

Eclairage sur des enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique

Janvier 2007

Dominique Gusbin, dg@plan.be
Alain Henry, ah@plan.be

Abstract - Partant des deux études réalisées par le Bureau fédéral du Plan en 2006 sur les problématiques indissociables de l'énergie et de la lutte contre les changements climatiques, ce document fournit un éclairage sur des enjeux de la politique énergétique belge face au défi climatique. Le document est structuré en trois parties. La première partie explicite quelques étapes clés de la négociation des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre post-2012 dans un cadre européen et précise le cadre d'analyse utilisé dans ce document. Partant d'un objectif européen de réduction de 30 % en 2030 par rapport à 1990, une évaluation des impacts de la réalisation de cet objectif a été effectuée pour la Belgique ; elle est décrite dans la deuxième partie. Trois dimensions de l'évaluation sont abordées : l'évolution du système énergétique belge à politique inchangée, l'impact sur le système énergétique de l'objectif européen et l'impact de politiques climatiques sur l'économie belge. La troisième partie décrit quant à elle des transformations du système énergétique et de la société compatibles avec un développement durable en 2050. Ces transformations pourraient se concrétiser en particulier grâce à des efforts ciblés de recherche et développement et de changements de comportements, et par là conduire à des réductions des émissions de gaz à effet de serre de 50 % à 80 % au niveau belge.

Jel Classification - Q4, C6, O2

Keywords - politique énergétique, politique climatique, efficacité économique, perspectives énergétiques de long terme, gaz à effet de serre.

Table des matières

Introduction	1
1. La politique climatique post-2012	4
1.1. Les changements climatiques	4
1.2. Vers une nouvelle négociation de la politique climatique européenne	4
1.3. Le critère d'efficience économique : base de la répartition de l'objectif européen	5
2. Le système énergétique belge actuel confronté au défi climatique : l'horizon 2030	8
2.1. Evolution du système énergétique belge à politique inchangée : une projection de référence	8
2.2. Un objectif climatique européen dans deux scénarios de politique énergétique belge : impacts sur le système énergétique	9
2.2.1. Coût marginal d'abattement	10
2.2.2. Réduction des émissions de GES et de CO ₂ énergétique en Belgique	10
2.2.3. Demande finale énergétique	13
2.2.4. Production d'électricité	15
2.2.5. Structure des besoins énergétiques du pays	19
2.2.6. Influence du recours à la capture et au stockage du CO ₂	21
2.2.7. Rôle et contribution des économies d'énergie à l'effort de réduction	22
2.2.8. Enjeux de la politique énergétique belge	22
2.3. Impacts de politiques climatiques sur l'économie belge	24
3. Défis technologiques et changements de comportements à long terme : l'horizon 2050	26
3.1. Résidentiel et services	26
3.2. Transport	27
3.3. Industrie	28
3.4. Production et consommation d'électricité	28
3.5. Agriculture	29
3.6. Le besoin d'Intégration des politiques et des connaissances	30
Annexe 1 : Impact des scénarios alternatifs sur les coûts des secteurs de la demande finale	31
Annexe 2 : Evolution des émissions de GES en Belgique selon le scénario étudié	34
Bibliographie	35

Liste des tableaux

Tableau 1	Quelques indicateurs liés à la production d'électricité	18
-----------	---	----

Liste des graphiques

Figure 1	Evolution des émissions de 1990 à 2030 pour un objectif de réduction européen de 30 % (en % par rapport à 1990)	11
Figure 2	Comparaison des coûts de production de l'électricité en base en 2020 (en €/MWh)	12
Figure 3	Contribution des différents secteurs aux réductions d'émission de CO ₂ , différence par rapport à la projection de référence (en Mt)	13
Figure 4	Evolution de la demande finale d'énergie, par secteur consommateur, selon le scénario (en ktep)	14
Figure 5	Evolution du mix énergétique dans la demande finale, selon le scénario (en %)	15
Figure 6	Evolution de la production électrique et de sa structure, selon le scénario (en GWh)	16
Figure 7	Structure de la production électrique	17
Figure 8	Coût moyen de production de l'électricité et de la vapeur et émissions de CO ₂	19
Figure 9	Evolution des besoins et des importations énergétiques de la Belgique (en ktep)	20
Figure 10	Evolution de la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation totale d'énergie de la Belgique (en ktep)	21
Figure 11	Industrie : coûts de l'énergie par unité de valeur ajoutée et émissions de CO ₂ (*): Coût en €2000 par millier d'€2000 de valeur ajoutée	31
Figure 12	Tertiaire : coûts de l'énergie par unité de valeur ajoutée et émissions de CO ₂ (*): Coût en €2000 par millier d'€2000 de valeur ajoutée	32
Figure 13	Résidentiel : dépenses liées à l'énergie par ménage et émissions de CO ₂	32
Figure 14	Transport : coût total par passager kilomètre et par tonne kilomètre et émissions de CO ₂ (*): Coûts en €2000/pkm et €2000/tkm	33
Figure 15	Evolution des émissions de CO ₂ énergétique en Belgique (en Mt de CO ₂)	34
Figure 16	Evolution des émissions de GES en Belgique (en Mt CO ₂ eq.)	34

Introduction

Ce document est basé sur deux études concernant les problématiques indissociables de l'énergie et de la lutte contre les changements climatiques réalisées par le Bureau fédéral du Plan en 2006. La première étude fut effectuée à la demande du ministre fédéral de l'Environnement B. Tobback et transmise dans un rapport¹ au ministre en juillet 2006. Elle est focalisée sur la politique climatique belge post-2012 dans un contexte européen et en particulier sur ses liens avec le système énergétique. La seconde étude répondit à la demande du ministre fédéral de l'Energie M. Verwilghen et conduisit à l'élaboration d'un document² transmis à la Commission Energie 2030 en septembre 2006 et au ministre en novembre 2006. Elle réunit des analyses quantitatives utilisées par la Commission Energie 2030 (CE2030) dans son rapport sur la politique énergétique belge à l'horizon 2030.

Ces deux études quantitatives réalisées au Bureau fédéral du Plan fournissent des informations essentielles et présentent plusieurs points communs, notamment en ce qui concerne le modèle d'évaluation des impacts sur le système énergétique belge et les données technico-économiques des technologies énergétiques utilisées pour les horizons 2020 et 2030. Elles partent toutes deux de la même projection énergétique de référence et fournissent un éclairage important sur des enjeux de la politique énergétique belge à l'horizon 2030. Elles font à cet égard un pas important vers l'élaboration d'une politique climatique post-2012. Mais ces deux études présentent également des spécificités qui découlent des formulations d'objectifs propres au contexte dans lequel chacune de ces deux analyses prospectives a été définie dès le départ. La première peut être considérée comme plus centrée sur les défis climatiques et la seconde plus préoccupée des enjeux énergétiques mais ni l'une ni l'autre n'a la prétention d'être exhaustive, ni en matière climatique, ni en matière énergétique.

En matière climatique, elles ne couvrent 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 réduction, 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.

¹ BFP (juillet 2006).

² BFP (September 2006).

En matière énergétique, certaines conséquences des options proposées dans les scénarios devraient être encore 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.

L'objectif de ce document est donc de faire ressortir les informations essentielles pour la politique énergétique face au défi climatique et de résumer les principaux enseignements des deux études tout en précisant leur cadre et leurs limites. Le document est structuré en trois parties. La première partie décrit les enjeux de la politique climatique belge et précise le cadre d'analyse. La deuxième partie est centrée sur les résultats obtenus à l'horizon 2030 et la troisième sur ceux calculés à l'horizon 2050. La distinction entre ces deux derniers volets trouve son origine à la fois dans la différence d'approche méthodologique et dans la différenciation des efforts de réductions des émissions de gaz à effet de serre pour ces deux horizons de temps.

Cette différence d'approche méthodologique entre les deuxième et troisième parties du document doit être soulignée pour interpréter correctement les résultats. Elle reflète le degré de flexibilité de nos économies à répondre au défi climatique et la nécessité de combiner, dans une perspective de long terme, plusieurs instruments de politique. Ce point est souligné dans le récent Stern Review (2006) qui identifie trois éléments essentiels et indissociables d'une politique climatique : établir un prix du carbone, développer une politique technologique ciblée (R&D, démonstration et phase préliminaire de déploiement) et éliminer les barrières aux changements de comportement.

A un horizon de 25 ans (2030), les pleins effets d'une politique technologique ciblée sur de nouvelles technologies pauvres en carbone ou très efficaces, ne pourront se faire sentir. Les politiques envisageables à cette échéance sont plutôt d'augmenter le prix de l'énergie en fixant un prix du carbone qui tient compte des externalités liées aux émissions de gaz à effet de serre ou d'éliminer certaines barrières aux changements de comportement.

Par contre, porter la réflexion à un horizon aussi lointain que 2050 permet d'envisager des changements tant technologiques que comportementaux de beaucoup plus grande ampleur. En effet, à cette échéance, les fruits d'une politique technologique ciblée et initiée dès maintenant pourront être cueillis et des changements de comportement plus profonds pourront être suscités par le biais de politiques ad hoc. Ainsi donc :

Le volet 2030 vise à déterminer les politiques énergétiques qui permettront d'atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 30 % en 2030 au niveau européen. Dans les scénarios proposés, cette réduction est réalisée grâce à 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 à réduire les gaspillages, à changer de technologies en faveur de technologies

moins gourmandes en carbone, à réduire la demande des consommateurs pour des produits et services intensifs en carbone.

Le volet 2050 étudie les transformations du système énergétique et de la société permettant d'obtenir les importantes réductions d'émissions de gaz à effet de serre (de 50 % à 80 % au niveau belge) qui sont nécessaires à cet horizon pour limiter le réchauffement global à 2°C. Ces réductions peuvent être obtenues en particulier par le recours à des technologies nouvelles (politiques technologiques), ainsi que par des comportements sociologiques nouveaux (impliquant par exemple des changements de l'organisation de la vie en société). Cette démarche exploratoire permet de dégager des pistes de réflexion pour inscrire l'action politique dans les objectifs de long terme de la lutte contre les changements climatiques et du développement durable.

1. La politique climatique post-2012

1.1. Les changements climatiques

Au cours du XXe siècle, la température globale moyenne a augmenté de 0,6°C (GIEC 2001). Entre 1970 et 2000, cette augmentation a été de 0,15°C par décennie et les premières années du XXIe siècle prolongent cette tendance. Ce réchauffement observé ne peut être expliqué que par une combinaison des facteurs naturels et de l'effet des émissions humaines de gaz à effet de serre (GES). Il s'agit principalement du CO₂, émis lors de l'utilisation de combustibles fossiles et dont la concentration dans l'atmosphère est passée de 280 ppm (partie par million) avant l'ère industrielle à 380 ppm en 2005 (en augmentation de 2 à 3 ppm par an actuellement). Il s'agit également de méthane, de protoxyde d'azote et de gaz fluorés, principalement émis par les activités agricoles et industrielles.

Les émissions globales de GES continuent à augmenter. Si aucune politique climatique n'est mise en place, le GIEC (2001) anticipe une augmentation des températures moyennes de 1990 à 2100 comprise entre 1,4°C et 5,8°C. Etant donné la grande inertie des systèmes climatiques, les changements climatiques causés par les émissions de GES anthropiques peuvent persister, voire s'accroître pendant plusieurs siècles. Les impacts sociaux, environnementaux et économiques de ce réchauffement sont très importants. Selon le récent Stern Review (2006): *"les analyses [...] suggèrent que le changement climatique dans le scénario d'inaction (BAU) réduira le bien-être d'un montant équivalent à une réduction de la consommation par habitant allant de 5 % à 20 %" à très long terme.*

1.2. Vers une nouvelle négociation de la politique climatique européenne

Pour être pleinement efficace la lutte contre les changements climatiques requiert des actions au niveau mondial. Cela étant, l'adoption d'une démarche collective et coordonnée au niveau international est un processus qui évolue lentement car il doit tenir compte de perceptions souvent différentes et parfois même divergentes. Etant donné les longs délais d'adaptation de nos systèmes économiques, attendre la fin du processus n'est pas compatible avec l'urgence du problème ni avec l'efficacité économique.

C'est pourquoi, dans le cadre de la mise en œuvre de la Convention cadre sur les changements climatiques des Nations unies³, le protocole de Kyoto a fixé, pour la période 2008-2012, des objectifs contraignants de réduction des émissions de GES dans les pays développés. Au-delà du Protocole, l'Union européenne a proposé, dès 2005, des trajectoires de réductions aux horizons

³ 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 ».

2020 et 2050. Il s'agit de réductions de l'ordre de 15 à 30 % d'ici 2020 et de l'ordre de 60 à 80 % d'ici 2050, par rapport à 1990 et pour l'ensemble des pays développés.

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 %. Un rapport récent de l'Agence européenne de l'environnement (2006) montre où l'Union européenne et les différents états membres se situent par rapport à leurs objectifs. En 2004, les émissions de GES de l'Union européenne étaient 5 % en dessous du niveau de 1990 et celles de la Belgique 1,8 % au dessus du niveau de 1990. A l'horizon 2010, le même rapport donne les projections suivantes pour les émissions de GES en Belgique : +1,2 % avec les politiques et mesures en place, -0,7 % avec des politiques et mesures supplémentaires⁴ et -6,6 % en tenant compte des mécanismes de flexibilité⁵, soit un écart de 0,9 % par rapport à l'objectif de Kyoto.

Les négociations portant sur de futurs engagements pour l'après-2012 ont débuté et la Belgique doit s'y préparer dans le cadre de la politique climatique européenne. La négociation doit porter d'abord sur l'objectif de réduction globale au niveau européen, ensuite sur la répartition de celui-ci entre les pays de l'Union européenne. A partir de là, la politique climatique d'un pays de l'Union européenne peut reposer sur trois types d'action : (1) la participation au système communautaire d'échange des droits d'émission (ETS) pour les secteurs couverts par ce système (50 % des émissions), (2) la mise en œuvre des mesures de réductions d'émissions sur son propre territoire, en particulier, pour les secteurs non couverts, et (3) le recours aux instruments de flexibilité prévus par le protocole de Kyoto. De plus, les obligations en matière d'émissions concernent l'ensemble des gaz à effet de serre et il convient de déterminer quelles réductions sont envisageables pour chacun d'entre eux.

1.3. Le critère d'efficacité économique : base de la répartition de l'objectif européen

Une fois les trajectoires de réduction fixées au niveau de l'Union européenne pour les différents horizons de temps (2020, 2030 et 2050) et pour l'ensemble des gaz à effet de serre, il conviendra 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.

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 nation-

⁴ Ces mesures sont décrites dans la 4^{ème} Communication nationale de la Belgique à l'UNFCCC (2006).

⁵ Les échanges internationaux d'émissions, la mise en œuvre conjointe et le mécanisme pour un développement propre.

les 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.

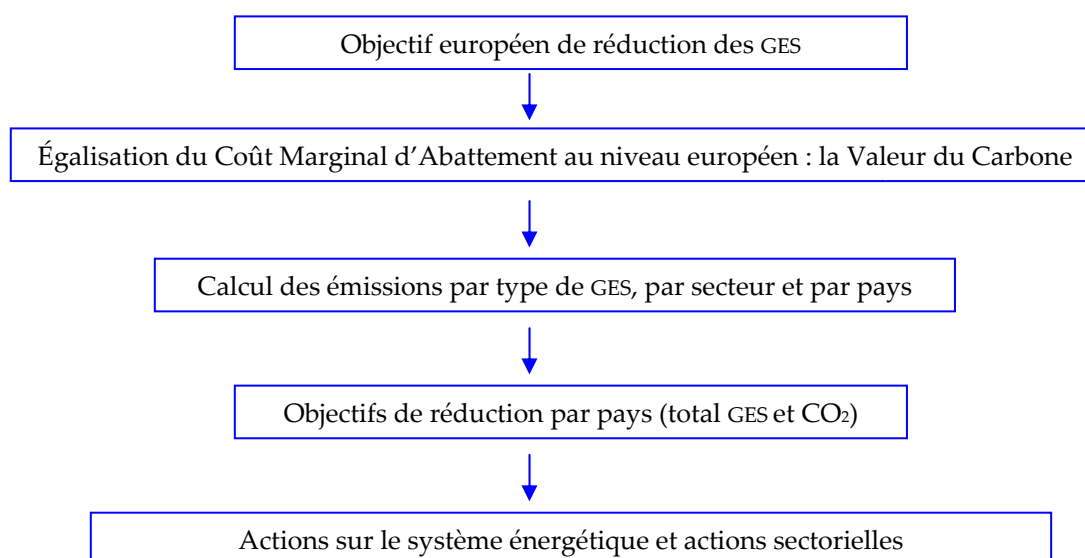
Le critère d'efficacité économique est un critère parmi d'autres qui peuvent aussi entrer en ligne de compte dans les négociations politiques à venir sur le partage de la charge entre Etats membres pour l'après 2012. Le Protocole de Kyoto et sa mise en œuvre au niveau européen sont un exemple d'un autre mode de répartition de la charge. Parmi d'autres critères avancés, on peut citer le niveau d'émissions à l'année de base rapporté au PIB ou au nombre d'habitants, la structure industrielle et les risques de délocalisation ou pour la compétitivité des entreprises.

Ce qui représente le mieux le critère d'efficacité économique est un marché des permis d'émissions qui couvrirait l'ensemble des pays et l'ensemble des activités.

Le schéma ci-dessous explicite les différentes étapes d'une évaluation des enjeux de la négociation des objectifs post-2012 dans un cadre européen. Partant de l'objectif européen de réduction des émissions de GES, l'application ex ante du critère d'efficacité économique au niveau européen, utilisé comme base de départ de la négociation pour la répartition de la charge de réduction des émissions de GES après 2012, 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.

Ce coût supplémentaire qui doit être pris en compte par le biais de politiques fiscales, réglementaires ou l'établissement de quotas d'émissions, modifie les comportements de production et de consommation, 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 CO₂. On peut dériver de ce calcul le niveau d'émission par pays qui serait éventuellement une base de départ pour la négociation d'objectifs spécifiques par pays en particulier pour les secteurs non couverts par le système communautaire de permis d'émission. D'autres éléments pourront, dans la négociation, entrer dans les critères de répartition de l'objectif global. Une fois l'objectif connu pour la Belgique, la transposition de cet objectif en actions à entreprendre dépendra des instruments mis en place au niveau européen, comme le marché des permis d'émission, et des instruments complémentaires à mettre en œuvre au niveau belge, notamment dans les domaines non couverts par le marché des permis d'émission en particulier les secteurs du transport, résidentiel et tertiaire⁶.

⁶ Des actions complémentaires devront être engagées pour éviter des effets collatéraux non désirés sur le plan social et sur le plan de la compétitivité des entreprises.



Il convient de souligner que des progrès sur l'intégration des marchés du gaz et de l'électricité et sur le marché des permis d'émission en Europe constituent une condition importante du succès d'une telle politique climatique. Ce faisant le règlement de nombreux aspects institutionnels (régulation des marchés, couverture sectorielle des permis, mode d'attribution des permis, rôle et mise en place d'institutions, etc.) est un élément non négligeable du processus.

La transposition d'un objectif national en actions peut, après détermination de cet objectif, conduire à la mise en place de dispositifs qui correspondent à des valeurs différentes du coût marginal d'abattement selon les secteurs, en particulier ceux qui ne sont pas couverts par le marché européen des permis d'émission⁷. Ces éléments de politique énergétique et climatique sortent néanmoins du cadre de l'analyse proposée dans ce papier.

⁷ Par exemple, à titre illustratif, on pourrait envisager d'accroître la fiscalité sur le transport ou les subsides à l'isolation des bâtiments au-delà d'un montant qui correspondrait à la valeur du carbone des secteurs couverts par le marché des permis.

2. Le système énergétique belge actuel confronté au défi climatique : l'horizon 2030

Partant d'un objectif européen de réduction des émissions de GES, une évaluation des impacts de la réalisation de cet objectif a été effectuée pour la Belgique. Trois dimensions de l'évaluation sont abordées ici : l'évolution du système énergétique belge à politique inchangée, l'impact sur le système énergétique de l'objectif européen et l'impact de politiques climatiques sur l'économie belge.

L'évaluation des effets sur l'évolution du système énergétique belge d'ici 2030 de la mise en œuvre de réductions des émissions de GES a été réalisée avec le modèle énergétique européen PRIMES (NTUA, 2005).

Les impacts sur l'économie belge ont été évalués avec le modèle HERMES.

2.1. Evolution du système énergétique belge à politique inchangée : une projection de référence

Les deux études du Bureau fédéral du Plan s'articulent autour de la même projection de référence qui fournit une image cohérente de l'évolution à long terme du système énergétique belge. Cette projection de référence est aussi la même que celle publiée par la DG TREN de la Commission européenne en mai 2006. Elle décrit l'évolution du système énergétique belge en supposant la poursuite des tendances et changements structurels en cours et en ne tenant compte que des politiques et mesures adoptées au 31 décembre 2004. Elle tient donc compte du cadre légal en vigueur, en particulier la loi sur la sortie du nucléaire.

Selon la *projection de référence*, les besoins énergétiques du pays diminuent légèrement de -0,1 % par an entre 2000 et 2030⁸. En effet, l'impact de la croissance économique (1,9 % par an) et démographique (0,2 % par an) est atténué suite à des changements de structure dans l'industrie manufacturière et le développement du secteur des services. De plus, le progrès technologique et une augmentation tendancielle des prix de l'énergie, notamment ceux du gaz naturel et du pétrole, contribuent également à cette évolution. Cependant, dans le même temps, la structure de la demande d'énergie change sensiblement : en 2030, les combustibles fossiles représentent quelque 95 % des besoins énergétiques (21 % pour le charbon, 38 % pour les produits pétroliers et 35 % pour le gaz naturel) tandis que les 5 % restant sont assurés par les énergies renouvelables.

⁸ La demande finale énergétique et la demande énergétique du secteur de l'énergie progressent toutes deux au rythme de 0,3 % par an sur la même période.

Comme les ressources énergétiques de la Belgique sont limitées (principalement le vent, le soleil et la biomasse), notre pays reste très dépendant des importations et notamment des importations d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel), avec comme corollaire des soucis potentiels en termes de sécurité d'approvisionnement énergétique. Enfin, en dépit de l'évolution contenue de la demande énergétique, la prépondérance des énergies fossiles dans le mix énergétique fait que les émissions de CO₂ énergétique progressent de 10,5 % en 2020 et de 32 % en 2030 par rapport à 1990. Pour l'ensemble des GES, les pourcentages d'augmentation sont estimés à 4,5 % en 2020 et à 20 % en 2030.

Ces résultats montrent que la projection de référence n'est pas compatible avec les trajectoires de réduction proposées par l'Union européenne pour l'après 2012 et que la Belgique doit mettre en place des politiques et mesures additionnelles pour infléchir les tendances et s'inscrire dans le schéma européen. La projection de référence pose également question en ce qui concerne la sécurité de notre approvisionnement énergétique futur.

2.2. Un objectif climatique européen dans deux scénarios de politique énergétique belge : impacts sur le système énergétique

C'est dans ce contexte que plusieurs scénarios de politique climatique et énergétique ont été évalués dans les deux études réalisées par le BFP à l'aune de leurs impacts sur l'effort de réduction, le système énergétique et les coûts énergétiques de la Belgique. Dans l'étude pour le ministre Tobback, les scénarios se sont focalisés sur l'horizon 2020, tandis que ceux pour la CE2030 se sont concentrés sur l'horizon 2030. Afin de simplifier la présentation des résultats tout en faisant ressortir les informations essentielles, nous considérons dans ce papier une politique climatique axée sur un objectif de réduction pour l'ensemble de l'Union européenne en 2030 et décrivons les conséquences pour la Belgique conformément au seul critère d'efficacité économique. Ces conséquences sont évaluées dans deux cadres réglementaires différents en ce qui concerne le nucléaire : 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 part⁹. L'hypothèse faite dans ce document d'utiliser le seul 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.

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 2005 pour l'après 2012¹⁰. L'objectif ainsi formulé ne concerne que les réductions sur le territoire de l'Union européenne. Il ne tient pas compte de réductions qui pourraient être réalisées hors Europe et qui pourraient conduire à des objectifs plus ambitieux que les -30 % retenus.

⁹ A la demande explicite de la CE2030.

¹⁰ Le 10 janvier 2006 dernier, la Commission européenne a présenté un nouvel objectif dans le cadre de la nouvelle politique énergétique pour l'Europe : l'UE devrait réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % d'ici à 2020 (COM(2007) 1 final). L'application du critère d'efficacité économique à cet objectif conduirait à une valeur du carbone de 67€/t CO₂ en 2020.

Les conséquences que nous évaluons comprennent la traduction de l'objectif européen pour la Belgique, les changements induits dans la structure du mix énergétique, le niveau de la demande d'énergie et le développement des technologies énergétiques et l'impact sur les coûts moyens de production de l'électricité. En ce qui concerne les technologies énergétiques et afin de simplifier la présentation, nous n'avons pas considéré, dans l'analyse ci-après, la capture et le stockage du CO₂ comme une option de réduction possible en Europe et en Belgique à l'horizon 2030. L'analyse de l'impact du recours à cette technologie fait l'objet d'un paragraphe spécifique.

2.2.1. Coût marginal d'abattement

Le coût marginal d'abattement (ou valeur du carbone) correspondant à une réduction de 30 % des émissions de GES au niveau de l'UE en 2030, par rapport à 1990, est estimé à quelque 200 € par tonne de CO₂¹¹. 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 1700 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 %.

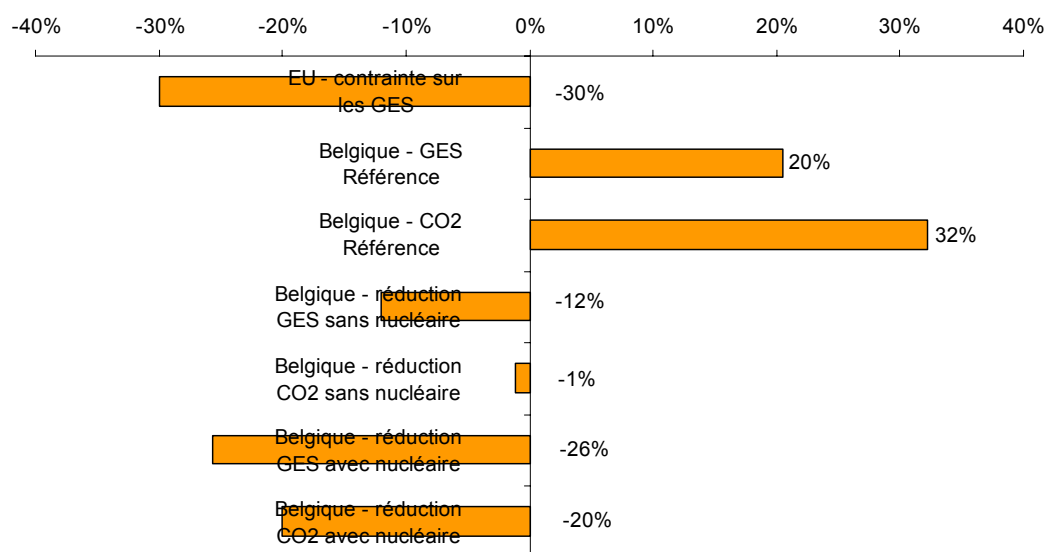
2.2.2. Réduction des émissions de GES et de CO₂ énergétique en Belgique

Les conséquences sur les émissions de GES et de CO₂ énergétique¹² pour la Belgique sont illustrées sur le graphique ci-dessous et comparées à la situation pour l'UE et dans la projection de référence belge.

¹¹ L'estimation de la CV dépend notamment des hypothèses utilisées pour les prix internationaux des combustibles. Une CV 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.

¹² Les émissions de CO₂ énergétique représentent actuellement quelque 80 % des émissions totales de GES. Les autres GES sont le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O), les gaz fluorés et le CO₂ non énergétique.

Figure 1 Evolution des émissions de 1990 à 2030 pour un objectif de réduction européen de 30 % (en % par rapport à 1990)



Source : PRIMES

N.B. 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 1700 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 énergétique¹³.

Le cadre légal relatif au nucléaire, qui a été déterminé par un ensemble de considérations en ce compris le défi climatique, n'influence que les émissions de CO₂ énergétique, il n'affecte quasiment pas les émissions des autres gaz à effet de serre. L'impact au niveau du CO₂ énergétique est significatif malgré que le nucléaire ne concerne que la production d'électricité et que l'électricité ne représente qu'un cinquième environ de la demande finale énergétique en 2030¹⁴.

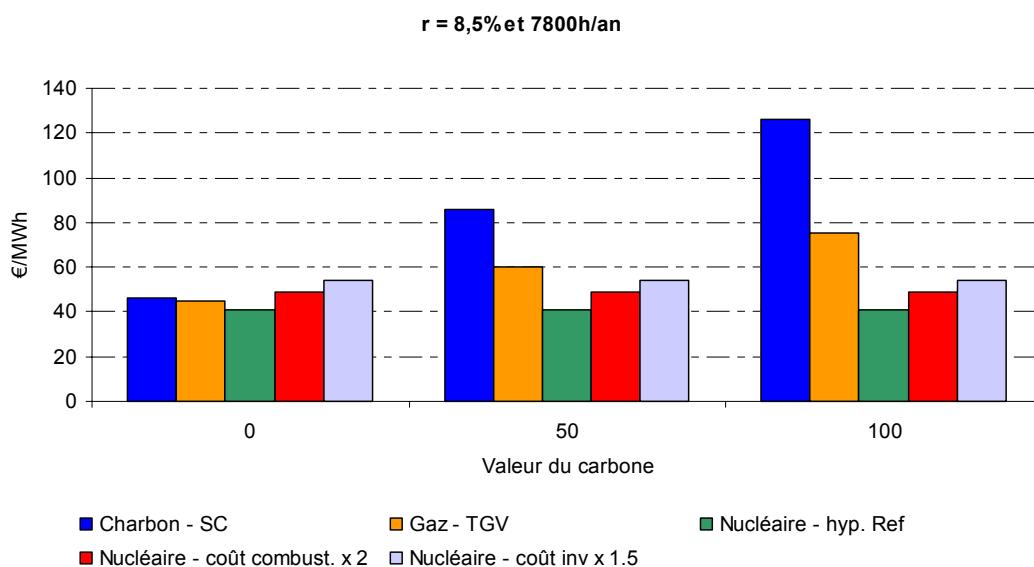
¹³ Il faut noter que par rapport à une projection de référence qui inclurait le nucléaire la réduction est de 21 % pour les émissions de CO₂ énergétique.

¹⁴ Les émissions de CO₂ du secteur électrique représentaient quelque 21 % des émissions totales belges de CO₂ énergétique en 2000 (à savoir 113,9 Mt). Quant aux émissions totales de GES, elles s'élevaient à 147,7 Mt (de CO₂ équivalent).

Cet impact trouve son origine dans la structure de la production électrique à l'année de base (le point de référence pour les pourcentages de réduction) où plus de 60 % de l'électricité produite est d'origine nucléaire. Dans la projection de référence et le scénario sans nucléaire, la production électrique de base est réalisée avec des combustibles fossiles (respectivement charbon et gaz naturel) qui émettent de plus grandes quantités de CO₂. Par contre, le cadre légal relatif au nucléaire n'a pratiquement pas d'impact sur les autres secteurs qui restent influencés par la valeur du carbone.

Sans cadre légal qui impose l'arrêt progressif des centrales nucléaires, la valeur du carbone découlant de l'objectif de réduction des émissions devient un incitant en faveur du nucléaire. Dès un coût marginal de réduction de 50 €/t CO₂, l'énergie nucléaire est la plus compétitive pour la production électrique de base même lorsque le prix du combustible nucléaire est multiplié par deux ou le coût total d'investissement est majoré de 50 % par rapport aux hypothèses de base¹⁵. C'est ce que montre le graphique ci-dessous pour un taux d'actualisation de 8,5 %, un fonctionnement de 7800 heures par an et les projections de prix des combustibles pour l'année 2020. Le graphique compare les coûts de production de nouvelles unités de production ; il ne concerne donc pas les coûts de production de centrales totalement amorties, comme les centrales nucléaires actuellement en fonctionnement en Belgique, et dont les coûts de production sont dès lors inférieurs à ceux présentés sur le graphique.

Figure 2 Comparaison des coûts de production de l'électricité en base en 2020 (en €/MWh)



Source : PRIMES

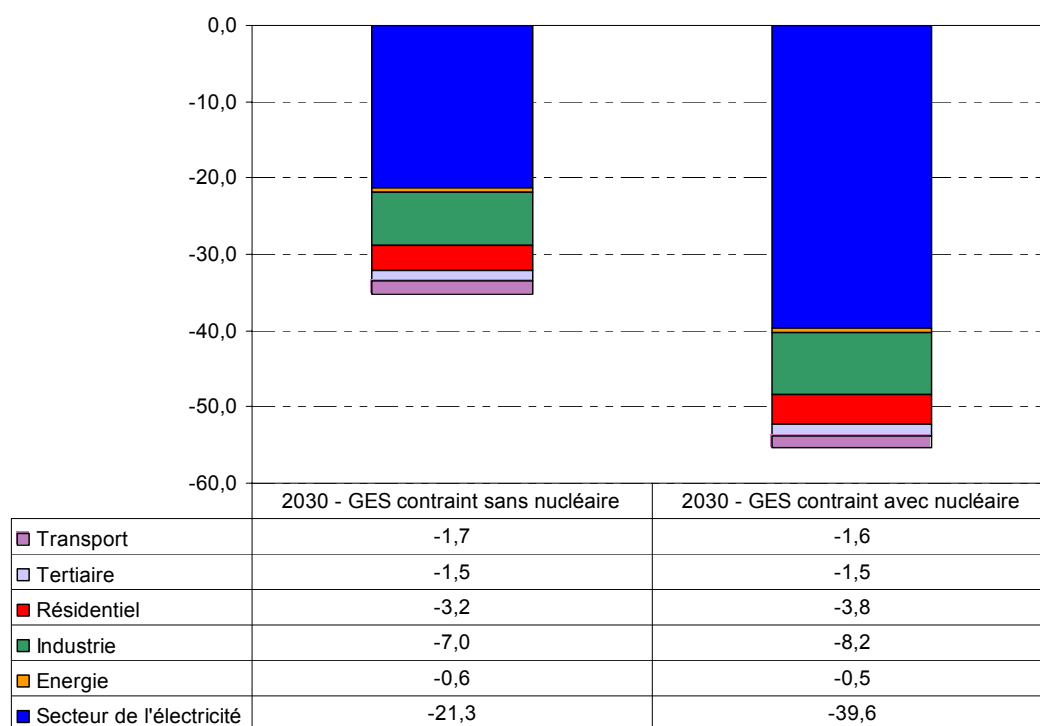
N.B. Charbon-SC = Centrale super critique ; Gaz-TGV = Turbines gaz vapeur ; Valeur du carbone en €/t CO₂
 Les prix du gaz naturel et du charbon utilisés pour le calcul sont ceux utilisés dans les études précitées.

¹⁵ Le coût de production comprend le coût d'investissement (y inclus les charges financières pendant la construction de la centrale et le coût du démantèlement), les coûts fixes et variables de fonctionnement (y compris le coût du combustible nucléaire).

Tous les secteurs économiques producteurs ou consommateurs d'énergie contribuent aux réductions d'émission estimées pour chacun des deux scénarios alternatifs. 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.

Figure 3 Contribution des différents secteurs aux réductions d'émission de CO₂, différence par rapport à la projection de référence (en Mt)



Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006)

Dans les paragraphes qui suivent, nous analysons séparément les changements que ces réductions impliquent au niveau des secteurs de demande finale (industrie, secteurs résidentiel et tertiaire, transports) et au niveau de la production d'électricité.

2.2.3. Demande finale énergétique

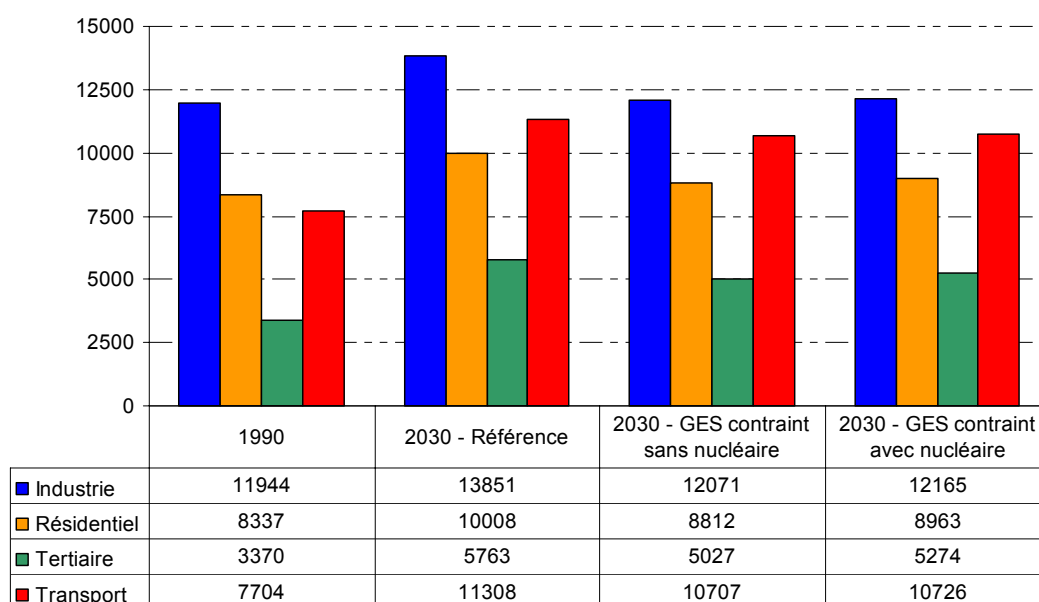
Les réductions d'émissions de GES au niveau des secteurs de demande finale résultent de modifications dans le mix énergétique, d'une part, et de la mise en œuvre d'économies d'énergie,

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.

Le rôle des économies d'énergie est présenté sur le graphique 4 ci-dessous pour chaque secteur de demande finale. Avant de décrire les spécificités sectorielles, on constate qu'au niveau de la demande finale énergétique totale, les économies d'énergie représentent 11 % et 9 % de la consommation finale d'énergie de la projection de référence en 2030, 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.

Au niveau sectoriel, 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 % 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.

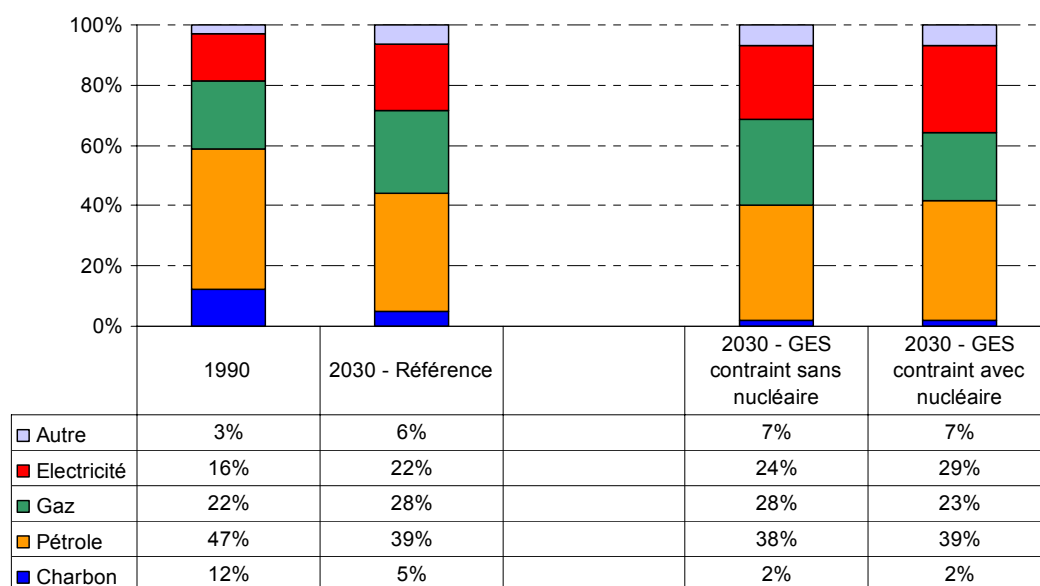
Figure 4 Evolution de la demande finale d'énergie, par secteur consommateur, selon le scénario (en ktep)



Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006)

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.

Figure 5 Evolution du mix énergétique dans la demande finale, selon le scénario (en %)

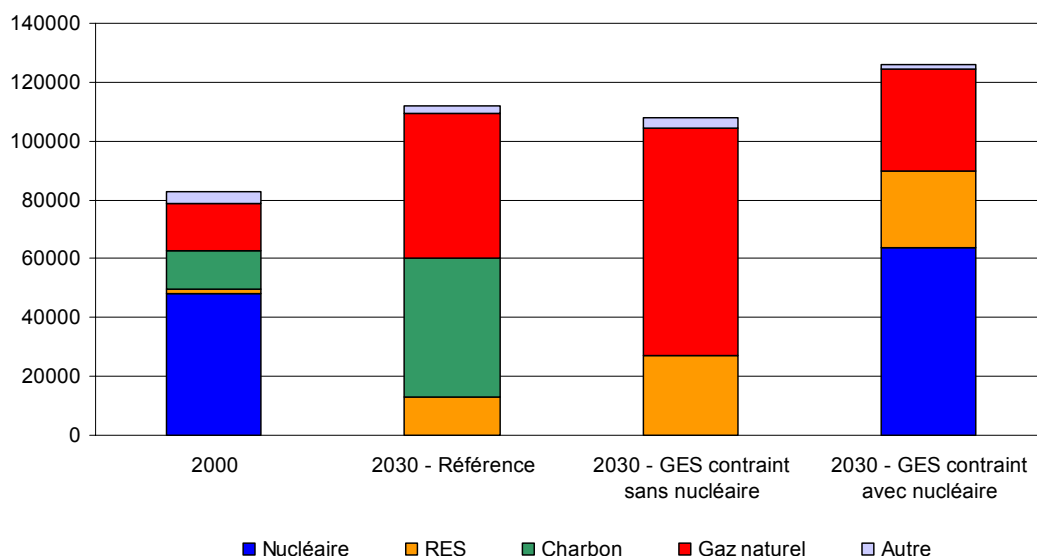


Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006)

N.B. Autre = chaleur, vapeur et sources d'énergie renouvelables

2.2.4. Production d'électricité

La production d'électricité enregistre des changements importants dans les deux scénarios envisagés comme l'illustre les graphiques 6 et 7 ci-dessous: changements par rapport à 2000, mais aussi changements par rapport à la projection de référence. Les deux scénarios ont en commun la disparition du charbon (pour rappel, la technologie de capture et de stockage du CO₂ n'a pas été envisagée dans ces deux scénarios).

Figure 6 Evolution de la production électrique et de sa structure, selon le scénario (en gwh)

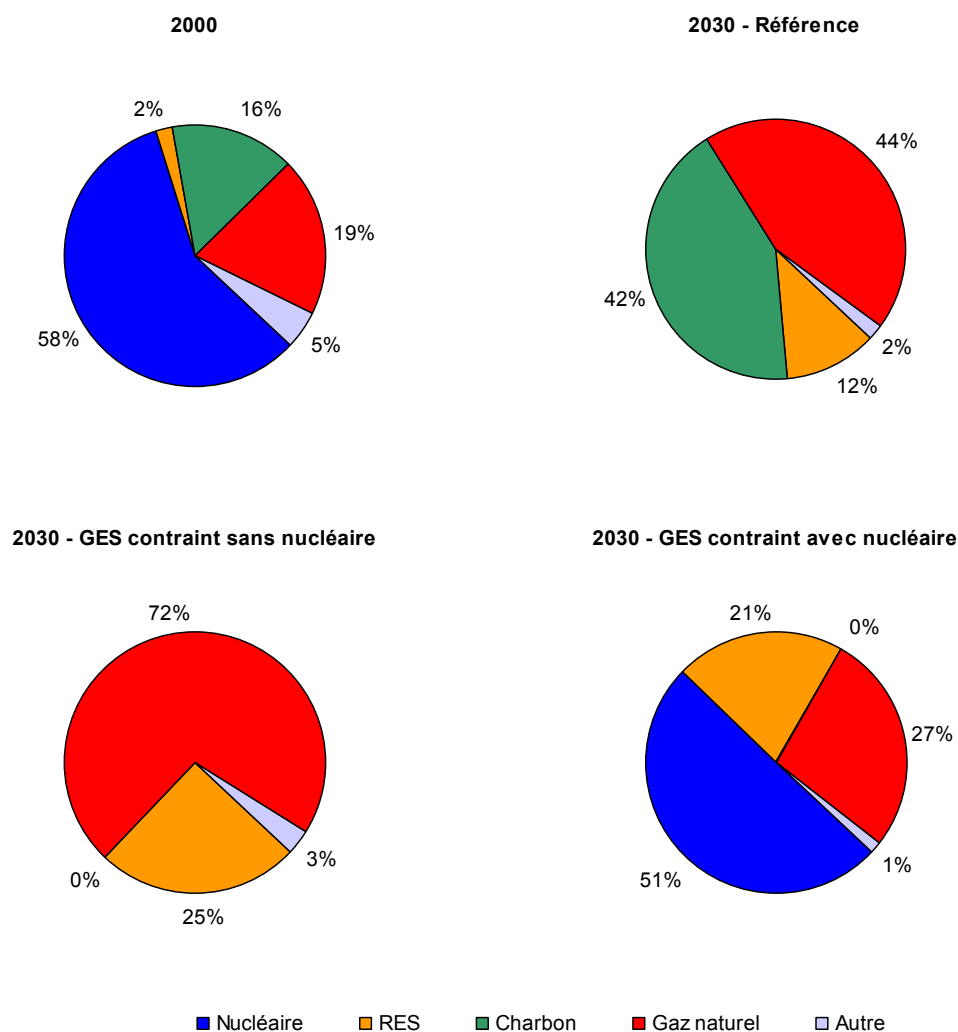
Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006)

N.B. RES = Sources d'énergie renouvelables ; Autre = produits pétroliers, gaz dérivés

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.

Figure 7 Structure de la production électrique



Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

Nous avons rassemblé dans le tableau ci-dessous 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 rythme¹⁶ supérieur à la production ou à la demande électrique¹⁷. 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 6000 MW en 2030, soit l'équivalent du parc nucléaire actuel¹⁸.

¹⁶ 2,1 % à 2,2 % par an selon le scénario.

¹⁷ 0,9 % à 1,4 % par an selon le scénario.

¹⁸ Les taux d'utilisation annuels moyens des deux types de technologies sont cependant très différents.

Tableau 1 Quelques indicateurs liés à la production d'électricité

	2000	2030 - Référence	2030 - GES contraint sans nucléaire	2030 - GES contraint avec nucléaire
Part des SER (%)	2,0	11,8	25,1	21,0
Capacité de production installée (GW)	15,0	23,0	27,7	29,2
dont investissements depuis 2001 (GW)	-	20,5	25,2	20,7
Electricité - part des CHP (%)	7,9	18,2	15,2	14,1
Taux d'utilisation (%)	63,0	55,5	42,8	49,2

Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

N.B. SER = sources d'énergie renouvelables ; CHP = centrales de cogénération ; GES = gaz à effet de serre.

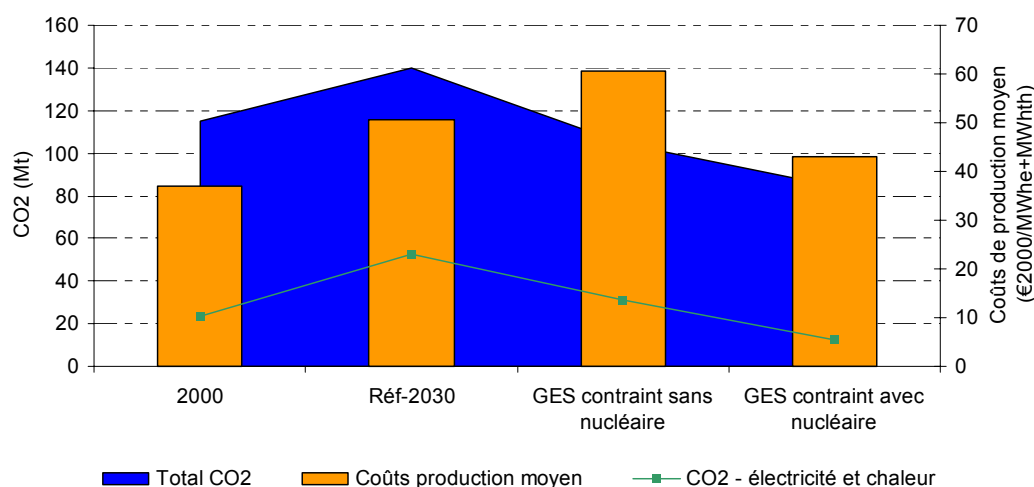
L'augmentation relativement plus marquée des capacités de production a également un impact sur le taux d'utilisation moyen du parc de production qui diminue sensiblement. Enfin, l'investissement total à réaliser, en GW, entre 2000 et 2030 représente 90 % de la capacité installée en 2030 dans le scénario 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 GW¹⁹, soit un investissement comparable à celui évalué dans le scénario de référence.

Pour terminer l'analyse des changements projetés dans le secteur électrique, le graphique ci-dessous montre comment évolue le coût moyen de la production d'électricité et de vapeur²⁰ selon le scénario. Dans la projection de référence, le coût augmente de 36 % entre 2000 et 2030 en raison, principalement, de la hausse des prix du gaz naturel et du charbon.

Dans le scénario sans nucléaire, le coût moyen de production progresse encore davantage (+63 % entre 2000 et 2030), tandis que dans le même temps le secteur réduit ses émissions de 41 % par rapport à la projection de référence. Pour rappel, dans ce scénario, les émissions totales de CO₂ énergétique de la Belgique se situent 1 % en dessous du niveau de 1990 (courbe bleue sur le graphique). 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.

¹⁹ Abstraction faite des investissements réalisés dans les trois réacteurs nucléaires les plus anciens selon les hypothèses posées par la CE2030.

²⁰ Comme il s'agit ici de coûts moyens de production d'électricité et de vapeur (dans les centrales de cogénération), ils ne sont pas directement comparables aux coûts présentés sur le graphique 2.

Figure 8 Coût moyen de production de l'électricité et de la vapeur et émissions de CO₂

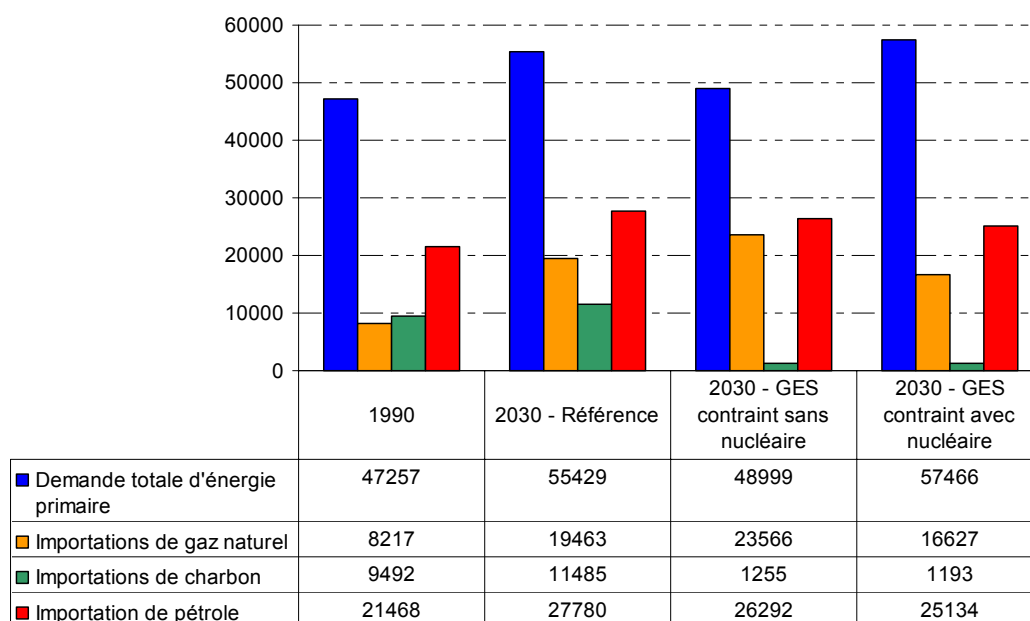
Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

Dans le scénario avec nucléaire, le coût moyen de production augmente également par rapport à 2000 (+17 %). Il se situe cependant à un niveau plus bas que dans la projection de référence 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.

2.2.5. Structure des besoins énergétiques du pays

Les changements induits par les scénarios alternatifs au niveau de la demande finale et de la production d'électricité ont un impact sur la structure de notre approvisionnement énergétique. 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. Parce qu'elles comportent des risques économiques et géopolitiques plus élevés, les importations de pétrole et de gaz naturel posent davantage question non seulement pour la sécurité de notre approvisionnement énergétique à l'horizon 2030 mais aussi de manière générale pour la « santé » de notre économie. Pour ne citer qu'un exemple, des prix qui fluctuent entraînent des incertitudes sur les différents marchés, rendent les investissements plus difficiles et peuvent détériorer la compétitivité de l'industrie.

Figure 9 Evolution des besoins et des importations énergétiques de la Belgique (en ktep)



Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

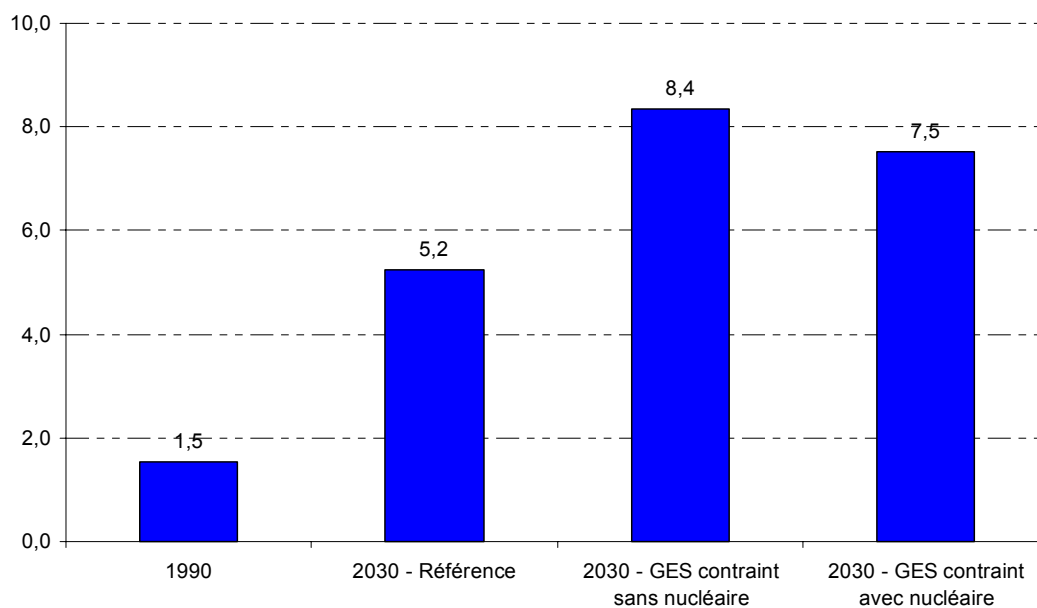
N.B. Les importations de pétrole comprennent les soutes maritimes qui ne sont pas comptabilisées dans la demande d'énergie primaire (= besoins énergétiques du pays).

Nos importations d'énergie sont et restent dans les scénarios repris sur le graphique 9, dominées par les importations de pétrole. Cependant, si ces dernières se situent en 2030 au-dessus du niveau de 1990, elles se stabilisent ou diminuent légèrement par rapport au niveau de 2000. Il faut savoir que selon les projections, le pétrole devient de plus en plus un combustible presque entièrement dédié au secteur des transports. L'évolution ci-dessus résulte de deux tendances opposées : une augmentation de l'activité de transport, d'une part, et une diminution de la part de marché du pétrole dans les autres secteurs et une amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules, d'autre part. Comme souligné précédemment, les scénarios alternatifs entraînent peu de changements dans le secteur des transports et affectent donc peu les importations de pétrole.

Quel que soit le scénario, nos importations de gaz naturel augmentent sensiblement à l'horizon 2030. Ces importations sont destinées au secteur électrique et aux secteurs de la demande finale. L'évolution donnée sur le graphique 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, le scénario étudié 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.

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 %.

Figure 10 Evolution de la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation totale d'énergie de la Belgique (en ktep)



Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

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. C'est un point positif en ce qui concerne notre dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur. Dans les scénarios présentés dans ce papier, 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.

2.2.6. Influence du recours à la capture et au stockage du CO₂

Si on admet comme envisageable le recours à la capture et au stockage du CO₂ (CCS) dans l'Union européenne à l'horizon 2030, les scénarios pour la Belgique correspondant à une réduction de 30 % des émissions de GES au niveau de l'UE en 2030 sont sensiblement différents. Dans ce cas, le coût marginal d'abattement s'établit à quelque 100 €/t CO₂. Pour la Belgique, cet abaissement du coût marginal d'abattement conduit à des réductions plus faibles de ses émissions de GES. Selon qu'elle a recours ou non à cette option technologique sur son territoire et selon le cadre politique relatif au nucléaire, les réductions s'échelonnent entre 4 % et 25 % pour l'année 2030 et par rapport à 1990. La réduction de 4 % correspond à l'hypothèse selon laquelle l'option CCS n'est pas réaliste et/ou économique en Belgique à l'horizon 2030 et suppose le maintien de la

loi sur la sortie du nucléaire. La réduction de 25 % présuppose à la fois le recours à l'option CCS en Belgique et le retour au nucléaire²¹.

2.2.7. Rôle et contribution des économies d'énergie à l'effort de réduction

La réaction et les adaptations du système énergétique suite à la mise en œuvre des scénarios alternatifs sont non seulement fonction des prix énergétiques mais reflètent également le comportement des agents vis-à-vis des économies d'énergie. Elles ne découlent donc pas d'une simple analyse coût-efficacité des différentes options qui s'offrent à eux, et qui conduiraient à des gains énergétiques plus importants, mais tient compte des barrières aux changements de comportement qui empêchent la réalisation de tout le potentiel coût-efficace.

L'analyse qui a été menée ne nie pas l'existence de gisements importants d'économies d'énergie dans tous les secteurs de notre économie²² ni ne dit que le calcul économique basé sur les coûts « énergétiques » (équipement et combustible) ne leur est pas favorable. L'interprétation des résultats n'est donc pas que les économies d'énergie sont « chères » mais qu'un certain nombre de facteurs objectifs (information insuffisante des consommateurs, formation inadéquate des professionnels, etc.) ou subjectifs (perte de confort, esthétique, etc.) font que des signaux prix plus importants sont nécessaires pour modifier le comportement des agents économiques vis-à-vis des économies d'énergie.

Cela explique pourquoi, malgré les nombreuses possibilités de réduction d'émissions qui existent à travers les économies d'énergie, la contribution de celles-ci dans les scénarios étudiés n'est pas à la hauteur des attentes. Il est possible de simuler l'impact de l'élimination des barrières aux changements de comportement en changeant certains paramètres du modèle PRIMES mais ce faisant, seuls les impacts en termes de consommation énergétique, d'émissions et de coûts liés à l'énergie peuvent être évalués. En effet, les coûts et impacts économiques des instruments mis en œuvre sortent du cadre d'analyse du modèle.

2.2.8. Enjeux de la politique énergétique belge

L'analyse de scénarios énergétiques dont quelques-uns ont été présentés dans ce papier permet d'éclairer sur les enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique. Ces enjeux sont multiples et peuvent se résumer par quelques questions clés : (1) comment concilier environnement (et plus particulièrement la lutte contre les changements climatiques) et sécurité de l'approvisionnement énergétique, (2) comment faire face aux risques de sous investissement et aux risques spécifiques à certaines technologies énergétiques, (3) 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. Enfin, ces

²¹ Approximativement, la différence de 21 points de pourcentage entre la borne supérieure (25 %) et inférieure (4 %) de la fourchette de réduction est due pour 1/3 à la technologie CCS et pour 2/3 au nucléaire.

²² L'étude pour le ministre Tobback contient d'ailleurs une évaluation de l'impact sur la consommation totale d'énergie et les émissions belges de potentiels d'économie d'énergie importants dans les bâtiments et le secteur des transports. Elle n'évalue cependant pas toutes les conséquences économiques de la réalisation de ces potentiels.

enjeux n'ont pas qu'une portée nationale, ils doivent être considérés dans un contexte européen et mondial.

Pour simplifier l'analyse, nous avons considéré deux scénarios alternatifs pour la Belgique qui sont tous deux compatibles avec une réduction de 30 % des émissions de GES au niveau de l'Union européenne, en 2030 et par rapport à 1990. La différence entre les deux scénarios réside dans le recours ou non à l'énergie nucléaire, ce qui a un impact sur l'évolution de la structure du système énergétique et sur les émissions de GES en Belgique. En termes de politiques, attribuer une valeur au carbone peut se faire par l'intermédiaire de différentes mesures. Il peut s'agir d'une taxe sur les énergies, taxe variable en fonction du contenu en carbone de chaque énergie. Des réglementations plus strictes, par exemple sur les technologies à utiliser ou les normes d'émissions, peuvent également être mises en œuvre et occasionnent des coûts supplémentaires. Enfin, les pouvoirs publics peuvent créer un système de quotas de permis d'émissions échangeables, les quotas étant fixés à un niveau tel que le prix du permis est égal à la valeur du carbone.

Le système énergétique décrit dans le scénario sans nucléaire pose particulièrement question en termes de sécurité d'approvisionnement énergétique. En effet, il s'agit non seulement de notre approvisionnement en gaz naturel en tant que combustible pour le chauffage ou l'industrie, mais il y va aussi de la sécurité de notre approvisionnement électrique. S'agissant du 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 ce scénario, 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 cruciales. 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.

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 est plus limitée. Ce schéma de développement soulève par contre d'autres questions liées à l'énergie nucléaire qui relèvent surtout d'un choix politique. Parmi ces questions on retiendra non seulement 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 nucléaire²³, mais aussi le financement de risques spécifiques²⁴, finance-

²³ BFP (juin 2005).

²⁴ A savoir les risques de marché, d'acceptation publique et de coûts éloignés (BFP, 2004 pp74-75).

ment pour lequel les meilleures garanties possibles doivent être assurées tant du côté des producteurs que des pouvoirs publics.

Les deux scénarios se caractérisent par une part non négligeable dévolue aux sources d'énergie renouvelables, en particulier pour la production d'électricité. Un tel développement nécessite également une volonté politique pour atténuer les risques d'acceptation publique et pour assurer la meilleure intégration possible de ces unités de production dans le système électrique belge dans un contexte européen.

Enfin, les deux scénarios mettent l'accent sur le rôle des économies d'énergie pour réaliser l'objectif environnemental et ce quel que soit le choix politique relatif au nucléaire. Mais le message va plus loin. En effet, les résultats montrent qu'un signal prix ne permet pas à lui seul (sauf à être très élevé) de mettre en œuvre les gisements avérés d'économie d'énergie dans les différents secteurs de notre économie. Pour réaliser les différentes opportunités d'économie d'énergie, les responsables politiques doivent renforcer les politiques et mesures actuellement en place et le cas échéant les compléter par d'autres actions.

2.3. Impacts de politiques climatiques sur l'économie belge

L'évaluation des impacts économiques, au niveau belge, de la mise en œuvre de réductions des émissions de GES a été faite en utilisant le modèle macro sectoriel HERMES. Néanmoins, cette évaluation concerne uniquement l'horizon 2020²⁵ et deux niveaux de réduction pour les émissions de GES en Belgique : -4,8 % et -13,7 % entre 1990 et 2020.

Plus précisément, différents scénarios ont été simulés selon les modalités suivantes : (i) les prix des différents produits énergétiques ont été modifiés en fonction du coût marginal d'abattement calculé à l'aide du modèle PRIMES²⁶; (ii) les hausses de prix énergétiques sont supposées obtenues via une augmentation de la fiscalité sur les produits énergétiques dans les secteurs ne faisant pas actuellement partie du marché européen des droits d'émission (ETS); il a été choisi de recycler les recettes publiques nouvelles de manière à maximaliser l'effet sur l'emploi pour rechercher un double dividende ; pratiquement, cela a été mis en œuvre via une baisse des charges sociales (baisse de cotisations sociales employeurs seules ou en combinaison avec une baisse des cotisations sociales personnelles) ; (iii) le contexte européen a été modifié pour tenir compte du fait que les réductions des émissions de GES s'inscrivent à un niveau européen. Les modifications ont porté sur l'évolution du marché potentiel d'exportation belge et sur celle des prix extérieurs.

Dans l'ensemble, l'impact des scénarios sur l'activité économique, mesurée par le PIB, est relativement neutre (de -0,06 % à +0,03 % du PIB en 2020). Certes, la hausse des prix de l'énergie en-

²⁵ Le modèle HERMES est un modèle économétrique pour le moyen terme.

²⁶ A l'horizon 2020, deux objectifs de réduction des émissions de GES au niveau de l'UE ont été considérés : -15 % et -30 % par rapport à 1990 et les coûts marginaux d'abattement correspondant à ces objectifs sont respectivement de 42 et 110 € par tonne de CO₂.

traîne une poussée non négligeable des coûts intérieurs, source d'inflation et de perte de revenu et de compétitivité. Par ailleurs, le marché potentiel d'exportation s'affiche en légère baisse. Il doit s'ensuivre logiquement un repli de l'activité économique. Toutefois, la baisse de charges sociales vient compenser ces premiers effets négatifs (notamment, en matière de compétitivité) et l'on note, *in fine*, un PIB au pire en légère baisse par rapport à la simulation de base. On note, en effet, que le recul de la demande intérieure et des exportations est compensé dans une large mesure par une baisse des importations (dont les importations d'énergie). Le recyclage de la nouvelle recette s'avère donc cruciale dans ce contexte.

Quant à l'emploi, les effets sur celui-ci vont très largement dépendre du type de redistribution envisagé (entre -5000 et +27000 emplois suivant les scénarios et selon la manière dont les revenus de la taxe énergétique additionnelle sont utilisés). D'une manière générale, la baisse initiale de l'activité est synonyme de pertes d'emplois, mais celles-ci sont en grande partie gommées par la baisse des charges sociales. On note même des créations d'emplois dans le cas où le recyclage se fait sous la forme de baisses de cotisations sociales employeurs.

Enfin, les différents scénarios testés permettent d'accroître le surplus extérieur (en raison de la baisse importante des importations, dont les importations d'énergie) et d'améliorer le solde de financement public (malgré le recyclage).

3. Défis technologiques et changements de comportements à long terme : l'horizon 2050

Comme annoncé dans l'introduction, les contextes des analyses menées respectivement aux horizons 2030 et 2050 sont en grande partie différents. La spécificité à l'horizon 2050 tient à la fois aux objectifs et à la méthode de prospective définis à la base de l'étude.

- L'objectif de l'étude menée pour le Ministre Tobback sur la politique climatique post-2012 est de réaliser une première exploration des conditions dans lesquelles les émissions de gaz à effet serre (GES) pourraient être réduites de 50 à 80 % en Belgique entre 1990 et 2050, dans une société en développement durable.
- La méthode utilisée pour cette étude 2050 celle du *backcasting*, c'est-à-dire qu'à partir des objectifs de réduction proposés, des conditions de réalisation de ces objectifs ont été étudiées. Les émissions de GES en 2050 ont été évaluées en unités physiques par un modèle comptable, à partir de changements de technologies et de comportements basés sur des études scientifiques existantes.

L'étude 2050 montre que les réductions d'émissions de GES envisagées ne pourront être obtenues que si une série de changement des modes de consommation et de production actuels sont réalisés. Ces changements sont d'ordre technologique et comportemental.

- Les possibilités offertes par les changements technologiques doivent en tout cas être exploitées au maximum pour atteindre la réduction la plus faible des trois (-50 %).
- Mais pour réaliser les plus ambitieux des scénarios pour 2050 (-60 % et -80 %), il faut également s'appuyer sur des changements de comportements particulièrement importants.

Cette première exploration de ces conditions aidera à organiser les actions du chantier ainsi ouvert à l'horizon 2050 et sur lequel beaucoup reste à faire. Il faudra baliser plus précisément ces premières pistes et les concrétiser tout en accroissant les connaissances et en préparant les politiques requises.

Cette note résume, secteur par secteur, les changements de technologies et de comportements envisagés ainsi que leurs interactions (points A à E). Elle conclut sur le besoin d'intégrer les politiques et les connaissances concernant ces deux types de changement (point F).

3.1. Résidentiel et services

Dans le secteur résidentiel et services, le défi **technologique** est lié à la possibilité de construire des bâtiments de très haute performance énergétique, nécessitant peu de chauffage en hiver et peu de refroidissement en été. Le principal défi est cependant plus lié aux changements de **comportements**. En effet, si les techniques sont déjà relativement bien connues, elles sont peu mises en œuvre. Il s'agit donc de sensibiliser et de former les acteurs du secteur de la construc-

tion pour qu'ils connaissent les techniques les plus pointues et qu'ils les utilisent. Il s'agit également de proposer des instruments financiers, tels que le tiers investisseur, qui permettraient aux ménages et entreprises de faire face aux investissements élevés de départ, même s'ils sont à terme rentables. Il faut aussi faire en sorte que les utilisateurs demandent de telles performances et aient des comportements dans les logements et bureaux qui permettent d'exploiter au mieux les possibilités offertes par les améliorations techniques. Enfin, les réductions d'émissions de GES possibles dans le secteur sont directement liées au nombre de rénovations et de constructions neuves réalisées chaque année. Obtenir des réductions d'émissions de GES importantes dans ce secteur demande des taux de rénovation et de constructions neuves – et donc des investissements – qui pourraient être jusqu'à environ deux fois plus élevés que les taux actuels.

3.2. Transport

Dans le secteur des transports, les principaux défis **technologiques** sont le développement de la filière hydrogène et de véhicules à moteurs à combustion interne plus efficaces. Dans le cas de la filière hydrogène, il s'agit de développer des techniques sûres et efficaces de stockage de l'hydrogène et d'améliorer le fonctionnement des piles à combustibles. Des investissements importants sont également nécessaires pour construire un réseau de transport et de distribution de l'hydrogène et pour assurer une production d'hydrogène qui n'émette pas de CO₂.

Dans le cas des véhicules à moteurs à combustion interne, des améliorations importantes de rendement sont nécessaires pour passer à des facteurs d'émissions de l'ordre de 71 g CO₂ / km en 2050 (contre 160 g en moyenne en 2006 et de 100 g à 110 g pour les véhicules les plus performants sur le marché), notamment en utilisant des moteurs hybrides, des moteurs de faible cylindrée et en améliorant les caractéristiques des véhicules telles que le poids ou l'aérodynamisme.

Pour le transport aérien, il s'agit également de développer des avions à fuselage intégré (des ailes volantes) équipés de turbopropulseurs à hélices transsoniques.

En termes de changements de **comportements**, les défis les plus importants dans le domaine du transport sont au niveau de la maîtrise de la demande et du report modal. La maîtrise de la demande peut passer notamment par des changements de l'aménagement du territoire et des comportements qui y sont associés (par exemple l'étalement urbain) ou par des instruments fiscaux ou économiques faisant augmenter significativement le coût du transport. Il s'agit également d'augmenter fortement la part des transports publics (pour les passagers) ou des transports ferroviaires et fluviaux (pour le fret) dans la consommation de transport, notamment par une amélioration de l'offre en transports publics, tant sur un plan quantitatif (nombre de lignes, fréquences...) que qualitatif (fiabilité, régularité, confort...).

Enfin, au niveau des transports aérien et maritime internationaux, outre une maîtrise de la demande, l'utilisation de technologies émettant moins de CO₂ est non seulement liée au progrès

technologique, mais également à la réduction des vitesses de croisière de 20 à 30 % par rapport à aujourd'hui.

3.3. Industrie

Dans l'industrie, les défis **technologiques** concernent l'amélioration de l'efficacité énergétique, que ce soit par une amélioration des performances des procédés actuels ou le développement de nouveaux procédés, comme la fabrication de matières plastiques à partir de biomasse qui réduit fortement les émissions nettes de GES par rapport à la fabrication basée sur la pétrochimie. Au-delà de ces améliorations, des changements de **comportement** sont également nécessaires au niveau des modes de consommation et de production. L'organisation de la production doit permettre une moindre utilisation du transport et être compatible avec la diminution de la vitesse moyenne de celui-ci (voir point ci-dessus sur le transport). En outre, un changement concomitant des modes de production et de consommation est nécessaire, pour concevoir, produire et consommer des biens et services dont l'ensemble du cycle de vie émet moins de GES. Il s'agit notamment que les produits aient une plus longue durée de vie et qu'ils soient réparables et réutilisables ou recyclables en fin de vie.

3.4. Production et consommation d'électricité

Dans le secteur de la production d'électricité, plusieurs défis **technologiques** sont à relever. Il s'agit d'abord de l'extension des énergies renouvelables: principalement le solaire photovoltaïque et l'éolien. Des capacités de production importantes doivent être développées et le réseau de transport et de distribution d'électricité doit évoluer pour permettre la gestion d'une part la plus importante possible de production décentralisée. Cette production décentralisée inclut la production à partir d'énergies renouvelables, mais également à partir de petites unités de cogénération (micro-cogénération) à l'échelle d'un bâtiment ou d'un quartier.

Les changements technologiques doivent également permettre une diminution drastique de l'impact sur l'environnement et la société de la production d'électricité centralisée dans des centrales utilisant les combustibles fossiles, gaz ou charbon. Un premier défi technologique à relever dans ce cadre est l'utilisation maximale de la cogénération, que ce soit dans l'industrie, qui en fait déjà largement usage, ou dans le chauffage urbain, actuellement peu utilisé. Un second défi consiste à développer la capture et le stockage de CO₂, qui permet une production d'électricité quasi sans émission de GES. Des recherches sur les technologies de capture et les zones de stockage sont nécessaires. A terme, étant donné les capacités relativement limitées de stockage de CO₂ en Belgique, des contacts doivent être pris avec les pays voisins pour étudier les possibilités de coopération en la matière.

Les questions liées à l'énergie nucléaire n'ont pas été abordées dans cette étude, qui se situe dans le cadre de la loi sur la sortie du nucléaire. Ces questions, qui ont notamment été évoquées dans le Working Paper *Quelle énergie pour un développement durable ?* (BFP 2005) demandent un

"*débat politique structuré*"²⁷, où les différents impacts de cette forme d'énergie et de ses alternatives sur l'environnement et la société peuvent être autant que possible objectivés, quantitativement ou qualitativement. Ce débat, qui inclut de nombreuses considérations éthiques, dépasse le cadre des études à la base de cette note.

Au niveau des changements de **comportements**, plusieurs défis sont à relever au niveau de la consommation d'électricité. Il s'agit de promouvoir l'adoption et l'acceptation par les consommateurs (les ménages et les entreprises) de nouveaux équipements plus performants, ainsi que de les sensibiliser à l'impact des comportements individuels sur les enjeux globaux de l'énergie et du climat. Il faut également limiter l'effet rebond, notamment par des politiques de prix et de gestion de la demande. En effet, les économies réalisées grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements individuels peuvent mener à une utilisation accrue de ces équipements ou à l'achat de nouveaux appareils de plus grande capacité. Cet effet rebond peut donc réduire les économies d'énergie espérées initialement, voire entraîner à terme une augmentation de la consommation d'énergie. Il s'agit aussi d'éviter la prolifération des équipements. A cet égard, les modes de production et de consommation doivent s'écarter de la tendance actuelle à l'accumulation par les ménages d'un nombre toujours croissant d'équipements. Il s'agit aussi d'éviter la prolifération des équipements. A cet égard, les modes de production et de consommation doivent s'écarter de la tendance actuelle à l'accumulation d'un nombre toujours croissant d'équipements. Enfin, l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements individuels peut en outre mener à une augmentation de leur taille ou de leur capacité qui compenserait les gains en efficacité. Il s'agit de l'effet rebond, qu'une politique de gestion de la demande doit limiter au maximum.

3.5. Agriculture

Dans le secteur agricole, outre des améliorations de l'efficacité énergétique et de la gestion des étables, le défi **technologique** consiste à développer une agriculture de précision ou une agriculture intégrée voire biologique, dont l'utilisation d'engrais est nettement moindre que celle d'aujourd'hui.

Une meilleure connaissance des sols et des techniques, mais aussi des changements dans les **comportements** de production, sont nécessaires pour obtenir les réductions liées à une moindre utilisation d'engrais. Au niveau des comportements de consommation, une diminution de la part de viande dans l'alimentation permet notamment de réduire les émissions de méthane et de protoxyde d'azote liés à l'élevage, ce qui, dans une perspective de développement durable, tout en améliorerait la santé des belges et contribuerait à l'équilibre alimentaire de la planète améliorant la santé de la population.

²⁷ Laes (2006).

3.6. Le besoin d'Intégration des politiques et des connaissances

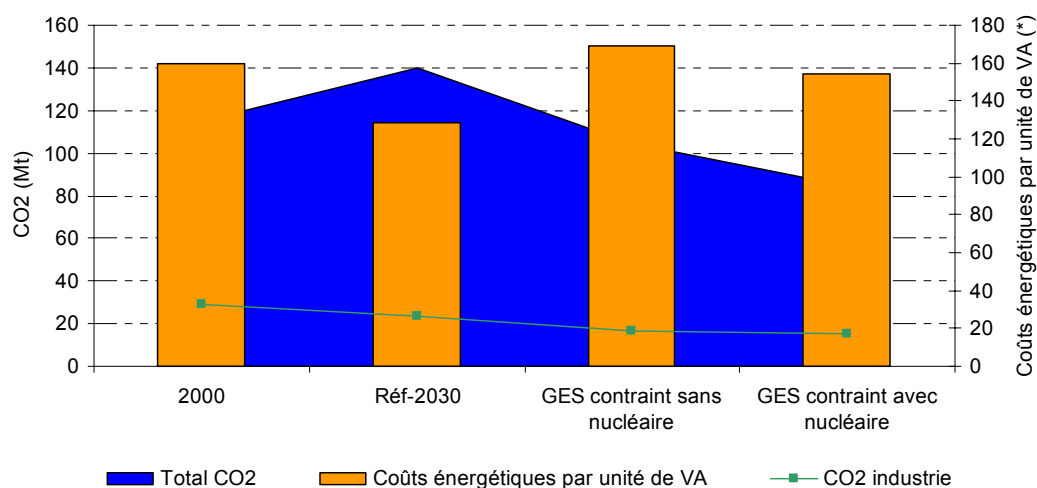
Les scénarios étudiés à l'horizon 2050 constituent une première approche à la fois qualitative et quantitative des possibilités de réduction des émissions de gaz à effet de serre en Belgique en 2050. Ils indiquent de premiers ordres de grandeurs des efforts à faire pour en assurer la faisabilité et de premières idées sur les politiques à mener. L'ensemble de ces scénarios montre la nécessité, pour atteindre des objectifs importants de réduction (de -50 % à -80 % en 2050 par rapport à 1990), de combiner des actions dans le domaine des technologies et dans celui des comportements. Une meilleure connaissance de ces deux domaines et de leurs impacts sur le niveau des émissions de chaque secteur permettra de définir plus précisément les politiques intégrées nécessaires pour atteindre les objectifs de réduction proposés.

Annexe 1 : Impact des scénarios alternatifs sur les coûts des secteurs de la demande finale

Les quatre graphiques ci-dessous donnent l'évolution des coûts énergétiques pour les quatre secteurs de la demande finale de même que l'impact des scénarios alternatifs sur ces coûts. Pour comprendre les changements, il convient de préciser que les coûts énergétiques englobent les coûts liés aux équipements énergétiques (coûts fixes et variables), les coûts relatifs aux achats de combustibles et d'électricité. Or, le prix de l'électricité est lié, dans le modèle, au coût moyen de production de l'électricité qui lui-même dépend du scénario.

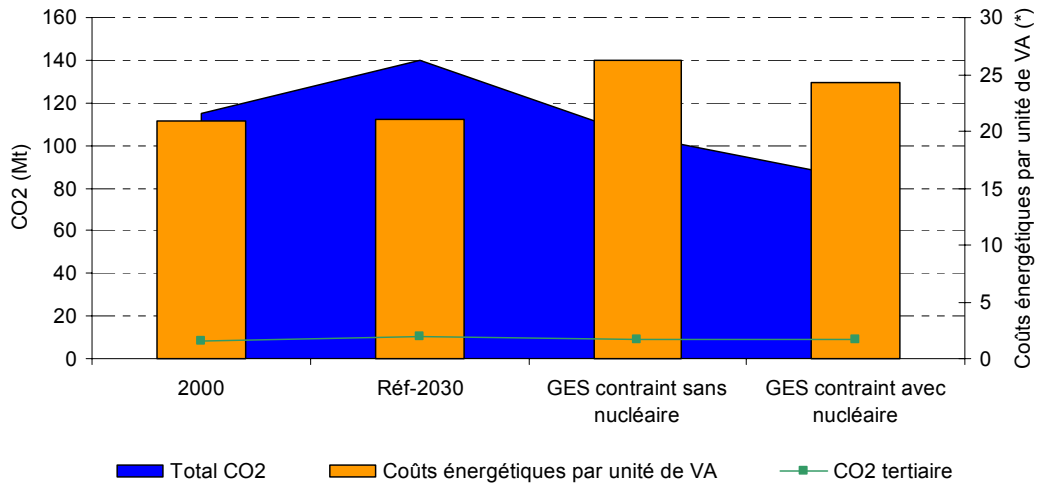
La définition des coûts énergétiques données ci-dessus combinée avec l'évolution du coût moyen de production de l'électricité présentée sur le graphique 8, explique pourquoi les coûts énergétiques sont plus faibles dans le scénario avec nucléaire que dans celui sans nucléaire. Le transport fait exception à la règle vu la part minime qu'occupe l'électricité dans la consommation énergétique totale de ce secteur.

Figure 11 Industrie : coûts de l'énergie par unité de valeur ajoutée et émissions de CO₂
(*): Coût en €2000 par millier d'€2000 de valeur ajoutée



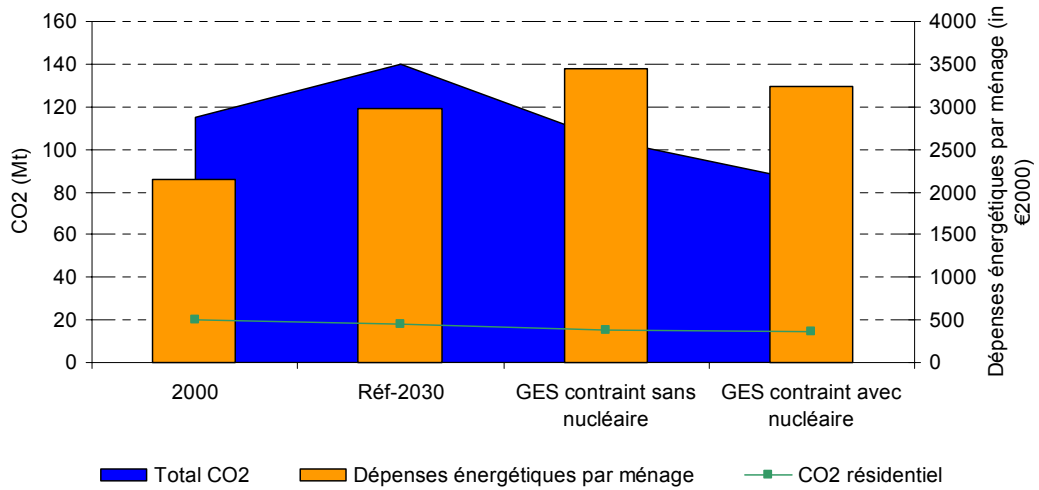
Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

Figure 12 Tertiaire : coûts de l'énergie par unité de valeur ajoutée et émissions de CO₂
 (*): Coût en €2000 par millier d'€2000 de valeur ajoutée



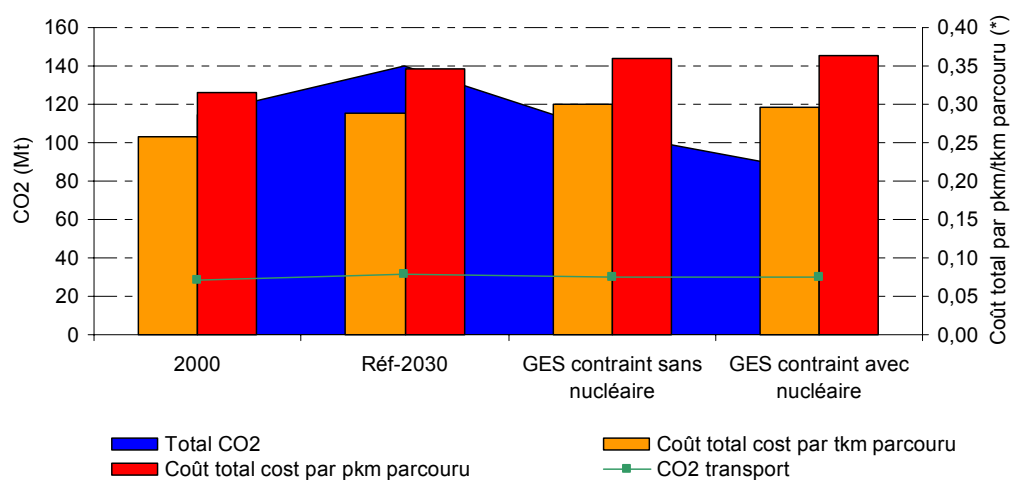
Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

Figure 13 Résidentiel : dépenses liées à l'énergie par ménage et émissions de CO₂



Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

Figure 14 Transport : coût total par passager kilomètre et par tonne kilomètre et émissions de CO₂ (*) : Coûts en €2000/pkm et €2000/tkm

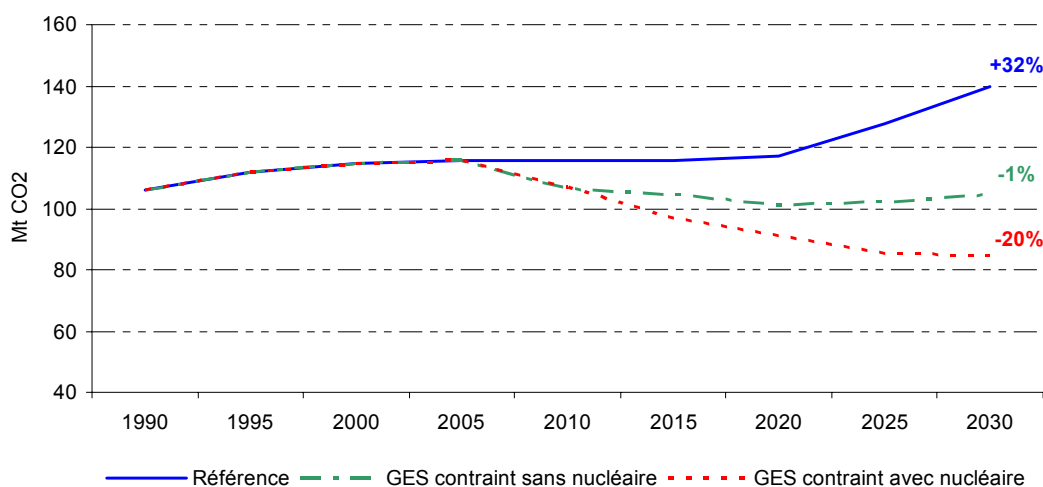


Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

Annexe 2 : Evolution des émissions de GES en Belgique selon le scénario étudié

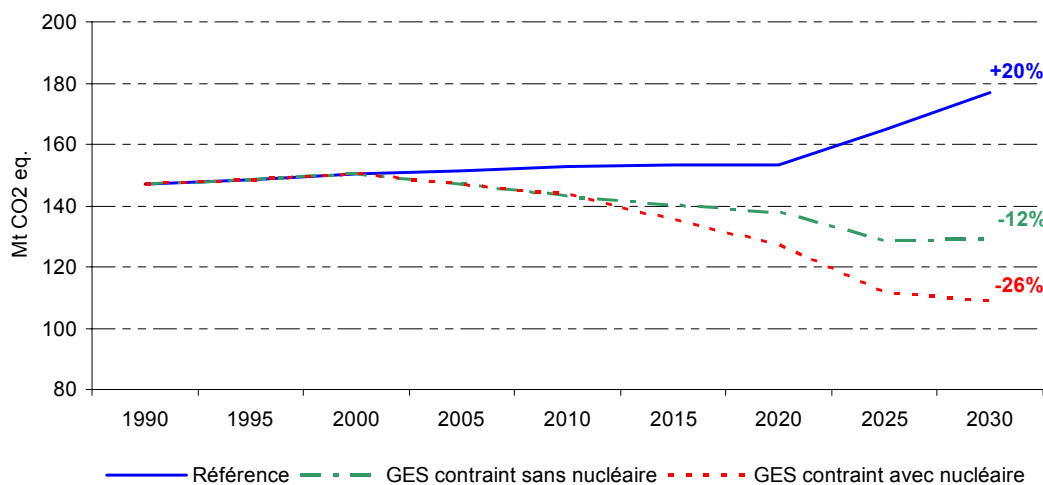
Les deux graphiques ci-dessous illustrent la dynamique d'évolution des émissions de CO₂ énergétique et de GES belges dans le scénario de référence et les deux scénarios alternatifs.

Figure 15 Evolution des émissions de CO₂ énergétique en Belgique (en Mt de CO₂)



Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

Figure 16 Evolution des émissions de GES en Belgique (en Mt CO₂ eq.)



Source : PRIMES, BFP (juillet 2006), BFP (septembre 2006).

Bibliographie

- Agence européenne de l'environnement, EEA, *Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2006*, Report 9/2006, octobre 2006.
- Bureau fédéral du Plan, *Long term energy and emissions' projections for Belgium with the PRIMES model*, report addressed to the Commission Energy 2030, September 2006.
- Bureau fédéral du Plan, *La politique climatique post-2012: analyse de scénarios de réductions d'émissions aux horizons 2020 et 2050*, juillet 2006 ; Federaal Planbureau, *Het klimaatbeleid na 2012 : Analyse van scenario's voor emissiereductie tegen 2020 en 2050*, juli 2006.
- Bureau fédéral du Plan, *Quelle énergie pour un développement durable ?* A. Henry, Working Paper 14-05, juin 2005.
- Bureau fédéral du Plan, *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, D. Gusbin et B. Hoornaert, Planning Paper 95, janvier 2004.
- Commission des Communautés européennes, Communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement, *Une politique de l'énergie pour l'Europe*, COM(2007) 1 final, janvier 2007.
- Commission européenne, Direction générale de l'énergie et des transports, *European Energy and Transport, Trends to 2030-update 2005*, mai 2006.
- Commission nationale climat, *Quatrième communication nationale sur les changements climatiques en vertu de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques*, 2006.
- GIEC, *Climate change 2001, the scientific basis*, Cambridge: Cambridge, University Press, 2001 (www.ipcc.ch).
- Laes Erik, *Nuclear energy and sustainable development: theoretical reflections and critical interpretative research towards a better support for decision making*, thèse de doctorat, KULeuven, Faculteit toegepaste wetenschappen, octobre 2006.
- NTUA, Energy-Economics-Environment Modelling Laboratory Research and Policy Analysis, *The PRIMES Energy System Model: Short Description*, 2005 (<http://www.e3mlab.ntua.gr/downloads.php>)
- Stern review, *The Economics of Climate Change*, décembre 2006. (http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm).