

## Régionalisation des perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 : résultats pour la Région flamande

Avril 2007

*Danielle Devogelaer, dd@plan.be,  
Dominique Gusbin, dg@plan.be,  
Lies Janssen*

**Abstract** - En 2004, le Bureau fédéral du Plan a publié deux rapports intitulés « Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 » (Planning Paper 95) et « Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020 » (Working Paper 19-04). Ces rapports se concentrent sur la Belgique et ne détaillent pas les perspectives énergétiques par Région. A la demande de la Région flamande, le Bureau fédéral du Plan a régionalisé les scénarios énergétiques décrits dans ces deux rapports et comparé les résultats de la régionalisation pour l'année 2000 avec les chiffres du bilan énergétique régional.

**Jel Classification** – C6, O2, Q4

**Keywords** – perspectives énergétiques de long terme, régionalisation

**Acknowledgements** – Les auteurs remercient Nadine Dufait de l'Agence flamande de l'énergie (VEA) et Sofie Luyten du département LNE pour le suivi attentif de l'étude ainsi que les membres du comité d'accompagnement pour leurs remarques constructives.



## Avant-propos

En 2004, le Bureau fédéral du Plan a publié deux rapports sur les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique (PP95 et WP19-04). Ces rapports fournissent uniquement des perspectives au niveau national et non pas au niveau régional. Cependant, dès lors qu'un grand nombre de problématiques liées à l'énergie sont de la compétence des Régions, un éclairage sur les perspectives énergétiques régionales est indispensable, et ce d'autant plus qu'à côté d'une politique énergétique de court terme, les Régions se doivent de disposer d'une vision de politique énergétique à plus long terme. Dans ce contexte il n'est pas étonnant que la Région flamande ait souhaité pouvoir disposer de telles perspectives énergétiques. C'est donc à la demande de la Région flamande que le Bureau fédéral du Plan (BFP) a procédé à une régionalisation des scénarios énergétiques décrits dans les deux rapports sus mentionnés.

Il convient de souligner que les perspectives énergétiques régionales présentées dans ce Working Paper sont basées sur les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique publiées en 2004. Depuis lors, le BFP a élaboré de nouvelles perspectives énergétiques à long terme dans le cadre de deux études réalisées en 2006 : une étude sur la politique climatique post-2012 pour le ministre fédéral de l'Environnement, monsieur B. Tobback (BFP, juillet 2006) et des scénarios énergétiques à l'horizon 2030 pour la Commission Energie 2030 instituée par le ministre fédéral de l'Energie, monsieur M. Verwilghen (BFP, septembre 2006). Ces nouvelles perspectives énergétiques pour la Belgique feront l'objet d'un Planning Paper qui sera publié fin 2007.

Parallèlement aux perspectives énergétiques à long terme, le BFP étudie également l'évolution à moyen terme de la demande d'énergie dans le cadre de la publication annuelle du BFP sur les perspectives économiques pour les cinq années à venir, réalisées avec le modèle macrosectoriel HERMES. La dimension régionale est également étudiée dans ce contexte. En effet, un nouveau projet (le projet HERMREG) a été lancé, en collaboration avec les Régions, en octobre 2005. Le but du projet est de construire un modèle macrosectoriel régional qui soit cohérent avec le modèle macrosectoriel national HERMES.

### *Avertissement :*

Les hypothèses et les résultats présentés dans ce Working Paper n'engagent que le Bureau fédéral du Plan.

## Résumé des résultats

Les principaux résultats de l'étude, en termes de perspectives énergétiques pour la Région flamande, sont énumérés ci-dessous. Ils sont présentés par scénario ou groupe de scénarios.

### Le scénario de référence

La consommation finale énergétique de la Région flamande augmente en moyenne de 0,7% par an entre 2000 et 2030. Ce rythme de croissance est supérieur au taux de croissance annuel moyen pour la Belgique, à savoir 0,5%. En 2030, ce sont 5300 ktep de plus qu'en 2000 qui seront consommés en Flandre, soit un quart environ de sa consommation finale énergétique totale en 2000.

Tous les secteurs de la demande finale participent à cette croissance à l'exception du secteur résidentiel dont la consommation énergétique s'établit, en 2030, à un niveau comparable à celui de 2000. Les taux de croissance annuels moyens sur la période 2000-2030 sont de 0,8% pour l'industrie, 1,4% pour le secteur tertiaire et 0,9% pour les transports. Ces chiffres sont à mettre en perspective avec la part relative des différents secteurs dans la consommation d'énergie finale de la Région : 34% pour l'industrie, 12% pour le tertiaire, 26% pour le résidentiel et 28% pour le transport en 2000.

La production d'électricité progresse au rythme de 1,4% par an sur la période 2000-2030 et s'établit à 72,1 TWh en 2030, soit une augmentation de 24 TWh par rapport à la production électrique en 2000. La structure de la production d'électricité connaît des changements importants suite notamment à la fermeture progressive des unités nucléaires situées à Doel en vertu de la loi sur la sortie du nucléaire. En 2030, la production d'origine nucléaire est égale à zéro. Pour remplacer cette production mais aussi pour satisfaire la croissance de la demande électrique, il est fait appel aux centrales à gaz à cycle combiné (51% de la production en 2030), aux centrales supercritiques au charbon (41% en 2030) et aux sources d'énergie renouvelables (4,4% en 2030). La part de l'électricité produite à partir d'unités de cogénération est de 12% en 2030.

Les importations nettes d'énergie fossile augmentent de 0,9% en moyenne par an sur la période 2000-2030. Ce sont surtout les importations de charbon et de gaz naturel qui progressent sensiblement (respectivement 1,4% et 1,8% par an). La production d'énergie primaire chute de 5,3% par an en moyenne suite à la fermeture des centrales nucléaires, nonobstant la croissance remarquable de la production des sources d'énergie renouvelables au rythme de 4,6% par an.

### Les scénarios alternatifs du PP95

Des prix du gaz plus élevés que ceux envisagés dans le scénario de référence (scénario PEG) entraînent une diminution de la consommation finale de gaz naturel, par rapport au scénario de référence, de 3,2% en 2020 et de 6,3% en 2030. Cette réduction est compensée par une augmenta-

tion de la consommation de produits pétroliers et dans une moindre mesure d'électricité. Au total, la consommation finale énergétique n'est que légèrement inférieure à celle calculée dans le scénario de référence (-0,5% en 2020 et -0,9% en 2030). Un autre effet de ce scénario est un changement dans le mix de production de l'électricité. La part des centrales au charbon devient plus importante que dans le scénario de référence et dépasse même la part des centrales au gaz naturel : 64% pour les premières en 2030 et 29% pour les secondes.

Un développement soutenu de la cogénération et des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité (scénario SER+COG) modifie aussi la structure de la production d'électricité. A l'horizon 2030, le principal effet est une réduction de la production électrique dans les centrales supercritiques au charbon au profit du gaz naturel dans les centrales à cogénération et des sources d'énergie renouvelables (biomasse et énergie éolienne). En 2030, la part des centrales au charbon tombe à 32% tandis que la part des centrales au gaz naturel passe à 57% et celle des SER à 9%. Quant à la cogénération, elle assure un peu moins de 14% de la production électrique en Flandre en 2030.

Un retour à l'énergie nucléaire qui, soit, prend la forme d'un allongement de la durée de fonctionnement des centrales existantes jusqu'à 60 ans (scénario Nuc1), soit, combine ce même allongement de la durée de vie avec de nouveaux investissements (scénario Nuc2), a deux effets majeurs. Le premier effet est une diminution sensible de la production électrique à partir de charbon et dans une moindre mesure de celle à partir du gaz naturel. Dans le second scénario, le charbon ne représente plus qu'une part marginale de la production d'électricité en 2030 et la part des centrales au gaz naturel tombe à 44%. La part de la production électrique d'origine nucléaire s'établit dans ce scénario à 52% en 2030. Le deuxième effet est une augmentation de la production électrique totale par rapport au scénario de référence faisant suite à une demande électrique plus soutenue. Cette dernière croît à un rythme de 1,4% en moyenne par an dans les scénarios nucléaires, contre 1,3% dans le scénario de référence

Un rééquilibrage intermodal au détriment du transport routier et de meilleurs taux d'occupation ou de charge des véhicules (scénario transport) a un effet significatif sur la consommation finale d'énergie du secteur transport constituée principalement de produits pétroliers : un repli de l'ordre de 7 à 10% par rapport au scénario de référence est évalué sur la période 2010-2030. L'impact au niveau de la demande d'énergie finale totale et de la demande d'énergie primaire est une baisse qui s'échelonne entre 2 et 4% sur la même période.

### **Le scénario « Demande maîtrisée d'électricité »**

Une meilleure gestion de la demande électrique telle que décrite dans le scénario « Demande maîtrisée d'électricité », permet de réduire la consommation de 12% en 2020 par rapport au scénario de référence. Sur la période 2000-2020, le taux de croissance de la consommation finale d'électricité s'établit alors à 0,9% par an en moyenne, comparé à 1,5% dans le scénario de référence. Les économies d'électricité s'élèvent à quelque 8000 GWh en 2020, elles sont surtout réalisées dans l'industrie et le secteur résidentiel.

## Table des matières

<b>1. Objectif de l'étude</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Méthodologie</b> .....	<b>2</b>
2.1. Bilans énergétiques	2
2.1.1. Le bilan énergétique national	2
2.1.2. Diversité des bilans énergétiques en Belgique	3
2.1.3. Projection des bilans énergétiques	3
2.2. Adaptation des bilans régionaux (étape 1)	4
2.2.1. Méthodes	4
2.2.2. Les bilans originaux	6
2.2.3. Les bilans régionaux intermédiaires	8
2.2.4. Le bilan énergétique intermédiaire pour la Belgique	15
2.2.5. Les bilans régionaux adaptés	15
2.3. Elaboration des perspectives énergétiques régionales (étape 2)	17
2.3.1. Consommation finale énergétique	17
2.3.2. Consommation finale non énergétique, pertes de distribution et autoconsommation	28
2.3.3. Production d'électricité et de vapeur	29
2.3.4. Autres transformations	34
2.3.5. Niveau de désagrégation	35
<b>3. Scénario de référence</b> .....	<b>36</b>
3.1. Consommation finale d'énergie	36
3.2. Production d'électricité et de chaleur	38
3.3. Consommation d'énergie primaire	40
<b>4. Scénarios alternatifs du PP95</b> .....	<b>44</b>
4.1. Brève description	44
4.2. Principales hypothèses et caractéristiques des scénarios alternatifs	44
4.2.1. Le scénario PEG	44
4.2.2. Le scénario SER+COG	45
4.2.3. Les scénarios Nuc1 et Nuc2	45
4.2.4. Le scénario transport	46
4.3. Résultats	46
<b>5. Scénario " Demande maîtrisée d'électricité "</b> .....	<b>57</b>
5.1. Introduction	57
5.2. Méthodologie	58
5.3. Résultats	59
5.4. Les politiques et mesures pour promouvoir les économies d'électricité	61
<b>Annexe 1 : Structure d'un bilan énergétique</b> .....	<b>62</b>
<b>Annexe 2 : Comparaison des bilans énergétiques pour l'année 2000</b> .....	<b>63</b>
<b>Annexe 3 : Les modifications successives du bilan énergétique pour l'année 2000 (demande finale d'énergie)</b> .....	<b>65</b>
<b>Annexe 4 : Perspectives détaillées d'évolution de la consommation finale énergétique dans le scénario de référence</b> .....	<b>66</b>
<b>Annexe 5 : Résultats détaillés pour les scénarios alternatifs</b> .....	<b>71</b>
<b>Annexe 6 : Brève description du modèle PRIMES</b> .....	<b>76</b>
<b>Annexe 7 : Hypothèses générales du PP95</b> .....	<b>78</b>
<b>Bibliographie</b> .....	<b>82</b>

## Liste des tableaux

Tableau 1 :	Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 selon le bilan énergétique d'Eurostat (en PJ)	6
Tableau 2 :	Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 : somme des bilans régionaux (en PJ)	7
Tableau 3 :	Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 : écart entre le bilan national d'Eurostat et la somme des bilans régionaux (en PJ)	7
Tableau 4 :	Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000: écart entre le bilan national d'Eurostat et la somme des bilans régionaux (en %)	8
Tableau 5 :	Consommation énergétique de la sidérurgie en Flandre (en PJ)	9
Tableau 6 :	Bilan énergétique (partiel) intermédiaire de la Région de Bruxelles-Capitale, 2000 (en PJ)	12
Tableau 7 :	Bilan énergétique (partiel) intermédiaire de la Région flamande, 2000 (en PJ)	13
Tableau 8 :	Bilan énergétique (partiel) intermédiaire de la Région wallonne, 2000 (en PJ)	14
Tableau 9 :	Clés de répartition pour calculer la consommation finale énergétique de la Région flamande dans le bilan adapté, 2000 (en %)	16
Tableau 10 :	Taux de croissance annuels moyens de la valeur ajoutée de l'industrie pour l'ensemble de la Belgique et les trois Régions (en %)	22
Tableau 11 :	Perspectives démographiques pour l'ensemble de la Belgique et les trois Régions, 2000-2030	24
Tableau 12 :	Perspectives démographiques ; taux de croissance annuels moyens, 2000-2030 (%)	25
Tableau 13 :	Régionalisation du transport routier privé de personnes	27
Tableau 14 :	Production brute et parts relatives de la cogénération en Flandre et en Wallonie, 2000-2030	31
Tableau 15 :	Parts relatives des différents moyens de production en Flandre, 2000-2030	32
Tableau 16 :	Parts relatives des différents moyens de production en Wallonie, 2000-2030	33
Tableau 17 :	Correspondance entre les secteurs de PRIMES et les codes NACE	35
Tableau 18 :	Évolution du bilan énergétique de la Région flamande selon le scénario de référence	42
Tableau 19 :	Demande finale énergétique de la Région flamande dans le scénario PEG, changements par rapport au scénario de référence (en ktep et en %)	47
Tableau 20 :	Contribution des SER et de la cogénération à la production d'électricité en Région flamande (%)	50
Tableau 21 :	Contribution des différents types de centrales à la production d'électricité en Région flamande : scénario de référence versus scénarios nucléaires (%)	52
Tableau 22 :	Demande d'énergie primaire en Région flamande, changements par rapport au scénario de référence en 2030 (%)	53
Tableau 23 :	Évolution de la consommation d'électricité par secteur en Région flamande dans les scénarios de référence et MDE	60
Tableau A 1 :	Structure d'un bilan énergétique de type 'Eurostat'	62

Tableau A 2 :	Comparaison entre les chiffres 2000 d'Eurostat utilisés dans le PP95 et les chiffres publiés aujourd'hui sur NewCronos	63
Tableau A 3 :	Comparaison entre les bilans régionaux publiés et les bilans régionaux adaptés de la Région flamande pour l'année 2000	64
Tableau A 4 :	Modifications successives du bilan énergétique de la Région flamande pour l'année 2000	65
Tableau A 5 :	Perspectives détaillées de la consommation finale d'énergie en Région flamande dans le scénario de référence	66
Tableau A 6 :	Scénario PEG pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)	71
Tableau A 7 :	Scénario SER+COG pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)	72
Tableau A 8 :	Scénario Nuc1 pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)	73
Tableau A 9 :	Scénario Nuc2 pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)	74
Tableau A 10 :	Scénario transport pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)	75
Tableau A 11 :	Évolution du PIB et des valeurs ajoutées sectorielles à prix constants (en %)	80

## Liste des graphiques

Graphique 1 :	Schéma de l'élaboration des perspectives énergétiques régionales de long terme à partir du PP95	4
Graphique 2 :	Évolution de la consommation finale d'énergie en Région flamande, par secteur (ktep)	37
Graphique 3 :	Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario de référence (Gwh)	39
Graphique 4 :	Évolution de la structure des inputs pour la production électrique en Région flamande, scénario de référence (%)	40
Graphique 5 :	Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario de référence (ktep)	41
Graphique 6 :	Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario PEG (Gwh)	49
Graphique 7 :	Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario SER+COG (Gwh)	50
Graphique 8 :	Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario Nuc1 (Gwh)	51
Graphique 9 :	Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario Nuc2 (Gwh)	52
Graphique 10 :	Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario PEG (ktep)	54
Graphique 11 :	Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario SER+COG (ktep)	54
Graphique 12 :	Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario Nuc1 (ktep)	55
Graphique 13 :	Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario Nuc2 (ktep)	55
Graphique 14 :	Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario transport (ktep)	56
Graphique 15 :	Évolution de la demande totale d'électricité en Région flamande dans les scénarios de référence et MDE (Gwh)	59



## 1. Objectif de l'étude

En 2004, le Bureau fédéral du Plan a publié deux rapports intitulés respectivement « Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 »<sup>1</sup> (PP95) et « Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020 »<sup>2</sup> (DME). Ces rapports se concentrent sur la Belgique et ne détaillent pas les perspectives énergétiques par Région. Dans ce contexte, l'objectif de la présente étude est de régionaliser, pour la Région flamande, les scénarios énergétiques décrits dans ces deux rapports et de comparer les résultats de la régionalisation pour l'année 2000 avec les chiffres du bilan énergétique régional.

La régionalisation est réalisée pour les différents scénarios décrits dans les publications citées ci-dessus, à savoir :

- le scénario de référence
- la variante de prix énergétiques
- le scénario « Energies renouvelables et cogénération »
- les deux scénarios « Retour à l'énergie nucléaire »
- le scénario « Rééquilibrage intermodal dans les transports »
- le scénario « Demande maîtrisée d'électricité ».

La régionalisation porte sur les secteurs de transformation de l'énergie, l'industrie, le secteur tertiaire, le secteur résidentiel et les transports. Elle concerne tant la demande primaire d'énergie, la production d'électricité que la demande finale énergétique et non énergétique et couvre les principales catégories de formes d'énergie (combustibles solides, produits pétroliers, combustibles gazeux, électricité, vapeur et sources d'énergie renouvelables).

Le rapport est subdivisé en quatre chapitres. Le premier chapitre décrit la méthodologie développée dans le cadre de cette étude ainsi que les hypothèses sous-jacentes à l'élaboration des perspectives énergétiques régionales. Le deuxième chapitre présente les résultats détaillés de la régionalisation pour le scénario de référence. Les troisième et quatrième chapitres sont quant à eux consacrés aux scénarios alternatifs.

---

<sup>1</sup> Bureau fédéral du Plan, Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030, D. Gusbin, B. Hoornaert, PP 95, janvier 2004.

<sup>2</sup> Bureau fédéral du Plan, Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020, D. Gusbin, WP 19-04, octobre 2004.

## 2. Méthodologie

Les perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 décrites dans le PP95 ont été élaborées avec le modèle énergétique PRIMES. PRIMES est un modèle européen qui représente, en les distinguant, les systèmes énergétiques des différents états membres de l'Union européenne (UE25). Il ne permet donc pas de réaliser des perspectives énergétiques régionales. Par ailleurs, la régionalisation des perspectives énergétiques nationales réalisées avec PRIMES n'est pas évidente en raison notamment de différences méthodologiques qui subsistent entre les bilans énergétiques régionaux et le bilan énergétique national publié par Eurostat et sur lequel repose le modèle PRIMES.

Comme l'objectif de l'étude consiste à régionaliser les perspectives énergétiques nationales du PP95 réalisée avec PRIMES, il faut s'assurer qu'à tout moment (2000, 2005, ...2030) la somme des bilans énergétiques régionaux est bien égale au bilan énergétique belge dans chaque scénario du PP95. Dans ce contexte, une méthodologie spécifique a été mise au point, qui a été appliquée pour chacune des Régions. Cette méthodologie consiste, d'une part, à adapter les bilans énergétiques régionaux pour l'année de base 2000 et, d'autre part, à poser une série d'hypothèses pour déterminer les évolutions des bilans énergétiques régionaux à l'horizon 2030. Elle est décrite ci-dessous.

### 2.1. Bilans énergétiques

Un bilan énergétique est établi chaque année. Il permet d'évaluer la situation énergétique d'une entité géographique donnée (pays, région). Le bilan énergétique décrit les flux énergétiques qui sont produits, importés, transformés et consommés dans l'entité géographique au cours d'une année déterminée. Les statistiques donnent à la fois la consommation énergétique par forme d'énergie (combustibles solides, combustibles liquides, gaz naturel, gaz de cokerie, gaz de hauts fourneaux, électricité, etc.) et par secteur (secteurs du transport, tertiaire, résidentiel, industrie) de même que la consommation non énergétique. Un bilan énergétique constitue aussi une information essentielle<sup>1</sup> pour mener à bien une politique énergétique et environnementale.

#### 2.1.1. Le bilan énergétique national

Le Tableau A 1 (annexe 1) reprend la structure d'un bilan énergétique, lequel transpose les flux énergétiques d'un pays (ou d'une région) dans un cadre comptable fixe. Ce tableau présente verticalement les différentes formes d'énergie possibles utilisées dans l'économie et horizontalement les différentes transformations et consommations de l'énergie.

---

<sup>1</sup> Les coûts sont une autre composante essentielle d'une telle politique, les bilans énergétiques n'englobent pas de données de coûts.

Le bilan énergétique est scindé en trois parties, (1) la disponibilité des formes d'énergie, (2) la transformation des formes d'énergie et (3) la consommation finale énergétique.

La première partie traite de la production primaire, du solde de la balance commerciale et des variations de stock. Cette partie présente l'approvisionnement et la consommation énergétique totale d'une entité géographique. La partie relative à la transformation des formes d'énergie donne les entrées et sorties de transformations physiques et chimiques et assure l'équilibre entre la première et la dernière partie du bilan énergétique. La partie relative à la consommation finale d'énergie englobe à la fois la consommation finale énergétique et non énergétique, l'autoconsommation du secteur énergétique et les pertes de distribution.

### **2.1.2. Diversité des bilans énergétiques en Belgique**

En Belgique, les bilans énergétiques sont réalisés à deux niveaux d'organisation politique par cinq instances différentes: des bilans nationaux sont élaborés et publiés par le SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie, par Eurostat et par l'AIE (l'Agence internationale de l'énergie) ; des bilans régionaux sont élaborés par le VITO en Flandre et par l'ICEDD pour la Wallonie et la Région de Bruxelles-Capitale. On peut constater des différences substantielles entre, d'une part, les différents bilans nationaux, et d'autre part, entre les bilans nationaux et la somme des bilans régionaux. Dans le cadre de nos travaux, une première étape consistera donc à examiner les divergences et à les éliminer là où c'est nécessaire.

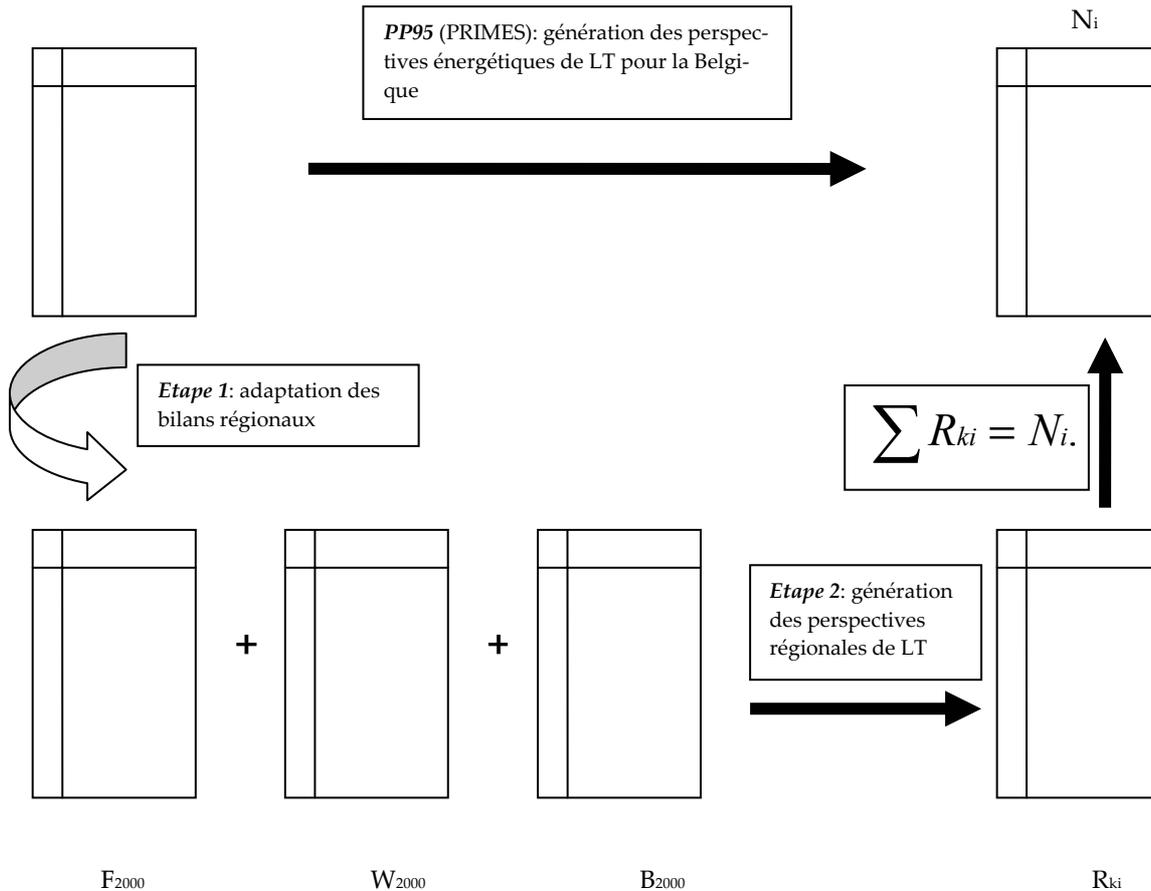
A cet égard, la proposition de rapport final de l'étude "Energiebalans België 1999, Vergelijking tussen de balans van het Ministerie van Economische Zaken en de samenvoeging van de gewestelijke balansen" (2002), commanditée par le SPF Economie, s'avère intéressante. Cette étude examine dans quelle mesure la somme des bilans régionaux, tels que réalisés pour les trois Régions, diverge du bilan énergétique fédéral, tel qu'élaboré par le SPF Economie. Elle propose également des pistes en vue d'éliminer les incohérences.

### **2.1.3. Projection des bilans énergétiques**

Le modèle PRIMES, qui génère des perspectives énergétiques à long terme à l'échelle nationale, se base sur les bilans énergétiques belges d'Eurostat. Comme l'objectif de l'étude consiste à régionaliser les perspectives énergétiques nationales du PP95 réalisée avec PRIMES, il faut s'assurer qu'à tout moment (2000, 2005, ...2030) la somme des bilans énergétiques régionaux est égale au bilan énergétique belge d'Eurostat. Comme les bilans d'Eurostat ne sont pas totalement cohérents avec les bilans régionaux publiés, il s'avère nécessaire, dans un premier temps, d'adapter les bilans régionaux pour l'année de base (2000) afin de retrouver en les sommant le bilan énergétique belge d'Eurostat. Les bilans régionaux ainsi adaptés sur base d'Eurostat pourront alors être utilisés pour la génération des perspectives énergétiques régionales à long terme (horizon 2030).

Dans un tel exercice, la cohérence avec les perspectives énergétiques nationales (présentées dans le Graphique 1 comme  $N_i$ ) doit aussi être assurée pour les années de la période de projection: la somme des perspectives énergétiques régionales (soit  $R_{ki}$ ,  $k$  étant la région et  $i$  l'année) doit toujours être égale aux perspectives énergétiques nationales, ou  $\sum R_{ki} = N_i$ .

**Graphique 1 : Schéma de l'élaboration des perspectives énergétiques régionales de long terme à partir du PP95**



## 2.2. Adaptation des bilans régionaux (étape 1)

### 2.2.1. Méthodes

De manière générale et abstraction faite des contraintes spécifiques à cette étude, trois méthodes peuvent être envisagées pour établir une cohérence entre les bilans régionaux et le bilan national d'Eurostat. Elles sont décrites succinctement ci-après et classées selon leur influence sur les bilans régionaux.

**Méthode 1:** elle consiste à adapter les chiffres du bilan d'Eurostat en vue d'approcher le montant de la somme des bilans régionaux. Cette option sera choisie si on souhaite privilégier la méthodologie et les chiffres des bilans régionaux et lorsque la cohérence avec le bilan d'Eurostat n'est pas primordiale. Cette méthode implique de modifier tant la consommation finale totale que la consommation par secteur et par forme d'énergie du bilan d'Eurostat. Ce faisant, il faut répercuter les modifications introduites au niveau de la demande sur l'offre de manière à garantir la cohérence du bilan. Ensuite, la consommation adaptée de chaque forme d'énergie par chaque secteur est distribuée entre les Régions sur base des bilans énergétiques régionaux.

**Méthode 2:** elle consiste à diviser le bilan énergétique d'Eurostat sur base de la part relative de chaque Région dans la somme des bilans énergétiques régionaux. Plusieurs possibilités peuvent être envisagées:

- Ventiler le total du bilan d'Eurostat en fonction de la distribution régionale par secteur et par forme d'énergie. Les bilans régionaux sont rééchelonnés en fonction du ratio entre le total d'Eurostat et le total régional. La consommation énergétique par forme d'énergie et par secteur est différente de celle du bilan d'Eurostat, seul le total reste identique.
- Ventiler la consommation par secteur du bilan d'Eurostat en fonction de la distribution régionale par forme d'énergie. Pour chaque secteur, le chiffre du bilan d'Eurostat reste inchangé mais la part relative de chaque forme d'énergie est déterminée à partir des bilans régionaux. Par conséquent, la consommation énergétique totale par forme d'énergie est différente de celle du bilan d'Eurostat. Ensuite, la consommation adaptée de chaque forme d'énergie par chaque secteur est distribuée entre les Régions sur base des bilans énergétiques régionaux.
- Ventiler la consommation par forme d'énergie d'Eurostat en fonction de la distribution régionale par secteur. Pour chaque forme d'énergie, le montant du bilan d'Eurostat reste inchangé mais la part relative de chaque secteur est déterminée à partir des bilans régionaux. La consommation totale par secteur est donc différente de celle du bilan d'Eurostat. Ensuite, la consommation adaptée de chaque forme d'énergie par chaque secteur est distribuée entre les Régions sur base des bilans énergétiques régionaux.

**Méthode 3:** il s'agit ici d'adapter les chiffres des bilans régionaux en vue d'approcher les résultats du bilan d'Eurostat. La consommation de chaque forme d'énergie par chaque secteur du bilan d'Eurostat est ensuite distribuée entre les Régions sur base des bilans régionaux adaptés. Cela implique que tous les totaux, tant par forme d'énergie que par secteur, et évidemment le total général du bilan d'Eurostat, restent inchangés. C'est la clé de répartition régionale même qui évolue.

L'objectif et la nature même de l'exercice, à savoir la régionalisation des perspectives énergétiques du PP95 réalisées avec le modèle PRIMES, induisent le recours à la méthode 3. En effet, le PP95 étant basé sur les chiffres d'Eurostat, il est logique de sélectionner la méthode qui n'affecte pas les bilans d'Eurostat tant au niveau des totaux généraux que des totaux par forme d'énergie et par secteur. Par ailleurs, même si cela n'a pas constitué un critère de sélection, la méthode 3

assure la cohérence avec d'autres études réalisées au Bureau fédéral du Plan (par exemple le WP 05-05).

Le choix de la méthode 3 ne se fonde en aucun cas sur des critères qualitatifs – ainsi, aucun a priori n'est posé quant à la fiabilité relative des deux types de bilans - mais sur la nécessité de respecter le cadre de travail décrit dans l'introduction.

La mise en oeuvre de la méthode 3 conduit, pour l'année 2000, à la création de bilans régionaux intermédiaires, lesquels sont ensuite utilisés pour construire des bilans régionaux adaptés. Enfin, ces derniers servent de point de départ à la génération des perspectives énergétiques régionales. Les perspectives énergétiques sont réalisées par pas de cinq ans (2005, 2010, ...2030).

### 2.2.2. Les bilans originaux

Les bilans intermédiaires sont basés sur les bilans originaux (c'est-à-dire ceux publiés par les Régions et Eurostat). Le Tableau 1 présente une partie du bilan énergétique national, tel que publié par Eurostat, et le Tableau 2 montre une partie du bilan énergétique obtenu par l'addition des différents bilans régionaux tels que publiés par les Régions. La comparaison de ces deux tableaux révèle certaines différences entre les bilans. Le Tableau 4 met en exergue les différences constatées, elles sont en l'occurrence exprimées en pourcentage des bilans régionaux.

**Tableau 1 : Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 selon le bilan énergétique d'Eurostat (en PJ)**

	Comb. solides	Produits pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Autres	Electricité	Total
Cons. finale d'énergie	142,0	678,0	395,7	8,0	15,9	34,3	279,3	1552,8
Industrie	133,2	59,5	193,0	8,0	15,9	28,1	143,6	580,8
Transport	0,0	399,5	0,0	0,0	0,0	0,0	10,9	410,4
Rail	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	10,9	13,4
Route	0,0	327,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	327,5
Aérien/fluvial	0,0	69,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69,5
Résidentiel, tertiaire	8,8	219,0	202,7	0,0	0,0	6,3	124,8	562,0
Services	4,2	36,0	64,9	0,0	0,0	0,0	48,2	153,3
Résidentiel	4,6	156,6	137,8	0,0	0,0	6,3	75,8	381,1
Agriculture	0,0	26,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	27,6

Source : Eurostat/NewCronos, 2006.

**Tableau 2 : Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 : somme des bilans régionaux (en PJ)**

	Comb. solides	Produits pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Autres	Electricité	Total
Cons. finale d'énergie	152,0	644,3	367,3	7,5	-3,7	117,5	275,6	1560,4
Industrie	140,0	63,0	168,4	7,5	-3,7	109,9	144,5	629,6
Transport	0,0	344,4	1,1	0,0	0,0	0,0	6,0	351,5
Rail	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	8,1
Route	0,0	332,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	332,4
Aérien/fluvial	0,0	10,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1
Résidentiel, tertiaire	11,9	236,9	197,7	0,0	0,0	7,6	125,1	579,2
Services	0,0	39,2	54,9	0,0	0,0	1,7	59,8	155,6
Résidentiel	11,0	170,8	138,4	0,0	0,0	4,8	62,8	387,9
Agriculture	0,9	26,9	4,4	0,0	0,0	0,0	2,5	34,7

Source : VITO, ICEDD, 2004 et propres calculs.

**Tableau 3 : Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000 : écart entre le bilan national d'Eurostat et la somme des bilans régionaux (en PJ)**

	Comb. solides	Produits pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Autres	Electricité	Total
Cons. finale d'énergie	-10,0	33,7	28,4	0,5	19,6	-83,2	3,7	-7,6
Industrie	-6,9	-3,5	24,7	0,5	19,6	-81,9	-0,8	-48,8
Transport	0,0	55,1	-1,1	0,0	0,0	0,0	4,9	58,8
Rail	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	5,3
Route	0,0	-4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,9
Aérien/fluvial	0,0	59,6	-1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,5
Résidentiel, tertiaire	-3,2	-17,9	5,0	0,0	0,0	-1,3	-0,3	-17,3
Services	4,2	-3,2	10,0	0,0	0,0	-1,7	-11,7	-2,4
Résidentiel	-6,4	-14,2	-0,7	0,0	0,0	1,5	13,0	-6,8
Agriculture	-0,9	-0,5	-4,4	0,0	0,0	0,0	-1,7	-7,0

Source : propres calculs.

**Tableau 4 : Consommation finale énergétique de la Belgique en 2000: écart entre le bilan national d'Eurostat et la somme des bilans régionaux (en %)**

	Comb. solides	Produits pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Autres	Electricité	Total
Cons. finale d'énergie	-6,60	5,23	7,74	6,77	-531,62	-70,78	1,33	-0,49
Industrie	-4,91	-5,62	14,66	6,77	-531,62	-74,48	-0,57	-7,75
Transport	0,00	16,00	-100,00	0,00	0,00	0,00	80,91	16,74
Rail	0,00	18,81	0,00	0,00	0,00	0,00	80,91	64,76
Route	0,00	-1,46	-100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,47
Aérien/fluvial	0,00	598,45	-100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	528,88
Résidentiel, tertiaire	-26,41	-7,55	2,52	0,00	0,00	-17,15	-0,27	-2,98
Services	14185,71	-8,17	18,30	0,00	0,00	-100,00	-19,50	-1,51
Résidentiel	-58,20	-8,31	-0,48	0,00	0,00	30,94	20,68	-1,75
Agriculture	-100,00	-1,76	-100,00	0,00	0,00	0,00	-66,49	-20,26

Source : propres calculs.

### 2.2.3. Les bilans régionaux intermédiaires

Il ressort du Tableau 3 et du Tableau 4 que ces différences peuvent s'avérer importantes. Etant donné que l'exercice nécessite des bilans cohérents avec les totaux d'Eurostat, des modifications sont apportées aux bilans originaux des Régions en vue d'accroître la compatibilité des deux bilans (bilan national et somme des bilans régionaux).

Les adaptations nécessaires à l'élaboration d'un bilan intermédiaire sont énumérées ci-après.

Pour Bruxelles,

- la consommation d' « autres produits pétroliers » du sous-secteur du transport routier et des ménages est affectée à la consommation de GPL.

Pour la Flandre,

- la consommation d'énergie de la sidérurgie, telle que renseignée dans le bilan énergétique de la Flandre, a été adaptée en vue d'une harmonisation avec la convention d'Eurostat. Celle-ci consiste à déduire l'équivalent en coke de la production de gaz de hauts fourneaux des quantités de coke consommées dans la sidérurgie. Cette quantité est considérée comme une entrée en transformation des hauts fourneaux alors que la sortie de transformation constitue une même quantité de gaz dérivés. Une partie de ces gaz dérivés (ou gaz de hauts fourneaux) sert à produire de l'électricité (entrée en transformation des centrales thermiques). Le solde est émis sur le site (il s'agit en fait de pertes de transformation) et est considéré par Eurostat comme une consommation de la sidérurgie. Pour pouvoir réaliser ces adaptations, il est essentiel de connaître la production totale de gaz de hauts fourneaux. Le bilan énergétique de la Flandre mentionne seulement les quantités brûlées dans les centrales électriques (11,6 PJ). D'après des renseignements complémentaires obtenus auprès du VITO, ces quantités constituent 63,3% de la production totale de gaz de hauts fourneaux. On a ainsi pu déduire la quantité de coke consommée par la sidérurgie (=11,6/0,633 PJ) et estimer la consommation (fictive) de gaz de hauts fourneaux de la sidérurgie (=11,6/0,633\*0,367 PJ). Cette opération garantit la cohérence avec le bilan d'Eurostat. A cet égard, il est important de rappeler que cette adaptation ne modifie en rien la consommation totale d'énergie de la sidérurgie dans le bilan énergétique de la Flandre. Tel qu'il ressort du Tableau 5, seule la ventilation de la consommation des combustibles solides et gazeux change.

**Tableau 5 : Consommation énergétique de la sidérurgie en Flandre (en PJ)**

	Charbon	Coke	Total solides	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Total gaz	Total
Bilan énergétique de la Flandre	17,80	43,70	61,50	11,90	5,40	-11,60	5,70	67,20
Convention Eurostat	17,80	25,37	43,17	11,90	5,40	6,73	24,03	67,20

Source : propres calculs.

- les soutes internationales de l'aviation (kérosène) ont été ajoutées au sous-secteur du transport aérien/fluvial (comme dans la proposition de rapport final du VITO-IW pour 1999). Cette adaptation garantit la cohérence avec le bilan énergétique Eurostat/PRIMES dont le sous-secteur « soutes internationales » ne contient que les soutes internationales de la marine ;
- en ce qui concerne la consommation de gaz naturel par le secteur agricole, elle est imputée au secteur tertiaire étant donné qu'Eurostat ne fait pas de distinction entre les deux catégories ;
- la consommation de gaz naturel pour le transport par pipelines est affectée aux « autres industries » car la catégorie transport par pipelines n'existe pas dans Eurostat.

Pour la Wallonie,

- la consommation de coke par le sous-secteur des produits minéraux non métalliques est attribuée au sous-secteur « autres industries » étant donné que le bilan énergétique d'Eurostat ne mentionne aucune consommation de coke pour le premier sous-secteur mais bien pour le second ;
- dans le sous-secteur de la chimie, la consommation d' « autres produits pétroliers » est déplacée vers la consommation de kérosène ;
- toujours dans le sous-secteur de la chimie, la consommation de houille est ajoutée à celle de coke ;
- le bilan énergétique de la Wallonie ne ventile pas, dans le secteur « agriculture, ménages et tertiaire », la consommation totale de produits pétroliers entre les différents types de combustibles. Des clés de répartition ont dès lors été calculées sur base des rapports identifiés dans le bilan énergétique d'Eurostat ;
- dans le sous-secteur « autres industries », la consommation d' « autres produits pétroliers » est ajoutée à celle de GPL ;
- dans le sous-secteur du transport aérien/fluviail, les « autres produits pétroliers » sont affectés à la catégorie fuel oil résiduel ;
- la consommation d' « autres produits pétroliers » du sous-secteur des produits minéraux non métalliques est déplacée vers le sous-secteur « autres industries » car le bilan énergétique d'Eurostat ne mentionne aucune consommation de cette forme d'énergie pour le premier sous-secteur mais bien pour le second ;
- la consommation de kérosène par le sous-secteur des fabrications métalliques (aéronautique) est posée égale à zéro étant donné qu'Eurostat ne rapporte pas une telle consommation.

Pour les trois Régions,

- l'ensemble de la consommation de houille du secteur « agriculture, ménages et tertiaire » est affecté aux ménages. En effet, les bilans énergétiques d'Eurostat ne mentionnent pas de consommation de houille ni dans l'agriculture, ni dans le tertiaire.

En marge de l'énumération de ces adaptations, deux remarques doivent être formulées. Premièrement, les adaptations et hypothèses listées ci-dessus sont des propositions du Bureau fédéral du Plan, qui ont été soumises à l'approbation des Régions car les ventilations basées sur les observations réelles sont à préférer aux hypothèses.

Deuxièmement, il apparaît qu'en dépit des adaptations proposées, une petite partie de la consommation d'énergie reprise dans le bilan d'Eurostat reste non allouée entre les Régions. En effet, certains chiffres du bilan d'Eurostat correspondent, dans les trois bilans régionaux, à une consommation nulle d'une forme d'énergie particulière dans un secteur déterminé. Il s'agit de 38 ktep de houille, de 4 ktep de kérosène et de 13 ktep de déchets dans le sous-secteur des « autres industries », de 24 ktep de houille dans le sous-secteur du papier et enfin de 166 ktep d' « autres produits pétroliers » dans la sidérurgie. Compte tenu de l'absence d'informations pour

réaliser une ventilation régionale objective, il a été décidé de ne pas distribuer ces consommations. Même si cette consommation non allouée n'est pas substantielle, elle engendre néanmoins une différence (certes marginale) avec le bilan d'Eurostat (d'une valeur de 245 ktep, 10,25 PJ ou 1,2% du total). Cette petite différence devra être prise en compte lorsqu'il s'agira d'évaluer les résultats finaux.

Les bilans régionaux intermédiaires<sup>1</sup> pour l'année 2000 sont présentés ci-dessous pour la partie relative à la consommation finale énergétique ; les adaptations ayant été réalisées sont mises en avant par des cellules colorées.

---

<sup>1</sup> Source : propres calculs.



Tableau 7 : Bilan énergétique (partiel) intermédiaire de la Région flamande, 2000 (en PJ)

	Total	47,8	21,4	26,4	0,0	432,9	8,7	49,3	62,4	0,0	285,5	26,2	0,4	237,5	225,3	5,4	6,7	105,2	5,4	80,4	19,4	168,4	991,7	
Industrie	Consommation finale énergétique	44,3	17,9	26,4	0,0	25,2	2,8	0,0	0,0	0,0	6,1	15,9	0,4	116,9	104,7	5,4	6,7	99,7	1,0	80,4	18,3	94,5	380,5	
	Sidérurgie	43,2	17,8	25,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	24,0	11,9	5,4	6,7	0,0	0,0	0,0	9,5	77,0	
	Non ferreux	0,7	0,0	0,7	0,0	1,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,0	0,0	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	10,7	
	Chimie	0,0	0,0	0,0	0,0	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	6,9	0,0	0,0	37,7	37,7	0,0	0,0	91,0	0,0	80,3	10,7	34,8	171,3
	Alimentation	0,3	0,1	0,2	0,0	4,9	0,1	0,0	0,0	1,1	1,1	3,7	0,0	0,0	10,7	10,7	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	2,1	10,6	28,6
	Papier	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	4,5	4,5	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	5,2	6,0	15,9
	Min. non métal.	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	1,4	0,4	0,4	10,3	10,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	3,0	15,7
	Fabric. métal.	0,1	0,0	0,1	0,0	1,2	0,1	0,0	0,0	1,0	0,2	0,2	0,0	0,0	8,5	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	18,2	
	Textile	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,1	0,0	0,0	0,5	0,8	0,8	0,0	0,0	8,7	8,7	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	6,7	17,0	
	Autres secteurs	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	2,4	0,0	0,0	1,8	1,9	1,9	0,0	0,0	10,2	10,2	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	8,9	26,0	
Transports		0,0	0,0	0,0	0,0	259,8	2,2	49,3	62,4	0,0	145,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	262,6	
	Rail	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	3,8	
	Route	0,0	0,0	0,0	0,0	193,7	2,2	49,2	0,0	0,0	142,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,7	
	Aérien/fluvial	0,0	0,0	0,0	0,0	65,1	0,0	0,1	62,4	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	65,1	
Résidentiel et tertiaire		3,5	3,5	0,0	0,0	147,9	3,7	0,0	0,0	0,0	133,5	10,3	0,0	120,6	120,6	0,0	0,0	5,5	4,4	0,0	1,1	71,1	348,6	
	Services	0,0	0,0	0,0	0,0	21,7	0,4	0,0	0,0	0,0	20,6	0,6	0,0	37,5	37,5	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5	32,8	92,5	
	Résidentiel	3,5	3,5	0,0	0,0	103,2	2,8	0,0	0,0	0,0	100,3	0,0	0,0	83,1	83,1	0,0	0,0	4,5	4,4	0,0	0,1	36,1	230,4	
	Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	23,0	0,5	0,0	0,0	0,0	12,6	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5	2,2	25,7	



#### **2.2.4. Le bilan énergétique intermédiaire pour la Belgique**

Une fois les adaptations susmentionnées réalisées, un bilan intermédiaire peut être généré au niveau belge. Le bilan national intermédiaire est obtenu en faisant la somme des bilans régionaux intermédiaires.

#### **2.2.5. Les bilans régionaux adaptés**

Enfin, des clés de répartition sont calculées en fonction de la part des bilans régionaux intermédiaires (par forme d'énergie et secteur) dans le bilan national intermédiaire. Ces clés sont ensuite appliquées au bilan d'Eurostat afin de créer trois bilans régionaux adaptés, lesquels serviront de base pour l'élaboration des perspectives énergétiques régionales.

Le Tableau 9 ci-après contient les clés de répartition calculées pour la Région flamande et ce pour l'année 2000. Ce tableau montre, par exemple, que la consommation de gasoil de l'industrie textile en Région flamande représente, en 2000, 76,9% de la consommation de gasoil de l'ensemble de l'industrie belge du textile.

Tableau 9 : Clés de répartition pour calculer la consommation finale énergétique de la Région flamande dans le bilan adapté, 2000 (en %)

Consommation finale énergétique	61,4	37,0	37,9	59,6	0,0	62,9	57,6	54,0	88,5	0,0	62,1	65,2	3,6	61,1	61,4	72,5	45,9	76,2	51,7	88,7	52,5	62,0
Industrie	60,1	36,6	36,9	40,5	0,0	47,6	98,7	0,0	0,0	0,0	52,8	58,1	3,6	61,1	61,9	72,5	45,9	78,1	48,7	88,8	52,2	67,3
Sidérurgie	40,7	41,4	43,6	39,9	0,0	40,3	100,0	0,0	0,0	0,0	13,0	58,2	0,0	41,7	33,5	72,5	45,9	0,0	0,0	0,0	0,0	42,0
Métaux non ferreux	88,0	100,0	0,0	0,0	0,0	95,1	100,0	0,0	0,0	0,0	86,8	100,0	0,0	73,1	73,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	91,8
Chimie	84,6	0,0	0,0	0,0	0,0	77,7	100,0	0,0	0,0	0,0	65,1	79,7	0,0	75,8	75,8	0,0	0,0	95,3	0,0	98,5	76,4	74,0
Alimentation	67,8	48,2	100,0	38,3	0,0	62,9	100,0	0,0	0,0	0,0	58,6	64,1	0,0	73,7	73,7	0,0	0,0	38,1	23,3	0,0	38,4	77,1
Papier	54,2	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	100,0	0,0	0,0	0,0	26,3	5,9	0,0	65,8	65,8	0,0	0,0	45,2	100,0	0,0	44,9	66,4
Minéraux non métal.	22,8	0,3	0,6	0,0	0,0	24,2	100,0	0,0	0,0	0,0	19,5	20,9	100,0	39,4	39,4	0,0	0,0	1,2	0,0	1,2	0,0	29,0
Fabrication métal.	68,0	35,2	0,0	35,2	0,0	49,1	100,0	0,0	0,0	0,0	50,1	49,3	0,0	69,6	69,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	71,8
Textile	91,7	0,0	100,0	0,0	0,0	77,0	100,0	0,0	0,0	0,0	76,9	76,6	0,0	95,9	95,9	0,0	0,0	94,7	0,0	0,0	94,7	92,4
Autres	59,8	0,0	0,0	100,0	0,0	34,1	98,4	0,0	0,0	0,0	65,9	87,8	0,0	84,3	84,3	0,0	0,0	42,8	48,8	0,0	0,0	77,1
Transports	64,9	0,0	0,0	0,0	0,0	65,2	53,0	54,0	94,1	0,0	62,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	46,6
Rail	46,8	0,0	0,0	0,0	0,0	47,3	0,0	0,0	0,0	0,0	47,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	46,6
Route	59,5	0,0	0,0	0,0	0,0	59,5	53,0	54,0	0,0	0,0	61,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Aérien/fluvial	92,0	0,0	0,0	0,0	0,0	92,0	0,0	100,0	94,1	0,0	93,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel, tertiaire	60,4	43,8	44,7	100,0	0,0	62,6	45,8	0,0	0,0	0,0	62,8	91,2	0,0	61,1	61,1	0,0	0,0	52,6	52,5	0,0	56,3	56,9
Services	58,1	0,0	0,0	0,0	0,0	55,5	23,4	0,0	0,0	0,0	58,1	93,5	0,0	63,4	63,4	0,0	0,0	46,2	0,0	0,0	49,3	54,9
Résidentiel	59,3	43,8	44,7	100,0	0,0	60,5	47,7	0,0	0,0	0,0	62,0	0,0	0,0	60,1	60,1	0,0	0,0	50,7	52,5	0,0	22,8	57,5
Agriculture	86,2	0,0	0,0	0,0	0,0	86,4	100,0	0,0	0,0	0,0	81,4	91,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0	88,1

Source : propres calculs.

L'ensemble de l'exercice de transformation des bilans de l'énergie finale est synthétisé dans l'annexe 3. Sont présentés successivement : le bilan énergétique d'origine (i.e. publié), le bilan énergétique intermédiaire, et enfin, le bilan adapté.

Pour information, le lecteur trouvera dans l'annexe 2 des tableaux montrant explicitement les différences, pour l'année 2000, entre le bilan régional adapté et le bilan régional d'origine.

Enfin, le processus d'élaboration des bilans énergétiques n'est pas statique. Les bilans sont adaptés (mis à jour) quelques années après leur première publication. Les bilans d'Eurostat n'échappent pas à la règle. On constate ainsi des différences entre les bilans 2000 utilisés dans le PP95 et les bilans actuellement disponibles sur NewCronos (Eurostat). Ces différences sont mises en avant dans l'annexe 2.

### **2.3. Elaboration des perspectives énergétiques régionales (étape 2)**

Les bilans énergétiques régionaux adaptés de l'année 2000 ne suffisent pas pour l'élaboration des perspectives énergétiques régionales, ils ne constituent qu'un point de départ. Pour générer de telles perspectives, des hypothèses et méthodes de calcul sont nécessaires. Elles peuvent varier selon le secteur pour lequel les perspectives doivent être élaborées. Ainsi l'approche pour le secteur de l'industrie sera différente de celle pour la production d'électricité.

Pour l'examen des méthodes nécessaires à l'élaboration des perspectives énergétiques régionales, une première subdivision est faite entre la consommation finale énergétique, les autres composantes de la demande finale (consommation non énergétique, pertes de distribution et autoconsommation de la branche énergie), la production d'électricité et les autres transformations. Pour ces quatre catégories, les déterminants qui influencent respectivement la consommation, la production et la transformation, doivent être identifiés. L'examen de l'évolution future de ces déterminants donne la clé qui permettra de développer les perspectives énergétiques régionales.

#### **2.3.1. Consommation finale énergétique**

Deux méthodes sont décrites : la méthode des intensités énergétiques et une méthode ad hoc basée sur des informations régionales spécifiques pour certains secteurs. Le choix de l'une des deux méthodes est, entre autres, fondé sur la disponibilité de ces informations sectorielles spécifiques.

##### **a. Méthodes des intensités énergétiques**

En ce qui concerne la partie « consommation finale énergétique » du bilan d'énergie, il est proposé de régionaliser les perspectives énergétiques par le biais de l'évolution des intensités éner-

gétiques<sup>1</sup>. Les intensités énergétiques sont utilisées comme inputs dans une équation d'évaluation dont l'output est l'évolution de la consommation régionale d'énergie.

Pour ce faire, une méthode top-down a été mise en œuvre qui permet de répartir la valeur ajoutée de chaque branche entre les différentes Régions<sup>2</sup>.

La méthode part des perspectives énergétiques pour la Belgique. Celles-ci prévoient une certaine évolution de l'intensité énergétique à l'échelle nationale dont on peut déduire l'évolution des intensités régionales et enfin le taux de croissance de la consommation énergétique régionale.

A l'échelle nationale, l'intensité énergétique est donnée par:

$ENER_{ij}/QVO_i$  pour les branches d'activité;

$ENER_{hj}/\#mén$  pour les ménages;

où

$ENER_{ij}$  = la consommation énergétique par la branche i de la forme d'énergie j

$ENER_{hj}$  = la consommation énergétique par les ménages de la forme d'énergie j

$QVO_i$  = la valeur ajoutée de la branche i à prix constants

$\#mén$  = le nombre de ménages dans l'entité géographique en question (ici : la Belgique)

Suite à l'application de la méthode 3 (voir section 2.2.1), la consommation des branches d'activité par forme d'énergie et la consommation des ménages par forme d'énergie ont été ventilées par Région pour l'année 2000. Les intensités énergétiques régionales en 2000 sont dès lors calculées comme suit:

$ENER_{ijr}/QVO_{ir}$  pour les branches d'activité;

$ENER_{hjr}/\#mén_r$  pour les ménages;

avec r = la Région (flamande, wallonne, de Bruxelles-Capitale)

On part de l'hypothèse que l'évolution de l'intensité énergétique des branches par forme d'énergie ainsi que l'évolution de l'intensité énergétique des ménages par forme d'énergie est la même dans les trois Régions:

$d\ln(ENER_{ijr}/QVO_{ir}) = d\ln(ENER_{ij}/QVO_i)$  pour les branches d'activité;

<sup>1</sup> La seule exception est constituée par le sous-secteur de la sidérurgie.

<sup>2</sup> Références : Bureau fédéral du Plan, *Regionalisering van de middellangetermijnvooruitzichten voor de toegevoegde waarde : eerste ramingen*, F. Bossier & F. Vanhorebeek, note ADDG 6486, 2003 et Bureau fédéral du Plan, *Regionalisation des perspectives de moyen terme de valeur ajoutée: actualisation*, D. Bassilière & F. Bossier, note ADDG 6565, 2004.

$$d\ln(\text{ENER}_{hjr}/\#\text{mén}_r) = d\ln(\text{ENER}_{hj}/\#\text{mén}) \quad \text{pour les ménages;}$$

avec  $r$  = la Région

L'évolution de la consommation d'énergie dans la Région  $r$  peut être calculée comme suit :

$$(1) d\ln(\text{ENER}_{ijr}) = d\ln(\text{ENER}_{ij}/\text{QVO}_i) + d\ln(\text{QVO}_{ir}) \quad \text{pour les branches d'activité}$$

$$(2) d\ln(\text{ENER}_{hjr}) = d\ln(\text{ENER}_{hj}/\#\text{mén}) + d\ln(\#\text{mén}_r) \quad \text{pour les ménages}$$

avec  $r$  = la Région

Pour obtenir une régionalisation complète des perspectives nationales de consommation d'énergie, ce calcul doit être réalisé pour les différentes branches et les ménages, et pour chaque forme d'énergie. Les perspectives régionales de consommation finale énergétique générées par cette méthode sont, par construction, cohérentes avec les perspectives réalisées avec PRIMES et décrites dans le PP95.

#### **Encadré 1 : Intensité énergétique des ménages**

L'intensité énergétique des ménages peut se définir de différentes façons : (1) comme le rapport entre la consommation d'énergie et le revenu disponible des ménages, (2) comme le rapport entre la consommation d'énergie des ménages et le nombre total d'habitants, ou encore (3) comme le rapport entre la consommation d'énergie des ménages et le nombre de ménages. C'est ce dernier indicateur qui a été retenu car il présente deux avantages par rapport aux deux autres. Tout d'abord, nous disposons de perspectives démographiques régionales individuelles et par ménage, ce qui n'est pas le cas pour le revenu disponible ; seules des projections au niveau belge existent. Ensuite s'agissant de discriminer entre le nombre d'habitants et le nombre de ménages, il nous a semblé que ce dernier paramètre était un meilleur substitut au nombre de logements qui, avec le revenu disponible, est un déterminant clé de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel.

#### **b. Autres éléments**

D'autres éléments qui ne peuvent être appréhendés par le biais des intensités énergétiques, entrent également en ligne de compte pour l'élaboration des perspectives régionales, comme par exemple les projets d'ouverture et de fermeture de sites de production (hauts fourneaux, etc.), les perspectives d'évolution démographique contrastées entre Régions, ou encore le degré de saturation du réseau de transport routier. Ces éléments sont pris en compte soit directement pour élaborer les perspectives, soit au terme de la première simulation en vue d'affiner certains résultats ou de réaliser des analyses de sensibilité.

#### **c. Perspectives régionales des déterminants de la consommation énergétique**

Pour pouvoir calculer les équations (1) et (2), il faut disposer de perspectives régionales d'évolution de la valeur ajoutée des différentes sous-branches d'activité économique et du nombre de ménages (cf. deuxième terme du membre de droite des équations). Dans le premier cas, force est de constater que de telles perspectives n'existent pas ; il s'avère donc nécessaire de formuler des hypothèses pour les évolutions régionales de la valeur ajoutée. Dans le second cas, il existe par contre des perspectives régionales d'évolution du nombre de ménages sur lesquelles nous avons pu nous baser (voir infra).

S'agissant de l'équation (1) deux hypothèses relatives à la croissance régionale de la valeur ajoutée<sup>1</sup> des différentes (sous-) branches sont présentées et discutées ci-dessous.

*Evolution de la valeur ajoutée dans les différentes régions : première hypothèse*

Il est supposé que les taux de croissance, à l'échelle fédérale, de la valeur ajoutée des branches sur lesquels s'appuie le PP95 sont les mêmes au niveau régional. Cela signifie qu'une même branche se développe au même rythme, qu'elle soit située en Flandre, en Wallonie ou à Bruxelles:

$$d\ln(QVO_{ir}) = d\ln(QVO_i) \quad \text{pour les branches;}$$

où

$QVO_i$  = la valeur ajoutée de la branche  $i$  à prix constants

$r$  = la Région

Cette hypothèse implique que la somme des valeurs ajoutées régionales projetées équivaille toujours à leur valeur nationale dans PRIMES. Les éventuels écarts de croissance économique entre Régions s'expliquent ici uniquement par des différences dans la structure économique.

*Evolution de la valeur ajoutée dans les différentes régions : deuxième hypothèse*

Une hypothèse plus sophistiquée consiste à tabler sur des différences de taux de croissance sectorielle par Région. Cette hypothèse se fonde sur l'observation, entre 1995 et 2002, d'écarts de croissance sectorielle entre Régions.

Dans cette approche, des projections régionales sont réalisées à partir d'équations linéaires. Pour chaque branche, la valeur ajoutée régionale est régressée sur la valeur ajoutée nationale (période 1995-2002). Il est ainsi tenu compte du lien observé avec les agrégats nationaux:

$$QVO_{ir} = a_r + b_{ir} * QVO_i \quad \text{pour les branches;}$$

Cette approche a pour avantage que, pour chaque branche, le terme constant 'a' équivaut à zéro et 'b' à un de sorte que les résultats régionaux demeurent cohérents avec les chiffres de PRIMES. Cette équation est évaluée en valeurs réelles et pas en taux de croissance, ce qui peut entraîner un glissement de valeur pour la première année de simulation. Cette approche pose par contre question sur le plan méthodologique dans la mesure où les équations économétriques ci-dessus sont estimées sur la base d'un nombre très restreint d'observations (huit observations en tout).

---

<sup>1</sup> En collaboration avec les trois Régions, le Bureau fédéral du Plan réalise une étude (le projet Hermreg) dont l'objectif est de produire, sur une base régulière, des perspectives économiques de moyen terme au niveau régional.

### Quelle hypothèse?

Plusieurs éléments peuvent influencer le choix entre ces deux hypothèses, certains sont présentés succinctement ci-après.

La deuxième hypothèse semble, à première vue, coller davantage à la réalité. Nonobstant la remarque d'ordre méthodologique faite plus haut, elle se prête davantage à la production de perspectives de moyen terme plutôt que de long terme. Une période de prévision plus courte est plus sensible aux tendances d'un passé récent, alors que d'autres éléments peuvent jouer un rôle à un horizon de temps plus éloigné.

Un deuxième élément qui entre en ligne de compte est le degré de désagrégation du modèle. Ainsi, le modèle PRIMES utilisé dans le PP95 est plus détaillé au niveau de l'industrie que le modèle de moyen terme HERMES, ce dernier se fondant sur des agrégats plus volumineux. Par contre, le modèle HERMES est plus détaillé au niveau des services. Dans HERMES le secteur de l'industrie est subdivisé en quatre sous-secteurs<sup>1</sup> alors que PRIMES distingue neuf sous-secteurs<sup>2</sup>. Dès lors, PRIMES permet de rendre compte plus précisément des grandes différences sectorielles entre la Wallonie et la Flandre. Il met davantage en évidence les différences régionales dans la structure industrielle.

Enfin, les deux hypothèses présentées ci-dessus ont été confrontées et comparées dans une étude du Bureau fédéral du Plan<sup>3</sup>. Dans cet exercice de compilation de perspectives régionales pour les émissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O, deux scénarios ont été définis qui se basent sur les deux hypothèses ci-dessus. L'analyse des deux scénarios montre que les résultats des projections ne varient que de manière marginale: seuls des écarts de moins de 1% sont observés.

Les trois éléments décrits ci-dessus nous ont amené à choisir la première hypothèse (taux de croissance identiques pour les trois Régions) pour élaborer les perspectives énergétiques régionales des secteurs de l'industrie et du tertiaire (services et agriculture).

#### **Encadré 2 : Illustration du calcul du taux de croissance de la consommation régionale d'énergie dans l'industrie**

Un exemple d'application de la méthode des intensités énergétiques à des chiffres concrets permet de mieux comprendre la méthodologie : pour calculer la croissance annuelle de la consommation de gaz naturel par l'industrie du papier en Flandre pour la période 2005-2010, deux éléments doivent être additionnés (cf. équation (1)). Il s'agit, d'une part, du taux de croissance de l'intensité en gaz naturel du secteur du papier à l'échelle nationale au cours de la période étudiée (-0,43%), et d'autre part, de la croissance de la valeur ajoutée de l'industrie du papier dans la Région flamande pour la période 2005-2010. Cette dernière est supposée égale à la croissance de la valeur ajoutée de l'industrie du papier à l'échelle nationale (1,80%) compte tenu du choix de l'hypothèse 1. Ce qui donne  $-0,43 + 1,80 = 1,37$ . Ce pourcentage de 1,37% constitue la croissance annuelle moyenne de la consommation de gaz naturel par l'industrie flamande du papier sur la période 2005-2010.

<sup>1</sup> Fabrication de biens intermédiaires, fabrication de biens d'équipement, fabrication de biens de consommation et construction.

<sup>2</sup> Sidérurgie, métaux non ferreux, chimie, minéraux non métalliques, papier, alimentation, fabrications métalliques, textile et autres industries.

<sup>3</sup> Bureau fédéral du Plan, *Regionale emissievooruitzichten*, I. Bracke & G. Vandille, WP 05-05 (pp. 65-73), 2005.

Il est important de signaler que l'hypothèse de taux de croissance identiques pour les trois Régions est appliquée aux neuf sous-secteurs industriels, tels qu'ils apparaissent dans les bilans énergétiques, et non pas à l'agrégat global de l'industrie. Cette hypothèse a pour corollaire que l'évolution de la valeur ajoutée de l'industrie peut varier dans les trois Régions compte tenu de différences dans la structure des tissus industriels respectifs. Tableau 10 met en évidence, pour trois décennies successives, les différences entre les chiffres pour l'ensemble de la Belgique et les chiffres pour les trois Régions.

**Tableau 10 : Taux de croissance annuels moyens de la valeur ajoutée de l'industrie pour l'ensemble de la Belgique et les trois Régions (en %)**

VA industrie	10//00	20//10	30//20
Belgique	2,26	1,76	1,49
Région de Bruxelles-Capitale	2,34	1,84	1,53
Région flamande	2,27	1,76	1,49
Région wallonne	2,21	1,73	1,46

Source : PP95, propres calculs.

### Ménages

Le deuxième terme du membre de droite de l'équation (2) a trait à la variation du nombre de ménages dans chacune des Régions. Etant donné que des perspectives d'évolution du nombre de ménages sont disponibles pour les trois Régions, il a été décidé de se baser sur de telles perspectives plutôt que de supposer un taux de croissance identique dans chacune des Régions, égal au taux de croissance national. Dans le cadre du projet MOBIDIC<sup>1</sup>, des perspectives démographiques ont été élaborées partant des observations au 1er janvier 2002. Elles reposent sur les mêmes hypothèses (fécondité, mortalité, migrations internes et internationales) que la dernière projection démographique publiée par l'INS et le BFP (2001). Les projections démographiques se déclinent de deux manières : en nombre d'habitants et en nombre de ménages.

Pour la Région de Bruxelles-Capitale et suivant la proposition de l'IBGE, il a été décidé de s'écarter quelque peu des projections démographiques par ménage établies dans le cadre du projet MOBIDIC et de tabler sur une stabilisation de la taille moyenne des ménages à 2,05 personnes sur la période 2010-2030. Cette hypothèse se justifie en raison de l'urbanisation de cette région<sup>2</sup> et au regard des extrapolations relatives au passé récent. Par contre, nous utilisons les projections démographiques individuelles du projet MOBIDIC pour les trois régions.

Afin de garantir qu'à tout moment de la période de projection la somme du nombre de ménages dans les trois Régions est égale au nombre de ménages au niveau national tel que défini dans le PP95, on procède en trois étapes. Tout d'abord, on calcule pour chaque année (2010,

<sup>1</sup> Projet financé par la politique scientifique fédérale dans le cadre du PADD II. Les partenaires du projet sont le Bureau fédéral du Plan (coordinateur), le GRT des FUNDP et le GÉDAP de l'UCL. Le rapport final du projet est disponible sur le site [www.belspo.be](http://www.belspo.be).

<sup>2</sup> Référence : Bureau fédéral du Plan, *Stedelijke woondynamiek van de Belgische bevolking en haar gezinnen*, D. Devogelaer, WP 13-02, 2002.

2015, etc.) le nombre de ménages en Région de Bruxelles-Capitale à partir des projections démographiques individuelles de MOBIDIC et de l'hypothèse sur la taille moyenne des ménages dans cette Région. Ensuite, on soustrait du nombre total de ménages en Belgique donné dans le PP95, le nombre de ménages calculé dans la première étape pour Bruxelles et on obtient un solde pour les deux autres Régions. Enfin, on alloue ce solde entre les Régions flamande et wallonne en fonction de la répartition donnée dans les perspectives démographiques par ménage du projet MOBIDIC. A partir de là, on peut déduire - même si cette information n'est pas utilisée dans notre exercice - l'évolution de la taille moyenne des ménages flamands et wallons.

Pour chaque Région, les chiffres calculés pour la croissance régionale du nombre de ménages doivent ensuite être additionnés à l'évolution de l'intensité énergétique nationale des ménages afin de déterminer l'évolution de la consommation énergétique régionale du secteur résidentiel. L'encadré 3 donne un exemple.

**Encadré 3 : Exemple chiffré pour le calcul de la croissance régionale de la consommation d'énergie des ménages**

Pour connaître la croissance annuelle de la consommation de gaz naturel des ménages bruxellois sur la période 2025-2030, les données du Tableau 12 doivent être combinées avec les données relatives à l'intensité en gaz naturel des ménages à l'échelle nationale. Il s'avère que le nombre de ménages à Bruxelles croît, sur base annuelle, de 0,30% sur la période 2025-2030. L'évolution du ratio de la consommation nationale d'énergie du secteur résidentiel et du nombre de ménages en Belgique (ou l'intensité énergétique nationale) est de -0,55% pour la même période pour le vecteur gaz naturel. L'addition de ces deux chiffres donne -0,25%, ce qui signifie que la consommation de gaz naturel par les ménages bruxellois diminuerait de 0,25% chaque année sur la période 2025-2030.

En marge de la méthode générale des intensités énergétiques, quelques sous-secteurs font l'objet d'un traitement spécifique. En effet, des hypothèses sectorielles spécifiques ont été formulées pour la sidérurgie, le secteur tertiaire en Région de Bruxelles-Capitale et le secteur des transports.

**Tableau 11 : Perspectives démographiques pour l'ensemble de la Belgique et les trois Régions, 2000-2030**

	2000 (INS, 2005)	2000 (PP95)	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Belgique</i>								
Population (milliers)	10296,1	10246	10403,2	10509,9	10606,4	10704,0	10800,2	10880,9
Nb. de ménages (milliers)	4278	4234	4427	4610	4778	4956	5094	5229
Taille moyenne des ménages	2,40	2,42	2,35	2,28	2,22	2,16	2,12	2,08
<i>Région de Bruxelles-Capitale</i>								
Population (milliers)	967,2	962,5	986,2	996,9	1014,2	1030,5	1047,1	1062,9
Nb. de ménages (milliers)	473	476	488	495	502	510	518	526
Taille moyenne des ménages	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
<i>Région flamande</i>								
Population (milliers)	5960,8	5931,8	6021,9	6070,2	6104,6	6133,0	6157,1	6169,9
Nb. de ménages (milliers)	2414	2421	2506	2617	2713	2813	2883	2950
Taille moyenne des ménages	2,45	2,45	2,40	2,32	2,25	2,18	2,14	2,09
<i>Région wallonne</i>								
Population (milliers)	3368,1	3351,7	3395,1	3441,0	3487,9	3540,8	3596,4	3648,4
Nb. de ménages (milliers)	1391	1402	1432	1498	1593	1633	1692	1753
Taille moyenne des ménages	2,39	2,39	2,37	2,30	2,23	2,17	2,13	2,08

Source : INS, 2005 ; PP95 ; projet MOBIDIC, 2006 ; propres calculs.

**Tableau 12 : Perspectives démographiques ; taux de croissance annuels moyens, 2000-2030 (%)**

	05//00	10//05	15//10	20//15	25//20	30//25
<i>Belgique</i>						
Population	0,30	0,20	0,18	0,18	0,18	0,15
Nb. de ménages	0,90	0,81	0,72	0,73	0,55	0,52
Taille moyenne des ménages	-0,59	-0,60	-0,53	-0,55	-0,37	-0,37
<i>Région de Bruxelles-Capitale</i>						
Population	0,39	0,26	0,30	0,32	0,32	0,30
Nb. de ménages	0,49	0,26	0,30	0,32	0,32	0,30
Taille moyenne des ménages	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Région flamande</i>						
Population	0,20	0,16	0,11	0,09	0,08	0,04
Nb. de ménages	1,01	0,87	0,73	0,72	0,50	0,46
Taille moyenne des ménages	-0,70	-0,70	-0,61	-0,62	-0,42	-0,42
<i>Région wallonne</i>						
Population	0,16	0,27	0,27	0,30	0,31	0,29
Nb. de ménages	0,84	0,91	0,84	0,89	0,72	0,70
Taille moyenne des ménages	-0,58	-0,63	-0,56	-0,58	-0,40	-0,41

Source : INS, 2005 ; PP95 ; projet MOBIDIC, 2006 ; propres calculs.

### *Sidérurgie*

L'évolution de la consommation d'énergie dans la sidérurgie a été déterminée sur base de deux données: d'une part, l'évolution à l'échelle fédérale, telle que calculée avec PRIMES et publiée dans le PP95, et d'autre part, la fermeture en 2005 et 2009 de deux hauts fourneaux dans la région liégeoise et l'impact de ces fermetures sur la consommation d'énergie du secteur. Plus particulièrement, l'évolution de la consommation de combustibles par les hauts fourneaux en Flandre est calculée comme la différence entre l'évolution à l'échelle de la Belgique et l'évolution de la consommation future en Wallonie (compte tenu des fermetures programmées).

Ces hypothèses et les résultats y afférents ont ensuite été comparés aux chiffres du Groupement de la Sidérurgie. Il en ressort que l'évolution de la consommation d'énergie des hauts fourneaux en Flandre, telle que calculée sur base de l'hypothèse décrite ci-dessus, est cohérente avec l'évolution récente de la production de cette branche en Flandre (entre 2000 et 2004).

L'évolution de la consommation énergétique de la filière électrique pour la production d'acier est supposée identique dans les deux Régions et correspond à l'évolution mentionnée dans le PP95.

### *Le secteur tertiaire dans la Région de Bruxelles-Capitale*

L'application stricto sensu de la méthode des intensités énergétiques au secteur tertiaire de la Région de Bruxelles-Capitale conduit à des évolutions de la consommation énergétique incompatibles avec les caractéristiques de la Région dont on attend une expansion limitée du parc de bureaux en rapport avec la superficie disponible. Ainsi, sans contrainte sur le développement

de ce secteur, on arriverait à une augmentation de plus de 70% de la consommation énergétique du secteur tertiaire à Bruxelles, ce qui est gigantesque d'autant que cette évolution tient compte d'améliorations de l'efficacité énergétique des bâtiments et des appareils électriques.

Pour calculer les perspectives énergétiques du secteur tertiaire à Bruxelles, nous nous sommes basés sur des informations fournies par l'IBGE et qui tiennent compte de la surface disponible pour les bureaux. Selon ces informations, la consommation d'énergie du secteur tertiaire dans son ensemble ne devrait pas dépasser respectivement 709, 761 et 795 ktep en 2010, 2020 et 2030. Ces seuils tiennent compte d'une progression de la consommation énergétique dans les commerces et autres telle que ces sous-secteurs maintiennent leurs parts relatives dans la consommation totale du secteur sur la période 2000-2030.

En pratique, nous avons appliqué la méthode des intensités énergétiques sauf pour les années où le résultat conduisait à des consommations supérieures aux seuils définis ci-dessus. Pour ces années-là nous avons adapté le taux de croissance pour que la consommation reste en deçà des limites fixées. Des adaptations ont ainsi été réalisées pour les années 2020, 2025 et 2030.

La différence entre les perspectives énergétiques du secteur tertiaire à Bruxelles ainsi calculées et celles qui découlent de l'application pour cette Région de la méthode des intensités énergétiques sur toute la période a ensuite été répartie entre les Régions flamande et wallonne en fonction de la part de chacune dans la consommation totale d'énergie du secteur en 2000 (à savoir 70% pour la Flandre et 30% pour la Wallonie).

Il convient de souligner que si les adaptations réalisées pour Bruxelles ont pour effet de réduire jusqu'à 20% la consommation énergétique calculée initialement, elles ont un impact relativement limité sur la consommation des autres Régions de l'ordre de 5% au plus.

### *Transports*

Les transports englobent les transports par route (transport privé et autre), les transports ferroviaires, les transports aériens et fluviaux. L'évolution de l'activité totale de transport est influencée par de nombreux facteurs dont la capacité et la saturation du réseau. Des différences régionales importantes peuvent apparaître au niveau de ces paramètres. Pour formuler des hypothèses spécifiques à une Région reflétant ces différences, il convient de disposer de données relatives à l'activité de transport sur le réseau régional spécifique (exprimées en passagers-kilomètres et en tonnes-kilomètres). A notre connaissance, des telles données ne sont disponibles que pour le transport privé par route de personnes. C'est pourquoi seule cette évolution a pu être régionalisée, les autres modes ou activités de transport étant supposés suivre l'évolution nationale.

Les hypothèses formulées portent uniquement sur la partie transport privé de personnes par route. L'équation (1) est alors adaptée comme suit:

$$(3) \quad d\ln(\text{ENER}_{jt}) = d\ln(\text{ENER}_j/\text{pkm}) + d\ln(\text{pkm}_t)$$

où

pkm = nombre de passagers-kilomètres réalisés par les voitures et les motos

r = la Région

Le deuxième terme du membre de droite de l'équation (3) est calculé sur base d'hypothèses fondées sur l'évolution historique récente (1990-2003) du nombre de passagers-kilomètres: les taux de croissance pour les trois Régions sont identiques pour la période 2000-2005 et 2005-2010. A partir de 2010, on part du principe que le taux de croissance du nombre de passagers-kilomètres dans la Région de Bruxelles-Capitale ne peut dépasser 1% compte tenu de la saturation du réseau dans la capitale. Dans les deux autres Régions, les taux de croissance sont supposés identiques et sont tels que la somme des passagers-kilomètres réalisés avec des véhicules privés est égale à tout moment aux perspectives d'évolution de cette activité au niveau belge.

**Tableau 13 : Régionalisation du transport routier privé de personnes**

<i>Activité en milliards de passagers-kilomètres</i>	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Belgique	107,4	110,2	114,9	124,0	135,2	146,4	158,1
Région Bruxelles-Capitale	3,5	3,6	3,7	3,9	4,1	4,3	4,6
Région flamande	60,1	61,6	64,3	69,4	75,7	82,1	88,7
Région wallonne	43,8	45,0	46,9	50,7	55,3	59,9	64,8

<i>Taux de croissance annuel moyen en %</i>	00-05	05-10	10-15	15-20	20-25	25-30
Belgique	0,52	0,85	1,54	1,73	1,61	1,55
Région Bruxelles-Capitale	0,52	0,85	1,00	1,00	1,00	1,00
Région flamande	0,52	0,85	1,55	1,76	1,62	1,57
Région wallonne	0,52	0,85	1,55	1,76	1,62	1,57

Source : SPF Mobilité et Transports, PP95, propres calculs.

Un exemple chiffré aide à clarifier la situation (encadré 4).

**Encadré 4 : Illustration du calcul de l'évolution de la consommation régionale d'énergie dans les transports**

Pour déterminer la croissance de la consommation de diesel pour le transport privé par route de personnes en Flandre et en Wallonie sur une période bien déterminée, les données du tableau ci-dessus doivent être combinées à des données relatives à la croissance du ratio entre la consommation nationale de diesel et le nombre total de passagers-kilomètres parcourus en Belgique pour ce type de transport. Il ressort du tableau ci-dessus que le nombre de passagers-kilomètres parcourus en Flandre et en Wallonie sur la période 2010-2015 devrait progresser de 1,55%. Sur la même période, l'intensité énergétique du secteur du transport privé par route devrait diminuer de 2,09%. La somme de ces deux chiffres 1,55 + (-2,09) donne une diminution de -0,54%. En d'autres termes, la consommation de diesel en Flandre et en Wallonie par les transports routiers privés de personnes devrait se réduire de 0,54% par an au cours de la période 2010-2015.

### **2.3.2. Consommation finale non énergétique, pertes de distribution et autoconsommation**

La méthode des intensités énergétiques est particulièrement adaptée aux secteurs de demande finale d'énergie. En effet, l'évolution de la consommation énergétique dans ces secteurs peut être raisonnablement reliée à l'évolution de l'activité économique (comme la valeur ajoutée) et de l'intensité énergétique. Ce lien est moins évident pour d'autres catégories de consommation du bilan énergétique, à savoir la consommation finale non énergétique, les pertes de distribution et l'autoconsommation de la branche énergie, où d'autres facteurs sont prépondérants. Nous avons donc procédé de manière différente pour régionaliser ces « lignes » du bilan énergétique.

#### **a. Consommation finale non énergétique**

En ce qui concerne la consommation finale non énergétique, aucune adaptation n'a été apportée aux bilans régionaux. Les clés de répartition de la consommation entre les Régions ont été calculées sur base des bilans régionaux publiés. Ces calculs ont été réalisés pour trois grandes catégories de combustibles (solides, liquides, gazeux) compte tenu de l'absence d'informations plus détaillées pour la Région de Bruxelles-Capitale et la Région wallonne. Ces clés de répartition ont ensuite été appliquées aux données d'Eurostat pour l'année 2000. Enfin, les taux de croissance de la consommation nationale (tels que calculés par le modèle PRIMES) ont été appliqués aux consommations régionales pour l'année 2000 pour calculer l'évolution de la consommation non énergétique dans les trois Régions. Cette hypothèse est compatible avec la méthode des intensités énergétiques utilisée pour déterminer l'évolution de la consommation d'énergie dans le secteur chimique, qui est le plus grand consommateur de produits pétroliers et de gaz naturel comme matières premières.

#### **b. Pertes de distribution**

Les pertes de distribution sont calculées proportionnellement à la consommation finale dans chaque Région. Le pourcentage est calculé sur base de la consommation finale et des pertes de distributions nationales.

#### **c. Consommation de la branche énergie (ou autoconsommation)**

Tout comme pour la consommation finale non énergétique, les bilans régionaux n'ont pas été adaptés en ce qui concerne la consommation énergétique de la branche énergie, à une exception près. Les montants relatifs aux pertes de gaz naturel sur le réseau wallon ont été attribués à la branche énergie pour laquelle aucun chiffre n'était mentionné. En d'autres termes, ils ont été interprétés comme une consommation des stations de compression des gazoducs. Il convient, d'ailleurs, de souligner que les bilans d'Eurostat ne rapportent aucune perte de distribution pour le gaz naturel mais uniquement pour l'électricité. Les clés de répartition de la consommation nationale entre les Régions ont ensuite été calculées pour chaque forme d'énergie et appliquées aux chiffres d'Eurostat pour l'année 2000. Les taux de croissance de la consommation na-

tionale tirés du PP95 ont ensuite été utilisés pour déterminer l'évolution de l'autoconsommation de la branche énergie dans les trois Régions. En calculant les clés de répartition à un niveau très désagrégé (pour les différentes formes d'énergie), il est possible de prendre en considération les spécificités régionales. Ainsi, il s'avère que la consommation de combustibles liquides par la branche énergie est pratiquement le fait unique de la Flandre. Cette consommation est principalement destinée à l'autoconsommation des raffineries toutes situées en Flandre.

Outre la consommation finale d'énergie, il est également nécessaire de régionaliser la production d'électricité et de vapeur et les autres transformations. Etant donné que la méthode de l'intensité énergétique est ici moins appropriée, des méthodologies spécifiques sont proposées. La section 2.3.3 ci-dessous est axée sur la régionalisation de l'évolution de la production d'électricité et de vapeur et la section 2.3.4 sur les autres transformations.

### **2.3.3. Production d'électricité et de vapeur**

#### **a. Régionalisation de la production**

La régionalisation de l'évolution de la production d'électricité est principalement fonction de la structure régionale du parc de production, des plans d'investissement et de la politique régionale en matière de sources d'énergie renouvelables et de cogénération. Vraisemblablement, la production d'électricité dans une région déterminée sera également influencée par la demande locale, mais il est difficile de tenir compte de cet aspect. En effet, le réseau belge de transmission est très maillé de sorte que l'électricité produite dans une région donnée n'est pas toujours destinée à répondre à la demande dans cette même région.

Les sources qui ont été consultées en vue de la régionalisation de la production d'électricité sont le rapport FPE pour l'année 2000, les plans régionaux en matière d'énergie et d'environnement, les études du VITO et d'Aminal (le ministère de la Communauté flamande). Les rapports de la FPE fournissent des informations sur le parc de production existant et sur les projets prévus ou en cours dans les Régions. Les plans régionaux précisent les réglementations en matière d'émissions de polluants et tout ce qui a trait aux sources d'énergie renouvelables et à la cogénération.

Le document élaboré par le ministère de la Communauté flamande (2005) « *Assumptions for a national energy scenario 2000-2020 ('with measures scenario') in the framework of the NEC review and as input for the reporting under the monitoring mechanism directive* » constitue un apport important pour l'exercice. Dans cette publication, l'évolution du parc de production d'électricité dans chacune des Régions est décrite jusqu'en 2020. Dans le cadre de notre étude, ces données (rassemblées dans le tableau 5.3 de cette publication) sont exploitées pour générer la production régionale brute d'électricité des centrales thermiques classiques, des centrales TGV, de la cogénération, des turbines/moteurs à gaz et des centrales basées sur des sources d'énergie renouvelables.

Etant donné que les catégories de centrales électriques définies dans la publication du ministère de la Communauté flamande ne correspondent pas tout à fait aux catégories de PRIMES et afin de pouvoir évaluer l'évolution du parc de production après 2020 (l'horizon temporel de la publication précitée étant 2020), de nouvelles hypothèses ont été formulées. Les principales hypothèses relatives à l'évolution de la production d'électricité dans les Régions sont énumérées ci-dessous:

- la première et principale hypothèse est que la part de la production des Régions dans la production nationale totale reste stable sur l'ensemble de la période de projection. En d'autres termes, on suppose qu'il ne devrait pas y avoir de changements marqués dans la localisation de la production d'électricité et que les parts historiques des deux Régions<sup>1</sup> dans la production d'électricité ne devraient pas évoluer de manière significative à l'avenir. Ainsi, la part relative de la Flandre s'établirait entre 58 et 60% sur la période 2000-2030, contre respectivement 42 et 40% pour la Wallonie ;
- en ce qui concerne la production nucléaire, la production des Régions est calculée, jusqu'en 2015, sur base de leur part dans la production totale en 2000. Au-delà de 2020, les parts produites à Doel et Tihange sont soustraites du total en fonction du calendrier de fermeture des différentes unités au cours de la période étudiée<sup>2</sup>. En 2020, Doel 1 et 2 et Tihange 1 auront cessé de produire ; en 2025, ce sera au tour de Doel 3 et de Tihange 2. En 2030, la production nucléaire est complètement arrêtée dans les deux Régions<sup>3</sup>;
- la production hydroélectrique est typiquement wallonne.
- s'agissant de la production à partir des éoliennes, les clés de répartition de 2020 sont maintenues sur l'ensemble de la période 2020-2030 (respectivement 30% pour la Wallonie et 70% pour la Flandre) ;
- les autres sources d'énergie renouvelables utilisées pour produire l'électricité (cellules photovoltaïques) sont réparties selon la clé générale 60-40 respectivement pour la Flandre et la Wallonie, cette clé reflète la part respective des deux Régions dans la production totale d'électricité (voir ci-dessus). Les implications de l'application d'une telle clé sont limitées étant donné que cette source ne représente que 0,03% de la production totale. Le choix d'une autre clé n'apporte pas de changements notables ;
- la production électrique dans les unités de cogénération est calculée, jusqu'en 2020, sur base de la formule suivante :

$$P_{cog}^B = P_{cog}^{VI} + P_{cog}^W$$

$$P_{cog}^B = \alpha P_{tot}^{VI} + \beta P_{tot}^W$$

<sup>1</sup> Flandre et Wallonie. La production d'électricité dans la Région de Bruxelles-Capitale est marginale.

<sup>2</sup> Conformément à la loi du 31 janvier 2003 relative à la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, voir Moniteur belge, 28 février 2003.

<sup>3</sup> Nous sommes conscients du fait que les chiffres de production nucléaire issus de PRIMES et les chiffres calculés sur base du calendrier de fermeture du nucléaire ne coïncident pas exactement. Cela s'explique par le fait que dans PRIMES on suppose que pendant l'année où la fermeture doit avoir lieu, la production reste complète (l'arrêt de la production n'est considéré que l'année suivante). Ce faisant les chiffres de production calculés avec PRIMES sont systématiquement supérieurs pendant l'année de fermeture.

$$\text{où } \alpha = \frac{\alpha P_{cog}^B}{\alpha P_{tot}^{VI} + \beta P_{tot}^W} \text{ et } \beta = \frac{\beta P_{cog}^B}{\alpha P_{tot}^{VI} + \beta P_{tot}^W}$$

avec

$P_{cog}^X$  = la production de type cogénération dans l'entité géographique X

$P_{tot}^X$  = la production totale dans l'entité géographique X

X = Belgique, Flandre ou Wallonie

Les valeurs de  $\alpha$  et  $\beta$  sont tirées du document du ministère de la Communauté flamande précité (tableau 5.3 – « % share CHP Flanders ; % share CHP Walloon region »). Pour la période 2020-2030, les valeurs de  $\alpha$  et  $\beta$  en 2020 (respectivement 20,3 et 16,7) sont maintenues constantes. Le tableau ci-dessous reprend les valeurs de  $\alpha$  et  $\beta$  et présente les perspectives d'évolution de la cogénération tant en Région wallonne que flamande, en termes de production électrique et en parts dans la production électrique régionale totale.

**Tableau 14 : Production brute et parts relatives de la cogénération en Flandre et en Wallonie, 2000-2030**

	2000	2010	2020	2030
$\alpha$	7,6	17,7	20,3	20,3
Production en Flandre (PJ)	10,8	18,3	29,0	31,4
Part en Flandre (%)	6,3	8,9	12,6	12,1
$\beta$	3,0	11,7	16,7	16,7
Production en Wallonie (PJ)	3,1	8,3	16,9	17,0
Part en Wallonie (%)	2,5	5,9	10,3	9,9

Source : publication du Ministère de la Communauté flamande, 2005 et propres calculs.

- au cours de la période 2010-2020, les turbines gaz-vapeur (TGV) attirent la part du lion des investissements en nouvelle capacité de production. L'évolution régionale est calculée de manière telle que les parts des deux Régions (flamande et wallonne) dans la production totale restent inchangées (+/-60-40) ;
- dans la période qui suit (2020-2030), ce sont les centrales supercritiques au charbon qui gagnent du terrain (par rapport aux TGV). Les investissements dans ce type de centrales interviennent principalement en fin de période de projection. La production électrique de ces centrales est ventilée entre les deux Régions de telle manière que les parts des Régions dans la production totale restent stables (cf. première hypothèse ci-dessus). Jusqu'en 2020, il a été tenu compte du poids historique de la Flandre dans la production d'électricité à partir du charbon<sup>1</sup>, la clé de répartition entre les deux Régions est celle de 2000 (quelque 80% pour la Flandre et 20% pour la Wallonie). Au-delà - période 2025-2030

<sup>1</sup> La présence de ports en Flandre lui assure un accès privilégié au charbon.

- la part de la Wallonie dans la production électrique à partir du charbon augmente jusqu'à près de 33% lorsque l'on table sur un maintien de la part de la Région wallonne dans la production totale d'électricité. La fermeture des centrales nucléaires est à l'origine d'une diminution de l'offre, qui est susceptible d'être (partiellement) comblée par le charbon. Ces fermetures favorisent la diversification de la production d'électricité en Wallonie.
- pour les petites turbines au gaz, les productions électriques régionales sont calculées sur base de la publication du ministère de la Communauté flamande (voir ci-dessus). Selon cette publication, la clé de répartition est de 3/4 - 1/4 pour la Flandre - Wallonie jusqu'en 2015. A partir de 2020, les rapports évoluent: 2/3 - 1/3 respectivement pour la Flandre et la Wallonie.
- les tableaux ci-dessous rassemblent les pourcentages donnant la part des différentes centrales dans la production d'électricité en Flandre et en Wallonie pour la période 2000-2030. Certains éléments attirent l'attention: la sortie du nucléaire, l'augmentation de la production éolienne et surtout le prédominance des unités thermiques en 2030. En 2030, les TGV prévalent, suivies par les centrales supercritiques au charbon.

**Tableau 15 : Parts relatives des différents moyens de production en Flandre, 2000-2030**

	2000	2010	2020	2030
Centrales nucléaires	49%	40%	28%	0%
Centrales hydrauliques (hors pompage)	0%	0%	0%	0%
Eolien et solaire photovoltaïque	0%	0,6%	0,6%	2%
Centrales thermiques	51%	60%	72%	98%
<i>dont cogénération<sup>1</sup></i>	6,3%	8,9%	12,6%	12,1%
Unités classiques à cycle ouvert (y incluse la biomasse)	36%	11%	5%	3%
Centrales supercritiques au charbon	0%	0%	0%	41%
TGV et turbines au gaz	15%	49%	67%	54%

Source : PP95, propres calculs.

<sup>1</sup> Les pourcentages correspondent à la part de la cogénération dans la production totale des centrales thermiques, quelles que soient les technologies et y inclus les autoproducteurs.

**Tableau 16 : Parts relatives des différents moyens de production en Wallonie, 2000-2030**

	2000	2010	2020	2030
Centrales nucléaires	72%	61%	39%	0%
Centrales hydrauliques (hors pompage)	1%	1%	1%	1%
Eolien et solaire photovoltaïque	0%	0,3%	0,3%	2%
Centrales thermiques	27%	38%	60,0%	97%
<i>dont cogénération<sup>1</sup></i>	2,5%	5,9%	10,3%	9,9%
Unités classiques à cycle ouvert (y incluse la biomasse)	14%	5%	2%	2%
Centrales supercritiques au charbon	0%	0%	0%	30%
TGV et turbines au gaz	13%	33%	58%	65%

Source : PP95, propres calculs.

### b. Régionalisation des inputs pour la production d'électricité et de vapeur

Outre la production, les inputs, qui en fin de compte servent à produire l'électricité et la vapeur, doivent également être régionalisés. Un tel exercice n'est pas évident étant donné que certaines centrales électriques fonctionnent avec plus d'un combustible. Par conséquent, il n'est pas facile d'établir un lien entre les entrées (combustibles) et les sorties (production). Une méthode de calcul a été mise en oeuvre qui a permis, autant que faire ce peut, d'apporter une solution au problème. Nous sommes partis du principe que les rendements des différents types d'unités de production doivent être cohérents, d'une part, avec les rendements considérés dans PRIMES, et d'autre part, avec la littérature disponible (voir par exemple la publication du ministère de la Communauté flamande, tableau 5.7 Efficiencias and occupancy rate of installations).

En outre, il s'est avéré nécessaire de formuler des hypothèses supplémentaires pour la régionalisation des inputs et leur évolution. Les principales hypothèses sont énumérées ci-après:

- la consommation de combustibles liquides est distribuée sur base de la clé de répartition régionale pour les combustibles liquides de l'année 2000.
- le gaz de cokerie est uniquement consommé en Région wallonne (voir également la publication du ministère de la Communauté flamande).
- la régionalisation de la consommation de gaz de hauts fourneaux est réalisée compte tenu des projets de fermeture des hauts fourneaux en Wallonie (en 2005 et 2009) et de la publication du ministère de la Communauté flamande, laquelle mentionne que la consommation dans les centrales thermiques en Région wallonne sera égale à zéro à partir de 2015. L'évolution de la consommation de gaz de hauts fourneaux en Flandre est calculée comme la différence entre l'évolution de la consommation nationale et l'évolution de la consommation en Wallonie.
- les inputs nucléaires sont régionalisés selon le volume de production des centrales nucléaires dans les Régions.

<sup>1</sup> Les pourcentages correspondent à la part de la cogénération dans la production totale des centrales thermiques, quelles que soient les technologies et y inclus les autoproducteurs.

### 2.3.4. Autres transformations

Le seul poste restant à régionaliser dans le bilan énergie concerne les autres transformations. Tel que précisé au début du rapport, la partie 'transformations' englobe les entrées et sorties de transformations physiques et chimiques. Dans une perspective de régionalisation, un certain nombre d'hypothèses de travail ont été définies.

#### a. Raffineries

Etant donné que toutes les raffineries sont situées en Flandre, la régionalisation des perspectives énergétiques nationales est simple: seul le bilan énergétique pour la Flandre présente une entrée pour ce type de transformation.

#### b. Production de nouveaux combustibles

Parmi les nouveaux combustibles figurent par exemple l'hydrogène et les biocarburants. Etant donné que leur production n'est pas liée à une structure régionale spécifique, il n'y a, a priori, pas de raison de supposer qu'une Région soit plus avancée dans la construction de telles unités de production. Il a dès lors été décidé d'utiliser une même clé de répartition pour les deux Régions: tant la Région wallonne que la Région flamande se voient allouer 50% de la production future et donc de la quantité d'input correspondante.

Des clés de répartition alternatives sont évidemment possibles. Une autre clé n'aura cependant pas d'impact sur les émissions de CO<sub>2</sub> puisque les nouveaux combustibles sont principalement produits à base de biomasse. Par contre, elle pourrait avoir un impact sur la consommation intérieure brute et la production primaire. Ainsi, une clé de 60% pour la Flandre et de 40% pour la Wallonie se traduira, en 2030, par une augmentation respectivement de 0,2% et 5,7% de la production primaire et de la consommation intérieure brute (en 2030, la production primaire représente quelque 3% de la consommation intérieure brute).

#### c. Cokeries

Les clés de répartition régionales de la consommation de charbon dans les cokeries sont calculées à partir des bilans régionaux. La consommation est calculée de manière à garantir la cohérence entre les entrées et les sorties (sur base des rendements) des cokeries, et ce dans chaque Région.

#### d. Hauts fourneaux

Les hauts fourneaux utilisent le coke comme combustible, le coke est donc un input des hauts fourneaux. Le gaz de hauts fourneaux constituent, quant à eux, une sortie des hauts fourneaux, ils sont utilisés dans les centrales électriques et dans la sidérurgie (dans ce cas ils constituent en fait une perte de transformation). Sur base d'une convention, l'entrée dans les hauts fourneaux (le coke) doit être égale à la sortie des hauts fourneaux (les gaz de hauts fourneaux). Des don-

nées sur les entrées pour la production d'électricité et les sorties des cokeries apportent donc des informations respectivement sur les sorties et entrées des hauts fourneaux.

### 2.3.5. Niveau de désagrégation

Le niveau de désagrégation de l'activité industrielle est le même dans PRIMES que dans Eurostat. Plus la désagrégation est poussée mieux elle permet de rendre compte des différences structurelles entre Régions. Dans PRIMES et Eurostat, on ne distingue pas moins de neuf secteurs dans l'industrie.

Pour information, le tableau ci-dessous présente la désagrégation de l'industrie et du secteur tertiaire dans le modèle PRIMES, avec les codes NACE correspondants.

**Tableau 17 : Correspondance entre les secteurs de PRIMES et les codes NACE**

Sous-secteurs PRIMES	Codes NACE
Industrie	
Sidérurgie	27.1, 27.2, 27.3, 27.51, 27.52
Métaux non-ferreux	27.4, 27.53, 27.54
Chimie	24
Minéraux non métalliques	26
Papier	21, 22
Alimentation	15, 16
Textile	17, 18, 19
Fabrications métalliques	28, 29, 30, 31, 32, 34, 35
Autres industrie	20, 25, 33, 36, 37, 45
Agriculture	01, 02, 05
Commerces et services publics	41, 50-52, 55, 63-67, 70-75, 80, 85, 90-93, 99

### 3. Scénario de référence

L'application, au scénario de référence du PP95, de la méthodologie décrite dans le chapitre précédent conduit aux perspectives énergétiques suivantes pour la Région flamande.

#### 3.1. Consommation finale d'énergie

La consommation finale énergétique en Région flamande augmente au rythme moyen de 0,7% par an sur la période 2000-2030, soit une augmentation de quelque 5300 ktep ce qui est équivalent à un peu moins d'un quart de la consommation de 2000. Ce taux de croissance est supérieur au taux de croissance annuel moyen pour la Belgique qui s'établit à 0,5% par an. Par ailleurs, on constate un ralentissement de la croissance de la consommation finale énergétique : cette croissance est la plus forte entre 2000 et 2010 (1,2% par an), elle ralentit ensuite sur la période 2010-2030 (0,46% par an).

##### a. Par secteur

L'analyse par secteur distingue l'industrie, le tertiaire, le résidentiel et les transports.

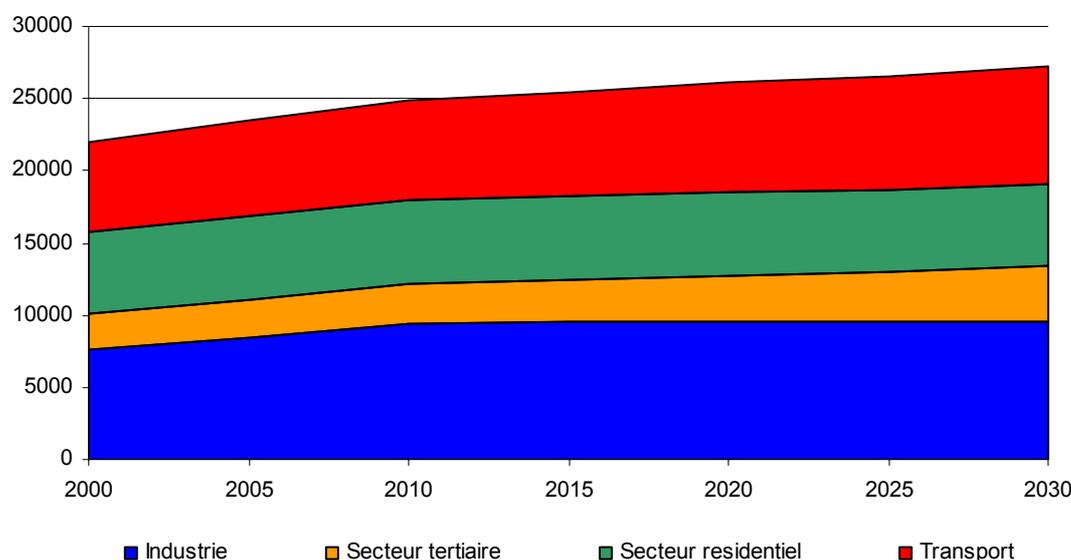
Le graphique ci-dessous fait apparaître que la demande finale énergétique de l'industrie en Flandre va s'intensifier entre 2000 et 2010: elle devrait connaître une croissance annuelle minimum de 2,3%. Au-delà de 2010, la croissance se tasse (taux annuel de 0,2%) pour finalement devenir légèrement négative (taux annuel de -0,1%) sur la période 2020-2030. Néanmoins, la demande finale énergétique de l'industrie reste, à un niveau de 9480 ktep, la plus élevée parmi les quatre secteurs envisagés. En 2030, la consommation du secteur transport (8192 ktep) se rapproche de ce niveau.

En ce qui concerne les transports, les taux de croissance annuels restent positifs, s'établissant à 1,1% entre 2000 et 2010 pour ensuite retomber à respectivement 0,9% et 0,7% pour les périodes 2010-2020 et 2020-2030.

S'agissant du secteur tertiaire, la croissance de la demande finale énergétique en Flandre s'approche de celle présentée dans les perspectives nationales: les taux de croissance atteignent 0,6%, 1,3% et 2,3% pour les trois périodes contre 0,6%, 1,4% et 2,1% à l'échelle nationale.

En Flandre toujours, la croissance de la consommation énergétique du secteur résidentiel reste limitée. Au cours de la première période, elle atteint 0,2%, puis 0,1% entre 2010 et 2020 pour enfin tomber à -0,3% au cours de la période 2020-2030.

**Graphique 2 : Évolution de la consommation finale d'énergie en Région flamande, par secteur (ktep)**



Source : PP95, propres calculs.

### b. Par forme d'énergie

Le Tableau 18 révèle que la consommation finale des combustibles solides augmente sensiblement en Flandre au cours de la période 2000-2010 (taux de croissance annuel de 2,4%) pour ensuite chuter (-1,5% et -1,7% par an). Cette tendance est liée à l'évolution de la sidérurgie : la production d'acier (tous processus confondus) augmente jusqu'en 2010. Ensuite, l'activité des hauts fourneaux diminue régulièrement au cours de la période 2010-2030.

Pour ce qui est de la consommation finale des combustibles liquides, elle n'évolue que de manière marginale, de -0,1% au cours de la période 2000-2010 à 0,4% et 0,3% au cours des décennies suivantes. L'évolution de la consommation finale totale de gaz (gaz naturel, gaz de cokerie et gaz de hauts fourneaux) est remarquable sur la période 2000-2010 où elle augmente de 2,5% en moyenne par an, pour ensuite se tasser jusqu'à 0,3% et 0,5%.

S'agissant de la consommation de vapeur, on remarque qu'elle maintient son rythme de croissance initial au moins jusqu'en 2020 : 2,2% sur base annuelle entre 2000-2010, 2,5% en 2010-2020 et 0,6% entre 2020 et 2030. La consommation d'électricité aussi connaît une croissance continue: elle progresse de 1,7% sur base annuelle entre 2000 et 2010, ensuite de 1,4% au cours de la période 2010-2020 et de 0,8% au-delà de 2020.

Les nouvelles formes d'énergie comme l'hydrogène ou les biocarburants ne font pas partie du paysage énergétique avant 2010. Au cours de la période 2010-2020, leur consommation progresse rapidement: au minimum de 11,6% sur base annuelle, mais leur part reste minimale (0,1%). Au cours de la décennie suivante, la croissance se maintient, quoiqu'à un rythme inférieur de

5,7% par an. La biomasse et les déchets connaissent une phase d'expansion entre 2000 et 2010, mais leur rythme de croissance qui est alors de 1,2% retombe ensuite à -0,3% entre 2010 et 2030. Les autres sources d'énergie renouvelables connaissent une évolution très favorable en Flandre: elles progressent de 19,7% sur la période de 2000-2010, de 8,5% au cours de la décennie suivante, et enfin, de 7,9% sur la période 2020-2030.

Les évolutions décrites ci avant ont un impact important sur le "mix énergétique". Les parts des combustibles solides et liquides sont moins importantes en 2030 qu'en 2000 (elles atteignent respectivement 4% et 39% contre 6% et 46% en 2000). Par contre, les parts de l'électricité et des combustibles gazeux progressent sensiblement (respectivement de 22% et de 32% contre 19% et 28% en 2000).

Les chiffres détaillés de consommation finale énergétique par secteur et par forme d'énergie sont rassemblés dans l'annexe 4.

## **3.2. Production d'électricité et de chaleur**

### **a. La production**

La production d'électricité a également été régionalisée. Les résultats de cette régionalisation sont représentés sur le graphique ci-dessous ainsi que dans le Tableau 18.

Sur l'ensemble de la période de projection, la production d'électricité augmente de 1,4% par an : plus précisément, de 1,7% au cours de la période 2000-2010 et ensuite de 1,2% au cours des deux décennies suivantes. En chiffres absolus, cela signifie une augmentation de la production électrique de 24 TWh sur trente ans. La production électrique en Flandre s'établit ainsi à 72,1 TWh en 2030.

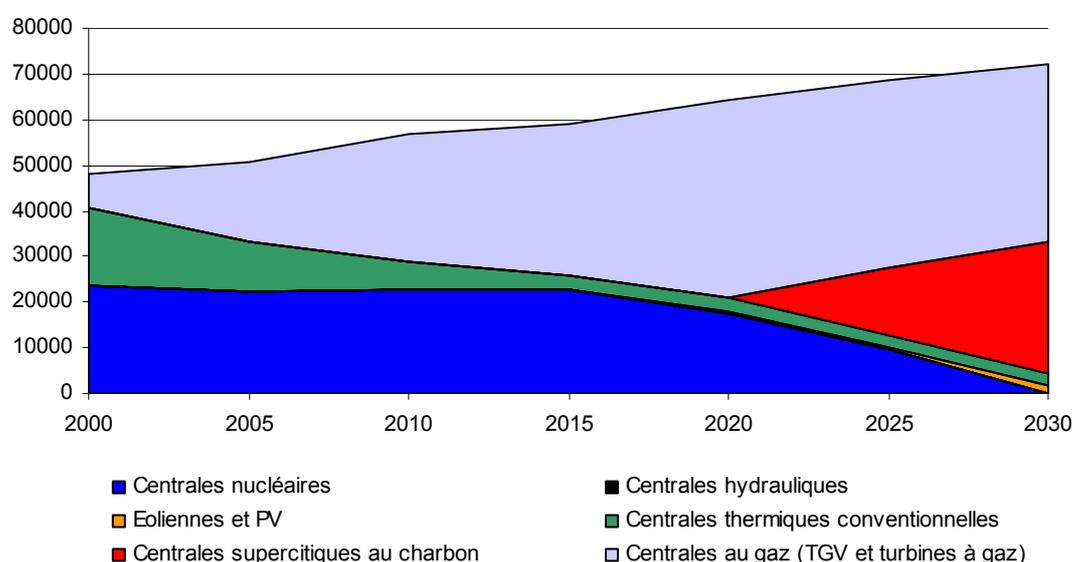
Conformément à la loi sur la sortie du nucléaire, les centrales nucléaires sont démantelées progressivement alors que les centrales produisant de l'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables connaissent une forte progression. Leur production augmente de 36,6% en moyenne par an entre 2000 et 2010, ralentit ensuite (0,9%) pour de nouveau grimper (+16,8%) au cours de la décennie suivante. Néanmoins, le niveau de production de ces centrales reste limité (1,8 TWh en 2030).

Toujours au niveau de la production d'électricité, ce sont les centrales thermiques (biomasse et déchets compris) qui font le plus grand pas en avant en chiffres absolus. Alors qu'en 2000, leur production égalait pratiquement celle des centrales nucléaires implantées en Flandre, elle la dépasse dès 2005, et ce définitivement. Sur l'ensemble de la période de projection (2000-2030), la production des unités de ce type progresse à un rythme annuel de 3,6% : soit 3,3 % entre 2000-2010, 3,1% entre 2010-2020 et finalement 4,3% au cours de la troisième décennie.

Enfin, l'importance des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération dans la production électrique totale en Flandre va croissant: la part de la cogénération progresse de 6% en 2000 jusqu'à 12% en 2030 et la part des sources d'énergie renouvelables atteint 4,4% en fin de période de projection (contre 2% en 2000).

Le graphique ci-dessous retrace clairement les tendances décrites. On y remarque aussi que les centrales supercritiques au charbon remplacent, au cours de la période 2020-2030, les centrales nucléaires démantelées pour la production électrique de base.

**Graphique 3 : Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario de référence (gwh)**



PV = solaire photovoltaïque.

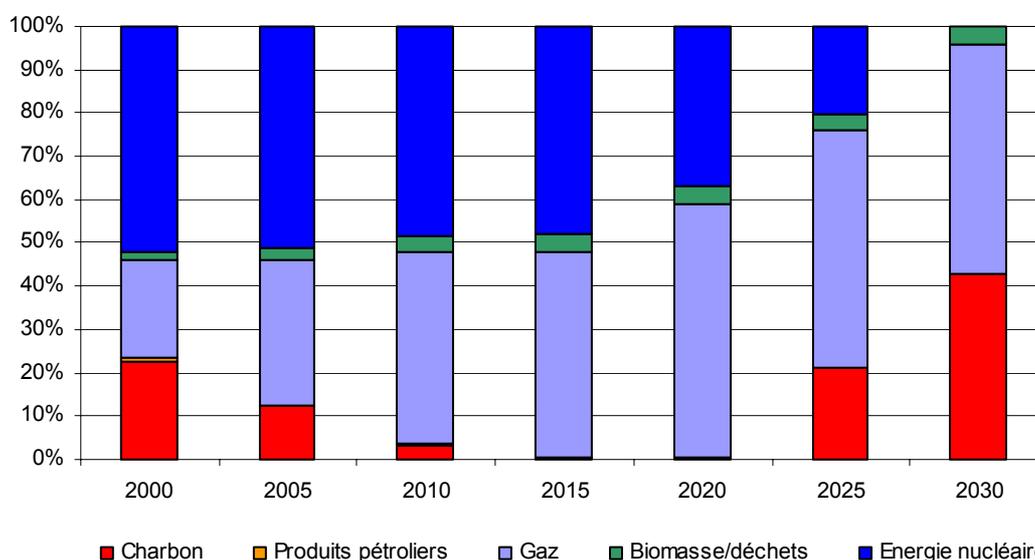
Source : PP95, propres calculs.

## b. Les inputs pour la production d'électricité

L'analyse des résultats de la régionalisation des inputs pour la production électrique livre des données intéressantes (voir Graphique 4). Il apparaît que la part du charbon (qui représente encore près d'un quart des inputs en 2000) diminue de manière spectaculaire jusqu'à 3% en 2010 et 1% en 2020. En 2030, cette part regagne du terrain pour représenter au minimum 43% des inputs en Flandre. Cette augmentation coïncide avec la mise en service des centrales supercritiques au charbon vers la fin de la période de projection en remplacement des centrales nucléaires.

La part des combustibles liquides dans le total des inputs est très faible et diminue encore à l'horizon 2030.

**Graphique 4 : Évolution de la structure des inputs pour la production électrique en Région flamande, scénario de référence (%)**



Source : PP95, propres calculs.

La part du gaz augmente sensiblement sur l'ensemble de la période. En 2020, les combustibles gazeux (gaz naturel et gaz dérivés) représentent 58% des inputs totaux. Entre 2020 et 2030, la part du gaz perd du terrain au profit du charbon, les centrales au charbon devenant à ce moment-là plus concurrentielles pour la production de base. Au final, le gaz reste néanmoins, avec une part de 53%, la principale forme d'énergie en 2030 (contre 43% pour le charbon).

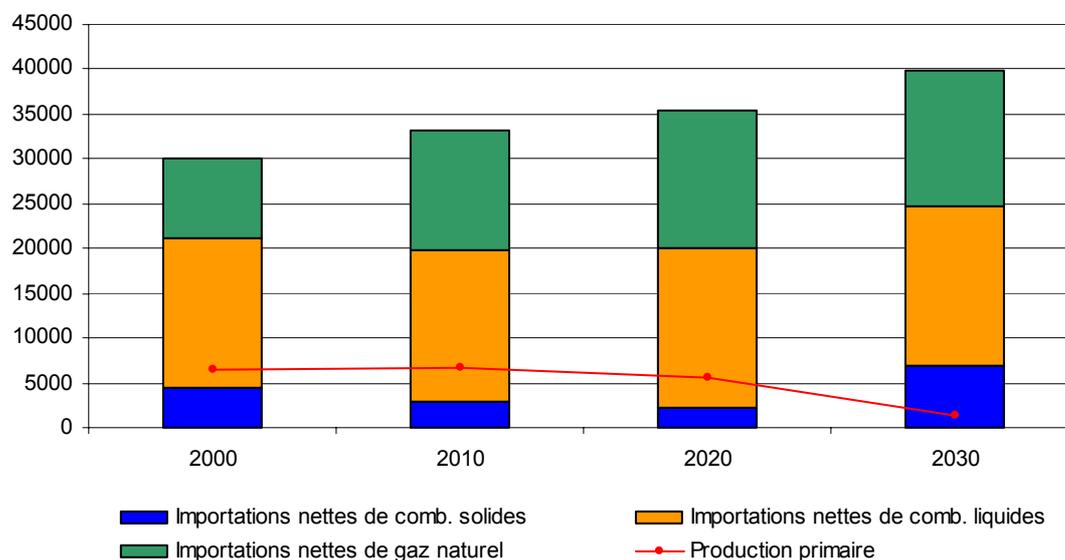
Quant à la part de la biomasse et des déchets, elle croît sensiblement au cours de la première période (de 6,8% en moyenne par an). Elle continue de progresser entre 2010 et 2020, à concurrence de 1,6% par an, pour ensuite diminuer de 0,6% par an. En 2030, l'utilisation de biomasse et de déchets pour la production d'électricité et de chaleur représente finalement 476 ktep.

### 3.3. Consommation d'énergie primaire

L'évolution de la consommation d'énergie primaire est le reflet de l'évolution de la consommation d'énergie finale, d'une part, et de celle des secteurs de transformation d'énergie (dont le secteur électrique est l'élément le plus important), d'autre part. La combinaison des deux évolutions donne une consommation d'énergie primaire qui augmente de 0,4% par an en moyenne sur la période 2000-2030 (soit une différence de 4700 ktep environ).

Le Graphique 5 ci-dessous illustre les différents changements et les décompose entre les composantes importation et production primaire de la consommation intérieure brute d'énergie.

**Graphique 5 : Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario de référence (ktep)**



Source : PP95, propres calculs.

Entre 2000 et 2030, les importations nettes d'énergie augmentent de 32% (ou de 0,9% par an en moyenne). La part des combustibles liquides dans cette progression spectaculaire est plutôt marginale : les importations nettes de combustibles liquides n'augmentent en moyenne que de 0,2% par an. Ce sont les importations nettes de charbon et de gaz naturel qui connaissent la croissance la plus marquée: elles augmentent respectivement de 1,4% et de 1,8% par an en moyenne.

La production d'énergie primaire en Flandre couvre les sources d'énergie renouvelables et la chaleur nucléaire. Les premières voient leur production augmenter au rythme de 4,6% par an en moyenne entre 2000 et 2030. Par contre, la production primaire d'électricité (chaleur nucléaire) chute suite à la fermeture des centrales nucléaires, prévue à partir de 2015 conformément aux dispositions de la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. Au total, la production d'énergie primaire en Flandre baisse de 5,3% par an en moyenne.

Pour clôturer la description des résultats du scénario de référence pour la Région flamande, nous avons rassemblé dans un seul tableau l'évolution du bilan énergétique complet de cette Région (de la production d'énergie primaire à la consommation finale énergétique) selon le scénario de référence du PP95.

Tableau 18 : Évolution du bilan énergétique de la Région flamande selon le scénario de référence

Flanders	Baseline								Annual change %			00-30
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	
<b>Primary production (ktoe)</b>		6387	6218	6629	6731	5568	3570	1236	0,4	-1,7	-14,0	-5,3
Nuclear		6068	5713	5811	5811	4548	2510	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Renewables (incl. waste)		319	505	819	920	1020	1060	1236	9,9	2,2	1,9	4,6
<b>Net imports (ktoe)</b>		30552	31862	33680	34551	36257	38340	40415	1,0	0,7	1,1	0,9
Solid fuels		4547	3478	2841	2319	2238	4610	6825	-4,6	-2,4	11,8	1,4
Liquid fuels (1)		16711	16491	16987	17492	17752	17869	17937	0,2	0,4	0,1	0,2
Natural gas		8785	11301	13255	13984	15526	15247	15038	4,2	1,6	-0,3	1,8
Electricity		509	593	596	756	741	614	616	1,6	2,2	-1,8	0,6
<b>Gross inland consumption (ktoe)</b>		36939	38081	40309	41282	41824	41910	41651	0,9	0,4	0,0	0,4
Solid fuels		4547	3478	2841	2319	2238	4610	6825	-4,6	-2,4	11,8	1,4
Liquid fuels		16711	16491	16987	17492	17752	17869	17937	0,2	0,4	0,1	0,2
Natural gas		8785	11301	13255	13984	15526	15247	15038	4,2	1,6	-0,3	1,8
Nuclear		6068	5713	5811	5811	4548	2510	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Electricity		509	593	596	756	741	614	616	1,6	2,2	-1,8	0,6
Renewables		319	505	819	920	1020	1060	1236	9,9	2,2	1,9	4,6
<b>Electricity generation (GWh)</b>		48063	50890	56931	59235	64148	68764	72118	1,7	1,2	1,2	1,4
Nuclear		23451	22154	22533	22535	17643	9745	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Hydro - renewables		15	332	339	354	369	382	1750	36,6	0,9	16,8	17,2
Thermal (incl. biomass and waste)		24597	28404	34060	36346	46136	58637	70368	3,3	3,1	4,3	3,6
<b>Fuel inputs in power/steam generation (ktoe)</b>		5608	5475	6148	6346	7802	9889	11742	0,9	2,4	4,2	2,5
Solid fuels		2618	1379	407	32	78	2618	5007	-17,0	-15,2	51,6	2,2
Liquid fuels		108	28	28	9	6	5	5	-12,7	-14,9	-1,3	-9,8
Gas fuels		2658	3770	5281	5809	7213	6797	6254	7,1	3,2	-1,4	2,9
Biomass+waste		223	298	433	495	506	469	476	6,8	1,6	-0,6	2,6
<b>Fuel inputs in other transformation processes (ktoe)</b>		38641	35004	36226	37023	37652	37981	38145	-0,6	0,4	0,1	0,0
Refineries		37071	33115	34135	35016	35636	36028	36297	-0,8	0,4	0,2	-0,1
New fuels production (hydrogen, etc.)		0	67	244	279	367	440	480	0,0	4,2	2,7	0,0
Coke-ovens		1145	1317	1268	1147	1118	1056	982	1,0	-1,3	-1,3	-0,5
Blast furnaces		425	505	579	581	531	458	386	3,1	-0,9	-3,2	-0,3
<b>Energy Branch Consumption (ktoe)</b>		2045	1855	1915	1952	1990	2021	2047	-0,7	0,4	0,3	0,0
Liquid fuels		1594	1425	1463	1489	1506	1511	1513	-0,9	0,3	0,0	-0,2
Gas fuels		133	87	72	59	51	42	34	-6,0	-3,4	-3,9	-4,5
Electricity		318	343	380	404	434	469	501	1,8	1,3	1,4	1,5
<b>Distribution losses (ktoe)</b>		205	220	230	232	238	238	242	1,2	0,3	0,2	0,6
<b>Non Energy Uses (ktoe)</b>		5239	5823	6526	6920	7061	7067	7001	2,2	0,8	-0,1	1,0
Solid fuels		0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels		4781	5209	5833	6216	6294	6330	6276	2,0	0,8	0,0	0,9
Gas fuels		457	614	694	704	767	738	725	4,3	1,0	-0,6	1,5

<b>Final Energy Demand (ktoe)</b>		21943	23494	24842	25404	26126	26601	27216		1,2	0,5	0,4	0,7
by fuel													
Solid Fuels		1264	1340	1601	1461	1375	1268	1157		2,4	-1,5	-1,7	-0,3
Liquid Fuels		9985	9839	9934	10094	10385	10549	10730		-0,1	0,4	0,3	0,2
Gas fuels		6195	7498	7952	8149	8192	8308	8607		2,5	0,3	0,5	1,1
Steam		284	294	354	360	454	502	483		2,2	2,5	0,6	1,8
Electricity		4120	4406	4883	5214	5586	5821	6075		1,7	1,4	0,8	1,3
New fuels (hydrogen etc.)		0	4	4	7	12	22	22		0,0	11,6	5,7	0,0
Biomass + Waste		93	109	105	105	102	102	99		1,2	-0,3	-0,3	0,2
Other renewables		1	3	9	13	20	30	42		19,7	8,5	7,9	11,9
by sector													
Industry		7542	8493	9429	9573	9599	9537	9480		2,3	0,2	-0,1	0,8
Tertiary		2573	2598	2736	2889	3128	3454	3931		0,6	1,3	2,3	1,4
Households		5601	5708	5739	5752	5781	5709	5613		0,2	0,1	-0,3	0,0
Transports		6227	6695	6938	7190	7618	7901	8192		1,1	0,9	0,7	0,9

(1) : échanges et transferts non inclus.

Source : PP95, propres calculs.

## 4. Scénarios alternatifs du PP95

### 4.1. Brève description

A côté du scénario de référence, plusieurs scénarios alternatifs ont été élaborés et évalués, dans le PP95, par rapport au scénario de référence. Ces scénarios alternatifs sont décrits brièvement ci-dessous :

- une variante relative aux prix de l'énergie, où les prix internationaux du gaz naturel sont plus élevés que dans le scénario de référence (scénario PEG) ;
- un scénario « Sources d'énergie renouvelables et cogénération », où les objectifs régionaux pour 2010 relatifs à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et au développement de la cogénération sont pris en compte (scénario SER+COG) ;
- des scénarios « Retour à l'énergie nucléaire », où l'impact d'un allongement de la durée de vie des centrales nucléaires existantes est examiné seul (scénario Nuc1) ou en combinaison avec de nouveaux investissements possibles après 2020 (scénario Nuc2) ;
- un scénario « Ré-équilibre intermodal dans le transport », où sont simulés les effets de politiques visant à promouvoir les modes de transport alternatifs à la route et à augmenter le taux d'occupation ou de charge des véhicules (scénario Transport).

### 4.2. Principales hypothèses et caractéristiques des scénarios alternatifs

#### 4.2.1. Le scénario PEG

L'histoire récente montre la grande incertitude qui entoure les projections de prix énergétiques et qui peut avoir différentes causes. L'évolution des prix internationaux du gaz naturel dans cette variante aborde un aspect de cette incertitude ; elle résulte de la double hypothèse d'une croissance plus forte de la demande de gaz naturel dans les pays d'Asie et de fournitures plus coûteuses en provenance de l'ancienne Union soviétique. Dans ce cas de figure, le prix du gaz naturel sur le marché européen atteindrait des niveaux comparables à ceux du pétrole brut entre 2015 et 2020 et puis supérieurs entre 2020 et 2030. Par rapport au scénario de référence, le prix du gaz naturel serait plus élevé de respectivement 18% et 32% en 2020 et 2030. En termes absolus, il s'établirait donc à 192,1 euro(2000)/tep en 2020 et à 243,7 euro(2000)/tep en 2030.

La méthodologie développée pour régionaliser le scénario de référence a été appliquée telle quelle au scénario PEG. Aucune hypothèse supplémentaire n'a été faite.

#### 4.2.2. Le scénario SER+COG

Le scénario de référence ne tient compte que des politiques et mesures mises en place ou adoptées au 31 décembre 2001. A ce titre les politiques régionales plus récentes visant à promouvoir l'électricité verte et la cogénération, comme les systèmes de certificats verts, n'ont pas été introduites. Dès lors, le scénario « SER+COG » a pour objectif d'analyser l'impact, sur le système énergétique, du respect par les Régions des objectifs qu'elles se sont fixées en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de la cogénération. Ces objectifs découlent de la transposition en droit belge de la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. Cette directive européenne fixe notamment des objectifs indicatifs pour chaque Etat membre pour la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en 2010. Pour la Belgique, cet objectif est de 6%.

La méthodologie qui a été développée pour régionaliser la production d'électricité dans le scénario de référence a été appliquée au scénario SER+COG en prenant en compte un certain nombre d'informations telles que les objectifs à atteindre dans chacune des régions ou encore les projets envisagés. En Région wallonne, l'objectif fixé est d'atteindre une production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables de 8% (ou 2000 GWh) à l'horizon 2010, en partant de 2,6% en 2000. Pour la cogénération, l'objectif est de produire 15% de la consommation d'électricité en 2010 (ou 3595 GWh).

Au-delà de 2010, la production d'électricité verte évolue en fonction des coûts relatifs de production mais ne peut être inférieure aux niveaux de 2010.

#### 4.2.3. Les scénarios Nuc1 et Nuc2

Etant donnés les résultats du scénario de référence montrant une augmentation significative des importations de gaz naturel et l'impact induit sur la sécurité d'approvisionnement du pays et une croissance non moins significative des émissions de CO<sub>2</sub> due principalement à la production d'électricité sur la période 2020-2030, le PP95 a examiné l'impact sur le système énergétique belge d'un retour à l'énergie nucléaire selon deux modalités (ou scénarios).

Dans le premier scénario (Nuc1), le temps de vie des centrales existantes est prolongé jusqu'à soixante ans et aucune nouvelle centrale n'est construite d'ici 2030. Dans le second scénario (Nuc2), la durée de vie des centrales en activité est allongée jusqu'à soixante ans (comme dans le scénario Nuc1) mais cette fois l'option d'investir dans de nouvelles unités nucléaires est laissée ouverte à partir de 2020.

La méthodologie qui a été développée pour régionaliser la production d'électricité dans le scénario de référence a été appliquée aux scénarios Nuc1 et Nuc2 en supposant, dans le second scénario, une répartition identique de la production d'électricité d'origine nucléaire entre les Régions wallonne et flamande au-delà de 2020.

#### 4.2.4. Le scénario transport

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

L'évolution jusqu'à 2010 des parts de marché des différents modes de transport est basée sur les chiffres de l'option C du Livre blanc La politique européenne des transports à l'horizon 2010 : l'heure des choix, avec la condition supplémentaire que la part de marché du transport ferroviaire de personnes devrait atteindre au minimum 7,6%<sup>1</sup> à l'horizon 2010. Au-delà de 2010, les parts du marché de tous les modes de transport évoluent en fonction des coûts relatifs des différents modes de transport et des habitudes de consommation des utilisateurs.

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

### 4.3. Résultats

Les résultats les plus marquants sont décrits ci-après en distinguant les impacts sur la demande finale énergétique, la production d'électricité et la demande d'énergie primaire (production primaire et importations nettes). Ils sont illustrés par quelques tableaux et graphiques. Les résultats détaillés des différents scénarios alternatifs sont présentés dans l'annexe 5.

#### a. Consommation finale d'énergie

##### *Le scénario PEG*

Au niveau de la demande finale d'énergie, un prix du gaz plus élevé peut avoir un effet double. D'une part, il peut entraîner une baisse de la consommation totale d'énergie dans quasiment tous les secteurs. D'autre part, le gaz peut perdre du terrain au profit d'autres combustibles ou formes d'énergie.

---

<sup>1</sup> Transport de personnes hors transport aérien.

Dans le scénario PEG, la baisse globale de la consommation finale d'énergie est de 0,5% (ou 120 ktep) en 2020 et de 0,9% (ou 243 ktep) en 2030 (voir Tableau 19). L'analyse de la consommation finale d'énergie par secteur révèle que la répartition de la consommation n'est pas fondamentalement différente de celle dans le scénario de référence.

**Tableau 19 : Demande finale énergétique de la Région flamande dans le scénario PEG, changements par rapport au scénario de référence (en ktep et en %)**

	2020		2030	
	ktep	%	ktep	%
Total	-120	-0,5	-243	-0,9
Par combustible				
- Combustibles solides	14	1,0	12	1,0
- Produits pétroliers	91	0,9	160	1,5
- Gaz naturel	-265	-3,2	-540	-6,3
- Electricité	9	0,2	94	1,5
Par secteur				
- Industrie	-72	-0,8	-113	-1,2
- Résidentiel et tertiaire	-38	-0,4	-101	-1,1

Source : PP95, propres calculs.

Sur le plan du mix énergétique, le principal changement concerne la consommation de gaz naturel. Au-delà de 2010, elle est sensiblement plus faible que dans le scénario de référence : de l'ordre de 265 ktep de moins en 2020 et de 540 ktep en 2030. L'effet de substitution se fait principalement au profit des produits pétroliers et de l'électricité. Dans ce scénario PEG, la consommation de ces combustibles est légèrement plus élevée (respectivement +160 ktep et +94 ktep en 2030) que dans le scénario de référence.

Toujours dans ce scénario PEG, la consommation finale de gaz reste stable entre 2010 et 2020 (contre une progression de 0,3% par an dans le scénario de référence). Et au-delà de 2020, le taux de croissance de la consommation s'établit à 0,2% (comparé à 0,5% dans le scénario de référence).

#### *Le scénario SER+ COG*

Le scénario SER+COG se focalise sur la production d'électricité et de chaleur, il a peu d'impact sur le niveau et la structure de la demande énergétique finale.

#### *Les scénarios Nuc1 et Nuc2*

Les scénarios Nuc1 et Nuc2 ne divergent pas fondamentalement du scénario de référence en ce qui concerne la demande finale énergétique. Ni le niveau total de la demande, ni sa répartition par secteur ou par forme d'énergie ne diffèrent sensiblement des résultats commentés dans le chapitre 3.

La seule différence (significative) entre ces scénarios concerne la production d'électricité et la production d'énergie primaire (Cf. infra).

#### *Le scénario transport*

Dans ce scénario, la demande finale énergétique du secteur transport est sensiblement différente. C'est surtout en début de période de projection que l'impact des mesures prises dans ce secteur est important : on observe une baisse de 0,4% de la demande finale énergétique (contre une hausse de 1,1% dans le scénario de référence). En conséquence, la croissance annuelle de la demande finale d'énergie sur l'ensemble de la période de projection est limitée à 0,6% (contre 0,9% dans le scénario de référence). Cette progression moins rapide influence, à son tour, l'évolution de la demande finale de combustibles liquides, le principal combustible du secteur du transport. Ainsi, dans le scénario transport, la demande finale de combustibles liquides diminue davantage entre 2000 et 2010 que dans le scénario de référence (respectivement -1,1% contre -0,1%). En 2010, la consommation de combustibles liquides est inférieure de 986 ktep par rapport au scénario de référence.

Avant de clôturer cette partie sur la demande finale énergétique, il convient de faire remarquer que l'évolution de la consommation électrique est pratiquement identique dans tous les scénarios. Les seules différences (certes minimes) se situent à l'horizon 2030 où la demande en électricité est plus élevée dans les scénarios Nuc1 et Nuc2 que dans le scénario de référence (respectivement +2% et +3%). Cet écart peut s'expliquer par les prix légèrement moins élevés de l'électricité dans les scénarios nucléaires que dans le scénario de référence.

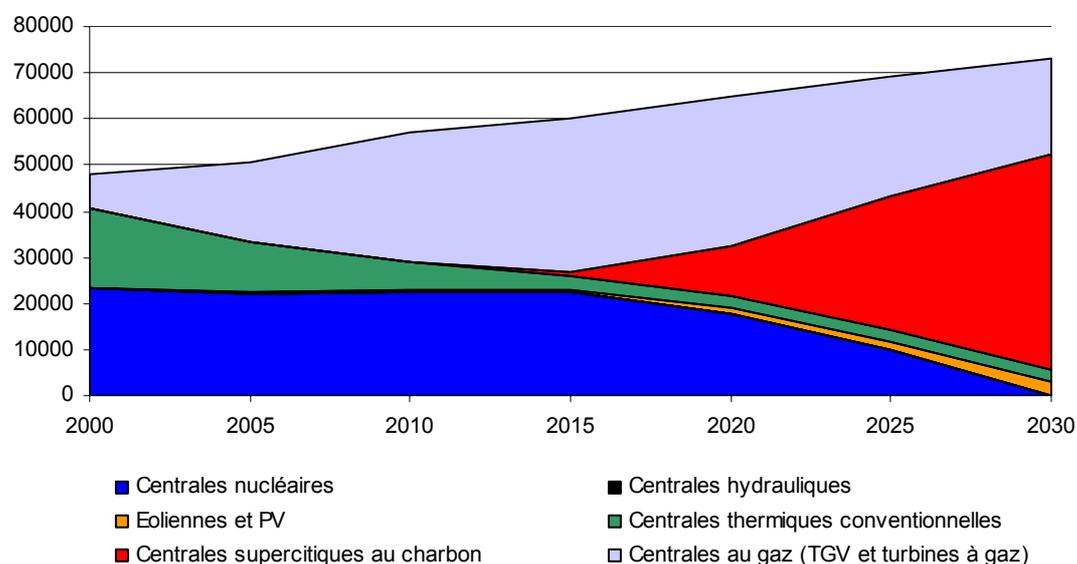
#### **b. Production d'électricité et de chaleur**

Les graphiques ci-dessous schématisent la production électrique en Flandre, par type de centrale. Pour chaque scénario, deux paramètres peuvent varier : d'une part, le type de centrale (au gaz, nucléaire, au charbon, etc.) et le volume de production, et d'autre part, la période de mise en service de ces centrales.

#### *Le scénario PEG*

Dans le scénario PEG, les centrales supercritiques au charbon font plus rapidement leur entrée dans le parc de production que dans le scénario de référence et gagnent en importance sur toute la période de projection.

**Graphique 6 : Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario PEG (gwh)**



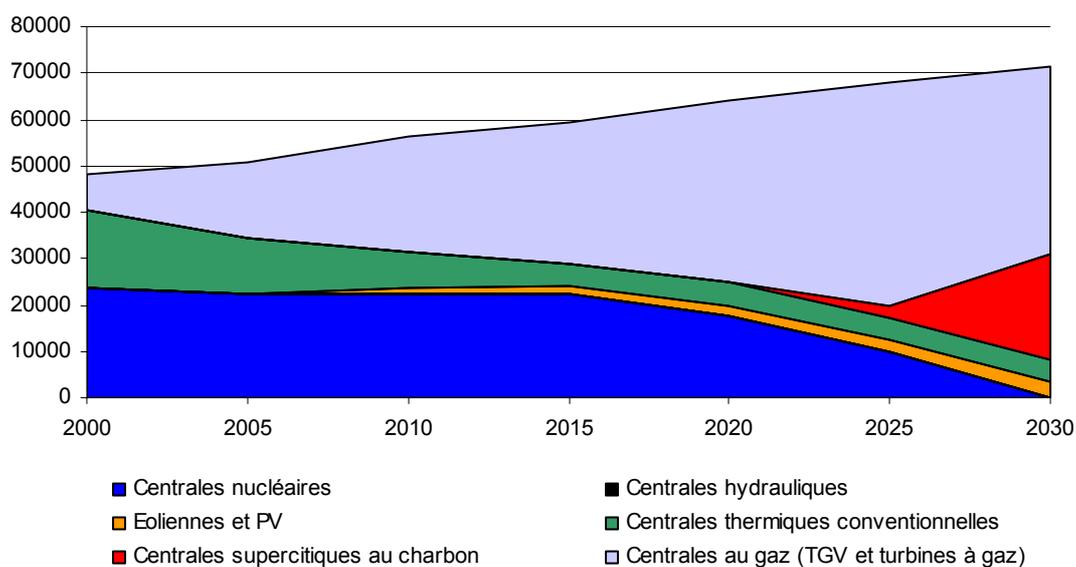
Source : PP95, propres calculs.

Dans ce scénario, la structure de production du parc évolue aussi considérablement. En 2020, la part du charbon dans la production d'électricité devrait atteindre 17% contre moins de 1% dans le scénario de référence. En 2030, les parts respectives sont de 64% et 41%. Par conséquent, le charbon devient, en fin de période de projection, le principal combustible pour la production d'électricité.

Le scénario SER+COG

Tel qu'il ressort du graphique ci-dessous, la part des sources d'énergie renouvelables diffère selon le scénario de référence ou le scénario SER+COG. Le tableau ci-dessous donne plus de détails sur l'évolution des parts de SER et de COG dans la production électrique totale en Flandre, selon le scénario.

**Graphique 7 : Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario SER+COG (gwh)**



Source : PP95, propres calculs.

Les parts observées en 2010 correspondent aux objectifs spécifiés dans le modèle pour la Flandre. Au-delà de 2010, les parts sont déterminées par le modèle même, en tenant compte de la contrainte que la production électrique à partir de SER et de COG ne peut être inférieure au niveau obtenu en 2010.

**Tableau 20 : Contribution des SER et de la cogénération à la production d'électricité en Région flamande (%)**

	2000	2010	2020	2030
Scénario de référence				
- SER	2,1	3,1	2,8	4,4
- cogénération	6,3	8,9	12,6	12,1
Scénario SER+COG				
- SER	2,1	6,5	8,0	8,6
- Cogénération	6,3	16,3	17,3	13,7

Source : PP95, propres calculs.

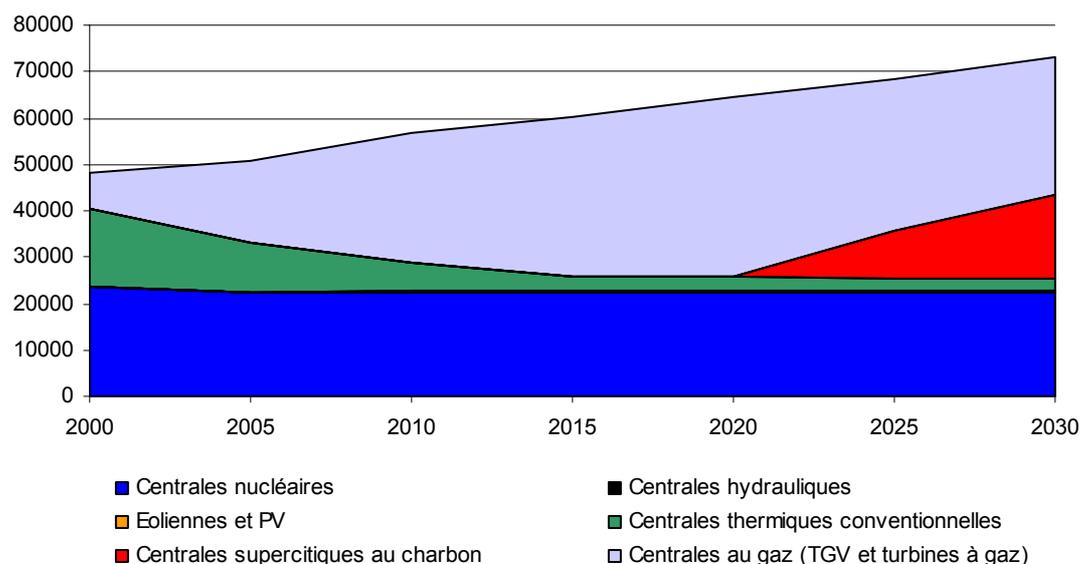
L'évolution légèrement différente de la production électrique dans les centrales au gaz (turbines gaz-vapeur et turbines à gaz<sup>1</sup>) dans le scénario SER+COG mérite une explication. Tout comme dans le scénario de référence, le gaz naturel devrait, jusqu'en 2015, demeurer le deuxième principal combustible de la production électrique après le nucléaire, et au-delà de 2015, occuper définitivement la première position. Les objectifs en termes d'électricité à partir de SER et de cogénération ont toutefois des effets différents, parfois même contradictoires, sur l'utilisation du gaz naturel en tant que combustible: d'une part, le gaz naturel est partiellement remplacé par les sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité, et d'autre part, le développement des centrales de cogénération au gaz fait augmenter la demande de gaz naturel. Cette nouvelle technologie permet une économie d'énergie non négligeable par rapport à la production séparée de vapeur et d'électricité.

Dans le scénario SER+COG, on observe ainsi jusqu'en 2020 une légère diminution de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité: la part du gaz naturel est de 44% en 2010 et de 58% en 2020. Dans le scénario de référence, ces parts sont respectivement de 49% et de 67%. Au-delà de 2020, l'investissement dans des nouvelles installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel se poursuit. En conséquence, la production électrique à partir du gaz naturel atteint 56% contre 54% dans le scénario de référence, et ce au détriment des centrales au charbon.

#### Les scénarios Nuc1 et Nuc2

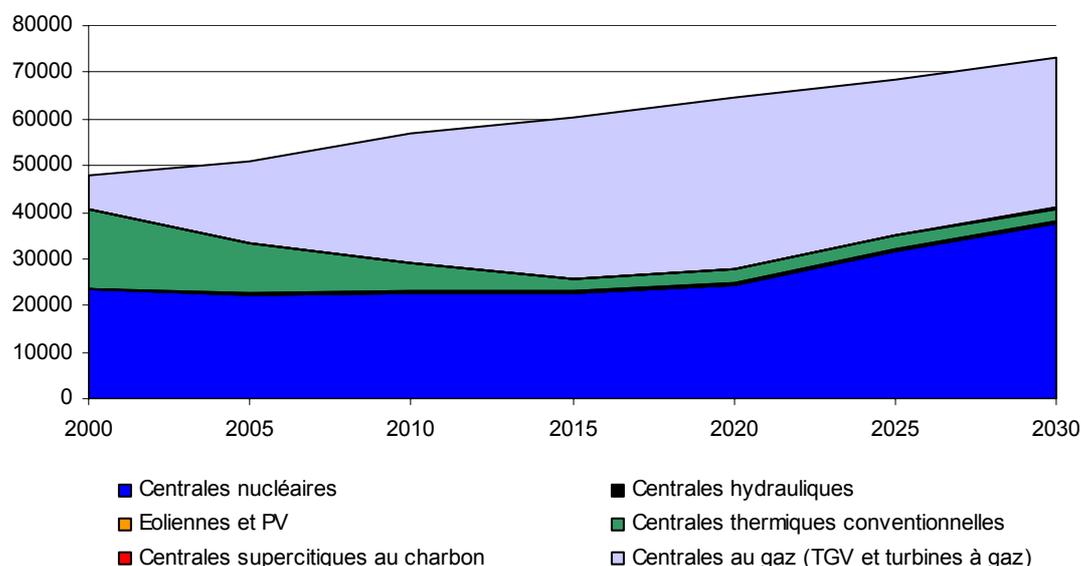
Dans les scénarios Nuc1 et Nuc2, la part du nucléaire redevient significative à l'horizon 2030, les centrales nucléaires se substituant (partiellement) aux centrales au gaz et au charbon du scénario de référence.

**Graphique 8 : Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario Nuc1 (gwh)**



Source : PP95, propres calculs.

<sup>1</sup> Cogénération comprise.

**Graphique 9 : Production d'électricité par type de centrales en Région flamande, scénario Nuc2 (gwh)**

Source : PP95, propres calculs.

Le maintien de la capacité nucléaire à son niveau actuel, voire son extension, a pour conséquence une diminution du nombre de centrales TGV. En 2030, tant le nombre de centrales TGV que le nombre de centrales supercritiques au charbon diminueraient. Par contre, la quantité d'électricité produite à partir des énergies renouvelables resterait pratiquement inchangée. En 2020, la part du gaz naturel dans la production électrique, selon le scénario nucléaire envisagé, devrait atteindre 60% et 57% (contre 67% dans le scénario de référence). En dépit du recul du gaz, les centrales au gaz devraient en 2020 assurer la majorité de la production électrique.

Au-delà de 2020, la production électrique à partir du nucléaire augmenterait au détriment du gaz naturel mais aussi du charbon. En 2030, la part du charbon dans la production électrique varierait de 41% dans le scénario de référence à 25% dans le scénario Nuc1 et serait même négligeable dans le scénario Nuc2. Quant à la part du gaz naturel dans la production électrique totale, elle devrait tomber respectivement à 41% et 44%, contre 54% dans le scénario de référence.

**Tableau 21 : Contribution des différents types de centrales à la production d'électricité en Région flamande : scénario de référence versus scénarios nucléaires (%)**

	2000		2020			2030	
		Réf.	Nuc1	Nuc2	Réf.	Nuc1	Nuc2
Centrales nucléaires	49	28	35	38	0	31	52
SER (hors biomasse)	0	1	1	1	2	1	1
Centrales thermiques							
- à cycle ouvert (incl. biomasse)	36	5	4	5	3	3	3
- centrales supercritiques charbon	0	0	0	0	41	25	1
- TGV et turbines à gaz	15	66	60	56	54	40	43

Source : PP95, propres calculs.

### Le scénario transport

Au niveau de la production d'électricité, les changements induits par les mesures mises en œuvre dans le scénario transport sont marginaux en ce qui concerne tant le niveau que la structure de la production.

### c. Consommation d'énergie primaire

Les graphiques ci-dessous représentent l'évolution de la production d'énergie primaire en Flandre (ligne bleue), les importations nettes de gaz naturel, de combustibles solides et liquides (barres). Les différences entre graphiques résultent des caractéristiques propres des scénarios et de leur impact sur la consommation finale énergétique et/ou sur la structure de la production électrique. Le Tableau 22 résume ces changements par scénario et pour l'année 2030.

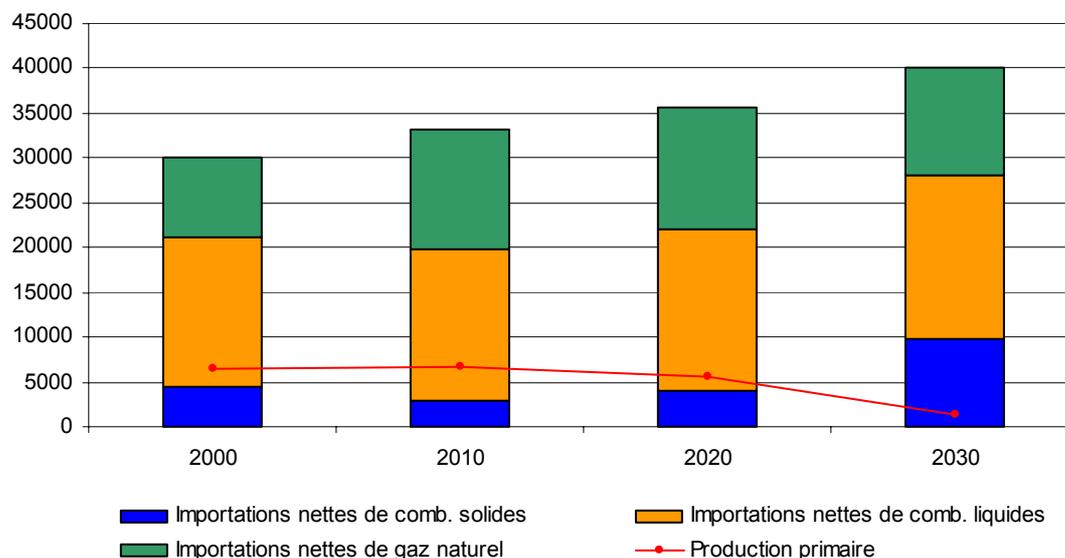
**Tableau 22 : Demande d'énergie primaire en Région flamande, changements par rapport au scénario de référence en 2030 (%)**

	PEG	SER+COG	Nuc1	Nuc2	Transport
Total	0,8	-2,9	9,4	9,9	-1,8
Combustibles solides	44,3	-20,4	-28,6	-71,7	-
Combustibles liquides	2,0	0,2	-	-	-4,5
Gaz naturel	-21,1	-3,3	-7,9	-5,1	-
SER	9,9	43,4	-8,8	-9,6	-

Source : PP95, propres calculs.

Dans le scénario PEG, le niveau des importations nettes totales est pratiquement identique à celui dans le scénario de référence. Pourtant, des différences existent. Ainsi, en 2030, les importations nettes de gaz naturel sont inférieures de 3177 ktep (soit 21%) par rapport au scénario de référence. Par contre, les importations nettes de charbon sont supérieures de 3024 ktep (soit 44% environ) par rapport au scénario de référence.

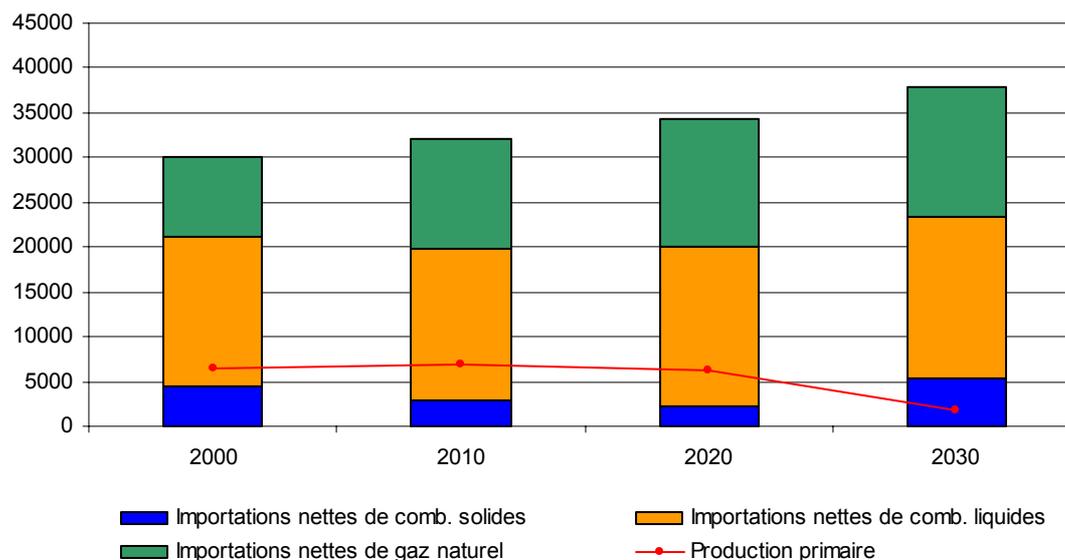
**Graphique 10 : Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario PEG (ktep)**



Source : PP95, propres calculs.

Dans le scénario SER+COG, les importations nettes totales sont, en 2030, 4% inférieures par rapport à leur niveau dans le scénario de référence. Ces résultats traduisent une baisse, par rapport au scénario de référence, des importations de gaz naturel de 496 ktep (soit 3%) en 2030. En 2030 toujours, les importations de charbon sont, quant à elles, inférieures de 1393 ktep (soit 20%).

**Graphique 11 : Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario SER+COG (ktep)**

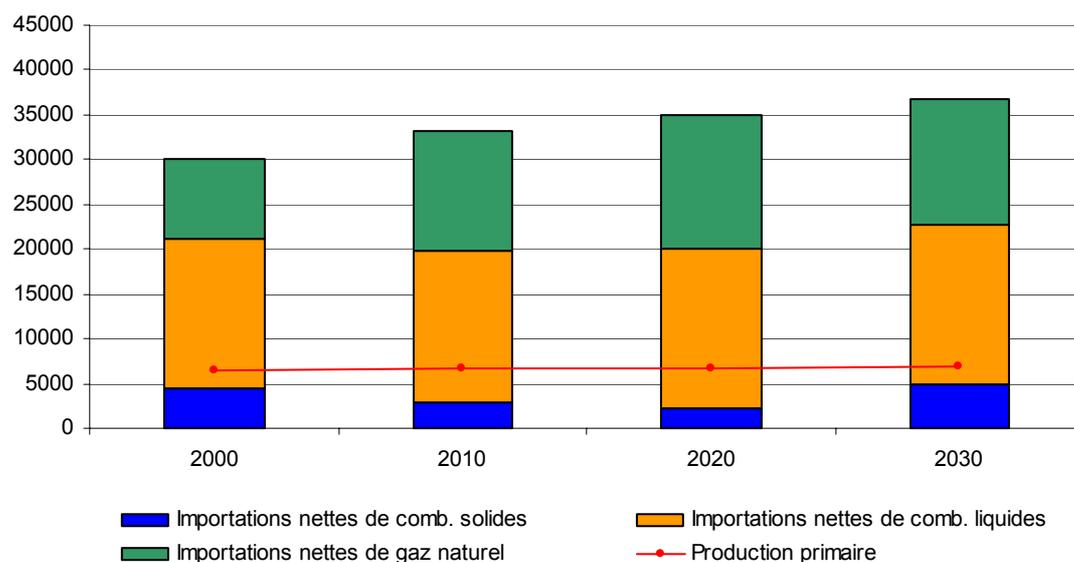


Source : PP95, propres calculs.

Dans le scénario Nuc1, les importations nettes sont, en 2030, 8% inférieures par rapport à leur niveau dans le scénario de référence.

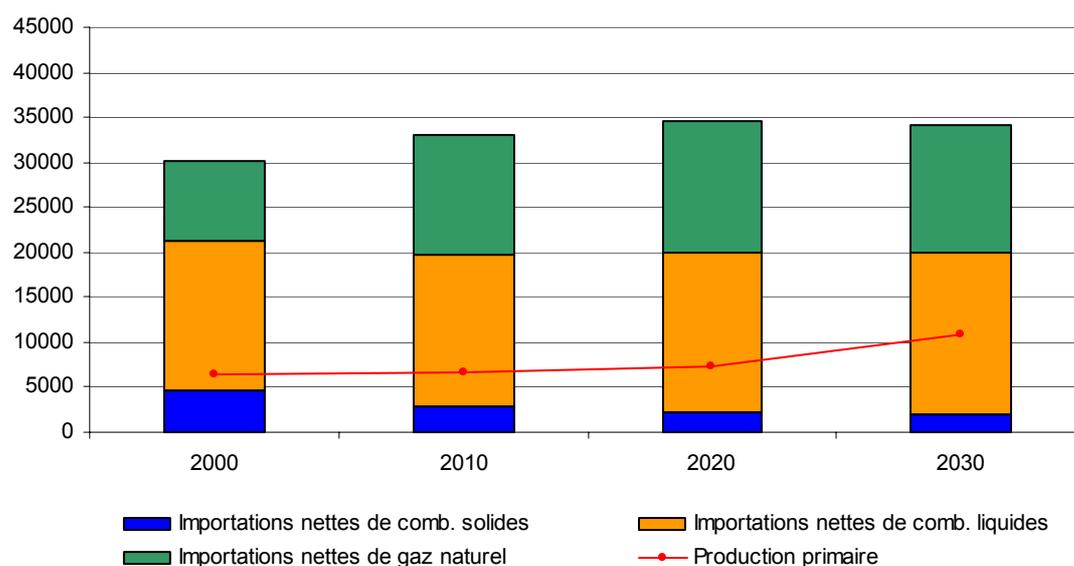
Dans le deuxième scénario nucléaire (Nuc2), la baisse par rapport au scénario de référence est de l'ordre de 14%. On observe, en outre, une diminution des importations nettes totales au cours de la dernière décennie alors qu'elles augmentent régulièrement dans tous les autres scénarios.

**Graphique 12 : Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario Nuc1 (ktep)**



Source : PP95, propres calculs.

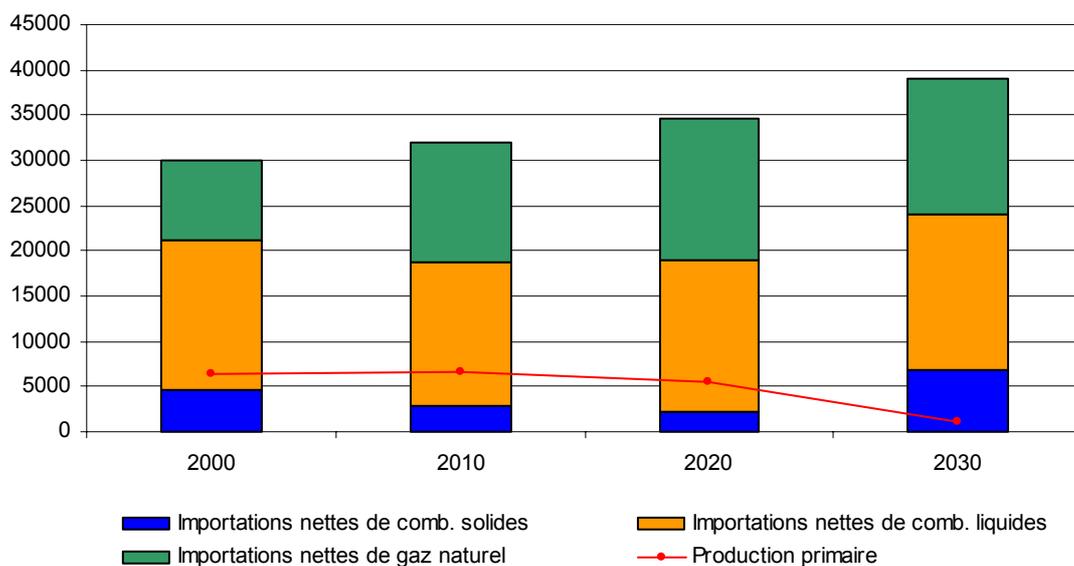
**Graphique 13 : Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario Nuc2 (ktep)**



Source : PP95, propres calculs.

Comme l'a déjà montré l'analyse de la consommation finale énergétique dans le scénario transport, c'est surtout au niveau des combustibles liquides que l'écart par rapport au scénario de référence se marque. Ici aussi, les importations nettes des combustibles liquides évoluent différemment que dans le scénario de référence: dans le scénario transport, les importations nettes de combustibles liquides sont inférieures de 1023 ktep (ou 6%) en 2010 et de 809 ktep (ou 5%) en 2030.

**Graphique 14 : Production et importations nettes d'énergie primaire en Région flamande, scénario transport (ktep)**



Source : PP95, propres calculs.

## 5. Scénario " Demande maîtrisée d'électricité "

### 5.1. Introduction

A côté de la régionalisation des différents scénarios décrits dans le PP95, il a également été demandé au Bureau fédéral du Plan de régionaliser la projection de demande électrique décrite dans le Working Paper « Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020 »<sup>1</sup>.

Un des résultats marquant du PP95 est la progression soutenue de la consommation électrique par rapport aux autres formes d'énergie. Dans le cadre de l'actualisation du programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014 et vu le rôle important que peut jouer la maîtrise de la demande d'électricité dans la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> à l'horizon du programme indicatif mais aussi au-delà (2015-2019) lorsque les premières centrales nucléaires seront déclassées, le Bureau fédéral du Plan a construit, à la demande de la CREG, une projection alternative (dénommée ci-après scénario MDE) qui intègre cette dimension et qui est décrite dans le rapport cité ci-dessus. Deux exigences ont guidé ce travail :

1. la projection alternative doit être cohérente, dans ses hypothèses macro-économiques, avec le scénario de référence du PP95, et
2. la projection alternative doit s'appuyer sur le gisement d'économie d'électricité et les résultats du scénario « Benchmarking » de l'étude du Fraunhofer Institute<sup>2</sup>.

Il convient de souligner que si le scénario MDE ne concerne que la demande électrique, le scénario « Benchmarking » qui est utilisé pour le construire considère toutes les formes d'énergie de même que leurs interactions. Ainsi, les économies d'électricité « négatives » (à savoir une augmentation de la demande d'électricité) observées dans le secteur des transports sont la conséquence d'une économie importante de produits pétroliers dans ce même secteur.

Enfin, par construction, le scénario MDE ne constitue pas un scénario alternatif, au sens classique du terme, au scénario de référence du PP95 car il n'est pas issu du même cadre méthodologique (modèle, hypothèses, etc.). Il ne prend pas en compte l'impact économique des politiques et mesures nécessaires pour réaliser les économies d'électricité. Par ailleurs, le scénario MDE ne couvre que la période 2000-2020.

<sup>1</sup> Bureau fédéral du Plan, *Demande maîtrisée d'électricité : élaboration d'une projection à l'horizon 2020*, D. Gusbin, WP 19-04, octobre 2004.

<sup>2</sup> Fraunhofer Institute for System Analysis and Innovation Research (FhG-ISI), *Gestion de la demande d'énergie dans le cadre des efforts à accomplir par la Belgique pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre/Beheer van de energievraag in het raam van de door België te leveren inspanningen om de uitstoot van broeikasgassen te verminderen*, final report (and annexes) for the Ministry of Economic Affairs, Belgium (revised version), 31 May 2003.

## 5.2. Méthodologie

Etant donné que l'étude du Fraunhofer Institute repose sur des hypothèses (perspectives démographiques, macroéconomiques, etc.) généralement différentes de celles utilisées dans le PP95, il est nécessaire d'adapter les potentiels d'économie d'électricité évalués dans la première étude au contexte macro-économique de la seconde. La méthodologie générale utilisée pour opérer cette adaptation se base sur les élasticités de la demande d'électricité à la valeur ajoutée et au revenu par ménage. Les valeurs ajoutées sectorielles, le revenu et le nombre de ménages sont les principaux déterminants communs aux deux exercices de projection. En effet, les prix des énergies n'interviennent pas dans la construction des deux scénarios de maîtrise de la demande d'énergie de l'étude du Fraunhofer Institute. Ces scénarios se basent sur des potentiels techniques d'économie d'énergie et non pas sur des potentiels économiques.

L'idée de la méthode est d'appliquer au scénario MDE les mêmes élasticités que celles du scénario « Benchmarking ». C'est le meilleur moyen d'assurer la cohérence entre les gisements d'économie d'électricité mis en oeuvre dans ce dernier scénario et les hypothèses de base du scénario de référence du PP95. Le lecteur trouvera une description détaillée de la méthodologie dans le papier précité.

On obtient ainsi une nouvelle projection de la demande électrique totale et par secteur qui prend en compte des politiques et mesures visant à réduire la consommation d'électricité. Cette projection est élaborée pour la Belgique dans son ensemble et une méthodologie spécifique doit être développée pour traduire cette projection en termes régionaux. La méthode choisie est très simple et se décompose en trois étapes :

1. la demande d'électricité en 2000 est répartie, sur base des bilans régionaux publiés, entre les trois Régions et, au sein de chaque Région, entre les quatre secteurs de la demande finale (industries, tertiaire, résidentiel et transport) ;
2. les taux de croissance annuels moyens (par secteur et par période) de la demande électrique dans le scénario MDE sont ensuite appliqués à la demande électrique régionale et sectorielle de l'année 2000 ;
3. lorsque ces taux sont supérieurs aux taux calculés pour le scénario de référence, ce sont ces derniers taux de croissance qui sont utilisés.

Cette méthode suppose implicitement que les efforts de maîtrise de la demande d'électricité conduisent à des évolutions comparables de cette consommation dans les trois Régions au niveau sectoriel. Cette hypothèse est sans conteste hardie car elle ne tient pas compte des conditions propres à chacune des Régions.

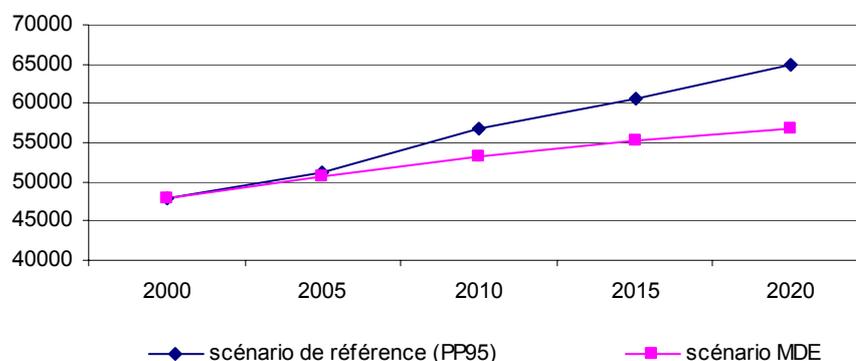
### 5.3. Résultats

Les évolutions contrastées de la demande d'électricité selon le scénario de référence du PP95 et le scénario MDE sont schématisées sur le Graphique 15 et détaillées dans le Tableau 23 pour la Région flamande. Les secteurs y sont définis différemment que dans le PP95. Les définitions adoptées ici sont cohérentes avec les statistiques de la FPE (c'était une demande de la CREG).

- Le secteur « industrie » correspond à la définition de la FPE selon laquelle la consommation d'électricité des cokeries intégrées est imputée à l'industrie (branche sidérurgie). Dans les bilans de l'énergie d'Eurostat, la consommation d'électricité des cokeries, qu'elles soient intégrées ou indépendantes, est reprise dans le secteur énergétique.
- Le secteur tertiaire comprend la consommation d'électricité haute tension du commerce, des services publics, de l'agriculture, des « autres transports » et la consommation en basse tension des bâtiments et de l'éclairage publics.
- Le secteur résidentiel reprend la consommation en basse tension pour les usages résidentiels et professionnels.
- Le secteur transport n'inclut que la consommation d'électricité pour les transports ferroviaires.

Le graphique ci-dessous présente la demande électrique en Flandre, sur la période 2000-2020, dans les scénarios de référence et MDE.

**Graphique 15 : Évolution de la demande totale d'électricité en Région flamande dans les scénarios de référence et MDE (gwh)**



Source : WP 19-04, propres calculs.

La représentation graphique fait ressortir des trajectoires différentes à partir de 2005. Dans le scénario MDE, la demande électrique est inférieure de 3651 GWh en 2010 (6% de la consommation totale d'électricité) par rapport à son niveau dans le scénario de référence. En 2015, l'écart se creuse à 5306 GWh (9%) et atteint même 8048 GWh en 2020 (ou 12% de la consommation totale d'électricité cette année-là). Il apparaît clairement que l'impact des mesures et de la promotion d'une utilisation rationnelle de l'électricité s'intensifie avec le temps.

Le Tableau 23 montre que la croissance de la demande d'électricité en Flandre sur l'ensemble de la période de projection atteint 19% dans le scénario MDE, contre 36% dans le scénario de référence. On pourrait donc réaliser en Flandre à l'horizon 2020, une économie d'électricité de quelque 8 TWh si des mesures étaient prises et si l'utilisation rationnelle de l'électricité était davantage promue.

**Tableau 23 : Évolution de la consommation d'électricité par secteur en Région flamande dans les scénarios de référence et MDE**

	Consommation (GWh)			Variation 2000-2020 (%)	Taux de croissance annuel (%)		
	2000	2010	2020		10//00	20//10	20//00
<b>Scénario de référence</b>							
Industrie	26562	32743	35757	35%	2,1%	0,9%	1,5%
Tertiaire	7021	7992	10660	52%	1,3%	2,9%	2,1%
Résidentiel	13653	15366	17818	30%	1,2%	1,5%	1,3%
Transport	670	677	716	7%	0,1%	0,6%	0,3%
<i>Total</i>	<i>47907</i>	<i>56777</i>	<i>64951</i>	<i>36%</i>	<i>1,7%</i>	<i>1,4%</i>	<i>1,5%</i>
<b>Scénario MDE</b>							
Industrie	26562	29804	32482	22%	1,2%	0,9%	1,0%
Tertiaire	7021	7974	9031	29%	1,3%	1,3%	1,3%
Résidentiel	13653	14628	14206	4%	0,7%	-0,3%	0,2%
Transport	670	719	1183	77%	0,7%	5,1%	2,9%
<i>Total</i>	<i>47907</i>	<i>53126</i>	<i>56903</i>	<i>19%</i>	<i>1,0%</i>	<i>0,7%</i>	<i>0,9%</i>

Source : WP 19-04, propres calculs.

Le taux de croissance annuel moyen de la consommation totale d'électricité en Flandre sur la période 2000-2020 est de 0,9% dans le scénario MDE contre 1,5% dans le scénario de référence.

En comparant pour chaque secteur les évolutions de la demande d'électricité dans le scénario de référence et le scénario MDE, on peut juger de l'impact des mesures sectorielles intégrées dans le scénario MDE.

Dans le secteur de l'industrie, la croissance de la demande électrique en 2020 n'est plus que de 22% par rapport à la demande mesurée en 2000 dans le scénario MDE, contre 35% dans le scénario de référence. L'économie d'électricité atteindrait 2939 GWh en 2010 et 3275 GWh en 2020 par rapport à la demande d'électricité dans le scénario de référence, ce qui représente 9 % de la demande totale en électricité du secteur.

Dans le secteur tertiaire (agriculture et services), ce n'est qu'à partir de 2015 qu'une économie d'électricité notable se concrétise, laquelle ne deviendra sensible qu'en 2020. L'économie représente alors 1629 GWh, soit 15% de la consommation électrique totale du secteur.

C'est néanmoins dans le secteur résidentiel (ménages) qu'intervient la plus importante économie d'électricité, et ce vers la fin de la période de projection. L'économie représente 5% de la

consommation électrique totale en 2010 et 20% en 2020. Dans le scénario MDE, la demande électrique augmente légèrement en début de période, diminue ensuite de manière continue pour se situer, en 2020, 4% au-dessus de son niveau de 2000. Une politique adéquate permettrait ainsi d'économiser un cinquième de la demande d'électricité, telle qu'elle ressort du scénario de référence.

Les résultats dans le secteur des transports vont dans le sens contraire. La croissance de la consommation électrique entre 2000 et 2020 atteindrait 77% dans le scénario MDE, contre seulement 7% dans le scénario de référence. Ces résultats représentent un taux de croissance annuel moyen de 2,9% dans le scénario MDE pour 0,3% dans le scénario de référence. Cette poussée de la consommation électrique est le résultat d'une politique de promotion du rail dans le but de réduire la consommation de produits pétroliers dans le transport par route. L'augmentation de la consommation électrique se limite toutefois à 467 GWh en 2020 par rapport au scénario de référence, ce qui est minime par rapport aux économies totales réalisées (8048 GWh).

#### **5.4. Les politiques et mesures pour promouvoir les économies d'électricité**

L'étude Fraunhofer de laquelle est tirée le scénario de « Benchmarking » donne quelques informations sur les mesures nécessaires pour la concrétisation des économies d'électricité mises en œuvre dans le scénario MDE.

Dans le secteur industriel, il s'agit des accords de branches, du marché des droits d'émission et des subventions publiques.

Les économies d'énergie réalisées dans les secteurs résidentiel et tertiaire sont principalement liées à l'achat d'appareils plus efficaces sur le plan énergétique et à une meilleure information des consommateurs. L'étude énumère également des mesures fiscales pour réaliser certaines économies, sans cependant préciser les modalités de ces mesures.

Enfin, l'étude Fraunhofer précise comment atteindre les résultats dans le secteur des transports: le transport ferroviaire tant de marchandises que de voyageurs doit progresser de 6% sur la période 2005-2020. De plus, le nombre de voyageurs-kilomètres en train doit avoir progressé de 60% en 2010 et de 183% en 2020 par rapport à l'année de référence et le nombre de tonnes-kilomètres doit avoir augmenté de 10% en 2010 et de 86% en 2020.

## Annexe 1 : Structure d'un bilan énergétique

Tableau A 1 : Structure d'un bilan énergétique de type 'Eurostat'

	Houille	Coke	Autres comb. solides	GPL	Essences	Kérosène	Naphta	Gasoil	Fuel oil résiduel	Autres prod. pétroliers	Gaz naturel	Gaz de cokerie	Gaz de hauts fourneaux	Biomasse	Déchets	Vapeur	Electricité	Total
Production primaire																		
Importations																		
Variations de stocks																		
Exportations																		
Soutes																		
Consommation intérieure brute																		
Entrées en transformation																		
Sorties de transformation																		
Consommation de la branche énergie																		
Pertes sur les réseaux																		
Consommation finale non énergétique																		
Consommation finale énergétique																		
Industrie																		
Sidérurgie																		
Métaux non ferreux																		
Chimie																		
Produits minéraux non métalliques																		
Alimentation, boisson, tabac																		
Textiles, cuir, habillement																		
Papier et imprimeries																		
Fabrications métalliques																		
Autres industries																		
Transport																		
Ferroviaires																		
Routiers																		
Aériens/fluviaux																		
Résidentiel, tertiaire																		
Résidentiel																		

Source : Eurostat

## Annexe 2 : Comparaison des bilans énergétiques pour l'année 2000

Tableau A 2 : Comparaison entre les chiffres 2000 d'Eurostat utilisés dans le PP95 et les chiffres publiés aujourd'hui sur NewCronos

	Eurostat/PP95	Eurostat/NewCronos
Production primaire	13366	13464
Importations nettes	48651	48544
<b>Consommation intérieure brute</b>	<b>57168</b>	<b>57159</b>
Entrées en transformation	60614	60728
<i>Centrales</i>	19875	20014
<i>Autres</i>	40739	40714
Sorties de transformation	47999	47986
<i>Centrales</i>	7599	7599
<i>Autres</i>	40401	40387
Echanges, transferts	1283	1284
Consommation de la branche énergie	2370	2370
Pertes sur les réseaux	359	359
<b>Disponible pour la consommation finale</b>	<b>43106</b>	<b>42972</b>
Consommation finale non énergétique	5814	5724
Consommation finale énergétique	36931	36944
<i>Industrie</i>	13636	13657
<i>Transport</i>	9672	9662
<i>Foyers domestiques, etc.</i>	13624	13625

Source : Eurostat, NewCronos.

**Tableau A 3 : Comparaison entre les bilans régionaux publiés et les bilans régionaux adaptés de la Région flamande pour l'année 2000**

(en ktep)	bilan régional adapté (1)	bilan regional publié (2)	Différence (ktep)	Différence (%)
<b>Consommation intérieure brute</b>	<b>36939</b>	<b>37071</b>	<b>-132</b>	<b>0%</b>
Combustibles solides	4547	4289	258	6%
Produits pétroliers	16711	15652	1059	7%
Gaz naturel	8785	8727	58	1%
Nucléaire	6068	5788	280	5%
Electricité	509	514	-5	-1%
Autres	319	2101	-1782	-85%
<b>Production d'électricité</b>	<b>4133</b>	<b>4114</b>	<b>19</b>	<b>0%</b>
<b>Entrée en transformation centrales</b>	<b>5607</b>	<b>5595</b>	<b>12</b>	<b>0%</b>
Combustibles solides	2618	2285	333	15%
Produits pétroliers	108	111	-3	-3%
Gaz naturel + gaz dérivés	2658	3038	-380	-13%
Autres	223	160	63	39%
<b>Autres entrées en transformation</b>	<b>38641</b>	<b>39612</b>	<b>-971</b>	<b>-2%</b>
<b>Autoconsommation</b>	<b>2045</b>	<b>2067</b>	<b>-22</b>	<b>-1%</b>
<b>Consommation finale non énergétique</b>	<b>5239</b>	<b>5826</b>	<b>-587</b>	<b>-10%</b>
<b>Consommation finale énergétique</b>	<b>21942</b>	<b>22198</b>	<b>-256</b>	<b>-1%</b>
<i>par forme d'énergie</i>				
Combustibles solides	1264	1580	-316	-20%
Produits pétroliers	9985	8854	1132	13%
Gaz naturel + gaz dérivés	6195	5237	958	18%
Vapeur/chaaleur	284	452	-168	-37%
Electricité	4120	4025	95	2%
Autres	93	2050	-1957	-95%
<i>par secteur</i>				
Industrie	7542	9070	-1528	-17%
Domestique & équ.	8173	8319	-146	-2%
Transports	6227	4809	1418	29%

Source : VITO, PP95, propres calculs.

- (1): le *bilan régional adapté* est le résultat d'un calcul effectué par le BFP et décrit dans le chapitre 2.2. Ce calcul a pour objectif de faire en sorte que la somme des bilans régionaux (adaptés) est égale au bilan national publié par Eurostat.
- (2): le *bilan régional publié* est le bilan officiel de la Région flamande réalisé par le VITO. Actuellement, la somme des bilans officiels des trois régions ne donne pas le bilan belge publié par Eurostat.

### Annexe 3 : Les modifications successives du bilan énergétique pour l'année 2000 (demande finale d'énergie)

La terminologie utilisée ci-dessous (bilan intermédiaire, bilan adapté) est celle décrite dans le chapitre 2.2

**Tableau A 4 : Modifications successives du bilan énergétique de la Région flamande pour l'année 2000**

<b>Bilan regional de la Flandre</b>								
	Solid Fuels	Liquid Fuels	Natural gas	Coke gas	Blast furn. gas	Other	Electricity	Total
Final Energy Demand (ktoe)	1580	8854	5386	129	-277	2502	4025	22198
Industry	1497	601	2479	129	-277	2382	2259	9070
Transports	0	4718	24	0	0	0	67	4809
train	0	24	0	0	0	0	67	91
road	0	4629	0	0	0	0	0	4629
air/water	0	65	24	0	0	0	0	88
Tertiary	83	3535	2882	0	0	120	1699	8319
Services & agriculture	20	1068	896	0	0	24	837	2845
Households	63	2466	1986	0	0	108	863	5486

<b>Bilan régional intermédiaire</b>								
	Solid Fuels	Liquid Fuels	Natural gas	Coke gas	Blast furn. gas	Other	Electricity	Total
Final Energy Demand (ktoe)	1142	10345	5386	129	161	2502	4025	23689
Industry	1059	601	2503	129	161	2382	2259	9094
Transports	0	6209	0	0	0	0	67	6276
train	0	24	0	0	0	0	67	91
road	0	4629	0	0	0	0	0	4629
air/water	0	1556	0	0	0	0	0	1556
Tertiary	83	3535	2882	0	0	120	1699	8319
Services & agriculture	0	1068	896	0	0	12	837	2813
Households	83	2466	1986	0	0	108	863	5506

<b>Bilan regional adapté</b>								
	Solid Fuels	Liquid Fuels	Natural gas	Coke gas	Blast furn. gas	Other	Electricity	Total
Final Energy Demand (ktoe)	1264	9985	5886	135	174	377	4120	21942
Industry	1172	589	2928	135	174	260	2284	7542
Transports	0	6169	0	0	0	0	58	6227
train	0	28	0	0	0	0	58	86
road	0	5699	0	0	0	0	0	5699
air/water	0	1502	0	0	0	0	0	1502
Tertiary	92	3228	2958	0	0	117	1778	8173
Services & agriculture	0	957	980	0	0	32	604	2572
Households	92	2271	1978	0	0	85	1174	5601

Source : VITO, Eurostat, propres calculs.

## Annexe 4 : Perspectives détaillées d'évolution de la consommation finale énergétique dans le scénario de référence

Tableau A 5 : Perspectives détaillées de la consommation finale d'énergie en Région flamande dans le scénario de référence

Flanders	Industry								Annual change %			00-30	
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30		
<b>SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)</b>		30235	33720	37849	41605	45059	48645	52258		2,3	1,8	1,5	1,8
iron and steel		n.a.		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.						
non ferrous metals		n.a.		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.						
chemicals		5907	7184	8572	9573	10501	11446	12435		3,8	2,1	1,7	2,5
non metallic minerals		1122	1139	1241	1343	1423	1506	1581		1,0	1,4	1,1	1,1
paper and pulp		2181	2418	2644	2884	3133	3368	3570		1,9	1,7	1,3	1,7
food, drink and tobacco		3936	4326	4804	5244	5600	5956	6196		2,0	1,5	1,0	1,5
textiles		2010	2070	2124	2154	2165	2171	2173		0,6	0,2	0,0	0,3
engineering		9789	10985	12440	13980	15430	16985	18662		2,4	2,2	1,9	2,2
other industries		3091	3443	3871	4299	4728	5186	5660		2,3	2,0	1,8	2,0
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>		<b>7542</b>	<b>8493</b>	<b>9429</b>	<b>9573</b>	<b>9599</b>	<b>9537</b>	<b>9480</b>		2,3	0,2	-0,1	0,8
<b>solid fuels</b>		1172	1311	1586	1452	1370	1265	1155		3,1	-1,5	-1,7	0,0
hard coal		465	578	714	674	629	583	537		4,4	-1,3	-1,6	0,5
coke		707	734	872	778	742	682	618		2,1	-1,6	-1,8	-0,4
other solids		0	0	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0
<b>liquid fuels</b>		589	464	407	412	396	426	451		-3,6	-0,3	1,3	-0,9
diesel oil		189	210	226	262	260	300	331		1,8	1,4	2,4	1,9
residual fuel oil		342	208	138	108	92	81	74		-8,7	-3,9	-2,1	-5,0
other petroleum products		58	47	44	43	44	45	46		-2,7	-0,1	0,4	-0,8
<b>gas fuels</b>		3237	3985	4288	4377	4324	4316	4400		2,9	0,1	0,2	1,0
natural gas		2928	3653	3926	4037	3988	3976	4061		3,0	0,2	0,2	1,1
derived gases		309	332	362	340	337	340	338		1,6	-0,7	0,1	0,3
biomass		11	14	15	15	18	20	23		2,5	2,0	2,7	2,4
waste		0	0	0	0	1	3	5		0,0	0,0	17,7	0,0
steam		249	258	318	323	415	461	441		2,5	2,7	0,6	1,9
electricity		2284	2460	2816	2994	3075	3046	3005		2,1	0,9	-0,2	0,9
<b>energy intensity (final demand level)</b>													
value added related (toe/M Euro'00)		249	252	249	230	213	196	181		0,0	-1,6	-1,6	-1,1

Flanders	Iron and steel											00-30	
		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30		
<b>SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)</b>		n.a.		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.						
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>		1957	2124	2388	2184	2045	1879	1712		2,0	-1,5	-1,8	-0,4
<b>solid fuels</b>		1117	1270	1547	1413	1345	1245	1139		3,3	-1,4	-1,6	0,1
hard coal		440	548	685	645	611	568	525		4,5	-1,1	-1,5	0,6
coke		677	722	862	768	734	677	614		2,4	-1,6	-1,8	-0,3
other solids		0	0	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0
<b>liquid fuels</b>		9	4	3	2	2	1	1		-10,7	-4,7	-3,6	-6,4
diesel oil		3	1	1	1	1	1	1		-6,4	-2,8	-3,0	-4,1
residual fuel oil		6	2	1	1	1	1	0		-13,4	-6,8	-4,4	-8,3
other petroleum products		0	0	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0
<b>gas fuels</b>		583	585	564	500	447	402	357		-0,3	-2,3	-2,2	-1,6
natural gas		274	258	230	209	186	168	150		-1,7	-2,1	-2,1	-2,0
derived gases		309	327	333	292	261	234	207		0,8	-2,4	-2,3	-1,3
biomass		0	0	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0
waste		0	0	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0
steam		0	0	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0
electricity		248	265	275	268	251	231	215		1,0	-0,9	-1,5	-0,5

Flanders	Non ferrous metals								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)	273	307	367	412	434	452	473	3,0	1,7	0,9	1,8	
solid fuels	22	10	8	8	6	4	2	-9,1	-3,7	-9,1	-7,3	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	22	10	8	8	6	4	2	-9,1	-3,7	-9,1	-7,3	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	11	7	7	7	6	6	5	-4,9	-1,2	-2,7	-3,0	
diesel oil	11	7	7	7	6	6	5	-4,9	-1,2	-2,7	-3,0	
residual fuel oil	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other petroleum products	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas fuels	78	117	144	169	188	224	249	6,3	2,7	2,8	3,9	
natural gas	78	117	144	169	188	224	249	6,3	2,7	2,8	3,9	
derived gases	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
electricity	162	174	208	229	233	219	217	2,6	1,2	-0,7	1,0	

Flanders	Chemicals								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)	5907	7184	8572	9573	10501	11446	12435	3,8	2,1	1,7	2,5	
FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)	2407	2883	3200	3280	3285	3255	3206	2,9	0,3	-0,2	1,0	
solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	122	76	45	30	24	20	17	-9,6	-6,0	-3,3	-6,3	
diesel oil	9	7	7	8	11	11	11	-2,9	4,6	0,1	0,5	
residual fuel oil	99	63	35	21	13	9	6	-10,0	-9,5	-6,7	-8,8	
other petroleum products	13	7	3	1	1	0	0	-14,0	-14,5	-16,4	-15,0	
gas fuels	1226	1681	1758	1745	1618	1568	1573	3,7	-0,8	-0,3	0,8	
natural gas	1226	1677	1739	1714	1569	1499	1487	3,6	-1,0	-0,5	0,6	
derived gases	0	4	19	32	49	69	86	0,0	10,0	5,7	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	3	5	0,0	0,0	32,7	0,0	
waste	0	0	0	0	0	2	4	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	202	191	248	258	335	376	365	2,1	3,1	0,9	2,0	
electricity	857	934	1149	1247	1308	1286	1242	3,0	1,3	-0,5	1,2	
energy intensity (final demand level) value added related (toe/M Euro'00)	408	401	373	343	313	284	258	-0,9	-1,8	-1,9	-1,5	

Flanders	Non metallic minerals								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)	1122	1139	1241	1343	1423	1506	1581	1,0	1,4	1,1	1,1	
FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)	266	270	284	296	300	297	296	0,7	0,5	-0,1	0,4	
solid fuels	2	2	2	2	1	1	1	1,8	-2,8	-3,2	-1,4	
hard coal	2	2	2	2	1	1	1	1,8	-2,8	-3,2	-1,4	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	29	19	17	17	16	16	15	-5,2	-0,4	-1,0	-2,2	
diesel oil	0	0	0	0	0	0	0	2,0	0,9	-0,2	0,9	
residual fuel oil	29	19	17	17	16	15	15	-5,3	-0,4	-1,0	-2,3	
other petroleum products	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas fuels	172	189	203	214	219	218	218	1,6	0,8	0,0	0,8	
natural gas	172	189	203	214	219	218	218	1,6	0,8	0,0	0,8	
derived gases	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
electricity	63	60	62	63	63	62	62	-0,1	0,1	-0,2	-0,1	
energy intensity (final demand level) value added related (toe/M Euro'00)	237	237	229	221	211	197	187	-0,4	-0,8	-1,2	-0,8	

WORKING PAPER 7-07

Flanders	Paper and pulp								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
<b>SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)</b>	2181	2418	2644	2884	3133	3368	3570	1,9	1,7	1,3	1,7	
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>	216	237	254	265	275	274	273	1,6	0,8	-0,1	0,8	
solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	3	2	2	2	2	2	2	-3,6	0,6	-0,6	-1,2	
diesel oil	1	1	1	1	1	1	1	2,2	3,8	0,0	2,0	
residual fuel oil	2	2	1	1	1	1	1	-7,0	-3,6	-1,9	-4,2	
other petroleum products	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas fuels	56	61	67	73	74	69	70	1,9	1,0	-0,6	0,8	
natural gas	56	60	65	69	67	59	57	1,5	0,4	-1,5	0,1	
derived gases	0	1	3	5	7	10	13	0,0	9,9	5,7	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	13	21	24	24	29	33	32	6,3	2,0	0,7	3,0	
electricity	144	152	160	165	169	170	169	1,1	0,5	0,0	0,5	
<b>energy intensity (final demand level)</b>												
value added related (toe/ M Euro'00)	99	98	96	92	88	81	76	-0,3	-0,9	-1,4	-0,9	

Flanders	Food, drink and tobacco								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
<b>SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)</b>	3936	4326	4804	5244	5600	5956	6196	2,0	1,5	1,0	1,5	
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>	507	546	596	634	642	653	659	1,6	0,8	0,3	0,9	
solid fuels	29	28	27	28	16	14	11	-0,7	-4,9	-3,7	-3,1	
hard coal	24	28	27	28	16	14	11	1,2	-4,9	-3,7	-2,5	
coke	5	0	0	0	0	0	0	-86,0	1,5	1,0	-47,7	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	80	62	48	49	48	62	78	-5,0	0,0	5,1	0,0	
diesel oil	14	18	26	37	42	59	77	6,6	5,1	6,2	5,9	
residual fuel oil	66	44	22	11	6	3	1	-10,4	-12,7	-13,6	-12,2	
other petroleum products	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas fuels	115	131	160	170	170	151	139	3,3	0,7	-2,0	0,6	
natural gas	115	131	155	163	159	134	118	3,0	0,2	-2,9	0,1	
derived gases	0	0	5	8	12	16	21	0,0	10,0	5,7	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	1	1	10,8	3,0	8,7	7,5	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	22	33	37	35	43	42	36	5,5	1,6	-1,9	1,7	
electricity	262	291	324	352	364	383	394	2,2	1,2	0,8	1,4	
<b>energy intensity (final demand level)</b>												
value added related (toe/ M Euro'00)	129	126	124	121	115	110	106	-0,4	-0,8	-0,8	-0,6	

Flanders	Textiles								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
<b>SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)</b>	2010	2070	2124	2154	2165	2171	2173	0,6	0,2	0,0	0,3	
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>	230	236	239	237	229	221	215	0,4	-0,4	-0,6	-0,2	
solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	7	5	3	2	2	2	2	-7,8	-4,4	-2,2	-4,8	
diesel oil	5	1	1	1	1	1	1	-15,3	3,1	0,0	-4,4	
residual fuel oil	1	4	2	1	1	0	0	3,4	-12,4	-13,1	-7,7	
other petroleum products	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas fuels	51	56	64	67	63	57	57	2,2	-0,1	-1,0	0,4	
natural gas	51	56	61	63	57	49	46	1,9	-0,8	-2,1	-0,3	
derived gases	0	1	2	4	6	9	11	0,0	10,0	5,8	0,0	
biomass	0	0	0	0	1	1	1	0,0	0,0	2,3	0,0	
waste	0	0	0	0	1	1	1	0,0	0,0	-0,7	0,0	
steam	12	12	9	6	7	9	9	-3,5	-2,3	2,3	-1,2	
electricity	160	163	164	161	155	150	146	0,3	-0,5	-0,6	-0,3	
<b>energy intensity (final demand level)</b>												
value added related (toe/ M Euro'00)	114	114	113	110	106	102	99	-0,1	-0,6	-0,7	-0,5	

Flanders	Engineering								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
<b>SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)</b>	9789	10985	12440	13980	15430	16985	18662	2,4	2,2	1,9	2,2	
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>	325	361	402	435	455	472	496	2,2	1,2	0,9	1,4	
solid fuels	4	2	2	2	2	2	2	-5,2	-0,7	-2,0	-2,7	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	4	2	2	2	2	2	2	-5,2	-0,7	-2,0	-2,7	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	6	5	4	4	4	5	6	-4,6	-0,3	5,7	0,2	
diesel oil	6	2	2	3	3	5	6	-9,4	3,9	6,7	0,1	
residual fuel oil	0	3	2	1	0	0	0	0,0	-12,5	-13,4	0,0	
other petroleum products	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas fuels	116	143	154	169	178	194	218	2,9	1,4	2,1	2,1	
natural gas	116	143	154	168	177	193	216	2,9	1,4	2,0	2,1	
derived gases	0	0	0	1	1	1	2	0,0	10,0	5,7	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
electricity	199	211	242	260	271	271	271	2,0	1,1	0,0	1,0	
<b>energy intensity (final demand level)</b>												
value added related (toe/ M Euro'00)	33	33	32	31	29	28	27	-0,3	-0,9	-1,0	-0,7	

Flanders	Other industries								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
<b>SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)</b>	3091	3443	3871	4299	4728	5186	5660	2,3	2,0	1,8	2,0	
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>	1361	1529	1699	1831	1935	2034	2150	2,2	1,3	1,1	1,5	
solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	322	283	279	299	292	313	325	-1,4	0,5	1,1	0,0	
diesel oil	140	172	180	203	194	216	229	2,6	0,7	1,6	1,7	
residual fuel oil	138	72	58	55	55	53	51	-8,3	-0,5	-0,8	-3,3	
other petroleum products	44	39	41	42	43	44	46	-0,8	0,5	0,6	0,1	
gas fuels	839	1023	1174	1269	1366	1432	1519	3,4	1,5	1,1	2,0	
natural gas	839	1023	1174	1269	1366	1432	1519	3,4	1,5	1,1	2,0	
derived gases	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
biomass	11	13	14	15	16	15	16	2,3	1,2	-0,1	1,2	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
electricity	189	209	231	248	260	274	290	2,0	1,2	1,1	1,4	
<b>energy intensity (final demand level)</b>												
value added related (toe/ M Euro'00)	440	444	439	426	409	392	380	0,0	-0,7	-0,7	-0,5	

Flanders	Transport								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>	6227	6695	6938	7190	7618	7901	8192	1,1	0,9	0,7	0,9	
solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	6169	6630	6873	7123	7541	7813	8106	1,1	0,9	0,7	0,9	
diesel oil	3410	3769	4039	4232	4420	4521	4539	1,7	0,9	0,3	1,0	
residual fuel oil	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other petroleum products	2759	2861	2834	2891	3120	3292	3567	0,3	1,0	1,3	0,9	
gas fuels	0	2	2	3	3	4	4	0,0	5,2	1,7	0,0	
natural gas	0	2	2	3	3	4	4	0,0	5,2	1,7	0,0	
derived gases	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
electricity	58	59	58	58	62	62	61	0,1	0,6	-0,1	0,2	
Methanol-Ethanol	0	3	3	4	7	10	10	0,0	7,9	4,4	0,0	
Hydrogen	0	1	1	3	6	12	12	0,0	18,3	6,9	0,0	

WORKING PAPER 7-07

Flanders	Services and agriculture								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
<b>SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'00)</b>	84400	94451	105836	116633	127798	139561	152228	2,3	1,9	1,8	2,0	
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>	2573	2598	2736	2889	3128	3454	3931	0,6	1,3	2,3	1,4	
solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hard coal	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	957	744	722	717	720	738	763	-2,8	0,0	0,6	-0,8	
diesel oil	785	612	615	629	647	669	696	-2,4	0,5	0,7	-0,4	
residual fuel oil	141	95	70	50	36	26	19	-6,8	-6,3	-6,1	-6,4	
other petroleum products	31	37	38	37	37	42	48	2,1	-0,2	2,4	1,4	
gas fuels	980	1213	1292	1367	1452	1600	1826	2,8	1,2	2,3	2,1	
natural gas	980	1213	1292	1367	1452	1600	1826	2,8	1,2	2,3	2,1	
derived gases	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
biomass	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	32	33	33	35	37	39	40	0,5	1,1	0,8	0,8	
electricity	604	606	687	769	917	1077	1300	1,3	2,9	3,6	2,6	
Solar energy	0	1	1	1	1	1	1	1,9	1,2	2,0	1,7	
Geothermal heat	1	1	0	0	0	0	0	-2,6	-5,7	-5,0	-4,4	
<b>energy intensity (final demand level)</b>												
value added related (toe/M Euro'00)	30	28	26	25	24	25	26	-1,6	-0,5	0,5	-0,6	

Flanders	Households								Annual change %			
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00-10	10-20	20-30	00-30	
<b>NUMBER OF HOUSEHOLS (Mhouseholds)</b>	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	0,8	0,7	0,5	0,7	
<b>FINAL ENERGY DEMAND (in ktoe)</b>	5601	5708	5739	5752	5781	5709	5613	0,2	0,1	-0,3	0,0	
solid fuels	92	29	15	10	5	2	2	-16,7	-10,6	-7,8	-11,8	
hard coal	92	29	15	10	5	2	2	-16,7	-10,6	-7,8	-11,8	
coke	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other solids	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
liquid fuels	2271	2001	1931	1842	1727	1572	1410	-1,6	-1,1	-2,0	-1,6	
diesel oil	2224	1964	1899	1815	1704	1553	1394	-1,6	-1,1	-2,0	-1,5	
residual fuel oil	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other petroleum products	47	37	32	28	23	19	15	-3,7	-3,2	-4,1	-3,7	
gas fuels	1978	2297	2370	2402	2412	2388	2378	1,8	0,2	-0,1	0,6	
natural gas	1978	2297	2370	2402	2412	2388	2378	1,8	0,2	-0,1	0,6	
derived gases	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
biomass	82	95	91	90	83	78	71	1,1	-0,9	-1,5	-0,5	
waste	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	
steam	4	3	3	3	3	2	2	-2,0	-1,2	-1,9	-1,7	
electricity	1174	1280	1321	1392	1532	1637	1709	1,2	1,5	1,1	1,3	
Solar energy	0	1	6	11	18	27	40	41,7	10,5	8,6	19,4	
Geothermal heat	0	1	1	1	1	1	1	21,9	-0,2	-0,7	6,5	
<b>energy intensity (final demand level)</b>												
value added related (toe/household)	2,320	2,273	2,189	2,115	2,051	1,976	1,899	-0,6	-0,6	-0,8	-0,7	

Source : PP95, propres calculs.

## Annexe 5 : Résultats détaillés pour les scénarios alternatifs

Source : PP95, propres calculs.

**Tableau A 6 : Scénario PEG pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)**

Vlaams Gewest	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			00-30
								00-10	10-20	20-30	
<b>Primary production</b>	6387	6222	6638	6764	5674	3741	1358	0,4	-1,6	-13,3	-5,0
Nuclear	6068	5713	5811	5811	4548	2510	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Renewables (incl. waste)	319	509	827	953	1126	1231	1358	10,0	3,1	1,9	4,9
<b>Net imports</b>	30552	31874	33694	34513	36299	38325	40637	1,0	0,7	1,1	1,0
Solid fuels	4547	3475	2838	2578	4116	7051	9849	-4,6	3,8	9,1	2,6
Liquid fuels	16711	16461	16994	17591	17940	18150	18296	0,2	0,5	0,2	0,3
Natural gas	8785	11347	13268	13609	13551	12449	11861	4,2	0,2	-1,3	1,0
Electricity	509	592	595	735	691	675	631	1,6	1,5	-0,9	0,7
<b>Gross inland consumption</b>	36939	38097	40332	41277	41972	42066	41995	0,9	0,4	0,0	0,4
Solid fuels	4547	3475	2838	2578	4116	7051	9849	-4,6	3,8	9,1	2,6
Liquid fuels	16711	16461	16994	17591	17940	18150	18296	0,2	0,5	0,2	0,3
Natural gas	8785	11347	13268	13609	13551	12449	11861	4,2	0,2	-1,3	1,0
Nuclear	6068	5713	5811	5811	4548	2510	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Electricity	509	592	595	735	691	675	631	1,6	1,5	-0,9	0,7
Renewables	319	509	827	953	1126	1231	1358	10,0	3,1	1,9	4,9
<b>Electricity generation</b>	48063	50807	57060	59949	64879	69000	73287	1,7	1,3	1,2	1,4
Nuclear	23451	22154	22533	22535	17643	9745	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Hydro - renewables	15	332	339	361	1484	1941	2924	36,6	15,9	7,0	19,2
Thermal (incl. biomass and waste)	24597	28321	34188	37053	45752	57314	70363	3,3	3,0	4,4	3,6
<b>Fuel inputs in power/steam generation</b>	5608	5472	6167	6536	8032	10100	12279	1,0	2,7	4,3	2,6
Solid fuels	2618	1379	410	299	1958	5072	8046	-16,9	16,9	15,2	3,8
Liquid fuels	108	28	29	13	6	4	4	-12,4	-14,7	-2,6	-10,1
Gas fuels	2658	3766	5296	5729	5562	4509	3713	7,1	0,5	-4,0	1,1
Biomass+waste	223	298	433	496	506	515	516	6,8	1,6	0,2	2,8
<b>Fuel inputs in other transformation processes</b>	38641	34968	36234	37206	37946	38359	38644	-0,6	0,5	0,2	0,0
Refineries	37071	33061	34139	35187	35933	36438	36829	-0,8	0,5	0,2	0,0
New fuels production (hydrogen, etc.)	0	70	255	316	386	446	487	0,0	4,2	2,4	0,0
Coke-ovens	1145	1329	1263	1132	1106	1031	957	1,0	-1,3	-1,4	-0,6
Blast furnaces	425	508	577	571	522	443	370	3,1	-1,0	-3,4	-0,5
<b>Energy Branch Consumption</b>	2045	1853	1915	1960	2002	2043	2082	-0,7	0,4	0,4	0,1
Liquid fuels	1594	1423	1463	1496	1517	1527	1533	-0,9	0,4	0,1	-0,1
Gas fuels	133	87	72	57	47	38	30	-6,0	-4,1	-4,5	-4,8
Electricity	318	343	380	407	438	479	519	1,8	1,4	1,7	1,6
<b>Distribution losses</b>	205	220	230	234	238	241	245	1,2	0,3	0,3	0,6
<b>Non Energy Uses</b>	5239	5815	6530	6956	7102	7130	7075	2,2	0,8	0,0	1,0
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	4781	5195	5845	6301	6405	6488	6466	2,0	0,9	0,1	1,0
Gas fuels	457	620	685	654	697	643	609	4,1	0,2	-1,3	1,0
<b>Final Energy Demand</b>	21944	23515	24857	25301	26006	26403	26973	1,3	0,5	0,4	0,7
by fuel											
Solid Fuels	1264	1330	1597	1470	1389	1279	1169	2,4	-1,4	-1,7	-0,3
Liquid Fuels	9986	9829	9945	10151	10476	10666	10890	0,0	0,5	0,4	0,3
Gas fuels	6195	7548	7956	7891	7927	7875	8067	2,5	0,0	0,2	0,9
Steam	284	292	352	418	493	556	542	2,2	3,4	1,0	2,2
Electricity	4120	4399	4891	5249	5595	5889	6169	1,7	1,4	1,0	1,4
New fuels (hydrogen etc.)	0	4	4	7	13	22	21	0,0	11,7	5,5	0,0
Biomass + Waste	93	110	107	109	107	109	108	1,4	0,0	0,0	0,5
Other renewables	1	3	4	5	6	6	7	11,8	2,9	1,8	5,4
by sector											
Industry	7542	8496	9420	9511	9527	9440	9367	2,2	0,1	-0,2	0,7
Tertiary	2574	2599	2731	2864	3077	3382	3827	0,6	1,2	2,2	1,3
Households	5601	5727	5771	5743	5794	5702	5616	0,3	0,0	-0,3	0,0
Transports	6227	6694	6935	7184	7607	7880	8162	1,1	0,9	0,7	0,9

**Tableau A 7: Scénario SER+COG pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)**

Vlaams Gewest	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			00-30
								00-10	10-20	20-30	
<b>Primary production</b>	6387	6380	6983	7271	6172	4177	1773	0,9	-1,2	-11,7	-4,2
Nuclear	6068	5713	5811	5811	4548	2510	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Renewables (incl. waste)	319	667	1172	1460	1624	1668	1773	13,9	3,3	0,9	5,9
<b>Net imports</b>	30552	31547	32761	33364	35016	36470	38653	0,7	0,7	1,0	0,8
Solid fuels	4547	3462	2844	2382	2239	2452	5432	-4,6	-2,4	9,3	0,6
Liquid fuels	16711	16492	16988	17499	17776	17892	17964	0,2	0,5	0,1	0,2
Natural gas	8785	10993	12292	12756	14240	15398	14542	3,4	1,5	0,2	1,7
Electricity	509	600	637	727	761	727	715	2,3	1,8	-0,6	1,1
<b>Gross inland consumption</b>	36939	37927	39744	40635	41187	40647	40426	0,7	0,4	-0,2	0,3
Solid fuels	4547	3462	2844	2382	2239	2452	5432	-4,6	-2,4	9,3	0,6
Liquid fuels	16711	16492	16988	17499	17776	17892	17964	0,2	0,5	0,1	0,2
Natural gas	8785	10993	12292	12756	14240	15398	14542	3,4	1,5	0,2	1,7
Nuclear	6068	5713	5811	5811	4548	2510	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Electricity	509	600	637	727	761	727	715	2,3	1,8	-0,6	1,1
Renewables	319	667	1172	1460	1624	1668	1773	13,9	3,3	0,9	5,9
<b>Electricity generation</b>	48063	50828	56448	59506	64006	67814	71577	1,6	1,3	1,1	1,3
Nuclear	23451	22154	22534	22535	17643	9745	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Hydro - renewables	15	332	981	1509	2281	2636	3518	51,9	8,8	4,4	20,0
Thermal (incl. biomass and waste)	24597	28343	32933	35462	44081	55433	68059	3,0	3,0	4,4	3,5
<b>Fuel inputs in power/steam generation</b>	5608	5342	5706	5839	6939	8276	10205	0,2	2,0	3,9	2,0
Solid fuels	2618	1359	403	89	76	465	3616	-17,1	-15,4	47,2	1,1
Liquid fuels	108	24	15	13	8	2	2	-18,1	-6,1	-11,0	-11,9
Gas fuels	2658	3500	4751	5213	6270	7278	6070	6,0	2,8	-0,3	2,8
Biomass+waste	223	460	538	524	585	531	517	9,2	0,9	-1,2	2,8
<b>Fuel inputs in other transformation processes</b>	38641	35016	36221	37042	37695	38010	38182	-0,6	0,4	0,1	0,0
Refineries	37071	33117	34130	35026	35677	36060	36336	-0,8	0,4	0,2	-0,1
New fuels production (hydrogen, etc.)	0	67	244	279	367	439	480	0,0	4,2	2,7	0,0
Coke-ovens	1145	1326	1268	1155	1118	1052	981	1,0	-1,2	-1,3	-0,5
Blast furnaces	425	505	580	582	532	457	385	3,1	-0,9	-3,2	-0,3
<b>Energy Branch Consumption</b>	2045	1856	1915	1951	1988	2010	2043	-0,7	0,4	0,3	0,0
Liquid fuels	1594	1425	1465	1492	1508	1513	1515	-0,8	0,3	0,0	-0,2
Gas fuels	133	86	70	56	49	42	33	-6,2	-3,5	-3,7	-4,5
Electricity	318	345	381	403	431	455	495	1,8	1,2	1,4	1,5
<b>Distribution losses</b>	205	220	230	232	238	240	244	1,2	0,4	0,2	0,6
<b>Non Energy Uses</b>	5239	5820	6521	6918	7060	7073	7006	2,2	0,8	-0,1	1,0
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	4781	5206	5828	6214	6293	6335	6281	2,0	0,8	0,0	0,9
Gas fuels	457	614	693	704	767	738	725	4,2	1,0	-0,6	1,5
<b>Final Energy Demand</b>	21944	23506	24827	25412	26243	26724	27369	1,2	0,6	0,4	0,7
by fuel											
Solid Fuels	1264	1343	1607	1465	1378	1264	1155	2,4	-1,5	-1,7	-0,3
Liquid Fuels	9986	9846	9952	10097	10403	10568	10752	0,0	0,4	0,3	0,2
Gas fuels	6195	7464	7522	7522	7851	7977	8295	2,0	0,4	0,6	1,0
Steam	284	331	554	582	520	546	526	6,9	-0,6	0,1	2,1
Electricity	4120	4405	4881	5209	5596	5864	6132	1,7	1,4	0,9	1,3
New fuels (hydrogen etc.)	0	4	4	7	12	22	22	0,0	11,6	5,7	0,0
Biomass + Waste	93	109	299	518	462	453	443	12,4	4,4	-0,4	5,3
Other renewables	1	3	9	13	20	30	43	19,8	8,5	7,9	11,9
by sector											
Industry	7542	8483	9370	9556	9636	9583	9529	2,2	0,3	-0,1	0,8
Tertiary	2573	2598	2735	2887	3126	3459	3940	0,6	1,3	2,3	1,4
Households	5601	5730	5785	5780	5865	5783	5708	0,3	0,1	-0,3	0,1
Transports	6227	6695	6937	7189	7616	7900	8192	1,1	0,9	0,7	0,9

**Tableau A 8 : Scénario Nuc1 pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)**

Vlaams Gewest	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			00-30
								00-10	10-20	20-30	
<b>Primary production</b>	<b>6387</b>	<b>6219</b>	<b>6630</b>	<b>6733</b>	<b>6786</b>	<b>6874</b>	<b>6937</b>	0,4	0,2	0,2	0,3
Nuclear	6068	5713	5811	5811	5811	5811	5811	-0,4	0,0	0,0	-0,1
Renewables (incl. waste)	319	506	820	922	976	1063	1127	9,9	1,8	1,5	4,3
<b>Net imports</b>	<b>30552</b>	<b>31869</b>	<b>33683</b>	<b>34645</b>	<b>35618</b>	<b>36351</b>	<b>37290</b>	1,0	0,6	0,5	0,7
Solid fuels	4547	3479	2841	2321	2216	3738	4874	-4,6	-2,5	8,2	0,2
Liquid fuels	16711	16491	16986	17486	17742	17864	17931	0,2	0,4	0,1	0,2
Natural gas	8785	11306	13260	14168	14962	14043	13854	4,2	1,2	-0,8	1,5
Electricity	509	593	596	670	698	707	631	1,6	1,6	-1,0	0,7
<b>Gross inland consumption</b>	<b>36939</b>	<b>38088</b>	<b>40314</b>	<b>41378</b>	<b>42404</b>	<b>43225</b>	<b>44227</b>	0,9	0,5	0,4	0,6
Solid fuels	4547	3479	2841	2321	2216	3738	4874	-4,6	-2,5	8,2	0,2
Liquid fuels	16711	16491	16986	17486	17742	17864	17931	0,2	0,4	0,1	0,2
Natural gas	8785	11306	13260	14168	14962	14043	13854	4,2	1,2	-0,8	1,5
Nuclear	6068	5713	5811	5811	5811	5811	5811	-0,4	0,0	0,0	-0,1
Electricity	509	593	596	670	698	707	631	1,6	1,6	-1,0	0,7
Renewables	319	506	820	922	976	1063	1127	9,9	1,8	1,5	4,3
<b>Electricity generation</b>	<b>48063</b>	<b>50888</b>	<b>56931</b>	<b>60235</b>	<b>64719</b>	<b>68534</b>	<b>73285</b>	1,7	1,3	1,3	1,4
Nuclear	23451	22154	22533	22535	22536	22535	22536	-0,4	0,0	0,0	-0,1
Hydro - renewables	15	332	339	354	369	382	411	36,6	0,9	1,1	11,7
Thermal (incl. biomass and waste)	24597	28402	34059	37347	41814	45617	50337	3,3	2,1	1,9	2,4
<b>Fuel inputs in power/steam generation</b>	<b>5608</b>	<b>5481</b>	<b>6153</b>	<b>6530</b>	<b>7174</b>	<b>7880</b>	<b>8690</b>	0,9	1,5	1,9	1,5
Solid fuels	2618	1379	407	32	58	1761	3073	-17,0	-17,7	48,8	0,5
Liquid fuels	108	28	28	9	13	4	4	-12,7	-7,1	-10,5	-10,1
Gas fuels	2658	3775	5285	5993	6644	5647	5136	7,1	2,3	-2,5	2,2
Biomass+waste	223	298	433	496	459	468	477	6,8	0,6	0,4	2,6
<b>Fuel inputs in other transformation processes</b>	<b>38641</b>	<b>35011</b>	<b>36224</b>	<b>37023</b>	<b>37637</b>	<b>37954</b>	<b>38116</b>	-0,6	0,4	0,1	0,0
Refineries	37071	33115	34133	35007	35624	36016	36285	-0,8	0,4	0,2	-0,1
New fuels production (hydrogen, etc.)	0	67	244	279	367	439	480	0,0	4,2	2,7	0,0
Coke-ovens	1145	1324	1269	1155	1115	1043	968	1,0	-1,3	-1,4	-0,6
Blast furnaces	425	505	579	581	531	456	383	3,1	-0,9	-3,2	-0,3
<b>Energy Branch Consumption</b>	<b>2045</b>	<b>1855</b>	<b>1915</b>	<b>1952</b>	<b>1984</b>	<b>2005</b>	<b>2024</b>	-0,7	0,4	0,2	0,0
Liquid fuels	1594	1425	1463	1489	1505	1511	1512	-0,9	0,3	0,0	-0,2
Gas fuels	133	87	72	59	49	40	32	-6,0	-3,7	-4,2	-4,6
Electricity	318	343	380	404	429	455	480	1,8	1,2	1,1	1,4
<b>Distribution losses</b>	<b>205</b>	<b>220</b>	<b>230</b>	<b>232</b>	<b>238</b>	<b>241</b>	<b>247</b>	1,2	0,4	0,4	0,6
<b>Non Energy Uses</b>	<b>5239</b>	<b>5823</b>	<b>6526</b>	<b>6920</b>	<b>7063</b>	<b>7080</b>	<b>7017</b>	2,2	0,8	-0,1	1,0
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	4781	5209	5833	6216	6295	6341	6291	2,0	0,8	0,0	0,9
Gas fuels	457	614	694	704	767	739	726	4,3	1,0	-0,5	1,6
<b>Final Energy Demand</b>	<b>21944</b>	<b>23495</b>	<b>24842</b>	<b>25401</b>	<b>26127</b>	<b>26623</b>	<b>27273</b>	1,2	0,5	0,4	0,7
by fuel											
Solid Fuels	1264	1340	1601	1461	1374	1257	1145	2,4	-1,5	-1,8	-0,3
Liquid Fuels	9986	9840	9933	10088	10365	10534	10711	-0,1	0,4	0,3	0,2
Gas fuels	6195	7499	7952	8151	8198	8252	8537	2,5	0,3	0,4	1,1
Steam	284	294	354	360	457	518	505	2,2	2,6	1,0	1,9
Electricity	4120	4405	4883	5214	5597	5904	6207	1,7	1,4	1,0	1,4
New fuels (hydrogen etc.)	0	4	4	7	12	22	22	0,0	11,6	5,7	0,0
Biomass + Waste	93	109	107	107	104	105	104	1,4	-0,2	0,0	0,4
Other renewables	1	3	9	13	20	30	43	19,7	8,5	8,0	11,9
by sector											
Industry	7542	8493	9431	9576	9604	9541	9491	2,3	0,2	-0,1	0,8
Tertiary	2574	2598	2736	2889	3129	3469	3957	0,6	1,4	2,4	1,4
Households	5601	5708	5739	5752	5785	5726	5655	0,2	0,1	-0,2	0,0
Transports	6227	6695	6937	7185	7609	7887	8171	1,1	0,9	0,7	0,9

Tableau A 9 : Scénario Nuc2 pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)

Vlaams Gewest	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			00-30
								00-10	10-20	20-30	
<b>Primary production</b>	<b>6388</b>	<b>6220</b>	<b>6630</b>	<b>6720</b>	<b>7305</b>	<b>9286</b>	<b>10926</b>	0,4	1,0	4,1	1,8
Nuclear	6068	5713	5811	5811	6330	8223	9809	-0,4	0,9	4,5	1,6
Renewables (incl. waste)	320	506	820	909	975	1063	1117	9,9	1,8	1,4	4,3
<b>Net imports</b>	<b>30552</b>	<b>31866</b>	<b>33679</b>	<b>34652</b>	<b>35370</b>	<b>34952</b>	<b>34846</b>	1,0	0,5	-0,1	0,4
Solid fuels	4547	3479	2841	2321	2187	1999	1930	-4,6	-2,6	-1,2	-2,8
Liquid fuels	16711	16491	16986	17486	17742	17869	17935	0,2	0,4	0,1	0,2
Natural gas	8785	11302	13255	14174	14729	14335	14273	4,2	1,1	-0,3	1,6
Electricity	509	593	597	670	712	750	709	1,6	1,8	0,0	1,1
<b>Gross inland consumption</b>	<b>36940</b>	<b>38085</b>	<b>40309</b>	<b>41372</b>	<b>42676</b>	<b>44238</b>	<b>45772</b>	0,9	0,6	0,7	0,7
Solid fuels	4547	3479	2841	2321	2187	1999	1930	-4,6	-2,6	-1,2	-2,8
Liquid fuels	16711	16491	16986	17486	17742	17869	17935	0,2	0,4	0,1	0,2
Natural gas	8785	11302	13255	14174	14729	14335	14273	4,2	1,1	-0,3	1,6
Nuclear	6068	5713	5811	5811	6330	8223	9809	-0,4	0,9	4,5	1,6
Electricity	509	593	597	670	712	750	709	1,6	1,8	0,0	1,1
Renewables	320	506	820	909	975	1063	1117	9,9	1,8	1,4	4,3
<b>Electricity generation</b>	<b>48063</b>	<b>50879</b>	<b>56922</b>	<b>60225</b>	<b>64502</b>	<b>68551</b>	<b>72948</b>	1,7	1,3	1,2	1,4
Nuclear	23451	22159	22550	22551	24554	31666	37597	-0,4	0,9	4,4	1,6
Hydro - renewables	15	332	339	354	369	382	411	36,6	0,9	1,1	11,7
Thermal (incl. biomass and waste)	24597	28388	34033	37321	39578	36504	34940	3,3	1,5	-1,2	1,2
<b>Fuel inputs in power/steam generation</b>	<b>5608</b>	<b>5477</b>	<b>6144</b>	<b>6523</b>	<b>6867</b>	<b>6424</b>	<b>6195</b>	0,9	1,1	-1,0	0,3
Solid fuels	2618	1379	406	32	29	33	138	-17,0	-23,1	16,7	-9,4
Liquid fuels	108	28	28	9	15	4	4	-12,7	-6,0	-11,5	-10,1
Gas fuels	2658	3771	5277	5998	6363	5919	5586	7,1	1,9	-1,3	2,5
Biomass+waste	223	298	433	483	459	468	467	6,8	0,6	0,2	2,5
<b>Fuel inputs in other transformation processes</b>	<b>38641</b>	<b>35012</b>	<b>36224</b>	<b>37023</b>	<b>37640</b>	<b>37949</b>	<b>38110</b>	-0,6	0,4	0,1	0,0
Refineries	37071	33115	34133	35007	35626	36020	36288	-0,8	0,4	0,2	-0,1
New fuels production (hydrogen, etc.)	0	67	244	279	367	439	480	0,0	4,2	2,7	0,0
Coke-ovens	1145	1325	1269	1156	1116	1035	961	1,0	-1,3	-1,5	-0,6
Blast furnaces	425	505	579	581	531	454	382	3,1	-0,9	-3,2	-0,4
<b>Energy Branch Consumption</b>	<b>2045</b>	<b>1855</b>	<b>1915</b>	<b>1951</b>	<b>1981</b>	<b>1999</b>	<b>2012</b>	-0,7	0,3	0,2	-0,1
Liquid fuels	1594	1425	1463	1489	1505	1511	1512	-0,9	0,3	0,0	-0,2
Gas fuels	133	87	72	59	49	39	31	-6,0	-3,8	-4,3	-4,7
Electricity	318	343	380	404	427	449	469	1,8	1,2	0,9	1,3
<b>Distribution losses</b>	<b>205</b>	<b>220</b>	<b>230</b>	<b>232</b>	<b>238</b>	<b>243</b>	<b>249</b>	1,2	0,3	0,4	0,7
<b>Non Energy Uses</b>	<b>5239</b>	<b>5823</b>	<b>6527</b>	<b>6920</b>	<b>7062</b>	<b>7088</b>	<b>7025</b>	2,2	0,8	-0,1	1,0
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	4781	5209	5833	6216	6295	6348	6298	2,0	0,8	0,0	0,9
Gas fuels	457	614	694	704	767	740	727	4,3	1,0	-0,5	1,6
<b>Final Energy Demand by fuel</b>	<b>21944</b>	<b>23495</b>	<b>24843</b>	<b>25401</b>	<b>26137</b>	<b>26647</b>	<b>27297</b>	1,2	0,5	0,4	0,7
Solid Fuels	1264	1340	1601	1461	1374	1249	1139	2,4	-1,5	-1,9	-0,3
Liquid Fuels	9986	9839	9933	10088	10364	10531	10708	-0,1	0,4	0,3	0,2
Gas fuels	6195	7499	7955	8152	8246	8269	8504	2,5	0,4	0,3	1,1
Steam	284	294	351	359	423	488	513	2,2	1,9	2,0	2,0
Electricity	4120	4405	4883	5213	5594	5953	6265	1,7	1,4	1,1	1,4
New fuels (hydrogen etc.)	0	4	4	7	12	22	22	0,0	11,6	5,7	0,0
Biomass + Waste	94	110	107	107	104	105	105	1,3	-0,3	0,1	0,4
Other renewables	1	3	9	13	20	30	43	19,7	8,5	8,1	11,9
<b>by sector</b>											
Industry	7543	8494	9431	9576	9615	9555	9497	2,3	0,2	-0,1	0,8
Tertiary	2574	2598	2736	2889	3128	3475	3965	0,6	1,3	2,4	1,5
Households	5601	5708	5739	5752	5785	5731	5664	0,2	0,1	-0,2	0,0
Transports	6227	6695	6937	7185	7609	7886	8170	1,1	0,9	0,7	0,9

**Tableau A 10 : Scénario transport pour la Région flamande (en ktep sauf la production d'électricité en gwh)**

Vlaams Gewest	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Annual change %			00-30
								00-10	10-20	20-30	
<b>Primary production</b>	6387	6217	6597	6694	5524	3527	1197	0,3	-1,8	-14,2	-5,4
Nuclear	6068	5713	5811	5811	4548	2510	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Renewables (incl. waste)	319	504	786	883	977	1017	1197	9,4	2,2	2,1	4,5
<b>Net imports</b>	30552	31578	32666	33612	35321	37529	39690	0,7	0,8	1,2	0,9
Solid fuels	4547	3479	2841	2321	2238	4609	6827	-4,6	-2,4	11,8	1,4
Liquid fuels	16711	16203	15964	16446	16772	17000	17128	-0,5	0,5	0,2	0,1
Natural gas	8785	11303	13266	14178	15589	15325	15141	4,2	1,6	-0,3	1,8
Electricity	509	593	595	668	722	594	594	1,6	2,0	-1,9	0,5
<b>Gross inland consumption</b>	36939	37795	39263	40306	40846	41056	40887	0,6	0,4	0,0	0,3
Solid fuels	4547	3479	2841	2321	2238	4609	6827	-4,6	-2,4	11,8	1,4
Liquid fuels	16711	16203	15964	16446	16772	17000	17128	-0,5	0,5	0,2	0,1
Natural gas	8785	11303	13266	14178	15589	15325	15141	4,2	1,6	-0,3	1,8
Nuclear	6068	5713	5811	5811	4548	2510	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Electricity	509	593	595	668	722	594	594	1,6	2,0	-1,9	0,5
Renewables	319	504	786	883	977	1017	1197	9,4	2,2	2,1	4,5
<b>Electricity generation</b>	48063	50862	56974	60305	64453	69110	72492	1,7	1,2	1,2	1,4
Nuclear	23451	22154	22533	22535	17643	9745	0	-0,4	-2,4	-100,0	-100,0
Hydro - renewables	15	332	339	354	369	382	1750	36,6	0,9	16,8	17,2
Thermal (incl. biomass and waste)	24597	28377	34102	37417	46440	58982	70742	3,3	3,1	4,3	3,6
<b>Fuel inputs in power/steam generation</b>	5608	5478	6160	6541	7867	9968	11849	0,9	2,5	4,2	2,5
Solid fuels	2618	1379	406	32	79	2618	5010	-17,0	-15,1	51,5	2,2
Liquid fuels	108	28	28	9	6	5	5	-12,7	-14,9	-1,4	-9,8
Gas fuels	2658	3772	5293	6003	7277	6877	6357	7,1	3,2	-1,3	2,9
Biomass+waste	223	298	433	496	506	468	477	6,8	1,6	-0,6	2,6
<b>Fuel inputs in other transformation processes</b>	38641	34420	34150	34889	35605	36128	36423	-1,2	0,4	0,2	-0,2
Refineries	37071	32526	32093	32912	33636	34223	34622	-1,4	0,5	0,3	-0,2
New fuels production (hydrogen, etc.)	0	65	210	240	322	393	436	0,0	4,3	3,1	0,0
Coke-ovens	1145	1325	1269	1155	1116	1053	979	1,0	-1,3	-1,3	-0,5
Blast furnaces	425	505	579	581	531	458	386	3,1	-0,9	-3,2	-0,3
<b>Energy Branch Consumption</b>	2045	1831	1835	1870	1914	1953	1984	-1,1	0,4	0,4	-0,1
Liquid fuels	1594	1402	1383	1408	1428	1442	1448	-1,4	0,3	0,1	-0,3
Gas fuels	133	87	72	59	51	42	34	-6,0	-3,4	-3,9	-4,5
Electricity	318	343	380	404	435	470	502	1,8	1,4	1,4	1,5
<b>Distribution losses (ktoe)</b>	205	220	230	233	238	239	242	1,2	0,3	0,2	0,6
<b>Non Energy Uses</b>	5239	5823	6527	6920	7061	7067	7001	2,2	0,8	-0,1	1,0
Solid fuels	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liquid fuels	4781	5209	5833	6216	6294	6330	6276	2,0	0,8	0,0	0,9
Gas fuels	457	614	694	704	767	738	725	4,3	1,0	-0,6	1,5
<b>Final Energy Demand by fuel</b>	21944	23227	23857	24393	25168	25748	26423	0,8	0,5	0,5	0,6
Solid Fuels	1264	1340	1601	1461	1375	1268	1157	2,4	-1,5	-1,7	-0,3
Liquid Fuels	9986	9573	8948	9078	9420	9688	9926	-1,1	0,5	0,5	0,0
Gas fuels	6195	7499	7950	8150	8191	8307	8607	2,5	0,3	0,5	1,1
Steam	284	294	354	360	454	501	483	2,2	2,5	0,6	1,8
Electricity	4120	4404	4885	5217	5592	5829	6084	1,7	1,4	0,8	1,3
New fuels (hydrogen etc.)	0	4	4	6	12	21	21	0,0	12,4	6,0	0,0
Biomass + Waste	93	110	106	106	104	105	103	1,3	-0,2	-0,1	0,3
Other renewables	1	3	9	13	20	30	42	19,7	8,5	7,9	11,9
<b>by sector</b>											
Industry	7542	8494	9430	9575	9600	9539	9483	2,3	0,2	-0,1	0,8
Tertiary	2573	2598	2736	2889	3128	3454	3931	0,6	1,3	2,3	1,4
Households	5601	5708	5739	5752	5781	5709	5614	0,2	0,1	-0,3	0,0
Transports	6227	6427	5953	6177	6658	7046	7396	-0,4	1,1	1,1	0,6

## Annexe 6 : 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). Le modèle PRIMES a été conçu pour les perspectives énergétiques, la construction de scénarios et les analyses d'impact de politiques énergétiques. Il s'agit d'un modèle d'équilibre partiel dans le sens où seul le système énergétique est pris en compte et non le reste de l'économie. Le modèle PRIMES permet de simuler l'évolution de l'offre, de la demande, des prix et des émissions de polluants des différentes formes d'énergie étant donné l'entrée exogène des prix internationaux de l'énergie et de variables macro-économiques (PIB, revenu disponible, inflation, taux d'intérêt etc.). Dans le modèle PRIMES, les changements en matière d'offre d'énergie et de prix, les contraintes en matière d'émissions de polluants ne peuvent pas à leur tour affecter la sphère économique. Primes est un modèle de marché simulant simultanément un équilibre entre l'offre et la demande au niveau européen ainsi que pour 35 pays individuels (les 27 Etats membres et 8 autres pays européens). L'équilibre est obtenu lorsque les prix assurent l'adéquation de l'offre et la demande pour les différents vecteurs énergétiques. La convergence vers un équilibre se fait de manière itérative. A partir d'une estimation de prix des différents vecteurs énergétiques, PRIMES fournit une première approche de la demande. Cette première estimation de la demande détermine les capacités nécessaires et le niveau des différentes sources d'énergie. Le choix des technologies de production est ensuite déterminé de manière endogène sur base de la minimisation des coûts de production. PRIMES calcule les coûts de production qui, augmentés des taxes, fournissent une première estimation des prix à la consommation. Les prix sont alors comparés à ceux de l'itération précédente et lorsqu'ils sont suffisamment proches, le processus de convergence se termine. Dans le cas contraire, une nouvelle estimation de la demande est fournie et le processus de bouclage se poursuit.

La demande consiste en un système d'équations non linéaires. La modélisation de la demande finale énergétique est de type «bottom-up» (approche engineering) mais incorpore une minimisation des coûts des demandeurs d'énergie. La décomposition sectorielle du modèle est très fine et 24 formes d'énergie différentes sont considérées. En ce qui concerne l'industrie, le modèle est désagrégé en 9 branches d'activité. Dans chaque branche, différentes sous branches sont considérées (environ 30 sous-branches au total, incluant le recyclage) et, au niveau des sous-branches, différents usages énergétiques sont distingués en fonction des processus de production (hauts fourneaux, fours électriques, électrolyse, etc.). Au niveau du secteur résidentiel, cinq catégories différentes de biens immobiliers sont distinguées en fonction de l'équipement de chauffage utilisé (chauffage central, chauffage partiel, chauffage électrique, chauffage urbain, chauffage au gaz individuel). En plus du chauffage, trois autres types d'usages domestiques sont considérés : eau chaude, cuisson, usages spécifiques d'électricité. La demande des ménages dépend de plusieurs variables, parmi lesquelles figurent le revenu disponible des ménages, le

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

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

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

## Annexe 7 : Hypothèses générales du PP95

Dans cette annexe, nous rappelons brièvement les principales hypothèses sous-jacentes à l'élaboration des perspectives énergétiques de long terme publiées dans le PP95. Pour plus de détails, le lecteur pourra se référer au chapitre I de cette publication.

### Hypothèses démographiques

Le PP95 se base sur les « Perspectives de population 2000-2050 » réalisées par l'INS et le BFP en décembre 2001. Selon ces perspectives, le nombre d'habitants en Belgique augmenterait légèrement entre 2000 et 2030 d'environ 642000 unités. En 2030, la Belgique compterait ainsi 10880933 habitants. En conséquence, le rythme de croissance de la population serait en moyenne de 0,2% par an sur cette période.

L'hypothèse relative à l'évolution de la taille moyenne des ménages belges est basée sur les projections des Nations Unies (United Nation Global Urban Observatory Unit of UN-HABITAT). Elle confirme les tendances passées : le nombre de personnes par ménage qui était de 2,42 en 2000 passerait à 2,08 en 2030. Cette hypothèse reflète les changements dans la structure d'âge de la population et de style de vie qui ont pour effet de réduire la taille moyenne des ménages. A titre de comparaison, les projections pour l'Europe des quinze sont de 1,97 personnes en moyenne par ménage en 2030.

Les perspectives de population combinées avec celles relatives à la taille moyenne des ménages conduisent à une augmentation importante du nombre de ménages (+24% sur la période de projection, soit 995000 ménages en plus).

### Hypothèses climatiques

L'hypothèse adoptée dans le PP95 est de garder le nombre de degrés-jours égal au niveau de l'année 2000 sur toute la période de projection. Le nombre de degrés-jours 16,5/16,5 en 2000 était de 2097.

### Les prix internationaux des combustibles

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

Il faut souligner ici que les évolutions de prix issues du modèle POLES indiquent une tendance à long terme cohérente avec la dynamique de l'offre et de la demande au niveau mondial. Elles ne prétendent pas jouer le rôle de prévisions précises quant aux prix des hydrocarbures. En particulier, les projections ne prennent pas en compte la composante géopolitique qui, très souvent par le passé, a eu un impact déterminant sur les niveaux de prix.

#### *Pétrole brut*

Les perspectives pour le prix du pétrole brut sont dans un premier temps (2000-2010) une baisse globale par rapport au niveau élevé de 2000 pour atteindre 20,1 USD (2000) en 2010, et ensuite une augmentation graduelle sur la période 2010-2030 jusqu'à atteindre 27,9 USD (2000) à la fin de la période de projection. Cette hausse est le résultat de coûts marginaux plus élevés pour exploiter les nouvelles sources de pétrole et les transporter jusqu'aux lieux de consommation. Le prix projeté pour 2030 est comparable au prix moyen du pétrole en 2000, en monnaie constante.

#### *Gaz naturel*

Le prix du gaz naturel continuerait à être partiellement indexé sur le prix du pétrole. En conséquence, les prix du pétrole et du gaz évolueraient encore dans la même direction. Cependant, à partir du milieu de la période de projection, il y aurait un découplage progressif entre les deux formes d'énergie reflétant d'une part une concurrence gaz-gaz de plus en plus forte suscitée par la réalisation du marché intérieur du gaz naturel et d'autre part par la disponibilité d'un plus grand nombre de sources de gaz naturel. En 2030, le prix du gaz sur le marché européen (23,3 USD (2000)/bep) serait 50% plus élevé qu'en 2000.

#### *Charbon*

Enfin, contrairement aux hydrocarbures, le prix du charbon resterait relativement stable et diminuerait même légèrement en monnaie constante (7 USD (2000)/bep en 2030, comparé à 7,4 USD (2000)/bep en 2000). Cette légère baisse de 6% sur trente ans reflète une baisse du coût marginal d'extraction du charbon hors Europe.

### **Hypothèses macroéconomiques**

Le Tableau A 11 ci-dessous résume les hypothèses macroéconomiques et macrosectorielles utilisées dans le PP95.

**Tableau A 11 : Évolution du PIB et des valeurs ajoutées sectorielles à prix constants (en %)**

	00//90 <sup>a</sup>	10//00	20//10	30//20	30//00
Produit intérieur brut	2,2	2,2	1,8	1,6	1,9
Valeur ajoutée					
Industrie, dont	1,7	2,3	1,8	1,5	1,8
Sidérurgie	n.d.	-0,9	-1,0	-1,2	-1,0
Chimie	4,8	3,8	2,1	1,7	2,5
Minéraux non métalliques	0,5	1,0	1,4	1,1	1,1
Non ferreux	n.d.	2,5	1,8	1,3	1,9
Alimentation, boisson, etc.	0,0	2,0	1,5	1,0	1,5
Textiles, etc.	1,1	0,6	0,2	0,0	0,3
Papier et imprimerie	1,2	1,9	1,7	1,3	1,7
Fabrications métalliques	1,9	2,4	2,2	1,9	2,2
Autres	1,4	2,3	2,0	1,8	2,0
Tertiaire, dont	2,1	2,3	1,9	1,8	2,0
Agriculture	3,6	0,5	0,4	0,3	0,4
Services et commerce	2,0	2,3	1,9	1,8	2,0
Secteur énergétique	2,3	3,1	1,7	1,5	2,1
Dépenses de consommation finale des ménages	2,0	2,0	1,9	1,7	1,9

n.d.: non disponible

//: taux de croissance annuel moyen (%)

<sup>a</sup>: Comptes nationaux, séries historiques, ICN, 2002

Source : EC-DG TREN, PP95.

### Hypothèses relatives aux politiques énergétiques et environnementales

Le scénario de référence ne prend en compte que les mesures et politiques adoptées ou en place avant le 31 décembre 2001. Cela signifie notamment que l'objectif de réduction de la Belgique dans le Protocole de Kyoto et toutes les politiques et mesures additionnelles pour le respecter ne font pas partie du scénario de référence.

Le scénario de référence prend ainsi en compte :

- La désactivation des centrales nucléaires quarante ans après leur mise en service industriel, stipulée dans l'accord gouvernemental du 7 juillet 1999. Cette décision a fait depuis l'objet d'une loi, la « Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité », promulguée le 31 janvier 2003.
- La mise en place du marché intérieur de l'électricité et sa mise en œuvre complète à l'horizon 2010. L'impact sur les tarifs d'électricité d'ici 2010 d'une plus grande concurrence entre fournisseurs résultant de l'ouverture des marchés nationaux est évalué et pris en compte.
- Le mécanisme de soutien aux énergies renouvelables mis en place en 1995, à savoir une prime de rachat de l'électricité verte de 0,05 euro/kWh par les distributeurs d'électricité. Le scénario de référence ne prend donc pas en compte l'objectif indicatif pour la Belgique de la Directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables pour la production d'électricité. En fait, les régions ont mis en place récemment un système de certificats

verts pour rencontrer cet objectif. Ce système est opérationnel depuis le 1er janvier 2002 en Flandre et le 1er juillet 2003 en Wallonie et remplace le mécanisme de prime de rachat.

- Les accords ACEA/KAMA/JAMA entre la Commission européenne et les constructeurs automobiles européens, coréens et japonais conclus en 1998 et 1999. L'industrie automobile s'y engage à réduire le taux d'émission de CO<sub>2</sub> des nouvelles voitures immatriculées en 2008/2009 à 140g/km en moyenne (comparé à environ 180 g/km en 2000). Un objectif intermédiaire de 170 g/km est fixé pour 2003. Une extension des accords ACEA est en cours de discussion, elle aurait pour objectif d'atteindre 120 g/km en moyenne au plus tard en 2010. Cette extension n'étant pas encore adoptée, elle ne fait pas partie du scénario de référence.
- La réglementation en place pour limiter les émissions de polluants acides par les grandes installations de combustion et les véhicules.

### **Autres hypothèses**

Quelques autres hypothèses ont été formulées :

- Les taxes énergétiques sont supposées rester inchangées en termes réels et sont compatibles avec la législation en vigueur en juillet 2002.
- Trois taux d'actualisation différents sont utilisés en fonction du secteur: (1) 8% pour les producteurs centralisés d'électricité, (2) 12% pour l'industrie et le secteur tertiaire, et (3) 17,5% pour le secteur résidentiel.
- Les projections énergétiques prennent en compte les extensions et les déclassements de capacité de production d'électricité décidés au 31 décembre 2001. Les extensions de capacité de production nécessaires pour répondre à la demande sont, quant à elles, endogènes et basées sur la minimisation des coûts (actualisés) de production de long terme.
- Les données relatives au potentiel des énergies renouvelables viennent du rapport AMPERE.

## Bibliographie

- Bureau fédéral du Plan, *Régionalisation des perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, D. Devogelaer, D. Gusbin, L. Janssen, étude pour la Région wallonne, rapport final, 31 août 2006.
- Bureau fédéral du Plan, *Régionalisation des perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, D. Devogelaer, D. Gusbin, L. Janssen, étude pour la Région de Bruxelles-Capitale, rapport final, 30 juin 2006.
- Bureau fédéral du Plan, *Regionalisatie van de energievooruitzichten voor België tegen 2030*, D. Devogelaer, D. Gusbin, L. Janssen, studieopdracht voor het Vlaams Gewest, eindrapport, 30 juni 2005.
- Bureau fédéral du Plan, *Regionale emissievooruitzichten*, I. Bracke & G. Vandille, WP 05-05, 2005.
- Bureau fédéral du Plan, *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, D. Gusbin & B. Hoornaert, PP 95, janvier 2004.
- Bureau fédéral du Plan, *Demande maîtrisée d'électricité : Elaboration d'une projection à l'horizon 2020*, D. Gusbin, WP 19-04, octobre 2004.
- Bureau fédéral du Plan, *Régionalisation des perspectives de moyen terme de valeur ajoutée : actualisation*, D. Bassilière & F. Bossier, note ADDG 6565, 2004.
- Bureau fédéral du Plan, *Regionalisering van de middellangetermijnvooruitzichten voor de toegevoegde waarde: eerste ramingen*, F. Bossier & F. Vanhorebeek, note ADDG 6486, 2003.
- Bureau fédéral du Plan, *Stedelijke woondynamiek van de Belgische bevolking en haar gezinnen*, D. Devogelaer, WP 13-02, 2002.
- CREG, *Programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014*, 2005.
- Desmet R. et al. , *Démographie, géographie et mobilité : perspectives à long terme et politiques pour un développement durable (MOBIDIC)*, Bureau fédéral du Plan, Université catholique de Louvain (GÉDAP) et Facultés universitaires Notre-Dame de la Paix (GRT), rapport final pour la politique scientifique fédérale (PADD II), à paraître, 2006.
- Eurostat, *Energy: yearly statistics – Data 2002*.
- FPE, Fédération professionnelle des producteurs et distributeurs d'électricité de Belgique, *Annuaire statistiques 2000, 2001, 2002 et 2003*.
- Fraunhofer Institute for System Analysis and Innovation Research (FhG-ISI), *Gestion de la demande d'énergie dans le cadre des efforts à accomplir par la Belgique pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre*, Final report (and annexes) for the Ministry of Economic Affairs (revised version), 31 mai 2003.

- Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement – IBGE/BIM, *Bilans énergétiques détaillés de la Région de Bruxelles-Capitale 1990-2002*, 2005.
- Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement, communications bilatérales, 2006.
- Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable asbl (2004), *Atlas Energétique de la Wallonie*, Namur.
- Institut wallon, VITO, *Energiebalans België 1999, Vergelijking tussen de balans van het Ministerie van Economische Zaken en de samenvoeging van de gewestelijke balansen*, Voorstel tot eindverslag, in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, 2002.
- Institut wallon, *Bilans énergétiques de la Région de Bruxelles-Capitale 2000*, rapport pour l'IBGE-BIM, service énergie, 2002.
- Institut wallon, *Recueil de statistiques énergétiques de la Région wallonne 1990-2000*, rapport pour le ministère de la Région wallonne DGTRE, 2002.
- Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap, AMINAL, Cel Lucht, *Assumptions for a national energy scenario 2000-2020 ('with measures scenario') in the framework of the NEC review and as input for the reporting under the monitoring mechanism directive*, Brussel, 2005.
- Moniteur belge, *Loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité*, 28 février 2003, Ed 3, pp.9879.
- VITO, *Energiebalans Vlaanderen 2000 – onafhankelijke methode*, 2004.
- VITO, *Bilans énergétiques détaillés pour la Flandre 1990-2002*, 2003.