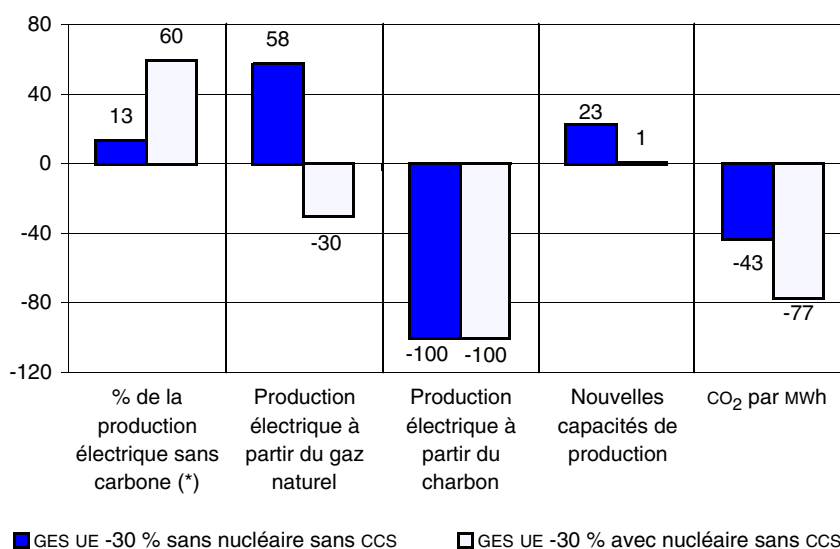
Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables.

Dans le scénario sans nucléaire, la production d'électricité progresse de 0,9 % par an en moyenne entre 2000 et 2030 (dans la projection de référence, le taux de croissance annuel moyen est de 1 %). La production électrique est majoritairement assurée par le gaz naturel (72 %) et un quart est réalisé en recourant à des sources d'énergie renouvelables, principalement l'énergie éolienne et la biomasse.

Dans le scénario avec nucléaire, le rythme moyen de progression de la production d'électricité est de 1,4 % par an entre 2000 et 2030. La production électrique à partir de gaz naturel ne représente plus que 27 %, comparé à 44 % dans la projection de référence et à 72 % dans le scénario sans nucléaire. Elle est cependant deux fois plus importante qu'en 2000. La part des sources d'énergie renouvelables (SER) s'établit à 21 %, contre 25 % dans le scénario sans nucléaire, mais la production correspondante est comparable vu que la production électrique totale est plus élevée. Enfin, l'énergie nucléaire représente un peu plus de la moitié de la production totale.

GRAPHIQUE 43 - Indicateurs relatifs à la production d'électricité, objectif européen de réduction des GES, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

(*) : Ecart exprimé en point de pourcentage.

Dans le scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*, la part de l'électricité produite à partir d'énergies non fossiles (sans carbone) progresse de 13,3 points. Il s'agit ici uniquement de sources d'énergie renouvelables. Dans le même temps, la production électrique à partir de charbon disparaît et celle à partir de gaz naturel progresse d'un peu moins de 60 %. L'effet net de ces trois changements sur l'intensité en carbone de la production électrique est une diminution de 43 % des quantités de CO₂ émises par MW h électrique produit. Les besoins en nouvelles capacités de production sont accrus par rapport au scénario de référence (+23 %) en raison d'un recours plus important à des sources d'énergie intermittentes comme l'énergie éolienne (voir infra).

Dans le scénario *GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS*, la part de l'électricité produite à partir d'énergies non fossiles (sans carbone) progresse de 59,6 points. Il s'agit cette fois non seulement de sources d'énergie renouvelables (+9,2 points)

mais surtout de l'électricité nucléaire (+50,4 points). Comme dans le scénario sans nucléaire, la production électrique à partir de charbon disparaît, alors que contrairement à celui-ci la production électrique à partir de gaz naturel diminue de 30 % par rapport au scénario de référence. L'effet net de ces trois changements sur l'intensité en carbone de la production électrique est une diminution de 78 % des quantités de CO₂ émises par MWh électrique produit. Les besoins en nouvelles capacités de production sont comparables à ceux calculés dans le scénario de référence : le recours plus important à des sources d'énergie intermittentes est compensé par le maintien de la capacité du parc nucléaire actuel.

Le tableau ci-dessous rassemble d'autres indicateurs intéressants liés à la production électrique. Parmi ceux-ci, la capacité de production électrique nécessaire pour satisfaire la demande en 2030 met en évidence les enjeux liés aux investissements électriques dans les vingt-cinq années à venir. Il est intéressant de noter que la capacité de production progresse à un rythme¹ supérieur à la production ou à la demande électrique². Cela s'explique par la part accrue dévolue aux sources d'énergie renouvelables qui, toutes, ne produisent pas de l'électricité tout au long de l'année. C'est le cas notamment de l'énergie éolienne qui connaît un développement fulgurant dans les deux scénarios avec une capacité totale installée proche des 6 000 MW en 2030, soit l'équivalent du parc nucléaire actuel³.

TABLEAU 18 - Autres indicateurs liés à la production d'électricité, objectif européen de réduction des GES, année 2030

	Scénario de référence	GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS	GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS
Part des SER (%)	11,8	25,1	21,0
Capacité installée (GW)	23,0	27,7	29,2
dont investissements depuis 2001 (GW)	20,5	25,2	20,7
Contribution des centrales de cogénération (%)	18,2	15,2	14,1
Taux d'utilisation (%)	55,5	42,8	49,2

Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables.

L'augmentation relativement plus marquée des capacités de production a également un impact sur le taux d'utilisation moyen⁴ du parc de production qui diminue sensiblement. Enfin, l'investissement total à réaliser, en GW, entre 2000 et 2030 représente 90 % de la capacité installée en 2030 dans le scénario de référence et le scénario alternatif sans nucléaire, alors qu'il ne représente que 70 % de la capacité installée dans le scénario alternatif avec nucléaire. En effet, dans ce dernier scénario les sept centrales nucléaires existantes sont toujours en opération, ce qui réduit l'investissement à 20,7 GW⁵, soit un investissement comparable à celui évalué dans le scénario de référence.

1. 2,1 % à 2,2 % par an selon le scénario.
2. 0,9 % à 1,4 % par an selon le scénario.
3. Les taux d'utilisation annuels moyens des deux types de technologies sont cependant très différents.
4. Le taux d'utilisation est calculé comme le rapport entre la production totale annuelle (en GWh) et la capacité totale (en GW), divisé ensuite par le nombre d'heures par an (soit 8 760 heures).
5. Abstraction faite des investissements réalisés dans les trois réacteurs nucléaires les plus anciens selon les hypothèses posées par la Commission Energie 2030.

Le tableau ci-dessous précise les transformations dans la structure du parc de production en fonction du scénario de réduction. Elles sont à interpréter au regard des modifications dans la structure de la production électrique (voir supra).

TABLEAU 19 - Capacités installées de production électrique, objectif européen de réduction des GES, année 2030 (en GW)

	Scénario de référence	GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS	GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS
Capacité installée totale	23,0	27,7	29,2
Nucléaire	0,0	0,0	7,8
SER	4,2	11,8	9,1
Charbon	7,1	0,0	0,0
Gaz naturel	11,2	12,4	11,9

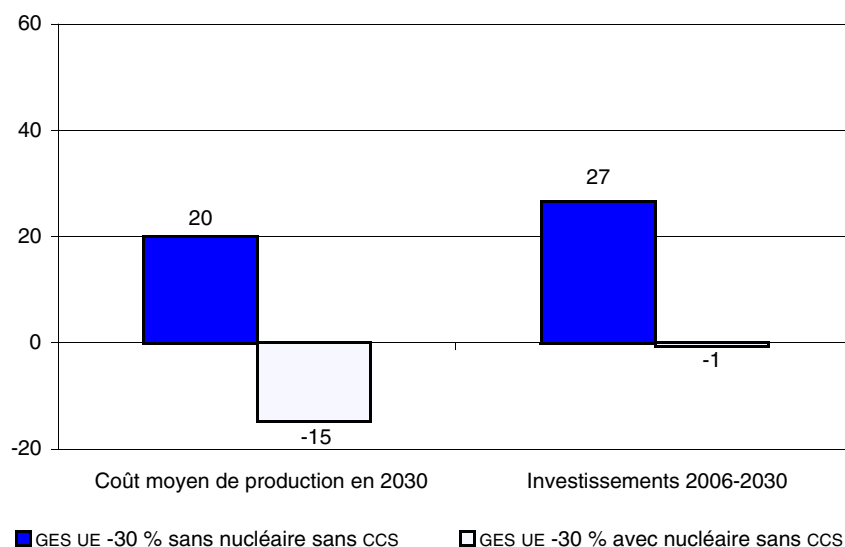
Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables.

De façon peut-être surprenante, la part des centrales de cogénération dans la production électrique totale est inférieure dans les scénarios de réduction (14 à 15 % en 2030) à celle projetée dans le scénario de référence (18 %). Le renchérissement du prix du gaz naturel est à l'origine de cette situation. En effet, dans le scénario de référence, les centrales de cogénération utilisent en majeure partie du gaz naturel qui voit son prix se renchérir dans les scénarios de réduction à cause de la valeur du carbone. Dès lors ce type de production est défavorisé par rapport à une production dans des centrales qui n'émettent pas de CO₂. En d'autres termes, l'intérêt de la cogénération pour limiter les émissions de CO₂ (grâce à un meilleur rendement global de conversion) est en partie annulé par des prix du gaz plus élevés.

Pour terminer l'analyse des changements projetés dans le secteur électrique, le graphique ci-dessous montre les modifications induites par la contrainte sur les émissions de GES sur le coût moyen de la production d'électricité et de vapeur et les dépenses d'investissement du secteur électrique dans les deux scénarios de réduction. Pour rappel, le coût moyen de production augmente de 36 % entre 2000 et 2030 dans le scénario de référence en raison, principalement, de la hausse des prix du gaz naturel et du charbon.

GRAPHIQUE 44 - Indicateurs de coût du secteur électrique, objectif européen de réduction des GES, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

Dans le scénario sans nucléaire, le coût moyen de production progresse encore davantage (+63 % entre 2000 et 2030) et se situe, à l'année 2030, 20 % au-dessus de la valeur calculée dans le scénario de référence, tandis que dans le même temps le secteur réduit ses émissions de 41 % par rapport au scénario de référence. Cette évolution est la combinaison des éléments suivants : un recours important au gaz naturel dont le prix augmente significativement en 2030 (principalement parce qu'il incorpore le prix des permis d'émissions de 200 €/t CO₂), un parc de production plus étendu (en termes de capacité installée) alors que dans le même temps la production électrique diminue suite à une réduction de la demande.

Dans le scénario avec nucléaire, le coût moyen de production augmente également par rapport à 2000 (+17 %). En 2030, il se situe cependant à un niveau plus bas que dans le scénario de référence (-15 %) ou le scénario de réduction sans nucléaire. La raison principale vient des centrales nucléaires existantes complètement amorties et dont le coût de production est bien inférieur au coût de production de nouvelles centrales de quelque type qu'elles soient. En 2030, les sept réacteurs nucléaires actuels ne couvrent pas moins de 40 % de la production totale d'électricité. Cet élément atténue les facteurs qui poussent à la hausse le coût moyen de production, à savoir des prix élevés pour le gaz naturel et un recours accru à des sources d'énergie intermittentes (principalement le vent) qui a pour effet d'augmenter la capacité du parc plus que proportionnellement à l'augmentation de la production.

En ce qui concerne les dépenses d'investissement¹ sur la période 2006-2030, elles sont accrues de 27 % par rapport au scénario de référence, dans le scénario de réduction sans nucléaire. Elles sont par contre comparables aux dépenses estimées dans le scénario de référence, dans le scénario de réduction avec nucléaire. Ces résultats sont à mettre au regard des chiffres rapportés dans le Tableau 18 et rela-

1. Les investissements liés aux réseaux de transport et de distribution ne sont pas compris dans les dépenses d'investissement.

tifs aux nouvelles capacités à installer (en GW) d'ici 2030, soit en remplacement des centrales existantes mises hors service, soit pour satisfaire les nouveaux besoins en électricité.

L'augmentation de 27 % dans le scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*, a deux origines. Premièrement, quelque 5 GW de capacités supplémentaires sont nécessaires par rapport au scénario de référence et deuxièmement, le coût d'investissement moyen par kW est plus élevé en raison d'une structure du parc de production faisant appel à des tranches de capacités de SER, plus chères, comparativement aux capacités que ces dernières remplacent.

Dans le scénario *GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS*, l'écart observé par rapport au scénario de référence est par contre marginal, qui s'explique par des besoins en capacités supplémentaires comparables (20,7 GW dans un cas, 20,5 GW dans l'autre) et des coûts d'investissement moyen par kW similaires.

5. Demande d'énergie primaire et approvisionnement énergétique

Les changements induits par la contrainte sur les émissions de GES de l'Union européenne, au niveau de la demande finale et de la production d'électricité ont un impact sur le niveau et la structure de nos besoins et de notre approvisionnement énergétiques comme le montrent le Tableau 20 et le Graphique 45. Ne disposant d'aucune ressource énergétique (fossile, uranium) mises à part celles liées aux sources d'énergie renouvelables (production domestique de biomasse, vent, soleil), la Belgique doit se tourner vers les importations pour assurer ses besoins énergétiques. Les importations concernent le charbon, le gaz naturel et le pétrole mais aussi, le cas échéant, l'uranium pour la production électrique nucléaire et la biomasse lorsque les besoins dépassent la production sur le territoire belge.

TABLEAU 20 - Evolution et structure de la demande d'énergie primaire, objectif européen de réduction des GES (en %)

	Scénario de référence	GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS	GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS
Taux de croissance annuel moyen 2000-2030	-0,1	-0,5	0,0
Structure en 2030			
Charbon	20,8	2,6	2,1
Pétrole	38,6	40,6	32,6
Gaz naturel	35,3	48,4	29,1
Nucléaire	0,0	0,0	28,7
SER	5,3	8,4	7,5

Source : PRIMES.

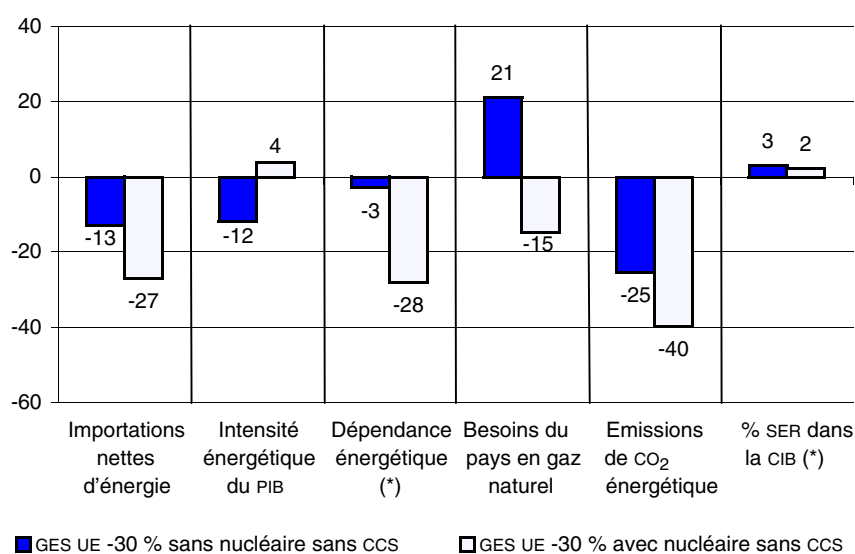
SER = sources d'énergie renouvelables.

Dans le scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*, les réductions d'émissions de CO₂ énergétique sont réalisées grâce à une diminution supplémentaire de la demande d'énergie primaire comparée au scénario de référence et à des substitutions entre formes d'énergie, au profit du gaz naturel et des sources d'énergie renouvelables et au détriment du charbon qui a un contenu en carbone très élevé.

Deux indicateurs mettent en avant la première de ces adaptations du système énergétique belge : le taux de croissance annuel moyen de la demande d'énergie primaire (ou consommation intérieure brute) et l'intensité énergétique du PIB. Le premier s'établit à -0,5 % sur la période 2000-2030 (contre -0,1 % dans le scénario de référence) tandis que le second diminue de quelque 12 % en 2030 par rapport au scénario de référence. Cela signifie que le pays consomme 12 % d'énergie en moins pour le même niveau d'activité économique.

Dans le scénario *GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS*, des changements importants sont également enregistrés en ce qui concerne les besoins énergétiques du pays. D'un côté, la demande d'énergie primaire se stabilise à son niveau de l'année 2000 alors qu'elle décroît dans le scénario de référence. Cette évolution est cependant la conséquence de la convention statistique relative à l'énergie nucléaire (voir chapitre II.C) et cache les baisses de consommation d'énergies fossiles enregistrées dans ce scénario, par rapport au scénario de référence. De l'autre côté, la structure de la consommation est moins favorable au gaz naturel et au charbon, deux formes d'énergie qui sont remplacées à des degrés divers par l'énergie nucléaire dans la production d'électricité.

GRAPHIQUE 45 - Indicateurs relatifs à la demande d'énergie primaire, objectif européen de réduction des GES, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

(*) : Ecart exprimé en point de pourcentage.

Les changements décrits ci-dessus ont un impact sur les importations nettes d'énergie¹ de la Belgique qui se situent, en 2030, entre 13 et 27 % en dessous du niveau enregistré dans le scénario de référence. Cela a un impact sur l'indicateur de dépendance énergétique qui perd entre 3 et 28 points de pourcentage.

Quel que soit le scénario, les importations de gaz naturel augmentent sensiblement entre 2000 et 2030. Ces importations sont destinées au secteur électrique et

1. Selon les conventions statistiques d'Eurostat utilisées dans cette étude seules les importations de charbon, pétrole, gaz naturel et électricité sont considérées comme des importations d'énergie. La chaleur nucléaire (produite à partir de minerai d'uranium importé) et la biomasse sont reprises dans la production d'énergie primaire et non dans les importations (cf. aussi la section II.B.1).

aux secteurs de la demande finale. L'évolution des importations est principalement tirée par la production d'électricité même si la demande de gaz naturel augmente également dans les autres secteurs, comme combustible de chauffage notamment. De plus, elle dépend fortement du cadre réglementaire relatif à l'énergie nucléaire. Sans nucléaire, la contrainte sur les émissions de GES a pour effet de réduire la demande de gaz naturel dans les secteurs de la demande finale via la mise en œuvre d'économies d'énergie mais d'augmenter sa part de marché dans le secteur électrique. En 2030, plus de la moitié des importations de gaz naturel sont dévolues à ce secteur et la consommation totale de gaz naturel est 21 % supérieure à celle calculée dans le scénario de référence.

Le système énergétique dans le scénario avec nucléaire est aussi plus dépendant que par le passé des importations de gaz naturel mais la partie électrique est moins fragile que dans le scénario précédent car la part du gaz naturel reste limitée à 27 %. L'effet net sur la consommation totale de gaz naturel en 2030 est une baisse de 15% par rapport aux niveaux enregistrés dans le scénario de référence.

Enfin, la mise en œuvre d'une politique climatique va de pair avec le développement des sources d'énergie renouvelables dont une grande partie d'entre elles existent sur notre territoire et n'ont pas besoin d'être importées. Dans les scénarios de réduction, la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation énergétique totale du pays s'établit à 7-8 %, comparé à 1,5 % en 1990.

C. Un objectif de réduction belge dans trois scénarios de politique énergétique belge

Dans la partie qui précède, on choisit, dans un premier temps, de fixer un objectif à l'échelle européenne. A cet objectif correspond une valeur du carbone qui, selon les principes d'efficacité économique, est la même pour tous les secteurs et les pays. Lorsque la Belgique se voit confrontée à une telle valeur du carbone, elle est à même prendre un certain nombre de mesures de politique énergétique qui lui permettront de réaliser une réduction de ses émissions, compatible avec l'objectif de réduction à l'échelle européenne.

L'approche ici envisagée est différente dans ce sens que la réduction que la Belgique doit réaliser est supposée fixée ou connue a priori¹. Cette partie étudie l'orientation à donner à la politique énergétique nationale pour que celle-ci contribue à la réalisation de l'objectif de réduction fixé. La valeur du carbone associée à l'objectif fixé pour la Belgique varie selon les choix de politique énergétique.

Pour mettre en œuvre une telle approche, il convient dans un premier temps de fixer un objectif de réduction à l'échelle de la Belgique. L'objectif choisi à l'horizon 2030 est une réduction des émissions de CO₂ énergétique de 15 % par rapport au niveau de 1990. Il existe sur le territoire belge, un certain nombre de possibilités (hors mécanismes de Kyoto) en vue de réduire de 15 % les émissions de CO₂ énergétique, ces possibilités sont fonction de la politique énergétique menée. Cette section met en avant deux options de politique énergétique dans le secteur de l'électricité, à savoir le retour de l'énergie nucléaire et la possibilité d'utiliser la

1. Ou que la Belgique décide de proposer cet objectif lors des négociations post 2012.

technologie de captage et stockage du CO₂ (CCS). L'annexe E décrit en détail la mise en oeuvre de ces choix technologiques.

Ces deux options peuvent être combinées de différentes façons. Le présent Planning Paper propose trois scénarios correspondant à trois combinaisons différentes: le premier prévoit une sortie du nucléaire et pas d'application de la technologie de captage et de stockage du carbone (en d'autres mots, l'objectif ne pourra être atteint que via des substitutions entre formes d'énergie, les énergies renouvelables et les économies d'énergie). Ce scénario sera désigné comme suit dans le suite du texte *CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS*¹. Le deuxième scénario table sur une sortie du nucléaire avec application de la technologie CCS (idem que dans le premier scénario mais les émissions peuvent être réduites via la technologie CCS, soit le scénario *CO₂ -15 % sans nucléaire avec CCS*². Enfin, le troisième scénario combine le retour du nucléaire mais sans CCS (idem que pour le scénario 1 mais l'énergie nucléaire peut contribuer à la réduction des émissions de CO₂). Ce troisième scénario sera désigné *CO₂ -15 % avec nucléaire sans CCS*³. Ces trois scénarios sont analysés en comparaison avec le scénario de référence.

1. Coût marginal de réduction ou valeur du carbone

Comme dans la partie qui précède (cf. section IV.B.1), une valeur du carbone est introduite qui permet de réaliser les objectifs de réduction fixés, compte tenu des options technologiques considérées. Pour rappel, l'introduction de la valeur du carbone implique, sur le plan des comportements économiques, que les producteurs et consommateurs d'énergie modifient leurs comportements de telle façon qu'ils émettront moins de CO₂ (et ainsi échappent autant que possible à la pénalisation⁴ des sources d'énergie rejetant du carbone). Il s'agit d'un pur raisonnement économique. La valeur du coût marginal de réduction correspond au degré de difficulté (ou de facilité) pour réaliser la réduction d'émissions. Elle ne dépend pas seulement de l'objectif de réduction même, mais aussi du nombre d'options technologiques envisagées, de leur potentiel et de leur coût.

Le tableau ci-dessous présente le coût marginal de réduction d'une baisse de 15 % des émissions de CO₂ dans les trois scénarios envisagés. A titre d'information, les valeurs du carbone sont également exprimées en dollars par baril équivalent pétrole (bep).

TABLEAU 21 - Valeurs du carbone dans les différents scénarios de réduction des émissions de CO₂, année 2030

	CO ₂ -15 % sans nucléaire avec CCS	CO ₂ -15 % sans nucléaire sans CCS	CO ₂ -15 % avec nucléaire sans CCS
en €/t CO ₂	123	524	105
en \$/bep	47	202	40

Source : PRIMES.

1. Dans l'étude du BFP (2006b), ce scénario est désigné par Bpk15s.
2. Dans l'étude du BFP (2006b), ce scénario correspond à Bpk15.
3. Dans l'étude du BFP (2006b), ce scénario est appelé Bpk15ns.
4. La valeur du carbone peut se concrétiser par des politiques fiscales, mais aussi des mesures réglementaires ou des systèmes d'échange de quotas d'émissions.

En Belgique, le coût marginal de réduction pour réaliser, à l'horizon 2030, une réduction de 15 % des émissions de CO₂ par rapport à leur niveau de 1990 varie entre 105 et 524 euros par tonne de CO₂ réduite.

La valeur la plus faible correspond au scénario dans lequel l'énergie nucléaire est disponible comme option technologique, mais pas la CCS (CO₂ -15 % avec nucléaire sans CCS). Quand aucune des options technologiques étudiées n'est possible (CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS), la valeur du carbone augmente dramatiquement pour atteindre le triple du prix actuel du pétrole. Dans le dernier scénario (CO₂ -15 % sans nucléaire avec CCS), la valeur du carbone correspond à une augmentation au deux tiers du prix du pétrole.

La section suivante expose les principaux résultats des scénarios.

2. Emissions totales et sectorielles

La contrainte de -15 % sur les émissions totales de CO₂ énergétique se traduit par une réduction globale de 50 Mt en 2030 par rapport aux émissions de la projection de référence. Cette réduction est significative, elle représente un peu plus de 40 % des émissions actuelles.

Comme pour les scénarios précédents (voir sections II.C et IV.B.2), l'évolution des émissions totales de CO₂ énergétique a été décomposée en trois facteurs, à savoir l'évolution de l'intensité en carbone des besoins énergétiques du pays (CO₂/CIB), celle de l'intensité énergétique du PIB (CIB/PIB) et celle du PIB.

TABLEAU 22 - Facteurs explicatifs de l'évolution des émissions de CO₂ énergétique, objectif belge de réduction des émissions de CO₂ (taux de croissance annuel moyen 2000-2030, en %)

	Scénario de référence	CO ₂ -15 % sans nucléaire avec CCS	CO ₂ -15 % sans nucléaire sans CCS	CO ₂ -15 % avec nucléaire sans CCS
CO ₂	0,7	-0,8	-0,8	-0,8
CO ₂ /CIB	0,7	-0,5	0,0	-0,9
CIB/PIB	-1,9	-2,2	-2,7	-1,8
PIB	1,9	1,9	1,9	1,9

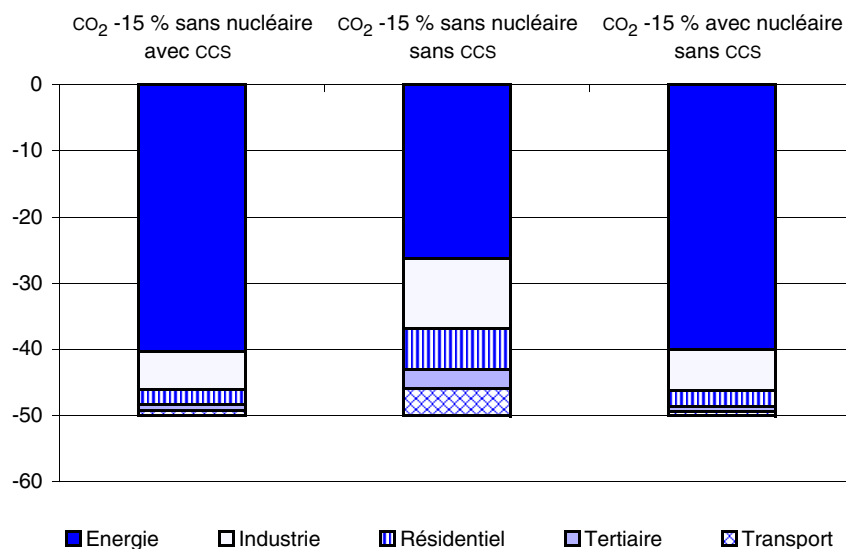
Sources : PRIMES.

CIB = consommation intérieure brute (d'énergie).

Les résultats de la décomposition montrent que, pour arriver à l'objectif de réduction, l'évolution (à la baisse) de l'intensité en carbone joue un rôle plus important dans les scénarios de réduction avec nucléaire ou avec CCS, alors que les facteurs « intensité en carbone » et « intensité énergétique » sont modifiés dans les mêmes proportions dans le scénario sans nucléaire et sans CCS (-0,7 points chacun par rapport au scénario de référence).

Tous les secteurs économiques producteurs ou consommateurs d'énergie contribuent aux réductions d'émissions de CO₂ énergétique, imposées au système énergétique belge. La contribution relative des différents secteurs est donnée sur le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 46 - Contribution des différents secteurs aux réductions d'émission de CO₂ en 2030, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, différence par rapport au scénario de référence (en Mt)



Source : PRIMES.

N.B. Energie = production d'électricité et de vapeur et autres secteurs de transformation de l'énergie (raffineries, etc.).

Les secteurs de demande finale contribuent davantage à l'effort de réduction lorsqu'il n'y a ni nucléaire ni CCS qui sont des technologies dédiées à l'offre d'énergie et plus particulièrement à la production d'électricité. Par contre, lorsque le recours à l'une de ces deux technologies est rendu possible, leur contribution diminue fortement tant en termes absolus que relatifs. Dans le scénario *CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS*, les secteurs de demande finale réalisent 50 % des réductions imposées alors que dans les deux autres scénarios leur contribution n'est plus que de 20 %.

Les réductions d'émission dans l'industrie dominent celles réalisées dans les autres secteurs de demande finale et cela quel que soit le scénario de réduction. Quant au transport, il ne voit ses émissions restreintes de manière sensible que dans le scénario *CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS* : dans les deux autres scénarios, les réductions réalisées dans ce secteur ne représentent que 1 % des réductions totales car il existe des alternatives de réduction moins coûteuses dans les autres secteurs, notamment dans le secteur électrique.

Pour compléter l'analyse de l'effet de l'objectif européen de réduction sur les émissions sectorielles belges de CO₂ énergétique, nous avons également décomposé l'évolution de émissions des quatre secteurs de la demande finale en trois composantes : une composante « intensité en carbone », une composante « intensité énergétique » et une composante « activité ». L'intensité en carbone se rapporte à la demande finale énergétique dans chacun des secteurs. L'intensité énergétique est calculée comme le rapport entre la consommation finale énergétique et une variable d'activité qui est la valeur ajoutée pour l'industrie et le secteur tertiaire, le revenu disponible des ménages pour le secteur résidentiel et le PIB pour les transports.

TABLEAU 23 - Facteurs explicatifs de l'évolution des émissions de CO₂ énergétique dans les secteurs de demande finale, objectif belge de réduction des émissions de CO₂ (taux de croissance annuel moyen 2000-2030, en %)

	Scénario de référence	CO ₂ -15 % sans nucléaire avec CCS	CO ₂ -15 % sans nucléaire sans CCS	CO ₂ -15 % avec nucléaire sans CCS
Industrie				
CO ₂	-0,7	-1,6	-2,7	-1,8
CO ₂ /E	-0,7	-1,3	-2,0	-1,5
E/VA	-1,4	-1,7	-2,1	-1,7
VA	1,4	1,4	1,4	1,4
Tertiaire				
CO ₂	0,8	0,4	-0,3	0,5
CO ₂ /E	-0,3	-0,3	-0,5	-0,5
E/VA	-0,9	-1,3	-1,8	-1,0
VA	2,0	2,0	2,0	2,0
Résidentiel				
CO ₂	-0,3	-0,7	-1,7	-0,8
CO ₂ /E	-0,5	-0,6	-1,0	-0,7
E/revenu disponible	-1,4	-1,7	-2,3	-1,7
revenu disponible	1,6	1,6	1,6	1,6
Transport				
CO ₂	0,3	0,2	-0,2	0,2
CO ₂ /E	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
E/PIB	-1,4	-1,5	-1,9	-1,5
PIB	1,9	1,9	1,9	1,9

Sources : PRIMES, calculs BFP.

E = consommation d'énergie finale.

VA = valeur ajoutée.

Par hypothèse, les évolutions de la valeur ajoutée, du revenu disponible et du PIB sont identiques dans tous les scénarios. Les seuls changements se situent donc au niveau de l'intensité en carbone de la consommation énergétique et des indicateurs d'intensité énergétique. De manière générale, les deux composantes contribuent aux réductions d'émissions par rapport au scénario de référence. Néanmoins, la composante « intensité en carbone » participe davantage à l'effort de réduction dans les scénarios avec nucléaire ou avec CCS alors que la composante « intensité énergétique » est plus marquée dans le scénario sans nucléaire et sans CCS.

Deux particularités sont à souligner. Dans le secteur des transports, l'évolution de l'intensité en carbone est la même quel que soit le scénario, seule l'intensité énergétique évolue différemment. Dans l'industrie, la composante « intensité en carbone » contribue relativement plus que dans les autres secteurs, cela est dû principalement à la sidérurgie où des substitutions importantes entre filière intégrée (qui consomme du charbon) et filière électrique sont réalisées pour répondre à la contrainte sur les émissions.

La section suivante explicite plus avant le rôle respectif des substitutions entre formes d'énergie et des économies d'énergie dans les trois scénarios de réduction.

3. Demande finale énergétique

a. Impacts sur la consommation d'énergie

Le Tableau 24 compare la demande finale d'énergie dans les différents scénarios.

TABLEAU 24 - Evolution et structure de la demande finale énergétique, objectif belge de réduction des émissions de CO₂ (en %)

	Scénario de référence	CO ₂ -15 % sans nucléaire avec CCS	CO ₂ -15 % sans nucléaire sans CCS	CO ₂ -15 % avec nucléaire sans CCS
Taux de croissance annuel moyen 2000-2030	0,3	0,1	-0,4	0,2
Structure en 2030				
Combustibles solides	5	2	1	2
Produits pétroliers	39	39	38	38
Gaz	28	28	26	27
Electricité	22	24	27	26
Autres (*)	6	7	8	7

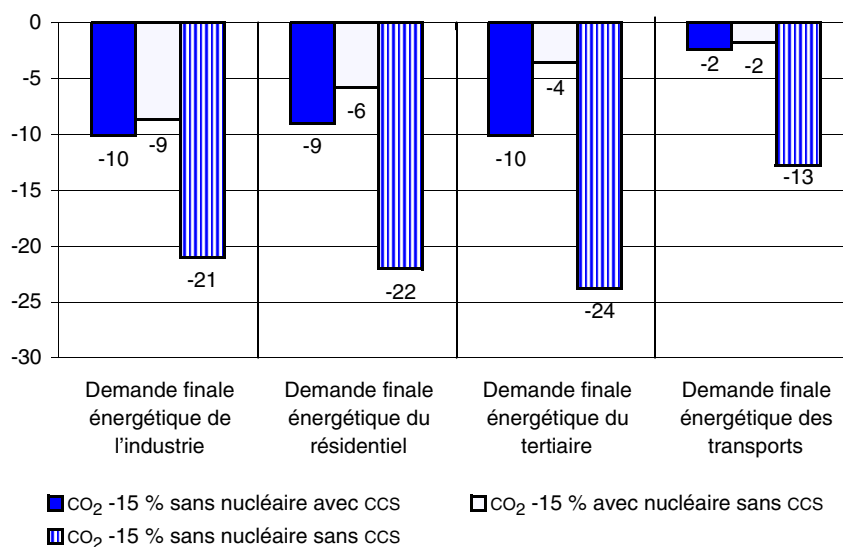
Source : PRIMES.

(*) Vapeur, chaleur, sources d'énergie renouvelables.

Il ressort du Tableau 24 que les scénarios de réduction induisent une baisse (sensible) de la consommation finale d'énergie. Cette consommation finale d'énergie diminue d'année en année par rapport à son niveau dans le scénario de référence. Dans le scénario *CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS*, le taux de croissance moyen est même négatif. Cela signifie qu'en sus des efforts importants fournis du côté de l'offre, des efforts significatifs sont nécessaires au niveau de la demande, surtout quand les options de réduction de CO₂ sont fort limitées du côté de l'offre (pas de nucléaire, ni de CCS). Lorsque nous analysons la répartition de la demande finale par forme d'énergie, il apparaît clairement que les substitutions entre formes d'énergie au niveau de cette demande finale jouent un moindre rôle qu'au niveau de la demande d'énergie primaire étant donné que d'importantes substitutions au profit de formes d'énergie rejetant moins de carbone apparaissent déjà dans le scénario de référence. Les changements les plus importants par rapport au scénario de référence sont, premièrement, la baisse, voire la marginalisation des combustibles solides et, deuxièmement, la progression de l'électricité. Le recul des combustibles solides s'explique par la pénalisation des émissions de CO₂ : la consommation du charbon baisse inévitablement puisqu'il produit beaucoup de CO₂. L'introduction d'une valeur du carbone a des effets relativement moins importants sur la consommation d'électricité (en comparaison avec les hydrocarbures), d'où sa progression.

L'analyse sectorielle montre aussi que les économies d'énergie les plus importantes sont réalisées dans le scénario sans nucléaire, ni CCS.

GRAPHIQUE 47 - Demande finale énergétique, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

b. Impacts sur les coûts énergétiques

L'introduction d'un objectif en matière de réduction des émissions de CO₂ a un impact indéniable sur les coûts énergétiques des secteurs de la demande finale eu égard à l'introduction d'une valeur du carbone en vue de réaliser cet objectif. Cette évolution induit des modifications dans le comportement des consommateurs, dans les processus de production et dans les choix technologiques. C'est pourquoi différents indicateurs de coûts sont examinés afin de déterminer les conséquences en termes de coûts pour les secteurs de la demande finale.

Pour l'industrie et le secteur tertiaire, les indicateurs de coût correspondent aux coûts énergétiques par tep consommée (en euro(2000)/tep) et aux coûts énergétiques par unité de valeur ajoutée¹. Les coûts énergétiques englobent les coûts d'équipement énergétique (coûts fixes et variables²) et le coût d'achat de combustibles et de l'électricité. En ce qui concerne les ménages, l'analyse se fait par le biais des coûts énergétiques par tep consommée (en euro(2000)/tep) et des dépenses d'énergie des ménages (en euro(2000)/ménage). Les implications en termes de coûts dans le secteur des transports sont données par le coût total par passager-kilomètre (pkm) et par tonne-kilomètre (tkm) (en euro(2000)/pkm ou tkm). Le premier indicateur a trait au transport de voyageurs tandis que le deuxième concerne le transport de marchandises. Le coût total englobe le coût des combustibles, de l'équipement énergétique et les coûts non énergétiques (comme les coûts d'infrastructure) qui représentent un facteur important dans les transports.

Tous les indicateurs de coût susmentionnés englobent, par construction, les modifications intervenues dans les coûts du secteur électrique. En effet, les changements dans les coûts moyens de production se répercutent sur le prix de

1. En euro(2000) par millier d'euro(2000) de valeur ajoutée.
 2. Coûts du capital, de fonctionnement et d'entretien.

l'électricité payé par les consommateurs finals, et partant, sur les coûts énergétiques totaux des secteurs de la demande finale¹.

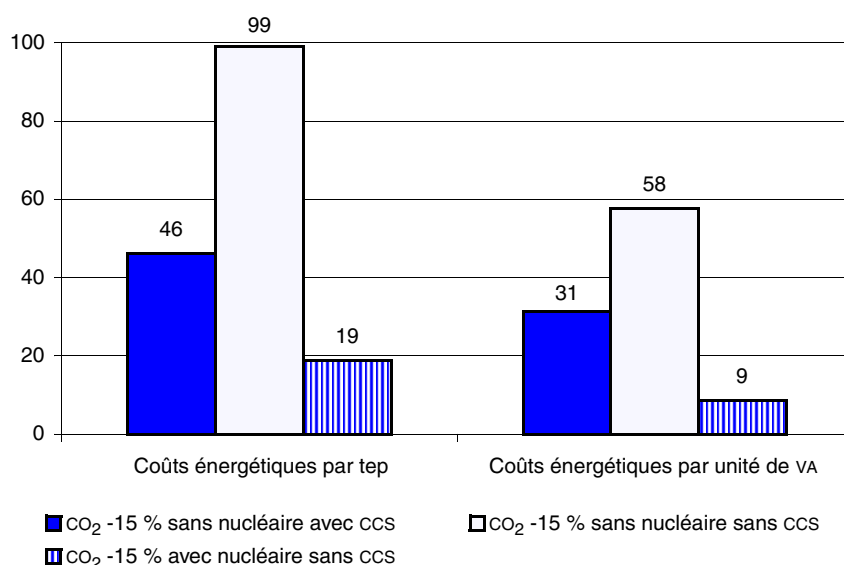
Avant d'entamer l'analyse des implications au niveau des coûts, d'objectifs de réduction des émissions de CO₂, il convient de rappeler que, dans le scénario de référence, les coûts énergétiques par tep consommée augmentent dans tous les secteurs sur la période 2000-2030. Cette évolution est due à la progression des prix de l'énergie (pétrole, gaz naturel, électricité, etc.), laquelle entraîne une hausse du prix des achats de combustibles pour les consommateurs finals. Les coûts liés à l'équipement énergétique croissent aussi sur la période de projection (cf. partie II.B.2).

Dans le contexte d'une réduction des émissions de CO₂, les coûts liés à l'énergie progressent plus vite que dans le scénario de référence compte tenu de l'impact de la valeur du carbone. L'ampleur de l'impact est fonction du secteur et du scénario de réduction.

Le Graphique 48 présente les résultats pour l'industrie des différents scénarios de réduction de 15 %. Les implications pour le secteur tertiaire et les ménages sont représentées respectivement dans le Graphique 49 et le Graphique 50. Enfin, le Graphique 51 résume l'impact sur les coûts du transport.

Quel que soit le secteur, l'impact le plus faible se marque dans le scénario incluant l'énergie nucléaire. Cette situation s'explique par deux facteurs interdépendants. Premièrement, l'effort de réduction à réaliser par la demande est relativement moins important dans le scénario nucléaire (mais plus important dans le secteur électrique) que dans les scénarios sans énergie nucléaire. Deuxièmement, le prix de l'électricité qui constitue une partie des coûts énergétiques, est moins élevé dans le scénario avec énergie nucléaire que dans les autres. Ce facteur joue moins dans le secteur des transports. En effet, celui-ci consomme principalement des produits pétroliers.

GRAPHIQUE 48 - Coûts énergétiques de l'industrie, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



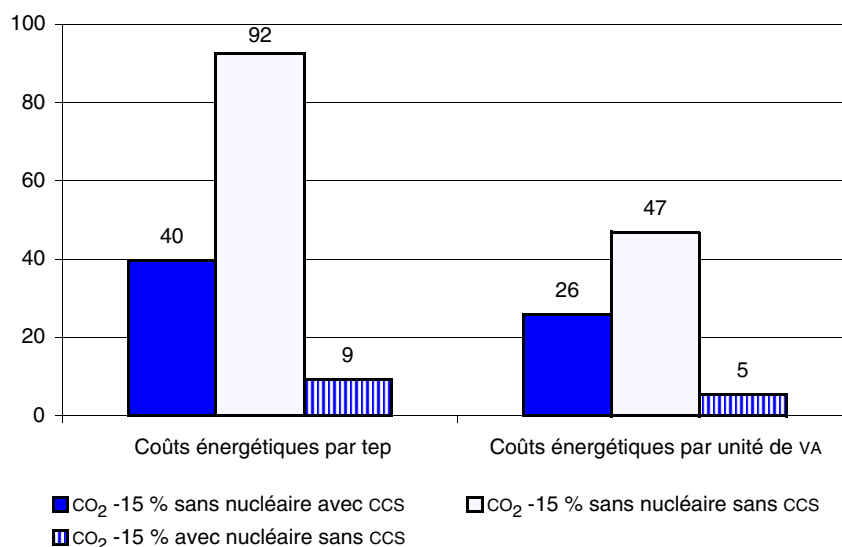
Source : PRIMES, calculs BFP.

1. Dans PRIMES, la fixation du prix de l'électricité suit le principe Ramsey-Boiteux, cf. note p. 30.

L'augmentation des coûts se marque surtout dans le scénario *CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS*, et ce dans tous les secteurs hormis celui des transports (entre +146 % et +169 % en 2030 en comparaison avec 2000 et entre +64 et +99 % par rapport au scénario de référence). Etant donné que les options de réduction du côté de l'offre en sus de celles déjà mises en œuvre dans le scénario de référence sont limitées et s'avèrent chères, l'effort de réduction se répercute en majeure partie sur les secteurs de la demande finale et exerce un impact non négligeable sur les coûts énergétiques.

L'analyse des coûts énergétiques par unité de valeur ajoutée ou par ménage traduit en fait l'impact sur les coûts énergétiques des secteurs mêmes puisque l'évolution de la valeur ajoutée et le nombre de ménages sont identiques dans tous les scénarios. Les différences au niveau de ces indicateurs de coûts énergétiques (par rapport au scénario de référence) sont systématiquement inférieures aux différences de coûts énergétiques par tep consommée. L'augmentation des coûts par tep consommée entraîne une baisse des niveaux de consommation de sorte que l'augmentation au niveau de la première composante est partiellement compensée par une baisse au niveau de la deuxième¹.

GRAPHIQUE 49 - Coûts énergétiques du secteur tertiaire, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)

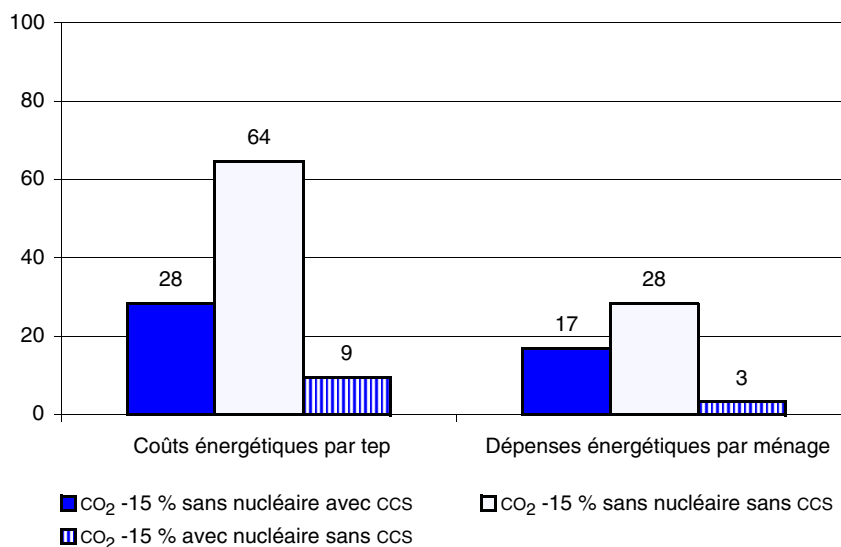


Source : PRIMES, calculs BFP.

En termes relatifs, les implications sur le plan des coûts d'une réduction de 15 % des émissions sont comparables dans l'industrie et dans le secteur tertiaire. Dans le secteur résidentiel, elles sont moins importantes. Dans le scénario *CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS*, l'écart au niveau des coûts énergétiques par tep consommée par rapport au scénario de référence y est, par exemple, de 64 % alors qu'il est de près de 100 % dans l'industrie et dans le secteur tertiaire.

1. En raison de la formule $C = Q \times C/Q$.

GRAPHIQUE 50 - Coûts énergétiques du secteur résidentiel, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES, calculs BFP.

De manière générale, les répercussions d'une réduction de 15 % des émissions de CO₂ énergétique sur les indicateurs de coût pour le transport sont moins importantes que l'impact sur les coûts des autres secteurs de la demande finale. Ce résultat s'explique, premièrement, par le faible degré de réactivité du secteur des transports¹ face aux hausses de prix (faible élasticité des prix et part importante des taxes dans le prix au consommateur final), et deuxièmement, par la part relativement plus petite des coûts de carburant dans le coût total du transport.

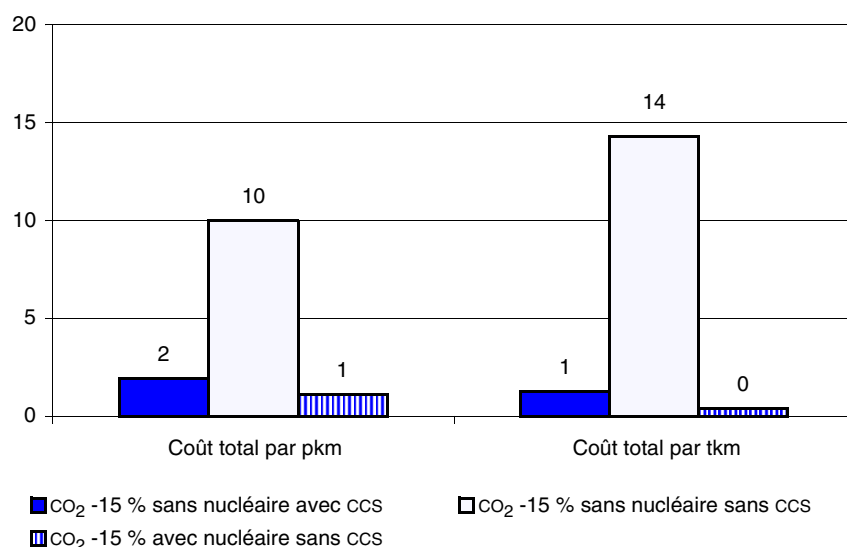
L'introduction de valeurs du carbone se répercute sur le classement des combustibles mais n'a d'incidence significative ni sur l'allocation de l'activité de transport entre les différents modes, ni sur la demande de mobilité. Si l'on veut jouer sur ces deux aspects, d'autres stratégies que celle basée sur les prix des carburants s'avèrent nécessaires.

Indépendamment du scénario envisagé, le coût total du transport évolue de manière identique pour les voyageurs et les marchandises. En outre, cette évolution est proche de celle du scénario de référence sauf dans le scénario *CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS*. Le statut spécial de ce dernier scénario s'explique par les possibilités limitées de réduction de CO₂ dans le secteur électrique. Par conséquent, il convient de multiplier les efforts de réduction dans les secteurs de la demande finale, transport y compris, ce qui a inévitablement un impact sur les coûts de ces secteurs.

En comparaison avec le scénario de référence, le coût total par pkm ou tkm parcouru en 2030 n'augmente que très légèrement dans les scénarios de réduction de 15 % (moins de 2 %) sauf dans le scénario sans nucléaire, ni CCS où il augmente de 10 à 14 %, respectivement pour le transport de voyageurs et de marchandises.

1. A l'exception du transport aérien.

GRAPHIQUE 51 - Coût total du transport, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES, calculs BFP.

4. Production d'électricité et de vapeur

La présente partie analyse la production d'électricité et de vapeur dans les différents scénarios.

TABLEAU 25 - Evolution et structure de la production d'électricité, objectif belge de réduction des émissions de CO₂ (en %)

	Scénario de référence	CO ₂ -15 % sans nucléaire avec CCS	CO ₂ -15 % sans nucléaire sans CCS	CO ₂ -15 % avec nucléaire sans CCS
Taux de croissance annuel moyen 2000-2030	1,0	1,0	0,9	1,4
Structure en 2030				
Nucléaire	0	0	0	51
Sources d'énergie renouvelables	12	23	28	20
Charbon	42	23	0	0
Gaz naturel	44	52	68	28

Source : PRIMES.

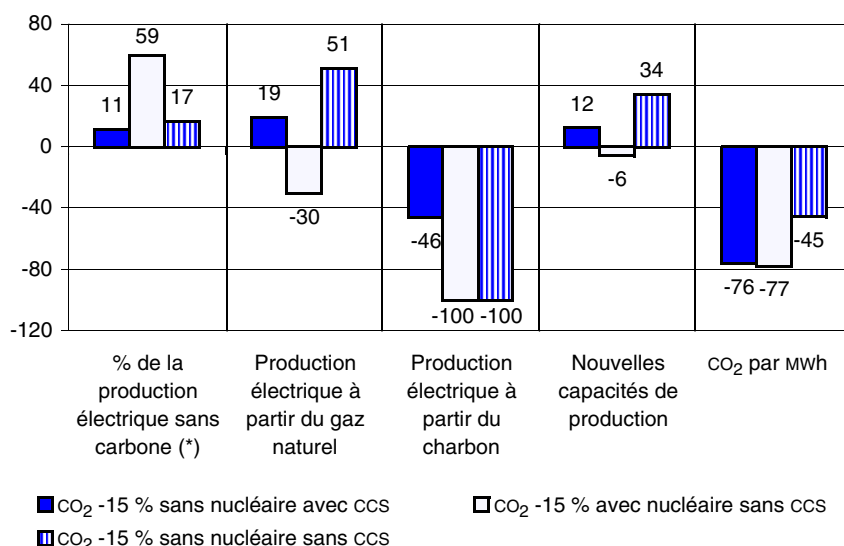
Dans le scénario de référence, la production d'électricité croît en moyenne de 1% par an, c'est-à-dire au même rythme que dans le scénario alternatif dans lequel la technologie CCS peut contribuer à réduire les émissions de CO₂. Lorsqu'il ne peut être fait appel ni à la CCS, ni à l'énergie nucléaire, la croissance annuelle moyenne de la production tombe à 0,9 %. Si l'énergie nucléaire peut être utilisée, le taux de croissance annuel moyen de la production d'électricité progresse sensiblement et atteint 1,4 %. Dans ce dernier scénario, l'énergie nucléaire représente un peu plus de la moitié de la production d'électricité en 2030, grignotant ainsi la part de marché des centrales au charbon. Dans tous les scénarios, les sources d'énergie

renouvelables profitent de l'objectif de réduction des émissions de CO₂ : leur part double pratiquement en comparaison avec leur niveau dans le scénario de référence.

Il est à remarquer que l'effort de réduction dans le secteur électrique est analysé en maintenant les importations nettes d'électricité au niveau endogène calculé dans le scénario de référence. En d'autres termes, il n'est pas tenu compte de la possibilité de réduire les émissions de CO₂ en augmentant les importations d'électricité et donc en baissant la production d'électricité sur le territoire belge.

Le Graphique 52 présente plusieurs indicateurs relatifs à la production d'électricité en fin de période de projection.

GRAPHIQUE 52 - Indicateurs relatifs à la production d'électricité, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

Dans le scénario de réduction CO₂ -15 % avec nucléaire sans CCS, la progression sensible de la part des formes d'énergie sans carbone dans la production d'électricité s'explique par le fait que l'énergie nucléaire est réputée être une source de production ne rejetant pas de CO₂. Dans les deux scénarios sans CCS, le charbon est abandonné. L'extension de la capacité de production dans les scénarios non nucléaires est sensiblement plus importante que dans le scénario de référence, principalement en raison de la contribution, en quantités non négligeables, de sources d'énergie renouvelables (cf. infra.). Les émissions de CO₂ par MWh baissent nettement par rapport au scénario de référence, quoique un peu moins sensiblement dans le scénario de réduction de 15 % sans nucléaire, ni CCS compte tenu des limites en termes d'options technologiques caractéristiques de ce scénario.

Les deux tableaux ci-dessous rassemblent d'autres indicateurs intéressants liés à la production électrique, à savoir la capacité de production électrique nécessaire pour satisfaire la demande (et sa composition), la part des sources d'énergie re-

nouvelables et des centrales de cogénération dans la production totale et le taux d'utilisation moyen des capacités de production.

TABLEAU 26 - Autres indicateurs liés à la production d'électricité, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030

	Scénario de référence	CO ₂ -15 % sans nucléaire avec CCS	CO ₂ -15 % sans nucléaire sans CCS	CO ₂ -15 % avec nucléaire sans CCS
Part des SER (%)	11,8	22,7	28,3	20,3
Capacité installée (GW)	23,0	25,5	30,0	27,9
dont investissements depuis 2001 (GW)	20,5	23,1	27,5	19,4
Contribution des centrales de cogénération (%)	18,2	14,3	14,5	15,0
Taux d'utilisation (%)	55,5	50,1	41,5	51,1

Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables.

TABLEAU 27 - Capacités installées de production électrique, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030 (en GW)

	Scénario de référence	CO ₂ -15 % sans nucléaire avec CCS	CO ₂ -15 % sans nucléaire sans CCS	CO ₂ -15 % avec nucléaire sans CCS
Capacité installée	23	26	30	28
- Energie nucléaire	0	0	0	7,8
- Sources d'énergie renouvelables	4,2	7,6	13,4	7,6
- Charbon	7,1	3,9	0	0
- Gaz naturel	11,2	12,1	12,6	11,8

Source : PRIMES.

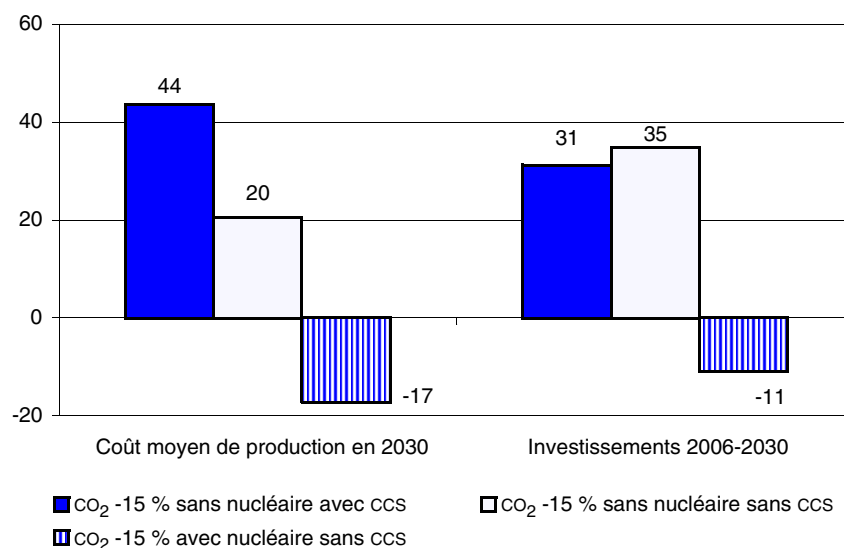
L'analyse de la capacité de installée révèle que les scénarios de réduction impliquent une (forte) extension de la capacité installée. Lorsque l'option nucléaire est prise en considération (*CO₂ -15 % avec nucléaire sans CCS*), la progression de la capacité de production s'explique, en grande partie, par la demande accrue d'électricité. Par contre, en cas de sortie du nucléaire, l'augmentation de capacité est attribuable à une progression des parts des sources d'énergie renouvelables : une capacité supplémentaire est nécessaire pour compenser la faible disponibilité des énergies éolienne et solaire. Les turbines éoliennes (onshore et offshore) jouent un rôle important dans les scénarios de réduction: tous les scénarios alternatifs exploitent au maximum le potentiel des turbines éoliennes en fin de période de projection. La biomasse est aussi davantage utilisée que dans le scénario de référence, contrairement au charbon qui disparaît totalement. La seule exception est constituée par le scénario *CO₂ -15 % sans nucléaire avec CCS* puisque la technologie CCS permet de limiter considérablement les émissions des centrales au charbon. Dans ce scénario, l'énergie nucléaire est évidemment exclue. Lorsque le nucléaire ou la technologie CCS ne peuvent être exploités, on observe une augmentation spectaculaire du solaire photovoltaïque. Bien que les cellules photovoltaïques ne semblent économiquement pas viables dans les autres scénarios, l'absence d'alternatives dans ce scénario accélère leur entrée dans le futur parc de production.

Le développement accru des capacités de production dans les scénarios de réduction a également un impact sur le taux d'utilisation moyen¹ du parc de production qui diminue sensiblement.

De façon peut-être surprenante, la part des centrales de cogénération dans la production électrique totale est inférieure dans les scénarios de réduction (14 à 15 % en 2030) à celle projetée dans le scénario de référence (18 %). Les changements dans le prix du gaz naturel sont à l'origine de cette situation. En effet, dans le scénario de référence, les centrales de cogénération utilisent en majeure partie du gaz naturel qui voit son prix se renchérir dans les scénarios de réduction à cause de la valeur du carbone. Dès lors ce type de production est défavorisé par rapport à une production dans des centrales qui n'émettent pas de CO₂. En d'autres termes, l'intérêt de la cogénération pour limiter les émissions de CO₂ (grâce à un meilleur rendement global de conversion) est en partie annulé par des prix du gaz plus élevés.

Pour terminer l'analyse des impacts sur la production d'électricité, le graphique ci-dessous montre comment se comparent le coût moyen de la production d'électricité et de vapeur et les dépenses d'investissement dans les scénarios de réduction avec celui et celles du scénario de référence. Les coûts moyens de production sont donnés pour la dernière année de la période de projection (2030) tandis que les dépenses d'investissement couvrent la période 2006-2030.

GRAPHIQUE 53 - Indicateurs de coût du secteur électrique, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

Lorsqu'on impose une réduction de 15 % en 2030 par rapport à 1990, pour les émissions de CO₂ énergétique en Belgique, le coût moyen de production se situe au dessus de la valeur dans le scénario de référence sauf dans le scénario de réduction avec nucléaire. Dans les scénarios sans nucléaire, l'augmentation du coût s'explique par la mise en œuvre de technologies spécifiques ou par des substitu-

1. Le taux d'utilisation est calculé comme le rapport entre la production totale annuelle (en GWh) et la capacité totale (en GW), divisé ensuite par le nombre d'heures par an (soit 8 760 heures).

tions entre formes d'énergie, nécessaires pour réduire les émissions mais entraînant des coûts supplémentaires.

Dans le scénario sans nucléaire et sans CCS, le coût moyen de production en 2030 est 20 % supérieur au coût dans la projection de référence (ou 64% plus élevé que le coût de 2000) alors que dans le même temps le secteur électrique réduit ses émissions de CO₂ de 48 % par rapport au niveau du scénario de référence. Ce renchérissement du coût de production s'explique par les facteurs suivants : la substitution gaz-charbon, un parc de production plus étendu en termes de capacité installée pour tenir compte du caractère intermittent de certaines sources d'énergie renouvelables et une production électrique inférieure à celle estimée dans le scénario de référence.

Dans le scénario sans nucléaire et avec CCS, le coût moyen de production en 2030 progresse encore davantage (+44 % par rapport au scénario de référence, +96 % par rapport à 2000) mais les réductions d'émissions y sont plus importantes que dans le scénario précédent (-76 % en 2030 par rapport au niveau du scénario de référence, contre -48 % dans le scénario précédent). Cette fois, c'est principalement le coût de mise en œuvre de la technologie CCS qui provoque cette hausse sensible du coût moyen de production.

Enfin, dans le scénario avec nucléaire et sans CCS, le coût moyen de production en 2030 augmente également par rapport à 2000 (+13 %) mais il se situe en dessous des niveaux enregistrés dans le scénario de référence et dans les scénarios de réduction sans nucléaire. En effet, dans ce scénario, une partie importante de la production (40 %) provient des centrales nucléaires existantes complètement amorties et dont le coût de production est bien inférieur au coût de production de nouvelles centrales de quelque type qu'elles soient. Cet élément domine les facteurs qui poussent à la hausse le coût moyen de production, à savoir des prix plus élevés pour le gaz naturel et un recours accru à des sources d'énergie intermittentes (voir supra).

Pour terminer, les dépenses d'investissement¹ dans le secteur électrique entre 2006 et 2030 dépassent d'environ un tiers les dépenses calculées dans le scénario de référence. Dans le scénario CO₂ -15 % sans nucléaire avec CCS, le surcroît d'investissement provient de la technologie CCS et des SER. Dans le scénario CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS, il provient des SER qui constituent une partie très importante du parc de production électrique (45 % de la capacité de production en 2030) et du niveau plus élevé de la capacité installée totale (+30 % par rapport au scénario de référence, +18 % par rapport au scénario CO₂ -15 % sans nucléaire avec CCS et +7,5 % par rapport au scénario CO₂ -15 % avec nucléaire sans CCS, en 2030). Par contre, la possibilité de maintenir les centrales nucléaires actuelles en activité à l'horizon de l'étude (scénario CO₂ -15 % avec nucléaire sans CCS) permettrait de réduire de 10 % les dépenses d'investissement calculées dans le scénario de référence.

1. Les investissements liés aux réseaux de transport et de distribution ne sont pas compris dans les dépenses d'investissement.

5. Demande d'énergie primaire et approvisionnement énergétique

Le tableau ci-dessous présente l'évolution (exprimée en taux de croissance annuel moyen) de la demande d'énergie primaire sur l'ensemble de la période 2000-2030 et la structure de la demande d'énergie primaire ou la consommation intérieure brute (CIB) pour l'année 2030 tant dans le scénario de référence que dans les scénarios de réduction de 15 %.

TABLEAU 28 - Evolution et structure de la demande d'énergie primaire, objectif belge de réduction des émissions de CO₂ (en %)

	Scénario de référence	CO ₂ -15 % sans nucléaire avec CCS	CO ₂ -15 % sans nucléaire, sans CCS	CO ₂ -15 % avec nucléaire sans CCS
Taux de croissance annuel moyen 2000-2030	-0,1	-0,3	-0,8	0,1
Structure en 2030				
Charbon	20,8	13,9	1,7	2,5
Pétrole	38,6	38,0	39,0	33,1
Gaz naturel	35,3	39,9	48,3	29,5
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	27,9
Sources d'énergie renouvelables	5,3	8,2	11,0	7,0

Source : PRIMES.

CIB = consommation intérieure brute (d'énergie).

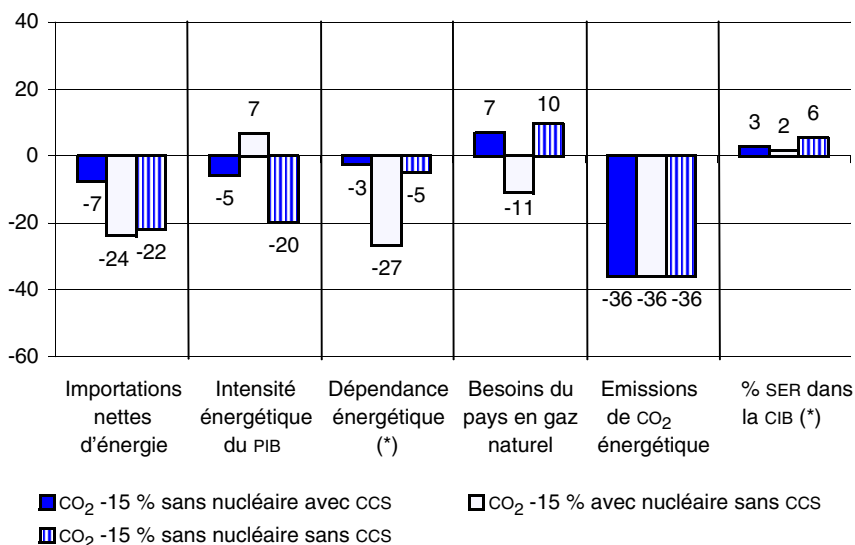
Le Tableau 28 montre que, pour réaliser une réduction de 15 % des émissions de CO₂ énergétique, des substitutions entre formes d'énergie ne suffisent pas, il s'avère également nécessaire de faire baisser (sensiblement) la demande d'énergie primaire. C'est le scénario incluant la sortie du nucléaire mais pas l'option CCS qui enregistre la baisse la plus nette (0,8 %) de la demande d'énergie primaire. La disponibilité de l'énergie nucléaire donne d'autres résultats : il n'est plus question d'une baisse sensible de la demande d'énergie primaire mais bien d'une légère hausse. L'explication d'une telle évolution est plutôt à chercher dans la convention statistique adoptée pour la chaleur nucléaire (voir partie II.B.1). En résumé, on constate que dans les scénarios sans énergie nucléaire, la demande d'énergie primaire baisse plus nettement que dans le scénario de référence.

L'analyse détaillée de cette demande montre que c'est le charbon qui recule le plus. La part du charbon dans la consommation intérieure brute (c'est-à-dire la demande d'énergie primaire) fléchit nettement dans tous les scénarios de réduction. Lorsque l'énergie nucléaire peut être exploitée et/ou que la technologie CCS n'est pas envisagée, la part du charbon se marginalise. En ce qui concerne le gaz naturel, on constate que sa part progresse plus rapidement dès lors que les centrales nucléaires ne sont pas remplacées après une durée de vie de 40 ans. Si la CCS ne peut, en outre, être exploitée, le gaz naturel constitue près de la moitié de la demande d'énergie primaire. Les possibilités technologiques offertes par ce scénario (CO₂ -15 % sans nucléaire sans CCS) sont très limitées puisque le cadre réglementaire exclut l'énergie nucléaire et qu'il n'est pas intéressant d'utiliser le charbon, très carboné, sans la technologie CCS. Dans le scénario incluant le nucléaire, la part du gaz naturel avoisine les 30 %. Enfin, il est à remarquer que les scénarios de réduction ont un impact positif sur l'utilisation des sources d'énergie

renouvelables : leur part dans la consommation intérieure brute varie entre 7 % et 11 % alors qu'elle est de près de 5 % dans le scénario de référence.

A titre d'information, le graphique suivant donne, pour l'année 2030, l'évolution d'un certain nombre d'indicateurs relatifs à l'énergie primaire par rapport au scénario de référence.

GRAPHIQUE 54 - Indicateurs relatifs à la demande d'énergie primaire, objectif belge de réduction des émissions de CO₂, année 2030, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

L'on remarque que les importations nettes d'énergie diminuent dans les scénarios de réduction mais que la baisse reste limitée lorsque la technologie CCS est disponible. Cette évolution est due aux importations relativement plus élevées de charbon (par rapport aux deux autres scénarios de réduction) et de gaz naturel. C'est dans ce scénario que la dépendance aux importations diminue le moins (en raison d'une dépendance vis-à-vis des sources d'énergie étrangères).

D. Changements de comportements, économies d'énergie et réductions d'émission

Pour clôturer ce chapitre sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, nous adoptons, dans cette dernière partie, un autre angle d'approche : au lieu d'introduire une valeur du carbone en vue d'atteindre un objectif spécifique via des mécanismes de prix et des combinaisons différentes de technologies énergétiques, nous étudions les implications de la mise en oeuvre d'une série de directives européennes visant une diminution de la demande d'énergie dans tous les secteurs.

Plusieurs pistes peuvent être envisagées pour réduire les émissions de CO₂ : un glissement vers des combustibles moins polluants, l'application de la technologie CCS ou encore la limitation de la demande (et par conséquent de la consumma-

tion) d'énergie. L'énergie qui n'est pas consommée, ne doit pas être produite et ne pollue donc pas. Néanmoins, faire baisser la demande d'énergie n'est pas une sinécure. De plus, d'autres facteurs que les effets de prix, interviennent et il est difficile de les énumérer tous. L'inertie du système énergétique, couplée au comportement des agents économiques lors de décisions d'investissement, fait que les économies d'énergie sont réalisées très progressivement et de manière très fragmentée. Pour accélérer et renforcer au plus vite l'impact des économies d'énergie sur la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre, des mesures adaptées en sus des instruments fiscaux doivent être appliquées. Ces mesures doivent permettre de lever les obstacles qui entravent les changements de comportement.

La présente partie de cette étude tente d'analyser l'impact d'un certain nombre de mesures sur la gestion de la demande énergétique. Pour ce faire, elle s'inspire des résultats d'une étude commanditée par la DG TREN (CE, 2006b) qui entre autres analyse un scénario axé sur l'efficacité énergétique. Cette partie présente les principaux résultats pour la Belgique en termes de diminution de la demande énergétique et d'émissions et établit une comparaison avec le scénario de référence.

1. Efficacité énergétique

Le Livre vert sur l'efficacité énergétique de 2005 mentionne que les technologies aujourd'hui disponibles devraient permettre, grâce à une amélioration de l'efficacité énergétique, de réduire efficacement de près de 20 % la consommation d'énergie. Plusieurs directives ont été adoptées pour contribuer à cet objectif. A titre d'exemples : la directive concernant les prestations énergétiques des bâtiments (2002), la directive concernant la promotion de la cogénération (2004), la directive concernant l'écoconception (2005) et la directive relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques (2006) ainsi que plusieurs directives en matière de label énergétique. En outre, des normes d'efficacité minimale ont été fixées en collaboration avec certains secteurs, lesquelles ont fait l'objet d'accords de branche. Les effets de la mise en œuvre de ces directives dans les Etats membres ne sont pas immédiatement visibles mais se marqueront dans le temps. On s'attend à réaliser des progrès importants une fois que les directives seront appliquées dans leur totalité puisque les programmes d'efficacité énergétique vont de pair avec une évaluation plus correcte du coût réel de l'énergie. Dès ce moment, les agents économiques rationnels devraient opter pour des solutions plus efficaces sur le plan de l'énergie. Le scénario axé sur l'efficacité énergétique évalué dans cette partie table sur une mise en œuvre rigoureuse de la politique européenne d'efficacité énergétique en Belgique. L'énergie utile (services énergétiques comme l'éclairage, le chauffage, les déplacements, les communications) est alors satisfaite plus efficacement. Cette efficacité se traduit dans les choix des consommateurs, lesquels sont basés sur les coûts observés qui reflètent mieux les avantages de l'efficacité énergétique. En d'autres termes, les consommateurs sont davantage conscients des coûts énergétiques et optent, par conséquent, pour des achats et des investissements plus efficaces en termes de coûts et d'énergie. En outre, les normes instaurées vont permettre une amélioration des performances énergétiques des équipements énergétiques (par rapport au scénario de référence), lesquels détrôneront désormais les anciens équipements. Dans le secteur de la construction aussi, des améliorations sur le plan de l'isolation vont se concrétiser et entraîneront des

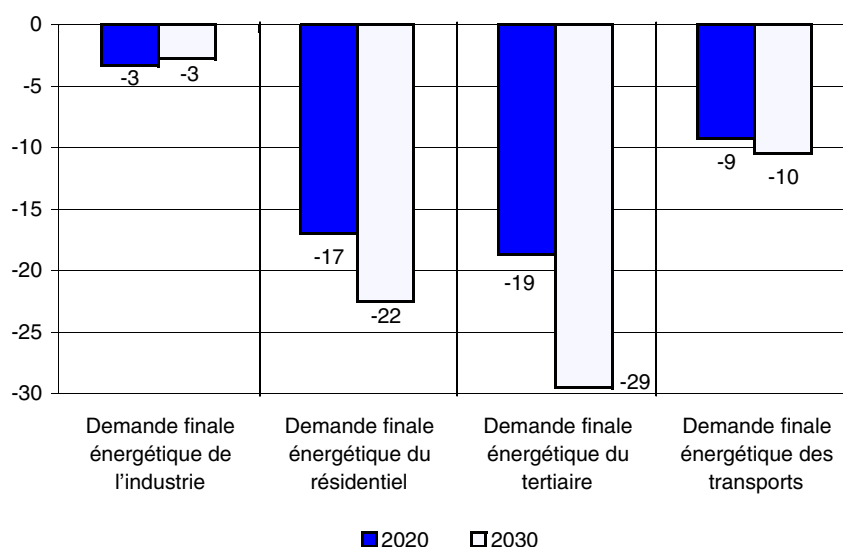
économies d'énergie. Outre ces évolutions du côté de la demande, des améliorations devraient également être engrangées au niveau de l'offre : l'utilisation de la cogénération et la commercialisation à long terme de machines plus efficaces grâce à des évolutions technologiques plus rapides.

On l'a bien compris, le scénario examiné ci-après ne s'inscrit pas en droite ligne des scénarios de réduction, tels que décrits dans les parties IV.B et IV.C. Dans ces scénarios, les réductions d'émissions sont réalisées en tenant compte des comportements actuels des agents économiques (via les taux d'actualisation, cf. II.A.7) et de leurs réactions via des mécanismes de prix, l'introduction d'une valeur du carbone dans le système faisant augmenter les prix de l'énergie. Les agents économiques modifient alors leurs comportements de sorte que l'objectif de réduction est atteint.¹ Dans le scénario axé sur l'efficacité énergétique, aucun objectif n'est fixé au préalable. Le scénario se limite à intégrer les directives européennes en matière d'efficacité énergétique et suppose que les directives sont mises en œuvre. D'un point de vue technique, les taux d'actualisation des différents agents sont assouplis, ce qui modifie leur perception des coûts et les encourage à opter pour des achats efficaces sur le plan de l'énergie et des coûts.

2. Demande finale énergétique

Les mesures portant sur l'efficacité énergétique ont pour principal objectif d'infléchir la demande finale d'énergie. C'est pourquoi ce scénario axé sur l'efficacité aura tout d'abord une incidence sur la demande finale d'énergie. En 2020, elle est au minimum 10 % inférieure par rapport au scénario de référence, l'écart allant jusqu'à 13 % en 2030. Le Graphique 55 montre l'impact de ce scénario sur les quatre secteurs. Il en ressort que ce sont surtout les ménages et le secteur tertiaire qui réduisent leur consommation finale, contrairement au secteur des transports et à l'industrie.

GRAPHIQUE 55 - Demande finale énergétique, scénario efficacité énergétique, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

1. Pour une description plus détaillée, voir l'annexe F.

La politique d'efficacité énergétique axée sur les bâtiments, la maîtrise de la demande, le label des appareils électriques vise principalement les ménages et le secteur tertiaire. De plus, la structure de la consommation d'énergie des ménages et du secteur tertiaire est très semblable puisque la consommation a lieu, en majeure partie, dans des bâtiments. Cette consommation a pour objet le chauffage, le refroidissement, l'éclairage, la cuisine et concerne aussi les appareillages périphériques.

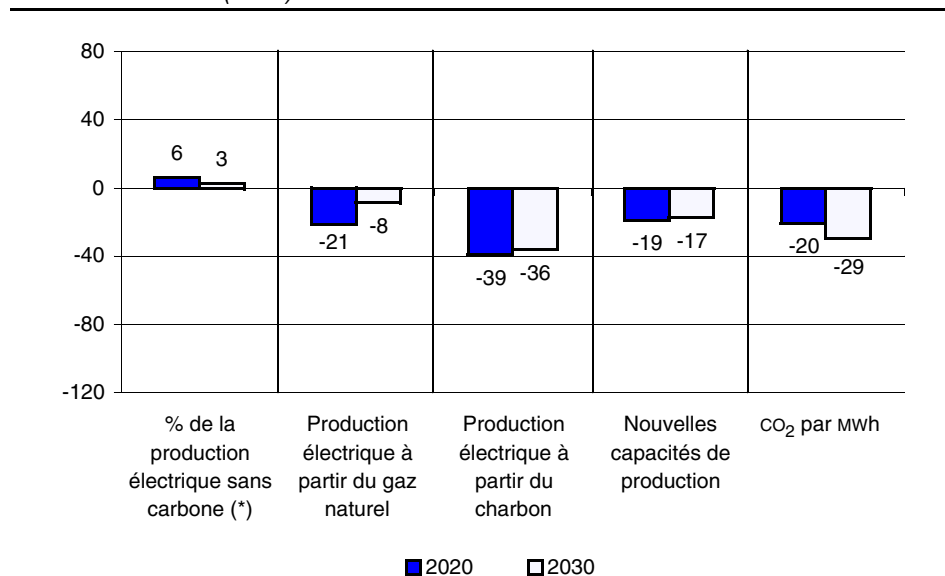
Au niveau du transport, on constate, par rapport au scénario de référence, une baisse de la demande finale de 9 % en 2020 et de 10 % en 2030. Cette évolution est attribuable à l'utilisation de véhicules plus efficaces ainsi qu'à une meilleure évaluation des coûts par les utilisateurs. L'impact moindre du scénario *efficacité énergétique* sur le secteur des transports s'explique par le fait que le scénario de référence englobe déjà des mesures axées sur l'efficacité des voitures, à savoir les accords ACEA, et les biocarburants. Il est à remarquer que la part des biocarburants dans le scénario *efficacité énergétique* est légèrement supérieure à celle dans le scénario de référence (6,8 % en 2020 et 8,7 % en 2030 contre 6,4 % et 8,0 % dans le scénario de référence).

Le secteur de l'industrie aussi semble subir un impact moindre dans ce scénario, ce qui s'explique par le fait que de nombreuses améliorations sur le plan de l'efficacité énergétique sont déjà intégrées dans le scénario de référence. De plus, ce scénario est fondé sur les mêmes hypothèses macroéconomiques que le scénario de référence. Par conséquent, il n'est pas possible d'opter pour une structure industrielle consommant moins d'énergie mais bien pour des processus de production plus efficaces.

3. Production d'électricité et de vapeur

La production d'électricité aussi subit une incidence.

GRAPHIQUE 56 - Indicateurs relatifs à la production d'électricité, scénario *efficacité énergétique*, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

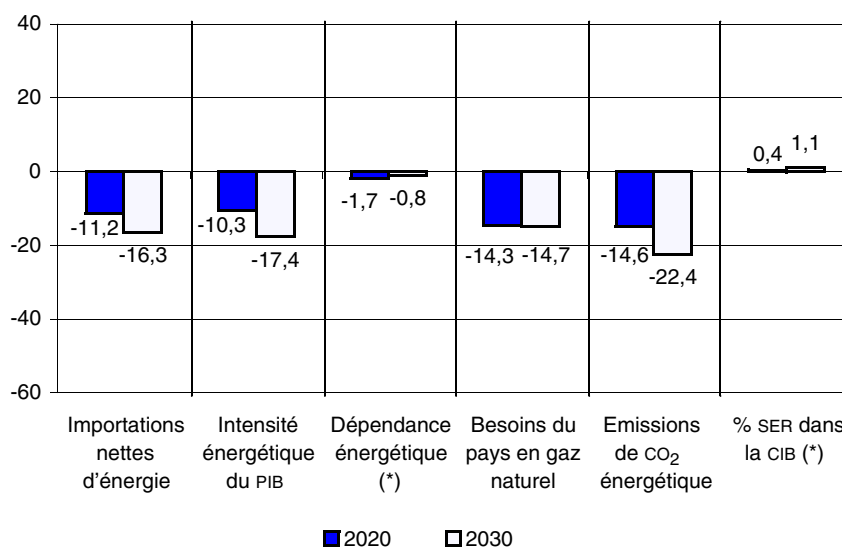
(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

Parmi tous les scénarios étudiés, c’est dans le scénario *efficacité énergétique* que l’on observe la croissance la plus faible de la consommation électrique: elle ne progresse que de 0,4 % en moyenne annuelle entre 2000 et 2030. Puisque la demande d’électricité est significativement plus basse que dans le scénario de référence (-12 % en 2020, -18 % en 2030), la production électrique se réduit aussi, ce qui implique par conséquent une extension moins importante de la capacité de production. A long terme, des technologies de production plus efficaces sont mises en œuvre : l’efficacité totale du secteur de la production est de 59 % en 2030, contre 53 % dans le scénario de référence. Ces deux phénomènes font que la production d’électricité nécessite moins de combustible (d’où la baisse dans la consommation de gaz naturel et de charbon), alors que la part des sources d’énergie renouvelables progresse (elle est de 14,8 % en 2030, contre 11,8 % dans le scénario de référence, ce qui représente un écart de 3 points de pourcentage). Cette progression est attribuable à la promotion de la cogénération. Celle-ci peut être produite tant à partir du gaz naturel que de la biomasse, est efficace (grâce à la liaison de la production de chaleur et d’électricité), et a un effet positif sur les émissions du secteur. La hausse de la part des sources d’énergie renouvelables est donc attribuable au recours accru à la biomasse. La production d’électricité à partir des autres sources d’énergie renouvelables est comparable à celle dans le scénario de référence. La forte baisse de la consommation de charbon et le recours accru à la cogénération, combinés à d’autres technologies de production plus efficaces contribuent, sur le long terme, à une baisse des émissions de CO₂ par MWh produit.

4. Demande d’énergie primaire et approvisionnement énergétique

Les modifications observées au niveau de la demande finale d’énergie et dans la production d’électricité ont un impact sur les besoins d’énergie primaire.

GRAPHIQUE 57 - Indicateurs relatifs à la demande d’énergie primaire, scénario *efficacité énergétique*, différence par rapport au scénario de référence (en %)



Source : PRIMES.

(*) Ecart exprimé en point de pourcentage.

En comparaison avec le scénario de référence, les besoins en énergie primaire sont largement inférieurs. En 2020, ils sont de 10 % inférieurs par rapport au niveau observé dans le scénario de référence et l'écart approche les 17 % en 2030. On observe une diminution de la consommation de toutes les formes d'énergie mais la plus forte baisse concerne le charbon, suivi par le gaz naturel. Vu que ces deux formes d'énergie doivent être importées, cette évolution a un impact positif sur les importations nettes d'énergie et sur la dépendance aux importations. Cette baisse de la consommation est due à un fléchissement de la demande finale d'énergie, à une croissance moindre de la demande d'électricité (0,4 % par an sur la période 2000-2030 par rapport à 1,0 % dans le scénario de référence) et à un recours accru aux centrales de cogénération pour la production d'électricité et de vapeur. En 2030, la part des sources d'énergie renouvelables dans la demande d'énergie primaire est 1,1 point de pourcentage plus élevée que dans le scénario de référence. Le recul de la demande d'énergie, combiné à une baisse sensible de l'utilisation du charbon dans le secteur de l'électricité, provoque une nette diminution des émissions de CO₂. Par rapport à 1990, les émissions de CO₂ énergétique sont près de 6 % inférieures en 2020 et sont environ de 3 % supérieures en 2030. En comparaison avec le scénario de référence, on observe respectivement une baisse de 15 % et de 22 % pour les deux années.

5. Emissions sectorielles

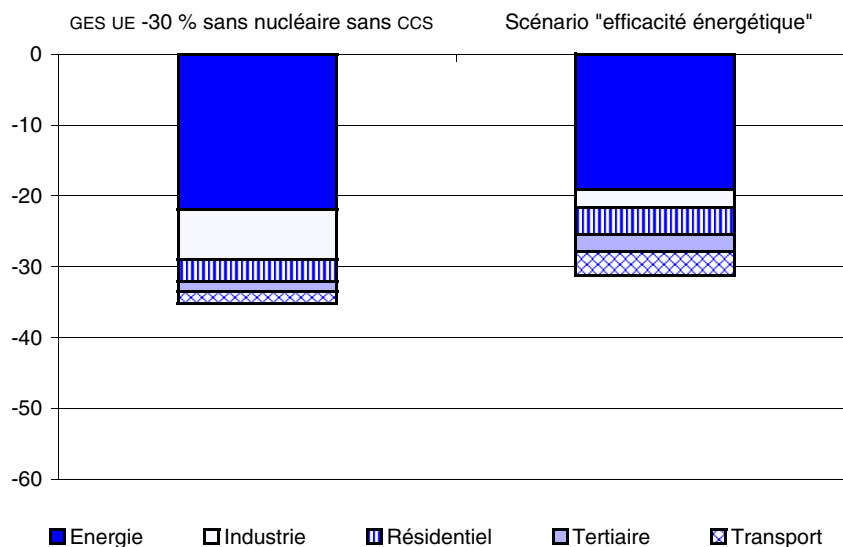
L'optique choisie pour construire le scénario *efficacité énergétique* est très différente de celle adoptée pour les autres scénarios alternatifs présentés dans les sections IV.B et IV.C. Dans la première, on part d'un ensemble de politiques et mesures et on évalue leur impact sur la consommation et la production d'énergie et les émissions de CO₂ énergétique. Dans la seconde, on part d'un objectif de réduction des émissions et on étudie les changements à moindres coûts qui sont nécessaires pour le rencontrer.

On peut donc s'attendre à des effets très contrastés en ce qui concerne les émissions totales de CO₂ énergétique selon le scénario. Afin de mieux souligner les différences entre les deux optiques, il est intéressant de comparer les deux scénarios qui sont les plus proches du point de vue des émissions de CO₂ énergétique en 2030, en opérant une décomposition sectorielle des réductions d'émissions par rapport au scénario de référence. Le scénario alternatif le plus proche du scénario *efficacité énergétique* est le scénario de réduction des émissions de GES de l'Union européenne de 30 % en 2030 par rapport à 1990, sans nucléaire et sans CCS (*GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*).

Dans le scénario *efficacité énergétique*, les émissions de CO₂ énergétique se situent en 2030 3 % au dessus du niveau de 1990, alors que dans le scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*, elles sont réduites de 1 % par rapport à 1990. Par rapport au scénario de référence en 2030, les réductions d'émission sont, en termes absolus, de respectivement 31 Mt et 35 Mt et en termes relatifs, de respectivement 22 % et 25 %.

Le graphique ci-dessous compare la contribution des différents secteurs aux réductions totales réalisées dans chacun des deux scénarios.

GRAPHIQUE 58 - Contribution des différents secteurs aux réductions d'émission de CO₂ en 2030, comparaison entre types de scénarios, différence par rapport au scénario de référence (en Mt)



Source : PRIMES.

N.B. Energie = production d'électricité et de vapeur et autres secteurs de transformation de l'énergie (raffineries, etc.).

La première différence qui saute aux yeux vient de l'industrie. Les réductions d'émissions calculées dans le scénario *efficacité énergétique* sont quasiment trois fois moindres que celles réalisées dans l'autre scénario sous l'impulsion de la valeur du carbone. L'écart vient essentiellement de la sidérurgie où la valeur du carbone a pour effet de modifier sensiblement la répartition de la production d'acier entre les filières intégrée et électrique en pénalisant la première, grosse consommatrice de charbon, au profit de la seconde. Cet effet de substitution, qui n'est pas suscité par les politiques et mesures envisagées dans le scénario *efficacité énergétique*, a un impact très important sur les émissions de CO₂ de l'industrie.

Par contre, les réductions d'émissions réalisées dans les autres secteurs de demande finale sont supérieures dans le scénario *efficacité énergétique* à celles issues du scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*. L'écart le plus significatif vient du secteur des transports (écart de quelque 2 Mt, contre moins de 1 Mt dans le secteur résidentiel et le tertiaire). Ce résultat vient du type de mesures simulées ou suscitées dans chacun des deux scénarios. Dans le scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*, les réductions d'émissions proviennent exclusivement de la réaction du secteur aux hausses de prix induites par la valeur du carbone. Or, à comportement inchangé, cette réaction est relativement limitée du fait de taxes élevées et d'élasticités aux prix relativement faibles. Par contre, dans le scénario *efficacité énergétique*, on agit sur les variables de comportement afin de rendre l'utilisateur de transport plus sensible aux variations de prix¹ et susciter l'utilisation de véhicules plus efficaces et on augmente ex ante la part dévolue aux biocarburants.

Enfin, les réductions d'émission opérées dans le secteur de l'énergie (dominé par le secteur électrique) sont un peu moins importantes dans le scénario *efficacité*

1. Il s'agit ici de variations de prix induites par l'évolution des prix internationaux du pétrole sur la période de projection.

énergétique (écart de 2,8 Mt). Ce n'est cependant pas tant la différence entre réductions que celle entre les moyens pour y arriver qui veuille que l'on s'attarde un peu sur ce secteur. Ainsi, les réductions calculées dans le scénario *efficacité énergétique* ont pour principale origine la mise en œuvre d'économies d'électricité dans les secteurs de demande finale combinée avec un développement de la cogénération à partir de gaz naturel et de biomasse. Les économies d'électricité ont pour effet de réduire la production électrique à partir de charbon et dans une moindre mesure à partir de gaz naturel (en raison du déploiement concomitant des centrales de cogénération), et par là de réduire les émissions du secteur.

Par contre, les réductions d'émissions du secteur électrique dans le scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS* sont induites par la valeur du carbone et proviennent en tout premier lieu de l'élimination du charbon pour la production électrique et de l'essor des sources d'énergie renouvelables. La diminution de la demande électrique joue un rôle également mais ce rôle est nettement moins important que dans le scénario *efficacité énergétique*.

Une autre manière de percevoir les différences décrites ci-dessus consiste à comparer la décomposition de l'évolution des émissions des quatre secteurs de la demande finale en ses composantes « intensité en carbone », « intensité énergétique » et « activité » (cf. IV.B.2 et IV.C.2).

TABLEAU 29 - Facteurs explicatifs de l'évolution des émissions de CO₂ énergétique dans les secteurs de demande finale, comparaison entre types de scénarios (taux de croissance annuel moyen 2000-2030, en %)

	Scénario de référence	GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS	Scénario d'efficacité énergétique
Industrie			
CO ₂	-0,7	-1,9	-1,1
CO ₂ /E	-0,7	-1,4	-1,0
E/VA	-1,4	-1,9	-1,5
VA	1,4	1,4	1,4
Tertiaire			
CO ₂	0,8	0,3	-0,2
CO ₂ /E	-0,3	-0,4	-0,1
E/VA	-0,9	-1,3	-2,1
VA	2,0	2,0	2,0
Résidentiel			
CO ₂	-0,3	-0,9	-1,1
CO ₂ /E	-0,5	-0,7	-0,4
E/revenu disponible	-1,4	-1,8	-2,3
revenu disponible	1,6	1,6	1,6
Transport			
CO ₂	0,3	0,1	-0,1
CO ₂ /E	-0,2	-0,2	-0,3
E/PIB	-1,4	-1,6	-1,7
PIB	1,9	1,9	1,9

Sources : PRIMES, calculs BFP.

E = consommation d'énergie finale.

VA = valeur ajoutée.

Le tableau ci-dessus met bien en évidence les mécanismes mis en jeu dans les différents type de scénario : une action essentiellement axée sur l'efficacité énergétique dans le scénario *efficacité énergétique*, ce scénario est en effet caractérisé par une intensité énergétique en très forte diminution ; un action visant l'internalisation du prix du carbone dans le scénario *GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS*, avec comme conséquence également une diminution de l'intensité énergétique mais aussi de l'intensité en carbone de la consommation énergétique.

Encadré 2 : Comparaison entre le scénario d'efficacité énergétique et les scénarios avec mesures complémentaires (BFP, 2006a)

L'étude commanditée par le ministre Tobback (BFP, 2006a) présente un scénario intégrant des mesures plus contraignantes en matière d'efficacité (le scénario *EUpk15am*, cfr. p.87 et suivantes du rapport), entre autres pour l'isolation des bâtiments et dans le secteur des transports. Ce scénario analyse l'impact d'un certain nombre de mesures additionnelles prises dans quelques secteurs spécifiques qui permettent de dépasser, en 2020, le niveau de réduction belge calculé pour arriver à une réduction de 15 % des émissions de gaz à effet de serre au niveau de l'Union européenne par rapport au niveau de 1990.

L'analyse de ce scénario permet de tirer les leçons suivantes : les baisses observées au niveau de la demande finale d'énergie par rapport au scénario de référence sont comparables avec celles réalisées dans le scénario *efficacité énergétique*. Néanmoins, la baisse de la demande finale d'énergie des transports est beaucoup plus marquée dans le scénario *EUpk15am* que dans le scénario *efficacité énergétique* (respectivement -17,3 % en 2020 et -25,3 % en 2030 dans le scénario *EUpk15am*, contre -9,2 % et -10,4 % dans le scénario *efficacité énergétique*). Cette évolution s'explique par des hypothèses de politique plus poussées dans le domaine des transports dans le scénario *EUpk15am* (chute de l'activité de transport, transfert modal, hausse sensible de l'efficacité énergétique des véhicules, modification du mix énergétique).

En ce qui concerne l'électricité, la demande d'électricité diminue moins rapidement dans le scénario *EUpk15am* que dans le scénario *efficacité énergétique* (-5 % en 2020 et -12 % en 2030 contre respectivement -12 % et -18 %) puisque les mesures complémentaires ne sont pas spécifiquement axées sur cette forme d'énergie. Dans le secteur électrique, les émissions de CO₂ baissent sensiblement par rapport au scénario de référence : d'un tiers en 2020 et de près de la moitié en 2030 (les baisses sont moins marquées dans le scénario *efficacité énergétique*, à savoir de -24 % et de -36 %, étant donné que ce scénario n'applique pas une valeur du carbone qui élimine le charbon et réduit l'utilisation du gaz naturel).

Dans le scénario *EUpk15am* l'impact sur la consommation intérieure brute est significatif : en 2030, elle est de 19 % inférieure par rapport au scénario de référence. Les importations nettes d'énergie diminuent sensiblement : en fin de période de projection, les importations ont baissé d'un cinquième par rapport au scénario de référence. De plus, la dépendance aux importations se réduit : elle est de près de 4 points de pourcentage inférieure en 2020 et 2030, toujours en comparaison avec le scénario de référence.

La part des sources d'énergie renouvelables dans la demande d'énergie primaire est 5 points de pourcentage plus élevée en 2030, en raison principalement des nombreux efforts consentis dans le domaine de l'énergie éolienne. Par rapport à 1990, les émissions totales de CO₂ sont respectivement de 13 % et de 9 % inférieures en 2020 et 2030. En comparaison avec le scénario de référence, les émissions de CO₂ sont inférieures de 21 % en 2020 et de 31 % en 2030.



Défis de la politique énergétique belge

L'élaboration et l'analyse de scénarios énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 permettent d'apporter un éclairage sur les défis de la politique énergétique belge confrontée au changement climatique. Ces défis sont multiples, les questions suivantes en illustrent quelques-uns :

- comment concilier environnement (et plus particulièrement la lutte contre le changement climatique) et sécurité de l'approvisionnement énergétique ?
- comment faire face aux risques de sous investissement et aux risques spécifiques à certaines technologies énergétiques ?
- comment intégrer la politique énergétique belge dans un contexte européen et mondial ?
- comment susciter les changements technologiques et de comportement qui assureront la transition vers un système énergétique sûr et respectueux de l'environnement tout en préservant l'économie du pays ?

Dans la première partie de ce chapitre, nous décrivons les défis énergétiques auxquels la Belgique sera confrontée dans les vingt prochaines années et sur lesquels notre analyse prospective peut apporter un éclairage.

L'élaboration de scénarios énergétiques ne constitue qu'une étape dans le processus de décision en matière de politique énergétique. De larges interrogations demeurent aujourd'hui sur les mécanismes qui déterminent l'évolution des marchés de l'énergie, sur les meilleurs leviers à actionner par les pouvoirs publics pour répondre aux défis futurs et sur l'efficacité économique des divers instruments de politique énergétique. Dans ce contexte, la deuxième partie de ce chapitre dresse une liste (non exhaustive) des questions qui mériteraient des recherches et des études complémentaires afin d'aller un pas plus loin.

A. Eclairage

1. La sécurité de l'approvisionnement énergétique

L'analyse prospective présentée dans les chapitres précédents ne couvre que certaines facettes de la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Ainsi, l'interruption permanente de la fourniture d'une forme d'énergie en raison de son tarissement est prise en compte dans l'analyse. La fourniture sur le territoire belge de pétrole et de gaz naturel est déterminée en tenant compte des réserves mondiales disponibles et de la demande dans les autres régions du monde. En effet, la fourniture dépend des prix internationaux du pétrole et du gaz naturel qui découlent de l'équilibre entre l'offre et la demande globales. Ensuite, les investis-

sements requis dans le secteur électrique pour satisfaire la croissance de la demande électrique ou pour remplacer les centrales électriques devenues obsolètes sont évalués et pris en compte dans les résultats. Par contre, la problématique des interruptions temporaires de fourniture¹ et des fluctuations imprévisibles des prix énergétiques, dont les conséquences pour les consommateurs et l'économie en général peuvent être importantes, sort du cadre de notre étude.

Mais la facette la mieux explorée ici sur le plan quantitatif est la dépendance énergétique de la Belgique, qui constitue un des indicateurs de la sécurité d'approvisionnement liée aux importations. Cet indicateur mesure la part des importations énergétiques² dans la consommation énergétique totale du pays.

Les perspectives énergétiques associées au scénario de référence montrent une dépendance énergétique en croissance constante au cours du temps. Notre dépendance aux importations d'énergie passe ainsi progressivement de 78 % en 2000 à 95 % en 2030. Cette évolution est due à l'augmentation de la consommation d'énergies fossiles (la Belgique ne dispose d'aucune ressource fossile sur son territoire depuis la fermeture des mines de charbon dans les années nonantes), au déclassement des centrales nucléaires et à la contribution modérée des sources d'énergie renouvelables dans le bouquet énergétique.

Lorsqu'on impose une contrainte sur les émissions de CO₂ ou de GES, le système énergétique belge pose aussi question en termes de sécurité d'approvisionnement énergétique. Dans les scénarios de réduction sans nucléaire, il s'agit non seulement de notre approvisionnement en gaz naturel en tant que combustible pour le chauffage ou l'industrie, mais il s'agit aussi de la sécurité de notre approvisionnement électrique. Pour le gaz naturel, on sait que les réserves de gaz naturel en Europe diminuent inéluctablement et que la Belgique et l'Union européenne seront de plus en plus dépendantes de ressources plus éloignées et situées dans des zones plus soumises à des risques géopolitiques. Dans ces scénarios, l'intégration européenne et le bon fonctionnement des marchés du gaz naturel et de l'électricité de même qu'une politique énergétique européenne pour, entre autres, pouvoir dialoguer d'une même voix avec les pays producteurs, trouvent particulièrement un sens et sont même cruciaux. Sans quoi, les probabilités de rupture du système énergétique risquent d'être énormes de même que les conséquences économiques. La même volonté politique reste d'application si, pour éviter une trop grande dépendance au gaz naturel, le secteur électrique importe de grandes quantités d'électricité. Dans les scénarios de réduction avec nucléaire, le système énergétique belge est aussi plus dépendant que par le passé des importations de gaz naturel mais la partie électrique est moins fragile que dans les scénarios sans nucléaire car la part du gaz naturel y est plus limitée (la production électrique dans les centrales nucléaires représente la moitié de la production électrique totale).

-
1. C'est-à-dire la fiabilité du système énergétique.
 2. Afin d'interpréter correctement cet indicateur, il convient de préciser qu'en vertu des conventions d'Eurostat, les importations d'uranium destinées aux centrales nucléaires ne sont pas comptabilisées dans les importations énergétiques. Il en est de même des importations de biomasse.

2. L'énergie nucléaire

Les perspectives énergétiques dans les scénarios de réduction avec nucléaire soulèvent par contre d'autres questions liées à cette forme d'énergie qui relève surtout d'un choix politique. Parmi ces questions on retiendra non seulement l'acceptabilité publique, la sécurité des unités de production dont la durée de vie est prolongée au-delà des délais de fonctionnement initialement prévus, la gestion de cycles de combustibles très longs, les risques d'accidents sur l'ensemble du cycle du combustible et la prolifération nucléaire, mais aussi le financement de risques spécifiques¹, financement pour lequel les meilleures garanties possibles doivent être assurées tant du côté des producteurs que des pouvoirs publics. Ces questions sortent du cadre de notre étude.

Si le recours à l'énergie nucléaire peut modérer la dépendance de la Belgique au gaz naturel, les résultats de notre analyse montrent qu'il pourrait aussi réduire les coûts induits par la contrainte sur les émissions de CO₂. En effet, l'option nucléaire conduit, lorsque les prix des énergies fossiles intègrent la valeur du carbone, à des coûts de production moindres que ceux d'une centrale au gaz naturel ou au charbon pour la production de base. Cela étant, un suivi attentif de l'évolution des prix de l'électricité devrait être réalisé afin de vérifier si la baisse des coûts de production se traduit bien par une diminution des prix payés par le consommateur final compte tenu du contexte européen d'ouverture et d'intégration des marchés de l'électricité.

3. Les sources d'énergie renouvelables

Le potentiel des sources d'énergie renouvelables est relativement limité en Belgique et le coût marginal augmente rapidement. Il convient, cependant, de susciter leur développement compte tenu des avantages que ces sources d'énergie apportent en termes d'indépendance énergétique, d'émissions de GES et de développement économique local (emploi, know-how). Les perspectives énergétiques présentées dans ce Planning Paper montrent une progression constante des sources d'énergie renouvelables, en particulier pour la production d'électricité, et même une part non négligeable dans le bouquet énergétique lorsqu'on impose une contrainte sur les émissions.

Un tel développement nécessite certainement une volonté politique pour atténuer les risques d'acceptation publique et pour assurer la meilleure intégration possible des sources intermittentes (vent, soleil) dans le système électrique belge dans un contexte européen. Une telle volonté politique est d'autant plus nécessaire qu'à production égale, les sources d'énergie renouvelables conduisent à des investissements (en MW) en capacité de production et à des taux d'occupation du territoire généralement plus importants que si la production électrique était assurée par des énergies fossiles.

1. Les risques de marché, d'acceptation publique et de coûts éloignés (cf. PP95 (Gusbin et Hoornaert, 2004) p.74).

4. Le captage et le stockage du carbone (CCS)

Lorsqu'une contrainte est imposée sur les émissions de CO₂ en Belgique, les résultats des scénarios alternatifs soulignent les avantages de la technologie de captage et de stockage du carbone en termes de diversification énergétique, d'une part, et de coûts de réduction, d'autre part. Cette technologie permet, en effet, de maintenir le charbon pour la production électrique et par là d'éviter une trop grande dépendance de ce secteur au seul gaz naturel. Elle permet aussi d'éviter des réductions comparativement plus coûteuses dans le secteur électrique ou dans les secteurs de la demande finale.

Si la technologie de captage et de stockage du carbone est prometteuse et élargit l'éventail des options de réduction des émissions de CO₂, tous les pays ou régions du monde n'offrent pas les mêmes opportunités de développement, qui dépendent beaucoup des possibilités de stockage sur le territoire ou dans les pays voisins (en ce compris les réservoirs en Mer du Nord). En dépit de possibilités assez limitées en Belgique, un ou plusieurs projets pilotes pourraient être envisagés. Pour ce faire, notre pays a tout avantage à participer activement à l'effort de recherche et développement dans un contexte européen. Cet effort doit englober les nombreux défis que pose cette technologie, d'ordre non seulement technique et économique mais aussi juridique et lié à la sécurité.

5. La maîtrise de la consommation énergétique

Les perspectives énergétiques associées au scénario de référence montrent un ralentissement de la croissance des besoins énergétiques du pays qui est dû aux changements de structure de notre économie, à la hausse des prix réels de l'énergie et à l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements producteurs ou consommateurs d'énergie. Malgré un découplage de plus en plus marqué de la croissance économique et de la consommation d'énergie sur la période 2000-2030, le rythme de croissance et la structure de nos besoins en énergie restent incompatibles, dans le scénario de référence, avec les réductions d'émissions de CO₂ nécessaires dans le cadre de la politique européenne sur les changements climatiques.

Les scénarios alternatifs étudiés dans ce Planning Paper soulignent l'importance d'aller plus avant dans la maîtrise de la consommation d'énergie pour infléchir les perspectives d'émissions de GES. Dans les scénarios de réduction des émissions proposés (Cf. parties IV.B et IV.C), la diminution de la demande énergétique résulte des mécanismes de prix relatifs traduisant le coût d'une contrainte d'émission (prix du carbone) dans un contexte de technologies et de comportements sociologiques connus et donnés. La variation des prix relatifs de l'énergie amène en effet les agents économiques à, entre autres, réduire les gaspillages et la demande pour des produits et services intensifs en carbone. Toutefois, les résultats montrent aussi qu'un signal prix ne permet pas à lui seul de mettre en œuvre les gisements avérés d'économie d'énergie dans les différents secteurs de notre économie. Les paramètres comportementaux jouent également un rôle.

Le défi politique réside ici dans l'élaboration de politiques et mesures adéquates afin, d'une part, de lever les obstacles et imperfections de marché qui entravent une utilisation efficace de l'énergie et empêchent les signaux prix de fonctionner

correctement, et d'autre part, d'inciter le consommateur à consommer moins d'énergie. La mise en œuvre effective et l'adéquation des politiques et mesures devront être évaluées régulièrement, un contrôle ex post de leur efficacité devra être mené et, le cas échéant, les mesures en place devront être remplacées ou renforcées par d'autres actions.

B. Pistes pour des travaux futurs

Les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique éclairent les enjeux de la politique énergétique belge dans un contexte climatique, mais mettent aussi à jour des pistes pour des travaux futurs qui devraient constituer une valeur ajoutée ou un complément indispensable par rapport aux travaux présentés ici.

Parmi ces pistes, quelques-unes nous semblent importantes au regard notamment des propositions de la Commission européenne pour une politique énergétique ambitieuse pour l'Europe (janvier 2007) et de leurs conséquences pour notre pays. Elles sont décrites ci-dessous.

A un horizon de 15 ou 25 ans (2020-2030), il est peu probable que nous puissions compter sur des technologies nouvelles pauvres en carbone ou très efficaces sur le plan énergétique pour réaliser les réductions d'émissions escomptées. Par contre, cette période doit être mise à profit pour initier ou poursuivre les efforts de recherche et développement relatifs à des technologies prometteuses (piles à combustibles, CCS, etc.), mais aussi et surtout pour concrétiser le plus efficacement possible les potentiels correspondant aux technologies déjà matures commercialement (cogénération, éolien on- et offshore, appareils ménagers très efficaces, isolation des bâtiments, etc.).

En présence d'une contrainte sur les émissions de CO₂, le système énergétique belge fait la part belle aux *sources d'énergie renouvelables*. Les développements les plus remarquables concernent l'énergie éolienne (on- et offshore) et la biomasse pour la production d'électricité et la cogénération. Ils résultent d'une minimisation des coûts de production compte tenu des potentiels sur notre territoire et de la valeur du carbone qui pénalise les énergies fossiles. Les perspectives d'évolution de ces sources d'énergie renouvelables constituent un résultat important à enrichir par tout un ensemble de travaux. Parmi ceux-ci, on peut citer les défis techniques et économiques associés à l'intégration d'une grande quantité de sources intermittentes dans le système électrique belge dans un contexte européen, la validation empirique des courbes d'apprentissage utilisées, l'influence de facteurs exogènes pouvant avoir un impact sur les potentiels exploitables ou le rythme de développement de ces technologies (acceptation publique, lenteur des procédures d'autorisation, capacité de l'industrie à honorer les commandes, disponibilité et coût de la biomasse, y compris le coût d'opportunité), les conséquences en termes de développement économique et d'emploi en Belgique, une analyse des impacts économiques des systèmes de certificats verts et de prix minimum garantis.

Les perspectives de consommation d'énergie des secteurs tertiaire et résidentiel et du secteur des transports constituent également un sujet crucial à approfondir par des études complémentaires. Tous les scénarios montrent en effet la difficulté de *maîtriser la croissance de la consommation* des transports et de réaliser les gisements d'économie d'énergie dans les bâtiments. Une première étude consisterait

en une analyse coûts-bénéfices des instruments de politique énergétique et environnementale déjà en place (subsides à l'investissement, réductions d'impôts, etc.) sans oublier la composante sociale. Pour cela, il faudrait pouvoir disposer de données détaillées sur le nombre de demandes introduites, sur les budgets et sur les baisses induites au niveau de l'impôt des personnes physiques. Dans un deuxième temps, et en fonction des résultats de la première étude, d'autres politiques et mesures pourraient être étudiées à la lumière des expériences menées dans d'autres Etats membres. Parmi les éléments importants à étudier, on retiendra l'efficacité de la mesure (ou sa capacité à réaliser rapidement les bénéfices énergétiques et environnementaux escomptés tout en tenant compte des barrières aux changements de comportement et des contraintes budgétaires de certaines classes de la population) et ses conséquences économiques (emploi, finances publiques, etc.). Ensuite, il serait opportun d'étudier comment susciter à un horizon plus lointain des changements de comportement plus profonds explorés dans des études récentes (voir notamment BFP, 2006a) et quelles en seraient les conséquences économiques.

La politique climatique de la Belgique s'articule autour de la politique climatique européenne et de la Convention cadre sur les changements climatiques des Nations unies. Ce faisant, elle peut reposer sur trois types d'action : (1) la mise en œuvre de mesures de réduction d'émissions sur son propre territoire, (2) la participation au système communautaire d'échange des droits d'émission (EU-ETS), et (3) le recours aux instruments de flexibilité prévus dans le protocole de Kyoto. Or les scénarios alternatifs présentés dans ce Planning Paper n'étudient pas les possibilités de réduction des émissions de gaz à effet de serre hors Europe en recourant aux instruments de flexibilité. Il est dès lors légitime de s'interroger sur l'influence que ces derniers pourraient avoir sur l'évolution du système énergétique belge, les coûts de réduction et l'économie belge en général. Une telle analyse nécessite de faire appel à des modèles couvrant l'ensemble des régions du monde. De tels modèles existent de même que des études à partir de ces modèles. Il conviendrait d'examiner dans quelle mesure les approches « nationale » et « internationale » sont cohérentes et compatibles entre elles afin de pousser plus loin l'analyse présentée ici. En Belgique, la dimension régionale est aussi primordiale en matière d'environnement. Dès lors, il serait aussi utile de jeter des ponts entre les approches « nationale » et « régionale ». Enfin, il conviendrait de mettre en perspective les coûts des politiques de réduction des émissions de CO₂ avec les coûts de la « non action », à savoir les coûts associés aux dommages prévus du changement climatique si rien n'est fait pour le limiter. La difficulté réside ici dans la comparabilité d'impacts dont les échéances sont différentes et qui ne concernent pas les mêmes générations.



Annexes

A. Brève description du modèle PRIMES

Le modèle PRIMES 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). Il 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 considération 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 en tenant compte de l'entrée exogène des prix internationaux de l'énergie et de variables macroéconomiques (PIB, revenu disponible, inflation, taux d'intérêt etc.). Dans ce modèle, les fluctuations de l'offre d'énergie et des prix et les contraintes en matière d'émissions de polluants ne peuvent pas à leur tour affecter la sphère économique. PRIMES est un modèle de marché qui simule simultanément un équilibre entre l'offre et la demande au niveau européen ainsi que pour les 27 membres de l'Union. L'équilibre est obtenu lorsque les prix assurent l'adéquation de l'offre et de 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, 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 la 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 énergétique finale 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 envisagées. En ce qui concerne l'industrie, le modèle est désagrégé en 9 branches d'activité. Chaque branche comporte différentes sous-branches (environ 30 sous-branches au total, incluant le recyclage) et, au niveau des sous-branches, on distingue différents usages énergétiques en fonction des processus de production (hauts fourneaux, fours électriques, électrolyse, etc.). Au niveau du secteur résidentiel, il existe cinq catégories différentes de biens immobiliers, en fonction de l'équipement de chauffage utilisé (chauffage central, chauffage partiel, chauffage électrique, chauffage urbain, chauffage au gaz individuel). En plus

du chauffage, trois autres types d'usages domestiques sont pris en considération: 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 qui reflètent l'état de la technologie et les caractéristiques des habitations en termes d'isolation. Au sein du secteur tertiaire, une distinction est faite entre le secteur marchand, non marchand et les services de commerce. Différents types d'usages énergétiques sont analysés 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 de voyageurs par route, 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, le modèle retient 6 à 10 technologies différentes. Pour le transport ferroviaire, aérien et la navigation, le nombre de technologies est plus restreint. 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-mêmes 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. Afin de répondre aux courbes de charges provenant de la demande, le module de production d'électricité et de vapeur détermine le choix des filières de production de ces deux formes d'énergie, les extensions et les déclassements de moyens de production nécessaires, ainsi que les choix de combustibles. Le modèle prend en considération un grand nombre de technologies de production d'électricité (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. Il calcule le revenu nécessaire au secteur (sur la base du coût total ainsi que d'autres coûts comptables) et en répartit la charge entre les consommateurs sur la base du principe de tarification «Ramsey-Boiteux». Le prix au consommateur est ensuite dérivé en additionnant les coûts de distribution et de transport, les marges et les taxes.

B. Projections des prix internationaux des énergies

1. Modélisation de la production et des prix du pétrole et du gaz dans le modèle POLES: principaux éléments méthodologiques (source: LEPII-EPE, décembre 2005)

Le module détaillé de simulation des processus d'exploration et d'exploitation des gisements de pétrole et de gaz est une caractéristique typique du modèle POLES. Il est notamment capital pour le processus endogène de détermination des prix internationaux de ces deux formes d'énergie. Dans les grandes lignes, la logique utilisée pour modéliser la production et les prix du pétrole et du gaz naturel repose sur les éléments suivants :

- le paramètre URR (Ultimate Recoverable Resources) est dérivé des estimations de l'USGS (United States Geological Survey), mais a été modifié sur la période de projection pour tenir compte de l'impact de la hausse des taux de récupération (censés dépendre des prix du pétrole et du gaz);
- les découvertes de gisements dépendent des efforts de forage (qui varient eux-mêmes aussi en fonction des prix pétroliers et gaziers), tandis que les réserves sont équivalentes aux gisements connus, moins la production cumulée antérieure;
- dans toutes les régions, sauf dans le Golfe, la production dépend du rapport « réserve/production » (rapport R/P), qui varie en fonction des prix;
- les prix internationaux du pétrole (y compris du pétrole non conventionnel) dépendent du ratio R/P mondial, tandis que ceux du gaz s'alignent sur les ratios R/P régionaux.

Dans ce processus, l'hypothèse exogène dominante repose sur l'estimation de l'URR réalisée au début de la simulation. Elle est emprunte d'une grande incertitude, comme en témoigne la controverse de longue date qui oppose les « optimistes » et les « pessimistes » à propos des réserves pétrolières et gazières. La projection de base part d'une vision relativement optimiste de ces réserves, soit un faisceau d'hypothèses qui se situe 30 % au-dessus de la médiane de l'USGS (probabilité de 50 %). Cela équivaut, comme point de départ de la simulation, à des ressources exploitables d'environ 3 300 milliards de barils.

Une caractéristique essentielle du modèle POLES réside dans le fait qu'il fonde ses estimations des prix internationaux du pétrole, du gaz et du charbon sur une description explicite des fondamentaux de tous les marchés internationaux et sur une image précise des contraintes qui pèsent sur les réserves et les gisements.

Le modèle calcule un prix mondial unique et décrit le marché pétrolier comme « un seul vaste ensemble ». A court terme, le prix fluctue en fonction des variations du taux d'exploitation des capacités dans les pays du Golfe, mais à moyen et à long terme, il évolue surtout avec le ratio mondial moyen entre les réserves et la production.

Le prix du gaz, lui, est calculé pour chaque marché régional. Il dépend de la demande, de la production domestique et de l'offre potentielle sur chaque marché. Sur le court terme, il est lié aux prix pétroliers, mais, sur le long terme, il suit les variations du ratio R/P moyen des principaux fournisseurs. Lorsque ce ratio diminue pour le gaz naturel comme pour le pétrole, les prix du gaz suivent une courbe ascendante semblable à celle des prix du pétrole à long terme.

Le prix du charbon est également estimé pour chaque marché régional et constitue une moyenne des prix pratiqués par les principaux fournisseurs de ces marchés, pondérés par leurs parts de marché. Cette moyenne est dérivée des variations des coûts d'exploitation et de fonctionnement (qui dépendent eux-mêmes de la hausse du PIB par habitant et de la courbe de productivité) ainsi que des coûts d'investissement et de transport (qui dépendent tous deux des hausses de production simulées par rapport à un taux d'expansion « normal » de la capacité de production).

2. Les projections des prix énergétiques dans le scénario de référence (source : LEPII-EPE & NTUA)

Les prix de l'énergie calculés dans le scénario de référence présupposent une situation exempte de fortes contraintes d'approvisionnement au moins jusqu'en 2020. Au début de la période de simulation, le recul des prix pétroliers jusqu'à 45 dollars de 2005 par tep jusqu'en 2015 traduit une situation où l'offre est relativement abondante en raison de la concurrence entre les grands producteurs. Après cette date, lorsque les pays du Golfe et de l'OPEP devront intensifier plus rapidement leur production pour répondre à la demande mondiale, ces cours augmenteront graduellement pour atteindre 58 dollars de 2005 par tep en 2030, soit un prix supérieur à celui de 2005, lorsque les contraintes qui pesaient sur l'offre étaient particulièrement lourdes.

Ces évolutions reflètent les processus dynamiques typiques du modèle utilisé : à court terme, les prix du pétrole fluctuent parallèlement aux variations de la demande mondiale et de la capacité de production des pays du Golfe, considérés comme les producteurs d'appoint sur le marché, tandis qu'à long terme, ces prix subiront vraisemblablement davantage l'influence des « fondamentaux », c'est-à-dire de la dynamique relative entre la demande de pétrole et les réserves disponibles, que mesurent les variations du ratio R/P.

Alors que le marché pétrolier est plutôt intégré à l'échelle mondiale (et forme « un seul vaste ensemble »), les marchés du gaz et du charbon présentent toujours une forte assise régionale, qui s'explique essentiellement par la cherté des coûts de transport par rapport aux coûts de production. Les progrès des infrastructures de transport du GNL créeront incontestablement un certain équilibre entre ces marchés, mais les écarts de prix ne devraient pas disparaître complètement dans les trente années à venir. Il s'agit là d'une constante dans les hypothèses de base qui ont servi à la projection des prix de l'énergie.

Pour ce qui est du gaz, le ratio R/P en 2000 était profondément différent d'une région à l'autre (environ 18 ans sur le marché américain et plus de 100 ans sur le marché européen). Si le recul de ce ratio peut expliquer la hausse des prix du gaz naturel dans la projection, il est tout aussi sûr que la hiérarchie entre les ratios par région ne justifie pas celle des prix, qui dépend, elle, de la structure de l'offre sur les divers marchés : le marché asiatique, où l'offre de GNL est proportionnellement la plus abondante, affiche aussi les prix les plus élevés, tandis que le marché américain, essentiellement continental, bénéficie des prix les plus bas et que l'Europe se situe entre les deux, tant pour le critère de l'offre que pour celui du prix.

Jusqu'en 2025, la courbe des prix du gaz en Europe reste globalement parallèle à celle des prix du pétrole. Ensuite, l'écart se creuse à mesure que les premiers aug-

mentent moins fortement que les seconds. Pendant toute la période envisagée, le prix du gaz y demeure à mi-chemin entre ceux pratiqués sur les marchés américain et asiatique.

Les prix du charbon présentent un profil très différent. Sur les trois marchés, ils finiront par converger au terme de la période pour se fixer à 15 dollars de 2005 par tep, soit près du quart du prix du pétrole.

Le charbon bénéficie donc d'un avantage de coût structurel, car ses gisements sont nettement plus abondants que ceux de pétrole et de gaz; ils sont éparpillés et souvent situés dans des pays gros consommateurs. Par conséquent, la hausse absolue du prix du charbon, exprimé en équivalents pétrole, devrait être inférieure à celle des prix des hydrocarbures. Dans le scénario de référence, ce prix atteint le double du prix actuel, dans un mouvement analogue à l'évolution prévue pour le pétrole.

C. Résultats détaillés du scénario de référence

BELGIUM: Baseline	Summary Energy Balance									
	1990	2000	2010	2020	2030	00/90	10/00	20/10	30/20	
						Annual % Change				
Primary Production (ktoe)	12528	13471	14450	11344	2908	0,7	0,7	-2,4	-12,7	
Fossil fuels	1094	193	0	0	0	-15,9				
Nuclear	10707	12422	12926	9004	0	1,5	0,4	-3,6		
Renew able energy sources	727	856	1524	2340	2908	1,6	5,9	4,4	2,2	
Hydro	23	39	39	39	39	5,6	0,0	0,0	0,0	
Biomass & Waste	701	810	1241	1932	2292	1,4	4,4	4,5	1,7	
Wind	1	1	221	312	483	7,9	67,3	3,5	4,5	
Solar and others	2	5	22	57	83	10,0	16,5	9,9	3,9	
Net Imports (ktoe)	38857	48547	51783	53238	59052	2,3	0,6	0,3	1,0	
Solids	9492	7566	6388	5171	11485	-2,2	-1,7	-2,1	8,3	
Oil	21468	27331	29160	28688	27780	2,4	0,6	-0,2	-0,3	
Natural gas	8217	13278	15617	18932	19463	4,9	1,6	1,9	0,3	
Electricity	-320	372	618	448	325		5,2	-3,2	-3,2	
Gross Inland Consumption (ktoe)	47257	57168	60354	58280	55429	1,9	0,5	-0,3	-0,5	
Solids	10244	8200	6388	5171	11485	-2,2	-2,5	-2,1	8,3	
Oil	17730	21949	23281	22386	21249	2,2	0,6	-0,4	-0,5	
Natural gas	8169	13369	15617	18932	19463	5,0	1,6	1,9	0,3	
Nuclear	10707	12422	12926	9004	0	1,5	0,4	-3,6		
Electricity	-320	372	618	448	325		5,2	-3,2	-3,2	
Renew able energy forms	727	856	1524	2340	2908	1,6	5,9	4,4	2,2	
as % in Gross Inland Consumption										
Solids	21,7	14,3	10,6	8,9	20,7					
Oil	37,5	38,4	38,6	38,4	38,3					
Natural gas	17,3	23,4	25,9	32,5	35,1					
Nuclear	22,7	21,7	21,4	15,4	0,0					
Renew able energy forms	1,5	1,5	2,5	4,0	5,2					
Fuel Inputs for Thermal Power & Steam Generation (ktoe)	6839	7876	8343	10215	17282	1,4	0,6	2,0	5,4	
Solids	3879	3030	2781	2126	8906	-2,4	-0,9	-2,6	15,4	
Oil	318	172	141	134	123	-6,0	-2,0	-0,5	-0,8	
Gas	2239	4186	4732	7001	7012	6,5	1,2	4,0	0,0	
Biomass & Waste	403	488	689	954	1241	1,9	3,5	3,3	2,7	
Other (hydrogen,...)	0	0	0	0	0					
Fuel Input in other transformation processes (ktoe)	35153	40739	37200	36665	35307	1,5	-0,9	-0,1	-0,4	
Energy Branch Consumption (ktoe)	2310	2370	2334	2216	2161	0,3	-0,2	-0,5	-0,3	
Non-Energy Uses (ktoe)	2739	5814	5337	5097	5043	7,8	-0,9	-0,5	-0,1	
Final Energy Demand (ktoe)	31355	37055	39968	41197	40930	1,7	0,8	0,3	-0,1	
by sector										
Industry	11944	13769	13993	14102	13851	1,4	0,2	0,1	-0,2	
Residential	8337	9465	10311	10314	10008	1,3	0,9	0,0	-0,3	
Tertiary	3370	4158	4848	5446	5763	2,1	1,5	1,2	0,6	
Transport	7704	9662	10816	11336	11308	2,3	1,1	0,5	0,0	
by fuel										
Solids	3783	3373	2453	2143	1907	-1,1	-3,1	-1,3	-1,2	
Oil	14734	16038	17497	17003	16091	0,9	0,9	-0,3	-0,5	
Gas	6993	9615	10312	11052	11300	3,2	0,7	0,7	0,2	
Electricity	4986	6667	7822	8597	9052	2,9	1,6	0,9	0,5	
Heat (from CHP and District Heating)	566	1046	1369	1529	1605	6,3	2,7	1,1	0,5	
Other	293	316	514	873	975	0,8	5,0	5,4	1,1	
CO2 Emissions (Mt of CO2)	105,9	114,7	115,9	117,0	139,9	0,8	0,1	0,1	1,8	
Power generation/District heating	22,4	23,5	23,4	25,9	52,4	0,5	-0,1	1,0	7,3	
Energy Branch	5,3	5,3	4,7	4,5	4,2	0,0	-1,2	-0,5	-0,7	
Industry	29,3	29,1	26,1	24,9	23,5	-0,1	-1,1	-0,4	-0,6	
Residential	18,7	20,0	20,8	19,8	18,3	0,7	0,4	-0,5	-0,8	
Tertiary	7,5	8,2	9,4	10,1	10,2	0,9	1,5	0,7	0,2	
Transport	22,6	28,6	31,5	31,9	31,3	2,4	1,0	0,1	-0,2	
CO2 Emissions Index (1990=100)	100,0	108,3	109,5	110,5	132,2					

Source: PRIMES

BELGIUM: Baseline
Indicators

	1990	2000	2010	2020	2030	00/90	10/00	20/10	30/20
						Annual % Change			
Main Energy System Indicators									
Population (Million)	9,968	10,246	10,554	10,790	10,984	0,3	0,3	0,2	0,2
GDP (in 000 MEUR'00)	200,1	247,9	302,9	370,1	431,7	2,2	2,0	2,0	1,5
Gross Inl. Cons./GDP (toe/MEUR'00)	236,2	230,6	199,3	157,5	128,4	-0,2	-1,4	-2,3	-2,0
Gross Inl. Cons./Capita (toe/inhabitant)	4,74	5,58	5,72	5,40	5,05	1,6	0,2	-0,6	-0,7
Electricity Generated/Capita (kWh/inhabitant)	7043	8066	8900	9685	10174	1,4	1,0	0,8	0,5
Carbon intensity (t of CO ₂ /toe of GIC)	2,24	2,01	1,92	2,01	2,52	-1,1	-0,4	0,4	2,3
CO ₂ Emissions/Capita (t of CO ₂ /inhabitant)	10,62	11,19	10,98	10,84	12,74	0,5	-0,2	-0,1	1,6
CO ₂ Emissions to GDP (t of CO ₂ /MEUR'00)	529,0	462,6	382,6	316,1	324,1	-1,3	-1,9	-1,9	0,3
Import Dependency %	75,7	77,7	78,2	82,4	95,3				
Energy intensity indicators (1990=100)									
Industry (Energy on Value added)	100,0	97,5	86,0	73,9	63,4	-0,2	-1,3	-1,5	-1,5
Residential (Energy on Private Income)	100,0	92,7	85,0	71,9	60,9	-0,8	-0,9	-1,7	-1,7
Tertiary (Energy on Value added)	100,0	99,5	92,7	84,7	76,7	0,0	-0,7	-0,9	-1,0
Transport (Energy on GDP)	100,0	101,2	92,8	79,5	68,0	0,1	-0,9	-1,5	-1,6
Carbon Intensity indicators									
Electricity and Steam production (t of CO ₂ /MWh)	0,29	0,25	0,21	0,21	0,40	-1,7	-1,5	-0,1	6,6
Final energy demand (t of CO ₂ /toe)	2,49	2,32	2,20	2,10	2,04	-0,7	-0,5	-0,4	-0,3
Industry	2,46	2,12	1,86	1,77	1,70	-1,5	-1,3	-0,5	-0,4
Residential	2,24	2,11	2,02	1,92	1,82	-0,6	-0,4	-0,5	-0,5
Tertiary	2,22	1,96	1,94	1,85	1,78	-1,2	-0,1	-0,5	-0,4
Transport	2,94	2,96	2,91	2,81	2,77	0,1	-0,2	-0,4	-0,1

Source: PRIMES

BELGIUM: Baseline
Electricity and steam generation sector

	2000	2010	2020	2030	10/00	20/10	30/20
					Annual % Change		
Electricity demand (GWh)							
Final energy consumption	86964	101117	109703	115530	1,5	0,8	0,5
Industry	39861	47105	49472	50059	1,7	0,5	0,1
Households	23734	27717	30883	33553	1,6	1,1	0,8
Tertiary	12491	14606	18133	20248	1,6	2,2	1,1
Transport	1440	1529	1481	1398	0,6	-0,3	-0,6
Energy branch	5757	6334	5966	6523	1,0	-0,6	0,9
Transmission and distribution losses	3682	3826	3769	3749	0,4	-0,2	-0,1
Electricity supply (GWh)							
Net imports	86964	101117	109703	115530	1,5	0,8	0,5
Domestic production	4325	7182	5204	3774	5,2	-3,2	-3,2
Electricity generation by fuel type (GWh)							
Nuclear energy	82639	93935	104499	111756	1,3	1,1	0,7
Renewables	48148	50103	34898	0	0,4	-3,6	
Hydro	1693	4816	9273	13177	11,0	6,8	3,6
Wind	459	458	458	458	0,0	0,0	0,0
Solar	15	2570	3631	5616	67,3	3,5	4,5
Biomass & waste	0	7	25	54		13,8	8,2
Fossil fuels	1219	1780	5159	7048	3,9	11,2	3,2
Coal	32798	39017	60328	98579	1,8	4,5	5,0
Petroleum products	12903	11854	10757	47227	-0,8	-1,0	15,9
Natural gas	738	648	592	544	-1,3	-0,9	-0,8
Coke & blast-furnace gasses	16086	24058	46848	49229	4,1	6,9	0,5
Other fuels (hydrogen, etc)	3071	2458	2131	1579	-2,2	-1,4	-3,0
0	0	0	0	0			
Indicators							
Efficiency for thermal electricity production (%)	37,1	42,1	55,1	52,6			
Load factor for gross electric capacities (%)	63,0	63,6	61,1	55,5			
CHP indicator (% of electricity from CHP)	7,9	14,3	18,5	18,2			
Non fossil fuels in electricity generation (%)	60,3	58,5	42,3	11,8			
- nuclear	58,3	53,3	33,4	0,0			
- renewable energy forms	2,0	5,1	8,9	11,8			

Source: PRIMES

D. Définition des indicateurs utilisés dans les chapitres III et IV

TABLEAU 30 - Liste et définition des indicateurs utilisés dans l'analyse des résultats du modèle PRIMES

Groupe d'indicateurs	Indicateur	Description	Unité
Energie primaire	Importations nettes d'énergie	Total des importations de combustibles solides, de pétrole (pétrole brut, matières premières et produits pétroliers), de gaz naturel et d'électricité, moins le total de leurs exportations	ktep
	Intensité énergétique du PIB	Consommation intérieure brute divisée par le PIB	tep/Mio EUR
	Dépendance énergétique	Part des importations nettes d'énergie dans la consommation intérieure brute (càd total de la production d'énergie primaire et des importations nettes)	%
	Besoins du pays en gaz naturel	Total des besoins nationaux en gaz naturel ou consommation intérieure brute de gaz naturel	ktep
	Émissions de CO ₂ énergétique	Émissions de CO ₂ d'origine énergétique	Mt de CO ₂
	% SER dans la CIB	Part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation intérieure brute	%
Production d'électricité	% de la production d'électricité sans carbone	Part des sources énergétiques non émettrices de CO ₂ dans la production d'électricité	%
	Production électrique à partir du gaz naturel	Électricité produite à partir du gaz naturel	GWh
	Production électrique à partir du charbon	Électricité produite à partir du charbon	GWh
	Nouvelles capacités de production	Expansion de la capacité installée de production d'électricité à partir de 2005 (cumulée)	MW
	CO ₂ par MWh	Émissions de CO ₂ par MWh produit	tCO ₂ /MWh

E. Détail de la conception des scénarios de réduction des émissions (cf. parties IV.B et IV.C)

1. Retour de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité

Dans le cadre de la modélisation du retour de l'énergie nucléaire, les hypothèses suivantes ont été formulées au sujet des coûts, du timing et de la capacité de production :

1. La durée de vie des centrales nucléaires existantes peut être prolongée jusqu'à 60 ans. Pour les unités les plus jeunes, on suppose que des nouveaux investissements ne sont pas nécessaires. Par contre, les centrales plus anciennes nécessitent des investissements supplémentaires pour accroître leur durée de vie opérationnelle : la durée de vie de l'unité de production nucléaire Tihange 1 peut être étendue jusqu'à un maximum de 60 ans contre un coût d'investissement égal à 25 % du coût d'une nouvelle unité, alors que les unités 1 & 2 peuvent continuer à fonctionner pour un coût d'investissement égal à 30 % du coût d'une nouvelle unité (la technologie étant plus ancienne).
2. Le modèle peut, en outre, décider d'investir, après 2020, dans une unité nucléaire supplémentaire d'une capacité de 1 700 MW. L'« overnight cost » de cette nouvelle unité est évalué à 1 800 euros par kW installé.

Le retour de l'énergie nucléaire ne se résume pas à une question économique. De nombreuses incertitudes entourent encore les aspects économiques de l'aval de cette filière. L'option nucléaire n'est prometteuse qu'à la condition expresse qu'une solution satisfaisante et transparente soit trouvée pour la sécurité et la gestion des déchets, moyennant un coût raisonnable. Les sondages d'opinion récemment menés par la Commission européenne confirment ce point de vue. Ils montrent entre autres qu'une politique claire de gestion des déchets radioactifs améliorerait sensiblement l'opinion publique sur l'utilisation de l'énergie nucléaire. Il est donc important que l'UE veille à ce que les Etats membres prennent des mesures pour un stockage sûr des déchets radioactifs durant une période raisonnable et dans l'intérêt des générations futures. Selon la plupart des experts, le stockage permanent en couche géologique profonde offre la meilleure solution pour la gestion à long terme. Les recherches dans ce domaine n'ont pas permis de développer d'alternative pratique au stockage géologique. Néanmoins, ces recherches doivent être poursuivies pour permettre aux générations futures d'avoir accès aux nouvelles technologies de traitement des déchets nucléaires comme la transmutation, en espérant qu'avec le temps la quantité de déchets pourra être réduite significativement. Sur le plan de la sécurité, la technologie est toujours poussée dans ses derniers retranchements, et de nouveaux types de réacteurs, très pointus en matière de sécurité, sont en train d'être mis au point. Par ailleurs, la Commission européenne a proposé un ensemble de trois mesures sur la sécurité nucléaire et le démantèlement des anciennes installations, la gestion des déchets radioactifs et les échanges de matériaux nucléaires avec la Russie.

2. Captage et stockage du carbone (CCS)

Le captage et le stockage du carbone (CCS) est une nouvelle piste technologique prometteuse susceptible d'être exploitée pour réduire les émissions de dioxyde de carbone. Plus spécifiquement, le captage et le stockage du carbone est un procédé qui permet de piéger le CO₂ au moment où il est produit, par exemple lors de la combustion de charbon ou de gaz naturel. Le CO₂ est ensuite transporté et stocké de façon permanente, par exemple dans d'anciens charbonnages ou dans des formations rocheuses en profondeur.

Cette technologie concerne principalement les grandes centrales électriques (plus de 300 MW)¹. Son application pose des difficultés technologiques, scientifiques et financières tant pour les producteurs que pour les consommateurs. Si l'on met un instant de côté l'aspect du coût (aspect crucial, mais qui est traité dans l'analyse quantitative réalisée avec PRIMES², en dépit de grandes incertitudes), un certain nombre de défis de taille doivent encore être surmontés en matière de R&D et de réalisation de prototypes si l'on veut que les technologies CCS soient au point en temps utile afin de permettre une pleine exploitation de leur potentiel. Ces défis concernent les trois composantes de la technologie CCS, à savoir les techniques de captage du CO₂, son transport sur de longues distances et les infrastructures de stockage. L'opinion publique et l'acceptabilité environnementale de la technologie CCS demeurent également une question épineuse. Pour une vue d'ensemble et des informations plus détaillées sur le captage et le stockage du carbone et sur les défis que pose cette technologie, voir notamment :

- IEA, *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, 2006
- Devogelaer D., D. Gusbin, D. Bassilière, F. Bossier, I. Bracke, F. Thiery, A. Henry et N. Gouzée, *La politique climatique post-2012 : Analyse de scénarios de réduction d'émissions aux horizons 2020 et 2050*, Bureau fédéral du Plan, Etude réalisée à la demande du ministre fédéral de l'Environnement, 2006

Etant donné ce contexte général, il a été décidé d'élaborer deux catégories de scénarios : l'une dans laquelle on suppose que la technologie CCS sera disponible au niveau technique et commercial au cours de la période 2020-2030 (CO₂-15 % sans nucléaire et avec CCS) et une autre, dans laquelle cette technique ne fait pas partie des options disponibles pour réduire les émissions de CO₂ (GES UE -30 % sans nucléaire sans CCS, GES UE -30 % avec nucléaire sans CCS, CO₂-15 % sans nucléaire sans CCS; CO₂-15 % avec nucléaire sans CCS, scénarios efficacité énergétique et Eupk15am).

1. La CCS est également prévue dans les unités de production d'hydrogène.
 2. Les données technico-économiques relatives à la CCS utilisées dans l'analyse PRIMES sont principalement issues des travaux de Tzimas E. et al. (2005). L'approche économique de la CCS présentée dans le présent rapport mène à la conclusion selon laquelle la mise en oeuvre de technologies CCS en Europe en 2020 se traduira par une hausse des coûts de production de l'électricité allant de 30 à 50 % en fonction de la technique de production d'électricité utilisée. Des trois composantes de la CCS (captage, transport et stockage), c'est la captage qui est la plus coûteuse, de l'ordre de 20 à 40 euros par tonne de CO₂ évitée. Le coût du transport du CO₂ est estimé à 1 à 4 euros par tonne, tandis que le coût du stockage se situe entre 1 et 3 euros par tonne de CO₂ stockée.

F. Economies d'énergie dans le modèle PRIMES : potentiel, modélisation et interprétation des résultats

1. Introduction

Des modèles technologiques sophistiqués, souvent basés sur des approches 'bottom-up', révèlent l'existence de potentiels d'économies d'énergie qui pourraient être réalisés sans surcoût au niveau du système énergétique (par exemple, les économies de carburant font plus que compenser le surcoût d'investissement lié à l'achat d'équipements plus efficaces). Néanmoins, aucune donnée (entre autres les statistiques de consommation d'énergie) ne fait ressortir de véritable évolution au niveau de la réalisation de telles économies d'énergie efficaces sur le plan des coûts. Ce phénomène est souvent désigné en anglais par le terme 'efficiency gap'.

Des analyses microéconomiques montrent que ce 'gap' ou écart est attribuable, d'une part, aux conditions prévalant sur les marchés (par exemple, l'absence d'informations), et d'autre part, aux différents comportements des agents économiques. Un rapport récemment publié, the Stern Review 'The Economics of Climate Change', fait mention de cet aspect : '*...Even where measures to reduce emissions are cost-effective, there may be barriers preventing action. These include a lack of reliable information, transaction costs, and behavioural and organisational inertia. The impact of these barriers can be most clearly seen in the frequent failure to realise the potential for cost-effective energy efficiency measures*¹'.

2. Modélisation de la consommation et des économies d'énergie dans PRIMES

Le modèle PRIMES incorpore une série de technologies de transformation et de consommation d'énergie et modélise aussi les mécanismes de marché ainsi que le comportement d'agents économiques. Ce dernier élément est particulièrement pertinent lorsqu'il s'agit de modéliser les décisions des ménages en matière d'investissements et de consommation d'énergie (par exemple : le degré d'utilisation des équipements). Il s'agit de décisions qui sont fonction à la fois des composantes technologiques et comportementales. Les composantes technologiques représentent les contraintes physiques appliquées à la consommation et aux économies d'énergie tandis que les composantes comportementales reflètent, d'une part, les attentes des consommateurs et leurs effets sur le choix d'équipements, et d'autre part, l'impact des prix de l'énergie sur la consommation énergétique. En outre, la dynamique de pénétration et de remplacement des équipements est fonction de la rentabilité du capital.

Le modèle PRIMES, qui se base pour les aspects liés à l'efficacité énergétique sur des études commanditées par la Commission européenne et réalisées par Ecofys and the Wuppertal Institute, propose pour chaque couple 'consommation/

1. Traduction BFP : Même lorsque les mesures visant à réduire les émissions sont efficaces sur le plan des coûts, des obstacles peuvent exister et freiner l'action. Ces obstacles englobent le manque d'informations fiables, les coûts de transaction, l'inertie comportementale et organisationnelle. L'impact de ces obstacles se reflète dans la non-réalisation fréquente des potentiels (d'économie d'énergie) liés aux mesures d'efficacité énergétique, efficaces en termes de coûts.

technologie', un potentiel maximum d'économie d'énergie qui correspond à l'utilisation de la meilleure technologie disponible.

Néanmoins, comme expliqué ci-avant, la partie du potentiel maximum qui sera calculée par le modèle dépendra non seulement des prix (des différentes formes d'énergie) et des coûts (d'équipement) mais aussi des indicateurs comportementaux. L'un de ces indicateurs est le taux d'actualisation. Des observations empiriques tendent à montrer que les petits consommateurs optent pour des taux d'actualisation subjectifs élevés tandis que les consommateurs industriels choisissent des taux d'actualisation plus bas. PRIMES applique les taux suivants : 8 % pour les grandes entreprises de production d'électricité, 12 % pour les activités industrielles et commerciales et 17,5 % pour les ménages. Les taux d'actualisation plus élevés reflètent le fait que la plupart des ménages optent pour des périodes de remboursement plus courtes.

La présence d'indicateurs comportementaux permet d'expliquer les raisons pour lesquelles le potentiel « économique » d'économie d'énergie n'est pas exploité dans son ensemble et pourquoi de fortes hausses des prix des combustibles sont nécessaires à sa réalisation. En effet, les signaux prix à eux seuls pourraient s'avérer insuffisants pour exercer un impact significatif (Stern Review, 2006). Des politiques et mesures adéquates doivent être élaborées afin, d'une part, de lever les obstacles et imperfections de marché qui entravent une utilisation efficace de l'énergie et, d'autre part, pour faire agir les signaux prix de manière appropriée, et enfin, pour inciter le consommateur à consommer moins d'énergie. Par politiques et mesures pertinentes, on entend la réglementation (normes minimums pour les bâtiments et les appareils), les mesures financières mais aussi l'information et l'éducation. Ces mesures ont toutefois un coût pour les finances publiques et les consommateurs. L'analyse de l'impact économique de ces instruments politiques implique de rendre compte de l'ensemble des éléments de coût, lesquels sont parfois difficilement estimables et dépassent la portée du modèle PRIMES dans sa conception actuelle.

Le modèle PRIMES permet néanmoins d'évaluer l'impact d'actions ciblées visant une meilleure perception des coûts énergétiques par les consommateurs par le biais d'une modification des paramètres comportementaux. Cette modification implique que les consommateurs optent pour des solutions plus efficaces en dépit de coûts initiaux plus élevés. Ce type d'évaluations a été réalisé dans l'étude commanditée par le ministre Tobback (BFP, 2006a), dans le cadre des scénarios 'avec mesures additionnelles' ainsi que dans les scénarios 'efficacité énergétique' développés pour la DG TREN (EC, 2006b). Néanmoins, cette évaluation se limite à l'impact sur le système énergétique, les émissions de gaz à effet de serre (essentiellement le CO₂) et les coûts énergétiques, elle ne porte pas sur l'ensemble des effets économiques.

3. Interprétation des résultats de PRIMES

Comme souligné dans le rapport (mais aussi dans les différents rapports élaborés par la NTUA pour la Commission européenne), les valeurs du carbone ne représentent pas le coût de la mise en œuvre de la politique, elles donnent simplement une indication de la difficulté relative d'atteindre des objectifs. Les valeurs du carbone représentent le coût marginal d'une réduction, en 2030, de 15 % et de 30 % des émissions de CO₂ par rapport au niveau de 1990, à savoir le coût de ré-

duction de la dernière tonne pour atteindre l'objectif fixé. Dans les scénarios sans énergie nucléaire, ni CCS, la flexibilité du secteur de l'électricité et de la vapeur par rapport aux contraintes en matière de CO₂ est faible (essentiellement nouveau développement des sources d'énergie renouvelables jusqu'aux limites fixées) et le coût de certains changements est relativement élevé (photovoltaïque). Par conséquent, l'accent est davantage mis sur la demande où, compte tenu de l'inertie du système (reflétée par des indicateurs de comportement adéquats), des valeurs du carbone plus élevées sont nécessaires en l'absence de politiques spécifiques. Les valeurs du carbone élevées reflètent simplement les coûts plus élevés observés dans les différents secteurs.

Ce résultat peut être considéré comme une surestimation du coût réel des économies d'énergie si l'on table sur la mise en œuvre de politiques appropriées pour éviter les défaillances du marché et lever les obstacles aux changements de comportement. Ce coût n'est certainement pas surestimé si les décideurs ne prennent pas des initiatives fortes dans ce sens.



Bibliographie

- Belgium (2006), *Quatrième communication nationale sur les changements climatiques en vertu de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques*, 2006.
- Belgium (2007), Report by Belgium for the assessment of projected progress under Decision No 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol, 15 March 2007.
- Bureau fédéral du Plan (juillet 2006), *La politique climatique post-2012 : analyse de scénarios de réductions d'émissions aux horizons 2020 et 2050, Het klimaatbeleid na 2012: Analyse van scenario's voor emissiereductie tegen 2020 en 2050*.
- Bureau fédéral du Plan (septembre 2006), *Long term energy and emissions' projections for Belgium with the PRIMES model*, report addressed to the Commission Energy 2030.
- Commission Energie 2030 (2007), *Belgium's energy challenges towards 2030*, Final report. (http://www.ce2030.be/finalrep_publ.htm).
- Commission européenne (2005), Direction générale Energie et transports, *Livre vert sur l'efficacité énergétique, Comment consommer mieux avec moins*.
- Commission européenne (2006), Direction générale Energie et transports, *European Energy and Transport, Trends to 2030-update 2005*.
- Commission européenne (2006), Direction générale Energie et transports, *European Energy and Transport, Scenarios on energy efficiency and renewables*.
- Commission européenne (2007), *Energy for a changing world*. (http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/index_en.htm).
- Conseil de l'Union européenne (2007), *Conclusions de la présidence du Conseil européen de Bruxelles*, 8 et 9 mars 2007.
- Courcelle Ch. et D. Gusbin (2001), *Perspectives énergétiques 2000-2020 : scénarios exploratoires pour la Belgique*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 88.
- Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) (1996), *Lignes directives pour les inventaires nationaux de gaz à l'effet de serre*, version révisée 1996. (<http://www.ipcc.ch>).

- Gusbin D. et B. Hoornaert (2004), *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 95.
- Gusbin D. et A. Henry (2007), *Eclairage sur les enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique*, Bureau fédéral du Plan, Working Paper 1-07.
- Henry A. (2005), *Quelle énergie pour un développement durable ?*, Bureau fédéral du Plan, Working Paper 14-05.
- IEA, *World Energy Outlook 2006*.
- IEA, *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, 2006.
- Journal officiel de l'Union européenne (2003), *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 L123/42, 17 mai 2003.
- Moniteur belge (2003), *Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité*, pp. 9879-9880, 28 février 2003.
- NTUA (2005), *Energy-Economics-Environment Modelling Laboratory Research and Policy Analysis, The PRIMES Energy System Model: Short Description*. (<http://www.e3mlab.ntua.gr/downloads.php>).
- Politique scientifique fédérale (2006), *Démographie, géographie et mobilité : perspectives à long terme et politique pour un développement durable (MOBIDIC)*, CP/60.
- Stern Review (2006), *The Economics of Climate Change*. (http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm).
- Tzimas E. and S.D. Peteves, *The impact of carbon sequestration on the production cost of electricity and hydrogen from coal and natural-gas technologies in Europe in the medium term*, *Energy* 30, pp. 2672-2689, 2005.
- Université de Karlsruhe (2002), *IWW, Description du modèle européen de transport SCENES*. (<http://www.iww.uni-karlsruhe.de/SCENES/>).
- VMM, Vito, DGRNE, IBGE, IRCEL et SPF Santé publique, Sécurité de la chaîne alimentaire et Environnement, (2007), *Belgium's greenhouse gas inventory (1990-2005), National Inventory Report submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change*.