

PERSPECTIVES

Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030



Novembre 2011

.be

Perspectives

L'une des principales missions du Bureau fédéral du Plan (BFP) est d'aider les décideurs à anticiper les évolutions futures de l'économie belge.

Ainsi, sous la responsabilité de l'ICN, le BFP établit deux fois par an, en février et septembre, des prévisions à court terme de l'économie belge, soit le *Budget économique* en vue, comme son nom l'indique, de la confection du budget de l'Etat et de son contrôle. A la demande des partenaires sociaux, le BFP publie en mai des *Perspectives économiques à moyen terme* dans un contexte international. Dans la foulée sont élaborées, en collaboration avec des institutions régionales, des *Perspectives économiques régionales*. *Nime Outlook* décrit, une fois par an, des perspectives d'évolution à moyen terme de l'économie mondiale. Tous les trois ans, le BFP élabore des *Perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique*. Tous les trois ans également, il réalise, en collaboration avec le SPF Mobilité et Transports, des *Perspectives à long terme de l'évolution des transports en Belgique*. Enfin, le BFP élabore annuellement, en collaboration avec la DGSIE, des *Perspectives de population* de long terme.

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.

Editeur responsable: Henri Bogaert - Dépôt légal: D/2011/7433/27

PERSPECTIVES

Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030

Novembre 2011



**Bureau
fédéral du Plan**

Analyses et prévisions économiques

Contributions

Cette publication a été réalisée par Danielle Devogelaer, BFP (dd@plan.be) et Dominique Gusbin, BFP (dg@plan.be).

Bureau fédéral du Plan
Avenue des Arts 47-49, 1000 Bruxelles
tél. : +32-2-5077311
fax : +32-2-5077373
e-mail : contact@plan.be
<http://www.plan.be>

Table des matières

| | |
|--|-----------|
| Synthèse..... | 1 |
| 1. Introduction..... | 11 |
| 2. Méthodologie | 13 |
| 2.1. Description des scénarios | 13 |
| 2.2. Modèle utilisé | 17 |
| 3. Scénario de référence | 19 |
| 3.1. Hypothèses et cadre politique | 20 |
| 3.1.1. Hypothèses macroéconomiques et démographiques | 20 |
| 3.1.2. Prix internationaux de l'énergie | 24 |
| 3.1.3. Politiques et mesures | 25 |
| 3.1.4. Autres hypothèses | 27 |
| 3.2. Perspectives énergétiques | 28 |
| 3.2.1. Approvisionnement énergétique | 28 |
| 3.2.2. Demande finale d'énergie | 31 |
| 3.2.3. Production d'électricité | 42 |
| 3.2.4. Sources d'énergie renouvelables | 48 |
| 3.3. Perspectives d'évolution des émissions de gaz à effet de serre | 48 |
| 3.3.1. Emissions de gaz à effet de serre | 49 |
| 3.3.2. Emissions de CO ₂ d'origine énergétique | 50 |
| 4. Mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie | 52 |
| 4.1. Hypothèses et description des scénarios | 53 |
| 4.2. Perspectives énergétiques | 55 |
| 4.2.1. Demande finale d'énergie | 55 |
| 4.2.2. Production d'électricité | 66 |
| 4.2.3. Sources d'énergie renouvelables | 72 |
| 4.2.4. Approvisionnement énergétique | 73 |
| 4.3. Perspectives d'évolution des émissions de gaz à effet de serre | 76 |
| 4.3.1. Emissions de gaz à effet de serre | 76 |
| 4.3.2. Emissions de CO ₂ d'origine énergétique | 77 |
| 4.4. Impact d'un prolongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires | 78 |
| 4.4.1. Demande finale d'énergie | 79 |
| 4.4.2. Production d'électricité | 81 |
| 4.4.3. Sources d'énergie renouvelables | 84 |

| | | |
|------------|--|------------|
| 4.4.4. | Approvisionnement énergétique | 86 |
| 4.4.5. | Emissions de gaz à effet de serre | 87 |
| 4.5. | Impact d'un développement à grande échelle de la voiture électrique | 88 |
| 4.5.1. | Demande finale d'énergie | 90 |
| 4.5.2. | Production d'électricité | 92 |
| 4.5.3. | Sources d'énergie renouvelables | 94 |
| 4.5.4. | Approvisionnement énergétique | 94 |
| 4.5.5. | Emissions de gaz à effet de serre | 95 |
| 5. | Renforcement de l'effort de réduction des GES | 97 |
| 5.1. | Hypothèses et description des scénarios | 97 |
| 5.2. | Perspectives énergétiques | 99 |
| 5.2.1. | Demande finale d'énergie | 100 |
| 5.2.2. | Production d'électricité | 111 |
| 5.2.3. | Sources d'énergie renouvelables | 116 |
| 5.2.4. | Approvisionnement énergétique | 118 |
| 5.3. | Perspectives d'évolution des émissions de gaz à effet de serre | 120 |
| 5.3.1. | Emissions de gaz à effet de serre | 120 |
| 5.3.2. | Emissions de CO ₂ d'origine énergétique | 122 |
| 5.4. | Impact d'un prolongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires | 123 |
| 5.4.1. | Demande finale d'énergie | 124 |
| 5.4.2. | Production d'électricité | 126 |
| 5.4.3. | Sources d'énergie renouvelables | 130 |
| 5.4.4. | Approvisionnement énergétique | 130 |
| 5.4.5. | Emissions de gaz à effet de serre | 132 |
| 5.5. | Impact d'un développement à grande échelle de la voiture électrique | 133 |
| 5.5.1. | Demande finale d'énergie | 135 |
| 5.5.2. | Production d'électricité | 137 |
| 5.5.3. | Sources d'énergie renouvelables | 138 |
| 5.5.4. | Approvisionnement énergétique | 138 |
| 5.5.5. | Emissions de gaz à effet de serre | 139 |
| 6. | Annexes | 142 |
| Annexe A : | Résultats détaillées des scénarios de référence et Ref_20/20 | 142 |
| Annexe B : | Résultats détaillées des scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int | 143 |
| Annexe C : | Résultats détaillés du scénario Ref_20/20 et des scénarios complémentaires associés pour l'année 2030 | 144 |
| Annexe D : | Résultats détaillés du scénario Ref_30/20_flex et des scénarios complémentaires associés pour l'année 2030 | 145 |

| | |
|---------------------------------|-----|
| 7. Liste des abréviations | 147 |
| 8. Bibliographie..... | 149 |

Liste des tableaux

| | | |
|------------|--|----|
| Tableau 1 | Description succincte des scénarios étudiés..... | 14 |
| Tableau 2 | Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique à l'horizon 2020 et 2030..... | 22 |
| Tableau 3 | Comparaison de certaines hypothèses avec celles formulées dans les perspectives énergétiques précédentes..... | 24 |
| Tableau 4 | Evolution des valeurs du carbone dans le secteur ETS, scénario de référence | 25 |
| Tableau 5 | Indicateurs relatifs à l'approvisionnement énergétique, scénario de référence | 30 |
| Tableau 6 | Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénario de référence..... | 33 |
| Tableau 7 | Evolution de la demande finale d'énergie par secteur, scénario de référence..... | 34 |
| Tableau 8 | Evolution de l'intensité énergétique de l'industrie et de ses secteurs, scénario de référence..... | 35 |
| Tableau 9 | Indicateurs relatifs à la production d'électricité, scénario de référence | 46 |
| Tableau 10 | Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario de référence (portée '08-12')..... | 49 |
| Tableau 11 | Valeurs du carbone et des énergies renouvelables, scénario Ref_20/20 | 54 |
| Tableau 12 | Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénario Ref_20/20..... | 57 |
| Tableau 13 | Evolution de la demande finale d'énergie par secteur, scénario Ref_20/20..... | 58 |
| Tableau 14 | Evolution de l'intensité énergétique de l'industrie et de ses secteurs, scénario Ref_20/20..... | 59 |
| Tableau 15 | Indicateurs relatifs à la production d'électricité, scénario Ref_20/20..... | 70 |
| Tableau 16 | Indicateurs relatifs à l'approvisionnement énergétique, scénario Ref_20/20 | 74 |
| Tableau 17 | Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Ref_20/20 (portée '08-12')..... | 76 |
| Tableau 18 | Indicateurs relatifs à la production d'électricité, comparaison entre les scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20..... | 83 |

| | | |
|------------|--|-----|
| Tableau 19 | Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Nuc_20/20 (portée '08-12') | 87 |
| Tableau 20 | Hypothèses de développement du parc des voitures électriques (VE) | 89 |
| Tableau 21 | Impact de la voiture électrique sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2030 (portée '08-12'), scénarios 20/20 | 95 |
| Tableau 22 | Valeurs du carbone et des énergies renouvelables, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int | 98 |
| Tableau 23 | Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int | 101 |
| Tableau 24 | Evolution de la demande finale d'énergie par secteur, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int | 102 |
| Tableau 25 | Evolution de l'intensité énergétique de l'industrie et de ses secteurs, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int | 104 |
| Tableau 26 | Indicateurs relatifs à la production d'électricité, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int | 115 |
| Tableau 27 | Indicateurs relatifs à l'approvisionnement énergétique, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int | 119 |
| Tableau 28 | Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Ref_30/20_flex (portée '08-12') | 120 |
| Tableau 29 | Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Ref_30/20_int (portée '08-12') | 120 |
| Tableau 30 | Indicateurs relatifs à la production d'électricité, comparaison entre les scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex | 128 |
| Tableau 31 | Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Nuc_30/20_flex (portée '08-12') | 132 |
| Tableau 32 | Hypothèses de développement du parc des voitures électriques (VE) | 134 |
| Tableau 33 | Impact de la voiture électrique sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2030 (portée '08-12'), scénarios 30/20_flex | 140 |

Liste des graphiques

| | | |
|-------------|---|----|
| Graphique 1 | Trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre dans l'Union européenne, selon le scénario | 16 |
| Graphique 2 | Comparaison entre le scénario de référence et le scénario Ref_20/20 | 16 |
| Graphique 3 | Comparaison entre le scénario Ref_30/20_flex et le scénario Ref_30/20_int | 17 |

| | | |
|--------------|---|----|
| Graphique 4 | Evolution du PIB/habitant en Belgique (1990-2030), comparaison avec les perspectives précédentes..... | 21 |
| Graphique 5 | Evolution des prix des combustibles fossiles, comparaison avec les perspectives énergétiques précédentes..... | 24 |
| Graphique 6 | Evolution des degrés-jours en Belgique, 1990-2010..... | 27 |
| Graphique 7 | Evolution de la consommation intérieure brute d'énergie, scénario de référence .. | 29 |
| Graphique 8 | Production d'énergie primaire et importations nettes d'énergie, scénario de référence..... | 31 |
| Graphique 9 | Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénario de référence..... | 32 |
| Graphique 10 | Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie, scénario de référence..... | 33 |
| Graphique 11 | Evolution de la demande finale énergétique de l'industrie par sous-secteur, scénario de référence..... | 35 |
| Graphique 12 | Evolution des coûts énergétiques dans l'industrie, scénario de référence..... | 36 |
| Graphique 13 | Evolution de quelques indicateurs relatifs au transport, scénario de référence | 37 |
| Graphique 14 | Evolution de la demande finale d'énergie dans le secteur résidentiel, scénario de référence..... | 39 |
| Graphique 15 | Evolution des coûts énergétiques dans le secteur résidentiel, scénario de référence..... | 40 |
| Graphique 16 | Evolution de la demande finale d'énergie dans le secteur tertiaire, scénario de référence..... | 41 |
| Graphique 17 | Evolution des coûts énergétiques dans le secteur tertiaire, scénario de référence .. | 42 |
| Graphique 18 | Part des différentes formes d'énergie dans la production brute d'électricité, scénario de référence..... | 43 |
| Graphique 19 | Production brute d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, scénario de référence..... | 44 |
| Graphique 20 | Evolution de la capacité nette installée, scénario de référence..... | 45 |
| Graphique 21 | Evolution du coût moyen de la production électrique, scénario de référence | 47 |
| Graphique 22 | Indicateurs relatifs aux SER, scénario de référence..... | 48 |
| Graphique 23 | Evolution historique des émissions de gaz à effet de serre en Belgique..... | 49 |
| Graphique 24 | Evolution des émissions de CO ₂ énergétique par secteur, scénario de référence..... | 51 |
| Graphique 25 | Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénario Ref_20/20..... | 56 |
| Graphique 26 | Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie, scénario Ref_20/20..... | 58 |
| Graphique 27 | Evolution de la demande finale énergétique de l'industrie par sous-secteur, scénario Ref_20/20..... | 59 |

| | | |
|--------------|---|----|
| Graphique 28 | Evolution de la demande finale d'énergie de l'industrie par forme d'énergie, scénario Ref_20/20 | 61 |
| Graphique 29 | Evolution des coûts énergétiques dans l'industrie, scénario Ref_20/20 | 61 |
| Graphique 30 | Evolution de quelques indicateurs relatifs au transport, scénario Ref_20/20 | 62 |
| Graphique 31 | Evolution de la demande finale d'énergie dans le secteur résidentiel, scénario Ref_20/20 | 64 |
| Graphique 32 | Evolution des coûts énergétiques dans le secteur résidentiel, scénario Ref_20/20 .. | 65 |
| Graphique 33 | Evolution de la demande finale d'énergie dans le secteur tertiaire, scénario Ref_20/20 | 65 |
| Graphique 34 | Evolution des coûts énergétiques dans le secteur tertiaire, scénario Ref_20/20 | 66 |
| Graphique 35 | Part des différentes formes d'énergie dans la production brute d'électricité, scénario Ref_20/20 | 67 |
| Graphique 36 | Production brute d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, scénario Ref_20/20 | 68 |
| Graphique 37 | Evolution de la capacité nette installée, scénario Ref_20/20 | 69 |
| Graphique 38 | Evolution du coût moyen de la production électrique, scénario Ref_20/20 | 71 |
| Graphique 39 | Indicateurs relatifs aux SER, scénario Ref_20/20 | 72 |
| Graphique 40 | Evolution de la consommation intérieure brute d'énergie, scénario Ref_20/20 | 74 |
| Graphique 41 | Evolution des émissions de CO ₂ énergétique par secteur, scénario Ref_20/20 | 77 |
| Graphique 42 | Demande finale d'énergie par secteur (gauche) et par forme d'énergie (droite), scénario Nuc_20/20 | 79 |
| Graphique 43 | Coûts énergétiques dans l'industrie, scénario Nuc_20/20 | 80 |
| Graphique 44 | Coûts énergétiques dans les secteurs résidentiel (à gauche) et tertiaire (à droite), scénario Nuc_20/20 | 80 |
| Graphique 45 | Evolution de l'énergie appelée, scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20 | 81 |
| Graphique 46 | Structure de la production nette d'électricité en 2020 (à gauche) et en 2030 (à droite), scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20 | 82 |
| Graphique 47 | Comparaison du coût moyen de la production électrique, scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20 | 84 |
| Graphique 48 | SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020, scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20 | 85 |
| Graphique 49 | Consommation intérieure brute d'énergie (à gauche) et importations nettes d'énergie (à droite), scénario Nuc_20/20 | 86 |
| Graphique 50 | Impact de la VE sur la demande finale d'énergie par secteur selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 20/20 | 90 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| Graphique 51 | Evolution de la composition du transport en voiture privée, scénario Ref_20/20 (à gauche) et scénario Ref_20/20_VE (à droite) | 91 |
| Graphique 52 | Evolution de la composition du transport en voiture privée, scénario Nuc_20/20 (à gauche) et scénario Nuc_20/20_VE (à droite) | 91 |
| Graphique 53 | Impact de la VE sur la demande finale d'énergie par forme d'énergie selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 20/20 | 92 |
| Graphique 54 | Impact de la VE sur l'énergie appelée selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 20/20 | 93 |
| Graphique 55 | Impact de la VE sur la structure de la production nette d'électricité en 2030 selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 20/20 | 93 |
| Graphique 56 | Impact de la VE sur la consommation intérieure brute d'énergie selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 20/20 | 95 |
| Graphique 57 | Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 100 |
| Graphique 58 | Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 102 |
| Graphique 59 | Evolution de la demande finale énergétique de l'industrie par sous-secteur, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 103 |
| Graphique 60 | Evolution de la demande finale d'énergie de l'industrie par forme d'énergie, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 105 |
| Graphique 61 | Evolution des coûts énergétiques dans l'industrie, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 105 |
| Graphique 62 | Evolution de quelques indicateurs relatifs au transport, scénario Ref_30/20_flex | 107 |
| Graphique 63 | Evolution de la demande finale d'énergie dans le secteur résidentiel, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 108 |
| Graphique 64 | Evolution des coûts énergétiques dans le secteur résidentiel, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 109 |
| Graphique 65 | Evolution de la demande finale d'énergie dans le secteur tertiaire, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 110 |
| Graphique 66 | Evolution des coûts énergétiques dans le secteur tertiaire, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 111 |
| Graphique 67 | Evolution et structure de la production brute d'électricité, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int | 112 |
| Graphique 68 | Production brute d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 113 |
| Graphique 69 | Evolution de la capacité nette installée, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 114 |

| | | |
|--------------|---|-----|
| Graphique 70 | Evolution du coût moyen de la production électrique, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite)..... | 116 |
| Graphique 71 | Indicateurs relatifs aux SER, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) | 117 |
| Graphique 72 | Evolution de la consommation intérieure brute d'énergie, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite)..... | 118 |
| Graphique 73 | Evolution des émissions de CO ₂ énergétique, par secteur, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite)..... | 122 |
| Graphique 74 | Demande finale d'énergie par secteur (gauche) et par forme d'énergie (droite), scénario Nuc_30/20_flex | 124 |
| Graphique 75 | Coûts énergétiques dans l'industrie, scénario Nuc_30/20_flex | 125 |
| Graphique 76 | Coûts énergétiques dans les secteurs résidentiel (à gauche) et tertiaire (à droite), scénario Nuc_30/20_flex | 126 |
| Graphique 77 | Evolution de l'énergie appelée, scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex..... | 127 |
| Graphique 78 | Structure de la production nette d'électricité en 2020 (à gauche) et en 2030 (à droite), scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex..... | 127 |
| Graphique 79 | Comparaison du coût moyen de la production électrique, scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex | 129 |
| Graphique 80 | SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020, scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex | 130 |
| Graphique 81 | Consommation intérieure brute (à gauche) et importations nettes d'énergie (à droite), scénario Nuc_30/20_flex | 131 |
| Graphique 82 | Impact de la VE sur la demande finale d'énergie par secteur selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 30/20_flex | 135 |
| Graphique 83 | Impact de la VE sur la demande finale d'énergie par forme d'énergie selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 30/20_flex..... | 136 |
| Graphique 84 | Impact de la VE sur l'énergie appelée selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 30/20_flex | 137 |
| Graphique 85 | Impact de la VE sur la structure de la production nette d'électricité en 2030 selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 30/20_flex..... | 138 |
| Graphique 86 | Impact de la VE sur la consommation intérieure brute d'énergie selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 30/20_flex | 139 |

Synthèse

Le contexte

Tous les trois ans, le Bureau fédéral du Plan (BFP) publie une étude décrivant les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. Ces perspectives en sont à leur quatrième édition. Elles s'inscrivent cette fois dans le contexte du paquet législatif européen Climat-Energie et s'inspirent de deux initiatives récentes de la Commission européenne. La première est une analyse de l'impact d'un renforcement de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 à 30 % au niveau européen en 2020. La seconde est une feuille de route traçant la voie à suivre pour arriver à une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050. Cette étude fournit également un éclairage sur deux sujets de l'actualité énergétique belge : l'énergie nucléaire et le développement des voitures électriques.

L'approche suivie

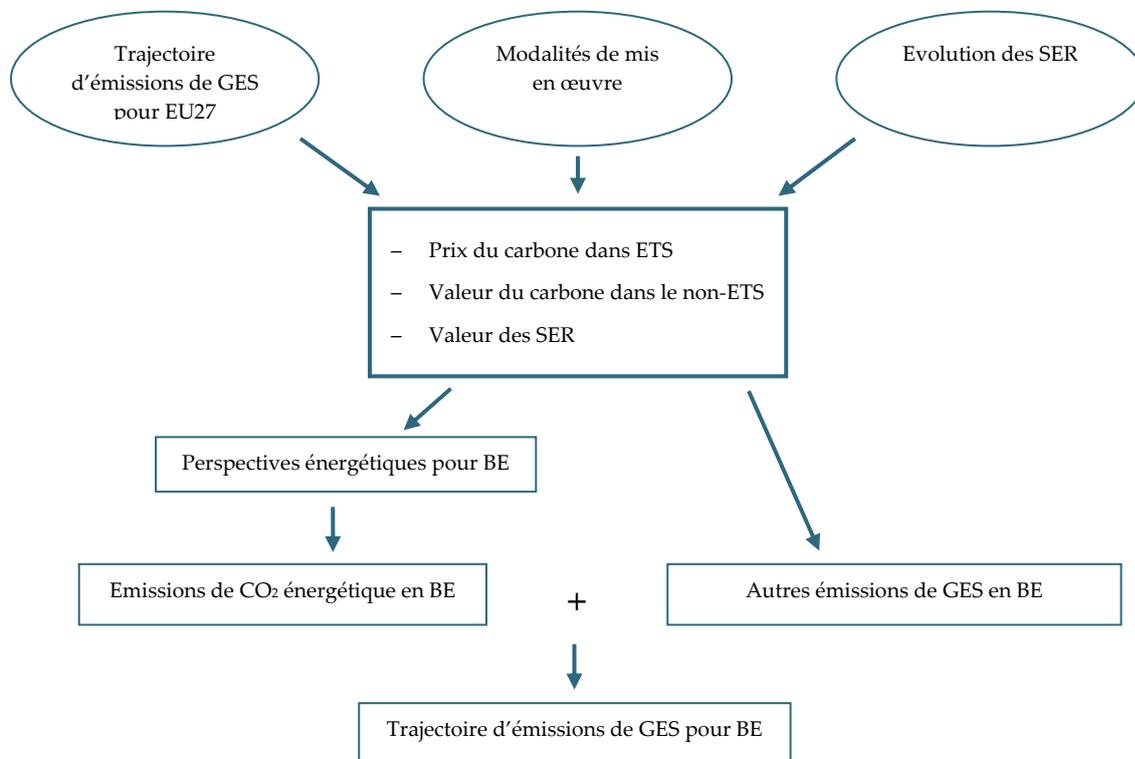
Les perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 s'articulent autour de quatre scénarios qui se caractérisent par des trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'échelle européenne, par des modalités de mise en œuvre de ces trajectoires et par des évolutions des sources d'énergie renouvelables (SER) différentes. Elles donnent ensuite lieu à des trajectoires de réduction des émissions de GES en Belgique.

Le premier scénario dresse un tableau du système énergétique belge à politique inchangée. La trajectoire d'émissions de GES correspondante au niveau européen découle de la mise en œuvre de la directive européenne sur le système européen d'échange de quotas d'émissions (ETS), extrapolée au-delà de 2020, et de l'effet des politiques et mesures en place pour limiter les émissions de GES dans le secteur non ETS ou pour promouvoir le développement des SER. La directive susnommée ne concerne que le secteur ETS, à savoir principalement le secteur électrique et l'industrie grosse consommatrice d'énergie. Dans ce scénario, les perspectives énergétiques et la trajectoire d'émissions de GES de la Belgique sont donc déterminées par le prix du carbone sur le marché européen ETS et par les politiques et mesures approuvées en Belgique ou adoptées au niveau européen (comme par exemple le règlement relatif aux émissions de CO₂ des voitures).

Pour le deuxième scénario, une trajectoire d'émissions de GES au niveau européen a été définie qui combine l'objectif de réduction des émissions de GES du paquet législatif Climat-Energie pour l'année 2020 (à savoir -20 % par rapport à 1990) et des objectifs de plus en plus contraignants jusqu'en 2050 (-35 % en 2030 et -80 % en 2050). Ci-dessous, il y est fait référence sous le nom de trajectoire 20/20. A l'horizon 2020, les perspectives énergétiques et la trajectoire d'émissions de GES de la Belgique découlent des objectifs du paquet Climat-Energie tout en tenant compte du recours possible aux mécanismes de flexibilité au sein de l'Union européenne. Au-delà de 2020, elles résultent de l'application du critère d'efficacité économique. Selon la théorie économique, l'optimum de l'efficacité économique est rencontré lorsque les coûts marginaux de réduction sont identiques dans chaque pays et dans chaque secteur car les réductions d'émission sont alors réalisées là où elles sont les moins chères.

Enfin, les troisième et quatrième scénarios simulent tous deux un renforcement de l’objectif européen de réduction des émissions de GES de 20 % à 30 % en 2020 et la mise en œuvre d’objectifs de plus en plus exigeants jusqu’en 2050 (-40 % en 2030 et -80 % en 2050). Ci-dessous, il y est fait référence sous le nom de trajectoires 30/20. Ce qui différencie ces deux derniers scénarios c’est la mesure dans laquelle ils prennent en compte les mécanismes de flexibilité en dehors de l’Union européenne. Le troisième scénario exploite cette possibilité et en fait seule une réduction de 25 % en 2020 est réalisée sur le territoire de l’Union européenne, alors que le quatrième se fonde sur une dynamique européenne interne et la totalité de l’objectif (-30 % en 2020) est réalisée sur le territoire européen. Les perspectives énergétiques et les trajectoires d’émissions de GES de la Belgique découlent ensuite de l’application du critère d’efficacité économique sur toute la période de projection car il n’existe à ce jour aucune clé de répartition pour réaliser ces types de trajectoires.

Le schéma ci-dessous explicite les différentes étapes de l’élaboration des perspectives énergétiques et des trajectoires d’émissions de GES pour la Belgique.



Note : BE = Belgique ; EU = Union européenne ; GES = gaz à effet de serre ; ETS = Emission trading system ; SER = sources d’énergie renouvelables. Les paramètres exogènes sont entourés d’ellipses, les variables endogènes de rectangles.

Les principaux messages

Une fois les trajectoires d’émissions de GES fixées au niveau de l’Union européenne, l’analyse des quatre scénarios étudiés dans cette publication permet de quantifier les évolutions attendues en Belgique entre 2005 et 2030 en ce qui concerne le système énergétique et les émissions de GES. Les principaux messages de cette analyse sont résumés ci-dessous par thème. Ils sont également présentés dans un tableau à la fin de cette synthèse. Dans certains cas, les évolutions entre 2005 et 2030 sont complétées

par une description des variations en 2030 entre les trajectoires 20/20 et 30/20 et le scénario à politique inchangée.

La mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen induit une réduction notable de la demande finale d'énergie en Belgique.

La réduction est de 5 % pour la trajectoire 20/20 et de 9 % pour les trajectoires 30/20 sur la période 2005-2030. En moyenne annuelle, ces évolutions se traduisent par des taux de croissance de respectivement -0,2 % et -0,4 %. A titre de comparaison, à politique inchangée, la demande finale d'énergie serait, en 2030, comparable à celle observée en 2005.

Au niveau sectoriel, la mise en œuvre des trajectoires de réduction d'émissions de GES se fait surtout sentir dans le secteur résidentiel. Entre 2005 et 2030, ce secteur voit sa consommation d'énergie s'infléchir de 7 % pour la trajectoire 20/20 et de 15 % pour les trajectoires 30/20.

Au niveau du bouquet énergétique, les évolutions peuvent se résumer comme suit: une progression de la consommation de sources d'énergie renouvelables (SER) et d'électricité qui est plus que compensée par une réduction de la consommation de tous les combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et produits pétroliers).

La consommation de SER progresse de 25 % sur la période 2005-2030. L'évolution est similaire pour les trois trajectoires de réduction des émissions de GES, car le développement des SER est surtout suscité par l'objectif relatif aux SER qui ne varie pas en fonction des trajectoires étudiées. Le taux de croissance de la demande finale d'électricité est de 0,8 % par an en moyenne sur la période 2005-2030 pour la trajectoire 20/20 et de 0,6 % pour les trajectoires 30/20. A la différence des SER, la mise en œuvre des trajectoires ne modifie pas de manière significative l'évolution de la demande finale d'électricité puisqu'à politique inchangée, le rythme de croissance de cette demande est de 0,7 % par an en moyenne.

En ce qui concerne les combustibles fossiles, la mise en œuvre des trajectoires de réduction des émissions de GES ne fait que renforcer la chute des consommations de produits pétroliers et de combustibles solides projetée dans le scénario à politique inchangée entre 2005 et 2030, chute principalement causée, dans le premier cas, par les politiques et mesures en place, et dans le second cas, par l'évolution de la structure de la sidérurgie, le principal consommateur de charbon et de coke du pays. Par contre, pour le gaz naturel, la mise en œuvre des trajectoires modifie la tendance à politique inchangée : au lieu d'un accroissement sur la période 2005-2030 de l'ordre de 10 %, on enregistre une diminution de la demande finale de gaz naturel de 6 à 12 % sur la même période, selon la trajectoire. Cette évolution s'explique surtout par les gains énergétiques dans le secteur résidentiel : quelque 40 % de la demande finale de gaz naturel sont dédiés au chauffage des logements.

La mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen a un impact non négligeable sur l'évolution des coûts énergétiques dans les secteurs de la demande finale.

Par coûts énergétiques, l'on entend les coûts liés aux équipements énergétiques (chaudières, fours industriels, électroménager, etc.), les coûts relatifs aux achats de combustibles, d'électricité et, le cas

échéant, de vapeur et la perte d'utilité des consommateurs. Dans le secteur des transports, seuls les achats de carburants sont considérés. Deux indicateurs de coût énergétique sont étudiés : d'une part, le coût énergétique par tep consommée (c'est-à-dire la dépense énergétique divisée par la consommation d'énergie), et d'autre part, la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée pour l'industrie et le secteur tertiaire, ou par ménage pour le secteur résidentiel (c'est-à-dire hors transport). Le premier indicateur est un coût unitaire qui à ce titre n'intègre pas l'effet des trajectoires sur le niveau de la demande énergétique, tandis que le second indicateur permet d'en tenir compte.

Pour jauger l'impact des trajectoires d'émissions de GES sur l'évolution des coûts énergétiques, il faut avoir à l'esprit les évolutions dans le scénario à politique inchangée. Ces évolutions sont les suivantes sur la période 2005-2030 : le coût énergétique par tep consommée progresse de quelque 80 % dans l'industrie et le secteur résidentiel et de 50 % dans le secteur tertiaire (ces évolutions s'expliquent principalement par l'augmentation des prix internationaux des combustibles, mais aussi par le prix du CO₂ dans le secteur ETS qui a un impact sur le prix de l'électricité) ; la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée croît quant à elle de 19 % dans l'industrie et de 8 % dans le tertiaire alors que la dépense énergétique par ménage (hors transport) croît de 50 %.

La mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES entraîne une augmentation du coût énergétique par tep consommée, entre 2005 et 2030, plus importante qu'à politique inchangée. Dans l'industrie, cette augmentation se situe entre 83 et 86 % selon la trajectoire, dans le secteur résidentiel entre 110 et 138 % et dans le secteur tertiaire entre 62 et 85 %. Les causes de cet impact incluent le recours à des formes d'énergie, à des équipements énergétiques plus efficaces mais plus chers, l'augmentation du prix du carbone dans le secteur ETS (cette cause n'est toutefois pertinente que pour l'industrie et les trajectoires 30/20), les coûts liés à l'isolation des bâtiments et à la perte d'utilité des consommateurs.

Néanmoins, du point de vue des consommateurs d'énergie, l'impact sur la dépense énergétique est plus pertinent que l'impact sur le coût unitaire. En effet, si l'augmentation du prix unitaire est compensée par une baisse équivalente de la consommation énergétique, le pouvoir d'achat ou la capacité financière des consommateurs d'énergie ne sera pas affecté. Et c'est précisément ce qu'il se passe pour la majorité des secteurs et des trajectoires étudiées. En d'autres mots, grâce à la mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES, l'augmentation de la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée ou par ménage, entre 2005 et 2030, est comparable ou plus faible qu'à politique inchangée. Ainsi, dans l'industrie, l'augmentation de la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée est comparable à celle évaluée dans le scénario à politique inchangée. C'est le cas également dans le secteur résidentiel pour la dépense énergétique par ménage dans les trajectoires 30/20. Par contre, dans le secteur tertiaire, la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée progresse à un rythme moins rapide que dans la projection à politique inchangée (+5 % entre 2005 et 2030) pour la trajectoire 20/20 et diminue même pour les trajectoires 30/20 (-5 % entre 2005 et 2030).

La mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen ne permet pas, à elle seule, de réaliser l'objectif belge d'efficacité énergétique en 2020.

En sus du paquet législatif Climat-Energie, l'Union européenne s'est fixé un objectif de réduction de la consommation d'énergie primaire de 20 % par rapport au niveau projeté en 2020 dans le scénario

de référence publié par la Commission européenne en 2008. Cet objectif, appelé aussi objectif d'efficacité énergétique, n'est pas légalement contraignant et à ce titre il n'a pas été pris en compte dans les scénarios. Dans le programme national de réforme de la Belgique d'avril 2011, la Belgique a défini un objectif de réduction de sa demande d'énergie primaire de 18 % à l'horizon 2020. L'analyse décrite dans cette publication montre que la mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen et de l'objectif belge relatif aux sources d'énergie renouvelables en 2020 ne permet pas de réaliser l'objectif belge d'efficacité énergétique en 2020. Dans le cas de la trajectoire 20/20, seule la moitié environ de la réduction d'énergie primaire requise en 2020 serait réalisée. Cette fraction augmente pour les trajectoires 30/20, elle se situe entre deux tiers et trois quarts selon que l'objectif européen de 30 % de réduction des émissions de GES en 2020 est réalisé en partie ou totalement sur le territoire de l'Union européenne. Par conséquent, la réalisation de l'objectif belge d'efficacité énergétique en 2020 requiert la mise en œuvre de politiques et mesures supplémentaires par rapport à celles découlant des trajectoires d'émissions de GES au niveau européen.

La mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen permet de réduire les importations de gaz naturel de la Belgique par rapport à des perspectives à politique inchangée.

Le gaz naturel est largement considéré comme la forme d'énergie de prédilection, au moins pour les vingt prochaines années. La faible teneur en carbone du gaz naturel comparé aux autres énergies fossiles en fait une forme d'énergie privilégiée pour contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cette vision présentée tant au niveau mondial qu'européen ou belge (dans le contexte notamment de la sortie progressive du nucléaire) conduit à poser la question de la dépendance de la Belgique vis-à-vis des importations de gaz naturel d'ici 2030. L'analyse confirme ce que des analyses antérieures du BFP avaient déjà révélé : la mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen combinée avec l'objectif relatif aux sources d'énergie renouvelables en 2020 permet de réduire les importations de gaz naturel de la Belgique d'ici 2030 par rapport à des perspectives à politique inchangée.

De 29 % à politique inchangée (soit +1 % par an en moyenne), l'augmentation des besoins en gaz naturel du pays sur la période 2005-2030 ne serait plus que de 19 % pour la trajectoire 20/20 (soit +0,7 % par an en moyenne) et de 13 % pour les trajectoires 30/20 (soit + 0,5 % par an en moyenne). Alors que les importations de gaz naturel de la Belgique s'élevaient à quelque 190 TWh en 2005 (216 TWh en 2010), elles n'excèderaient pas 225 TWh en 2030 pour la trajectoire 20/20, et 215 TWh pour les trajectoires 30/20. Quelle que soit la trajectoire, le secteur électrique absorbe 30 % environ des besoins, contre 52 % pour les secteurs de la demande finale ; le solde étant utilisé à des fins non énergétiques, c'est-à-dire comme matière première.

L'évolution des besoins en gaz naturel de la Belgique dépendra beaucoup des choix technologiques qui seront opérés au niveau du secteur électrique. Alors que l'analyse tient compte de la sortie du nucléaire et de la mise en œuvre de l'objectif relatif aux sources d'énergie renouvelables dont une partie non négligeable sera réalisée dans le secteur électrique, nous avons pris le parti de ne pas exclure les investissements en centrales au charbon. Si cette option technologique était exclue, par exemple pour des raisons de pollution locale ou parce que la technique de captage et de stockage du CO₂ était jugée inacceptable ou non encore mature commercialement parlant à l'horizon 2030, la

dépendance de la Belgique vis-à-vis des importations de gaz naturel sera certainement plus grande qu'évaluée dans cette étude.

La mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen n'augmente pas de manière sensible la part des sources d'énergie renouvelables en Belgique après 2020.

Selon la directive SER qui constitue un élément-clé du paquet législatif Climat-Energie, les sources d'énergie renouvelables devront représenter 13 % de la consommation finale brute d'énergie de la Belgique à l'horizon 2020. Quoique la directive SER permette aux Etats Membres d'avoir recours aux mécanismes de coopération pour réaliser leurs objectifs, la Belgique a annoncé qu'elle ne ferait usage de cette flexibilité que de manière très limitée. Le recours ne pourra dépasser 0,5 point de pourcentage de l'objectif belge de 13 %. Par construction, la trajectoire 20/20 tient compte de ce contexte : les SER représentent, en 2020, 12,7 % de la consommation finale brute d'énergie de la Belgique (contre 7,7 % dans le scénario à politique inchangée). Pour les trajectoires 30/20, l'on a supposé le même niveau de soutien aux SER, mais comme le renforcement de l'effort de réduction des émissions de GES a pour effet de réduire encore davantage la demande finale d'énergie, la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie augmente. Elle varie entre 13,1 et 13,5 % selon que l'objectif européen de 30 % de réduction des émissions de GES en 2020 est réalisé en partie ou totalement sur le territoire de l'Union européenne.

Au-delà de 2020, aucun objectif n'a été fixé jusqu'à présent que ce soit au niveau belge ou européen. Dans ce contexte, le développement des SER après 2020 est principalement déterminé par les politiques mises en œuvre pour atteindre l'objectif en 2020, par l'évolution des prix et des coûts énergétiques et par l'évolution de la demande d'énergie. Les résultats de l'étude montrent que de telles hypothèses conduisent à une progression plutôt modérée de la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie puisqu'elle s'établit à 15 % environ en 2030 quelle que soit la trajectoire d'émissions. Par conséquent, toute volonté politique de voir les SER contribuer de manière plus significative aux besoins énergétiques du pays au-delà de 2020 devra s'accompagner de nouveaux objectifs et/ou de politiques et mesures spécifiquement dédiées à ces sources d'énergie. En 2008, l'élaboration du paquet Climat-Energie reconnaissait déjà qu'imposer des contraintes sur les émissions de GES ne permettait pas un déploiement suffisamment ambitieux des SER et que des objectifs propres étaient nécessaires.

La mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen ne révolutionne pas la structure de la production électrique à politique inchangée en 2030 à deux exceptions près : le développement des SER et de la technologie de captage et de stockage du carbone.

La mise en œuvre de la loi sur la sortie du nucléaire va entraîner le retrait d'environ 6 000 MW de capacité nucléaire d'ici 2025 (ce qui correspond à 40 % de la capacité totale actuelle) et modifiera radicalement la structure de la production électrique belge. Selon les projections à politique inchangée, en 2030, 40 % de la production électrique (brute) seront générés dans des centrales au gaz, un tiers environ dans des centrales au charbon et un quart à partir de SER (le solde étant assuré par les produits pétroliers utilisés principalement dans les unités de pointe). La mise en œuvre des trajectoires d'émissions ne modifie pas la part dévolue au gaz naturel en 2030 mais réduit celle attribuée au charbon (28 %) au bénéfice des SER (29 %). De plus, en réponse aux contraintes sur les

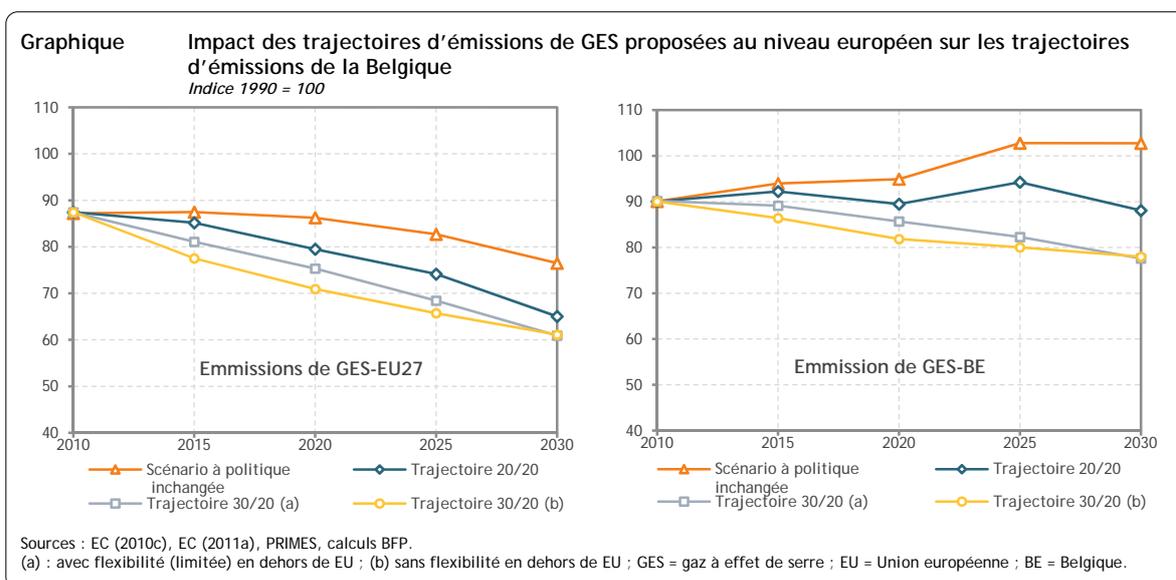
émissions de GES, une fraction du parc de centrales au charbon est équipée de la technologie de captage et de stockage du carbone (CCS) en 2030 : 17 % dans le cas de la trajectoire 20/20 et 30 % pour les trajectoires 30/20. Quant aux SER, elles sont dominées par l'énergie éolienne qui fournit plus de la moitié de la production électrique à partir de SER, suivie par la biomasse (un peu plus de 40 %) et enfin le solaire photovoltaïque et l'énergie hydraulique.

Les changements décrits dans le paragraphe précédent combinés avec l'impact (quoique modéré) des trajectoires d'émissions sur la demande finale d'électricité évoqué plus haut ont des répercussions importantes sur les investissements en nouvelles capacités de production et sur le coût moyen de la production électrique. Les investissements nécessaires d'ici 2030 sont estimés à 21 milliards d'euro pour la trajectoire 20/20 et à 21,5 milliards d'euro pour les trajectoires 30/20 (comparé à 20 milliards d'euro dans la projection à politique inchangée). Dans le premier cas, le surcoût s'explique en partie par des besoins en capacités de production plus importants en réponse à une croissance plus prononcée de la demande électrique et en partie par des options technologiques plus onéreuses. Dans le second cas, le surcoût résulte uniquement des choix technologiques car les besoins en capacité de production se situent sous le niveau calculé dans la projection à politique inchangée. Les besoins en nouvelles capacités de production sont évalués entre 820 et 850 MW par an en moyenne d'ici 2030.

Le coût moyen de la production électrique connaît une croissance plus importante qu'à politique inchangée : +55 % entre 2005 et 2030 pour la trajectoire 20/20 et +59 % pour les trajectoires 30/20, comparé à +52 % à politique inchangée. Il s'établit à respectivement 99 et 102 €/MWh en 2030, contre 97 €/MWh dans le scénario à politique inchangée.

La mise en œuvre des trajectoires d'émissions de GES proposées au niveau européen a un impact significatif sur les trajectoires d'émissions de GES en Belgique. Les pourcentages de réduction calculés en 2020 et 2030 se situent néanmoins en deçà des pourcentages de réduction au niveau européen.

Le graphique ci-dessous propose une comparaison entre les trajectoires d'émissions de GES au niveau européen et celles calculées au niveau belge.



La trajectoire 20/20 se traduit, pour la Belgique, par une réduction des émissions de GES de 10 % en 2020 et de 12 % en 2030 par rapport au niveau de 1990. Entre ces deux dates, en 2025, les émissions connaissent un pic (+4 %) en raison de la sortie totale du nucléaire et du prix du carbone fixé au niveau européen dans le secteur ETS. En effet, ce prix du carbone n'est pas suffisamment élevé en 2025 que pour susciter des réductions d'émissions sur le territoire belge. L'achat de quotas d'émissions paraît plus intéressant pour respecter les plafonds fixés d'ici 2030. L'évolution des émissions de GES est d'ailleurs très différente dans les secteurs ETS et non ETS. Dans le secteur ETS, les émissions de GES chutent de 9 % entre 2005 et 2020 tandis qu'elles augmentent de 2 % entre 2005 et 2030. Dans le secteur non ETS, les émissions de GES diminuent de 7 % entre 2005 et 2020 et de 18 % entre 2005 et 2030.

Quant aux trajectoires 30/20, elles se rejoignent en 2030 où les émissions de GES se situent 22 % sous le niveau enregistré en 1990. Elles se différencient par contre en 2020 : les émissions de GES de la Belgique sont réduites de 14 % ou de 18 % par rapport à 1990 selon que l'objectif européen de réduction des émissions de GES est réalisé en recourant (quoique de manière limitée) ou non à la flexibilité en dehors de l'Union européenne. L'évolution des émissions de GES est cette fois plus comparable dans les secteurs ETS et non ETS. Dans le secteur ETS, les émissions de GES diminuent de 12 ou 18 % entre 2005 et 2020 et de 19 ou 21 % entre 2005 et 2030 selon le degré de recours à la flexibilité. Dans le secteur non ETS, les émissions de GES se réduisent de 13 ou 14 % entre 2005 et 2020 et de 21 % entre 2005 et 2030.

Le prolongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires a un impact sur les trajectoires d'émissions de GES de la Belgique via la diminution de l'intensité en carbone de la production électrique.

Quelle que soit la trajectoire d'émissions de GES au niveau européen, le prolongement de 20 ans de la durée de vie opérationnelle de toutes les centrales nucléaires en Belgique a un impact négligeable sur la demande finale totale d'énergie mais entraîne des substitutions entre électricité et énergie fossiles. Ainsi, la demande d'électricité croît à un rythme plus élevé : +1,2 % par an en moyenne sur la période 2005-2030 pour la trajectoire 20/20 et +1,0 % pour les trajectoires 30/20.

Le maintien des capacités nucléaires en 2030 a surtout pour effet de réduire la production électrique à partir de gaz naturel et de charbon. Les besoins du pays en gaz naturel diminuent donc: en 2030, ils ne sont plus que de 177 TWh pour la trajectoire 20/20 (comparé à 225 TWh avec la sortie du nucléaire) et de 166 TWh pour les trajectoires 30/20 (comparé à 215 TWh avec la sortie du nucléaire). Pour mémoire, les importations belges de gaz naturel s'élevaient à 216 TWh en 2010.

Les trajectoires d'émissions de GES de la Belgique s'affaissent par rapport aux trajectoires calculées en considérant la sortie progressive du nucléaire selon la loi de 2003. La réduction des émissions de GES de la Belgique entre 1990 et 2030 se situe cette fois entre 27 et 33 % selon la trajectoire. Conformément aux attentes, l'impact le plus sensible au niveau sectoriel se situe au niveau des émissions de CO₂ du secteur électrique ; ces dernières sont réduites de quelque 60 % entre 1990 et 2030.

L'analyse présentée dans cette publication a permis d'identifier sous quelles conditions le développement à grande échelle de la voiture électrique aurait un impact positif sur les émissions totales de GES en Belgique.

Dans le contexte de cette étude – le renforcement de l'effort de réduction des émissions de GES au niveau européen – un avantage de la voiture électrique (VE) est de « décarboner » le secteur des transports mais aussi, en amont, de réduire les émissions de CO₂ générées par les raffineries. Par contre, le développement de la VE va entraîner une augmentation de la production d'électricité ce qui pourrait provoquer un accroissement des émissions de CO₂ dans ce secteur. L'impact net sur les émissions totales de GES résulte donc de la somme des trois impacts précités. Pour évaluer cet impact, des hypothèses ont été posées quant aux taux de pénétration de la VE d'ici 2030, aux consommations de carburant et d'électricité des voitures hybrides rechargeables et à la consommation d'électricité des voitures tout électrique.

Trois grandes conclusions peuvent être tirées de l'analyse. Premièrement, quel que soit le scénario étudié et compte tenu des hypothèses utilisées, le développement de la VE n'infléchit pas de façon notable les trajectoires d'émissions de GES de la Belgique d'ici 2030. En d'autres mots, les réductions d'émissions de GES que ce développement induit au niveau des transports et de la branche énergie (raffinage) sont quasi compensées par les émissions additionnelles dans le secteur électrique. Ces émissions additionnelles viennent de ce que la demande d'électricité supplémentaire suscitée par le développement des VE est produite essentiellement à partir de gaz naturel. Deuxièmement, l'impact net sur les émissions de GES dépend fortement des hypothèses relatives à la consommation d'énergie des VE. Il se trouve que l'hypothèse utilisée dans cette étude se situe dans le haut de la fourchette des chiffres de consommation que l'on trouve dans la littérature ou auprès des constructeurs automobiles. Cette fourchette est plutôt large puisque l'écart entre les valeurs extrêmes varie d'un facteur 2 à 3, selon qu'il s'agit de la consommation de carburant ou d'électricité. Par conséquent, le développement de la VE pourrait avoir un impact bien plus positif sur les émissions totales de GES si ce type de véhicule affichait de plus faibles consommations de carburant et d'électricité. Troisièmement, à impact comparable sur les émissions de GES, la présence du nucléaire dans le mix énergétique du secteur électrique en 2030 (c'est-à-dire dans le cas d'un prolongement de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires) permet un développement plus important de la VE : 20 % des passagers-kilomètres parcourus en 2030 contre 15 % lorsque le nucléaire est absent.

PERSPECTIVES

Tableau I Synthèse des principaux résultats
Evolution en % entre 2005 et 2030 (les chiffres entre parenthèses donnent le taux de croissance annuel moyen)

| | Scénario à politique inchangée | Trajectoire 20/20 | Trajectoires 30/20 ^(a) |
|---|--------------------------------|-------------------|-----------------------------------|
| Demande finale d'énergie | -1 % (0,0 %) | -5 % (-0,2 %) | -9 % (-0,4 %) |
| Industrie | +0 % | -3 % | -5 % |
| Secteur résidentiel | +1 % | -7 % | -15 % |
| Secteur tertiaire | +8 % | 0 % | -10 % |
| Transport | -9 % | -8 % | -8 % |
| Combustibles solides | -15 % | -20 % | -29 % |
| Produits pétroliers | -17 % | -23 % | -25 % |
| Gaz naturel et dérivés | +10 % | -6 % | -12 % |
| Electricité | +20% (0,7 %) | +22 % (0,8 %) | +16 % (0,6 %) |
| Sources d'énergie renouvelables | -23 % | +25 % | +25 % |
| Coût énergétique par tep consommée | | | |
| Industrie | +80 % | +83 % | +86 % |
| Secteur résidentiel | +83 % | +110 % | +138 % |
| Secteur tertiaire | +50 % | +62 % | +85 % |
| Dépense énergétique par unité de valeur ajoutée | | | |
| Industrie | +19 % | +17 % | +18 % |
| Secteur tertiaire | +8 % | +5 % | -5 % |
| Dépense énergétique par ménage (hors transport) | +50 % | +56 % | +49 % |
| Besoins en gaz naturel (importations) | +29 % (1,0 %) | +19 % (0,7 %) | +13 % (0,5 %) |
| Coût moyen de la production électrique | +52 % | +55 % | +59 % |
| Emissions de gaz à effet de serre de EU27 ^(b) | -24 % | -35 % | -40 % |
| Emissions de gaz à effet de serre de la Belgique ^(b) | +3 % | -12 % | -22 % |

(a) Les évolutions entre 2005 et 2030 sont souvent comparables pour les 2 trajectoires 30/20 ; lorsqu'elles sont différentes une moyenne a été calculée.

(b) Evolution entre 1990 et 2030.

Tableau II Synthèse des principaux résultats (suite)

| | Scénario à politique inchangée | Trajectoire 20/20 | Trajectoires 30/20 ^(a) |
|---|--------------------------------|-------------------|-----------------------------------|
| Part des SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 (2030) | 7,7 % (10 %) | 12,7 % (14,6 %) | [13,1 ; 13,5] % (15 %) |
| Taux de réalisation de l'objectif belge d'efficacité énergétique en 2020 | 44 % | 48 % | [62 ; 77] % |
| Besoins en nouvelles capacités de production électrique (moyenne annuelle sur la période 2011-2030) | 840 MW | 850 MW | 820 MW |
| Coût des investissements en capacité de production électrique d'ici 2030 (en milliards d'euros de 2005) | 20 | 21 | 21,5 |

(a) Le chiffre de gauche (droite) correspond au scénario avec (sans) flexibilité en dehors de l'Union européenne.

SER = sources d'énergie renouvelables.

1. Introduction

Avec l'adoption du paquet Climat-Energie, l'année 2009 constitue sans conteste un moment-clé de la politique énergétique et environnementale de l'Union européenne et de ses Etats membres. Le paquet législatif Climat-Energie contient un ensemble de mesures et d'objectifs nationaux visant à réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'ici 2020 et à porter à 20 % la part des sources d'énergie renouvelables dans la demande finale brute d'énergie de l'Union européenne en 2020. Ce faisant, il aura un impact certain sur l'évolution du système énergétique européen en général et de la Belgique en particulier.

Le paquet Climat-Energie ne constitue cependant qu'une étape dans un processus visant à remodeler le système énergétique européen à plus long terme (2050) afin de faire face aux défis climatiques, d'approvisionnement énergétique, etc. En effet, depuis 2009, la Commission européenne a présenté plusieurs initiatives en ce sens dont deux retiennent plus particulièrement l'attention : tout d'abord, en mai 2010, une analyse de l'impact d'un renforcement de l'objectif européen de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 à 30 % en 2020, ensuite, en mars 2011, une feuille de route traçant la voie à suivre pour arriver à une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050.

Les trajectoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'ici 2050, analysées par la Commission européenne, se traduisent par des changements indispensables au niveau des systèmes énergétiques des Etats membres, lesquels changements vont aussi dépendre des choix énergétiques opérés ou en discussion au niveau national et, le cas échéant, régional. Ainsi, pour la Belgique, le calendrier de fermeture des centrales nucléaires sera très probablement discuté à nouveau dans les mois qui viennent. Parallèlement à cela, une réflexion sur les rôles respectifs des sources d'énergie renouvelables, du gaz naturel et du charbon (et de la technique de captage et de stockage du CO₂) pour la production électrique devra être menée compte tenu du développement escompté des usages électriques dont l'électromobilité.

Dans ce contexte, le Bureau fédéral du Plan (BFP) entend, par le biais de la présente étude, décrire plusieurs scénarios qui tentent de quantifier les évolutions que connaîtrait le système énergétique belge, d'une part, si l'on tient compte de la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie, et d'autre part, si les dernières propositions de trajectoires de la Commission européenne sont suivies. A ce titre, il fournit des informations pertinentes pour alimenter la réflexion au niveau belge.

Traditionnellement, le BFP publie tous les trois ans une étude présentant les perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique. Cette publication, la quatrième de la série (cf. Planning Paper 88 (Courcelle et al., 2001), Planning Paper 95 (Gusbin et al., 2004) et Planning Paper 102 (Devogelaer et al., 2007)) met donc l'accent sur l'impact de trajectoires de réduction d'émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne sur les perspectives énergétiques de la Belgique à l'horizon 2030, compte tenu du paquet législatif Climat-Energie. Il se fonde en grande partie sur les études susnommées de la Commission européenne qu'il complète avec des scénarios supplémentaires. Ceux-ci se penchent sur deux

sujets placés régulièrement sur le devant de la scène énergétique belge : l'énergie nucléaire pour la production d'électricité et le développement de la voiture électrique.

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

La présente publication est divisée en quatre parties : la première partie (chapitre 2) est consacrée à la méthodologie, les trois parties suivantes décrivent les différents scénarios étudiés. L'analyse prospective proprement dite est donc présentée dans les chapitres 3, 4 et 5 selon le type de scénario envisagé.

Dans un premier temps (chapitre 3), un scénario de référence décrit la scène énergétique belge d'ici 2030. Il part de l'hypothèse que les tendances actuelles et les changements structurels se maintiennent, et seules les mesures approuvées au 30 avril 2009 sont prises en considération. Ce scénario de référence permet d'examiner ce qu'il se produirait si aucune nouvelle action n'était décidée en matière d'énergie, de climat et de transport. Il peut constituer un repère pour évaluer l'effet de mesures récemment adoptées ou de propositions sur l'évolution du système énergétique belge et ses émissions.

Le chapitre 4 est consacré à l'impact du paquet législatif Climat-Energie. Le scénario central qui y est étudié part des mêmes hypothèses générales que celles utilisées pour le scénario de référence (contexte macroéconomique et démographique, prix internationaux de l'énergie, etc.) mais suppose, en sus, la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie en 2020. Trois scénarios complémentaires viennent ensuite enrichir l'analyse du scénario central. Ils s'appuient sur d'autres hypothèses concernant l'énergie nucléaire et l'usage de l'électricité pour le transport privé de personnes.

Dans le chapitre 5, l'étude aborde deux scénarios qui vont au-delà du paquet législatif Climat-Energie. Il s'agit de scénarios qui simulent une réduction de 30 % des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne à l'horizon 2020 (au lieu de 20 % dans le paquet Climat-Energie) et qui sont compatibles avec des réductions de 40 % en 2030 et de 80 % en 2050. Les deux scénarios se distinguent par le degré de recours aux mécanismes de flexibilité en dehors de l'Union européenne pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Enfin, comme dans le chapitre 4, des scénarios complémentaires sont étudiés qui mettent en exergue les mêmes problématiques.

2. Méthodologie

Les perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 s'articulent autour de quatre scénarios centraux qui se distinguent par des trajectoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'échelle européenne, par des modalités de mise en œuvre de ces trajectoires et par des évolutions des sources d'énergie renouvelables (SER) différentes.

Ces quatre scénarios trouvent leur inspiration dans les travaux récents de la Commission européenne (CE). De ce fait, ils intègrent le contexte européen qui est primordial pour déterminer les perspectives énergétiques de la Belgique. Citons tout d'abord l'étude *EU energy trends to 2030 – update 2009* (EC, 2010a) qui examine un scénario de référence et un scénario relatif au paquet législatif Climat-Energie, ensuite la communication de la CE qui analyse des options visant à renforcer l'effort européen de réduction des émissions de GES de 20 % à 30 % à l'horizon 2020 (EC, 2010b), et enfin la feuille de route vers une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 (EC, 2011a).

2.1. Description des scénarios

Le Tableau 1 présente les caractéristiques des quatre scénarios centraux étudiés dans ces perspectives, relatives aux trajectoires d'émissions de GES dans l'UE27, aux modalités de mise en œuvre de ces trajectoires et au développement des SER en Belgique. Les hypothèses plus générales qui sous-tendent les scénarios sont décrites dans la partie 3.1 de ces perspectives. Une description plus détaillée de chaque scénario est fournie au début des chapitres suivants.

Tableau 1 Description succincte des scénarios étudiés

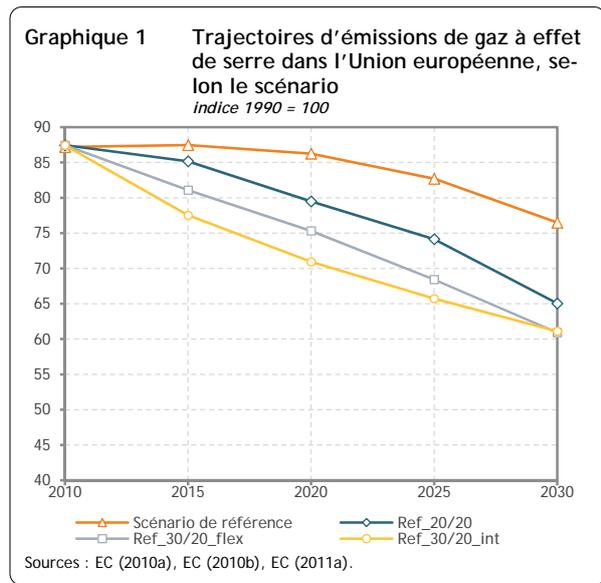
| | Trajectoire d'émissions de GES dans l'UE27 | Modalités de mise en œuvre | SER en Belgique |
|------------------------------------|--|--|--|
| Scénario de référence 2020-2030 | plafond d'émission pour l'ETS | système européen d'échange des quotas d'émission → CV dans l'ETS identique dans tous les EM | poursuite de la politique actuelle |
| Ref_20/20 2020 | -20 % par rapport à 1990 selon le paquet législatif Climat-Energie ETS (EU-ETS) Non-ETS (objectifs nationaux) | système européen d'échange des quotas d'émission → CV dans l'ETS identique dans tous les EM Utilisation de la flexibilité intra EU | 13 % de la CFBE selon le paquet législatif Climat-Energie flexibilité limitée → RV spécifique à la Belgique |
| 2030 | -35 % par rapport à 1990 -35 % sur le territoire EU27 | → CV dans le non ETS identique dans tous les EM application du critère d'efficacité économique → CV ETS = CV non ETS, identique dans tous les EM | poursuite de la politique 2020 |
| Ref_30/20_flex 2020 | -30 % par rapport à 1990 -25 % sur le territoire EU27 -5 % via l'achat de crédits d'émissions dans les pays tiers | application du critère d'efficacité économique → CV ETS = CV non ETS, identique dans tous les EM | même RV que dans Ref_20/20 → % SER (BE) dans la CFBE → Flexibilité requise |
| 2030 | -40 % par rapport à 1990 -40 % sur le territoire EU27 | application du critère d'efficacité économique → CV ETS = CV non ETS, identique dans tous les EM | poursuite de la politique 2020 |
| Ref_30/20_int 2020 | -30 % par rapport à 1990 -30 % sur le territoire EU27 | application du critère d'efficacité économique → CV ETS = CV non ETS, identique dans tous les EM | même RV que dans Ref_20/20 → % SER (BE) dans la CFBE → Flexibilité requise |
| 2030 | -40 % par rapport à 1990 -40 % sur le territoire EU27 | application du critère d'efficacité économique → CV ETS = CV non ETS, identique dans tous les EM | poursuite de la politique 2020 |

Note : GES = gaz à effet de serre ; CV = valeur du carbone ; RV = valeur des énergies renouvelables ; SER = sources d'énergie renouvelables
CFBE = consommation finale brute d'énergie ; ETS = emission trading system ; EM = Etats membres.

Le scénario de référence dresse un tableau du système énergétique belge dans lequel les politiques et mesures approuvées ainsi que les tendances actuelles sont projetées sur un horizon de 20 ans. S'agissant des émissions de GES et des SER, leurs évolutions sont déterminées uniquement par les politiques et mesures en place (par exemple le système européen d'échange de quotas d'émissions (ETS) et les politiques fédérale et régionales de promotion des SER pour la production d'électricité). En d'autres mots, le scénario de référence ne table pas sur la réalisation d'objectifs spécifiques fixés notamment dans le paquet législatif Climat-Energie. Dans ce scénario, une trajectoire d'émissions de GES dans l'UE n'est fixée ex ante que pour les émissions du secteur ETS.

Le scénario Ref_20/20, qui simule la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie, tient compte quant à lui de la réalisation de l'objectif européen de réduction des émissions de GES de 20 % en 2020 par rapport au niveau de 1990. Au-delà de 2020, la trajectoire d'émissions a été prolongée de façon à aboutir à un objectif de réduction à l'échelle européenne de 80 % en 2050. Un objectif intermédiaire de -35 % a été posé pour l'année 2030. Pour la mise en œuvre de cette trajectoire, des modalités différentes ont été utilisées selon l'horizon de temps. En 2020, il s'agit des modalités décrites dans le paquet Climat-Energie, à savoir un objectif européen dans le secteur ETS et 27 objectifs nationaux dans le secteur non ETS. Dans ce secteur, les Etats membres peuvent néanmoins avoir recours aux mécanismes de flexibilité pour réaliser leur objectif. Au-delà de 2020, en l'absence de répartition des objectifs de réduction, que ce soit entre ETS et non ETS ou entre Etats membres, on suppose que les objectifs sont atteints en égalisant les coûts marginaux d'abattement dans l'UE. Pour le volet SER du paquet Climat-Energie, les objectifs nationaux déterminent l'ampleur de leur déploiement compte tenu d'un recours possible mais limité à la flexibilité intra-UE (voir chapitre 4).

Les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int s'inspirent des scénarios étudiés par la Commission européenne dans sa communication de mai 2010 (EC, 2010b). D'ici à 2030, les trajectoires d'émissions de GES dans l'UE sont différentes dans les deux scénarios puis elles se rejoignent vers des objectifs identiques de réduction de 40 % en 2030 et de 80 % en 2050. A l'horizon 2020, les deux scénarios simulent un renforcement de l'objectif européen de réduction des émissions de GES de 20 % à 30 %. Cependant, le scénario Ref_30/20_flex offre la possibilité à l'UE de rencontrer ses obligations en exploitant les mécanismes de flexibilité à concurrence de la moitié de l'effort additionnel (une réduction de 25 % est donc réalisée sur le territoire de l'UE), tandis que le scénario Ref_30/20_int se fonde sur une dynamique européenne interne et les mécanismes de flexibilité n'opèrent qu'entre Etats membres. Quant aux modalités de mise en œuvre des trajectoires ainsi définies, elles résultent de l'hypothèse d'une égalisation des coûts marginaux d'abattement dans l'UE. Enfin, le développement des SER en Belgique découlent, dans ces deux scénarios, des mêmes incitants que ceux issus du scénario Ref_20/20.

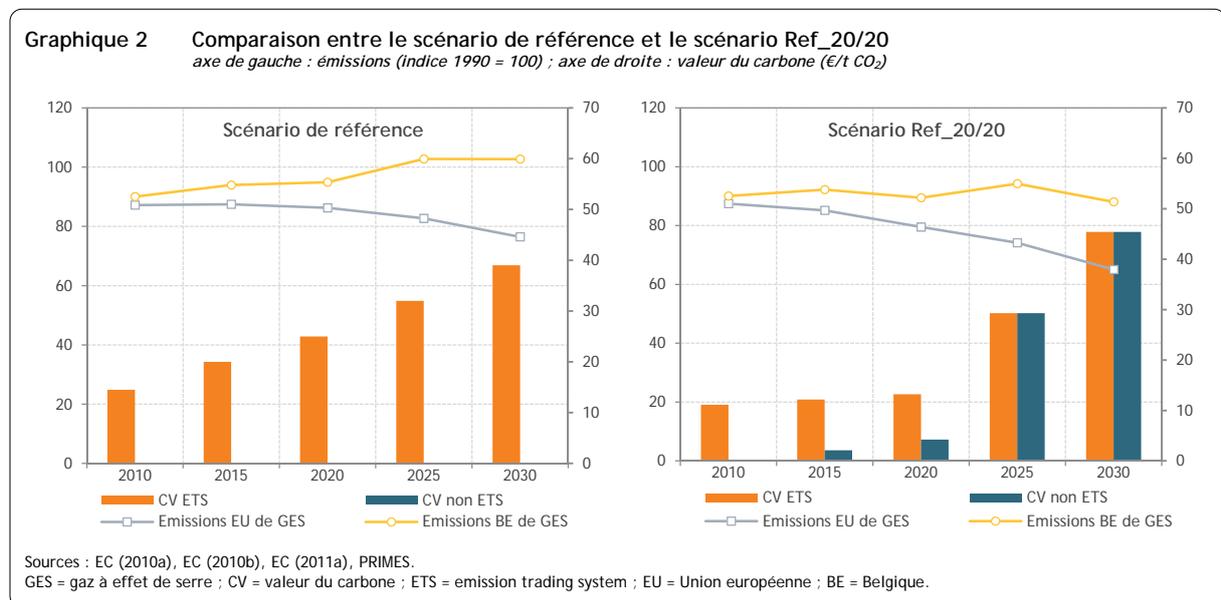


Les trajectoires d'émissions de GES dans l'UE correspondant aux quatre scénarios étudiés sont présentées sur le Graphique 1. Le graphique se limite à la période 2010-2030 qui est l'horizon de temps des perspectives énergétiques de cette publication.

Une fois les trajectoires à l'échelle européenne définies ainsi que les modalités de leur mise en œuvre, le modèle utilisé (voir 2.2) calcule des valeurs du carbone et des énergies renouvelables. Ces valeurs vont ensuite influencer les prix de l'énergie et/ou les choix des agents économiques. Enfin, ces changements auront un impact sur l'évolution du système énergétique belge à

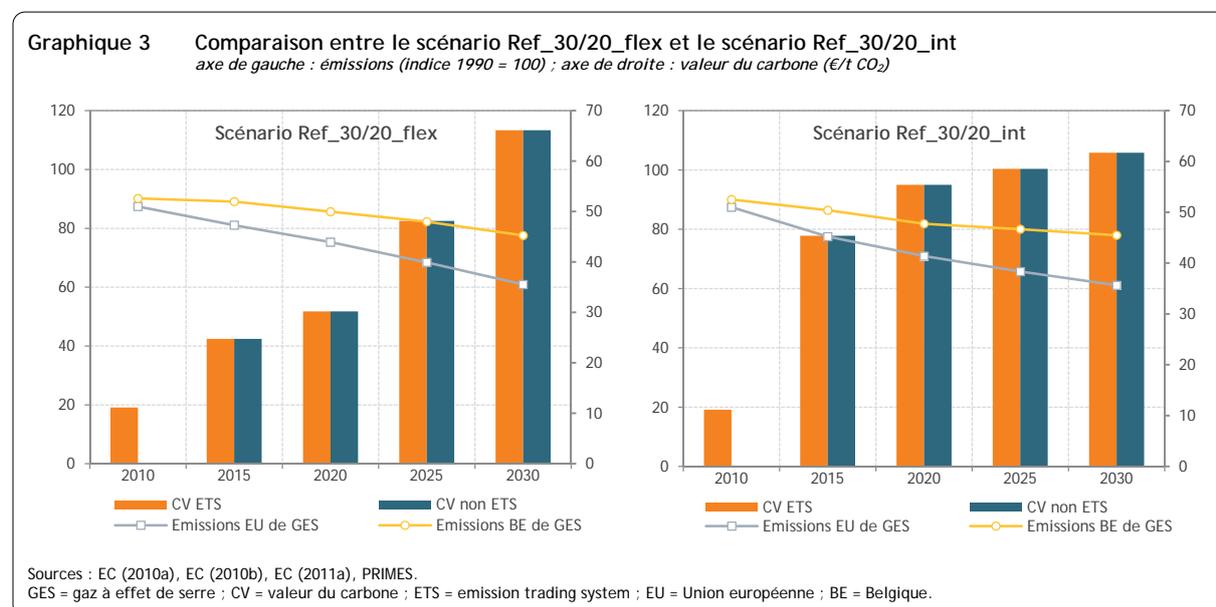
l'horizon 2030 et par là sur les émissions de GES qui y sont associées, mais aussi sur les émissions de GES non énergétiques. La dernière étape de l'analyse des scénarios conduit ainsi à des trajectoires d'émissions de GES pour la Belgique.

Les Graphiques 2 et 3 résument les caractéristiques des quatre scénarios centraux étudiés concernant les émissions de GES, à savoir les trajectoires d'émissions de GES pour l'UE et la Belgique et les valeurs du carbone dans les secteurs ETS et non ETS. Ils illustrent en un coup d'œil les différences entre scénarios qui conduiront à des perspectives énergétiques distinctes pour la Belgique.



On voit ainsi que le scénario de référence ne fait pas intervenir de valeur du carbone dans le secteur non ETS puisqu'il n'intègre pas la réalisation des objectifs nationaux dans ce secteur tels que décrits dans le paquet législatif Climat-Energie. Par contre, des valeurs du carbone y sont définies dans le secteur ETS, qui donnent le prix du carbone sur ce marché.

Le graphique relatif au scénario Ref_20/20 illustre les différentes modalités de mise en œuvre des objectifs de réduction des émissions de GES selon l'horizon de temps, décrites ci-dessus : des valeurs du carbone différentes dans les secteurs ETS et non ETS d'ici 2020 conformément à la mise en œuvre du paquet Climat-Energie, puis des valeurs du carbone identiques en vertu de l'application du critère d'efficacité économique.



Enfin, les valeurs du carbone sont les mêmes dans les secteurs ETS et non ETS dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int mais elles évoluent différemment au cours du temps, reflétant en cela la forme des deux trajectoires d'émissions de GES pour l'UE : La trajectoire du scénario Ref_30/20_flex conduit à des valeurs du carbone qui augmentent progressivement d'ici à 2030. Par contre, un effort de réduction plus significatif à moyen terme (2020) dans le scénario Ref_30/20_int induit des valeurs du carbone très élevées au début de la période de projection mais qui augmentent ensuite à un rythme plus modéré.

2.2. Modèle utilisé

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

Le modèle PRIMES décrit non seulement le comportement des différents agents (producteurs d'électricité, ménages, etc.), mais aussi les techniques de production et de consommation d'énergie et les technologies de réduction de certaines substances polluantes. L'équilibre est calculé pour chaque période de projection en tenant compte de la période précédente et des relations dynamiques qui lient

les équilibres entre les différentes périodes. Le système économique est exogène au modèle et repose sur des perspectives d'évolutions sectorielles cohérentes, définies sur la base de modèles d'équilibre général ou économétriques.

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

Les émissions que le modèle PRIMES génère sont les émissions de CO₂ d'origine énergétique et liées aux processus industriels. Les possibilités de réduction des émissions de GES autres que le CO₂ en fonction de la valeur du carbone sont chiffrées grâce aux courbes de coût marginal d'abattement calculées par le modèle GAINS (Höglund-Izaksson et al., 2010). Des courbes de coûts sont définies par type de GES (CH₄, N₂O et gaz F) et par pays.

3. Scénario de référence

Le scénario de référence dresse un tableau du système énergétique belge dans lequel la politique menée et approuvée ainsi que les tendances actuelles sont projetées sur un horizon de 20 ans. Le scénario de référence donne une image cohérente de l'évolution à long terme du système énergétique belge à politique inchangée. Il n'a pas vocation d'esquisser l'image la plus réaliste ou la plus vraisemblable mais plutôt de simuler l'impact des tendances et politiques actuelles, telles que mises en œuvre en Belgique jusqu'avril 2009, sur le système énergétique belge et sur les émissions de gaz à effet de serre, compte tenu de l'évolution des déterminants de l'offre et de la demande d'énergie.

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

Le scénario de référence peut constituer également un point de repère lorsqu'il s'agit d'évaluer des scénarios alternatifs, vu qu'il permet de déterminer quantitativement l'impact de politiques et mesures alternatives.

Le scénario de référence de cette étude repose sur les perspectives énergétiques de la Direction générale Energie (DG ENER) de la Commission européenne (EC, 2010a). Il s'en écarte toutefois quelque peu. En effet, les statistiques et les perspectives à court terme concernant les sources d'énergie renouvelables¹ ont été mises à jour, le calendrier de déclassement de la capacité nucléaire a été adapté sur la base d'une recommandation formulée dans l'étude prospective électricité (SPF Economie/BFP, 2009) et la pénétration des pompes à chaleur et l'évolution de la consommation de gaz naturel pour le chauffage résidentiel ont été revues.

Ce scénario s'appuie sur une série d'hypothèses étayées relatives au contexte démographique et économique (croissance démographique, activité des secteurs, etc.) et sur les mesures politiques en vigueur jusqu'avril 2009 dans les domaines de l'énergie, des transports et de l'environnement. Les principales hypothèses utilisées pour construire le scénario de référence sont décrites ci-dessous.

¹ La situation ici décrite est celle de la mi-2010, la période où les hypothèses du scénario de référence ont été formulées.

3.1. Hypothèses et cadre politique

3.1.1. Hypothèses macroéconomiques et démographiques

La demande d'énergie est largement déterminée par l'activité économique d'un pays et (la composition de) sa population. Le Tableau 2 rassemble une série de variables économiques et sociales utilisées pour élaborer les perspectives énergétiques pour la Belgique.

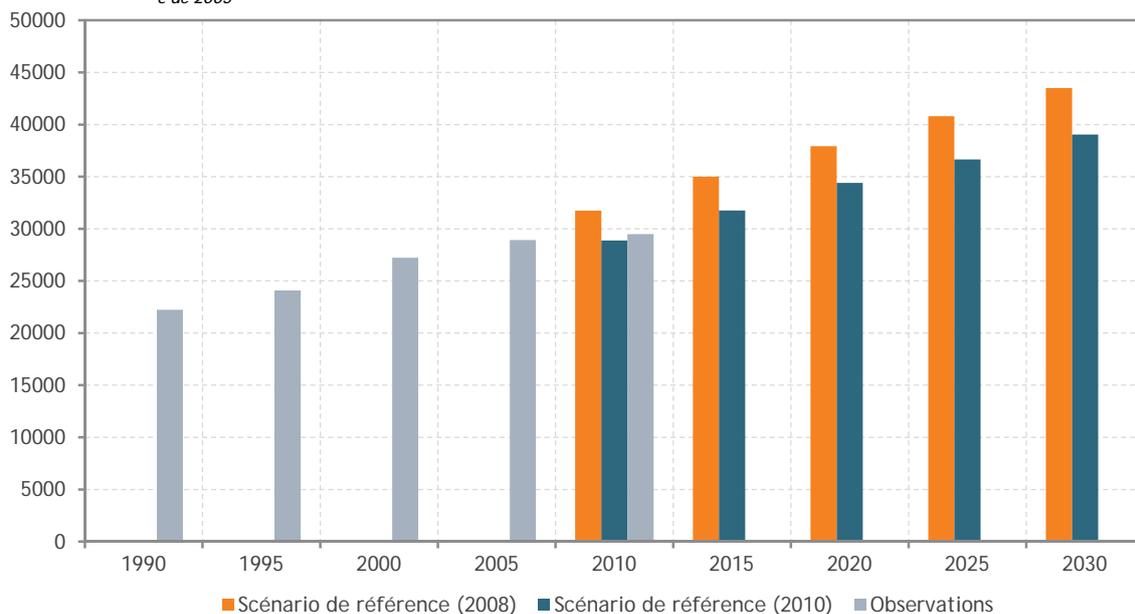
La crise économique et financière a entraîné un ralentissement en 2008 et un net recul en 2009 du produit intérieur brut (PIB) et des revenus des ménages. Ce recul a été intégré dans les perspectives macroéconomiques et macrosectorielles. Ensuite, il convient de formuler certaines hypothèses quant à « l'après-crise » : l'économie va-t-elle se redresser et entamer un mouvement de rattrapage au bout d'un certain nombre d'années? Ou l'économie renouera-t-elle avec la croissance sans toutefois se rétablir totalement ?

L'exercice de la Commission (EC, 2010a) s'est fondé sur les perspectives à court terme du PIB (2009-2010) de la DG ECFIN (EC, 2009b) qui complètent les dernières statistiques d'Eurostat pour la période 2005-2008. Les perspectives de croissance à moyen terme du PIB et des valeurs ajoutées sectorielles sont basées sur les perspectives économiques à moyen terme du Bureau fédéral du Plan publiées en mai 2009 (BFP, 2009). Enfin, les perspectives de croissance à long terme se fondent sur le scénario de référence établi dans l'Ageing Report de 2009 (EC, 2009a). Ce rapport a été réalisé par la DG ECFIN et le Comité de politique économique, avec le soutien d'experts des différents États membres. Il a ensuite été approuvé par le Conseil d'ECOFIN.

La combinaison de ces différentes sources conduit à l'évolution suivante : la crise économique aura des effets durables qui entraîneront une perte permanente de PIB d'ici 2030. Autrement dit, on table que la reprise ne sera pas assez soutenue pour compenser complètement la perte de PIB en début de période. Ce schéma de croissance à long terme du PIB constitue un input important pour l'élaboration des perspectives macroéconomiques et macrosectorielles à long terme de l'UE avec le modèle GEM-E3. Ces perspectives sont ensuite utilisées pour construire les perspectives énergétiques à long terme de la CE (EC, 2010a).

Comme dans l'étude (EC, 2010a), le scénario de référence part de l'hypothèse que la crise économique aura des effets à long terme entraînant une perte permanente de PIB en Belgique. Comme le montre le graphique ci-dessous, en 2020 et 2030, le PIB serait dès lors sensiblement inférieur aux niveaux anticipés avant la crise, en l'occurrence dans l'exercice précédent de la Commission européenne (EC, 2008) et dans le WP 21-08 du BFP (Bossier et al., 2008). Les différences entre les hypothèses utilisées dans cette étude et celles utilisées dans les perspectives à long terme précédentes sont également données dans le Tableau 3.

Graphique 4 Evolution du PIB/habitant en Belgique (1990-2030), comparaison avec les perspectives précédentes
 € de 2005



Sources : Eurostat et DGSIE, EC (2008), Bossier et al. (2008), EC (2010a).

Note : Dans les 3 études mentionnées ci-dessus, les chiffres pour l'année 2010 constituent une projection.

Le scénario de référence intègre également une révision des perspectives démographiques. Celles-ci ont été établies pour les 27 Etats membres et se fondent sur les scénarios de convergence d'EUROPOP2008 d'Eurostat, qui ont aussi servi de base à l'Ageing Report de 2009. Par rapport aux précédentes perspectives énergétiques pour la Belgique (Devogelaer et al., 2007 et Bossier et al., 2008), les chiffres démographiques sont plus élevés en raison d'hypothèses différentes en matière de migration.

Tableau 2 Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique à l'horizon 2020 et 2030

| | 2005 | 2020 | 2030 | 05//20 | 05//30 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| Population (en million) | 10,446 | 11,322 | 11,745 | 0,5 % | 0,5 % |
| Nombre de ménages (en million) | 4,445 | 5,123 | 5,514 | 1,0 % | 0,9 % |
| Taille moyenne d'un ménage (nombre de personnes par ménage) | 2,35 | 2,21 | 2,13 | -0,4 % | -0,4 % |
| PIB (en milliard d'€ de 2005) | 302 | 389 | 459 | 1,7 % | 1,7 % |
| Valeur ajoutée brute (en million d'€ de 2005) | 268862 | 346245 | 407603 | 1,7 % | 1,7 % |
| Industrie | 44200 | 57646 | 66008 | 1,8 % | 1,6 % |
| Sidérurgie | 2929 | 2754 | 2884 | -0,4 % | -0,1 % |
| Métaux non ferreux | 1454 | 1532 | 1622 | 0,3 % | 0,4 % |
| Chimie | 9076 | 11060 | 12940 | 1,3 % | 1,4 % |
| Minéraux non métalliques | 2328 | 2984 | 3333 | 1,7 % | 1,4 % |
| Papier | 3418 | 5147 | 6042 | 2,8 % | 2,3 % |
| Alimentation, boisson, tabac | 6178 | 8602 | 9698 | 2,2 % | 1,8 % |
| Fabrications métalliques | 12472 | 17481 | 20572 | 2,3 % | 2,0 % |
| Textile | 1932 | 1744 | 1638 | -0,7 % | -0,7 % |
| Autres | 4412 | 6341 | 7278 | 2,4 % | 2,0 % |
| Construction | 12988 | 16602 | 18259 | 1,6 % | 1,4 % |
| Tertiaire | 204227 | 264175 | 314851 | 1,7 % | 1,7 % |
| Services marchands | 103264 | 132563 | 162821 | 1,7 % | 1,8 % |
| Services non marchands | 63659 | 82308 | 90271 | 1,7 % | 1,4 % |
| Commerce | 35062 | 46770 | 59191 | 1,9 % | 2,1 % |
| Agriculture | 2242 | 2535 | 2568 | 0,8 % | 0,5 % |
| Secteur de l'énergie | 7447 | 7822 | 8486 | 0,3 % | 0,5 % |

Source: EC (2010a).

//: taux de croissance annuel moyen.

Le Tableau 2 présente tant les valeurs absolues que les taux de croissance annuels de plusieurs variables clés de l'économie belge. Le tableau donne, pour la période 2005-2030, les projections de la population belge totale ainsi que l'évolution de la taille moyenne des ménages. La démographie influence l'évolution de l'économie à long terme et constitue dès lors un déterminant essentiel de l'évolution de la demande énergétique. La population et le nombre de ménages ont un impact direct sur la consommation d'énergie du secteur résidentiel, car ils déterminent le nombre d'appareils ménagers et la superficie habitée totale qui doit être chauffée et éclairée. Ils exercent également une influence sur l'utilisation des services de transport et sur la taille du parc automobile. Par ailleurs, la population et le nombre de ménages sont des facteurs déterminants de la superficie immobilière nécessaire à l'activité du secteur tertiaire.

Entre 2005 et 2030, le nombre d'habitants en Belgique devrait connaître une augmentation de l'ordre de 1 300 000 personnes. Par conséquent, la population totale devrait atteindre 11 745 000 personnes en 2030. En rythme annuel, la population devrait croître en moyenne de 0,5 %. La taille moyenne des ménages est également déterminante pour la consommation future d'énergie. Au cours des prochaines décennies, le nombre de personnes par ménage devrait encore diminuer. Cette tendance, conjuguée à l'accroissement démographique, devrait se traduire par une augmentation plus significative du nombre de ménages.

Le tableau présente ensuite le PIB et les valeurs ajoutées par sous-secteur. Au cours de la période 2005-2030, la croissance de l'économie belge devrait s'établir à 1,7 % sur base annuelle. Cette révision à la baisse de la croissance annuelle moyenne en comparaison avec les précédentes perspectives énergétiques² (Devogelaer et al., 2007, Bossier et al., 2008) est due à la crise économique et financière.

Encadré 1 : Comparaison des perspectives démographiques utilisées dans cette publication avec les perspectives démographiques du rapport annuel du Comité d'étude sur le vieillissement (CSF, 2011)

Le dixième rapport annuel du Comité d'étude sur le vieillissement (CEV) a été publié en juin 2011. En matière de démographie, ce rapport s'écarte des hypothèses formulées dans les « Perspectives démographiques 2007-2060 » (BFP/DGSIE, 2008) étant donné que la situation de départ a évolué et que les hypothèses en matière de fécondité, espérance de vie et migrations ont été revues.

En comparaison avec les perspectives démographiques présentées dans le Tableau 2, le taux de fécondité et le solde migratoire plus élevés contribuent au rajeunissement et à la croissance plus rapide de la population. En 2020 (2030), la population devrait atteindre 11,7 (12,3) millions de personnes selon le CEV, contre 11,3 et (11,7) dans le Tableau 2. L'écart n'est pas négligeable : près de 400 000 (600 000) personnes de plus en 2020 (2030) et un taux de croissance annuel moyen de la population entre 2005 et 2020 (2030) de 0,8% (0,7%) contre 0,5% dans la présente étude. Les chiffres du CEV sont confirmés par les nouvelles perspectives démographiques issues du scénario de convergence d'EUROPOP2010 d'Eurostat, à savoir 11,6 millions de personnes en 2020 et 12,2 millions en 2030.

L'écart au niveau du nombre de ménages est moins marqué étant donné que le nombre de naissances est plus élevé que dans l'étude (BFP/DGSIE, 2008). On table donc sur une diminution moins rapide de la taille moyenne des ménages que dans les perspectives démographiques du Tableau 2. Cet indicateur n'est toutefois pas abordé dans le rapport annuel du CEV.

Sans pouvoir réaliser d'évaluations quantitatives, l'on peut supposer que les nouvelles perspectives démographiques de la Belgique déboucheront mutatis mutandis sur une consommation énergétique plus élevée que dans le scénario de référence de cette publication.

² Croissance annuelle moyenne de 1,9 % sur la période 2005-2030.

3.1.2. Prix internationaux de l'énergie

Les prix internationaux de l'énergie aussi influencent significativement la consommation d'énergie et constituent dès lors une donnée importante. Ces prix sont tirés du modèle PROMETHEUS, un modèle stochastique pour le marché mondial de l'énergie, et sont considérablement plus élevés que ceux intégrés dans le scénario de référence de 2007 (Devogelaer et al., 2007) et de 2008 (Bossier et al., 2008). Exprimé en prix de 2008, le cours du pétrole devrait s'élever à 88\$ le baril en 2020 et à 106\$ en 2030³, alors que le scénario de référence à long terme le plus récent (Bossier et al., 2008) tablait sur un baril à 65\$ en 2020 et à 66\$ en 2030. Les prix du gaz naturel suivent ceux du pétrole, tandis que les prix du charbon progressent moins rapidement, malgré la révision à la hausse de ces derniers. La révision à la hausse des prix de l'énergie a un impact non négligeable non seulement sur les perspectives énergétiques, mais aussi sur le prix du carbone dans le secteur ETS (voir ci-après).

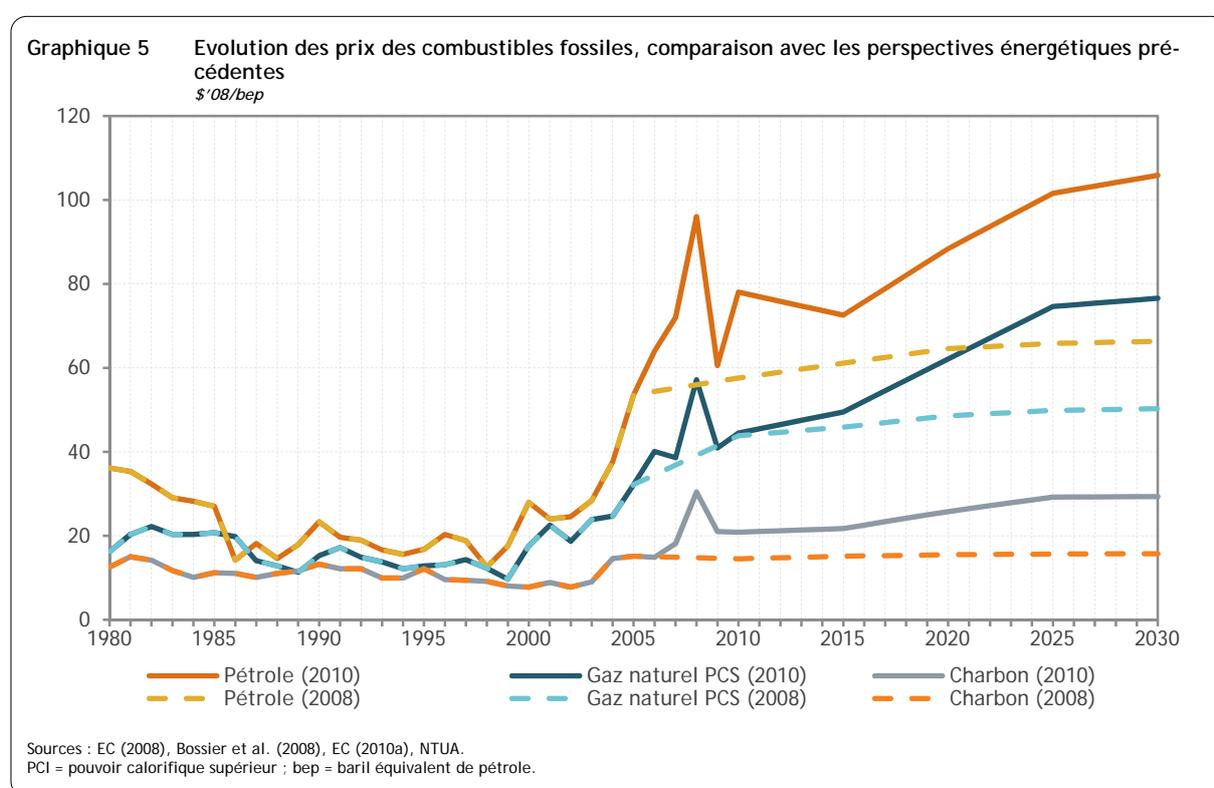


Tableau 3 Comparaison de certaines hypothèses avec celles formulées dans les perspectives énergétiques précédentes

| | | Scénario de référence (2008) | | Scénario de référence (2010) | |
|---------------------------|-----------------------|------------------------------|-------|------------------------------|-------|
| | | 2020 | 2030 | 2020 | 2030 |
| Taux de croissance du PIB | 2005//2020, resp.2030 | 2,1 | 1,9 | 1,7 | 1,7 |
| PIB | Milliard d'€ de 2005 | 409,2 | 477,7 | 389,5 | 458,5 |
| Population | Million | 10,8 | 11,0 | 11,3 | 11,7 |
| Prix du pétrole | \$'08/bep | 64,6 | 66,4 | 88,4 | 105,9 |
| Prix du gaz naturel | \$'08/bep | 48,6 | 50,3 | 62,1 | 76,6 |
| Prix du charbon | \$'08/bep | 15,5 | 15,7 | 25,8 | 29,3 |

Sources : EC (2008) ; Bossier et al. (2008) ; EC (2010a).

bep = baril équivalent de pétrole.

// : taux de croissance annuel moyen.

³ A titre de comparaison, le WEO 2010 part, dans son scénario New Policies, d'un cours du pétrole de près de 99\$ le baril en 2020 et de 109\$ en 2030 (cours exprimé en \$ de 2008). (IEA, 2010)

3.1.3. Politiques et mesures

Le scénario de référence se fonde sur les politiques et mesures mises en œuvre jusqu'au printemps 2009 ainsi que celles dont l'application future ne soulève pas de grandes incertitudes⁴, leurs conditions législatives ayant été précisées. Le scénario de référence de ces perspectives intègre donc les mesures découlant du plan d'action actuel pour l'efficacité énergétique, à savoir les cinq mesures de la directive « éco conception » adoptées jusqu'en avril 2009. Par contre, il ne tient pas compte des modifications apportées à la directive sur la prestation énergétique des bâtiments, mais bien des mesures nationales mises en œuvre dans le cadre des règlements de construction par exemple. En axant l'analyse jusqu'avril 2009, il est possible d'étudier les principaux règlements « éco conception » en application au début de l'année 2009 et qui auront des effets durables. Ces règlements concernent par exemple la suppression progressive des ampoules à incandescence, jugées inefficaces, à partir de septembre 2009.

Le scénario de référence tient compte des règlements en matière de CO₂ libéré par les voitures des particuliers, lesquels visent une diminution de la consommation moyenne de carburant des nouvelles voitures. Les règlements sont directement applicables dans les États membres, c'est-à-dire que, contrairement aux directives, ils ne doivent pas être transposés dans la législation nationale. C'est pourquoi le règlement ci-avant a été pris en considération et non la nouvelle directive sur les sources d'énergie renouvelables (SER) qui définit une série d'objectifs nationaux juridiquement contraignants visant la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie. Par conséquent, le scénario de référence ne se réfère qu'aux mesures politiques existantes en matière d'énergie renouvelable en vigueur jusqu'au printemps 2009. Une approche analogue est utilisée pour les autres directives, comme celles portant sur l'efficacité énergétique de la consommation finale et des services énergétiques, la qualité des combustibles, la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance de grandes installations de combustion, etc.

Le prix des permis d'émission de CO₂ n'est pas arbitraire ou basé sur des estimations. Il se fonde sur des calculs basés sur la directive ETS (directive n° 2009/29/CE), et effectués en collaboration avec la DG Environnement⁵. Les valeurs du carbone ainsi obtenues sont présentées dans le Tableau 4.

Tableau 4 Evolution des valeurs du carbone dans le secteur ETS, scénario de référence
€/tCO₂

| | 2005 | 2020 | 2030 |
|---------------------------------------|------|------|------|
| Valeur du carbone dans le secteur ETS | 0,0 | 25,0 | 39,0 |

Sources : EC (2010a), NTUA.

ETS = emission trading system.

Concernant le secteur non ETS, le scénario de référence ne tient pas compte des objectifs nationaux à atteindre en 2020, à savoir, pour la Belgique, une diminution des émissions de gaz à effet de serre de 15 % par rapport au niveau de 2005 car, à l'instar de ceux définis dans la directive sur les énergies re-

⁴ La sortie du nucléaire constitue un cas particulier. En effet, d'une part, la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité publiée au Moniteur belge du 28 février 2003 est toujours d'application. D'autre part, le gouvernement a déclaré en octobre 2009 vouloir prolonger de dix ans la durée de fonctionnement des trois centrales les plus anciennes et a conclu un protocole d'accord en ce sens. Les scénarios ont été développés de manière telle à tenir compte de cette incertitude. Ainsi, le scénario de référence suit le calendrier de fermeture des centrales nucléaires tel que stipulé dans la loi de 2003. Par contre, des scénarios complémentaires ont été définis, qui misent sur la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires (voir sections 4.4 et 5.4).

⁵ Pour plus d'informations sur la détermination des valeurs du carbone dans le modèle, voir EC (2010a), p. 18.

nouvelables, leur réalisation nécessitera des politiques et mesures supplémentaires par rapport à celles adoptées jusqu'au printemps 2009. En termes de modélisation, cela signifie que l'évolution des émissions de GES dans le secteur non ETS et le développement des SER résultent des politiques et mesures en place et non pas de l'effet de valeurs du carbone dans le secteur non ETS et de valeurs des énergies renouvelables qui simuleraient les politiques et mesures requises pour atteindre les objectifs.

Pour un aperçu complet des mesures législatives européennes reprises dans le scénario de référence, le lecteur est invité à consulter la publication (EC, 2010a), *EU energy trends to 2030-update 2009*, pp. 17-19.

S'agissant de l'énergie nucléaire, le cadre légal actuel a été suivi, à savoir la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité publiée au Moniteur belge le 28 février 2003.

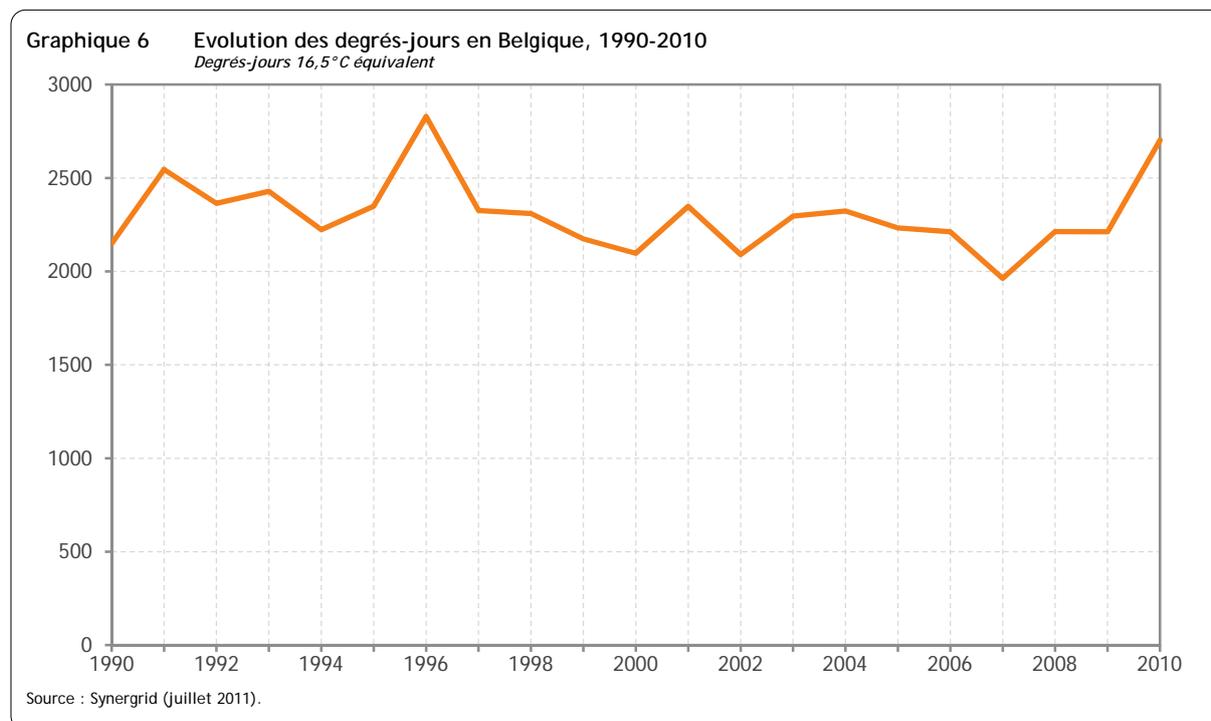
Bien que le gouvernement fédéral ait décidé, en octobre 2009, de revoir la loi de 2003 suite à la publication du rapport GEMIX sur le mix énergétique idéal pour la Belgique à l'horizon 2020 et 2030 et de reporter la mise hors service des trois plus anciennes centrales nucléaires, Doel 1 et 2 et Tihange 1, à 2025, la modification de la loi n'a pu être ratifiée par le Parlement fédéral en raison de la chute du gouvernement. De plus, la catastrophe de Fukushima en mars 2011 ajoutera une dimension supplémentaire aux futures discussions sur l'avenir du nucléaire en Belgique.

Dans le secteur électrique toujours, aucune contrainte n'a été imposée sur les investissements en nouvelles centrales au charbon. Cette hypothèse peut sembler aller à contre-courant des choix actuels en faveur des seuls gaz naturel et sources d'énergie renouvelables alors que les investissements en centrales au charbon se heurtent la plupart du temps aux politiques locales. Ces dernières tiennent compte de critères locaux spécifiques (proximité de zones urbaines, pollution locale, etc.) que la méthodologie adoptée dans cette étude ne peut prendre en compte.

Le scénario de référence intègre également le captage et le stockage du carbone (en anglais : carbon capture and storage ou CCS) en raison du soutien financier qu'apporte l'UE à cette technologie, par le biais par exemple des fonds consacrés au CCS dans le plan de relance économique de l'UE et d'une partie des revenus générés par la vente des permis d'émission de CO₂. Le prix de ces permis et les incertitudes quant aux futurs quotas d'émissions exercent une influence sur les investissements en CCS. Par ailleurs, les projets de démonstration du système CCS augmentent la vitesse d'apprentissage de cette technologie, facilitant ainsi les nouveaux investissements à l'horizon 2030. L'évolution du CCS est donc endogène au modèle (excepté les projets-pilotes d'ici 2020 dans l'UE) et dépend du prix des permis d'émission de CO₂ (ETS), des prix relatifs des combustibles et de la dynamique technologique du CCS. Le coût du stockage et du transport du carbone suit une courbe d'offre non linéaire.

3.1.4. Autres hypothèses

- Les taxes énergétiques restent inchangées en termes réels.
- Pour le coût du capital, la crise économique a été prise en compte : on table sur une prime de risque implicite plus élevée à court terme, ce qui pousse les banques à se montrer plus prudentes dans l'octroi de crédits. Cet élément est particulièrement important dans le cas des technologies innovantes. Quant aux taux d'actualisation, ils varient selon les secteurs, de 8 % (en termes réels) pour les grands producteurs d'électricité à 17,5 % pour les ménages⁶.
- Les degrés-jours, qui permettent d'étudier les effets considérables que peuvent avoir les conditions de température sur la consommation d'énergie, sont supposés rester constants et se maintenir à leur niveau de 2000. Etant donné que les degrés-jours enregistrés en 2000 et 2005 sont comparables, ce choix assure la cohérence des perspectives avec les données d'Eurostat de 2005. De plus, cela implique que le scénario de référence ne tient pas compte de l'effet d'un futur changement climatique sur les températures. Il est actuellement difficile de prévoir la vitesse et la répartition géographique des réchauffements futurs (et par conséquent de les analyser dans des perspectives énergétiques).



⁶ Pour plus d'informations, voir EC (2010a), p.21.

3.2. Perspectives énergétiques

Faisant suite à la description des principales hypothèses sous-tendant le scénario de référence, cette section présente les perspectives énergétiques pour la Belgique à politique inchangée peut se faire. Les résultats du scénario de référence sont analysés au travers de quatre indicateurs représentatifs du système énergétique national, à savoir la consommation intérieure brute d'énergie, la demande finale d'énergie, la production d'électricité et les sources d'énergie renouvelables. L'impact sur les émissions de gaz à effet de serre sera ensuite décrit dans la section 3.3. Les résultats détaillés du scénario de référence sont présentés dans l'annexe A.

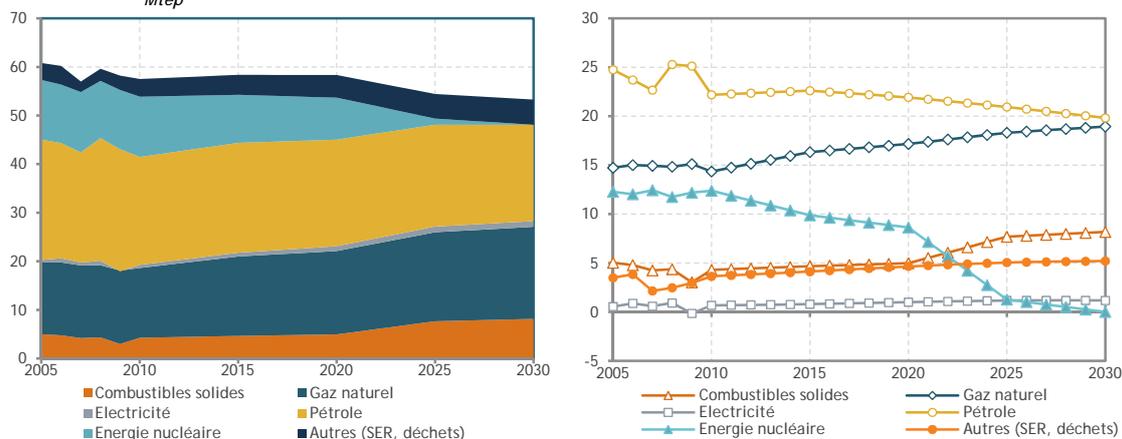
3.2.1. Approvisionnement énergétique

La consommation intérieure brute d'énergie (CIB), un indicateur qui reflète la consommation énergétique totale du pays, se compose de la production d'énergie primaire (sources d'énergie se trouvant sur le territoire national, telles que l'énergie éolienne ou hydraulique) et des importations nettes d'énergie (sources d'énergie devant être importées comme le pétrole). Au cours de la période de projection (2005-2030), elle évolue à la baisse. En 2005, la consommation d'énergie primaire totale est de 61 Mtep. Elle diminue ensuite de 0,3 % par an entre 2005 et 2020. Cette tendance à la baisse se poursuit au-delà de 2020, à un rythme annuel moyen de 0,9 %. En 2030, la CIB ne dépasse plus 53 Mtep. Sur l'ensemble de la période de projection, la croissance annuelle moyenne s'établit à -0,5 %.

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

Par ailleurs, il convient d'apporter une précision sur la manière dont le nucléaire est pris en compte dans les bilans énergétiques : la production d'énergie primaire qui, avec les importations nettes, constitue la consommation intérieure brute d'énergie d'un pays, comprend notamment la production de chaleur d'origine nucléaire. Or, en Belgique, la production de chaleur d'origine nucléaire s'effectue à partir d'uranium importé de l'étranger. Ces importations ne sont pas rapportées dans le bilan énergétique. Ce n'est que la chaleur générée et exploitable en vue de la production d'électricité qui est rapportée au niveau de la production d'énergie primaire. Cette méthode de comptabilisation correspond aux conventions d'Eurostat et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

Graphique 7 Evolution de la consommation intérieure brute d'énergie, scénario de référence
Mtep



Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

Note : Statistiques jusqu'en 2009 ; interpolation linéaire entre les années 2010, 2015, 2020, 2025 et 2030.

SER = Sources d'énergie renouvelables.

Outre analyser l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie, il est instructif d'en examiner la composition. A cet égard, le pétrole trône en tête du classement sur l'ensemble de la période de projection. En 2005, sa prédominance est plus que manifeste, avec une part de 41 % contre 8 % de charbon, 24 % de gaz naturel, 20 % d'énergie nucléaire, 6 % de SER et 1 % d'électricité. S'il conserve la première place en 2030, on note toutefois que les parts relatives des différentes sources d'énergie subissent de profondes modifications, la prépondérance du pétrole étant surtout menacée par le gaz naturel. En 2030, la part du pétrole dans la consommation intérieure brute totale d'énergie est encore de 37 %, tandis que celle du gaz naturel atteint 36 %.

A partir de 2015, l'énergie nucléaire commence à décliner (conformément à la loi de 2003). Elle diminue donc peu à peu, passant de 12 Mtep en 2005 à un niveau nul en 2030. En effet, la fermeture de la dernière centrale nucléaire (Tihange 3) est prévue au 1^{er} septembre 2025.

Les combustibles solides, qui représentent 5 Mtep en 2005, progressent pour atteindre 8 Mtep en fin de projection. Par conséquent, leur part dans la consommation intérieure brute d'énergie croît de 8 % en 2005 à 15 % en 2030. Ils combinent avec le gaz naturel le déficit dû à la sortie du nucléaire.

Quant aux sources d'énergie renouvelables, elles affichent une progression remarquable, qui se manifeste surtout au cours de la période 2005-2020 (croissance annuelle moyenne de 2 %, contre 1,1 % sur la période 2020-2030). Ce faisant, elles atteignent un niveau de près de 5 Mtep en 2030 et représentent ainsi 10 % de la consommation intérieure brute d'énergie.

Reste encore une petite quantité d'électricité importée : elle va croissant pour atteindre en 2030 le double du niveau de départ de 2005 (1,2 Mtep ou 13,6 TWh en 2030)⁷.

Le Tableau 5 ci-dessous donne une vue d'ensemble de l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie dans le scénario de référence. Il présente aussi l'évolution de quelques autres indicateurs, tels

⁷ Les importations nettes d'électricité constituent une variable exogène qui ne change pas en fonction du scénario étudié (voir section 2.2.3).

que la consommation d'énergie primaire, l'intensité énergétique du PIB (soit CIB divisée par le PIB) et de la population (soit CIB divisée par le nombre d'habitants), et la dépendance vis-à-vis des importations (soit la part des importations nettes dans la CIB).

Tableau 5 Indicateurs relatifs à l'approvisionnement énergétique, scénario de référence

| | 2005 | 2020 | 2030 | 05//20 | 05//30 |
|--|-------|-------|-------|--------|--------|
| Consommation intérieure brute d'énergie (Mtep) | 60,8 | 58,4 | 53,3 | -0,3 | -0,5 |
| Combustibles solides (%) | 8,3 | 8,5 | 15,3 | 0,2 | 2,5 |
| Pétrole (%) | 40,7 | 37,6 | 37,2 | -0,5 | -0,4 |
| Gaz naturel (%) | 24,2 | 29,4 | 35,5 | 1,3 | 1,5 |
| Energie nucléaire (%) | 20,2 | 14,8 | 0,0 | -2,1 | -100,0 |
| Electricité (%) | 0,9 | 1,7 | 2,2 | 4,4 | 3,7 |
| Sources d'énergie renouvelables (%) | 5,7 | 8,0 | 9,8 | 2,2 | 2,1 |
| Consommation d'énergie primaire (Mtep) | 53,3 | 49,0 | 43,8 | -0,6 | -0,8 |
| Intensité énergétique du PIB (tep par M €) | 201,3 | 149,8 | 116,3 | -1,9 | -2,2 |
| CIB/habitant (tep par habitant) | 5,8 | 5,2 | 4,5 | -0,8 | -1,0 |
| Dépendance énergétique (%) | 78,2 | 80,5 | 92,2 | | |

Sources: Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

SER = sources d'énergie renouvelables ; CIB = consommation intérieure brute d'énergie ; PIB = produit intérieur brut.

Electricité = importations nettes d'électricité.

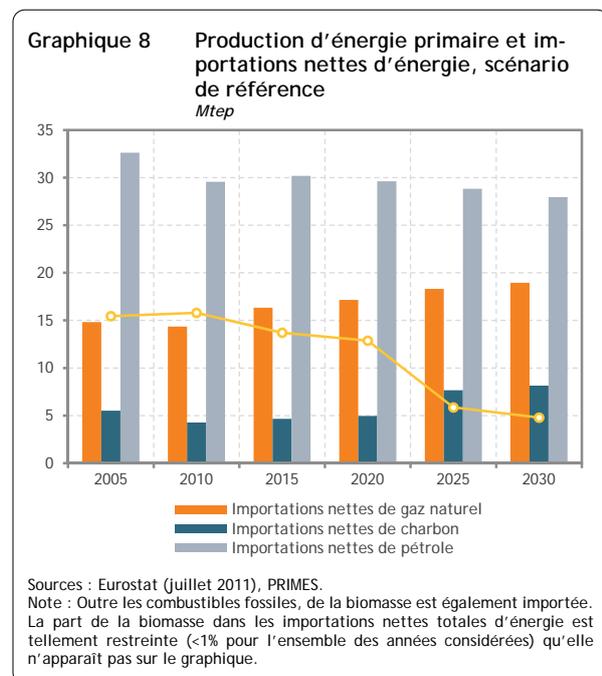
// = taux de croissance annuel moyen.

La consommation d'énergie primaire est obtenue en soustrayant la consommation finale non énergétique de la consommation intérieure brute d'énergie. Cette consommation d'énergie primaire diminue en moyenne de 0,6 % par an entre 2005 et 2020 et de 0,8 % entre 2005 et 2030. La consommation d'énergie primaire est l'indicateur utilisé dans le cadre de l'objectif européen visant à améliorer de 20 % l'efficacité énergétique à l'horizon 2020. Toutefois, cet objectif est indicatif et n'est donc pas intégré dans le paquet législatif Climat-Energie de juin 2009 dont les effets sont étudiés dans le chapitre 4. Le Programme national de réforme, adopté par la Belgique (PNR, 2011) et soumis à la Commission européenne le 15 avril 2011, fait état d'un objectif d'efficacité énergétique de 18 % à l'horizon 2020. Cet objectif correspond à une diminution de 9,8 Mtep de la consommation d'énergie primaire en 2020 par rapport au niveau de 53,3 Mtep estimé dans le scénario de référence de l'étude (EC, 2008). Les chiffres du scénario de référence de ces perspectives énergétiques montrent qu'à politique inchangée l'objectif belge ne serait que partiellement réalisé : la consommation d'énergie primaire dans le scénario de référence diminue de 4,3 Mtep par rapport au scénario de référence de l'étude (EC, 2008), soit moins de la moitié de l'objectif mentionné dans le PNR.

L'intensité énergétique du PIB, mesurée par le rapport entre la CIB et le PIB, baisse de 1,9 % en moyenne par an (2,2 %) sur la période 2005-2020 (2005-2030). Cette baisse est sensible, surtout lorsqu'on la compare avec la diminution annuelle moyenne de 0,5 % enregistrée entre 1990 et 2005.

De même, la consommation intérieure brute d'énergie par habitant diminue : de 0,8 % en moyenne par an entre 2005 et 2020 et de 1,0 % entre 2005 et 2030. Cette évolution contraste avec celle observée au cours des dernières années : + 1,2 % par an entre 1990 et 2005. En 2030, la CIB par habitant devrait atteindre 4,5 tep, soit moins que les 4,9 tep mesurés en 1990.

Sur l'ensemble de la période de projection, la part des importations nettes dans la consommation intérieure brute d'énergie augmente, comme le montre l'indicateur de dépendance énergétique. En 2005, la Belgique était dépendante des importations pour près de 80 % du fait de la fermeture des mines de charbon au milieu des années nonante et de l'absence de production de pétrole et de gaz naturel. En 2020, la dépendance continue d'augmenter sous l'effet de la fermeture des premières centrales nucléaires. La dépendance devient sensible après le démantèlement total du parc de production nucléaire, cette énergie étant remplacée par les combustibles fossiles importés.



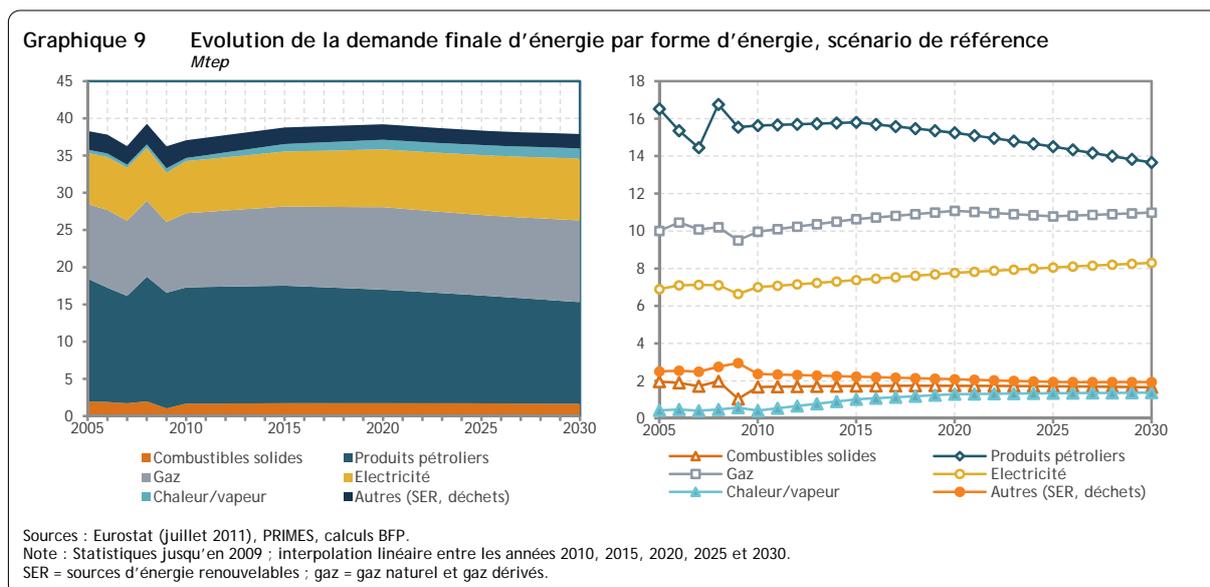
Le Graphique 8 montre qu'en 2030, 92 % de nos besoins en énergie sont couverts par des importations, le solde par la production de sources d'énergie renouvelables⁸ sur le territoire belge. En 2030, les importations nettes se composent principalement de pétrole (49 %), de gaz naturel (33 %) et de combustibles solides (14 %), tandis que la production d'énergie primaire se limite aux sources d'énergie renouvelables, principalement à la biomasse et aux déchets (73 %) et, dans une moindre mesure, à l'énergie éolienne (25 %).

3.2.2. Demande finale d'énergie

La demande finale d'énergie représente la demande finale des différentes formes d'énergie (par exemple l'essence) par les différents consommateurs (comme le secteur des transports). Elle connaît une évolution sous forme de U inversé sur l'ensemble de la période de projection : elle passe de 38,3 Mtep en 2005 à 39,2 Mtep en 2020 pour ensuite baisser et atteindre 37,9 Mtep en 2030, soit 1 % en dessous du niveau de 2005.

Elle correspond aussi à la somme de la consommation des différentes formes d'énergie tous secteurs confondus ou à la somme de la consommation des différents secteurs (ou consommateurs) toutes formes d'énergie confondues.

⁸ Dans les précédents exercices réalisés à l'aide du modèle PRIMES (comme Devogelaer et al., 2007 et Bossier et al., 2008), les importations de biomasse ne concernaient que la biomasse utilisée comme intrant pour la production de biocarburants. Tous les autres types d'importations de biomasse n'étaient pas modélisés. Par conséquent, l'offre de biomasse calculée était issue de la production nationale. Depuis 2009, le modèle PRIMES inclut un module spécifique 'biomasse' qui est à même de générer les coûts et prix relatifs à la biomasse sur la base de courbes d'offre et de demande. Le module tient également compte de la disponibilité limitée de la biomasse et de la concurrence entre les différentes applications. Dans la présente étude, toutes les importations d'intrants de biomasse sont prises en considération (comme l'huile de palme, le bois, etc.).



Si l'on examine les évolutions par forme d'énergie, on constate que le pétrole est le combustible le plus consommé. Toutefois, la demande de produits pétroliers devrait diminuer de 17 % sur l'ensemble de la période de projection : de 16,5 Mtep en 2005 à 14 Mtep en 2030. Il en découle un recul de sa part relative dans la demande finale d'énergie : de 43 % en 2005 à 36 % en 2030.

Seuls le gaz et l'électricité progressent : en 2030, ils atteignent respectivement des valeurs de 12 Mtep et de 9 Mtep. Ces deux combustibles accroissent leur part relative sur la période de projection : de 26 à 29 % pour le gaz et de 18 à 22 % pour l'électricité.

La demande finale de combustibles solides baisse de 15 % et passe de 2,0 Mtep en 2005 à 1,4 Mtep en 2030. Ils ne représentent dès lors plus que 4 % de la demande finale énergétique. Cette baisse est principalement imputable à la sidérurgie (baisse de la production des hauts fourneaux⁹) et dans une moindre mesure aux ménages (baisse de la consommation de charbon pour le chauffage).

La consommation de chaleur/vapeur¹⁰ augmente rapidement: elle passe de 0,4 Mtep en 2005 à 1,4 Mtep en 2030.

La consommation des sources d'énergie renouvelables et des déchets atteint encore 1,9 Mtep en 2030, même si elle a diminué très progressivement, principalement en raison d'une utilisation moindre de la biomasse et des déchets dans l'industrie, surtout dans l'industrie chimique et dans l'industrie du papier et de la pâte à papier. Par contre, les biocarburants progressent. En 2030, leur part dans la consommation totale de gazole et d'essence du secteur des transports atteint 9,3 %.

Le Tableau 6 donne une description détaillée de l'évolution de la consommation finale d'énergie par forme d'énergie, l'évolution de la part de chaque forme dans la demande finale totale d'énergie et les écarts de consommation entre 2005 et 2030 (en ktep et en %).

⁹ D'une part sous l'effet d'une baisse de 2 % de l'activité dans le secteur, et d'autre part, en raison de l'utilisation croissante de fours électriques. Entre 2005 et 2030, la production d'acier dans les fours traditionnels baisse de 10 % alors que la production des fours électriques progresse de 11 %.

¹⁰ Chaleur distribuée (« distributed heat » en anglais), générée par les installations de cogénération.

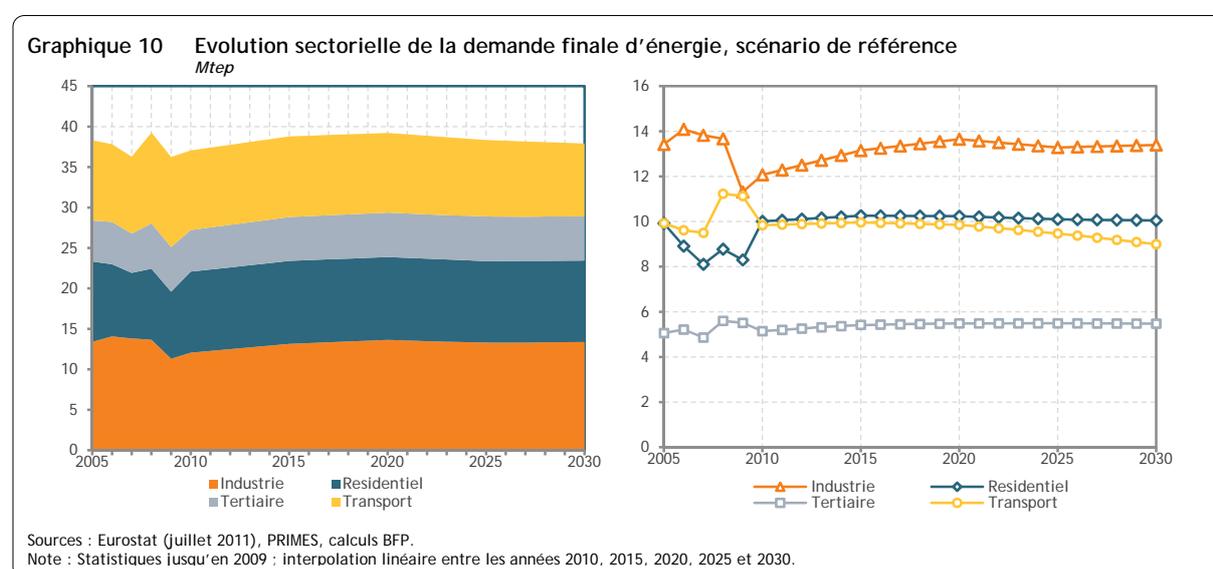
Tableau 6 Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénario de référence

| | 2005 | | 2020 | | 2030 | | Variation 2005-2030 | |
|-----------------------|--------------|------|--------------|------|--------------|------|---------------------|-------------|
| | ktep | part | ktep | part | ktep | part | ktep | % |
| Combustibles solides | 1962 | 5 % | 1755 | 4 % | 1659 | 4 % | -303 | -15 % |
| Produits pétroliers | 16523 | 43 % | 15246 | 39 % | 13659 | 36 % | -2864 | -17 % |
| Gaz | 10009 | 26 % | 11078 | 28 % | 10983 | 29 % | 974 | 10 % |
| Electricité | 6896 | 18 % | 7765 | 20 % | 8303 | 22 % | 1407 | 20 % |
| Vapeur/chaueur | 428 | 1 % | 1292 | 3 % | 1374 | 4 % | 946 | 221 % |
| Autres (SER, déchets) | 2505 | 7 % | 2089 | 5 % | 1936 | 5 % | -568 | -23 % |
| Total | 38323 | | 39225 | | 37916 | | -407 | -1 % |

Sources: Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et gaz dérivés.

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



Si l'on envisage la répartition par secteur, on constate que le principal consommateur en 2005 le reste en 2030 : l'industrie se taille en effet la part du lion de la demande finale d'énergie (35 %). On note cependant que la demande finale d'énergie de l'industrie en 2030 affiche quasiment un statu quo par rapport au niveau de 2005 (13,4 Mtep). Ce statu quo cache en réalité deux mouvements contraires dans les deux sous-catégories du secteur de l'industrie : les branches à forte intensité énergétique et les autres. En effet, les branches à forte intensité énergétique ont particulièrement souffert de la crise. Après 2020, elles subissent encore un recul significatif alors que la consommation finale énergétique des autres branches progresse à un rythme annuel moyen de 1,4 %.

Après un début en dents de scie, la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel devrait pratiquement se stabiliser sur l'ensemble de la période de projection. Partant d'un niveau de 9,9 Mtep en 2005, la consommation oscille autour de 10,0 Mtep sur l'ensemble de la période de projection. Cela implique que la consommation d'énergie n'évolue pas parallèlement avec la croissance démographique et l'augmentation du nombre de ménages attendus au cours de la période. En d'autres termes, les mesures visant une meilleure efficacité énergétique introduites dans le scénario de référence contrebalancent en partie l'effet démographique.

Dans le *secteur des transports*, la consommation finale d'énergie baisse sur toute la période de projection sous l'effet conjugué du règlement 443/2009/CE visant à limiter les émissions de CO₂ des voitures particulières neuves et de l'amélioration du rendement des motorisations (moteurs hybrides). Compte tenu de cette évolution, sa consommation finale s'établit à 9 Mtep en 2030, soit 9 % en dessous du niveau initial en 2005.

Le secteur *tertiaire*¹¹ est le moins gourmand en énergie mais il affiche la plus forte croissance. Au cours de la période envisagée, sa consommation progresse de 8 % pour finalement représenter une demande finale d'énergie de 5,5 Mtep en 2030.

Le Tableau 7 montre en détail l'évolution sectorielle de la demande finale d'énergie, l'évolution de la part de chaque secteur dans la demande finale totale d'énergie et les écarts de consommation entre 2005 et 2030 (en ktep et en %).

Tableau 7 Evolution de la demande finale d'énergie par secteur, scénario de référence

| | 2005 | | 2020 | | 2030 | | Variation 2005-2030 | |
|-------------|-------|------|-------|------|-------|------|---------------------|------|
| | ktep | part | ktep | part | ktep | part | ktep | % |
| Industrie | 13418 | 35 % | 13646 | 35 % | 13392 | 35 % | -25 | 0 % |
| Résidentiel | 9920 | 26 % | 10237 | 26 % | 10048 | 27 % | 128 | 1 % |
| Tertiaire | 5058 | 13 % | 5486 | 14 % | 5477 | 14 % | 419 | 8 % |
| Transport | 9927 | 26 % | 9856 | 25 % | 8998 | 24 % | -929 | -9 % |
| Total | 38323 | | 39225 | | 37916 | | -407 | -1 % |

Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

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

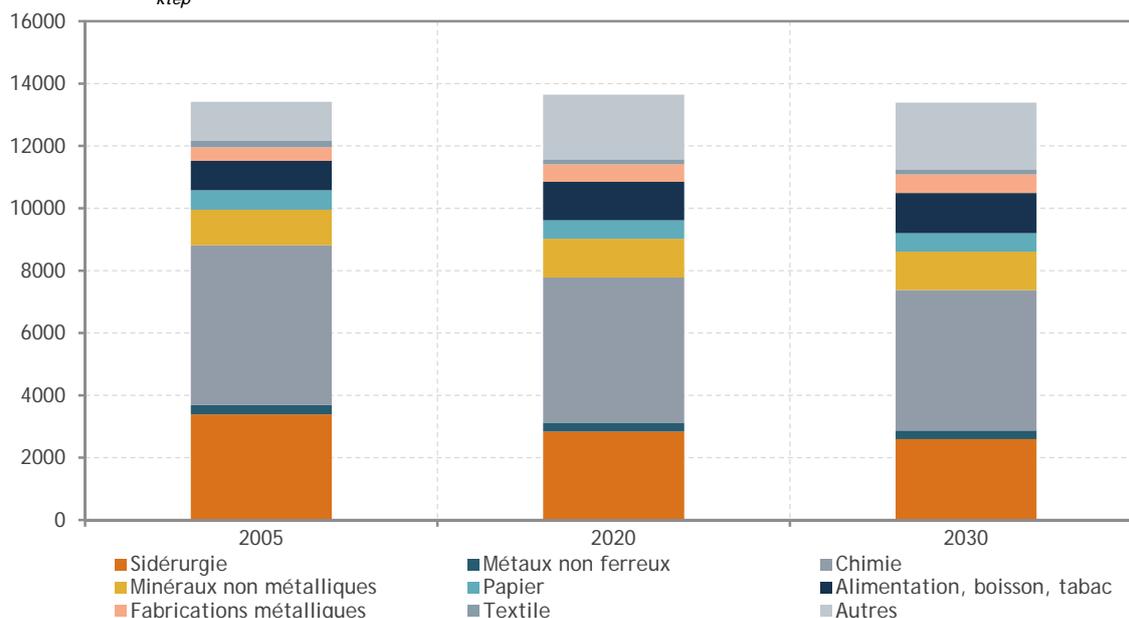
a. Industrie

En ce qui concerne l'industrie, on constate que la demande finale totale d'énergie reste pratiquement inchangée entre 2005 et 2030 (voir Tableau 7). Cette évolution cache toutefois des évolutions contrastées dans les différents sous-secteurs. Ainsi, la consommation finale d'énergie baisse dans la sidérurgie, dans les sous-secteurs des métaux non ferreux, de la chimie, du papier et du textile, tandis qu'elle augmente (parfois sensiblement) dans d'autres sous-secteurs. Il n'est pas étonnant de constater que la baisse est enregistrée dans les secteurs faisant partie de l'ETS où la valeur du carbone atteint respectivement 25 et 39 euros par tonne de CO₂ en 2020 et 2030¹². Le secteur textile constitue la seule exception : il ne fait pas partie du secteur ETS mais néanmoins, sa consommation baisse. Cette baisse s'explique par un ralentissement de l'activité dans ce secteur et une diminution de la valeur ajoutée (-15 % entre 2005 et 2030). Cette évolution débouche sur une baisse des besoins en énergie.

¹¹ Dans le modèle PRIMES (et dans les bilans énergétiques d'Eurostat), le secteur tertiaire englobe les services et l'agriculture.

¹² Pour le secteur non ETS, aucune valeur du carbone n'est introduite dans le scénario de référence (voir point 3.1.3).

Graphique 11 Evolution de la demande finale énergétique de l'industrie par sous-secteur, scénario de référence *ktep*



Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

Lorsque l'on analyse l'intensité énergétique¹³ par sous-secteur, on note qu'elle diminue dans chaque sous-secteur. Cela signifie que les secteurs qui voient leur consommation d'énergie progresser au cours de cette période (par exemple l'alimentation et les fabrications métalliques) font une utilisation plus efficace de l'énergie que par le passé.

Tableau 8 Evolution de l'intensité énergétique de l'industrie et de ses sous-secteurs, scénario de référence (indice 2005 = 100)

| | 2020 | 2030 |
|------------------------------|-------|------|
| Industrie | 78,0 | 66,8 |
| Sidérurgie | 89,0 | 77,8 |
| Métaux non ferreux | 89,1 | 80,7 |
| Chimie | 74,6 | 61,7 |
| Minéraux non métalliques | 85,3 | 75,2 |
| Papier | 79,1 | 71,0 |
| Alimentation, boisson, tabac | 94,1 | 87,3 |
| Fabrications métalliques | 90,9 | 82,7 |
| Textile | 88,6 | 83,7 |
| Autres | 108,4 | 96,6 |

Source : PRIMES.

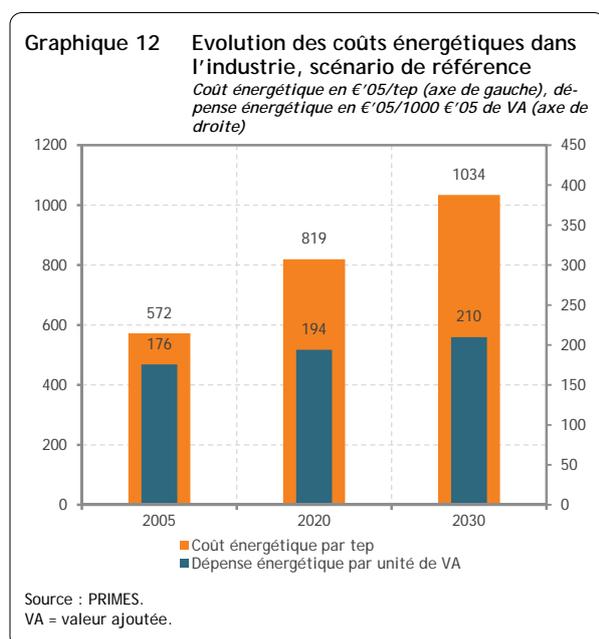
En 2030, l'intensité énergétique globale de l'industrie s'améliore de 33 % par rapport à 2005. En ce qui concerne les différents sous-secteurs industriels, l'amélioration la plus importante est enregistrée dans la chimie (38 %). Dans le scénario de référence, l'évolution de l'industrie chimique se caractérise par un changement de la structure de production : les produits à forte valeur ajoutée tels que les produits pharmaceutiques et les cosmétiques progressent au détriment des produits à forte intensité énergé-

¹³ L'intensité énergétique est définie ici comme le rapport entre la consommation finale d'énergie et la valeur ajoutée.

tique comme les engrais et les produits de la pétrochimie. Dans les branches moins intensives en énergie (alimentation, fabrications métalliques et textiles), l'amélioration est moins marquée.

Dans la sidérurgie, la baisse de l'intensité énergétique s'explique par deux phénomènes (voir également la note de bas de page 9) : d'une part, une baisse de la production dans les hauts fourneaux (-10 % entre 2005 et 2030), et d'autre part, une amélioration de l'efficacité énergétique de la filière électrique qui fait plus que compenser l'augmentation de la production d'acier via ce procédé (+ 11 % entre 2005 et 2030).

Les coûts énergétiques constituent un autre indicateur énergétique intéressant pour l'industrie. Ces coûts énergétiques sont influencés par les perspectives économiques et énergétiques et l'évolution des prix des différentes formes d'énergie. Le Graphique 12 présente l'évolution de deux indicateurs de coût : d'une part, les coûts énergétiques par tep consommée (sur l'échelle de gauche du graphique), d'autre part, la dépense énergétique¹⁴ divisée par la valeur ajoutée (sur l'échelle de droite du graphique). Les coûts énergétiques englobent les coûts liés aux équipements énergétiques (fours, chaudières, etc.) et les coûts relatifs aux achats de combustibles et d'électricité et, le cas échéant, de vapeur. Par construction, tous les indicateurs définis plus haut tiennent compte de l'évolution des coûts dans le secteur de l'électricité. En effet, les variations du coût moyen de la production électrique se reflètent dans les prix de l'électricité payés par le consommateur final, ce qui influence l'ensemble des coûts énergétiques dans les secteurs de la demande finale (dont l'industrie).



Les coûts énergétiques par tep augmentent sensiblement au cours de la période 2005-2030. Sur vingt-cinq ans, l'augmentation est de près de 80 %. Elle est due à trois phénomènes : premièrement la nette progression des prix énergétiques (pétrole, gaz naturel, électricité) qui rendent les achats de combustibles et d'électricité par les entreprises plus onéreux (voir Graphique 5), deuxièmement, l'installation du système communautaire d'échange des quotas d'émission¹⁵ (ETS) qui pénalise l'utilisation de combustibles fossiles, et troisièmement, l'augmentation des coûts liés aux équipements énergétiques. La dépense énergétique par unité de valeur ajoutée augmente aussi sur l'ensemble de la période envisagée. En d'autres termes, le rythme de crois-

sance de la dépense énergétique est plus élevé que le rythme de croissance de la valeur ajoutée dans l'industrie (cela signifie que la part des coûts énergétiques dans les coûts totaux de production progresse).

Toutefois, cette augmentation est moins spectaculaire que la hausse des coûts énergétiques par tep

¹⁴ La dépense énergétique est égale au produit des coûts énergétiques par tep par la consommation d'énergie.

¹⁵ Qui prévoit une mise aux enchères progressive des quotas d'émissions (par opposition à un système de droits acquis – « grandfathering » en anglais).

(+19 % contre +80 %), ce qui s'explique par la baisse généralisée de l'intensité énergétique du secteur.

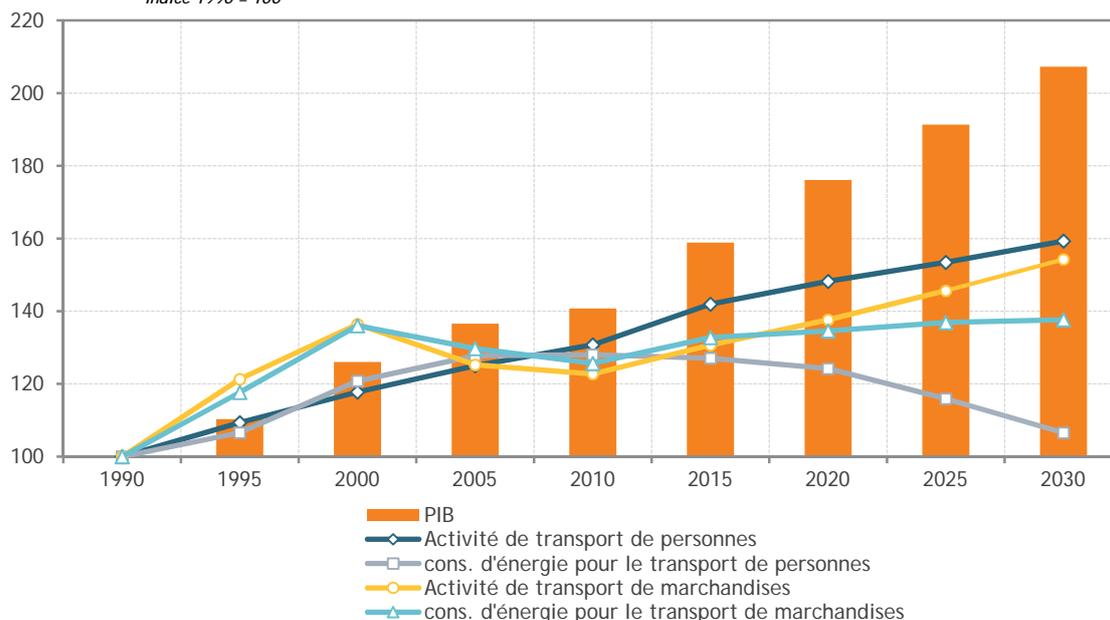
b. Transport

Dans le secteur des transports, la demande finale énergétique diminue sur la période 2005-2030 (à concurrence de 9 %), et ce en dépit d'un accroissement de l'activité de transport. En d'autres mots, la liaison entre activité de transport et consommation d'énergie est modifiée comme le montre le Graphique 13. Une telle évolution est le résultat de plusieurs facteurs : l'application des règlements visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules privés (comme le règlement 443/2009/CE du Parlement européen et du Conseil), le développement des motorisations hybrides et les rendements énergétiques accrus des moteurs.

En ce qui concerne l'activité même, les flux de transport de personnes (mesurés en passagers-kilomètres) et de marchandises (mesurés en tonnes-kilomètres) augmentent entre 2005 et 2030. Le transport de personnes progresse de manière continue au cours de cette période tandis que le transport des marchandises croît un peu plus lentement. Les deux types de transport atteignent un pic en 2030, le transport de personnes ayant crû de 27 % par rapport à 2005, contre 23 % pour le transport de marchandises. En termes de consommation d'énergie, les chiffres sont très différents : on enregistre une baisse de 17 % environ par rapport à 2005 pour le transport de personnes, contre une progression de 6 % pour le transport de marchandises.

Par conséquent, l'intensité énergétique du secteur du transport de personnes, exprimée comme le rapport entre la consommation d'énergie et le revenu disponible, diminue. Dans le scénario de référence, on enregistre une baisse moyenne de 1,9 % par an entre 2005 et 2030. L'indicateur d'intensité énergétique du secteur du transport de marchandises, à savoir la consommation d'énergie divisée par le PIB, s'améliore également mais dans une moindre mesure : -1,4 % par an en moyenne.

Graphique 13 Evolution de quelques indicateurs relatifs au transport, scénario de référence
Indice 1990 = 100



Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES.

Note : Statistiques jusqu'en 2005 ; projections pour les années 2010, 2015, 2020, 2025 et 2030.

PIB = produit intérieur brut.

Le scénario de référence a une approche plutôt conservatrice de l'évolution du mix de carburants pour le transport. Bien que les véhicules hybrides non rechargeables font une percée en projection, ce n'est pas le cas des véhicules électriques (tant les hybrides rechargeables que les véhicules purement électriques). Quant aux biocarburants, ils se développent conformément aux mesures actuellement mises en œuvre et non pas selon l'objectif fixé dans le paquet législatif Climat-Energie. Leur évolution est néanmoins significative : alors qu'ils n'apparaissent pas dans les statistiques en 2005, ils représentent une part de 7,0 % de la consommation totale d'essence et de gazole du secteur des transports en 2020, voire même de 9,3 % en 2030. Toutefois, leur contribution en termes absolus reste limitée.

Pour le transport, deux indicateurs de coûts sont définis : le premier se réfère au transport de personnes et représente la dépense totale de carburant (y compris l'électricité) par passager-kilomètre, le second se rapporte au transport de marchandises et donne la même dépense totale de carburant, mais par tonne-kilomètre. La dépense de carburant rapportée au nombre de passagers-kilomètres diminue de 6 % sur l'ensemble de la période de projection, principalement grâce au meilleur rendement énergétique des véhicules privés. Ce raisonnement ne s'applique pas au transport de marchandises pour lequel la dépense de carburant par tonne-kilomètre augmente de quelque 23 %. Cette évolution s'explique avant tout par un prix du pétrole doublant pratiquement au cours de la période sous revue (voir Graphique 5).

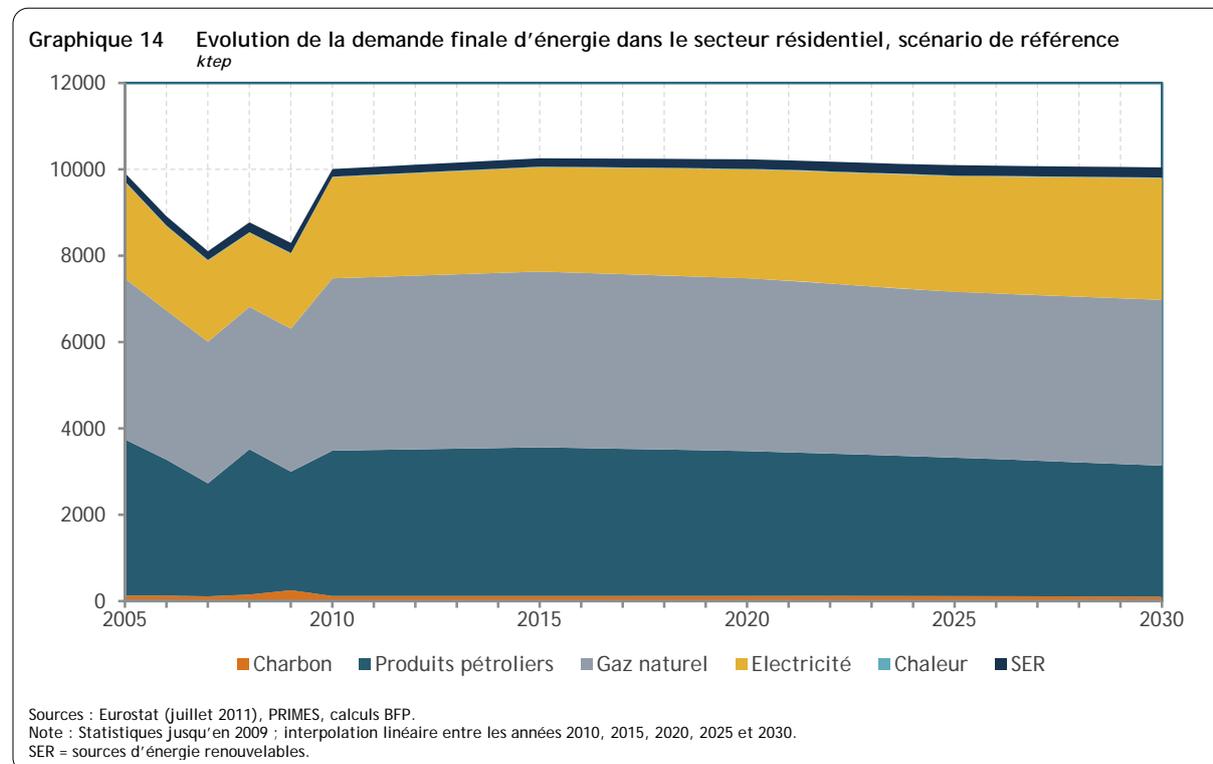
c. Secteur résidentiel

La demande finale énergétique du secteur résidentiel augmente au cours de la période 2005-2020 pour ensuite diminuer et atteindre un niveau supérieur de 1 % seulement par rapport à 2005. Entre 2005 et 2020, la consommation énergétique finale des ménages progresse en moyenne chaque année de 0,2 % pour ensuite diminuer au même rythme entre 2020 et 2030.

Par ailleurs, la demande d'électricité progresse en moyenne de 0,9 % par an sur la période 2005-2030. La demande croissante d'électricité dans le secteur résidentiel s'explique principalement par un nombre toujours plus élevé d'appareils électriques par ménage, l'augmentation du nombre de ménages et le développement des applications électriques. Cependant, compte tenu de l'amélioration sensible du rendement énergétique de ces appareils et de l'éclairage (une augmentation d'un peu plus de 50 % de l'efficacité énergétique est prévue sur la période 2005-2030), la croissance de la demande d'électricité reste modérée¹⁶. En ce qui concerne les combustibles fossiles, la consommation de charbon diminue encore (de -0,9 % en moyenne par an). En 2030, les ménages n'y ont pratiquement plus recours et sa part dans la demande finale totale ne dépasse par conséquent plus 1 %. La consommation de combustibles liquides diminue également (de 0,7 % en moyenne par an entre 2005 et 2030), notamment en raison du recours croissant au gaz naturel, lequel maintient sa part de marché. Enfin, la consommation de biomasse progresse chaque année de 0,5 % en moyenne. Seule l'énergie solaire fait mieux (+8,1 % par an), mais elle représente toutefois moins d'un pour cent de la demande finale d'énergie des ménages en 2030. En fin de période de projection, le gaz naturel est la forme d'énergie la plus utilisée par les ménages (38 % de la demande finale d'énergie), suivie par les produits pétroliers (30 %) et l'électricité (28 %).

¹⁶ A titre de comparaison, l'électricité a progressé au rythme annuel moyen de 2,3 % dans le secteur résidentiel au cours de la période 1990-2005.

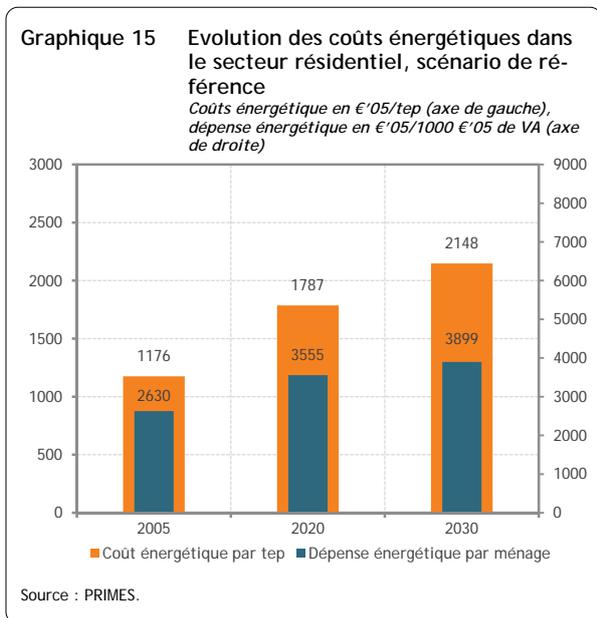
Sur l'ensemble de la période de projection, l'intensité énergétique du secteur résidentiel (rapport entre la demande finale d'énergie et le revenu disponible réel) s'améliore de 1,2 % par an en moyenne, ce qui est encore mieux que les 0,6 % par an enregistrés entre 1990 et 2005. Cette évolution est attribuable aux effets des mesures visant une meilleure efficacité énergétique et qui sont incluses dans le scénario de référence (voir point 3.1.3).



Parallèlement, la demande d'énergie par habitant baisse pour atteindre 0,86 tep par habitant¹⁷ en 2030, ce qui représente une baisse de 10 % par rapport à 2005. Deux phénomènes différenciant par leur incidence et leur ampleur expliquent cette évolution. Premièrement, la demande d'électricité par habitant continue de croître quoique moins rapidement que par le passé (0,5 % par an sur la période 2005-2030 contre 2,0 % par an entre 1990 et 2005). Deuxièmement, la demande de combustibles fossiles par habitant diminue (-0,7 % par an sur la période 2005-2030 contre une hausse de 0,6 % par an en moyenne entre 1990 et 2005).

¹⁷ 1 tep = 11 630 kWh.

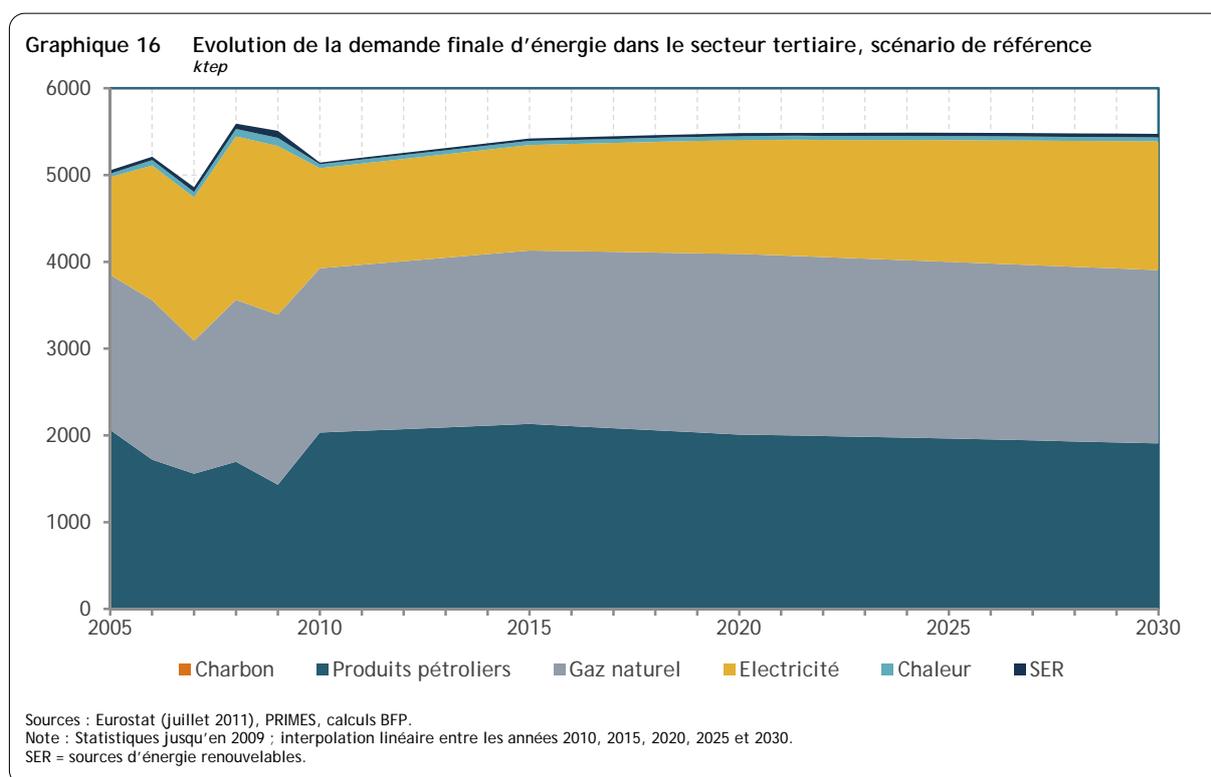
Dans le secteur résidentiel, l'évolution des coûts énergétiques est décrite par le biais de deux indicateurs représentés sur le graphique ci-dessous : les coûts énergétiques par tep consommée (échelle de gauche) et la dépense énergétique par ménage (échelle de droite).



Les coûts énergétiques par tep consommée augmentent de 83 % sur la période 2005-2030. Cette progression trouve son origine non seulement dans l'augmentation des coûts liés aux achats de combustibles, mais aussi dans celle des coûts liés aux équipements énergétiques plus efficaces. Par ménage, la dépense énergétique grimpe à 3 900 € en 2030, contre 2 630 € en 2005, ce qui représente une hausse de près de 50 % sur vingt-cinq ans, hors inflation. Toutefois, l'augmentation de la dépense énergétique des ménages est sensiblement inférieure à la progression des coûts énergétiques par tep consommée grâce à la baisse de la consommation d'énergie des ménages sur la période étudiée.

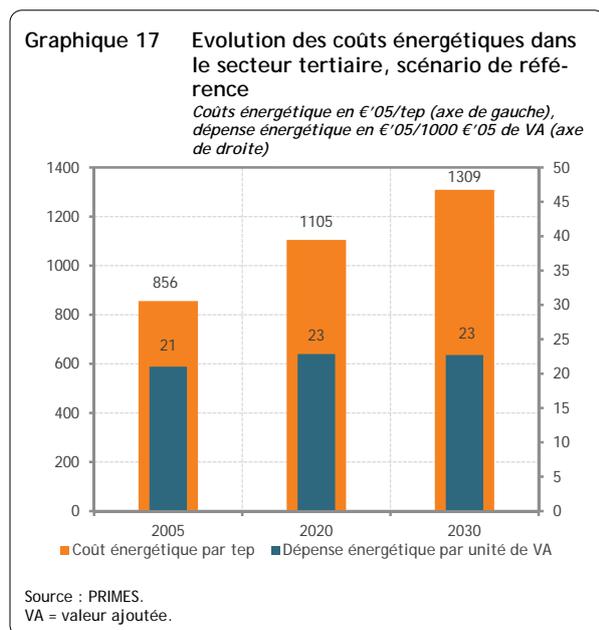
d. Secteur tertiaire

Entre 2005 et 2030, la demande finale énergétique du secteur tertiaire croît de 8 %, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 0,3 % de la consommation d'énergie des services et de l'agriculture. En outre, le poids des différentes formes d'énergie évolue : les produits pétroliers voient ainsi leur part diminuer considérablement (de 41 % en 2005 à 35 % en 2030) au profit de l'électricité (de 22 % à 27 %), tandis que la part du gaz naturel se maintient à 36 %. Ces évolutions dans le secteur tertiaire se traduisent en termes absolus comme suit : hausse de plus de 30 % de la consommation d'électricité et de 12 % de la consommation de gaz naturel, baisse de 7 % de la consommation de combustibles liquides et augmentation de respectivement 5 et 10 % de la consommation des sources d'énergie renouvelables et de la chaleur.



Après avoir enregistré un mouvement en dents de scie entre 1990 et 2005, l'intensité énergétique du secteur tertiaire diminue sur la période 2005-2030. Cette évolution montre qu'en dépit d'un accroissement rapide de la valeur ajoutée de ce secteur (en moyenne 1,7 % par an sur la période 2005-2030), la consommation d'énergie ne connaît pas une augmentation comparable compte tenu des progrès technologiques, des glissements entre les différentes formes d'énergie et des mesures visant une meilleure efficacité énergétique.

Enfin, le Graphique 17 présente l'évolution de deux indicateurs de coût énergétique pour le secteur tertiaire, à savoir les coûts énergétiques par tep consommée sur l'échelle de gauche et la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée sur l'échelle de droite. Ces deux indicateurs se définissent de la même manière que pour l'industrie (voir ci-avant).



Les coûts énergétiques par tep consommée augmentent sensiblement entre 2005 et 2030. L'accroissement dépasse 50 %, il est le résultat d'une progression des composantes équipements énergétiques et achats de combustibles. La dépense énergétique par unité de valeur ajoutée progresse de 8 % entre 2005 et 2020 pour ensuite rester pratiquement constante (2020-2030). Dans le cas présent aussi, la progression de la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée reste limitée étant donné que la consommation énergétique du secteur tertiaire par unité de valeur ajoutée diminue sensiblement en projection.

3.2.3. Production d'électricité

La crise économique et les mesures visant un meilleur rendement énergétique qui sont incluses dans le scénario de référence débouchent sur un ralentissement de la croissance de la demande d'électricité : entre 2005 et 2030, la demande d'électricité progresse de 0,7 % en moyenne annuelle dans le scénario de référence, contre 2,2 % par an entre 1990 et 2005. Toutefois, l'électricité continue d'occuper une part de plus en plus importante dans la demande finale d'énergie, atteignant ainsi 22 % en 2030. Cette part pourrait encore progresser si, par exemple, la voiture électrique faisait son entrée dans le parc automobile belge (voir sections 4.5 et 5.5).

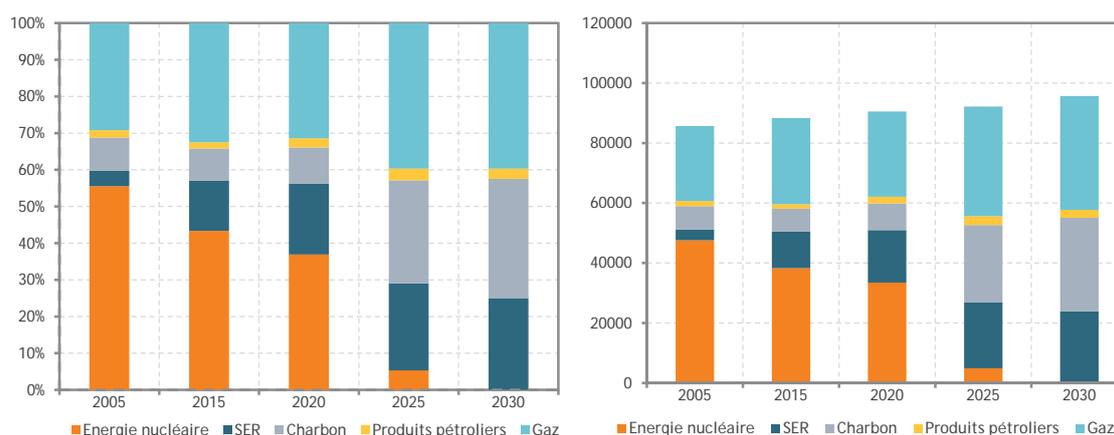
Cette demande croissante doit être satisfaite par une offre composée par la production intérieure et les importations¹⁸ d'électricité. Dans cette section, on examine dans un premier temps l'évolution de la production électrique totale, pour ensuite s'intéresser à sa structure.

La production brute d'électricité affiche une tendance à la hausse sur l'ensemble de la période de projection et progresse en moyenne de 0,4 % par an. Cette croissance cache toutefois une évolution contrastée. Au cours de la période 2005-2020, la production augmente de 0,4 % par an, soit à un rythme inférieur à celui de la demande d'électricité (0,7 % en moyenne par an). Cela s'explique par une augmentation sensible des importations nettes d'électricité sur cette période. En 2020, la production brute d'électricité devrait atteindre 90,5 TWh. Durant la période 2020-2030, sa croissance annuelle moyenne atteint 0,6 %, ce qui donne une production de 95,7 TWh en 2030.

¹⁸ Les importations nettes d'électricité constituent un paramètre exogène qui ne change pas en fonction du scénario étudié. Le volume des importations nettes est fonction entre autres des stratégies des pays limitrophes (pouvoirs publics, GRT) compte tenu de la capacité des interconnexions. Pour la Belgique, les importations nettes augmentent d'un facteur 2 environ sur l'ensemble de la période de projection. Cette augmentation pourrait s'expliquer par la perspective de construction aux Pays-Bas, à proximité de ports, de centrales intégrant un module de captage de CO₂ avec pour objectif l'exportation d'électricité. En 2030, 13,6 TWh d'électricité seraient importés en Belgique contre 6,3 TWh en 2005.

Grosso modo, le parc de production peut être divisé entre les centrales nucléaires, les centrales utilisant des sources d'énergie renouvelables (essentiellement les centrales hydroélectriques et éoliennes, les centrales brûlant de la biomasse et les cellules photovoltaïques) et les centrales thermiques (utilisant des combustibles fossiles). En 2005, la prépondérance de l'électricité nucléaire apparaît très clairement : les centrales nucléaires produisent pas moins de 47,6 TWh, les centrales thermiques assurent pratiquement le reste de la production intérieure (34,5 TWh), tandis que les sources d'énergie renouvelables (énergies éolienne, hydroélectrique et biomasse) ne représentent qu'une production de 3,6 TWh. Cette situation connaît toutefois une modification significative à la fin de la période de projection sous l'effet de deux phénomènes : la sortie progressive du nucléaire selon le calendrier fixé dans la loi de 2003 et l'application du système européen d'échange de quotas d'émissions (ETS). D'une part, la sortie du nucléaire entraîne la disparition des centrales nucléaires du parc de production, ce qui nécessite un mouvement de rattrapage dans le développement des unités thermiques et des unités fonctionnant à partir de SER. D'autre part, la valeur du carbone stimule le développement d'unités utilisant des sources d'énergie renouvelables et modifie la hiérarchie des unités thermiques. En 2030, les centrales thermiques produisent 71,7 TWh d'électricité, contre 23,9 TWh pour les unités fonctionnant avec les énergies renouvelables.

Graphique 18 Part des différentes formes d'énergie dans la production brute d'électricité, scénario de référence
en % sur le graphique de gauche, en TWh sur le graphique de droite



Sources : Eurostat, PRIMES

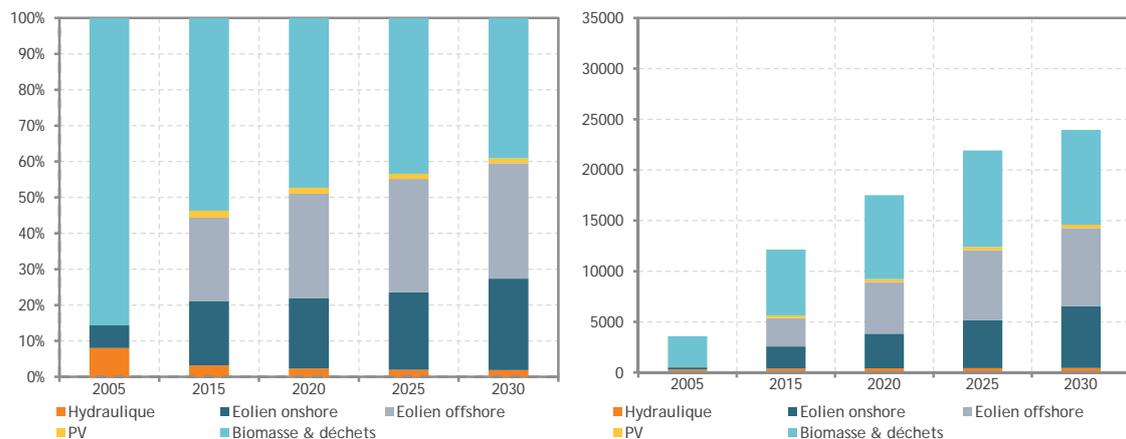
Le Graphique 18 illustre l'évolution, pour le scénario de référence, des parts respectives des différents combustibles dans la production brute d'électricité. Force est de constater que la situation évolue sensiblement entre 2005 et 2030. En 2030, la production est assurée par le gaz (40 %), le charbon (32 %), les SER (25 %) et, à la marge, par le pétrole (3 %).

Il ressort du Graphique 18 que c'est surtout vers la fin de la période de projection que la part des sources d'énergie renouvelables devient significative. Elle atteint 19 % en 2020 (ou 17,5 TWh), voire pratiquement 25 % (ou 23,9 TWh) en 2030 alors qu'elle ne dépassait pas 4 % en 2005.

Le graphique ci-dessus est centré sur la production électrique à partir de sources d'énergie renouvelables et met en lumière que les principales sources en 2030 sont la biomasse et les déchets (9,4 TWh) et l'énergie éolienne (13,8 TWh). La production dans les centrales hydroélectriques n'évolue quasiment pas sur la période de projection, car le potentiel hydroélectrique est pratiquement exploité. Quant à la

production à partir des panneaux solaires photovoltaïques, elle progresse mais reste assez limitée (moins de 1 TWh sur l'ensemble de la période de projection ou 1 % de la production brute). Cette évolution ne concorde ni avec les statistiques les plus récentes, ni avec la politique menée actuellement par les Régions. Toutefois, ces informations n'étaient pas disponibles ou prévisibles au moment où les scénarios ont été simulés. Il convient de faire remarquer que les niveaux escomptés de production électrique photovoltaïque restent inférieurs à ceux de l'énergie éolienne et de la biomasse. Par conséquent, la sous-estimation du photovoltaïque ne devrait pas modifier fondamentalement (ceteris paribus) le mix de la production électrique à partir des sources d'énergie renouvelables.

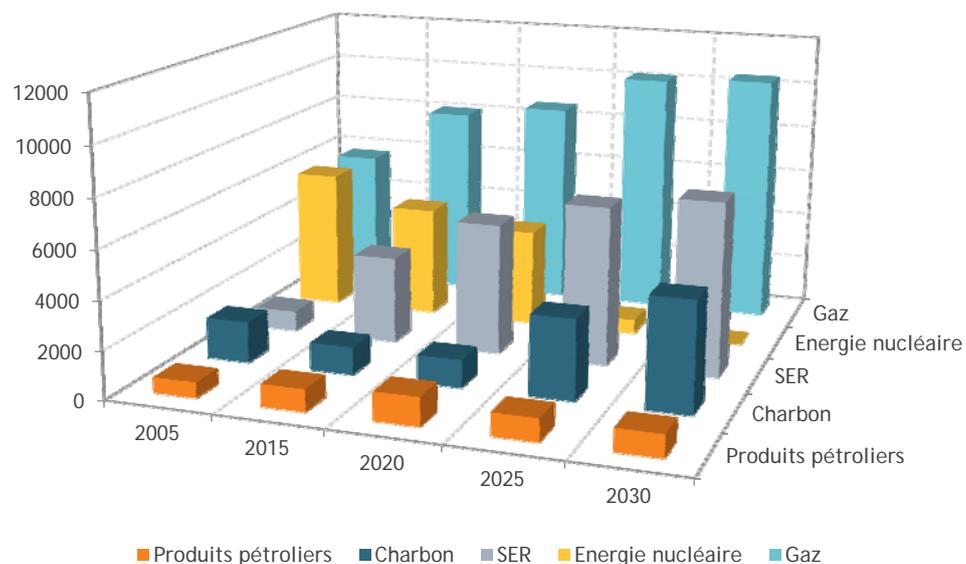
Graphique 19 Production brute d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, scénario de référence
en % sur le graphique de gauche, en TWh sur le graphique de droite



Sources : Eurostat, PRIMES.

Examinons à présent la capacité de production nécessaire pour atteindre de tels niveaux de production. Dans le Graphique 20, le démantèlement du parc nucléaire respecte le calendrier fixé dans la loi de 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. La capacité perdue est principalement compensée par les centrales au charbon qui gagnent en importance : elles représentent 4 500 MW en 2030. On observe également l'augmentation sensible de la capacité des sources d'énergie renouvelables qui atteignent 7 200 MW en 2030. Eu égard au caractère intermittent des énergies renouvelables, une forte augmentation des capacités est nécessaire pour atteindre un certain niveau de production. Enfin, la capacité de production d'électricité des centrales au gaz augmente aussi sensiblement. En 2030, ce sont d'ailleurs les centrales au gaz qui s'arrogent la plus grande partie de la capacité, soit 10 400 MW.

Graphique 20 Evolution de la capacité nette installée, scénario de référence
MW



Sources : Eurostat, PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et dérivés.

Des investissements dans le parc de production électrique sont nécessaires, non seulement pour satisfaire la hausse de la demande d'électricité (pour mémoire : +0,7 % par an en moyenne entre 2005 et 2030) mais aussi afin de remplacer les unités obsolètes ou démantelées. Selon les estimations, il y aurait lieu de développer chaque année jusqu'en 2030 une capacité supplémentaire de 840 MW pour compenser les fermetures de centrales programmées et satisfaire la demande électrique croissante. Ce chiffre est toutefois une moyenne. En effet, une analyse plus fine montre que la période 2020-2025 durant laquelle le parc nucléaire résiduel est démantelé est la plus critique car un potentiel de production de 4 000 MW disparaît. Après 2015, le rythme d'investissement devra donc être supérieur à la moyenne. En termes monétaires, les investissements nécessaires d'ici à 2030 représentent 20 milliards d'euros (euros de 2005), dont 7 milliards à injecter avant 2020 et 13 milliards entre 2020 et 2030.

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

Tableau 9 Indicateurs relatifs à la production d'électricité, scénario de référence

| | 2005 | 2020 | 2030 |
|--|------|------|------|
| Rendement moyen de la production thermique (%) | 40,5 | 43,2 | 47,3 |
| Taux d'utilisation moyen des capacités électriques (%) | 63,6 | 48,8 | 45,4 |
| Part des importations nettes d'électricité (%) | 6,9 | 11,3 | 12,5 |
| Electricité à partir de centrales de cogénération (%) ⁽¹⁾ | 8,8 | 21,9 | 21,2 |
| Electricité à partir de SER (%) ⁽¹⁾ | 4,2 | 19,3 | 25,0 |
| Electricité produite dans des centrales CCS (%) ⁽¹⁾ | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| Capacité installée (GW) | 14,7 | 20,4 | 23,0 |
| Intensité en carbone (tCO ₂ /GWh) | 230 | 201 | 332 |

Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables ; CCS = carbon capture and storage.

⁽¹⁾ : en % de la production brute d'électricité.

L'évolution du rendement moyen de la production thermique d'électricité est fortement liée au mix technologique. Le rendement progresse sensiblement entre 2005 et 2020 et s'améliore encore vers la fin de la période de projection : il atteint 47,3 % en 2030 contre 40,5 % en 2005. Cette évolution s'explique par les meilleurs rendements de transformation des centrales au gaz et au charbon (supercritiques). En revanche, le taux d'utilisation moyen¹⁹ baisse considérablement en raison de l'importance accrue des SER, dont certaines ont un caractère intermittent, dans le parc de production électrique (voir ci-avant).

La part des importations dans l'offre totale d'électricité traduit l'hypothèse formulée pour l'évolution des importations nettes d'électricité. Cette part double pratiquement entre 2005 et 2030 où elle oscille autour de 12 %.

Le Tableau 9 montre également l'évolution de la production électrique dans les centrales de cogénération, les centrales équipées pour la capture et le stockage de carbone (CCS) et les centrales fonctionnant à partir de SER. Le pourcentage de production électrique générée dans les unités de cogénération (à partir du gaz naturel et de la biomasse) passe de 9 % en 2005 à 21 % en 2030. La production brute d'électricité à partir des SER fait un bond remarquable en avant : elle grimpe de 4 % en 2005 à 25 % en 2030. La technologie CCS reste peu développée dans le scénario de référence, elle représente à peine 0,5 % de la production totale d'électricité en 2030²⁰.

L'intensité en carbone du secteur électrique est fonction des évolutions au niveau du mix énergétique et des technologies décrites ci-dessus. En 2020, l'intensité en carbone diminue par rapport à 2005 suite à la progression sensible de la production à partir des SER et en dépit de la fermeture des trois réacteurs nucléaires les plus anciens. Néanmoins, au-delà de 2020, l'intensité en carbone progresse très rapidement jusqu'à un niveau élevé en 2030 (respectivement 44 % et 65 % plus haut qu'en 2005 et 2020). Les centrales au charbon sont à l'origine de cette évolution.

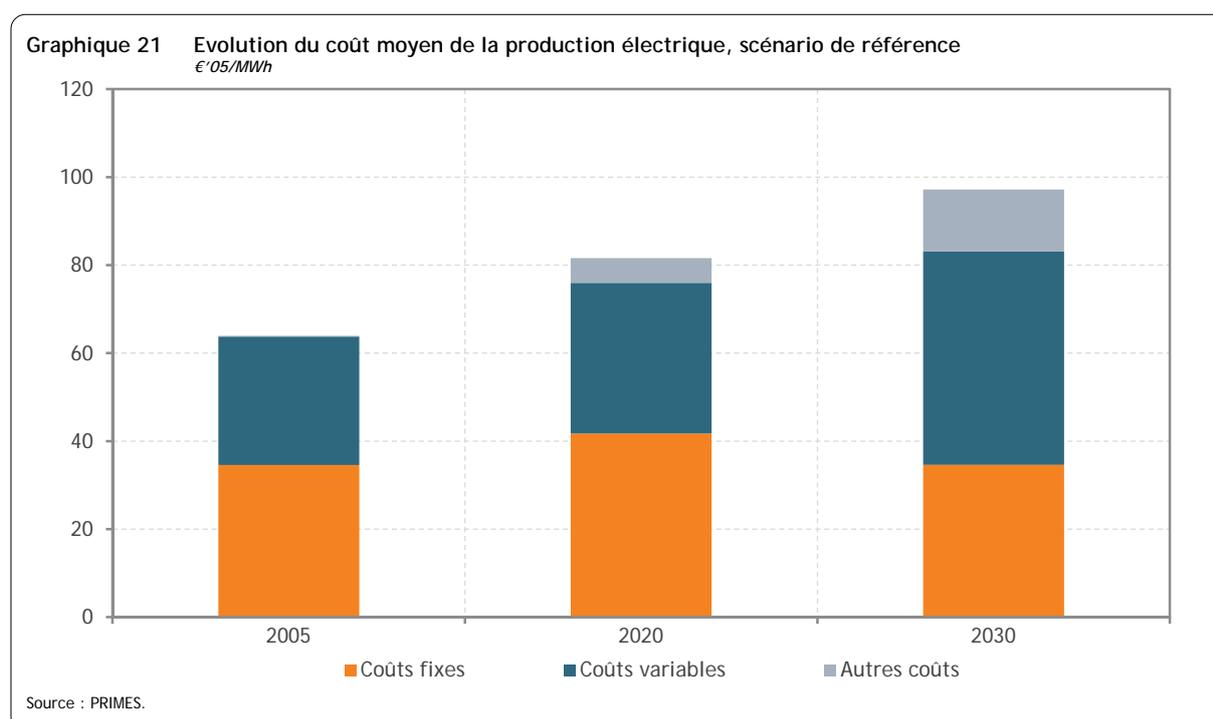
La capacité installée augmente de 57 % au cours de la période 2005-2030. Cette augmentation est nécessaire pour satisfaire une consommation d'électricité en hausse. La capacité de production augmente

¹⁹ Le taux d'utilisation moyen est obtenu par le rapport entre la production et la capacité installée multipliée par 8 760 heures.

²⁰ Ce résultat se traduit par un besoin de stockage de quelque 0,3 Mt de CO₂ en 2030. Cette quantité est compatible avec l'évaluation des capacités de stockage géologique en Belgique avancée dans l'étude (Piessens et al., 2008).

cependant à un rythme plus élevé que la demande et la production d'électricité. Une des raisons en est la chute du taux d'utilisation moyen des capacités électriques (voir ci-avant).

Le dernier volet de l'analyse du secteur électrique porte sur les coûts de la production électrique. On étudiera plus spécifiquement le coût de production moyen, soit les coûts totaux divisés par la production électrique. Ce coût de production moyen a trois composantes : les coûts fixes, variables et autres. Les coûts fixes englobent le coût annuel du capital et les coûts fixes opérationnels et d'entretien. Quant aux coûts variables, ils correspondent à la somme du coût de l'achat de combustibles et d'autres coûts variables comme par exemple le coût du stockage de CO₂. Enfin, les autres coûts concernent l'achat de quotas d'émission lors d'enchères.

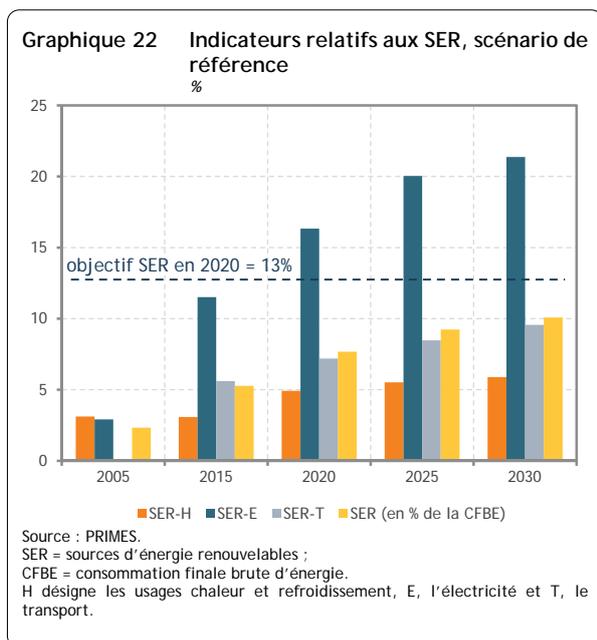


Entre 2005 et 2030, le coût de production moyen augmente de 52 % pour atteindre 97 €/MWh (croissance de 28 % entre 2005 et 2020). Cette évolution correspond à une hausse annuelle moyenne de 1,6 % (resp. 1,8 %) sur la période 2005-2020 (resp. 2020-2030).

Entre 2005 et 2020, les coûts fixes progressent légèrement plus rapidement que les coûts variables (+21 % contre 17 %). Cette hausse s'explique par un développement sensible de la capacité renouvelable dont les coûts d'investissements prennent le pas sur le coût de l'achat de combustibles. Au cours de la même période, les centrales au gaz connaissent aussi un franc succès, ce qui explique l'augmentation des coûts variables/de l'achat de combustibles. Au-delà de 2020, la composition du coût de production moyen de l'électricité change radicalement. Cette fois, les coûts variables augmentent considérablement (+42 %) tandis que les coûts fixes retombent à leur niveau de 2005. De nombreuses centrales au gaz et au charbon sont construites au cours de la période, ce qui ne manque pas d'influencer les dépenses de combustibles dont les prix sont supposés augmenter régulièrement d'ici 2030 (voir Graphique 5). Enfin, les autres coûts connaissent aussi une forte progression : en 2030, ils ne représentent pas moins de 14 % du coût de production moyen de l'électricité.

3.2.4. Sources d'énergie renouvelables

La part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie atteint 7,7 % en 2020 et 10,1 % en 2030 (contre 2,3 % en 2005). En termes absolus, les SER représentent 3,1 Mtep en 2020 et 3,9 Mtep in 2030 (contre 0,9 Mtep in 2005). La consommation totale des SER couvre trois usages : l'électricité (SER-E), le chauffage et le refroidissement (SER-H) et les transports (SER-T). La part des SER dans le chauffage et le refroidissement reste limitée : elle passe de 3,1 % en 2005 à 4,9 % en 2020 et 5,9 % en 2030. Par contre, la part des SER dans la consommation finale brute d'électricité grimpe de 2,9 % en 2005 à 16,3 % en 2020 et à 21,4 % en 2030. Quant à la part des SER dans les transports, elle passe de 0 % en 2005 à 7,2 % en 2020 et 9,6 % en 2030. Au final, les SER-E représentent, en 2020 (2030), 46 % (51 %) de la consommation totale de SER, les SER-H 35 % (31 %) et les SER-T 19 % (18 %).



Le pourcentage général de 7,7 % en 2020 est inférieur à l'objectif national de 13 % en matière de sources d'énergie renouvelables, tel que défini dans le paquet Climat-Energie et fixé dans la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables. De même, l'objectif de 10 % de sources d'énergie renouvelables dans les transports à l'horizon 2020 n'est pas atteint dans le scénario de référence. Le scénario de référence n'intègre que la politique mise en œuvre et ne part pas du postulat que les objectifs spécifiques doivent être atteints. Au cours des dix prochaines années, de nouvelles mesures devront être mises en œuvre si l'on veut atteindre les objectifs en matière d'énergies renouvelables.

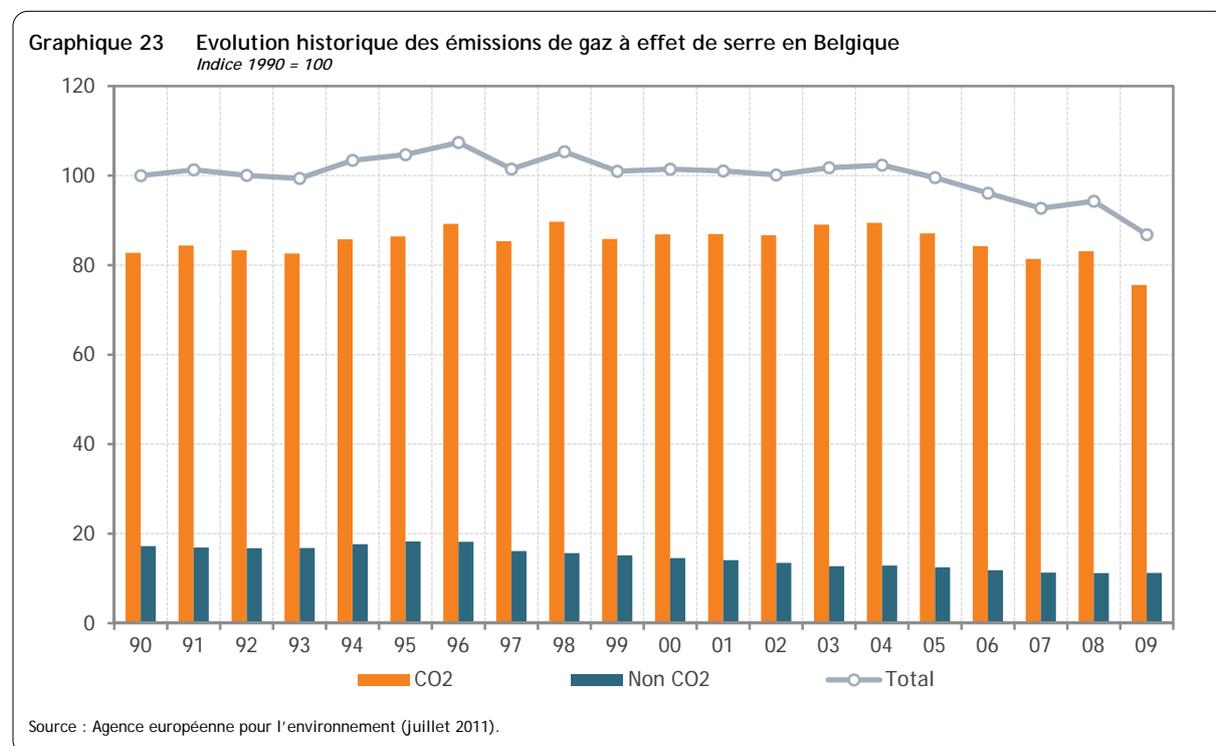
3.3. Perspectives d'évolution des émissions de gaz à effet de serre

Afin de satisfaire la demande (croissante) en énergie, on peut faire appel à un certain nombre de sources d'énergie différentes. Le choix de ces sources est fonction d'un large éventail de critères parmi lesquels figurent le prix relatif, la disponibilité et la possibilité d'exploiter des technologies spécifiques de production et de consommation d'énergie. On a en outre le choix entre des sources d'énergie renouvelables (c.-à-d. basées sur des sources d'énergie « inépuisables » comme le soleil et le vent) ou fossiles (c.-à-d. basées sur des sources d'énergie « finies » comme le gaz naturel et le charbon). Le propre des sources d'énergie fossiles est que leur combustion génère des gaz ayant un impact négatif sur l'environnement. Certains de ces gaz sont appelés « gaz à effet de serre » (GES). Au plan national, le système énergétique tel que décrit dans les paragraphes précédents engendre des émissions de GES. Cette section analyse les émissions de gaz à effet de serre sur la base de deux sources. D'une part, les statistiques de l'Agence européenne pour l'environnement, laquelle collecte les données de tous les Etats membres. D'autre part, les perspectives d'évolution des émissions totales de CO₂ énergétique ou non, issues de PRIMES, combinées aux résultats des perspectives pour les émissions autres que le CO₂

calculées à partir du modèle GAINS de l'IIASA (Höglund-Isaksson et al., 2010).

3.3.1. Emissions de gaz à effet de serre

Le Graphique 23 présente l'évolution historique des émissions de gaz à effet de serre en Belgique.



Ce graphique montre clairement que les émissions de GES sont restées assez stables en Belgique au cours de la période 1990-2005, mais qu'un changement de tendance s'est produit au cours des dernières années. Il résulte en partie de l'effet des politiques et mesures mises en œuvre pour réduire les émissions de GES et en partie de l'impact de la crise économique et financière.

Le tableau ci-dessous résume l'évolution des émissions de gaz à effet de serre dans le scénario de référence.

Tableau 10 Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario de référence (portée '08-12')

| | 2020 (Mt éq. CO ₂) | 2020 vs. 2005 (%) | 2030 (Mt éq. CO ₂) | 2030 vs. 2005 (%) |
|--------------------------------------|--------------------------------|-------------------|--------------------------------|-------------------|
| Emissions totales de GES | 132,8 | -2,2 | 143,7 | 5,8 |
| Emissions totales de CO ₂ | 115,7 | -1,6 | 126,5 | 7,6 |
| GES - secteur ETS | 56,4 | -3,4 | 71,6 | 22,7 |
| ETS sans l'aviation | 51,9 | -4,9 | 67,3 | 23,2 |
| Aviation | 4,5 | 18,6 | 4,3 | 14,3 |
| GES - secteur non ETS | 76,4 | -1,3 | 72,1 | -6,9 |
| CO ₂ énergétique | 60,5 | 2,3 | 56,0 | -5,3 |
| Non CO ₂ | 15,9 | -13,0 | 16,1 | -12,0 |

Sources : PRIMES, NTUA.

N.B. : Les émissions de 2005 calculées par le modèle PRIMES diffèrent des émissions rapportées officiellement par la Belgique. Elles sont néanmoins utilisées dans ces perspectives énergétiques afin d'assurer la cohérence avec les résultats du modèle pour les années 2020 et 2030.

En 2020, les émissions totales de gaz à effet de serre atteignent 132,8 Mt équivalent CO₂, soit un niveau inférieur de 2,2 % par rapport à celui de 2005. En 2030, les chiffres sont moins favorables : les émissions atteignent 143,7 Mt équivalent CO₂, c'est-à-dire un niveau 5,8 % supérieur au niveau de 2005.

Par rapport à 1990, les émissions totales de gaz à effet de serre (secteurs ETS et non ETS) diminuent de 5 % en 2020, mais progressent d'environ 3 % en 2030.

Dans le secteur ETS où le prix du carbone est de 25 €/tCO₂ en 2020 (et de 39 €/tCO₂ en 2030), les émissions de gaz à effet de serre diminuent de 3,4 % par rapport à leur niveau de 2005. Pour rappel, l'évolution des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur ETS est influencée par le marché européen des quotas d'émission et n'est pas dictée par des objectifs nationaux. En 2030, les émissions de gaz à effet de serre du secteur ETS devraient avoir progressé de 22,7 % par rapport à 2005. Par contre, les émissions de gaz à effet de serre du secteur non ETS baissent de 1,3 % en 2020 et continuent de baisser jusqu'à 6,9 % en 2030. Or, un objectif contraignant a été défini pour le secteur non ETS en Belgique à l'horizon 2020: une diminution de 15 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de 2005. Les chiffres montrent clairement que l'objectif fixé pour le secteur non ETS est loin d'être atteint et que de nouvelles mesures s'imposent si l'on veut honorer cet objectif (sauf si la Belgique a recours aux mécanismes de flexibilité et que des réductions excédentaires existent dans d'autres Etats membres²¹).

3.3.2. Emissions de CO₂ d'origine énergétique

Les gaz à effet de serre se composent pour l'essentiel de CO₂, leur part dans le total des gaz à effet de serre avoisinant 85 % en Belgique. Par rapport à 2005, les émissions totales de CO₂ auront diminué de 1,6 % en 2020 mais augmenté de près de 8 % en 2030.

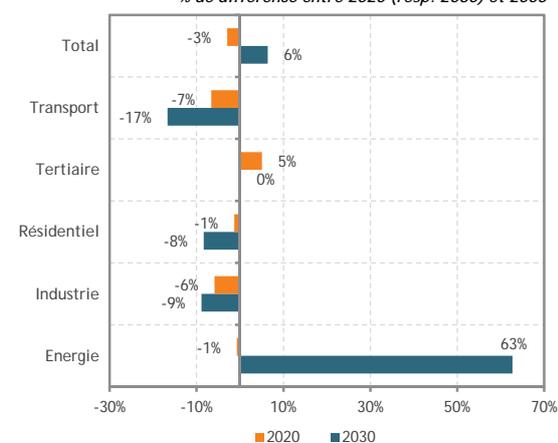
Les émissions de CO₂ se classent en deux catégories : les émissions de CO₂ d'origine énergétique libérées lors de la combustion des énergies fossiles et les émissions de CO₂ non énergétique libérées par les processus industriels. La première catégorie domine clairement la deuxième : les émissions de CO₂ énergétique représentent quelque 90 % des émissions totales de CO₂.

En ce qui concerne l'évolution des émissions de CO₂ énergétique, le niveau en 2005 est de 107,7 Mt, et ensuite, cette valeur progresse au rythme modéré de 0,2 % par an sur l'ensemble de la période 2005-2030. Cette progression modérée cache une évolution contrastée : une baisse durant les quinze premières années (en moyenne de 0,2 % par an), suivie par une nette augmentation entre 2020 et 2030 (hausse moyenne de 0,9 % par an). En 2030, les émissions de CO₂ énergétique devraient donc s'établir à 114,6 Mt, soit environ 6 % de plus qu'en 2005.

Le modèle PRIMES permet une analyse plus fine des émissions de CO₂ énergétique. Le Graphique 24 présente, par secteur, le pourcentage de réduction (ou de croissance) de ces émissions entre 2005 et 2020 et entre 2005 et 2030. Les secteurs présentés sont l'énergie (qui regroupe la production d'électricité et la branche énergie), l'industrie, le secteur résidentiel, le secteur tertiaire et les transports.

²¹ Une certaine flexibilité au sein de l'UE existe pour la réalisation de l'objectif non ETS : chaque Etat membre peut vendre (ou acheter) des réductions excédentaires (ou insuffisantes) à un autre Etat membre.

Graphique 24 Evolution des émissions de CO₂ énergétique par secteur, scénario de référence
% de différence entre 2020 (resp. 2030) et 2005



Entre 2005 et 2020, les émissions de CO₂ énergétique diminuent de 3 %. Ce résultat cache des évolutions allant de -7 % (pour les transports) à +5 % (dans le secteur tertiaire).

En revanche, l'évolution entre 2005 et 2030 est moins favorable : les émissions de CO₂ énergétique progressent de 6 % (voir ci-avant), et ce en dépit d'une chute des émissions du secteur des transports (-17 %), de l'industrie (-9 %) et du secteur résidentiel (-8 %).

Le secteur énergétique, et plus particulièrement la génération d'électricité, est le grand responsable de cette hausse. En effet, les centrales nucléaires

démantelées sont principalement remplacées par des centrales au charbon et au gaz naturel. En dépit d'une croissance modérée de la production (+0,4 % par an entre 2005 et 2030) et d'une augmentation spectaculaire du nombre d'unités renouvelables (leur production brute est pratiquement multipliée par sept entre 2005 et 2030), les émissions de CO₂ énergétique du secteur de l'énergie gonflent de 63 %.

4. Mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie

Dans le cadre de sa politique en matière de climat et d'énergie, l'Union européenne s'est fixé des objectifs ambitieux à l'horizon 2020 :

- une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % par rapport à 1990 ;
- une augmentation de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables (énergie éolienne, énergie solaire, biomasse, etc.) à concurrence de 20 % de la consommation finale brute d'énergie ;
- une réduction de la consommation d'énergie primaire de 20 % par rapport au niveau prévu en 2020 selon la projection de référence réalisée avec le modèle PRIMES en 2007 (EC, 2008).

Afin d'atteindre les deux premiers objectifs, le Conseil européen a adopté en avril 2009 un ensemble de mesures appelé paquet législatif Climat-Energie. Ce dernier a été publié dans le Journal officiel de l'Union européenne en juin 2009 ; il comporte les actes suivants :

- une directive établissant un cadre commun de l'Union européenne pour la promotion de la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables et indiquant les objectifs nationaux (directive 2009/28/CE ou directive SER) ;
- la révision de la directive relative au système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (directive 2009/29/CE) et qui s'adresse donc au secteur ETS ;
- une décision relative à la répartition de l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs non ETS (décision 406/2009/CE) ;
- un règlement établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves (règlement 443/2009/CE) ;
- la révision d'une directive visant à améliorer la qualité de l'air et à réduire les émissions de GES grâce à des normes environnementales pour les carburants (directive 2009/30/CE) ;
- une directive établissant un cadre réglementaire relatif au stockage géologique du CO₂ (directive 2009/31/CE).

Le paquet législatif Climat-Energie ne comprend donc pas de mesures spécifiques pour atteindre le troisième objectif mentionné ci-dessus, à savoir la réduction de 20 % de la consommation d'énergie primaire de l'UE en 2020 par rapport à une projection de référence. Cela étant, les mesures du paquet contribuent en partie à la réalisation de ce troisième objectif car l'efficacité énergétique constitue une réponse aux deux premiers objectifs.

Pour la Belgique, la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie entraîne les obligations suivantes :

- une réduction des émissions de GES dans le secteur non ETS de 15 % en 2020 par rapport au niveau de 2005 ;
- une part des SER dans la consommation finale brute d'énergie de 13 % en 2020 ;
- une part de 10 % pour les SER dans le secteur des transports en 2020 ;
- des réductions d'émissions de GES dans le secteur ETS dans le cadre du système d'échange de quotas d'émissions ; ces réductions sont donc induites non pas par un objectif national mais par un prix du carbone unique au niveau européen.

Un an environ après l'adoption du paquet législatif Climat-Energie, la Commission européenne a analysé l'impact d'un renforcement de l'objectif de réduction des émissions de GES de 20 à 30 % d'ici à 2020, ainsi que les moyens pour y parvenir (COM(2010) 265 final). En 2007, l'UE s'était en effet dite prête à réduire ses émissions de GES de 30 % en 2020 si les autres pays développés s'engageaient à réduire leurs émissions de façon comparable. Une telle analyse d'impact a aussi été réalisée pour la Belgique dans le cadre de cette étude, elle est présentée au chapitre 5.

Plus récemment, en mars 2011, la Commission européenne a présenté une feuille de route traçant la voie à suivre pour arriver à une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 (COM(2011) 112 final). Cette initiative trouve notamment sa source dans la nécessité de réduire d'ici à 2050 les émissions de gaz à effet de serre des pays développés de 80 à 95 % par rapport à 1990 afin de limiter le réchauffement de la planète à 2°C au-dessus du niveau préindustriel. Dans la feuille de route, l'objectif de l'UE est de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 % d'ici 2050 par rapport au niveau de 1990.

L'analyse de l'impact du paquet législatif Climat-Energie sur le système énergétique belge et les émissions de GES, présentée dans ce chapitre, tient compte des objectifs et mesures fixés dans ce cadre à l'horizon 2020 mais elle s'inscrit également dans la stratégie à long terme de l'UE décrite dans la feuille de route 2050. Elle se distingue en cela de l'analyse présentée dans le WP 9-11 (Bossier et al., 2011) qui, se focalisant sur l'horizon 2020, n'inclut aucun nouvel objectif de réduction des émissions de GES au-delà de 2020.

4.1. Hypothèses et description des scénarios

L'impact du paquet législatif Climat-Energie est étudié par le biais de l'analyse de scénarios ou, plus exactement, d'un scénario central et de scénarios complémentaires.

Le scénario central, dénommé ci-après Ref_20/20, part des mêmes hypothèses générales que celles utilisées pour le scénario de référence (contexte macroéconomique et démographique, prix internationaux de l'énergie, politiques et mesures, etc.) mais suppose, en sus, la réalisation des objectifs GES et SER du paquet Climat-Energie en 2020²² et, au-delà de 2020, une augmentation significative des prix du carbone dans les secteurs ETS et non ETS afin d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES de l'UE de 80 % en 2050 par rapport au niveau de 1990.

D'ici 2020, le scénario Ref_20/20 tient compte des mécanismes de flexibilité autorisés par la législation européenne et qui permettent aux Etats membres qui réduisent leurs émissions de GES au-delà des objectifs nationaux fixés de vendre les réductions excédentaires aux Etats membres qui dépassent leurs plafonds d'émissions. En termes de modélisation, cette hypothèse se traduit par une valeur du carbone (CV) identique dans tous les Etats membres au niveau du secteur ETS, d'une part, et du secteur non ETS, d'autre part. Dans le secteur non ETS, cette hypothèse revient à égaliser le coût marginal d'abattement dans l'UE. Dans le secteur ETS, le caractère uniforme de la valeur du carbone découle simplement de la mise en œuvre du système européen d'échange de quotas d'émissions ; la CV donne le prix du carbone sur ce marché.

²² L'objectif européen dans le secteur ETS est déjà pris en compte dans le scénario de référence.

Le recours aux mécanismes de flexibilité est également possible pour les SER, ils portent ici le nom de mécanismes de coopération (transferts statistiques, projets joints, etc.). Fin 2009, les Etats membres ont transmis à la Commission européenne un document prévisionnel (« Forecast document ») dans lequel ils donnent une estimation du recours escompté aux mécanismes de coopération pour atteindre leurs objectifs SER. De manière générale, les Etats membres ne comptent pas faire un usage étendu de la flexibilité offerte par la législation (voir également les plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables). En ce qui concerne la Belgique, le recours ne devrait pas dépasser 0,5 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020, soit 0,5 point de pourcentage de l'objectif belge de 13 %. Cette information a été prise en compte dans la modélisation et explique le chiffre relativement élevé pour la valeur des énergies renouvelables (RV) en 2020 (voir le Tableau 11 ci-dessous).

Après 2020, le scénario Ref_20/20 poursuit une autre approche. Pour les GES, une trajectoire d'émissions est d'abord définie au niveau européen : respectivement -35 % et -80 % en 2030 et 2050 par rapport à 1990²³. On suppose ensuite que ces objectifs sont atteints en égalisant les coûts marginaux d'abattement dans l'UE, ce qui conduit à une valeur du carbone unique quel que soit le secteur (ETS ou non ETS) et le pays. On en déduit enfin la trajectoire d'émissions de GES de la Belgique entre 2020 et 2030. Pour les SER, aucun objectif n'est annoncé pour l'instant pour l'après 2020. Néanmoins, le scénario Ref_20/20 a été défini de manière à garantir que la consommation d'énergie à partir de SER continue de progresser au-delà de 2020, quoique à un rythme moindre que sur la période 2005-2020. La valeur des énergies renouvelables correspondant à une telle évolution est inférieure à celle requise en 2020 pour atteindre l'objectif. Comme l'hypothèse adoptée porte sur la consommation de SER et comme la demande finale brute d'énergie devrait continuer de fléchir entre 2020 et 2030 en raison de la contrainte sur les émissions de GES, la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie croîtra inmanquablement après 2020 (voir ci-après).

Enfin, à l'instar de l'analyse menée par la CE (EC, 2010a), le scénario Ref_20/20 tient compte (à la différence du scénario de référence) de quatre règlements adoptés entre avril et décembre 2009 mettant en œuvre la directive « éco conception » (2005/32/CE) et de la refonte de la directive sur la performance énergétique des bâtiments (2010/31/UE).

Le Tableau 11 présente les valeurs du carbone et des énergies renouvelables utilisées dans le scénario Ref_20/20.

Tableau 11 Valeurs du carbone et des énergies renouvelables, scénario Ref_20/20

| | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|------|------|------|
| CV secteur ETS (€/t CO ₂) | 13,2 | 29,3 | 45,4 |
| CV secteur non ETS (€/t CO ₂) | 4,2 | 29,3 | 45,4 |
| RV (€/MWh) | 82,0 | 38,0 | 38,0 |

Source : PRIMES.

CV = valeur du carbone ; RV = valeur des énergies renouvelables ; ETS = emission trading system.

Les perspectives énergétiques et l'évolution des émissions de GES dans le scénario Ref_20/20 sont décrites dans les sections 4.2 et 4.3.

²³ Cette approche contraste avec celle adoptée pour le scénario « 20/20 target » du WP 9-11 qui n'inclut aucune politique nouvelle (objectifs ou mesures) après 2020. Dans ce scénario, les émissions de GES de l'UE sont réduites de 24 % en 2030 par rapport au niveau de 1990.

En plus du scénario central Ref_20/20, il a semblé intéressant d'étudier trois scénarios complémentaires qui se penchent sur deux sujets placés à l'avant-plan de la scène énergétique belge: le prolongement éventuel de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires au-delà des 40 ans prévus par la loi de 2003 et le développement à grande échelle des voitures électriques.

Le premier scénario complémentaire, noté Nuc_20/20, se différencie du scénario Ref_20/20 uniquement par l'hypothèse relative à l'énergie nucléaire. Alors que le scénario Ref_20/20 tient compte de la loi sur la sortie du nucléaire, le scénario Nuc_20/20 fait l'hypothèse d'un prolongement de vingt ans de la durée de vie opérationnelle de toutes les centrales nucléaires belges. Ce scénario est étudié dans la section 4.4. Les résultats sont principalement présentés en termes de différences en % par rapport au scénario Ref_20/20.

Les deux autres scénarios complémentaires, notés Ref_20/20_VE et Nuc_20/20_VE, supposent un développement à grande échelle des voitures électriques qui varie en fonction de l'hypothèse relative à l'énergie nucléaire. Ces scénarios sont analysés dans la section 4.5. Les résultats sont exposés par rapport aux résultats des scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20, respectivement.

4.2. Perspectives énergétiques

Les perspectives énergétiques de la Belgique dans le scénario Ref_20/20 sont décrites par le biais des mêmes indicateurs que pour le scénario de référence. L'analyse s'attache d'abord à l'évolution de la demande finale d'énergie. Elle se concentre ensuite sur la production d'électricité puis sur le développement des sources d'énergie renouvelables et enfin sur les changements de l'approvisionnement énergétique. Les résultats détaillés du scénario Ref_20/20 sont présentés dans l'annexe A.

4.2.1. Demande finale d'énergie

Hormis une partie de l'industrie²⁴ et le transport aérien international, les secteurs de la demande finale d'énergie constituent le secteur non ETS. Ce secteur réunit donc l'industrie moins intensive en énergie, les secteurs résidentiel et tertiaire (en ce compris l'agriculture) et les transports routier, ferroviaire et par voie d'eau. Contrairement au scénario de référence, l'évolution énergétique dans le secteur non ETS est influencée ici par les prix du carbone indiqués dans le Tableau 11. Ces prix garantissent, d'une part, le respect des objectifs nationaux de réduction des émissions de GES dans le non ETS en 2020 compte tenu de la flexibilité intra-européenne²⁵, et d'autre part, les réductions d'émissions de GES définies pour l'Union européenne (UE27) en 2030 et 2050.

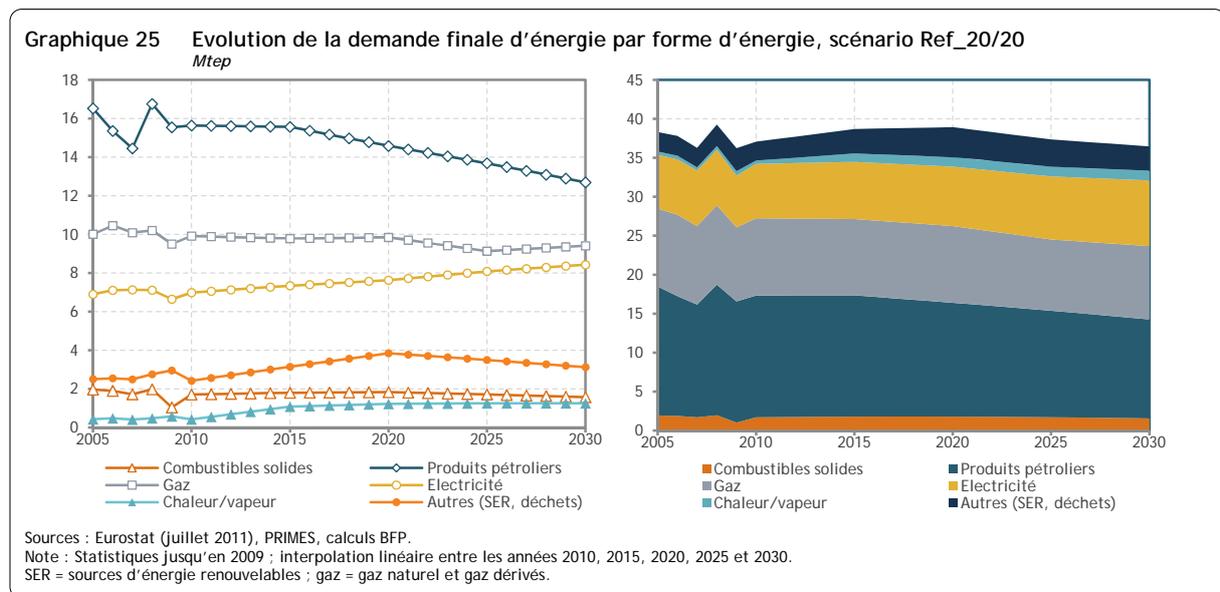
De la même manière, l'évolution énergétique dans les secteurs de la demande finale participant au système d'échange de quotas d'émissions découle aussi des prix du carbone repris dans le Tableau 11. Mais à la différence du secteur non ETS, de tels prix – quoique différents – étaient déjà introduits dans le scénario de référence.

²⁴ A savoir la sidérurgie, les métaux non ferreux, les minéraux non métalliques, l'industrie du papier et la chimie (hors pharmacie et cosmétique).

²⁵ Cette flexibilité permet à un Etat membre de compenser une réduction d'émissions insuffisante sur son territoire par des réductions excédentaires dans un (ou plusieurs) autre(s) Etat(s) membre(s).

Dans le scénario Ref_20/20, la demande finale totale d'énergie retrouve en 2020 le niveau qui était le sien en 2005 alors qu'en 2030 elle se situe 5 % en-dessous de ce niveau (comparé à 1 % dans le scénario de référence). Elle s'établit ainsi à 38,9 Mtep en 2020 et à 36,5 Mtep en 2030 contre 38,3 Mtep en 2005. L'évolution sur la période 2005-2030 se traduit par un taux de croissance annuel moyen de -0,2 %.

Le Graphique 25 et le Tableau 12 qui suivent illustrent l'évolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie.



Toutes les énergies fossiles voient leur consommation réduite en 2030 par rapport aux niveaux de 2005 : -18 % pour les combustibles solides (charbon et coke), -22 % pour les produits pétroliers et -7 % pour le gaz (gaz naturel et gaz dérivés). Dans les deux premiers cas, vu l'ampleur des réductions, les baisses de consommation se traduisent par des pertes de parts de marché. La part relative des produits pétroliers (respectivement des combustibles solides) dans la demande finale d'énergie passe de 43 % (respectivement 5 %) en 2005 à 35 % (respectivement 4 %) en 2030. Malgré le repli du gaz, plus modéré il est vrai que celui des autres énergies fossiles, cette forme d'énergie maintient sa part de marché, à savoir 26 % de la demande finale d'énergie.

A l'inverse, la consommation d'électricité, de sources d'énergie renouvelables et de vapeur progresse de respectivement 21 %, 28 % et 193 % (soit un quasi triplement pour la vapeur²⁶) entre 2005 et 2030. En taux de croissance annuel moyen, cela donne respectivement +0,8 %, +0,9 % et +4,4 %. Ce faisant, ces formes d'énergie accroissent leurs parts de marché dans la demande finale d'énergie. Entre 2005 et 2030, la part de l'électricité passe de 18 à 23 %, celle des sources d'énergies renouvelables de 7 à 9 % et enfin celle de la vapeur « distribuée » de 1 à 3 %.

La progression des sources d'énergie renouvelables suit un schéma analogue à celui du scénario de référence : une augmentation jusqu'en 2020 suivie d'un fléchissement en 2030. Les sources d'énergie renouvelables utilisées dans les secteurs de la demande finale sont l'énergie solaire (pour les usages

²⁶ Il s'agit ici de vapeur distribuée (« distributed heat ») produite dans des centrales de cogénération. Cette technologie connaît un développement important sur la période de projection (voir ci-après).

thermiques), les biocarburants, la biomasse et les déchets. La consommation de biocarburants progresse continuellement entre 2005 et 2030. Par contre, après un accroissement important entre 2005 et 2020, la consommation de biomasse et déchets diminue et le solaire thermique reste quasi constant sur la période 2020-2030. Cette évolution s'explique à la fois par la diminution de la demande finale d'énergie (suscitée par l'augmentation du prix du carbone sur la période de projection), par la progression des pompes à chaleur (électriques) et par la réduction de la valeur des énergies renouvelables (voir Tableau 11).

En dépit du recul important de la consommation de produits pétroliers, ces derniers continuent de dominer le bouquet énergétique. Ils représentent toujours plus du tiers de la demande finale d'énergie (13 Mtep en 2030). Viennent ensuite le gaz et l'électricité qui couvrent chacun environ un quart de la demande finale d'énergie (respectivement 9 et 8 Mtep en 2030). Les sources d'énergie renouvelables approchent la barre des 10 % (3 Mtep en 2030). Ferment ensuite la marche les combustibles solides utilisés essentiellement par la sidérurgie (1,6 Mtep en 2030) et la vapeur (1,3 Mtep en 2030).

Tableau 12 Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénario Ref_20/20

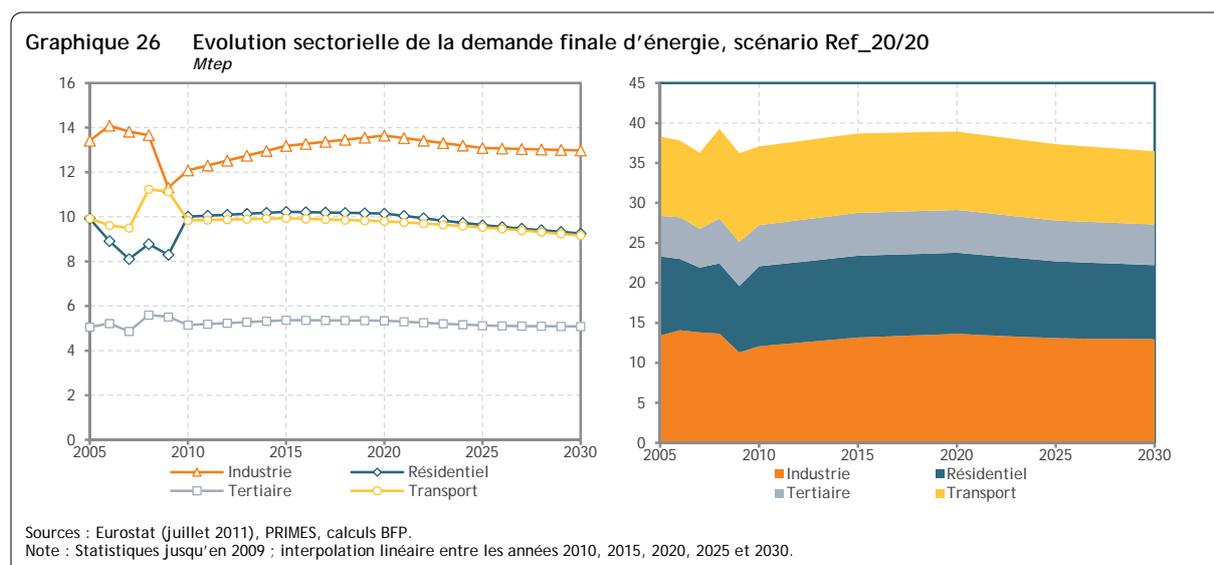
| | 2005 | | 2020 | | 2030 | | Variation 2005-2030 | |
|-----------------------|--------------|------|--------------|------|--------------|------|---------------------|-------------|
| | ktep | part | ktep | part | ktep | part | ktep | % |
| Combustibles solides | 1962 | 5 % | 1829 | 5 % | 1571 | 4 % | -391 | -20 % |
| Produits pétroliers | 16523 | 43 % | 14578 | 37 % | 12692 | 35 % | -3831 | -23 % |
| Gaz | 10009 | 26 % | 9843 | 25 % | 9411 | 26 % | -598 | -6 % |
| Electricité | 6896 | 18 % | 7628 | 20 % | 8428 | 23 % | 1532 | 22 % |
| Vapeur/chaaleur | 428 | 1 % | 1220 | 3 % | 1255 | 3 % | 827 | 193 % |
| Autres (SER, déchets) | 2505 | 7 % | 3843 | 10 % | 3122 | 9 % | 618 | 25 % |
| Total | 38323 | | 38940 | | 36480 | | -1843 | -5 % |

Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et gaz dérivés.

L'évolution sectorielle de la demande d'énergie apporte un éclairage complémentaire à l'analyse présentée ci-dessus. Elle est synthétisée dans le Graphique 26 et le Tableau 13.

Un premier constat peut être posé : la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie suivi, au-delà de 2020, d'objectifs plus contraignants de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans l'Union européenne ne modifie pas fondamentalement la contribution relative des différents secteurs à la consommation finale d'énergie : l'industrie consomme un peu plus du tiers de la demande finale d'énergie, le secteur résidentiel et les transports chacun un quart et le secteur tertiaire le solde.



Entre 2005 et 2030, la demande finale énergétique fléchit dans tous les secteurs sauf dans le secteur tertiaire où elle se stabilise. Une baisse de 3 % est estimée pour l'industrie ; elle est évaluée à 7 % dans le secteur résidentiel et à 8 % pour les transports. Par rapport au scénario de référence en 2030, les changements les plus significatifs induits par le scénario Ref_20/20 se situent au niveau des secteurs tertiaire et résidentiel.

Tableau 13 Evolution de la demande finale d'énergie par secteur, scénario Ref_20/20

| | 2005 | | 2020 | | 2030 | | Variation 2005-2030 | |
|--------------|--------------|------|--------------|------|--------------|------|---------------------|-------------|
| | ktep | part | ktep | part | ktep | part | ktep | % |
| Industrie | 13418 | 35 % | 13645 | 35 % | 12978 | 36 % | -440 | -3 % |
| Résidentiel | 9920 | 26 % | 10149 | 26 % | 9253 | 25 % | -667 | -7 % |
| Tertiaire | 5058 | 13 % | 5343 | 14 % | 5083 | 14 % | 25 | 0 % |
| Transport | 9927 | 26 % | 9803 | 25 % | 9166 | 25 % | -761 | -8 % |
| Total | 38323 | | 38940 | | 36480 | | -1843 | -5 % |

Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

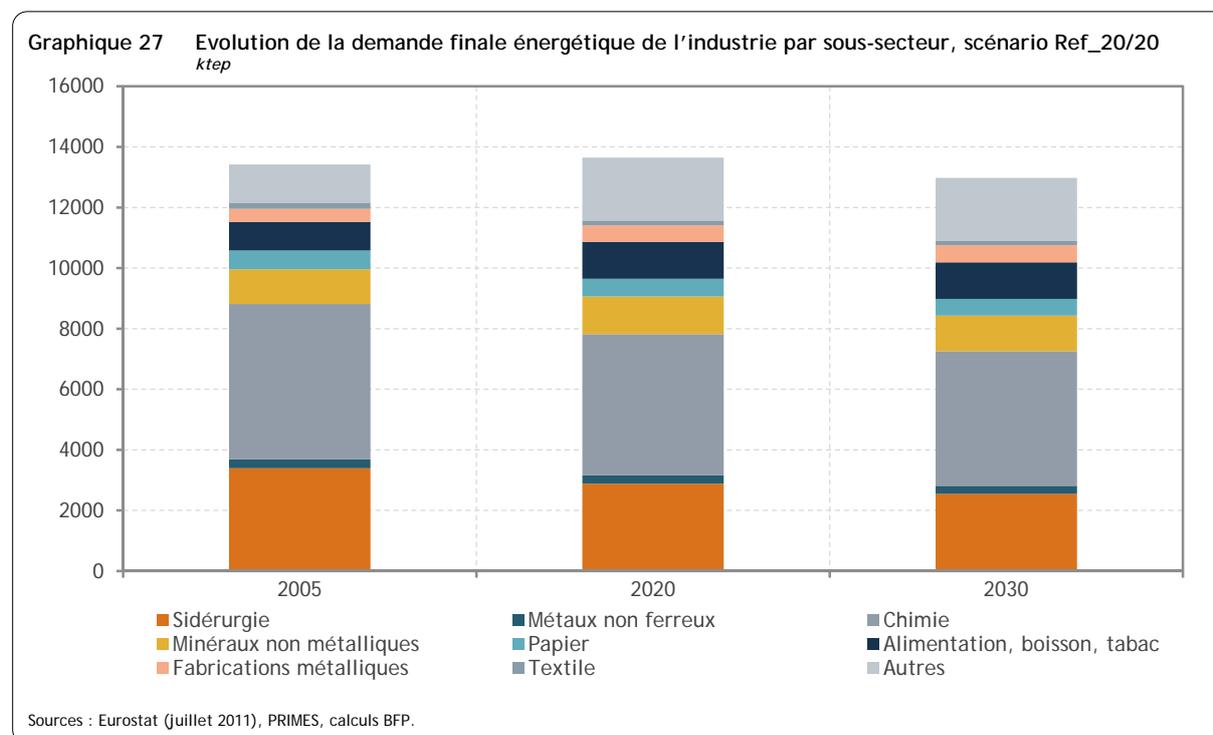
Les paragraphes qui suivent vont un peu plus loin dans l'analyse de l'évolution sectorielle de la demande finale d'énergie entre 2005 et 2030, ils examinent notamment le développement de l'intensité énergétique de l'industrie et des coûts énergétiques dans les quatre secteurs de la demande finale.

a. Industrie

En ce qui concerne l'industrie, le scénario Ref_20/20 se traduit donc par un recul de la demande finale d'énergie de 3 % entre 2005 et 2030 (soit une baisse de 0,2 % par an en moyenne). C'est la combinaison d'une hausse modérée entre 2005 et 2020 (+1 %) et d'un fléchissement entre 2020 et 2030 (-5 %), suite à l'augmentation importante des prix du carbone dans les secteurs ETS et non ETS entre ces deux dates. Par contre le mix énergétique de l'industrie ne change pas de manière notable sur la période de projection.

Dans les bilans d'énergie d'Eurostat et dans le modèle PRIMES, l'industrie est éclatée en neuf sous-secteurs : la sidérurgie, les métaux non ferreux, la chimie, les produits minéraux non métalliques, le papier, l'alimentation/boisson/tabac, les fabrications métalliques, le textile et les autres industries.

Les tendances mises en avant dans le scénario de référence pour la demande finale d'énergie dans les différents sous-secteurs se retrouvent dans le scénario Ref_20/20, à savoir un recul de la consommation énergétique de la sidérurgie, de la chimie, de l'industrie des métaux non ferreux, du papier et du textile en 2030 par rapport à 2005 et une progression dans les autres sous-secteurs. Toutefois, du fait de prix du carbone plus élevés, les réductions (accroissements) de consommation sont plus prononcées (modérés) dans le scénario Ref_20/20 que dans le scénario de référence.



Comme l'évolution de la valeur ajoutée est supposée identique dans tous les scénarios étudiés, le scénario Ref_20/20 se traduit par une baisse de l'intensité énergétique²⁷ plus marquée que dans le scénario de référence. Comme le montre le Tableau 14, l'intensité énergétique globale de l'industrie s'améliore de 36 % en 2030 par rapport à 2005. Les améliorations les plus significatives entre 2005 et 2030 sont à épingler dans la chimie (39 %) et dans l'industrie du papier (34 %).

Tableau 14 Evolution de l'intensité énergétique de l'industrie et de ses sous-secteurs, scénario Ref_20/20
indice 2005 = 100

| | 2020 | 2030 |
|------------------------------|------|------|
| Industrie | 77,1 | 64,1 |
| Sidérurgie | 90,4 | 76,2 |
| Métaux non ferreux | 88,7 | 79,3 |
| Chimie | 74,6 | 60,8 |
| Minéraux non métalliques | 85,0 | 72,3 |
| Papier | 77,8 | 66,2 |
| Alimentation, boisson, tabac | 92,7 | 81,4 |
| Fabrications métalliques | 89,5 | 78,1 |
| Textile | 86,6 | 79,8 |
| Autres | 97,1 | 83,6 |

Source : PRIMES.

²⁷ L'intensité énergétique est définie ici comme le rapport entre la consommation finale d'énergie et la valeur ajoutée.

Dans la sidérurgie, les gains supplémentaires en intensité énergétique par rapport à ceux engrangés dans le scénario de référence, viennent, d'une part, d'une réduction de la production d'acier via la filière à chaud (-2 % en 2030 par rapport au scénario de référence), et d'autre part, de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la filière électrique qui fait plus que compenser la légère augmentation de la production d'acier via cette filière (+3 % en 2030 par rapport au scénario de référence).

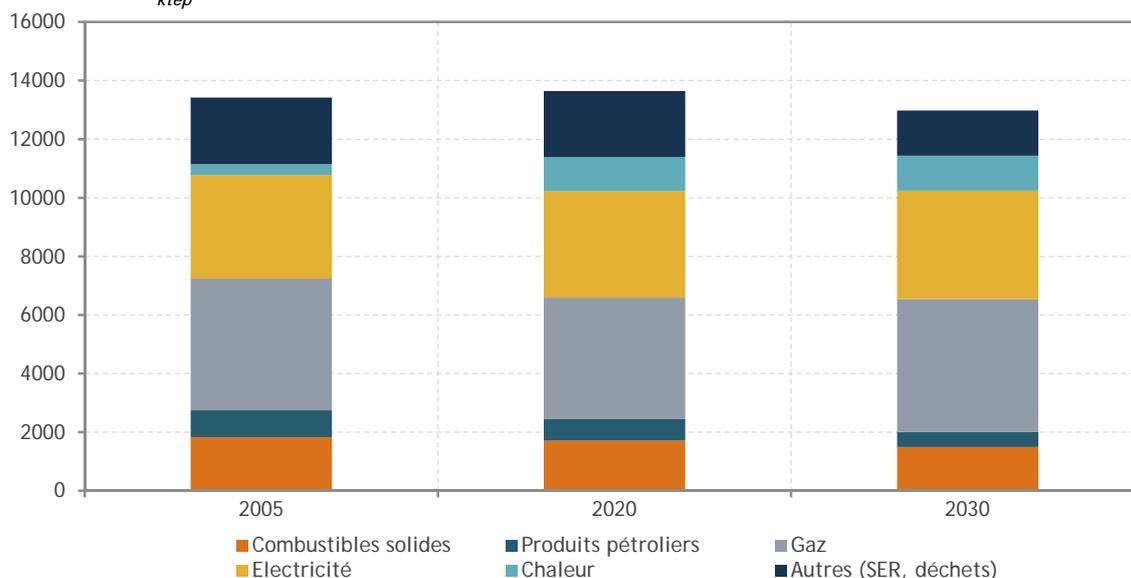
Dans la chimie, les gains supplémentaires en intensité énergétique par rapport à ceux engrangés dans le scénario de référence, viennent principalement de l'augmentation de l'efficacité énergétique de la chimie de base qui est très intensive en énergie et qui réagit à l'augmentation des prix de l'énergie en diminuant sa consommation énergétique.

La même explication s'applique non seulement aux autres sous-secteurs intensifs en énergie que sont les métaux non-ferreux, les produits minéraux non métalliques et le papier, mais aussi aux sous-secteurs moins intensifs en énergie.

Quant à l'évolution du bouquet énergétique dans l'industrie, elle est représentée sur le Graphique 28. On y voit une baisse importante de la consommation de combustibles solides (charbon et coke) utilisés principalement dans la sidérurgie (-19 % entre 2005 et 2030), de produits pétroliers (-43 % entre 2005 et 2030) et des autres combustibles (-32 % entre 2005 et 2030 ; la baisse concerne les déchets industriels). La consommation de gaz (naturel et dérivés) et d'électricité progresse modérément sur la période 2005-2030 (respectivement de 1 % et 5 %). Par contre, la consommation de vapeur/chaleur distribuée²⁸ produite dans des grosses centrales de cogénération croît de manière spectaculaire, elle est trois fois plus élevée en 2030 qu'en 2005.

²⁸ Pour rappel, la chaleur/vapeur distribuée (« distributed heat ») produite dans de grosses centrales de cogénération est comptabilisée au niveau de la demande finale d'énergie alors que la chaleur produite dans les plus petites centrales de cogénération (« on site CHP ») ne l'est pas. Dans ce cas c'est la consommation des inputs nécessaires pour produire l'électricité et la chaleur qui sont comptabilisés au niveau de la demande finale d'énergie.

Graphique 28 Evolution de la demande finale d'énergie de l'industrie par forme d'énergie, scénario Ref_20/20
ktep

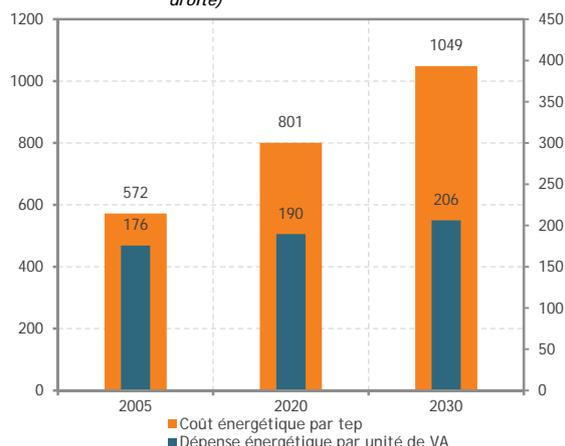


Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.
SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et gaz dérivés.

Pour clôturer cette section dédiée à l'industrie, le graphique ci-dessous décrit l'évolution des coûts énergétiques dans l'industrie dans le scénario Ref_20/20. Il présente à la fois l'évolution des coûts énergétiques par tep consommée (axe de gauche) et le développement de la dépense énergétique²⁹ par unité de valeur ajoutée (axe de droite). Les coûts énergétiques comprennent les coûts liés aux équipements énergétiques (chaudières, fours, etc.) et les coûts relatifs aux achats de combustibles, d'électricité et, le cas échéant, de vapeur.

Graphique 29 Evolution des coûts énergétiques dans l'industrie, scénario Ref_20/20

Coût énergétique en €'05/tep (axe de gauche), dépense énergétique en €'05/1000 €'05 de VA (axe de droite)



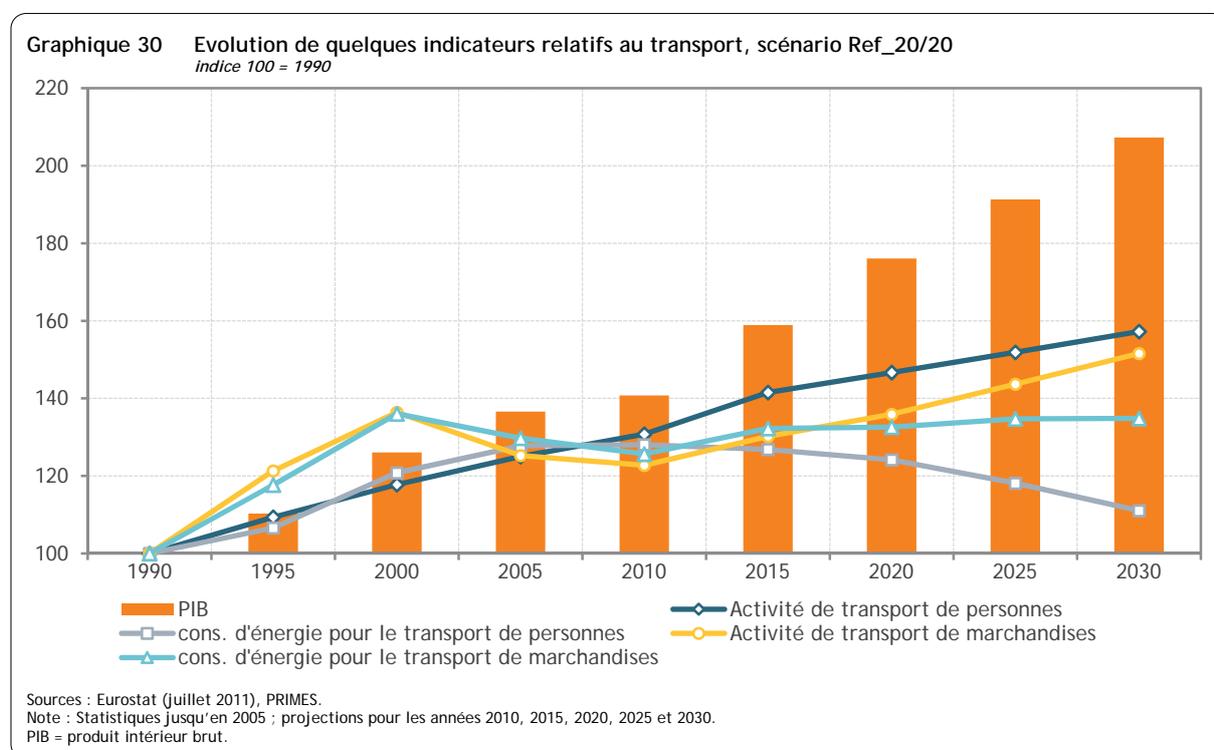
Source : PRIMES.
VA = valeur ajoutée.

Les coûts énergétiques par tep augmentent sensiblement entre 2005 et 2030. En effet, l'augmentation est de 83 %. Ce sont deux points de pourcentage de plus que dans le scénario de référence, qui s'expliquent par l'élévation des prix du carbone dans les secteurs ETS et non ETS afin de satisfaire les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre étudiés dans le scénario Ref_20/20. Par contre, quoiqu'en progression au cours de la période 2005-2030 (+17 %), la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée croît moins que dans le scénario de référence (+19 %). Ce résultat illustre le fait que la baisse supplémentaire de la consommation énergétique observée dans le scénario Ref_20/20 fait plus que compenser l'accroissement supplémentaire des coûts énergétiques par tep.

²⁹ La dépense énergétique est égale au produit des coûts énergétiques par tep et de la consommation d'énergie.

b. Transport

La demande finale d'énergie dans le secteur des transports³⁰ diminue de 8 % sur la période 2005-2030. L'on est face à un véritable découplage entre l'activité de transport, mesurée en passagers-kilomètres pour le transport de personnes et en tonnes-kilomètres pour le transport de marchandises, et la consommation d'énergie du secteur. Comme le montre le Graphique 30 le découplage est surtout remarquable pour le transport de personnes : le nombre de passagers-kilomètres progresse de 26 % entre 2005 et 2030 alors que la consommation d'énergie recule de 13 % sur la même période. Pour le transport de marchandises, les chiffres sont respectivement de +21 % et +4 %. Les facteurs qui expliquent l'évolution de la consommation énergétique sont l'application des règlements visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules privés (par exemple le règlement 443/2009 du Parlement européen et du Conseil), le développement des motorisations hybrides, les coûts supplémentaires induits par la mise en œuvre de l'objectif de 10 % de sources d'énergie renouvelables dans le transport en 2020.



Mise à part la progression des biocarburants, les changements du bouquet énergétique sont très limités dans le scénario Ref_20/20. La consommation énergétique du secteur des transports reste dominée par les produits pétroliers : 88 % en 2030 comparé à 99 % en 2005. Ce résultat est à évaluer à l'aune de l'hypothèse selon laquelle il n'y a pas de développement des véhicules électriques pour le transport routier dans le scénario Ref_20/20, outre celui des voitures hybrides non rechargeables³¹. Cette restriction sera levée dans les scénarios complémentaires étudiés dans la section 4.5.

Pour le transport, deux indicateurs de coûts sont définis : le premier se réfère au transport de personnes et représente les dépenses de carburant (y compris l'électricité) par passager-kilomètre, le se-

³⁰ Y inclus le transport aérien qui fait partie du secteur ETS alors que les autres modes de transport font partie du secteur non ETS.

³¹ « Charge sustained » hybrid.

cond se rapporte au transport de marchandises et donne la même catégorie de dépense mais par tonne-kilomètre. Les dépenses de carburant rapportées au nombre de passagers-kilomètres augmentent modérément (+2 %) entre 2005 et 2030 grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules et plus spécifiquement des voitures privées (via notamment la réglementation européenne). En 2020, les voitures hybrides non rechargeables représentent 8 % des passagers-kilomètres parcourus en voiture ; en 2030, ce pourcentage passe à 26 %. Par contre, les dépenses de carburant par tonne-kilomètre progressent nettement sur la même période (+27 %) en raison principalement de l'augmentation des prix du pétrole que ne compensent pas des normes d'efficacité énergétique pour les modes de transport de marchandises.

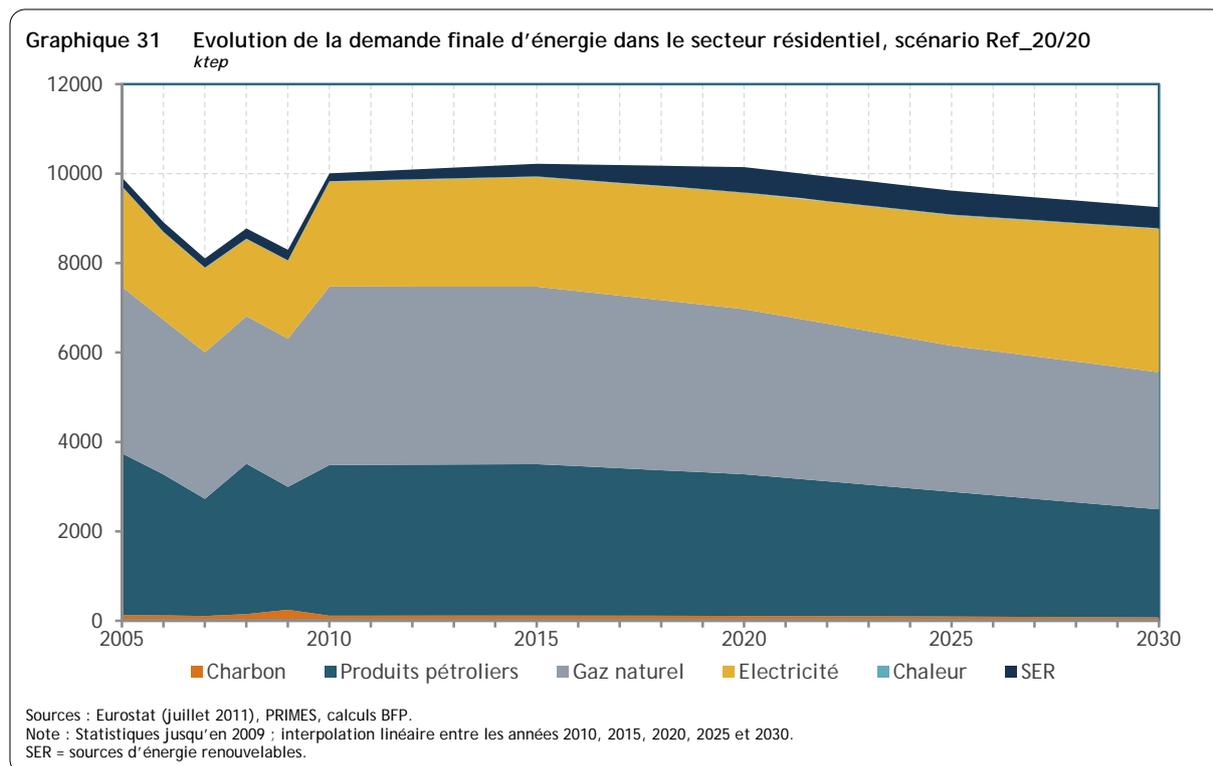
En 2030, les dépenses de carburant évaluées dans le scénario Ref_20/20 sont supérieures à celles calculées dans le scénario de référence. Cette majoration vient, d'une part, de l'accroissement de la part des biocarburants dans la consommation énergétique du secteur (12,9 % dans le scénario Ref_20/20 comparé à 9,3 % dans le scénario de référence), et d'autre part, du relèvement du prix du carbone dans le secteur ETS dont fait partie l'aviation (45,4 €/t CO₂ dans le scénario Ref_20/20 contre 39 €/t CO₂ dans le scénario de référence).

c. Secteur résidentiel

La consommation finale d'énergie du secteur résidentiel diminue de 7 % entre 2005 et 2030 (soit une décroissance de 0,3 % par an en moyenne). Quant à l'intensité énergétique du secteur résidentiel, mesurée par le rapport entre la consommation d'énergie et le revenu disponible, elle s'améliore de 1,5 % par an en moyenne au cours de la même période. C'est mieux que dans le scénario de référence (1,2 %) ; cela s'explique par le prix du carbone dans le secteur non ETS et par les mesures réglementaires supplémentaires (voir section 4.1) introduites dans le scénario Ref_20/20, qui ont pour effet d'infléchir la demande énergétique. Enfin, la demande d'énergie par habitant consacrée à l'habitation (chauffage, éclairage, etc.) est réduite de 17 % sur la période 2005-2030.

Au niveau du bouquet énergétique, le scénario Ref_20/20 se caractérise par une chute drastique du recours aux énergies fossiles (-26 % entre 2005 et 2030), une progression de la consommation d'électricité (+43 % sur la même période) et un bond en avant des sources d'énergies renouvelables dont la consommation est multipliée par 2,5 entre 2005 et 2030. A titre de comparaison, les évolutions étaient de respectivement -7 %, +26 % et +20 % dans le scénario de référence.

Le recul de la consommation d'énergies fossiles est suscité tant par le prix du carbone dans le secteur non ETS dont fait partie le secteur résidentiel que par l'objectif relatif aux sources d'énergie renouvelables. Il concerne à la fois les produits pétroliers – principalement du mazout de chauffage – (-33 % entre 2005 et 2030), le gaz naturel (-18 %) et le charbon (-39 %). Cette dernière forme d'énergie ne représente cependant qu'une petite fraction de la demande finale d'énergie des ménages (de l'ordre de 1 %). En termes de part de marché, les produits pétroliers ne représentent plus que 26 % de la demande finale d'énergie du secteur en 2030 (contre 36 % en 2005) et le gaz naturel 33 % (comparé à 38 % en 2005).



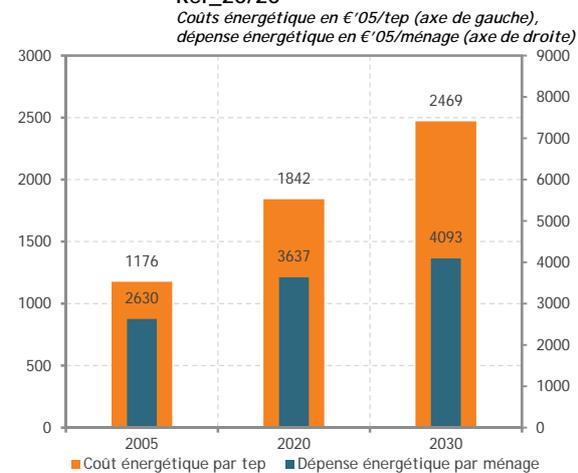
A l'inverse, la consommation d'électricité progresse sensiblement (de quelque 26 TWh en 2005 elle passe à 37 TWh en 2030, soit +43 %) et davantage que dans le scénario de référence (33 TWh en 2030) en raison principalement du développement significatif des pompes à chaleur pour le chauffage des bâtiments et de l'eau sanitaire. Ainsi, la demande d'électricité des ménages progresse de 1,4 % par an en moyenne sur la période 2005-2030, contre 0,9 % dans le scénario de référence. Par ménage, la progression est de 16 % entre 2005 et 2030. En 2030, la part de marché de l'électricité est de 35 % (comparé à 23 % en 2005) et la consommation électrique moyenne par ménage s'établit à quelque 6 600 kWh (comparé à 5 700 kWh en 2005).

En ce qui concerne les sources d'énergie renouvelables, la consommation énergétique du secteur résidentiel s'appuie essentiellement sur la biomasse et l'énergie solaire³². La consommation de biomasse (bois, pellets, etc.) progresse de 15 % sur la période 2005-2030 tandis que le recours à l'énergie solaire est multiplié par cent. En 2030, cette dernière forme d'énergie dépasse même la consommation de biomasse : 250 ktep contre 220 ktep. Si l'on rapporte cette consommation d'énergie solaire à la consommation d'énergie consacrée à l'eau chaude sanitaire, cette forme d'énergie couvrirait environ un quart des besoins en 2030. La part de marché des SER s'établit à 5 % en 2030, contre 2 % en 2005.

Enfin, il est intéressant d'étudier l'évolution des coûts énergétiques par tep consommée dans le secteur résidentiel et celle de la dépense énergétique par ménage.

³² Par convention (bilans énergétiques d'Eurostat), seul le solaire thermique est comptabilisé comme 'renouvelable' dans le secteur résidentiel. L'électricité produite via les panneaux solaires photovoltaïques ne l'est pas ; elle se retrouve dans la partie 'échanges et transferts' des bilans énergétiques.

Graphique 32 Evolution des coûts énergétiques dans le secteur résidentiel, scénario Ref_20/20

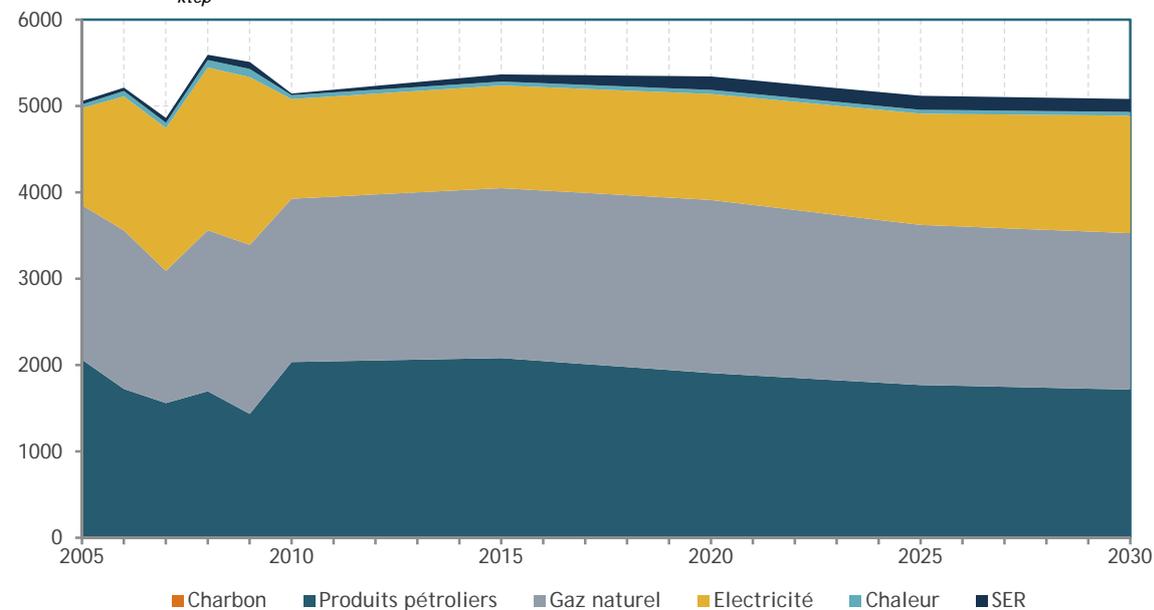


Les coûts énergétiques par tep consommée augmentent de 110 % sur la période 2005-2030 (comparé à 83 % dans le scénario de référence). La mise en œuvre du paquet Climat-Energie a donc pour effet d'augmenter le coût unitaire de l'énergie. Cependant, en raison de la réduction de la consommation énergétique suscitée par cette mise en œuvre, la dépense énergétique par ménage n'est que 5 % plus élevée en 2030 que dans le scénario de référence. Dans le scénario Ref_20/20, la dépense énergétique par ménage est évaluée à 4 100 € en 2030, soit une augmentation de 56 % sur 25 ans, hors inflation.

d. Secteur tertiaire

Le secteur tertiaire est le seul secteur de la demande finale qui ne voit pas sa consommation énergétique descendre en 2030 sous le niveau de 2005. L'évolution enregistrée est néanmoins remarquable eu égard à l'accroissement de l'activité économique de ce secteur : la valeur ajoutée croît de 1,7 % par an en moyenne sur la période 2005-2030.

Graphique 33 Evolution de la demande finale d'énergie dans le secteur tertiaire, scénario Ref_20/20

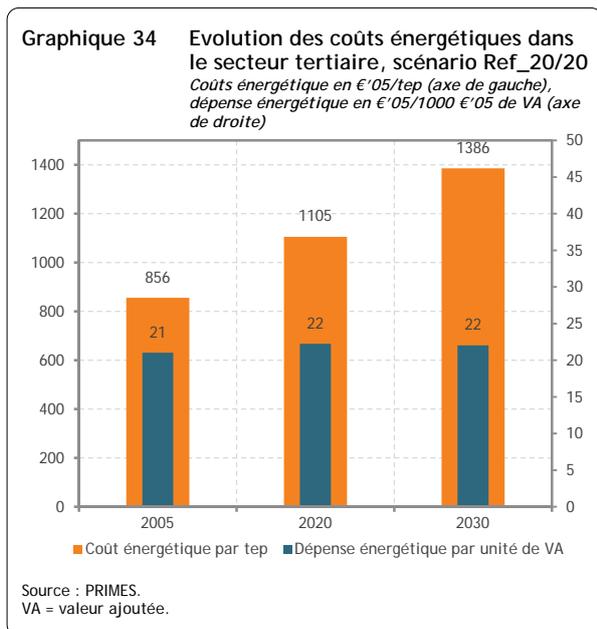


Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

Note : Statistiques jusqu'en 2009 ; interpolation linéaire entre les années 2010, 2015, 2020, 2025 et 2030.

SER = sources d'énergie renouvelables.

Comme le montre le Graphique 33, l'évolution du bouquet énergétique dans le secteur tertiaire est très comparable à celle décrite pour le secteur résidentiel : un recul de la consommation de produits pétroliers (-17 % entre 2005 et 2030), un accroissement de la consommation d'électricité (+21 %) et de sources d'énergie renouvelables (multipliée par un peu moins de 20). Seule exception, le gaz naturel dont la demande en 2030 est comparable à celle de 2005 (+1 % en 25 ans) et qui maintient ainsi sa part de marché. En 2030, la répartition de la demande finale énergétique du secteur tertiaire est la suivante : 36 % pour le gaz naturel, 34 % pour les produits pétroliers, 27 % pour l'électricité et 3 % pour les sources d'énergie renouvelables.



Enfin, le Graphique 34 présente l'évolution des coûts énergétiques par tep consommée (axe de gauche) et la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée (axe de droite).

A nouveau, les coûts énergétiques par tep consommée augmentent sensiblement entre 2005 et 2030 : +62 %, alors que la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée n'augmente que modérément : +5 %. Ce dernier indicateur tient compte de la réaction des consommateurs au prix du carbone dans le non ETS qui se traduit par une baisse de la consommation énergétique compensant largement la hausse des coûts énergétiques par tep consommée.

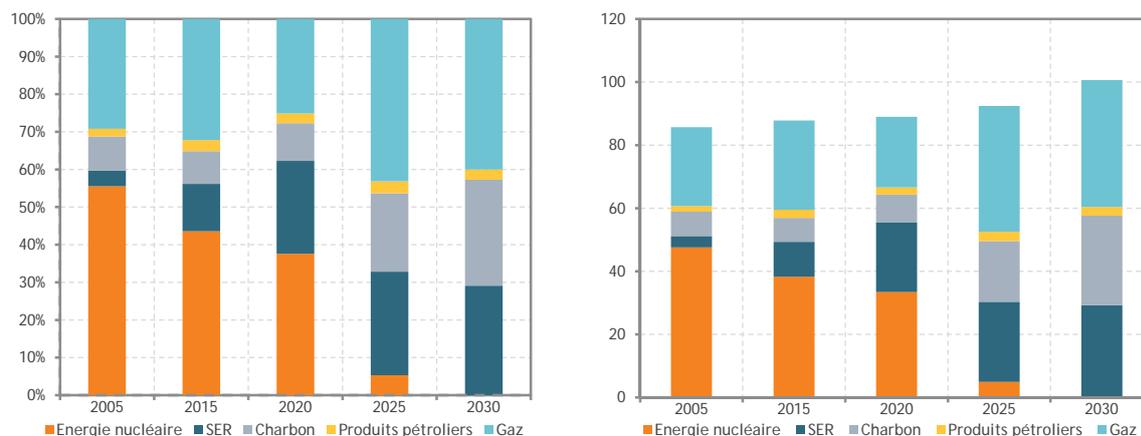
4.2.2. Production d'électricité

La production d'électricité est étroitement liée à l'évolution de la demande finale d'électricité décrite dans les paragraphes précédents. Ainsi, la production d'électricité suit la demande finale d'électricité, déduction faite des échanges avec l'étranger. Il convient de rappeler que cette dernière composante est fixée de manière exogène et est supposée ne pas dépendre du scénario étudié. En 2020, les importations nettes d'électricité sont deux fois plus élevées qu'en 2005 (11,6 TWh comparé à 6,3 TWh en 2005). Elles augmentent ensuite encore pour s'établir à 13,6 TWh en 2030 (voir chapitre 3).

La production brute d'électricité progresse en moyenne de 0,6 % par an entre 2005 et 2030. Pour rappel, le rythme de croissance annuel de la demande finale d'électricité est de 0,8 % en moyenne sur la même période. La production brute d'électricité s'élève ainsi à 89 TWh en 2020 et à quelque 100 TWh en 2030.

Le Graphique 35 illustre les parts respectives des différentes formes d'énergie dans la production brute d'électricité sur la période 2005-2030.

Graphique 35 Part des différentes formes d'énergie dans la production brute d'électricité, scénario Ref_20/20
en % sur le graphique de gauche, en TWh sur le graphique de droite



Sources : Eurostat, PRIMES
SER = sources d'énergie renouvelables : *na7* = *na7* naturel et *na7* dérivés

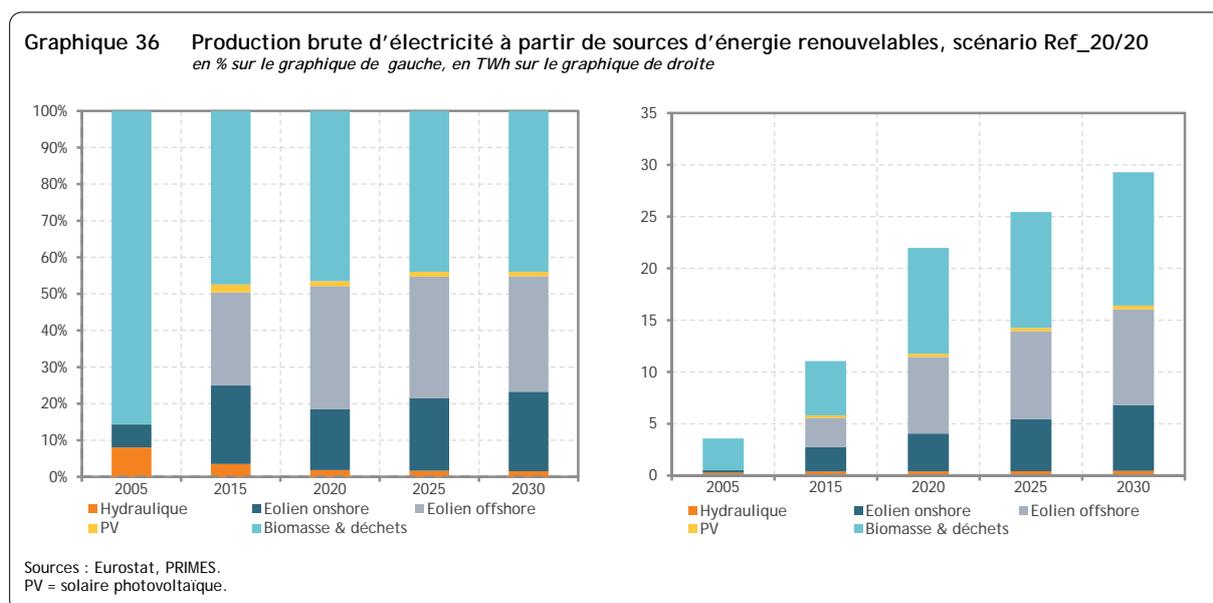
Comme c'était déjà le cas dans le scénario de référence, la fermeture progressive du parc nucléaire selon le calendrier précisé dans la loi de 2003 a un impact significatif sur la structure du parc de production. Vient s'ajouter à cela, dans le scénario Ref_20/20, l'objectif SER qui influence la part de marché des SER pour la production électrique. Enfin, le prix du carbone dans le secteur ETS joue aussi un rôle dans la détermination du bouquet énergétique optimal (en termes de coûts) de ce secteur. A cet égard, il convient de rappeler qu'en 2020 le prix du carbone dans le secteur ETS est moins élevé dans le scénario Ref_20/20 que dans le scénario de référence mais qu'il augmente plus rapidement après 2020 ce qui a pour effet de réduire à long terme la part de marché du charbon par rapport au scénario de référence.

En 2020, la production électrique se répartit de la façon suivante entre les différentes formes d'énergie : 38 % sont assurés par le nucléaire, 25 % par les SER, 25 % par le gaz (principalement le gaz naturel), 10 % par le charbon et 2 % par les produits pétroliers.

En 2030, la répartition est la suivante : 40 % pour le gaz, 29 % pour les SER, 28 % pour le charbon et 3 % pour les produits pétroliers.

Les produits pétroliers sont utilisés essentiellement dans les unités de pointe. En 2030, la plupart des nouvelles centrales au charbon fonctionnent avec des équipements de captage du CO₂.

Le Graphique 36 met l'accent sur la production électrique à partir de sources d'énergie renouvelables.



L'objectif SER en 2020 a un impact indéniable sur le développement de la production électrique à partir de SER durant les dix prochaines années. C'est pourquoi l'analyse qui suit met autant l'accent sur l'horizon 2020 que sur l'horizon 2030.

La production brute d'électricité à partir de SER s'élève à 22 TWh en 2020 et à 29 TWh en 2030. La production dans les centrales hydrauliques³³ évolue peu sur la période de projection. Cette évolution reflète un potentiel hydraulique déjà largement exploité. La production à partir de panneaux solaires photovoltaïques se développe mais reste modérée (moins de 1 TWh sur la période de projection). Cette évolution n'est pas exactement en ligne avec les statistiques les plus récentes ni avec les politiques de promotion actuellement menées par les Régions. Ces informations n'étaient pas disponibles ni prévisibles au moment de la simulation des scénarios. Cela étant dit, les niveaux de production escomptés pour le solaire photovoltaïque restent bien en deçà de ceux associés à l'énergie éolienne et à la biomasse (de l'ordre de 10 à 15 TWh). Par conséquent, la sous-estimation de la production électrique à partir de l'énergie solaire d'ici 2020 ne modifie pas fondamentalement (*ceteris paribus*) le mix énergétique de la production électrique à partir de SER.

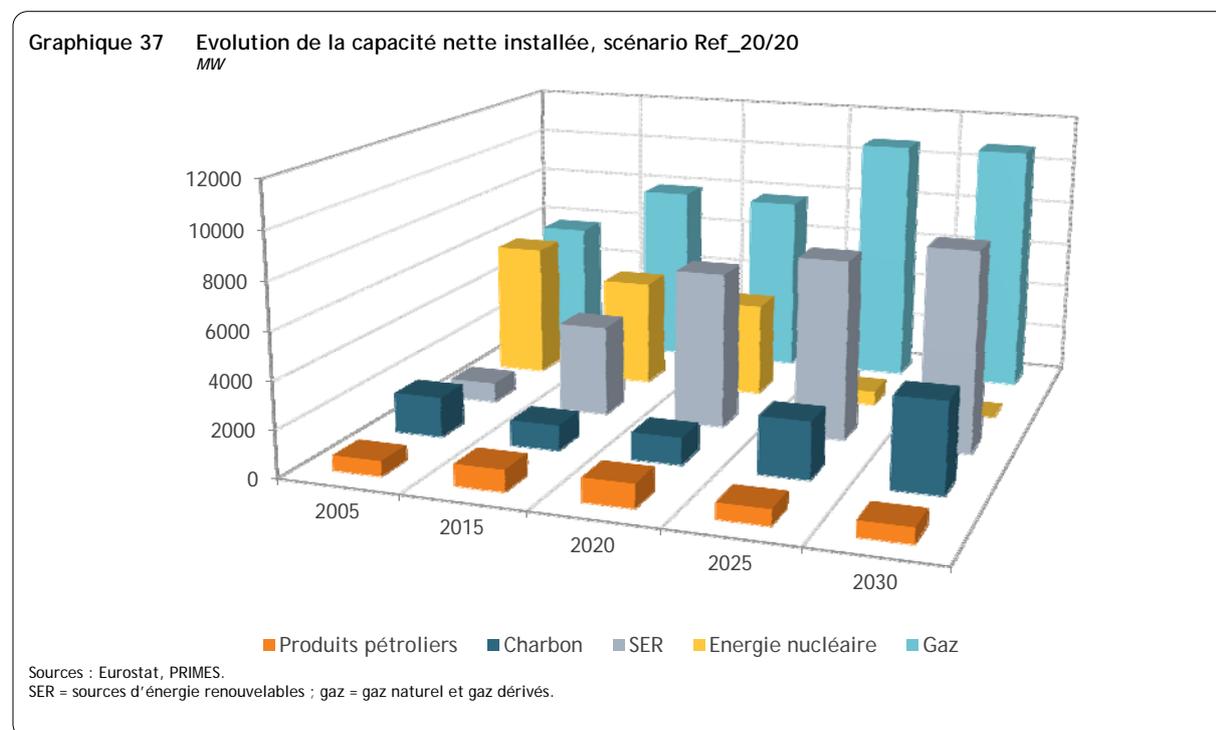
Le Graphique 36 montre l'importance de la biomasse et de l'énergie éolienne pour atteindre l'objectif SER en 2020. Ces SER restent dominantes à l'horizon 2030. En 2020, l'énergie éolienne couvre 50 % de la production électrique à partir de SER (deux tiers sont assurés par l'offshore, l'autre tiers par l'onshore) et la biomasse 47 %. En 2030, les pourcentages sont respectivement de 53 % et 44 % ; l'offshore représente cette fois 60 % de l'électricité éolienne et l'onshore 40 %.

Examinons maintenant l'évolution du secteur électrique sous l'angle des capacités de production et des investissements requis pour atteindre les niveaux de production décrits ci-dessus.

La capacité (nette) de production électrique est évaluée à 20,6 GW en 2020 et à 23,8 GW en 2030. Elle était de l'ordre de 14,7 MW en 2005. Il convient de remarquer que l'augmentation de la capacité de

³³ Hors centrales de pompage.

production (+40 % entre 2005 et 2020 ; +62 % entre 2005 et 2030) est sensiblement plus forte que l'augmentation de la production proprement dite (+4 % entre 2005 et 2020 ; +17 % entre 2005 et 2030). Ce résultat est dû à la chute du taux d'utilisation moyen³⁴ des capacités électriques (voir Tableau 15 ci-dessous) qui elle-même résulte du développement significatif des capacités basées sur des SER intermittentes (énergie éolienne et solaire). En effet, ces unités de production nécessitent des capacités de « back-up » lorsque la production n'est pas disponible par manque de vent ou par manque de soleil.



Le Graphique 37 présente l'évolution des capacités de production selon la forme d'énergie utilisée. On y voit la diminution progressive des capacités nucléaires selon le calendrier de mise en œuvre de la loi de 2003. Les fermetures commencent en 2015 avec les trois réacteurs nucléaires les plus anciens (Doel 1&2 et Tihange 1, soit environ 1 800 MW) et se terminent fin 2025. Pour compenser le retrait de ces capacités de production de base, l'on observe dans un premier temps une augmentation des capacités de production à partir du gaz (+2 000 MW entre 2005 et 2020) accompagnée ensuite d'une progression des capacités de production à partir de charbon (+2 700 MW entre 2020 et 2030 pour les unités au charbon et +3 000 MW pour les centrales au gaz). Les centrales au gaz naturel sont principalement des turbines gaz-vapeur. Les nouvelles centrales au charbon sont des centrales de type super critique ou avec gazéification intégrée du charbon. Cette dernière technologie est privilégiée lorsque les centrales sont équipées de CCS ce qui est le cas pour quelque 1 400 MW de nouvelles capacités de production en 2030. La capacité relative aux centrales brûlant des produits pétroliers évolue peu sur la période de projection, ces centrales assurent principalement la production de pointe (mais elles ne sont pas les seules). Enfin, le graphique montre la progression spectaculaire des capacités de production basées sur les SER, qui découle de l'objectif SER de 13 % en 2020 (en termes de consommation finale brute

³⁴ Le taux d'utilisation moyen du parc électrique est calculé en divisant la production électrique totale par la capacité installée multipliée par 8 760 heures.

d'énergie). En 2020, un peu moins de 6 000 MW viennent s'ajouter à la capacité installée en 2005 (soit environ 800 MW). Entre 2020 et 2030, cette capacité croît encore de quelque 1 800 MW supplémentaires.

Des investissements en nouvelles capacités de production devront être réalisés d'ici 2030 non seulement pour satisfaire la demande croissante d'électricité (+0,8 % par an en moyenne entre 2005 et 2030) mais aussi pour remplacer les centrales devenues obsolètes ou fermées en vertu de la loi de 2003. On estime qu'il faudra construire en moyenne 850 MW de nouvelles capacités chaque année d'ici 2030. Ceci est une moyenne ; une analyse plus fine indique que la période 2020-2025 est la plus critique avec le retrait de quelque 4 000 MW nucléaires. Après 2015, il faudra sans conteste prévoir un rythme d'investissement supérieur à la moyenne. En termes monétaires, les investissements nécessaires d'ici 2030 sont estimés à quelque 21 milliards d'euros : 8 milliards d'euros (euros de 2005) d'ici 2020 et 13 milliards d'euros (euros de 2005) sur la période 2020-2030.

Le Tableau 15 complète la description de l'évolution de la production électrique et de la capacité installée par quelques indicateurs permettant une analyse plus approfondie.

Le rendement moyen de la production thermique évolue à la hausse, il s'élève à 46,4 % en 2030 comparé à 40,5 % en 2005. Cette évolution est le reflet de l'amélioration des rendements de conversion des centrales au gaz et au charbon (centrales supercritiques). Par contre, le taux d'utilisation moyen des capacités électriques diminue notablement en raison de la part croissante des SER intermittentes dans le parc de production (voir ci-avant).

Tableau 15 Indicateurs relatifs à la production d'électricité, scénario Ref_20/20

| | 2005 | 2020 | 2030 |
|--|------|------|------|
| Rendement moyen de la production thermique (%) | 40,5 | 42,1 | 46,4 |
| Taux d'utilisation moyen des capacités électriques (%) | 63,6 | 47,4 | 44,8 |
| Part des importations nettes d'électricité (%) | 6,9 | 11,5 | 11,9 |
| Electricité à partir de centrales de cogénération (%) ⁽¹⁾ | 8,8 | 19,4 | 17,3 |
| Electricité à partir de SER (%) ⁽¹⁾ | 4,2 | 24,7 | 29,1 |
| Electricité produite dans des centrales CCS (%) ⁽¹⁾ | 0,0 | 0,0 | 17,2 |
| Capacité installée (GW) | 14,7 | 20,6 | 23,8 |
| Intensité en carbone (tCO ₂ /GWh) | 230 | 181 | 232 |

Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables ; CCS = carbon capture and storage.

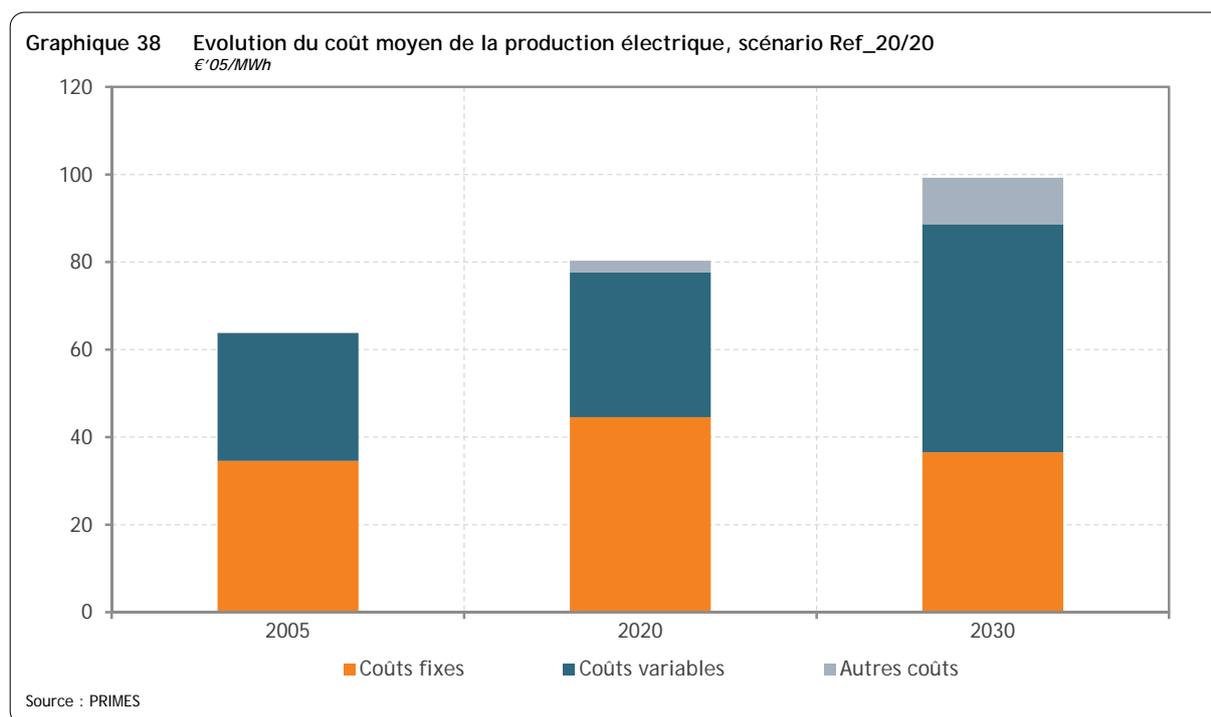
⁽¹⁾ : en % de la production brute d'électricité.

L'hypothèse qui a été retenue pour l'évolution des importations nettes d'électricité se retrouve dans l'indicateur qui donne la part de ces importations dans l'offre totale d'électricité. Cette part double pratiquement entre 2005 et 2030 où elle frôle les 12 %.

Le Tableau 15 présente également l'évolution de l'électricité produite dans des centrales de cogénération, dans des centrales équipées de CCS et à partir de sources d'énergie renouvelables car ces options technologiques sont des réponses aux contraintes sur les émissions de GES et/ou relatives aux SER qu'étudie le scénario Ref_20/20. Ainsi, la fraction de la production électrique qui est générée dans les centrales de cogénération (brûlant essentiellement du gaz naturel ou de la biomasse) passe de 9 % environ en 2005 à un peu plus de 17 % en 2030. La production issue des SER fait un bond spectaculaire en avant : elle représente un quart de la production brute d'électricité en 2020 et presque 30 % en 2030. La

technologie CCS fait son apparition dans le parc de production mais seulement après 2025. A l'horizon 2030, l'électricité produite dans des centrales équipées de CCS couvre 17 % de la production totale³⁵.

L'intensité en carbone de la production électrique reflète les évolutions du bouquet énergétique et des technologies décrites ci-dessus. En 2020, l'intensité en carbone diminue par rapport à 2005 en raison de la progression significative des SER nonobstant la fermeture de trois réacteurs nucléaires les plus anciens. Après 2020, l'intensité en carbone se met à grimper jusqu'à un niveau comparable à celui de 2005 car les énergies fossiles (gaz naturel et charbon) prennent la relève de l'énergie nucléaire (les quatre derniers réacteurs nucléaires ferment entre 2020 et 2025), et le développement des SER et du CCS ne permettent pas de compenser cette progression.



Enfin, le Graphique 38 présente l'évolution des coûts de la production électrique et plus précisément le coût moyen de production, c'est-à-dire les coûts totaux encourus divisés par la production électrique. Par ailleurs, il est possible de scinder le coût moyen de production en trois composantes distinctes : les coûts fixes, les coûts variables et les autres coûts. Les coûts fixes englobent le coût annuel du capital et les coûts fixes de fonctionnement et d'entretien. Les coûts variables réunissent les coûts liés à l'achat des combustibles et les autres coûts variables en ce compris le coût du stockage du CO₂ le cas échéant. Les autres coûts correspondent à l'achat par le secteur électrique des quotas mis aux enchères.

Le coût moyen de la production électrique augmente de 55 % entre 2005 et 2030 où il s'établit à quasiment 100 €/MWh (entre 2005 et 2020 le coût croît de 26 %). Cette évolution se traduit par un taux de croissance de 1,5 % (resp. 2,1 %) en moyenne par an sur la période 2005-2020 (resp. 2020-2030). Entre 2005 et 2020, ce sont surtout les coûts fixes qui contribuent en renchérissement du coût moyen de

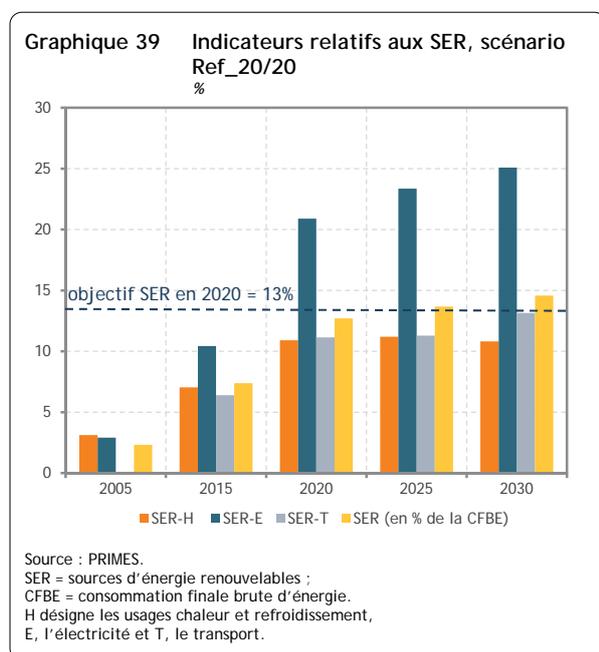
³⁵ Ce résultat se traduit par un total cumulé pour le CO₂ à stocker qui se situe entre 8,9 et 26,8 Mt en 2030. Les quantités de CO₂ captées annuellement sont compatibles avec les capacités de stockage géologique en Belgique calculées dans l'étude (Piesens et al, 2008).

production ; ils augmentent de 29 % tandis que les coûts variables n'augmentent que de 13 %. Cette évolution découle de la progression significative des SER qui engendrent des coûts fixes plus élevés mais des coûts liés à l'achat de combustibles moins importants car ils ne concernent que la biomasse.

Entre 2020 et 2030, la situation s'inverse ; les coûts fixes par MWh produit diminuent de 18 % alors que les coûts variables progressent de 58 %. Cette période se caractérise par des investissements importants en unités de production au gaz naturel et au charbon ce qui entraîne une montée en flèche des coûts d'achat de combustibles fossiles dont les prix internationaux progressent au cours de la période de projection. Enfin, l'achat de quotas d'émission vient également grossir le coût moyen de production. En 2030, il représente 10 % du coût moyen de production, contre seulement 3 % en 2020.

4.2.3. Sources d'énergie renouvelables

Par construction, le scénario Ref_20/20 tient compte de la mise en œuvre de la directive SER (2009/28/CE) et donc des objectifs belges de 13 % de SER dans la consommation finale brute d'énergie (CFBE) et de 10 % dans le transport en 2020 compte tenu de la possibilité pour la Belgique de recourir aux mécanismes de coopération (voir section 3.1). Le graphique ci-dessous montre comment évolue la part des SER dans la CFBE d'ici 2030 dans le scénario Ref_20/20 au regard de l'objectif de 13 % en 2020. Il décrit également le développement des sources d'énergie renouvelables au sein des trois usages identifiés dans la directive SER, à savoir le chauffage et le refroidissement (SER-H), la production d'électricité (SER-E) et le transport (SER-T).



La part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie s'élève à 12,7 % en 2020 et à 14,6 % en 2030. C'est respectivement 5 et 4 points de pourcentage de plus que dans le scénario de référence. En 2020, la différence entre l'objectif de 13 % et le pourcentage de 12,7 % est réalisée via les mécanismes de coopération. La part des SER pour le chauffage et le refroidissement³⁶ progresse sensiblement jusqu'en 2020 (10,9 % en 2020 comparé à 3,1 % en 2005) puis se stabilise entre 2020 et 2030. La part des SER dans la consommation finale brute d'électricité s'élève à quelque 21 % en 2020 (contre 2,9 % en 2005) puis continue de croître au-delà de 2020 pour atteindre 25 % en 2030. Enfin, la part des SER dans le transport s'établit à 11 % en 2020,

soit un point de pourcentage de plus que l'objectif pour 2020, puis à 13 % en 2030.

En termes absolus, les SER représentent 5 Mtep en 2020 et 5,5 Mtep en 2030 (comparé à 0,9 Mtep en 2005). La progression relativement modérée entre 2020 et 2030 vient de ce que le scénario Ref_20/20

³⁶ Il convient de noter que la part des SER-H calculée par le modèle PRIMES sous-estime la part réelle car PRIMES ne comptabilise pas les SER-H relatives aux pompes à chaleur.

n'envisage pas de renforcement de la politique de développement des SER après 2020 par rapport à celle décrite dans le paquet législatif Climat-Energie. En 2020, la consommation de SER se répartit de la manière suivante : 47 % pour les SER-H, 35 % pour les SER-E et 18 % pour les SER-T. En 2030, le développement notable des SER pour la production d'électricité et le statu quo au niveau des SER-H modifient la répartition qui devient : 37 % pour les SER-H, 45 % pour les SER-E et 18 % pour les SER-T.

4.2.4. Approvisionnement énergétique

Les évolutions décrites ci-dessus pour les secteurs de la demande finale et le secteur électrique ont un impact sur l'approvisionnement énergétique du pays représenté par l'indicateur « consommation intérieure brute » (CIB). En effet, la consommation intérieure brute (d'énergie) englobe la production d'énergie sur le territoire belge et les importations nettes d'énergie.

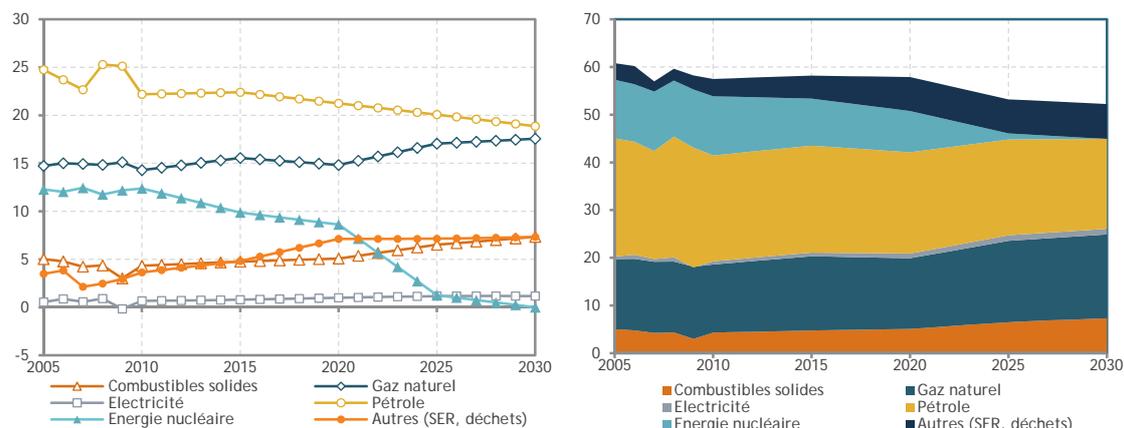
Comme le montre le graphique ci-dessous, après la baisse causée par la crise économique et financière entre 2005 et 2010, la consommation intérieure brute d'énergie se stabilise autour de 58 Mtep sur la période 2010-2020 puis décroît régulièrement pour atteindre quelque 52 Mtep en 2030, soit 14 % en-dessous du niveau enregistré en 2005. L'évolution sur la période 2005-2030 se traduit par un taux de croissance annuel moyen de -0,6 %.

L'évolution de la composition de la CIB reflète les changements identifiés dans les sections précédentes, à savoir un recul de la consommation de pétrole utilisé essentiellement pour le transport (-24 % entre 2005 et 2030), la disparition progressive de l'énergie nucléaire en vertu de la loi de 2003, la progression régulière des sources d'énergie renouvelables (+110 %), la stabilité de la consommation de gaz naturel et de combustibles solides – principalement du charbon – jusqu'en 2020 suivie d'une progression entre 2020 et 2030. En 2030, la consommation intérieure brute de charbon (resp. gaz naturel) est 46 % (resp. 19 %) plus élevée qu'en 2005.

Cette évolution en deux temps pour le charbon et le gaz naturel s'explique de la manière suivante. Entre 2010 et 2020, une utilisation croissante du gaz naturel et dans une moindre mesure du charbon pour la production d'électricité dont la demande progresse régulièrement, compense pratiquement la baisse de la consommation de ces deux énergies fossiles dans les secteurs de la demande finale. Après 2020, la fermeture de la plus grosse fraction du parc nucléaire vient amplifier la première tendance de sorte que l'effet net est une augmentation de la consommation de gaz naturel et de charbon.

La consommation intérieure brute d'électricité indiquée sur le graphique représente les importations nettes d'électricité. Son évolution est exogène et ne change pas en fonction des scénarios (voir 4.2.2).

Graphique 40 Evolution de la consommation intérieure brute d'énergie, scénario Ref_20/20
Mtep



Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

Note : Statistiques jusqu'en 2009 : interpolation linéaire entre les années 2010, 2015, 2020, 2025 et 2030.

SER = Sources d'énergie renouvelables.

La composition de la consommation intérieure brute d'énergie n'est que peu modifiée par la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie. Le changement le plus significatif est l'augmentation de la part des sources d'énergie renouvelables : de 10 % dans le scénario de référence en 2030, elle passe à 14 % dans le scénario Ref_20/20. Cette évolution se fait au détriment, d'une part, des combustibles solides et du pétrole qui perdent chacun un point de pourcentage en 2030 par rapport au scénario de référence, et d'autre part, du gaz naturel qui perd deux points de pourcentage.

Le tableau ci-dessous complète la description de l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie avec celle d'indicateurs tels que la consommation d'énergie primaire, l'intensité énergétique du PIB, la CIB par habitant et le taux de dépendance énergétique du pays.

Tableau 16 Indicateurs relatifs à l'approvisionnement énergétique, scénario Ref_20/20

| | 2005 | 2020 | 2030 | 05//20 | 05//30 |
|--|-------|-------|-------|--------|--------|
| Consommation intérieure brute d'énergie (Mtep) | 60,8 | 57,9 | 52,3 | -0,3 | -0,6 |
| Combustibles solides (%) | 8,3 | 8,8 | 14,0 | | |
| Pétrole (%) | 40,7 | 36,7 | 36,1 | | |
| Gaz naturel (%) | 24,2 | 25,6 | 33,6 | | |
| Energie nucléaire (%) | 20,2 | 14,9 | 0,0 | | |
| Electricité (%) | 0,9 | 1,7 | 2,2 | | |
| Sources d'énergie renouvelables (%) | 5,7 | 12,3 | 14,0 | | |
| Consommation d'énergie primaire (Mtep) | 53,3 | 48,6 | 42,7 | -0,6 | -0,9 |
| Intensité énergétique du PIB (tep par M €) | 201,3 | 148,6 | 114,0 | -2,0 | -2,2 |
| CIB/habitant (tep par habitant) | 5,8 | 5,1 | 4,4 | -0,9 | -1,1 |
| Dépendance énergétique (%) | 78,2 | 76,9 | 88,9 | | |

Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

Electricité = importations nettes d'électricité ; CIB = consommation intérieure brute d'énergie ; PIB = produit intérieur brut.

// = taux de croissance annuel moyen.

La consommation d'énergie primaire correspond à la CIB dont on déduit la consommation finale non énergétique. Elle décroît de 0,6 % par an en moyenne entre 2005 et 2020 et de 0,9 % entre 2005 et 2030. La consommation d'énergie primaire est l'indicateur qui est utilisé dans le cadre de l'objectif européen

de 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020. Cet objectif est indicatif (c'est-à-dire non contraignant) ; il n'est pas intégré dans le paquet législatif Climat-Energie de juin 2009 dont l'impact est étudié dans ce chapitre. Dans le programme national de réforme de la Belgique, transmis à la Commission européenne le 15 avril 2011 (NRP, 2011), la Belgique a défini un objectif « efficacité énergétique » de 18 % à l'horizon 2020. Cet objectif coïncide avec une réduction de 9,8 Mtep de la consommation d'énergie primaire en 2020 par rapport au niveau projeté dans la baseline PRIMES 2007 qui est de 53,3 Mtep. Les résultats du scénario Ref_20/20 indiquent qu'une fraction seulement de l'objectif de la Belgique serait réalisée en 2020 suite à la mise en œuvre du paquet Climat-Energie telle que simulée dans ce scénario. La consommation d'énergie primaire est réduite de 4,7 Mtep par rapport à la baseline PRIMES 2007. En d'autres termes, la moitié de la réduction requise selon l'objectif belge serait accomplie.

L'intensité énergétique du PIB, mesurée par le rapport entre la CIB et le PIB, diminue au rythme de 2 % (resp. 2,3 %) par an en moyenne sur la période 2005-2020 (resp. 2005-2030). La réduction de l'intensité énergétique à l'horizon 2020-2030 est sensible si on la compare à la baisse enregistrée entre 1990 et 2005, à savoir -0,5 % en moyenne par an.

La consommation intérieure brute d'énergie par habitant s'infléchit également : de 0,9 % par an en moyenne entre 2005 et 2020 et de 1,1 % entre 2005 et 2030. Cette évolution contraste avec celle enregistrée ces dernières années : +1,2 % par an entre 1990 et 2005. En 2030, la CIB par habitant s'établit à 4,4 tep, soit sous le niveau de 1990 qui était de 4,9 tep.

Enfin, le degré de dépendance énergétique de la Belgique, à savoir la part des importations nettes d'énergie dans la CIB, s'établit à quelque 89 % en 2030. Il s'agit là d'une progression non négligeable par rapport aux niveaux déjà élevés de 2005 et 2020 (respectivement 78 % et 77 %). Elle s'explique en grande partie par la fermeture des centrales nucléaires. En effet, dans les statistiques d'Eurostat (et de l'Agence internationale de l'énergie), la chaleur nucléaire est comptabilisée comme une production d'énergie primaire et non pas comme une importation. La mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie, et en particulier sa composante SER, permet néanmoins d'atténuer le degré de dépendance de la Belgique qui était de 92 % en 2030 dans la projection de référence.

4.3. Perspectives d'évolution des émissions de gaz à effet de serre

4.3.1. Emissions de gaz à effet de serre

L'évolution des émissions de gaz à effet de serre dans le scénario Ref_20/20 est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 17 Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Ref_20/20 (portée '08-12')

| | 2020 | 2020-vs. scénario de référence | 2020 vs. 2005 | 2030 | 2030-vs. scénario de référence | 2030 vs. 2005 |
|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|---------------|----------------------------|--------------------------------|---------------|
| | (Mt équ. CO ₂) | (%) | (%) | (Mt équ. CO ₂) | (%) | (%) |
| Emissions totales de GES | 125,2 | -5,7 | -7,8 | 123,2 | -14,3 | -9,3 |
| Emissions totales de CO ₂ | 108,6 | -6,1 | -7,6 | 108,4 | -14,3 | -7,8 |
| GES - secteur ETS | 53,1 | -5,9 | -9,1 | 59,6 | -16,8 | 2,1 |
| ETS sans l'aviation | 48,4 | -6,7 | -11,3 | 55,3 | -17,8 | 1,3 |
| Aviation | 4,6 | 3,1 | 22,3 | 4,3 | -0,3 | 14,0 |
| GES - secteur non ETS | 72,1 | -5,6 | -6,8 | 63,6 | -11,8 | -17,8 |
| CO ₂ énergétique | 56,7 | -6,2 | -4,1 | 49,9 | -10,8 | -15,6 |
| Non CO ₂ | 15,4 | -3,2 | -15,8 | 13,6 | -15,1 | -25,2 |

Sources : PRIMES, NTUA.

N.B : Les émissions de 2005 calculées par le modèle PRIMES diffèrent des émissions rapportées officiellement par la Belgique. Elles sont néanmoins utilisées dans ces perspectives énergétiques afin d'assurer la cohérence avec les résultats du modèle pour les années 2020 et 2030.

En 2020, les émissions totales de GES s'élèvent à 125,2 Mt équivalent CO₂, soit 5,7 % sous le niveau du scénario de référence (132,8 Mt). Cette évolution correspond à une diminution des émissions de GES de la Belgique de 7,8 % par rapport à 2005 (contre -2,2 % dans le scénario de référence).

Dans le secteur ETS où le prix du carbone est de 13,2 €/t CO₂ en 2020, les émissions de GES chutent de 9 % entre 2005 et 2020. Dans le secteur non ETS où le prix du carbone est de 4,2 €/t CO₂ en 2020, la chute s'élève à un peu moins de 7 %. Il convient de rappeler que l'évolution des émissions belges de GES dans le secteur ETS découle de la mise en œuvre du marché européen des quotas d'émissions ; elle n'est pas guidée par un objectif national. Dans le secteur non ETS, par contre, chaque Etat membre s'est vu assigner un objectif de réduction des émissions de GES en 2020 ; il a été fixé à 15 % pour la Belgique. Cela étant, cet objectif ne doit pas être réalisé entièrement sur le territoire national : un Etat membre peut acheter (vendre) des (ses) réductions excédentaires dans (à) un autre Etat membre. Ainsi, le scénario Ref_20/20 fait l'hypothèse d'un recours possible et illimité aux mécanismes de flexibilité ce qui se traduit par une valeur du carbone uniforme au sein de l'UE. Le résultat du scénario Ref_20/20 indique que, dans cette hypothèse, la Belgique devra recourir aux mécanismes de flexibilité pour un peu plus de la moitié de son objectif.

Par rapport au scénario de référence, les émissions de GES dans les secteurs ETS et non ETS reculent respectivement de 5,9 et 5,6 % en 2020.

A plus long terme, c'est-à-dire à l'horizon 2030, les émissions totales de GES s'élèvent à 123,2 Mt équivalent CO₂, soit 14,3 % sous le niveau du scénario de référence en 2030 (132,8 Mt) et 9,3 % en-dessous du niveau de 2005 (135,8 Mt). Pour rappel, dans le scénario de référence, les émissions totales de GES croissaient de 5,8 % entre 2005 et 2030.

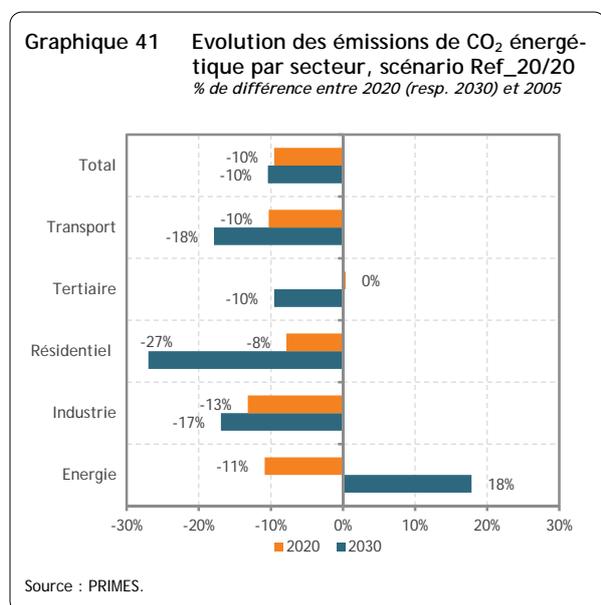
Par hypothèse, les valeurs du carbone dans les secteurs ETS et non ETS convergent vers une valeur unique au-delà de 2020. Cette valeur unique s'élève à 29,3 €/t CO₂ en 2025 et à 45,4 €/t CO₂ en 2030. Ces valeurs du carbone sont compatibles avec une trajectoire coût-efficace de réduction des émissions de GES de l'UE de 35 % en 2030 et de 80 % en 2050 par rapport à 1990. Dans le secteur ETS, les émissions de GES augmentent de 2 % en Belgique entre 2005 et 2030. Cette évolution s'explique principalement par la fermeture complète des centrales nucléaires en 2025 et par des investissements importants en capacités de production au gaz naturel et au charbon qui émettent du CO₂. Dans le secteur non ETS, les émissions de GES diminuent de près de 18 % sur la même période.

Par rapport au scénario de référence, les émissions de GES dans les secteurs ETS et non ETS reculent respectivement de 16,8 et 11,8 % en 2030.

Enfin, par rapport à 1990, les émissions totales de gaz à effet de serre (secteurs ETS et non ETS) diminuent de près de 11 % en 2020 et de 12 % en 2030.

4.3.2. Emissions de CO₂ d'origine énergétique

Les émissions de CO₂ représentent plus de 85 % des émissions de GES en Belgique. Elles se répartissent en deux catégories : les émissions de CO₂ d'origine énergétique (c'est-à-dire celles qui résultent de la combustion des énergies fossiles) et les émissions de CO₂ qui proviennent des processus industriels. La première catégorie domine la seconde, les émissions de CO₂ énergétique représentent quelque 90 % des émissions totales de CO₂.



Le modèle énergétique PRIMES permet une analyse plus fine des émissions de CO₂ énergétique. Ainsi, le Graphique 42 montre, par secteur, le pourcentage de réduction (ou d'augmentation) de ces émissions entre 2005 et 2020, d'une part, et entre 2005 et 2030, d'autre part. Les secteurs sont l'énergie (qui regroupe la production d'électricité et la branche énergie), l'industrie, le secteur résidentiel, le secteur tertiaire et les transports.

Entre 2005 et 2020, le paquet législatif Climat-Energie réduit les émissions de CO₂ énergétique dans une fourchette comprise entre 8 et 13 % dans tous les secteurs sauf dans le secteur tertiaire où les émissions restent à un niveau comparable.

Entre 2005 et 2030, les réductions se renforcent dans les secteurs de la demande finale (entre 10 et 27 %) alors que les émissions de CO₂ du secteur énergie augmentent de 18 %. Dans les secteurs de la demande finale, les réductions sont induites par la combinaison d'une réduction de la demande finale avec des substitutions entre formes d'énergie (voir 4.2.1). Dans le secteur énergie, l'accroissement de

18 % est principalement dû à la sortie du nucléaire nonobstant la progression des SER et la relativement faible augmentation de la production d'électricité (voir 4.2.2).

Au total, en 2030 comme en 2020, les émissions de CO₂ énergétique se situent 10 % en deçà du niveau de 2005.

4.4. Impact d'un prolongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires

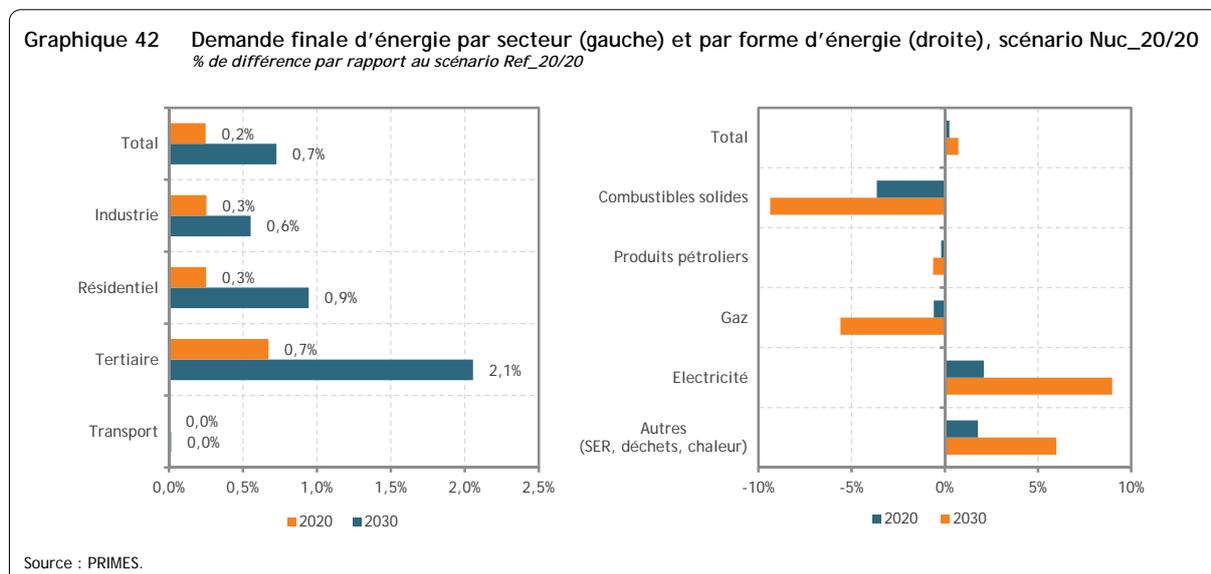
Le scénario Ref_20/20, tout comme le scénario de référence, se place dans le contexte de la loi de 2003 sur la sortie du nucléaire. Selon le calendrier de déclassement stipulé dans la loi de 2003, les trois réacteurs nucléaires les plus anciens (Doel 1&2 et Tihange 1) doivent arrêter leur production en 2015 et les quatre autres entre 2020 et 2025. En octobre 2009, suite à la publication du rapport GEMIX qui pointait du doigt le risque de ne pas disposer de suffisamment de capacités de production électrique à moyen terme, le gouvernement fédéral a déclaré son intention de postposer de dix ans la fermeture des trois réacteurs les plus anciens. Cependant, le gouvernement fédéral est tombé au printemps 2010 avant d'avoir pu faire voter cet amendement par le parlement fédéral. Enfin, le tragique accident nucléaire de Fukushima au Japon en mars 2011 est un événement qui va sûrement peser dans les discussions à venir sur le futur de l'énergie nucléaire en Belgique.

Il est dès lors difficile de prévoir si le prochain gouvernement va suivre la voie proposée par le gouvernement fédéral en 2009 ou s'il va maintenir le calendrier de fermeture indiqué dans la loi de 2003. Dans ce contexte incertain, il a semblé intéressant d'étudier un scénario complémentaire qui simule également le paquet législatif Climat-Energie mais dans lequel on suppose que la totalité des capacités nucléaires est encore active en 2030. En d'autres termes, on fait l'hypothèse que la durée de vie opérationnelle des sept réacteurs nucléaires belges est portée à 60 ans au lieu des 40 ans précisés dans la loi de 2003. Ce scénario complémentaire, dénommé ci-après Nuc_20/20, suit en cela les recommandations du rapport GEMIX transmises au gouvernement fédéral en octobre 2009. Toutes les autres hypothèses restent inchangées en ce compris les valeurs du carbone (CV) dans les secteurs ETS et non ETS et la valeur des énergies renouvelables (RV). L'étude (Gusbin et al., 2007) a montré que l'hypothèse relative au nucléaire en Belgique n'a pas d'influence notable sur le prix du carbone dans le secteur ETS (dont fait partie le secteur électrique) qui est déterminé au niveau européen. Dans le secteur non ETS, la CV est également déterminée au niveau européen et il est raisonnable de penser que le choix belge en matière de nucléaire ne devrait pas l'influencer. Pour la RV, l'hypothèse est a priori plus contestable puisque, à objectif SER fixé en 2020, sa valeur dépend en partie du bouquet énergétique pour la production électrique. Néanmoins, cette hypothèse simplificatrice s'est avérée acceptable a posteriori puisque la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie que cette RV induit en 2020 dans le scénario Nuc_20/20 ne s'écarte par significativement de l'objectif fixé (voir 4.4.3).

L'analyse du scénario Nuc_20/20 suit la même structure que celle utilisée pour les scénarios de référence et Ref_20/20 (demande finale d'énergie, production électrique, approvisionnement énergétique, etc.). Cependant, les résultats de ce scénario sont présentés (de manière générale) non pas en termes absolus mais par rapport au scénario Ref_20/20 en 2020 et 2030. L'annexe C présente toutefois côte à côte les résultats des scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20 pour l'année 2030.

4.4.1. Demande finale d'énergie

En 2020, le prolongement de vingt ans des centrales nucléaires n'a que peu d'impact sur la demande finale totale et sectorielle d'énergie (seuls 3 réacteurs sur 7 sont concernés par le changement d'hypothèse).

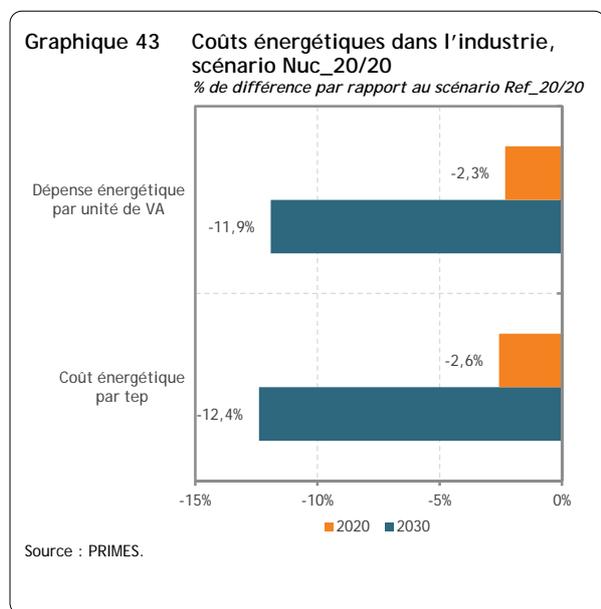


L'écart par rapport aux projections du scénario Ref_20/20 est de +0,2 % pour la demande finale totale et s'échelonne entre 0 % (transport) et +0,7 % (secteur tertiaire) pour la demande sectorielle. Par contre, des changements plus marqués sont à épinglez au niveau du bouquet énergétique : en 2020, la consommation finale de combustibles solides (charbon et coke) et de gaz diminue respectivement de 3,6 % et 0,6 % au bénéfice de l'électricité et des SER qui progressent respectivement de 2,1 % et 1,8 %.

L'augmentation de la demande finale d'électricité s'explique par la baisse des prix de l'électricité qui, dans le modèle PRIMES, sont déterminées sur la base du coût moyen de la production électrique. Or ce coût moyen est plus bas dans le scénario Nuc_20/20 que dans le scénario Ref_20/20 (voir ci-après). L'accroissement de la demande finale de SER trouve également son origine dans les changements au niveau du secteur électrique. En effet, la production d'électricité à partir de SER est, dans le scénario Nuc_20/20, moins élevée que dans le scénario Ref_20/20 (voir ci-après). Cette diminution « libère » une offre de biomasse qui est consommée dans les secteurs de la demande finale.

En 2030, le prolongement de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires concerne la totalité de la capacité nucléaire et se traduit dès lors par un impact plus important qu'en 2020. La demande finale totale d'énergie se situe 0,7 % au-dessus du niveau calculé dans le scénario Ref_20/20. Pour les secteurs, l'augmentation s'échelonne entre 0 % (transport) et +2,1 % (tertiaire). Les substitutions entre formes d'énergie sont les mêmes que celles décrites pour l'année 2020 et ont la même cause mais elles sont amplifiées. La demande finale de combustibles solides et de gaz diminuent respectivement de 9,4 % et 5,6 % par rapport au scénario Ref_20/20, tandis que la consommation finale d'électricité et de SER croît respectivement de 9 % et 6 %.

Quant aux coûts énergétiques dans les secteurs de la demande finale, ils sont systématiquement plus bas que dans le scénario Ref_20/20³⁷. Cet effet provient essentiellement des prix de l'électricité qui sont différents dans les deux scénarios. En 2020, la différence est plutôt modérée. Tant le coût énergétique par tep consommée que la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée (industrie et secteur tertiaire) ou par ménage (secteur résidentiel) diminue au plus de 2,6 %.

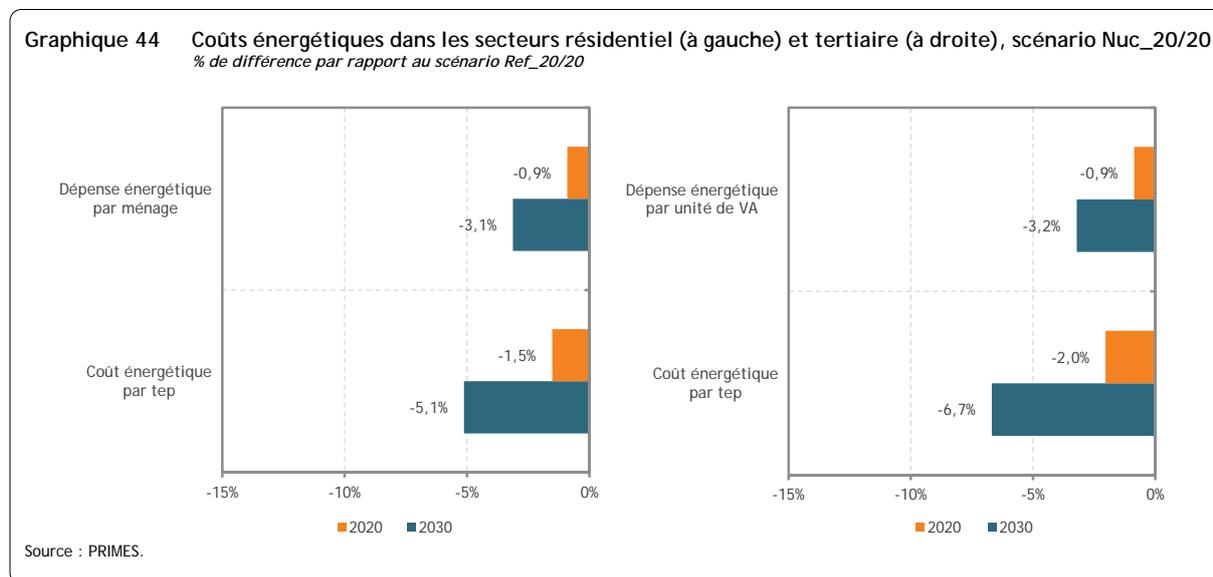


En 2030, en revanche, l'impact sur les coûts et dépenses énergétiques est sensible. L'impact est chaque fois plus important sur le coût unitaire que sur la dépense énergétique car la demande finale d'électricité s'accroît dans le scénario Nuc_20/20 (la dépense énergétique est égale au coût unitaire multiplié par la consommation d'énergie).

Dans l'industrie, le coût énergétique par tep et la dépense énergétique se situe 12 % environ en deçà du coût calculé dans le scénario Ref_20/20.

Dans le secteur résidentiel, le coût énergétique par tep (resp. la dépense énergétique) est inférieur de 5 % (resp. 3 %) au coût calculé dans le scénario

Ref_20/20.



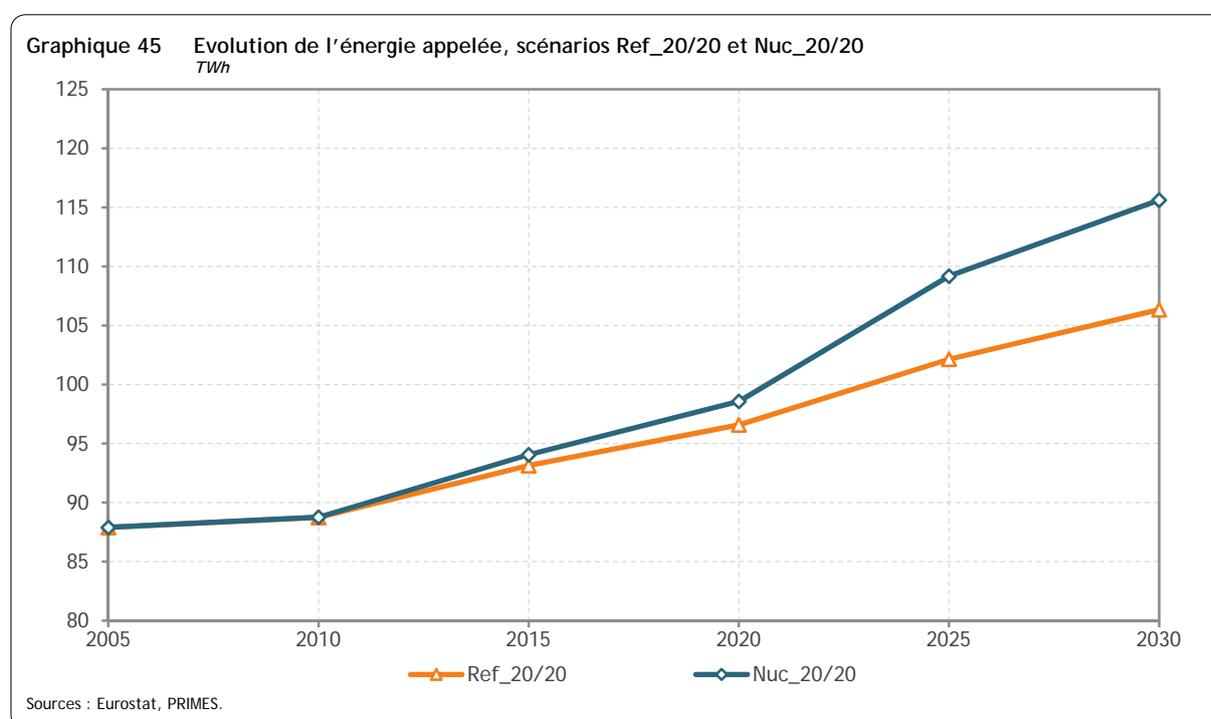
Enfin, dans le secteur tertiaire, la réduction du coût énergétique par tep est d'un peu moins de 7 % par rapport au scénario Ref_20/20 tandis que la diminution de la dépense énergétique n'est que de 3 %. La différence entre les deux pourcentages est plus marquée que pour l'industrie et le secteur résidentiel

³⁷ A l'exception du transport dont la consommation électrique est marginale par rapport à la consommation de produits pétroliers. En d'autres mots, l'hypothèse relative au nucléaire n'a quasiment pas d'influence sur les dépenses de carburant dans le secteur des transports.

car le secteur tertiaire connaît une augmentation comparativement plus forte de sa consommation d'électricité.

4.4.2. Production d'électricité

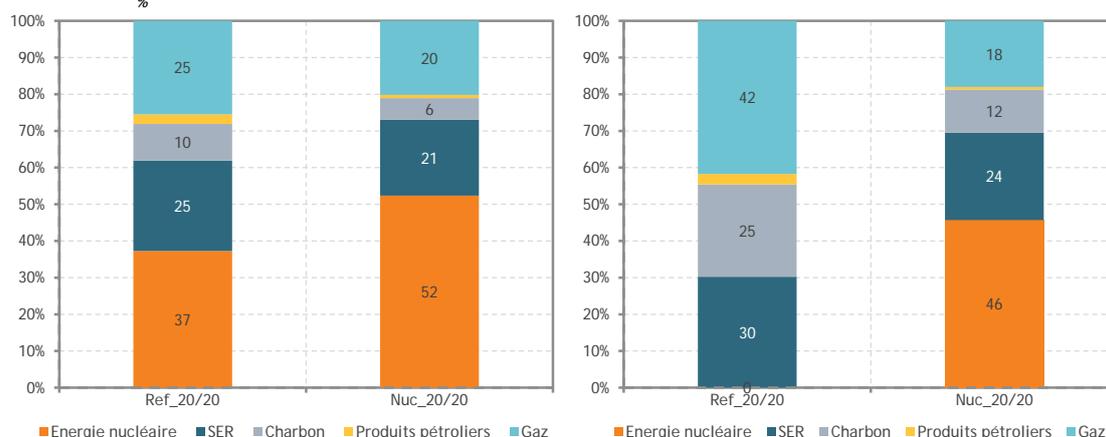
L'impact du prolongement de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires sur la demande finale d'électricité, décrit dans le point précédent, est illustré sur le Graphique 45 qui présente l'évolution de l'énergie appelée entre 2005 et 2030 dans les deux scénarios. L'énergie appelée est égale à la somme de la demande finale d'électricité, de la consommation électrique de la branche énergie et des pertes sur les réseaux de transport et de distribution. En 2020, l'écart entre les scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20 est de 2 % ; il s'élève à un peu moins de 9 % en 2030. Dans le scénario Nuc_20/20, le taux de croissance annuel moyen de l'énergie appelée est de 1,3 % entre 2005 et 2030, comparé à 0,8 % dans le scénario Ref_20/20.



L'énergie appelée est aussi égale à la somme de la production et des importations nettes d'électricité. Comme cette dernière composante est fixée de manière exogène et est indépendante des scénarios, l'impact au niveau de l'énergie appelée se traduit par un impact sur la production d'électricité. Ainsi, dans le scénario Nuc_20/20, la production nette d'électricité s'élève respectivement à 88 TWh et 103 TWh en 2020 et 2030, soit respectivement 2 % et 10 % au-dessus des niveaux calculés dans le scénario Ref_20/20. En 2020 l'écart entre les deux scénarios est d'environ 2 TWh, en 2030 il est de 9 TWh.

Outre, l'impact sur le niveau de la production électrique, le scénario Nuc_20/20 se caractérise aussi et surtout par un impact sur la structure de la production d'électricité. Le Graphique 46 illustre cette assertion.

Graphique 46 Structure de la production nette d'électricité en 2020 (à gauche) et en 2030 (à droite), scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20



Source : PRIMES.
SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et gaz dérivés.

En 2020, le maintien en activité des trois centrales nucléaires les plus anciennes (scénario Nuc_20/20) a pour effet de réduire la part des autres formes d'énergie (SER, charbon et gaz) d'environ 5 points de pourcentage chacune. Dans le scénario Nuc_20/20, l'énergie nucléaire couvre 52 % de la production totale (contre 37 % dans le scénario Ref_20/20), le gaz (naturel et dérivés) et les SER assurent chacun 1/5 (contre 1/4 dans le scénario Ref_20/20), enfin le charbon et les produits pétroliers garantissent le solde. En termes absolus, la production à partir de SER diminue de quelque 3 TWh (la diminution provient pour moitié de l'énergie éolienne et pour moitié de la biomasse) tandis que la production à partir de combustibles fossiles chute de quelque 9 TWh. En contrepartie, la production électrique nucléaire est 14 TWh plus élevée que dans le scénario Ref_20/20.

En 2030, les changements sont encore plus significatifs. Le maintien de la capacité nucléaire à son niveau actuel, qui se traduit par une production électrique de quelque 47 TWh, a un impact très sensible sur la production électrique à partir de gaz (18 % de part de marché contre 42 % dans le scénario Ref_20/20). L'impact sur la production à partir de SER et de charbon n'est pas négligeable non plus : -6 points de pourcentage dans le premier cas et -13 points de pourcentage dans le second. En termes absolus, la production à partir de SER s'affaisse d'un peu moins de 4 TWh, la production des centrales au gaz de 20 TWh et celle des centrales au charbon de 11 TWh.

Le Tableau 18 complète l'analyse présentée ci-dessus par une comparaison de quelques indicateurs relatifs à la production d'électricité.

Tableau 18 Indicateurs relatifs à la production d'électricité, comparaison entre les scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20

| | 2020 | | 2030 | |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Ref_20/20 | Nuc_20/20 | Ref_20/20 | Nuc_20/20 |
| Rendement moyen de la production thermique (%) | 42,1 | 40,3 | 46,4 | 41,7 |
| Taux d'utilisation moyen des capacités électriques (%) | 47,4 | 48,2 | 44,8 | 47,2 |
| Part des importations nettes d'électricité (%) | 11,5 | 11,3 | 11,9 | 10,91 |
| Electricité à partir de centrales de cogénération (%) ^(*) | 19,4 | 17,2 | 17,3 | 16,9 |
| Electricité à partir de SER (%) ^(*) | 24,7 | 20,7 | 29,1 | 22,9 |
| Electricité produite dans des centrales CCS (%) ^(*) | 0,0 | 0,0 | 17,2 | 17,3 |
| Capacité installée (GW) | 20,6 | 20,7 | 23,8 | 24,8 |
| Intensité en carbone (tCO ₂ /GWh) | 181 | 125 | 232 | 68 |

Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables ; CCS = carbon capture and storage.

(*) : en % de la production brute d'électricité.

Dans le scénario Nuc_20/20, le rendement moyen de la production thermique (c'est-à-dire la production basée sur les énergies fossiles, la biomasse ou les déchets) est plus bas que dans le scénario Ref_20/20. Cela s'explique par des investissements moindres en nouvelles centrales au charbon et au gaz naturel dont on suppose que le rendement de conversion augmente régulièrement au cours du temps. En d'autres mots, le parc des centrales thermiques est en moyenne moins « performant » que dans le scénario Ref_20/20.

Le taux d'utilisation moyen des capacités électriques est par contre légèrement plus élevé dans le scénario Nuc_20/20 en raison notamment d'un moindre recours à l'énergie éolienne qui de par son caractère intermittent nécessite des capacités de « back-up ».

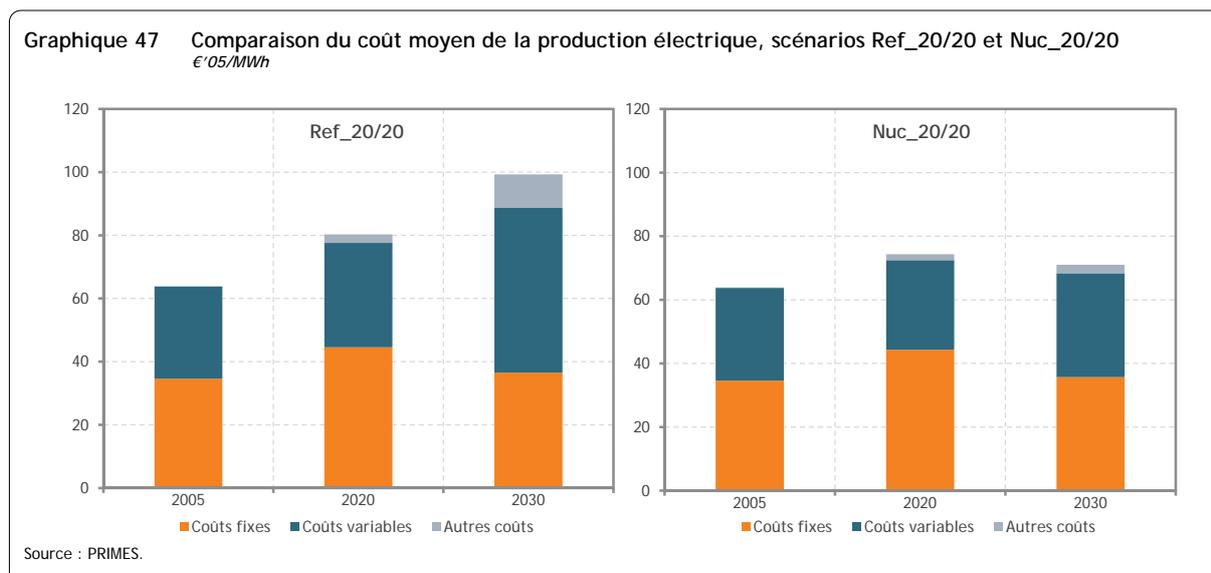
Les changements au niveau de la part des importations nette d'électricité sont négligeables, ils sont exclusivement imputables aux différentes demandes électriques.

Peu de différences sont à épingle pour les indicateurs présentant la part de l'électricité produite dans les centrales de cogénération ou équipées de CCS ou pour l'indicateur de capacité installée. Dans ce dernier cas, le quasi statu quo vient de ce que l'augmentation du taux d'utilisation moyen des capacités électriques dans le scénario Nuc_20/20 compense l'augmentation de la demande d'électricité. Les évolutions différenciées de la part des SER dans la production électrique ont déjà été analysées précédemment.

Enfin, les hypothèses différentes concernant l'énergie nucléaire ont un impact significatif sur l'intensité en carbone de la production électrique. Comme l'on pouvait s'y attendre, cette intensité en carbone est plus faible dans le scénario Nuc_20/20 que dans le scénario Ref_20/20. Elle est réduite d'un tiers en 2020 et d'un facteur 3 en 2030.

Le prolongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires de 20 ans réduit les investissements en nouvelles capacités de production. Au lieu des 850 MW en moyenne par an évalués dans le scénario Ref_20/20, les investissements s'élèvent à 600 MW en moyenne par an dans le scénario Nuc_20/20. En termes monétaires, les investissements nécessaires d'ici 2030 sont réduits d'environ 2 milliards d'euros (euros de 2005) par rapport au montant estimé dans le scénario Ref_20/20³⁸.

³⁸ Il convient de préciser que des coûts sont associés à la prolongation de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires existantes. L'hypothèse utilisée pour ces coûts est 800 €/kW.



La réduction des investissements en nouvelles capacités de production et les changements dans le bouquet énergétique du secteur électrique ont une influence sur le coût moyen de la production d'électricité comme le montre le Graphique 47. On observe ainsi, d'une part, une réduction du coût moyen de production : -7 % en 2020 et -28 % en 2030 par rapport au scénario Ref_20/20, et d'autre part un impact sur la structure du coût moyen de production. Les coûts fixes ne sont pas grandement affectés : la réduction du coût fixe du capital est compensée par une augmentation des coûts fixes de fonctionnement et d'entretien. Le moindre recours aux énergies fossiles et à la biomasse réduit les coûts variables et plus précisément la composante achat de combustibles. Enfin, le maintien des capacités nucléaires actuelles sur toute la période de projection restreint l'achat de quotas d'émissions ('Autres coûts' sur le graphique). Cette composante ne représente dès lors plus que 4 % du coût moyen de production en 2030 comparé à 10 % dans le scénario Ref_20/20.

4.4.3. Sources d'énergie renouvelables

Le scénario Ref_20/20 a été construit de manière à arriver à l'objectif belge de 13 % de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 moyennant un recours limité aux mécanismes de coopération. Plus précisément, la part des SER dans la CFBE y est de 12,7 % en 2020. La valeur des renouvelables qui permet d'atteindre ce pourcentage est égale à 82 €'08/MWh (en termes techniques, la valeur des renouvelables ou RV est la variable duale de la contrainte sur les SER).

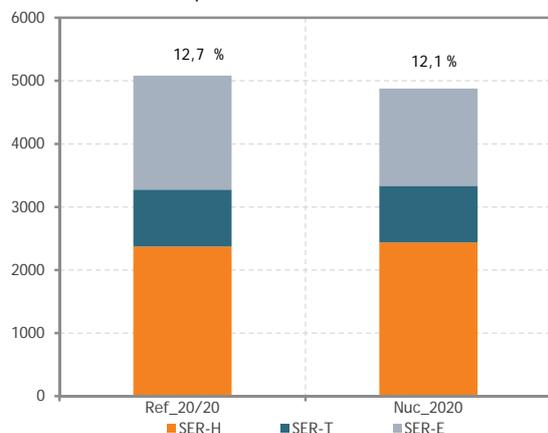
Pour l'élaboration des scénarios complémentaires, dont le scénario Nuc_20/20, le choix³⁹ a été fait d'utiliser la même RV que dans le scénario Ref_20/20. Le modèle PRIMES calcule ensuite le pourcentage de SER correspondant en tenant compte des modifications apportées dans ces scénarios complémentaires.

Ainsi, dans le scénario Nuc_20/20, on constate qu'en 2020 la même RV conduit à un pourcentage plus faible de SER dans la CFBE que dans le scénario Ref_20/20, soit 12,1 % comparé à 12,7 %. L'écart équi-

³⁹ D'autres choix auraient pu être faits comme par exemple de garder le même pourcentage de SER que dans le scénario Ref_20/20 et de calculer la RV correspondante.

vaut à quelque 200 ktep (soit environ 2400 GWh). Dans l'hypothèse retenue, la Belgique devra donc recourir davantage aux mécanismes de coopération pour atteindre son objectif de 13 %.

Graphique 48 SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020, scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20
Ktep



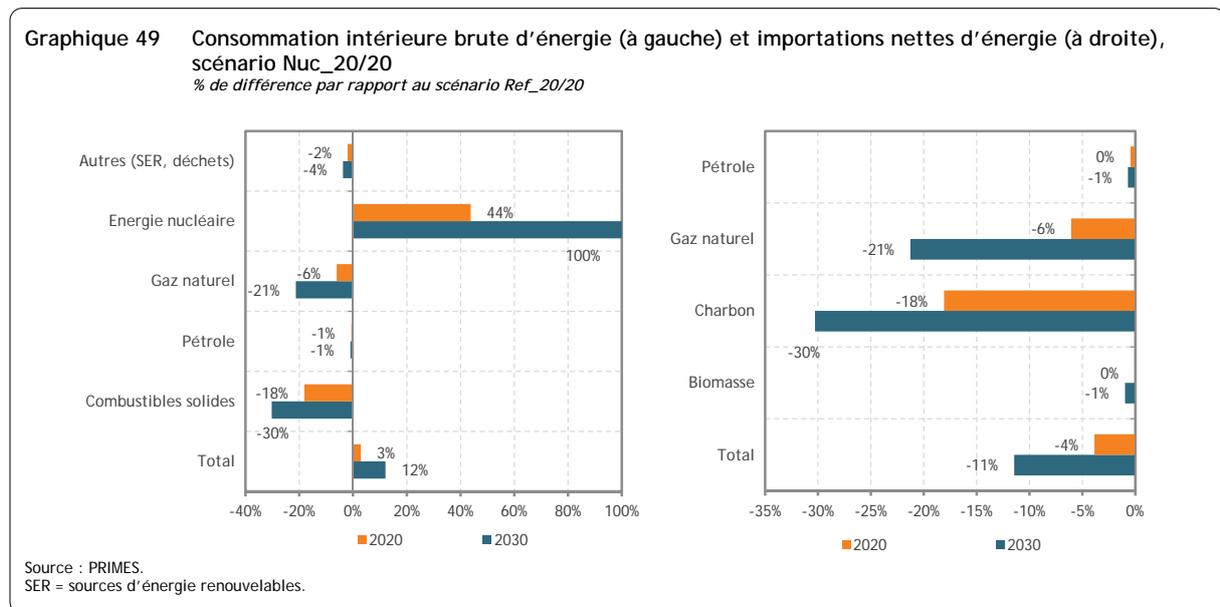
Source : PRIMES.
SER = sources d'énergie renouvelables.
H désigne les usages chaleur et refroidissement,
E, l'électricité et T, le transport.

Le Graphique 48 illustre ce résultat et la répartition entre les 3 usages (SER-H, SER-E et SER-T) dans le scénario Nuc_20/20 et les compare aux résultats du scénario Ref_20/20. Il met en exergue, mais d'une autre manière, les répercussions du maintien de la capacité nucléaire sur le développement des SER décrites dans les deux points précédents. Ainsi, la première incidence est une contribution moins importante de l'électricité produite à partir de SER (voir 4.4.2) : les SER-E contribuent à hauteur de 31 % du total SER comparé à 35 % dans le scénario Ref_20/20. La seconde incidence est une augmentation de la consommation de chaleur et de vapeur à partir de SER (voir 4.4.1) : les SER-H représentent 51 % du total comparé à 47 % dans le scénario Ref_20/20.

Quant aux SER-T, aucune différence n'est à noter entre les deux scénarios (18 %).

4.4.4. Approvisionnement énergétique

L'impact sur l'approvisionnement énergétique de la Belgique du prolongement de la durée de vie opérationnelle des sept réacteurs nucléaires jusqu'à 60 ans est représenté sur le Graphique 49. La partie gauche se focalise sur la consommation intérieure brute d'énergie, la partie droite sur les importations nettes d'énergie. Comme la Belgique ne dispose pas de production domestique d'énergies fossiles, les deux parties du graphique sont semblables pour le pétrole, les combustibles solides et le gaz naturel.



Il existe par contre des différences en ce qui concerne le nucléaire qui est, en vertu de la convention utilisée dans les bilans énergétiques, comptabilisé comme une production domestique d'énergie, et les SER dont, par convention toujours, seule la composante biomasse peut être importée.

Les changements induits sur la CIB et les importations nettes sont le reflet des effets de l'hypothèse relative au nucléaire sur la demande finale d'énergie, la production électrique et le développement des SER. Ces effets ont été décrits dans les points précédents. Ainsi, la baisse du recours aux énergies fossiles qui caractérise le scénario Nuc_20/20, se traduit par un recul de la CIB et des importations de combustibles fossiles (-30 % pour les combustibles solides, -21 % pour le gaz naturel et -1 % pour le pétrole en 2030 par rapport au scénario Ref_20/20). Quant aux SER, dont la consommation recule également, mais dans un bien moindre mesure, par rapport au scénario Ref_20/20, leur CIB fléchit de 4 % et les importations de biomasse de 1 % en 2030.

Au total, les importations nettes d'énergie dans le scénario Nuc_20/20 se situent 4 % (resp. 11 %) en deçà des niveaux d'importation du scénario Ref_20/20 en 2020 (resp. 2030). Par contre, la consommation intérieure brute totale progresse de 3 % en 2020 et de 12 % en 2030 par rapport aux chiffres rapportés pour le scénario Ref_20/20. Cette évolution, apparemment contradictoire, est la conséquence de la convention comptable relative au nucléaire adoptée dans les bilans d'énergie. Selon cette convention, 1 TWh produit dans une centrale nucléaire est rapporté comme 3 TWh au niveau de la CIB (c'est-à-dire qu'on utilise un rendement de conversion implicite de 33 %) tandis que ce rapport est plus faible pour toutes les autres formes d'énergie.

Enfin, les indicateurs relatifs à l’approvisionnement énergétique décrits au point 4.2.4 sont également modifiés dans le scénario Nuc_20/20. Pour les indicateurs que sont la consommation primaire d’énergie, l’intensité énergétique du PIB et la CIB par habitant, les modifications proviennent principalement de la convention comptable associée à l’énergie nucléaire au niveau du bilan d’énergie primaire (voir ci-dessus). Ainsi, en 2030, ces trois indicateurs sont respectivement 12 %, 10 % et 10 % plus élevés que dans le scénario Ref_20/20. Comme la consommation primaire d’énergie est l’indicateur utilisé dans le cadre de l’objectif belge de 18 % pour l’amélioration de l’efficacité énergétique en 2020, l’hypothèse relative au nucléaire a un impact, ceteris paribus, sur la mesure de la réduction de consommation énergétique réalisée grâce au paquet Climat-Energie. Alors que la moitié de la réduction requise est accomplie dans le scénario Ref_20/20, c’est seulement le tiers de l’effort qui est réalisé dans le scénario Nuc_20/20.

Quant au degré de dépendance énergétique de la Belgique, il s’améliore dans le scénario Nuc_20/20 : il est estimé à 71 % en 2030 contre 89 % dans le scénario Ref_20/20 et 78 % en 2005.

4.4.5. Emissions de gaz à effet de serre

Le scénario Nuc_20/20 est très différent du scénario Ref_20/20 en ce qui concerne l’évolution des émissions de GES, en particulier celles associées au secteur ETS. Les différences sont présentées dans le Tableau 19. L’accent est mis sur l’horizon 2030, année où les écarts sont les plus significatifs. La dernière colonne fournit néanmoins les taux de réduction des émissions de GES entre 2005 et 2020 afin de comparer l’évolution dans le secteur non ETS avec l’objectif belge de -15 % en 2020 qui a été fixé dans ce secteur.

Tableau 19 Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Nuc_20/20 (portée '08-12')

| | 2030 (Mt éq. CO ₂) | 2030-vs. scénario Ref_20/20 (%) | 2030 vs. 2005 (%) | 2020 vs. 2005 (%) |
|--------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|
| Emissions totales de GES | 102,6 | -16,8 | -24,5 | -12,3 |
| Emissions totales de CO ₂ | 87,7 | -19,1 | -25,4 | |
| GES - secteur ETS | 39,7 | -33,5 | -32,1 | -19,2 |
| ETS sans l'aviation | 35,3 | -36,1 | -35,3 | |
| Aviation | 4,3 | 0,0 | 14,0 | |
| GES - secteur non ETS | 62,9 | -1,1 | -18,7 | -7,1 |
| CO ₂ énergétique | 48,0 | -1,4 | -18,8 | |
| Non CO ₂ | 14,8 | 0,0 | -18,7 | |

Sources : PRIMES, NTUA.

N.B : Les émissions de 2005 calculées par le modèle PRIMES diffèrent des émissions rapportées officiellement par la Belgique. Elles sont néanmoins utilisées dans ces perspectives énergétiques afin d’assurer la cohérence avec les résultats du modèle pour les années 2020 et 2030.

Dans le scénario Nuc_20/20, les émissions totales de GES s’élèvent à quelque 103 Mt équivalent CO₂ en 2030, soit 16,8 % en-dessous du niveau d’émissions calculé dans le scénario Ref_20/20. Cette diminution vient essentiellement du secteur ETS (-33,5 %) dont fait partie le secteur électrique tandis que le secteur non ETS voit ses émissions de GES s’infléchir d’1,1 % seulement.

Par rapport au niveau d’émissions en 2005, les émissions totales de GES chutent de 24,5 % en 2030 (-31,3 % dans le secteur ETS et -18,7 % dans le secteur non ETS).

Enfin, si l'on compare l'évolution des émissions de GES dans le secteur non ETS entre 2005 et 2020 (-7,1 %) avec l'objectif belge de réduction de 15 %, on voit que la Belgique devra, comme dans le scénario Ref_20/20, recourir aux mécanismes de flexibilité pour un peu plus de la moitié de son objectif. Pour mémoire, la diminution des émissions de GES dans le secteur non ETS entre 2005 et 2020 était de 6,8 % dans le scénario Ref_20/20.

4.5. Impact d'un développement à grande échelle de la voiture électrique

Le secteur des transports est responsable de plus de 20 % des émissions de CO₂ d'origine énergétique en Belgique. Même s'il est talonné de près par l'industrie, le secteur électrique et le secteur résidentiel, ce secteur est le plus gros émetteur de CO₂. Par ailleurs, plus de 80 % des émissions du secteur des transports viennent du transport routier dont la consommation énergétique repose majoritairement sur les produits pétroliers (essence, gazole et GPL⁴⁰). Comme l'a montré l'analyse du scénario Ref_20/20, la mise en œuvre des mesures du paquet Climat-Energie devrait permettre au secteur des transports de réduire ses émissions de CO₂ non seulement par rapport à la projection de référence mais aussi par rapport à la situation actuelle (voir 4.3.2).

Pour « décarboner » davantage le secteur des transports à l'horizon 2020 mais surtout à plus long terme, une solution fréquemment avancée est le développement à grande échelle de la voiture électrique (VE), qui englobe la voiture tout électrique et la voiture hybride rechargeable⁴¹. Bien sûr cette avancée technologique n'aura un impact positif et notable sur les émissions de CO₂ que si l'énergie de propulsion des VE provient d'une électricité peu émettrice de carbone.

L'analyse présentée dans cette section s'inscrit dans ce contexte et fournit des éléments chiffrés pour évaluer l'impact d'un développement à grande échelle de la voiture électrique sur le système énergétique belge et les émissions de GES. Le point de départ de l'analyse est donné par les scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20 de façon à étudier également l'influence de l'hypothèse relative à l'énergie nucléaire sur les résultats.

Deux nouveaux scénarios ont été élaborés, Ref_20/20_VE et Nuc_20/20_VE, qui se différencient respectivement des scénarios Ref_20/20 et Nuc_20/20 sur le plan de la pénétration des VE en Belgique. Pour rappel, il n'y a, par hypothèse, pas de développement des VE dans ces deux derniers scénarios.

Le Tableau 20 décrit les hypothèses qui ont été retenues dans les scénarios Ref_20/20_VE et Nuc_20/20_VE. Elles sont différentes afin de tenir compte de la relation entre l'impact net de la pénétration des VE sur les émissions totales de CO₂ et la structure de la production électrique.

Dans le scénario Ref_20/20_VE qui intègre la loi de sortie du nucléaire, le degré de pénétration de la voiture électrique est modéré car l'intensité en carbone de la production électrique augmente après 2020 en raison du développement des centrales brûlant des combustibles fossiles (gaz naturel et char-

⁴⁰ Gaz de pétrole liquéfié (LPG en anglais).

⁴¹ La voiture hybride non rechargeable est parfois aussi classée dans les véhicules électriques. Elle se différencie cependant des deux autres types dans la mesure où elle ne fonctionne pas à partir de la charge d'une batterie sur le réseau (électrique). La voiture tout électrique fonctionne quant à elle uniquement à partir de la charge d'une batterie. La voiture hybride rechargeable dispose de deux modes de propulsion : une batterie rechargeable et un moteur à combustion interne.

bon) qui remplace la majeure partie de la production électrique d'origine nucléaire. La part des VE dans le parc automobile est posée égale à 5 % en 2020⁴², elle progresse ensuite régulièrement pour atteindre 15 % en 2030. Autre hypothèse à mentionner : le développement des VE provient principalement des hybrides rechargeables qui couvrent 90 % du parc des VE en 2030. Pour arriver aux taux de pénétration évoqués ci-dessus, il faudrait que les VE représentent environ 10 % des ventes annuelles de voitures entre 2015 et 2020, près de 20 % en 2025 et 25 % en 2030. Dit autrement, en 2030, une voiture achetée sur quatre est une voiture électrique.

Tableau 20 Hypothèses de développement du parc des voitures électriques (VE)
% du parc total de voitures

| | Ref_20/20_VE | | | Nuc_20/20_VE | | |
|-------------------------|--------------|------|------|--------------|------|------|
| | 2020 | 2025 | 2030 | 2020 | 2025 | 2030 |
| VE, dont | 5,0 | 8,0 | 15,0 | 10,0 | 13,0 | 20,0 |
| Hybride rechargeable | 5,0 | 7,2 | 13,5 | 9,0 | 11,0 | 16,0 |
| Voiture tout électrique | 0,0 | 0,8 | 1,5 | 1,0 | 2,0 | 4,0 |

Dans le scénario Nuc_20/20_VE où le prolongement de 20 ans de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires a été simulé, l'on a fait l'hypothèse d'un taux de pénétration de la voiture électrique plus élevé en début de période : 10 % en 2020 comparé à 5 % dans le scénario Ref_20/20_VE. L'argument qui sous-tend cette hypothèse est la disponibilité d'une énergie électrique faiblement carbonée qui, a priori, devrait rendre le développement des VE plus avantageux sur le plan de l'impact net sur les émissions de CO₂. Le degré de pénétration des VE augmente ensuite régulièrement pour atteindre 20 % en 2030. A nouveau, le développement des VE est supposé provenir essentiellement des hybrides rechargeables qui couvrent 80 % du parc des véhicules électriques en 2030. Traduites en pourcentage des ventes annuelles de voitures, les hypothèses ci-dessus donnent quelque 18 % des ventes entre 2015 et 2020, un peu plus de 20 % en 2025 et 25 % en 2030. A moyen terme (2020), un tel déploiement des VE ne sera possible que moyennant des politiques et mesures très volontaristes.

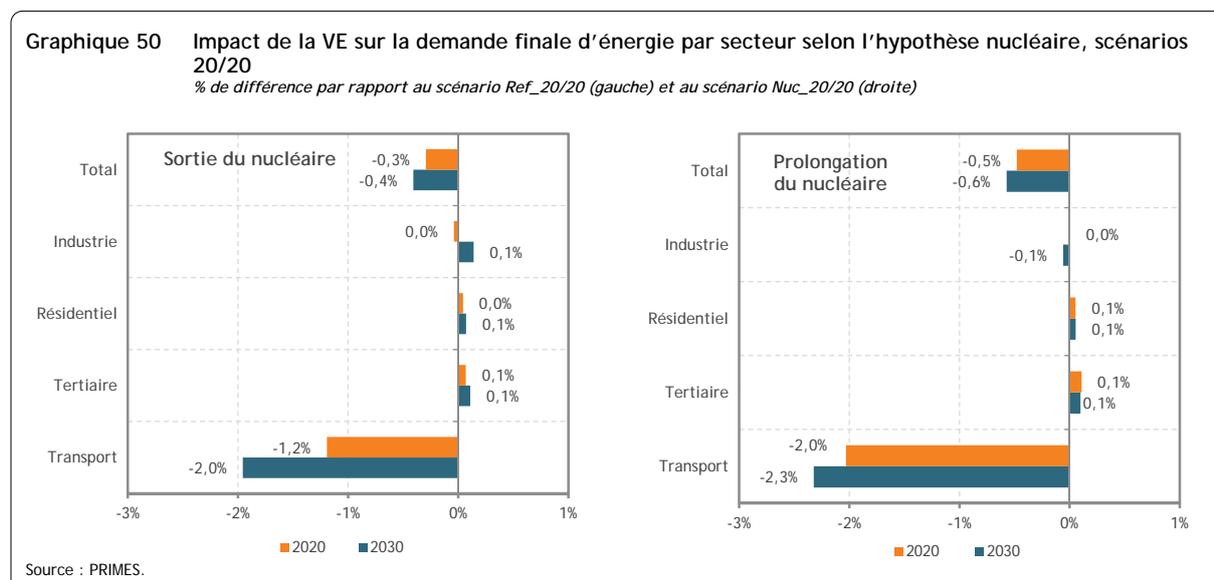
Les hypothèses relatives au développement des VE adoptées dans cette étude s'inspirent d'un rapport du Bureau fédéral du Plan pour le SPF Mobilité et Transports (Gusbin, 2010). L'objectif de ce rapport était d'évaluer, à l'aide du modèle de transport PLANET, l'impact de deux politiques sur l'activité de transport, l'environnement et le bien-être social. La première politique consiste à pousser le développement de la VE dès 2020. La seconde à promouvoir l'utilisation des SER (dont l'électricité d'origine renouvelable) dans le transport en cohérence avec l'objectif belge (SER-T) de 10 % en 2020. Les hypothèses de développement de la VE dans le scénario Nuc_20/20_VE sont comparables avec celles choisies pour simuler la première mesure, tandis que les hypothèses adoptées dans le scénario Ref_20/20_VE sont analogues à celles utilisées pour la seconde mesure.

L'examen des scénarios Ref_20/20_VE et Nuc_20/20_VE suit la même séquence que celle adoptée dans les analyses précédentes : impact sur la demande finale d'énergie puis sur la production électrique et les SER, ensuite sur l'approvisionnement énergétique et enfin sur les émissions de GES. Les résultats des deux scénarios sont présentés côte à côte, par rapport au scénario Ref_20/20 pour le premier et par rapport au scénario Nuc_20/20 pour le second (voir aussi l'annexe C).

⁴² Ce pourcentage est compatible avec la trajectoire de développement des SER dans les transports décrite dans le plan d'action national belge en matière d'énergies renouvelables (NREAP, 2010).

4.5.1. Demande finale d'énergie

Le Graphique 50 montre que, dans les deux cas, le développement de la VE réduit, quoique de manière limitée, la demande finale totale d'énergie en 2020 et 2030 : de 0,3 à 0,4 % dans le scénario Ref_20/20_VE et de 0,5 à 0,6 % dans le scénario Nuc_20/20_VE. Comme l'on pouvait s'y attendre, l'impact est surtout visible au niveau de la demande finale d'énergie du secteur des transports ; il est marginal pour les autres secteurs de la demande finale.



Au niveau du transport, la demande finale énergétique diminue car l'efficacité énergétique des VE est supérieure à celle des voitures conventionnelles nonobstant l'amélioration régulière de celle-ci sur la période de projection. Ainsi, la consommation énergétique des voitures conventionnelles (moteur thermique) par kilomètre parcouru diminue de 1,3 % en moyenne par an d'ici 2030. Il convient de préciser que le nombre de passagers-kilomètres parcourus en voiture est quasi identique dans les 4 scénarios. L'impact sur la consommation énergétique des transports, indiqué sur le Graphique 50, est donc bien uniquement imputable au développement de la VE. Pour le scénario Ref_20/20_VE, la réduction de la demande finale d'énergie est évaluée à 1,2 % en 2020 et 2 % en 2030. Pour le scénario Nuc_20/20_VE, les pourcentages sont respectivement de 2 % et 2,3 %.

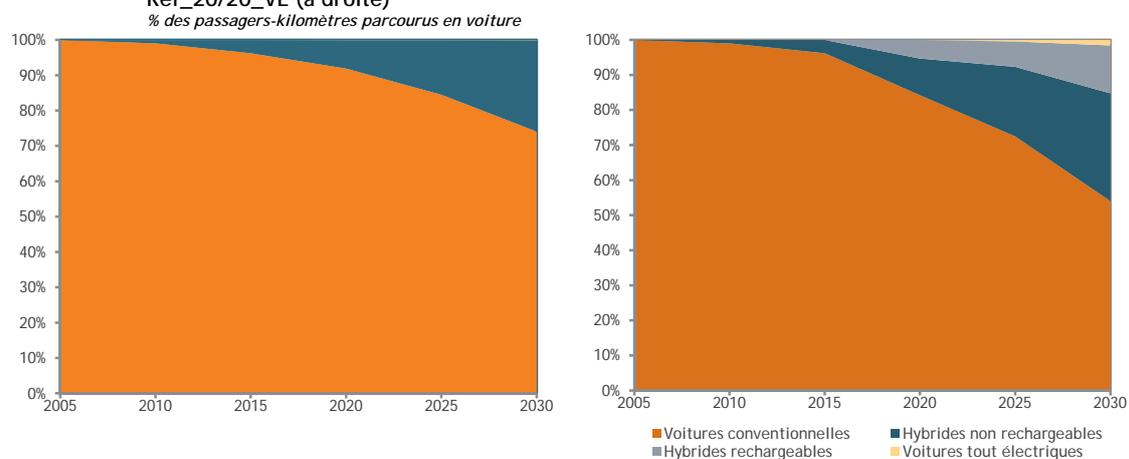
Les changements dans la répartition des passagers-kilomètres (pkm) parcourus en voiture, induits notamment par les hypothèses relatives au développement des VE, sont illustrés sur les Graphiques 51 et 52.

En l'absence de développement des VE (graphiques de gauche), les voitures conventionnelles couvrent, en 2030, les trois quarts des pkm parcourus contre un quart pour les hybrides non rechargeables.

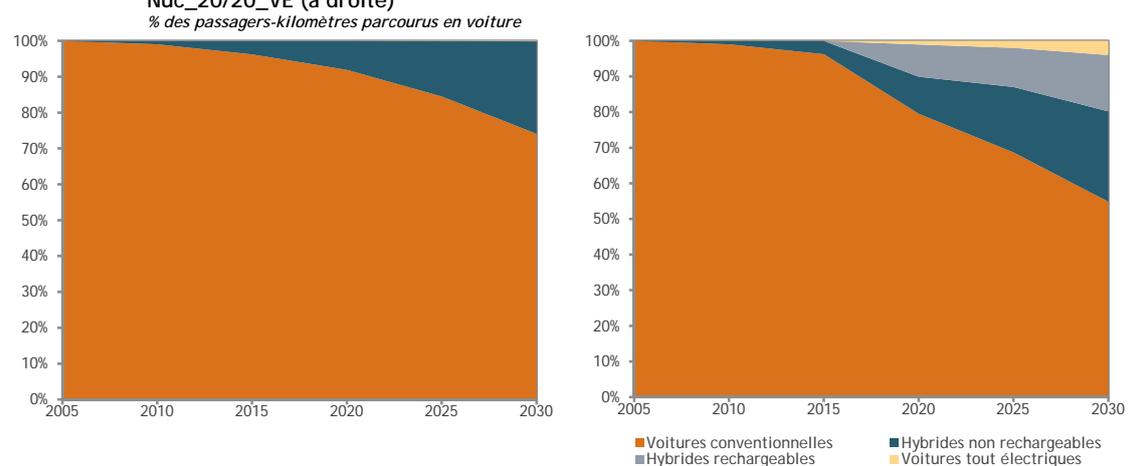
En présence d'une pénétration progressive des VE (graphiques de droite), les voitures conventionnelles ne représentent plus qu'un peu plus de la moitié des pkm parcourus. Les parts de marché des autres types de motorisation sont respectivement de 30 %, 13 % et 2 % pour les hybrides non rechargeables, les hybrides rechargeables et les voitures tout électriques, dans le scénario de sortie du nu-

cléaire. Dans le scénario où il y a prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires, les pourcentages sont respectivement de 25 %, 16 % et 4 %.

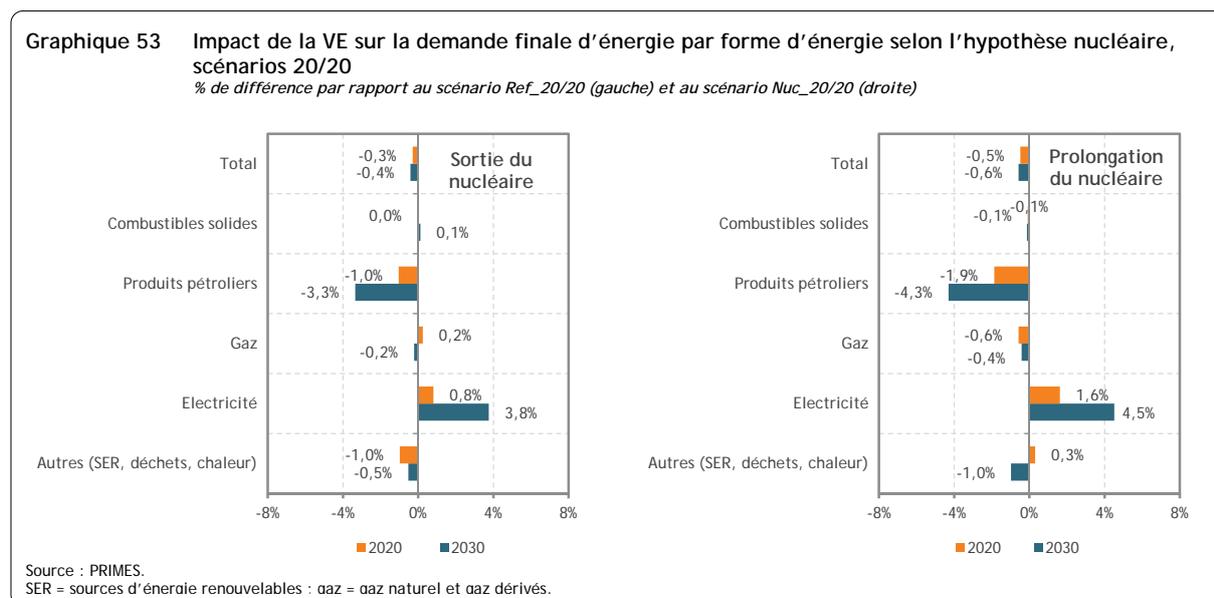
Graphique 51 Evolution de la composition du transport en voiture privée, scénario Ref_20/20 (à gauche) et scénario Ref_20/20_VE (à droite)



Graphique 52 Evolution de la composition du transport en voiture privée, scénario Nuc_20/20 (à gauche) et scénario Nuc_20/20_VE (à droite)



Enfin, le Graphique 53 ci-dessous donne l'impact de la VE sur la structure de la demande finale d'énergie selon l'hypothèse relative au nucléaire. On y voit tout d'abord que les changements sont de même nature, seule l'amplitude de ces changements varie en fonction du scénario ce qui s'explique par des taux de pénétration de la VE différents. Comme l'on pouvait s'y attendre, le développement de la VE a un impact négligeable sur la demande finale de combustibles solides et de gaz naturel ou dérivés. L'effet sur la consommation d'autres combustibles est faible également, il inclut la diminution de la consommation de biocarburants en raison de la réduction de l'activité de transport effectuée par les voitures conventionnelles (cf. les graphiques ci-dessus).



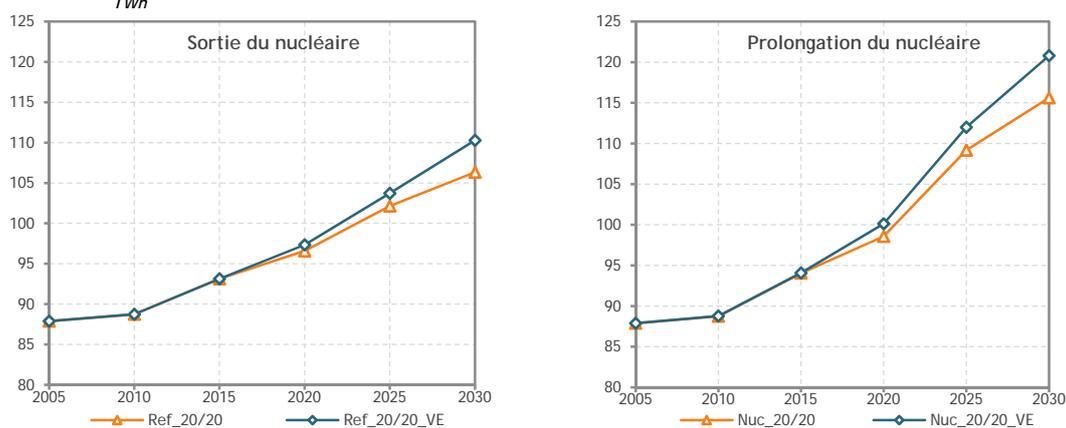
Les conséquences les plus importantes se situent au niveau de la consommation de produits pétroliers et d'électricité. La première diminue entre 1 et 3,3 % selon l'horizon de temps (resp. entre 1,9 et 4,3 %) dans le scénario avec sortie du nucléaire (resp. avec prolongation du nucléaire). La seconde progresse de 0,8 à 3,8 % (resp. entre 1,6 et 4,5 %) dans le scénario avec sortie du nucléaire (resp. avec prolongation du nucléaire).

Quant aux coûts énergétiques dans les secteurs de la demande finale, ils ne sont affectés par le développement des VE que dans le secteur des transports et, qui plus est, uniquement au niveau du transport de personnes. L'indicateur de coût pertinent concerne les dépenses de carburant (au sens large, c'est-à-dire électricité incluse) par passager-kilomètre. Par rapport aux scénarios sans développement des VE, les dépenses en carburants diminuent de 2 % en 2020 et de 3 % en 2030 dans le scénario Ref_20/20_VE. Dans le scénario Nuc_20/20_VE, les pourcentages sont respectivement de 3 % et 4 %.

4.5.2. Production d'électricité

L'augmentation de la consommation d'électricité décrite au point précédent a un impact sur la production électrique puisque les importations nettes d'électricité sont supposées identiques dans tous les scénarios. Le Graphique 54 montre la conséquence du développement de la VE sur l'évolution de l'énergie appelée entre 2005 et 2030 tandis que le Graphique 55 présente les changements induits sur la structure de la production nette d'électricité.

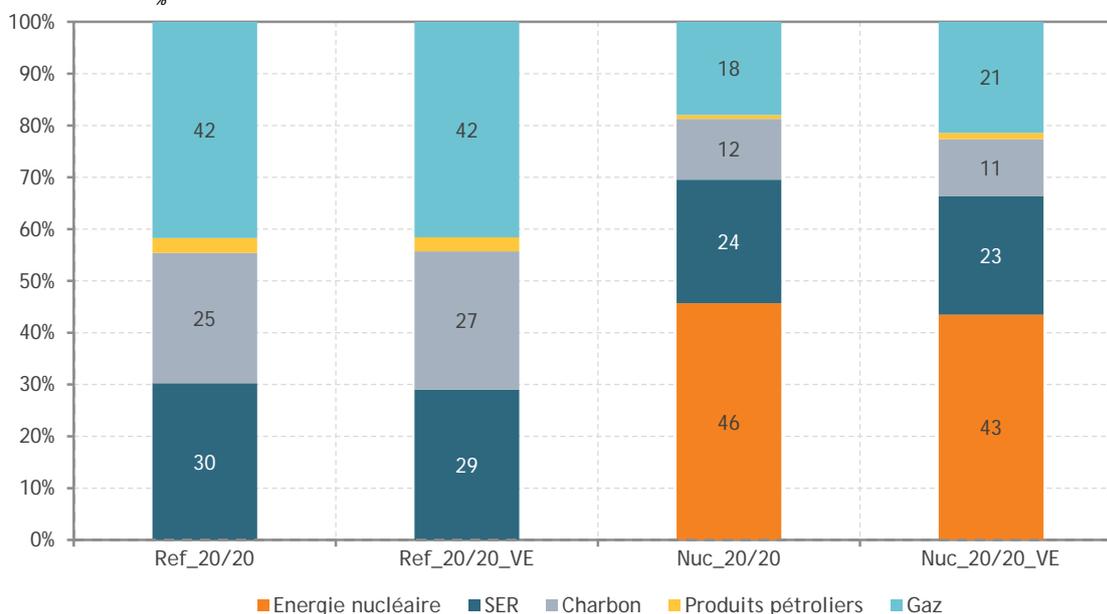
Graphique 54 Impact de la VE sur l'énergie appelée selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 20/20



Sources : Eurostat, PRIMES.

Dans le scénario Ref_20/20_VE, l'énergie appelée progresse au rythme de 0,9 % par an en moyenne sur la période 2005-2030 (comparé à 0,8 % dans le scénario Ref_20/20). Dès lors, en 2030, l'énergie appelée est supérieure de 3,7 % (ou 4 TWh) au niveau évalué dans le scénario Ref_20/20 ; la production électrique supplémentaire est générée dans des centrales thermiques au charbon (62 %) et au gaz naturel (38 %). En conséquence, la part du charbon dans la production nette d'électricité augmente légèrement : 27 % contre 25 % dans le scénario Ref_20/20.

Graphique 55 Impact de la VE sur la structure de la production nette d'électricité en 2030 selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 20/20



Source : PRIMES.
SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et gaz dérivés.

Dans le scénario Nuc_20/20_VE, l'énergie appelée progresse au rythme de 1,3 % par an en moyenne sur la période 2005-2030 (comparé à 1,1 % dans le scénario Nuc_20/20). En conséquence, l'énergie appelée se situe, en 2030, 4,5 % (ou 5,2 TWh) au-dessus du niveau du scénario Nuc_20/20 ; la production électrique additionnelle vient des centrales au gaz naturel (95 %) et utilisant des SER (5 %). Cette fois, c'est

la part du gaz naturel dans la production nette d'électricité qui progresse: 21 % contre 18 % dans le scénario Nuc_20/20.

4.5.3. Sources d'énergie renouvelables

En 2020, année pour laquelle un objectif SER a été fixé (13 %), le développement des VE n'a pas d'influence sur la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie: cette part reste égale à 12,7 % dans le scénario avec sortie du nucléaire (Ref_20/20_VE) et à 12,1 % dans le scénario avec prolongation du nucléaire (Nuc_20/20_VE). En 2020 toujours, il n'affecte pas non plus la répartition des SER entre les trois usages SER-H, SER-E et SER-T.

4.5.4. Approvisionnement énergétique

L'impact de la pénétration des VE dans le parc automobile sur l'approvisionnement énergétique est présenté sur le Graphique 56. Ce graphique combine en fait les impacts relatifs à la demande finale d'énergie et à la production d'électricité décrits dans les paragraphes précédents. Il montre les changements au niveau de la consommation intérieure brute (CIB) totale et par forme d'énergie. Les impacts en termes d'importations nettes d'énergie sont strictement pareils aux changements au niveau de la CIB en ce qui concerne les combustibles solides, le pétrole et le gaz naturel.

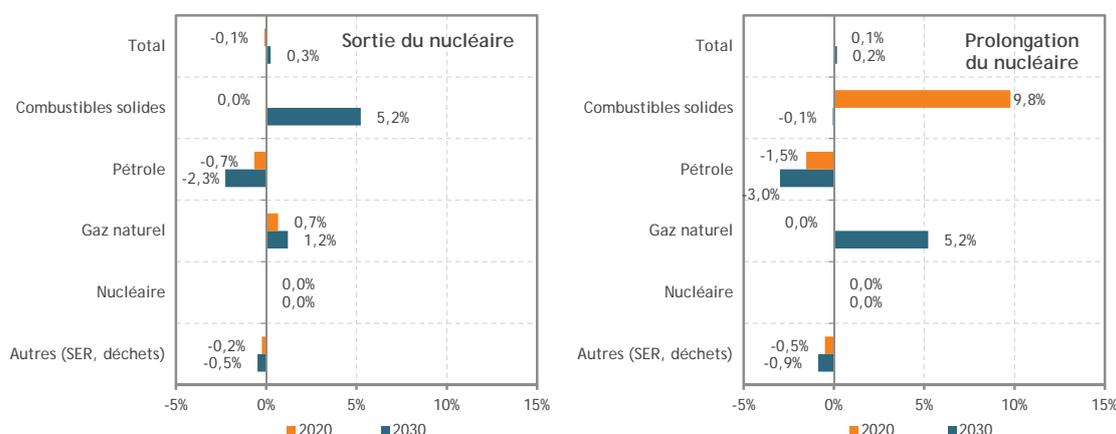
La CIB totale est peu affectée par la pénétration des VE. L'effet le plus important est une augmentation de 0,3 % en 2030 dans le scénario Ref_20/20_VE. Les effets sont plus contrastés au niveau des différentes formes d'énergie.

Quelle que soit l'hypothèse relative au nucléaire, la consommation intérieure brute de pétrole diminue suite à la perte de part de marché des voitures conventionnelles qui consomment de l'essence, du gazole ou du GPL. La diminution se situe dans une fourchette allant de 1 % (Ref_20/20_VE en 2020) à 3 % (Nuc_20/20_VE en 2030). La consommation intérieure brute de SER (et déchets) diminue également mais dans une mesure moindre, l'impact est inférieur au pour cent⁴³.

A l'inverse, la consommation intérieure brute de charbon et de gaz naturel augmente par rapport à la situation sans VE. Dans le scénario Ref_20/20_VE, l'accroissement est négligeable en 2020 tandis qu'il est de 5,2 % pour le charbon et de 1,2 % pour le gaz naturel en 2030. Ces résultats reflètent la structure de la production électrique supplémentaire requise par le développement des VE.

⁴³ Dans le scénario Nuc_20/20_VE, on a vu qu'il y avait une production électrique additionnelle à partir de SER. Elle est néanmoins peu significative et plus que compensée au niveau de l'approvisionnement énergétique par la baisse de la consommation de biocarburants.

Graphique 56 Impact de la VE sur la consommation intérieure brute d'énergie selon l'hypothèse nucléaire, scénarios 20/20
% de différence par rapport au scénario Ref_20/20 (gauche) et au scénario Nuc_20/20 (droite)



Source : PRIMES.
SER = sources d'énergie renouvelables.

La même explication s'applique au scénario Nuc_20/20_VE : en 2020, la production électrique additionnelle provient des centrales au charbon, en 2030 elle vient principalement des centrales au gaz naturel.

4.5.5. Emissions de gaz à effet de serre

Les conséquences d'un déploiement à grande échelle des VE sur les émissions de GES sont présentées dans le Tableau 21. Ce tableau se focalise sur l'année 2030 car c'est l'année où les taux de pénétration de la voiture électrique sont les plus importants.

Tableau 21 Impact de la voiture électrique sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2030 (portée '08-12'), scénarios 20/20

| | Ref_20/20_VE (Mt éq. CO ₂) | vs. Ref_20/20 (%) | Nuc_20/20_VE (Mt éq. CO ₂) | vs. Nuc_20/20 (%) |
|--------------------------------------|---|----------------------|---|----------------------|
| Emissions totales de GES | 123,3 | 0,1 | 102,6 | 0,0 |
| Emissions totales de CO ₂ | 108,5 | 0,1 | 87,7 | 0,0 |
| GES - secteur ETS | 61,0 | 2,4 | 41,3 | 4,2 |
| ETS sans l'aviation | 56,7 | 2,5 | 37,0 | 4,7 |
| Aviation | 4,3 | 0,0 | 4,3 | 0,0 |
| GES - secteur non ETS | 62,3 | -2,0 | 61,3 | -2,6 |
| CO ₂ énergétique | 47,5 | -2,6 | 46,4 | -3,4 |
| Non CO ₂ | 14,8 | 0,0 | 14,8 | 0,0 |

Source : PRIMES, NTUA.

La première conclusion que l'on peut tirer est que l'impact sur les émissions totales de GES (et de CO₂) est (pratiquement) nul. De fait, la diminution des émissions de GES dans le secteur non ETS (de 2 à 2,6 % selon le scénario) est compensée par une augmentation des émissions de GES dans le secteur ETS (de 2,4 à 4,2 % selon le scénario).

Le premier effet résulte de la moindre consommation de produits pétroliers dans le secteur des transports (qui fait partie du non ETS), qui se traduit par une réduction des émissions de CO₂ des transports

de 6 % en 2030 dans le scénario avec sortie du nucléaire et de 8 % dans le scénario avec prolongation du nucléaire.

Le second effet découle de la production électrique additionnelle générée essentiellement à partir de combustibles fossiles ce qui provoque un accroissement des émissions de CO₂ du secteur électrique (+5 % en 2030 dans le scénario avec sortie du nucléaire et +22 % dans le scénario avec prolongation du nucléaire) partiellement compensé toutefois par une diminution des émissions de CO₂ des raffineries qui font également partie du secteur ETS (-1 % en 2030 dans le scénario avec sortie du nucléaire et -4 % dans le scénario avec prolongation du nucléaire).

En résumé, le développement de la voiture électrique permet bien de réduire les émissions de CO₂ des transports mais la nature de l'électricité supplémentaire nécessaire pour alimenter les VE est telle que ce développement n'a pas d'impact positif notable sur les émissions totales de CO₂ et de GES en 2030.

Une deuxième conclusion de l'analyse menée concerne l'influence de l'hypothèse relative au nucléaire. Ainsi, pour un effet net identique au niveau des émissions totales de CO₂, la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires permet un développement à plus grande échelle de la VE qu'en cas de sortie du nucléaire.

Les résultats obtenus dans cette section doivent être interprétés avec prudence : au-delà des scénarios élaborés et des hypothèses sous-jacentes dans le modèle PRIMES relatives notamment à la consommation d'énergie des VE, de nombreux aspects n'ont pu être abordés en raison de la complexité des interactions entre le développement des VE et le système énergétique ou des limites du modèle utilisé. Parmi ces aspects, on peut citer : les émissions indirectes de CO₂ liées au transport du pétrole des zones de production aux zones de consommation (la Belgique), le bilan environnemental pour les polluants locaux, l'impact du déploiement des véhicules électriques sur les réseaux électriques ou encore en termes d'emplois. Par ailleurs, l'analyse réalisée se focalise sur l'horizon 2030 qui est relativement proche lorsque l'on parle d'électrification du transport. Les effets à plus long terme (2050) pourraient être différents. Ils seraient certainement plus favorables en ce qui concerne les émissions de GES si les SER contribuaient de manière significative à la production électrique.

S'agissant des hypothèses relatives à la consommation d'énergie des VE (carburant et/ou électricité), des émissions indirectes de CO₂ et d'autres polluants, des analyses complémentaires ont été menées récemment avec le modèle PLANET développé par le Bureau fédéral du Plan (Gusbin et al., 2011). Le modèle PLANET est un modèle dédié plus spécifiquement à l'analyse du secteur des transports.

5. Renforcement de l'effort de réduction des GES

Fin mai 2010, soit un an environ après l'adoption du paquet législatif Climat-Energie, la Commission européenne s'est penchée sur l'étude des conséquences énergétiques et économiques d'une intensification de l'effort de réduction des émissions de GES au niveau européen de 20 à 30 % d'ici à 2020 (EC, 2010b). En 2007, l'UE s'était en effet dite prête à réduire ses émissions de GES de 30 % en 2020 si les autres pays développés s'engageaient à réduire leurs émissions de façon comparable. Une telle analyse d'impact a aussi été réalisée pour la Belgique dans le cadre de cette étude.

Plus récemment, en mars 2011, la Commission européenne a présenté une feuille de route traçant la voie à suivre pour arriver à une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 (EC, 2011a). Cette initiative trouve notamment sa source dans la nécessité de réduire d'ici à 2050 les émissions de gaz à effet de serre des pays développés de 80 à 95 % par rapport à 1990 afin de limiter le réchauffement de la planète à 2°C au-dessus du niveau préindustriel. Dans la feuille de route, l'objectif de l'UE est de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 % d'ici 2050 par rapport au niveau de 1990.

L'analyse présentée dans ce chapitre se place dans ce contexte. En effet, les scénarios étudiés combinent le renforcement de l'effort européen de réduction des émissions de GES en 2020 et la stratégie à long terme de l'UE décrite dans la feuille de route 2050. Elle prolonge l'analyse décrite dans le WP 9-11 (Bossier et al., 2011). Alors que le WP 9-11 se concentre sur l'horizon 2020, cette étude présente aussi les évolutions à plus long terme (2030). Par ailleurs, un autre angle (complémentaire) de présentation des résultats a été choisi : les évolutions du système énergétique belge et des émissions de GES induites par le nouveau contexte relatif aux émissions de GES sont présentées en termes absolus plutôt que par rapport aux évolutions résultant de la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie comme dans le WP 9-11.

5.1. Hypothèses et description des scénarios

L'impact du renforcement de l'effort européen de réduction des émissions de GES en 2020 est étudié, comme dans le chapitre 4, par le biais de l'analyse de scénarios : deux scénarios centraux et des scénarios complémentaires.

Les deux scénarios centraux, dénommés ci-après Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int, s'inspirent des scénarios étudiés par la Commission européenne dans le document COM(2010) 265 final (EC, 2010c) et complètent l'analyse présentée dans le chapitre 5 du WP 9-11. Ils partent des mêmes hypothèses générales (contexte macroéconomique et démographique, prix internationaux de l'énergie, politiques et mesures, etc.) et des mêmes valeurs des énergies renouvelables que celles à la base du scénario Ref_20/20. Par contre, ils se caractérisent par des valeurs du carbone différentes puisqu'ils simulent le renforcement de l'objectif européen de réduction des émissions de GES en 2020 (-30 % par rapport à

1990 au lieu de -20 %) et une trajectoire d'émissions de GES au niveau européen légèrement différente après 2020⁴⁴: -40 % en 2030 et -80 % en 2050 par rapport à 1990.

Ce qui différencie les deux scénarios centraux étudiés c'est la mesure dans laquelle ils prennent en compte les mécanismes de flexibilité autorisés par la législation européenne.

- Le scénario Ref_30/20_flex simule la possibilité pour l'UE de rencontrer ses obligations en exploitant les mécanismes de flexibilité en dehors de l'UE à concurrence de la moitié de l'effort additionnel. En d'autres termes, l'UE réduit ses émissions de GES sur son territoire de 25 % en 2020 par rapport à 1990.
- Le scénario Ref_30/20_int se fonde, par contre, sur une dynamique européenne interne et les mécanismes de flexibilité n'opèrent qu'entre Etats membres de l'UE. Dans ce deuxième scénario, l'objectif de réduction interne à l'UE reste donc de 30 % en 2020 par rapport à 1990.

Le recours possible aux mécanismes de flexibilité se traduit, en termes de modélisation, par une valeur du carbone (CV) identique dans tous les Etats membres et dans les secteurs ETS et non ETS. La valeur du carbone est identique pour une année donnée mais varie au cours de la période de projection en fonction de l'effort de réduction. Dans le secteur non ETS, cette hypothèse revient à égaliser le coût marginal d'abattement dans l'UE. Dans le secteur ETS, le caractère uniforme de la valeur du carbone découle simplement de la mise en œuvre du système européen d'échange de quotas d'émissions ; la CV donne le prix du carbone sur ce marché. Comme les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int sont caractérisés par des trajectoires de réduction des émissions de GES distinctes, des valeurs du carbone différentes y sont associées (voir Tableau 22 ci-dessous). C'est vrai en 2020 où la réduction des émissions de GES au niveau européen est de 25 % dans le scénario Ref_30/20_flex comparé à 30 % dans le scénario Ref_30/20_int (par rapport à 1990). Mais c'est également le cas en 2030 alors que le pourcentage de réduction des émissions de GES est identique (-40 % par rapport à 1990) dans les deux scénarios.

Tableau 22 Valeurs du carbone et des énergies renouvelables, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int

| | Ref_30/20_flex | | Ref_30/20_int | |
|---|----------------|------|---------------|------|
| | 2020 | 2030 | 2020 | 2030 |
| CV secteur ETS (€/t CO ₂) | 30,2 | 66,1 | 55,4 | 61,7 |
| CV secteur non ETS (€/t CO ₂) | 30,2 | 66,1 | 55,4 | 61,7 |
| RV (€/MWh) | 82,0 | 38,0 | 82,0 | 38,0 |

Source : PRIMES.

CV = valeur du carbone ; RV = valeur des énergies renouvelables.

Ce résultat vient de ce que, dans le modèle utilisé, les agents économiques peuvent anticiper leurs décisions de consommation ou de production d'énergie et d'investissement en fonction de la trajectoire de réduction des émissions (au lieu de s'adapter sans vision de long terme à des objectifs de réduction successifs). Dans le scénario Ref_30/20_int, les agents économiques sont confrontés à un objectif de réduction plus strict que celui défini dans scénario Ref_30/20_flex en 2020. Ils doivent donc modifier davantage leurs choix et comportements énergétiques (ce que reflète la CV plus élevée en 2020 : 55,4 €/t CO₂ vs. 30,2 €/t CO₂). Ces modifications plus drastiques ont un effet qui se prolonge en 2030. Dès lors, en 2030, les adaptations supplémentaires requises pour répondre à l'objectif de réduction commun aux

⁴⁴ Dans le scénario Ref_20/20, la trajectoire d'émissions de GES après 2020 correspond à respectivement -35 % et -80 % en 2030 et 2050 par rapport à 1990.

deux scénarios (-40 %) sont moins importantes dans le scénario Ref_30/20_int que dans le scénario Ref_30/20_flex (ce que reflète la CV moins élevée en 2030 : 61,7 €/t CO₂ vs. 66,1 €/t CO₂).

Les perspectives énergétiques et l'évolution des émissions de GES dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int sont décrites respectivement dans les sections 4.2 et 4.3.

Par analogie avec l'analyse du scénario Ref_20/20 (voir chapitre 4), des scénarios complémentaires ont été étudiés qui se penchent sur les mêmes sujets: le prolongement éventuel de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires au-delà des 40 ans prévus par la loi de 2003 et le développement à grande échelle des voitures électriques.

Ainsi, les scénarios Nuc_30/20_flex et Nuc_30/20_int font l'hypothèse d'un prolongement de vingt ans de la durée de vie opérationnelle de toutes les centrales nucléaires belges. L'analyse de ces scénarios est présentée dans la section 4.4. Les résultats sont principalement exprimés en termes de différences en %, respectivement par rapport aux scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int.

Les autres scénarios complémentaires, notés Ref_30/20_xxx_VE et Nuc_30/20_xxx_VE (où xxx = flex ou int), supposent un développement à grande échelle des voitures électriques qui varie en fonction de l'hypothèse relative à l'énergie nucléaire. Ces scénarios sont analysés dans la section 4.5. Les résultats sont exposés respectivement par rapport aux résultats des scénarios Ref_30/20_xxx et Nuc_30/20_xxx.

5.2. Perspectives énergétiques

Les perspectives énergétiques de la Belgique dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int sont décrites suivant la même structure que celle adoptée pour le scénario Ref_20/20. L'analyse s'attache tout d'abord à l'évolution de la demande finale d'énergie. Elle se concentre ensuite sur la production d'électricité puis sur le développement des sources d'énergie renouvelables et enfin sur les changements de l'approvisionnement énergétique.

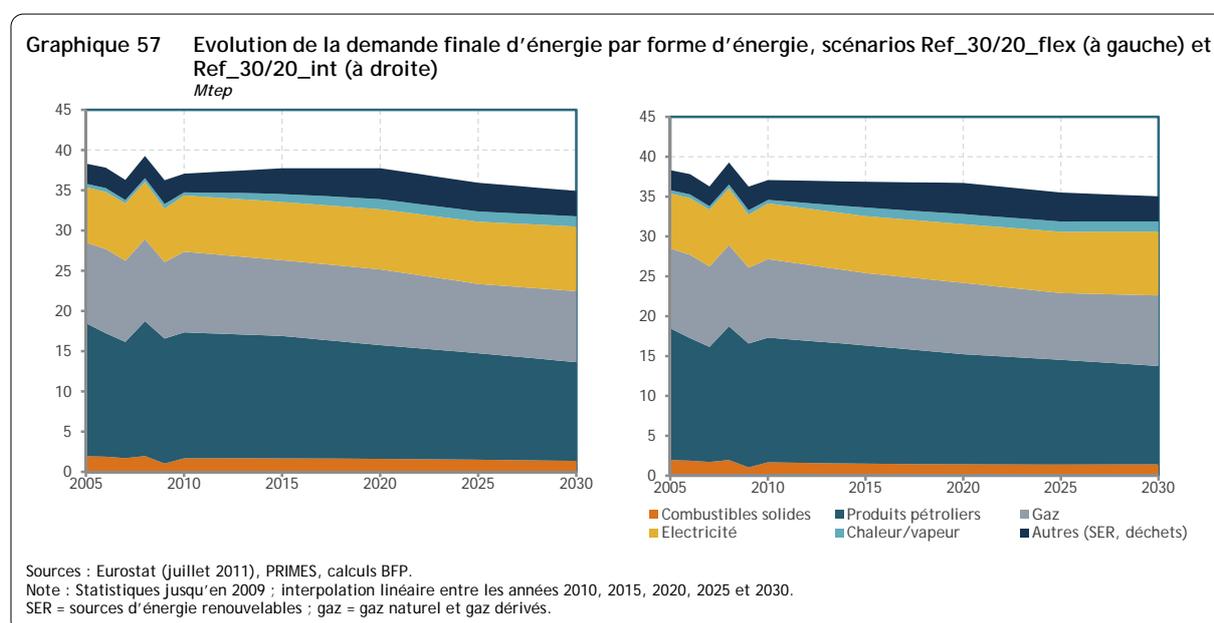
Dans la mesure du possible les résultats des scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int seront présentés côte à côte. Comme les différents graphiques et tableaux le montreront, les perspectives énergétiques à l'horizon 2030 sont très semblables dans les deux scénarios. Les écarts entre les deux scénarios sont surtout significatifs en 2020. Les résultats détaillés des scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int sont exposés dans l'annexe B.

5.2.1. Demande finale d'énergie

Dans le scénario Ref_30/20_flex, la demande finale totale d'énergie se situe respectivement 2 % et 9 % en-dessous du niveau de 2005, en 2020 et 2030⁴⁵. La demande finale totale d'énergie s'établit ainsi à 37,7 Mtep en 2020 et à 34,9 Mtep en 2030 contre 38,3 Mtep en 2005. L'évolution sur la période 2005-2030 se traduit par un taux de croissance annuel moyen de -0,4 %.

Le scénario Ref_30/20_int présente le même niveau de demande finale totale d'énergie en 2030. Il se caractérise, par contre, par une demande plus faible en 2020 : 36,7 Mtep, soit quelque 4 % sous le niveau enregistré en 2005.

Le Graphique 57 et le Tableau 23 qui suivent illustrent l'évolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie.



Toutes les énergies fossiles voient leur consommation réduite en 2030 par rapport aux niveaux de 2005 : -29 % pour les combustibles solides (charbon et coke), -25 % pour les produits pétroliers et -12 % pour le gaz (gaz naturel et gaz dérivés). Ces baisses de consommation se traduisent par des pertes de parts de marchés. Les parts relatives des combustibles solides, des produits pétroliers et du gaz dans la demande finale d'énergie s'établissent respectivement à 4 %, 35 % et 25 % en 2030, contre 5 %, 43 % et 26 % en 2005.

A l'inverse, la consommation d'électricité, de sources d'énergie renouvelables et de vapeur progresse de respectivement 16 %, 26 % et 197 % (soit un quasi triplement pour la vapeur⁴⁶) entre 2005 et 2030. En taux de croissance annuel moyen, cela donne +0,6 %, +0,9 % et +4,5 %. Ces formes d'énergie accroissent ainsi leurs parts de marché dans la demande finale d'énergie. Entre 2005 et 2030, la part de l'électricité

⁴⁵ Pour mémoire, l'évolution entre 2005 et 2030 était de -1 % dans le scénario de référence et de -5 % dans le scénario Ref_20/20.

⁴⁶ Il s'agit ici de vapeur distribuée (« distributed heat ») produite dans des centrales de cogénération. Cette technologie connaît un développement important sur la période de projection (voir ci-après).

passer de 18 à 23 %, celle des sources d'énergies renouvelables de 7 à 9 % et enfin celle de la vapeur « distribuée » de 1 à 4 %.

En 2030, la structure de la demande finale totale d'énergie est identique dans les deux scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int. En 2020, quelques différences sont à épingleter mais elles sont minimales (de l'ordre du pour cent).

La progression des sources d'énergie renouvelables dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int suit un schéma analogue à celui du scénario Ref_20/20. Cela n'est pas surprenant puisque ce sont les mêmes valeurs des énergies renouvelables (RV) qui ont été utilisées. En 2030, la demande finale de SER n'est que tout au plus 1 % supérieure au niveau calculé dans le scénario Ref_20/20, le facteur explicatif venant des valeurs du carbone plus élevées.

Tableau 23 Evolution de la demande finale d'énergie par forme d'énergie, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int ktep

| | 2005 | Ref_30/20_flex | | | Ref_30/20_int | | |
|-----------------------|-------|----------------|-------|---------------------|---------------|-------|---------------------|
| | | 2020 | 2030 | Variation 2005-2030 | 2020 | 2030 | Variation 2005-2030 |
| Combustibles solides | 1962 | 1662 | 1372 | -30 % | 1407 | 1418 | -28 % |
| Produits pétroliers | 16523 | 14102 | 12275 | -26 % | 13837 | 12343 | -25 % |
| Gaz | 10009 | 9413 | 8821 | -12 % | 8943 | 8837 | -12 % |
| Electricité | 6896 | 7471 | 8026 | 16 % | 7364 | 8013 | 16 % |
| Vapeur/chaleur | 428 | 1246 | 1271 | 197 % | 1258 | 1294 | 202 % |
| Autres (SER, déchets) | 2505 | 3850 | 3161 | 26 % | 3917 | 3134 | 25 % |
| Total | 38323 | 37743 | 34925 | -9 % | 36726 | 35039 | -9 % |

Source : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

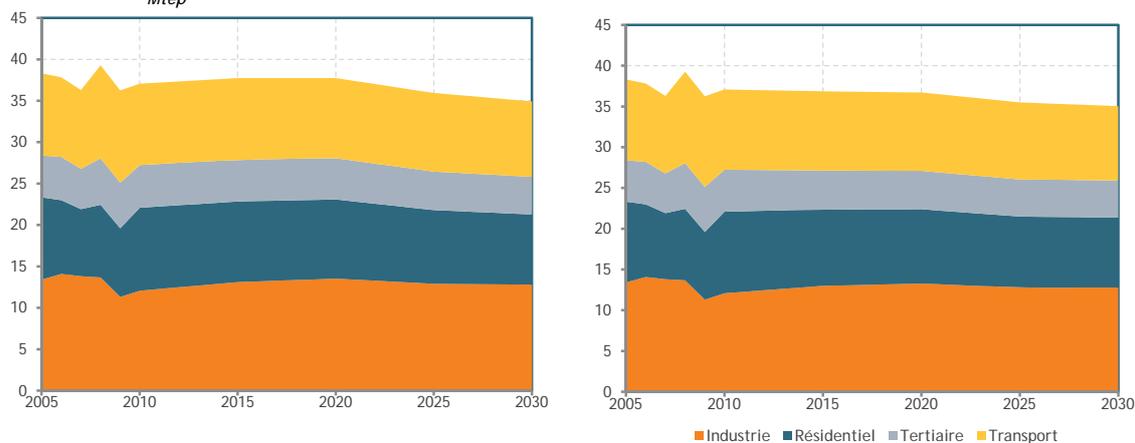
SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et gaz dérivés.

En résumé, les produits pétroliers continuent de dominer le bouquet énergétique. Ils représentent toujours plus du tiers de la demande finale d'énergie (quelque 12 Mtep en 2030). Viennent ensuite le gaz et l'électricité qui couvrent chacun environ un quart de la demande finale d'énergie (respectivement 8,8 et 8 Mtep en 2030). Les sources d'énergie renouvelables approchent la barre des 10 % (un peu plus de 3 Mtep en 2030). Ferment ensuite la marche les combustibles solides utilisés essentiellement par la sidérurgie (1,4 Mtep en 2030) et la vapeur (1,3 Mtep en 2030). Les chiffres ci-dessus s'appliquent tant au scénario Ref_30/20_flex qu'au scénario Ref_30/20_int.

L'évolution sectorielle de la demande d'énergie apporte un éclairage complémentaire à l'analyse présentée ci-dessus. Le Graphique 58 et le Tableau 24 illustrent cette évolution.

Le passage d'un objectif de réduction de 20 % à 30 % en 2020 pour les émissions de GES de l'UE et la mise en œuvre d'objectifs plus contraignants de réduction au-delà de 2020 ne modifie pas fondamentalement la contribution relative des différents secteurs dans la consommation finale d'énergie : l'industrie consomme un peu plus du tiers de la demande finale d'énergie, le secteur résidentiel et les transports chacun un quart et le secteur tertiaire le solde.

Graphique 58 Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite)
Mtep



Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

Note : Statistiques jusqu'en 2009 ; interpolation linéaire entre les années 2010, 2015, 2020, 2025 et 2030.

Entre 2005 et 2030, la demande finale énergétique fléchit dans tous les secteurs : - 5 % dans l'industrie, -15 % dans le secteur résidentiel, - 10 % dans le secteur tertiaire et -8 % pour les transports. Par rapport aux résultats du scénario Ref_20/20 en 2030, les changements les plus significatifs induits par les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int se situent au niveau des secteurs tertiaire et résidentiel.

Tableau 24 Evolution de la demande finale d'énergie par secteur, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int
ktep

| | 2005 | 2020 | Ref_30/20_flex | | Ref_30/20_int | | Variation 2005-2030 |
|--------------|--------------|--------------|----------------|------------------------|---------------|--------------|------------------------|
| | | | 2030 | Variation 2005-2030 | 2020 | 2030 | |
| Industrie | 13418 | 13533 | 12807 | -5 % | 13278 | 12802 | -5 % |
| Résidentiel | 9920 | 9553 | 8476 | -15 % | 9122 | 8571 | -15 % |
| Tertiaire | 5058 | 4974 | 4532 | -10 % | 4708 | 4552 | -10 % |
| Transport | 9927 | 9684 | 9109 | -8 % | 9617 | 9115 | -8 % |
| Total | 38323 | 37743 | 34925 | -9 % | 36726 | 35039 | -9 % |

Source : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

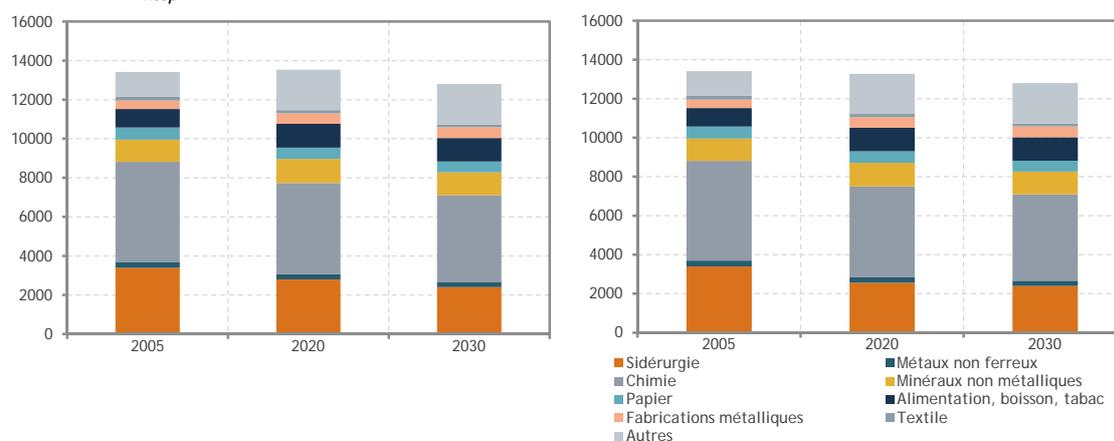
Les paragraphes suivants poussent un peu plus loin l'analyse de l'évolution sectorielle de la demande finale d'énergie entre 2005 et 2030, ils examinent notamment le développement de l'intensité énergétique de l'industrie et des coûts énergétiques dans les quatre secteurs de la demande finale.

a. Industrie

En ce qui concerne l'industrie, les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int se traduisent donc par un recul de la demande finale d'énergie de 5 % entre 2005 et 2030 (soit une baisse de 0,2 % par an en moyenne). Dans le scénario Ref_30/20_flex, c'est la combinaison d'une croissance modérée de 1 % entre 2005 et 2020 et d'un fléchissement d'un peu plus de 5 % entre 2020 et 2030, tandis que dans le scénario Ref_30/20_int, c'est le résultat d'une décroissance de 1 % entre 2005 et 2020 et d'une baisse d'un peu moins de 4 % entre 2020 et 2030. Ces trajectoires contrastées résultent des évolutions différentes des valeurs du carbone dans les secteurs ETS et non ETS dans les deux scénarios.

Les tendances au niveau des neuf sous-secteurs industriels, mises en avant dans le scénario de référence et dans le scénario Ref_20/20 se retrouvent dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int, à savoir un recul de la consommation énergétique de la sidérurgie, de la chimie et de l'industrie des métaux non ferreux, du papier et du textile en 2030 par rapport à 2005 et une progression dans les autres sous-secteurs. De plus, nonobstant des valeurs du carbone plus élevées, les réductions (ou accroissements) de consommation sont comparables à celles (ou ceux) enregistrées dans le scénario Ref_20/20 à une exception près, la sidérurgie. En effet, la consommation finale d'énergie de la sidérurgie est réduite de quelque 30 % entre 2005 et 2030 dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int, contre 25 % environ dans le scénario Ref_20/20.

Graphique 59 Evolution de la demande finale énergétique de l'industrie par sous-secteur, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite)
ktep



Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

Comme l'évolution de la valeur ajoutée est supposée identique dans tous les scénarios étudiés, les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int se traduisent par une baisse de l'intensité énergétique⁴⁷ légèrement plus marquée que dans le scénario Ref_20/20. Comme le montre le Tableau 25, l'intensité énergétique globale de l'industrie s'améliore de 37 % en 2030 par rapport à 2005 (soit un point de pourcentage de plus que dans le scénario Ref_20/20). Les améliorations les plus significatives entre 2005 et 2030 sont à épingle dans la chimie (39 %) et dans l'industrie du papier (34 %). A nouveau, les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int ne se distinguent vraiment que par les évolutions à moyen terme (2020) : les baisses de l'intensité énergétique sont plus marquées dans le second scénario en raison de valeurs du carbone plus élevées.

⁴⁷ L'intensité énergétique est définie ici comme le rapport entre la consommation finale d'énergie et la valeur ajoutée.

Tableau 25 Evolution de l'intensité énergétique de l'industrie et de ses sous-secteurs, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int
indice 100 = 2005

| | Ref_30/20_flex | | Ref_30/20_int | |
|------------------------------|----------------|------|---------------|------|
| | 2020 | 2030 | 2020 | 2030 |
| Industrie | 76,5 | 63,2 | 75,1 | 63,2 |
| Sidérurgie | 87,6 | 72,0 | 80,2 | 71,8 |
| Métaux non ferreux | 88,4 | 79,1 | 87,9 | 79,1 |
| Chimie | 74,6 | 60,7 | 74,7 | 60,6 |
| Minéraux non métalliques | 84,3 | 71,7 | 83,4 | 71,8 |
| Papier | 77,7 | 66,1 | 77,6 | 66,2 |
| Alimentation, boisson, tabac | 92,5 | 81,1 | 92,3 | 81,4 |
| Fabrications métalliques | 89,1 | 77,5 | 88,8 | 77,6 |
| Textile | 86,4 | 79,6 | 86,2 | 79,6 |
| Autres | 96,7 | 83,4 | 96,5 | 83,4 |

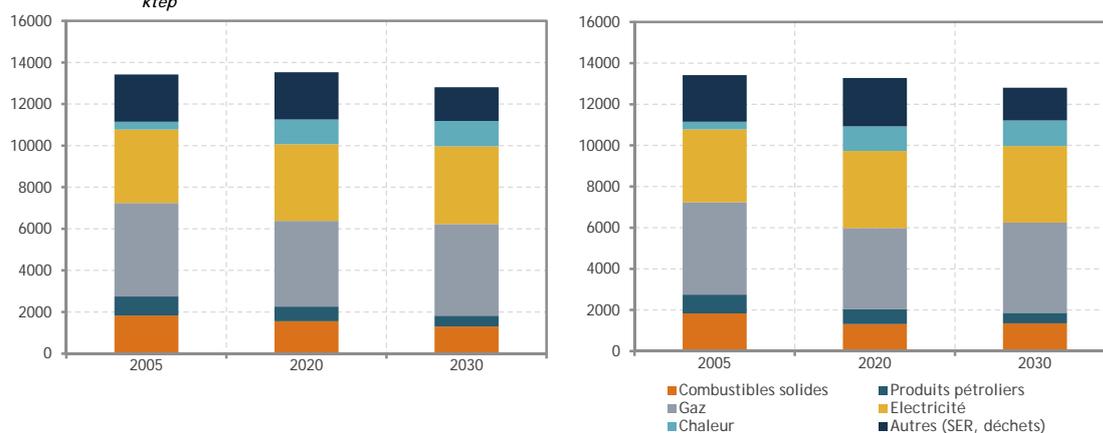
Source : PRIMES.

Le cas particulier de la sidérurgie épinglé ci-dessus se reflète également dans les évolutions de l'intensité énergétique. Ce secteur engrange des gains supplémentaires en intensité énergétique par rapport au scénario Ref_20/20. Ces gains proviennent d'une réduction supplémentaire de la production d'acier via la filière à chaud (-6 % en 2030 par rapport au scénario Ref_20/20 et -17 % par rapport à 2005) que ne compense pas l'augmentation additionnelle de la production d'acier via la filière électrique (+10 % en 2030 par rapport au scénario Ref_20/20 et +25 % par rapport à 2005) qui se caractérise par une meilleure efficacité énergétique.

Le graphique qui suit présente l'évolution du bouquet énergétique dans l'industrie. L'évolution est comparable dans les deux scénarios. On y voit une baisse importante de la consommation de combustibles solides (charbon et coke) utilisés principalement dans la sidérurgie (-30 % environ entre 2005 et 2030), de produits pétroliers (-43 %), des autres combustibles (-30 %; la baisse concerne essentiellement les déchets industriels) et du gaz (-3 %). La consommation d'électricité progresse modérément sur la période 2005-2030 (+6 %). Par contre, la consommation de vapeur/chaaleur distribuée⁴⁸ produite dans des grosses centrales de cogénération croît de manière spectaculaire, elle est trois fois plus élevée en 2030 qu'en 2005. Les évolutions décrites ci-dessus n'entraînent cependant pas de changements notables dans la composition du bouquet énergétique sur la période de projection.

⁴⁸ Pour rappel, la chaleur/vapeur distribuée (« distributed heat ») produite dans de grosses centrales de cogénération est comptabilisée au niveau de la demande finale d'énergie alors que la chaleur produite dans les plus petites centrales de cogénération (« on site CHP ») ne l'est pas. Dans ce cas c'est la consommation des inputs nécessaires pour produire l'électricité et la chaleur qui sont comptabilisés au niveau de la demande finale d'énergie.

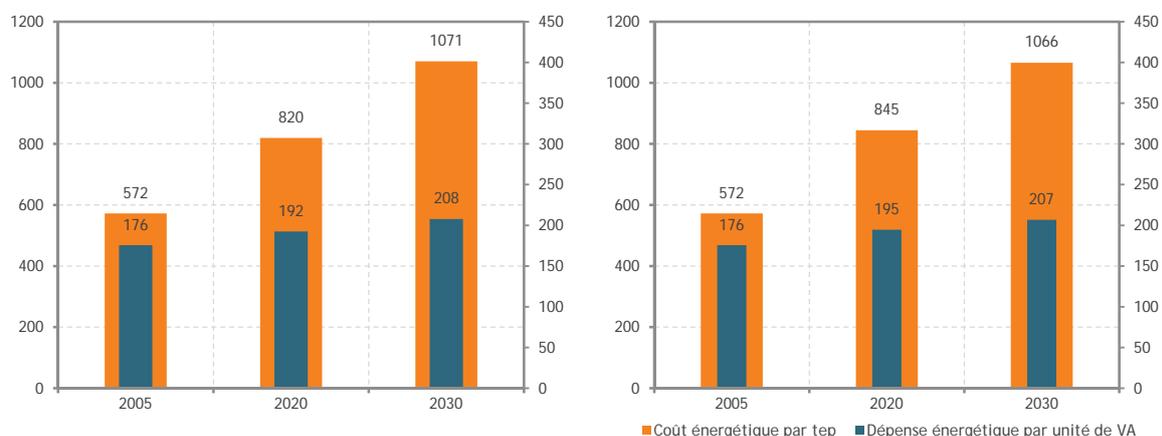
Graphique 60 Evolution de la demande finale d'énergie de l'industrie par forme d'énergie, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite)
ktep



Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.
SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et gaz dérivés.

Pour clôturer cette section dédiée à l'industrie, le graphique ci-dessous décrit l'évolution des coûts énergétiques dans l'industrie dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int. Il présente à la fois la variation des coûts énergétiques par tep consommée (axe de gauche) et le développement de la dépense énergétique⁴⁹ par unité de valeur ajoutée (axe de droite). Les coûts énergétiques comprennent les coûts liés aux équipements énergétiques (chaudières, fours, etc.) et les coûts relatifs aux achats de combustibles, d'électricité et, le cas échéant, de vapeur.

Graphique 61 Evolution des coûts énergétiques dans l'industrie, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite)
Coût énergétique en €/05/tep (axe de gauche), dépense énergétique en €/05/1000 €/05 de VA (axe de droite)



Source : PRIMES.

Les coûts énergétiques par tep augmentent sensiblement entre 2005 et 2030. En effet, l'augmentation est de 87 % dans le scénario Ref_30/20_flex et de 86 % dans le scénario Ref_30/20_int. Ce sont respectivement quatre et trois points de pourcentage de plus que dans le scénario Ref_20/20, ce qui s'explique par des prix du carbone plus élevés dans les secteurs ETS et non ETS. Cependant, la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée croît plus modérément que les coûts énergétiques par tep : +18 % entre 2005 et 2030 (comparé à +17 % dans le scénario Ref_20/20). Ce résultat illustre le fait que la baisse de la

⁴⁹ La dépense énergétique est égale au produit des coûts énergétiques par tep et de la consommation d'énergie.

consommation énergétique observée dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int fait plus que compenser l'accroissement des coûts énergétiques par tep.

b. Transport

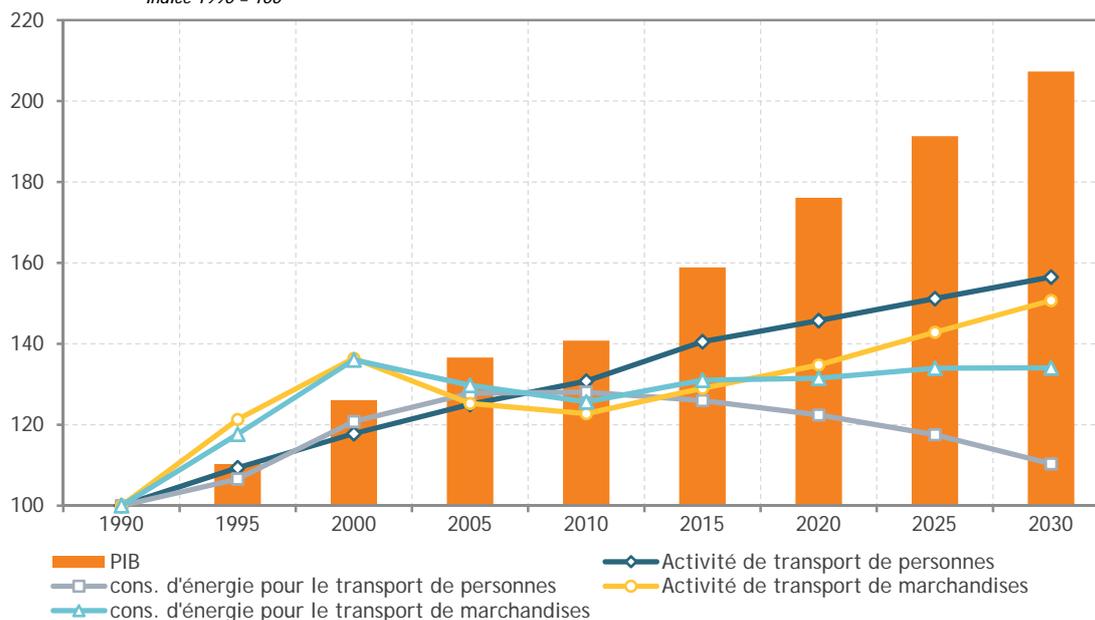
La demande finale d'énergie dans le secteur des transports⁵⁰ diminue d'un peu plus de 8 % sur la période 2005-2030. Cette diminution n'est que légèrement supérieure à celle identifiée dans le scénario Ref_20/20 (-7,7 %) alors que les valeurs du carbone dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int sont respectivement 46 % et 36 % plus élevées que dans le scénario Ref_20/20 en 2030. Ce résultat découle de la forme de la courbe de coût marginal d'abattement de ce secteur, qui, beaucoup plus raide que dans la plupart des autres secteurs, induit de maigres réductions supplémentaires d'émissions de GES malgré une augmentation significative du prix du carbone⁵¹. Comme les possibilités de substitution entre formes d'énergie sont relativement réduites dans le secteur des transports, les réductions d'émission estimées découlent principalement des modestes réductions de la consommation finale d'énergie du secteur.

Le Graphique 62 montre le découplage entre l'activité de transport et la consommation d'énergie dans le scénario Ref_30/20_flex (les résultats sont quasi les mêmes dans le scénario Ref_30/20_int). Rien de bien différent cependant par rapport aux évolutions relevées dans le scénario Ref_20/20 : le nombre de passagers-kilomètres progresse de 25 % entre 2005 et 2030 alors que la consommation d'énergie recule de 14 % sur la même période. Pour le transport de marchandises, les chiffres sont respectivement de +20 % et +3 %. Les facteurs qui expliquent l'évolution de la consommation énergétique sont encore l'application des règlements visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules privés (par exemple le règlement 443/2009 du Parlement européen et du Conseil), le développement des motorisations hybrides, les coûts supplémentaires induits par la mise en œuvre de l'objectif de 10 % de sources d'énergie renouvelables dans le transport en 2020.

⁵⁰ Y compris le transport aérien qui fait partie de l'ETS.

⁵¹ Cette explication s'applique lorsque les valeurs du carbone sont supérieures à 40 €/t CO₂, ce qui est le cas à l'horizon 2030 où la CV passe de 45,4 €/t CO₂ dans le scénario Ref_20/20 à 62-66 €/t CO₂ dans les scénarios Ref_30/20. La situation est différente lorsque les CV sont plus faibles. Ainsi, en 2020, lorsque la CV passe de 4,2 €/t CO₂ dans le scénario Ref_20/20 à 30,2 €/t CO₂ dans le scénario Ref_30/20_flex ou à 55,4 €/t CO₂ dans le scénario Ref_30/20_int, des réductions de consommation d'énergie moins négligeables sont à noter, de l'ordre de 1 à 2% (cf. WP 9-11, graphiques 18 et 29).

Graphique 62 Evolution de quelques indicateurs relatifs au transport, scénario Ref_30/20_flex
indice 1990 = 100



Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES.
 Note : Statistiques jusqu'en 2005 ; projections pour les années 2010, 2015, 2020, 2025 et 2030.
 PIB = produit intérieur brut.

Comme c'était le cas pour le scénario Ref_20/20, le seul changement notable dans le bouquet énergétique du secteur transport concerne la progression des biocarburants. En 2030, ils représentent 10 % de la consommation finale d'énergie des transports (9 % en 2020). La consommation énergétique du secteur des transports reste dominée par les produits pétroliers : 88 % en 2030 comparé à 99 % en 2005. Le solde de la consommation en 2030 est assuré par les biocarburants (10 %) et par l'électricité (2 %). Ce dernier résultat est à évaluer à l'aune de l'hypothèse selon laquelle il n'y a pas de développement des véhicules électriques pour le transport routier dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int, outre celui des voitures hybrides non rechargeables⁵². Cette restriction sera levée dans les scénarios complémentaires étudiés dans la section 5.5.

Les dépenses de carburant rapportées au nombre de passagers-kilomètres augmentent modérément (+2 %) entre 2005 et 2030 grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules et plus spécifiquement des voitures privées (via notamment la réglementation européenne). En 2020, les voitures hybrides non rechargeables représentent 8 % des passagers-kilomètres parcourus en voiture ; en 2030, ce pourcentage passe à 26 %. Par contre, les dépenses de carburant par tonne-kilomètre progressent nettement sur la même période (+27 %) en raison principalement de l'augmentation des prix du pétrole puisqu'à ce jour il n'existe pas de réglementation européenne visant à améliorer l'efficacité énergétique des camions ou des barges comme c'est le cas pour les voitures.

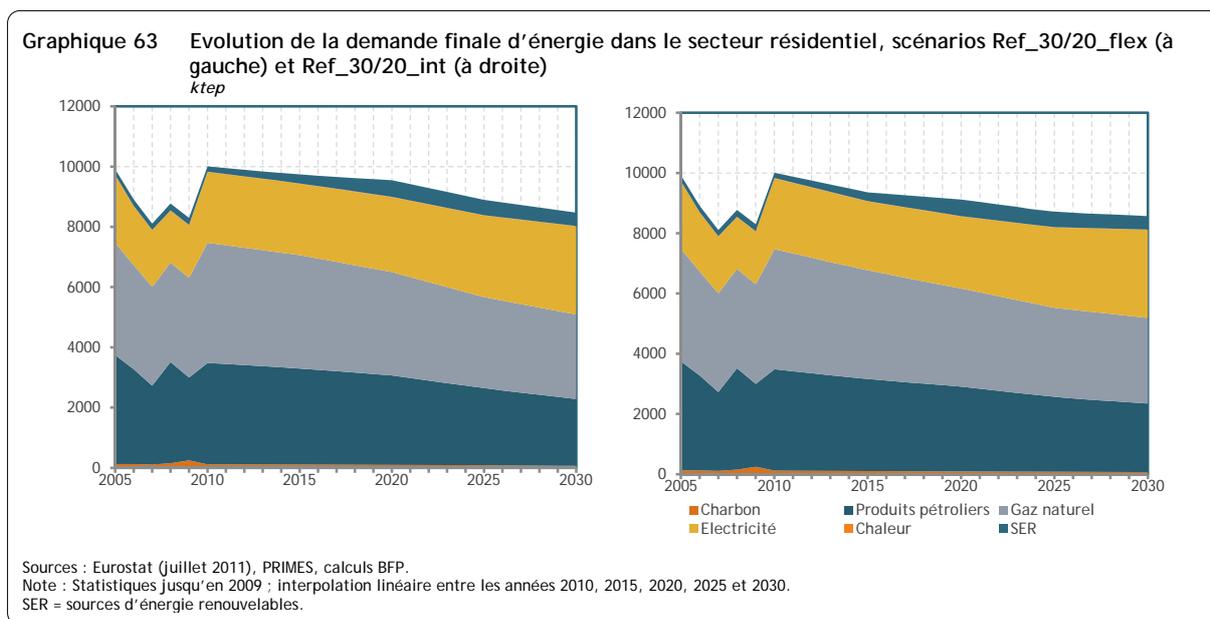
En 2030, les dépenses de carburant évaluées dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int sont identiques à celles calculées dans le scénario Ref_20/20.

⁵² « Charge sustained » hybrid.

c. Secteur résidentiel

La consommation finale d'énergie du secteur résidentiel diminue de 15 % dans le scénario Ref_30/20_flex (et de 14 % dans le scénario Ref_30/20_int) entre 2005 et 2030, soit une décroissance de 0,6 % par an en moyenne. Quant à l'intensité énergétique du secteur résidentiel, mesurée par le rapport entre la consommation d'énergie et le revenu disponible, elle s'améliore de 1,8 % par an en moyenne au cours de la même période. C'est mieux que dans le scénario Ref_20/20 (1,5 %) ; cela s'explique par un prix du carbone plus élevé dans le secteur non ETS, ce qui a pour effet d'infléchir la demande énergétique. Enfin, la demande d'énergie par habitant consacrée à l'habitation (chauffage, éclairage, etc.) est réduite de quelque 24 % sur la période 2005-2030 (comparé à une réduction de 17 % dans le scénario Ref_20/20).

En 2030, les résultats des deux scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int sont à peu de choses près identiques. Ce qui les différencie ce sont les perspectives énergétiques en 2020. Ces différences sont étudiées dans le chapitre 5 du WP 9-11 (Bossier et al., 2011). Ainsi, la baisse de la consommation finale énergétique du secteur résidentiel entre 2005 et 2020 est de 4 % dans le scénario Ref_30/20_flex alors qu'elle est de 8 % dans le scénario Ref_30/20_int. L'écart entre les valeurs du carbone dans le secteur non ETS en 2020 est la cause de ces divergences : 30,2 €/tCO₂ dans le scénario Ref_30/20_flex contre 55,4 €/tCO₂ dans le scénario Ref_30/20_int.



Au niveau du bouquet énergétique, les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int se caractérisent par une chute drastique du recours aux énergies fossiles (respectivement -32 % et -31 % entre 2005 et 2030), une progression de la consommation d'électricité (+31 % sur la même période) et un bond en avant des sources d'énergie renouvelables dont la consommation est multipliée par 2,4 entre 2005 et 2030. A titre de comparaison, les évolutions dans le scénario Ref_20/20 étaient respectivement de -26 %, +43 % et 2,5.

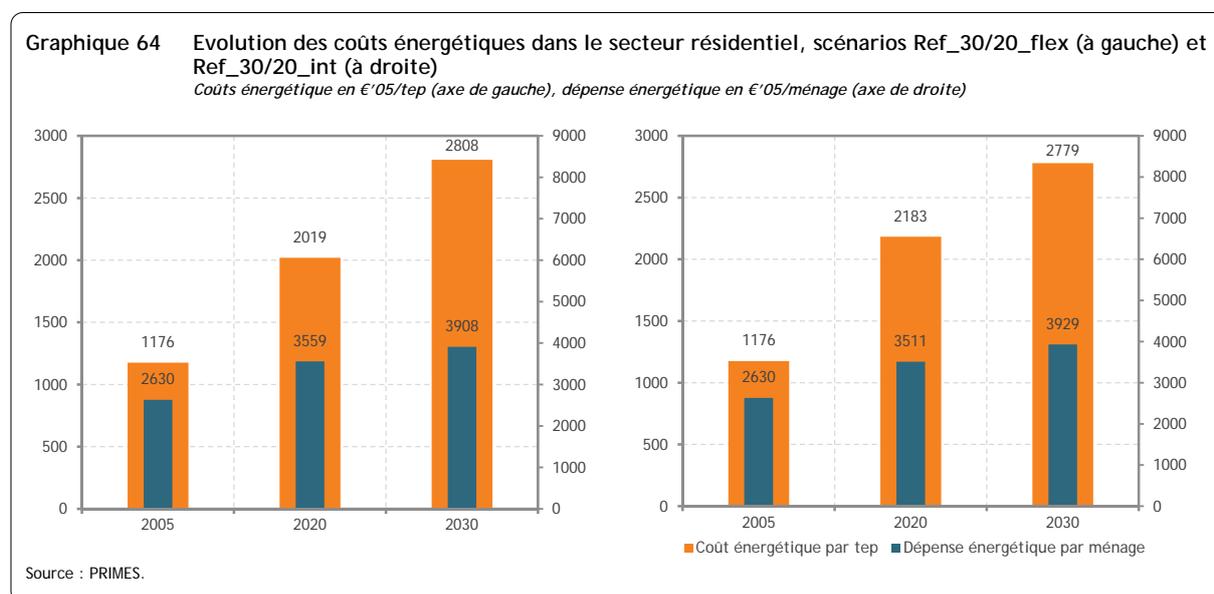
Le recul supplémentaire (par rapport au scénario Ref_20/20) de la consommation d'énergies fossiles est suscité par la hausse du prix du carbone dans le secteur non ETS alors que la valeur des énergies renouvelables n'a pas changé. Le recul concerne à la fois les produits pétroliers – principalement du

mazout de chauffage – (-39 % entre 2005 et 2030), le gaz naturel (-25 %) et le charbon (-46 %). Cette dernière forme d'énergie ne représente cependant qu'une petite fraction de la demande finale d'énergie des ménages (de l'ordre de 1 %). En termes de parts de marché, les produits pétroliers ne représentent plus que 26 % de la demande finale d'énergie du secteur en 2030 (contre 36 % en 2005) et le gaz naturel 33 % (comparé à 38 % en 2005).

A l'inverse, la consommation d'électricité progresse (elle passe de quelque 26 TWh en 2005 à 34 TWh en 2030) quoique plus modérément que dans le scénario Ref_20/20 (37 TWh en 2030). Ainsi, la demande d'électricité des ménages progresse de 1,1 % par an en moyenne sur la période 2005-2030, contre 1,4 % dans le scénario Ref_20/20. Par ménage, la progression est de 5 % entre 2005 et 2030. En 2030, la consommation électrique moyenne par ménage s'établit ainsi à quelque 6 000 kWh (comparé à 5 700 kWh en 2005).

En ce qui concerne les sources d'énergie renouvelables, la consommation énergétique du secteur résidentiel s'appuie essentiellement sur la biomasse et l'énergie solaire⁵³. La consommation de biomasse (bois, pellets, etc.) progresse d'environ 10 % sur la période 2005-2030 tandis que le recours à l'énergie solaire est multiplié par cent. En 2030, cette dernière forme d'énergie dépasse même la consommation de biomasse : 230 ktep contre 210 ktep.

Enfin, il est intéressant d'étudier l'évolution des coûts énergétiques par tep consommée dans le secteur résidentiel ainsi que l'évolution de la dépense énergétique par ménage.



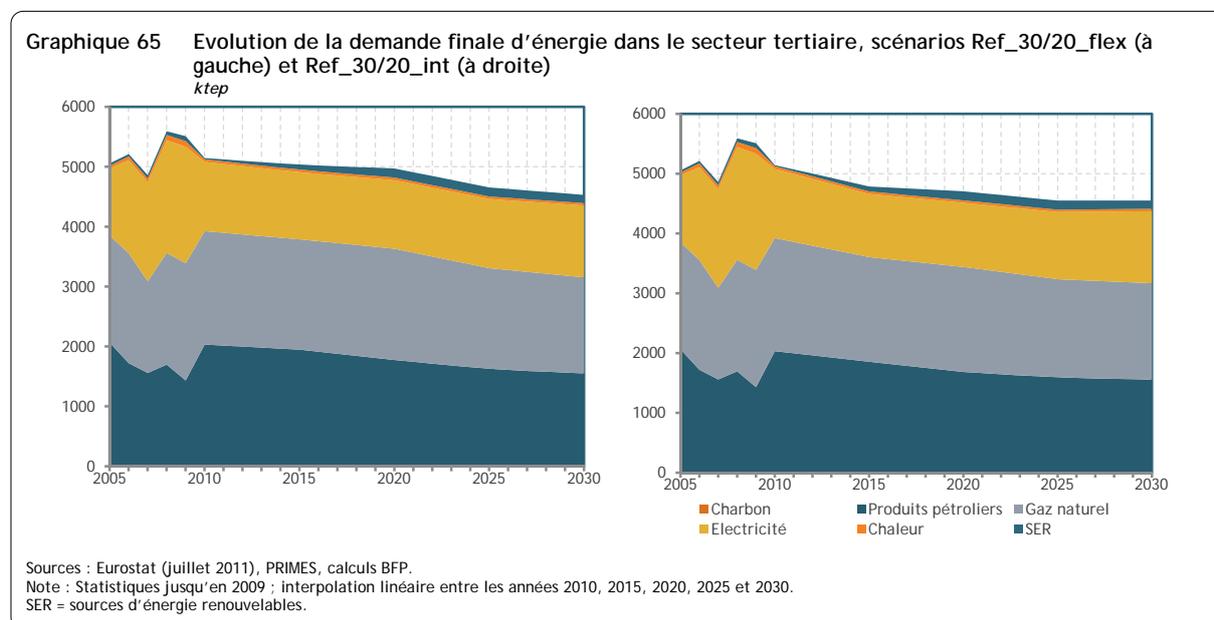
Les coûts énergétiques par tep consommée augmentent, sur la période 2005-2030, de 139 % (resp. 136 %) dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int), comparé à 110 % dans le scénario Ref_20/20. Le renforcement de l'effort européen de réduction des émissions de GES a donc pour effet d'augmenter le coût unitaire de l'énergie pour les ménages. Cependant, en raison de la réduction supplémentaire de la consommation énergétique suscitée par ce renforcement, la dépense énergétique par

⁵³ Par convention (bilans énergétiques d'Eurostat), seul le solaire thermique est comptabilisé comme 'renouvelable' dans le secteur résidentiel. L'électricité produite via les panneaux solaires photovoltaïques ne l'est pas ; elle se retrouve dans la partie 'échanges et transferts' des bilans énergétiques.

ménage est inférieure à celle calculée dans le scénario Ref_20/20. Dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int, la dépense énergétique par ménage est évaluée à environ 3 900 € en 2030 (comparé à 4 100 € dans le scénario Ref_20/20), soit une augmentation de 49 % sur 25 ans, hors inflation⁵⁴.

d. Secteur tertiaire

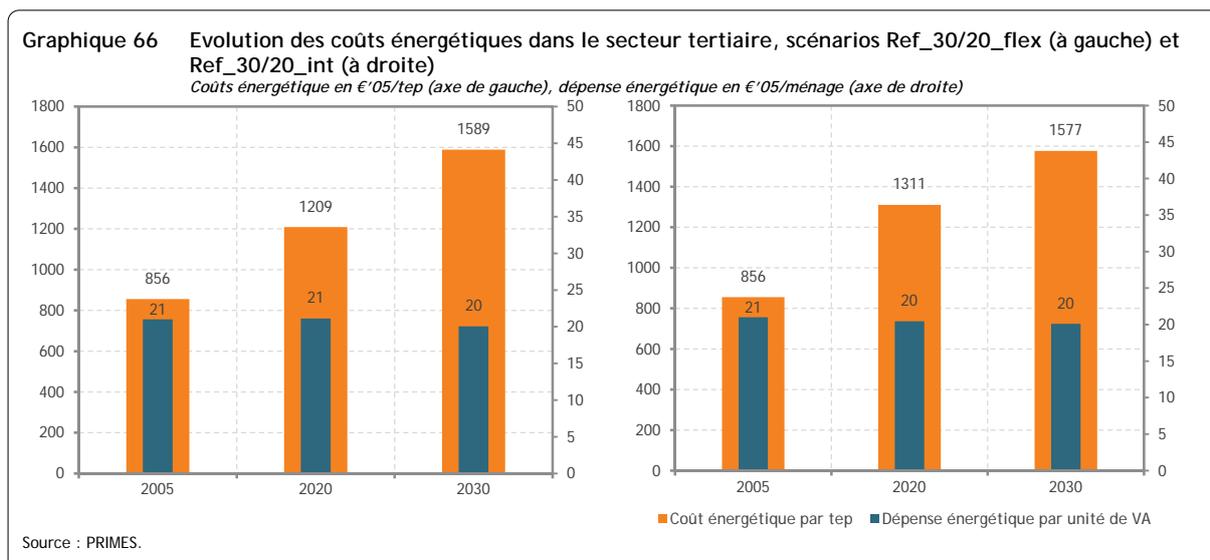
Les perspectives énergétiques du secteur tertiaire en 2030 sont comparables dans les deux scénarios Ref_30/20. Entre 2005 et 2030, le secteur tertiaire voit sa consommation énergétique réduite de 10 %. Cette réduction contraste avec la progression, quoique modérée, de la consommation d'énergie finale de ce secteur dans le scénario Ref_20/20 (+1 % sur la même période). Les perspectives énergétiques sont, par contre, très différentes en 2020 : dans le scénario Ref_30/20_flex, la consommation finale énergétique est 2 % en-dessous du niveau de 2005, alors que ce pourcentage est de 7 % dans le scénario Ref_30/20_int. Cela vient de la valeur du carbone dans le secteur non ETS qui est plus élevée en 2020 dans le second scénario (55,4 €/tCO₂) que dans le premier (30,2 €/tCO₂).



L'évolution du bouquet énergétique dans le secteur tertiaire est très comparable à celle décrite pour le secteur résidentiel : un recul de la consommation de produits pétroliers (-25 % entre 2005 et 2030) et de gaz naturel (-10 %) et un accroissement de la consommation d'électricité (+7 %) et de sources d'énergie renouvelables (multipliée par un facteur 4 environ). En 2030, la répartition de la demande finale énergétique du secteur tertiaire est la suivante : 35 % pour le gaz naturel, 34 % pour les produits pétroliers, 26 % pour l'électricité, 3 % pour les sources d'énergie renouvelables et 2 % pour la chaleur. Elle est identique dans les deux scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int, et proche de celle projetée dans le scénario Ref_20/20.

Enfin, le Graphique 66 présente l'évolution des coûts énergétiques par tep consommée (axe de gauche) et les coûts énergétiques par unité de valeur ajoutée (axe de droite).

⁵⁴ Les coûts et dépenses énergétiques sont donnés en euro de 2005.



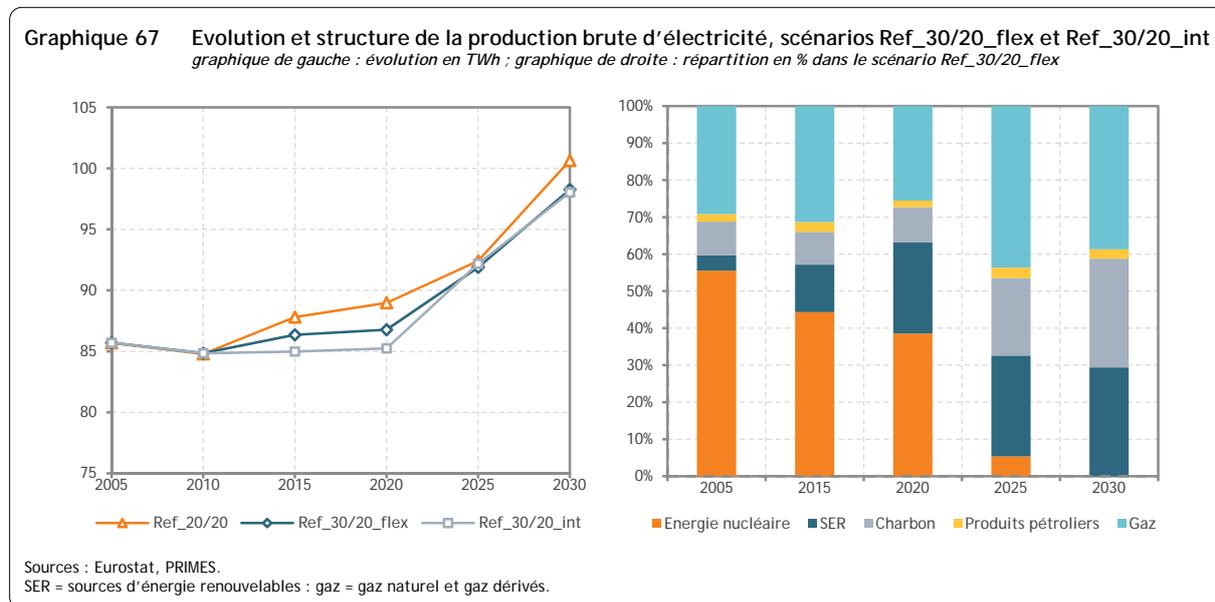
A nouveau, les coûts énergétiques par tep consommée augmentent sensiblement entre 2005 et 2030 : +86 % dans le scénario Ref_30/20_flex et +84 % dans le scénario Ref_30/20_int, alors que la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée diminue respectivement de 5 % et 4 %. Ce dernier indicateur tient compte de la réaction des consommateurs au prix du carbone dans le non ETS qui se traduit par une baisse de la consommation énergétique compensant la hausse des coûts énergétiques par tep consommée.

5.2.2. Production d'électricité

La production d'électricité suit la demande finale d'électricité, déduction faite des échanges avec l'étranger. Il convient de rappeler que cette dernière composante est fixée de manière exogène et ne dépend pas du scénario étudié. Les importations nettes d'électricité s'élèvent à 11,6 TWh en 2020 et à 13,6 TWh en 2030 (contre 6,3 TWh en 2005).

La production brute d'électricité progresse en moyenne de 0,5 % par an entre 2005 et 2030 dans les deux scénarios. La production brute d'électricité s'élève ainsi à 98 TWh en 2030. A titre de comparaison, le rythme de croissance annuel était de 0,6 % en moyenne dans le scénario Ref_20/20. Cependant, en 2020, les deux scénarios Ref_30/20 présentent des niveaux de production électriques différents : 87 TWh pour le scénario Ref_30/20_flex et 85 TWh pour le scénario Ref_30/20_int. La production brute d'électricité s'élevait à 89 TWh en 2020 et à 100 TWh en 2030 dans le scénario Ref_20/20.

Le Graphique 67 illustre l'évolution de la production électrique dans les différents scénarios (à gauche) et les parts respectives des différentes formes d'énergie dans le scénario Ref_30/20_flex.

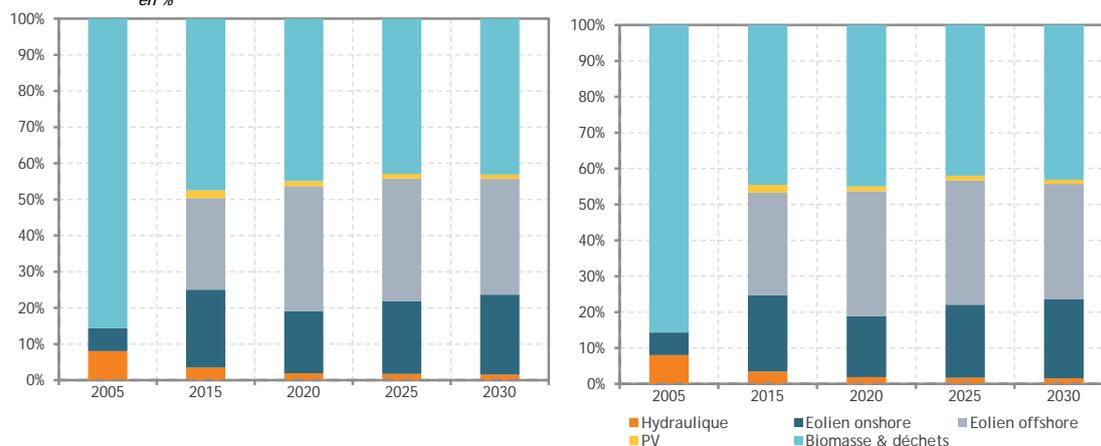


En 2020, la production électrique dans le scénario Ref_30/20_flex se répartit de la façon suivante entre les différentes formes d'énergie : 39 % sont assurés par le nucléaire, 25 % par les SER, 25 % par le gaz (principalement le gaz naturel), 9 % par le charbon et 2 % par les produits pétroliers. Dans le scénario Ref_30/20_int, la répartition est identique si ce n'est que le charbon perd un point de pourcentage (8 %) au bénéfice des SER (26 %).

En 2030, la répartition est la suivante dans les deux scénarios: 39 % pour le gaz, 30 % pour les SER, 29 % pour le charbon et 2 % pour les produits pétroliers. Les produits pétroliers sont utilisés essentiellement dans les unités de pointe. En 2030, les nouvelles centrales au charbon fonctionnent avec des équipements de captage du CO₂.

Le graphique suivant met l'accent sur la production électrique à partir des sources d'énergie renouvelables.

Graphique 68 Production brute d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, scénarios Ref_30/20_flex (à gauche) et Ref_30/20_int (à droite) en %



Sources : Eurostat, PRIMES.
PV = solaire photovoltaïque.

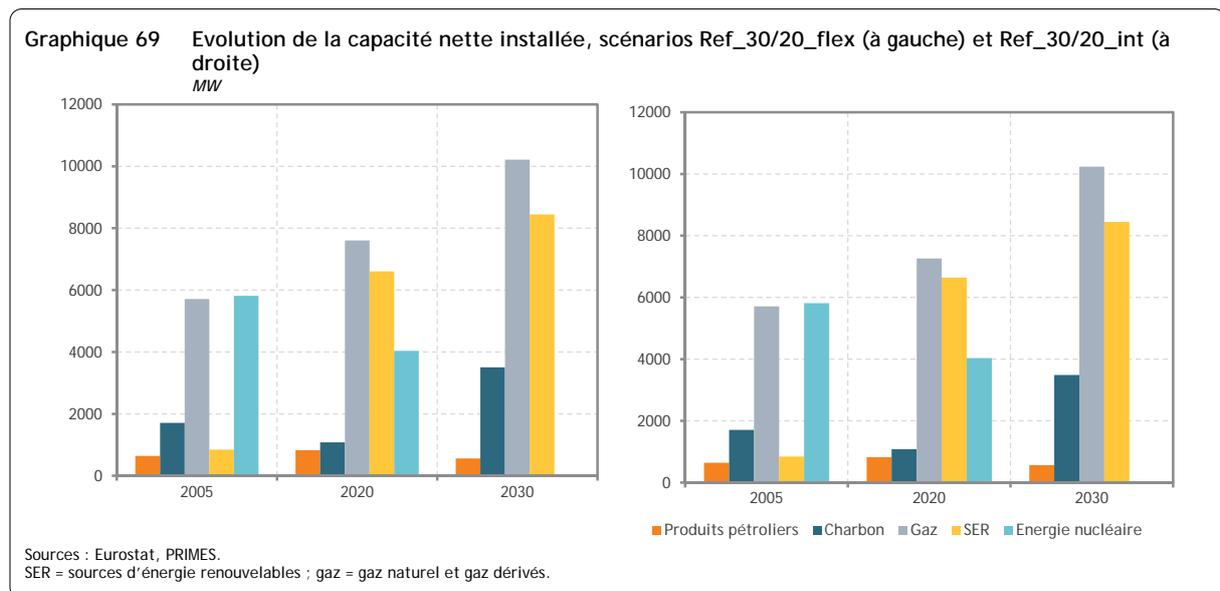
Très peu de différences sont à épingle entre les deux scénarios. De plus, les évolutions sont quasi identiques à celles du scénario Ref_20/20. Il convient de rappeler que les trois scénarios de réduction des émissions de GES reposent sur les mêmes valeurs des énergies renouvelables. La production brute d'électricité à partir de SER s'élève à quelque 22 TWh en 2020 et à 29 TWh en 2030. La biomasse et l'énergie éolienne sont les SER dominantes en 2020 et 2030. En 2020, l'énergie éolienne couvre 52 % de la production brute électrique à partir de SER (deux tiers sont assurés par l'offshore, l'autre tiers par l'onshore) et la biomasse 45 %. En 2030, les pourcentages sont respectivement de 54 % et 43 % ; l'offshore représente cette fois 60 % de l'électricité éolienne et l'onshore 40 %. La production électrique dans les centrales hydrauliques (hors centrales de pompage) évolue peu sur la période de projection (2 %). Enfin, le solaire photovoltaïque se développe mais sa part dans la production électrique à partir de SER reste modeste (inférieure à 2 %).

Examinons maintenant l'évolution du secteur électrique sous l'angle des capacités de production et des investissements requis pour atteindre les niveaux de production décrits ci-dessus.

La capacité (nette) de production électrique est évaluée à 20,2 GW dans le scénario Ref_30/20_flex et à 19,8 GW dans le scénario Ref_30/20_int en 2020 et à 22,7 GW en 2030 dans les deux scénarios. Elle était de l'ordre de 14,7 GW en 2005. Il convient de remarquer que l'augmentation de la capacité de production (+ 54 % entre 2005 et 2030) est sensiblement plus forte que l'augmentation de la production proprement dite (+ 15 % entre 2005 et 2030). Ce résultat est dû à la baisse du taux d'utilisation moyen⁵⁵ des capacités électriques (voir Tableau 26) qui elle-même résulte du développement significatif des capacités basées sur des SER intermittentes (énergie éolienne et solaire). En effet, ces unités de production nécessitent des capacités de « back-up » lorsque la production n'est pas disponible par manque de vent ou par manque de soleil.

Le Graphique 69 présente l'évolution des capacités de production selon la forme d'énergie utilisée.

⁵⁵ Le taux d'utilisation moyen du parc électrique est calculé en divisant la production électrique totale par la capacité installée multipliée par 8760 heures.



On y voit la diminution progressive des capacités nucléaires selon le calendrier de mise en œuvre de la loi de 2003. Les fermetures commencent en 2015 avec les trois réacteurs nucléaires les plus anciens (Doel 1&2 et Tihange 1, soit environ 1 800 MW) et se terminent fin 2025. Simultanément, l'on observe une augmentation des capacités de production à partir du gaz (+1 900 MW entre 2005 et 2020 dans le scénario Ref_30/20_flex et +1 500 MW dans le scénario Ref_30/20_int) accompagnée à plus long terme d'une progression des capacités de production à partir de charbon (+2 400 MW entre 2020 et 2030 pour les unités au charbon et respectivement +2 600 MW et +2 900 MW pour les centrales au gaz dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int). Les centrales au gaz naturel sont principalement des turbines gaz-vapeur. Les nouvelles centrales au charbon sont des centrales de type super critique ou avec gazéification intégrée du charbon. Cette dernière technologie est privilégiée lorsque les centrales sont équipées de CCS ce qui est le cas pour quelque 2 800 MW de nouvelles capacités de production en 2030. La capacité relative aux centrales brûlant des produits pétroliers évolue peu sur la période de projection, ces centrales assurent principalement la production de pointe (mais elles ne sont pas les seules). Enfin, le graphique montre la progression spectaculaire des capacités de production basées sur les SER, qui découle notamment de l'objectif SER de 13 % en 2020 (en termes de consommation finale brute d'énergie). En 2020, 5 800 MW viennent s'ajouter à la capacité installée en 2005 (soit environ 800 MW) et ce quel que soit le scénario. Entre 2020 et 2030, cette capacité croît encore de quelque 1 800 MW supplémentaires.

Des investissements en nouvelles capacités de production devront être réalisés d'ici 2030 non seulement pour satisfaire la demande croissante d'électricité (+0,6 % par an en moyenne entre 2005 et 2030) mais aussi pour remplacer les centrales devenues obsolètes ou fermées en vertu de la loi de 2003. On estime qu'il faudra construire en moyenne 820 MW de nouvelles capacités chaque année d'ici 2030. En termes monétaires, les investissements nécessaires d'ici 2030 sont estimés à quelque 21,5 milliards d'euros : un peu plus de 8 milliards d'euros (euros de 2005) d'ici 2020 et 13 milliards d'euros environ (euros de 2005) sur la période 2020-2030.

Le Tableau 26 présente quelques indicateurs supplémentaires relatifs à la production électrique.

Le rendement moyen de la production thermique évolue à la hausse, il s'élève à 44,6 % en 2030 comparé à 40,5 % en 2005. Cette évolution est le reflet de l'amélioration des rendements de conversion des centrales au gaz et au charbon (centrales supercritiques). Par contre, le taux d'utilisation moyen des capacités électriques diminue notablement en raison de la part croissante des SER intermittentes dans le parc de production (voir ci-dessus).

Tableau 26 Indicateurs relatifs à la production d'électricité, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int

| | 2005 | Ref_30/20_flex | | Ref_30/20_int | |
|--|------|----------------|------|---------------|------|
| | | 2020 | 2030 | 2020 | 2030 |
| Rendement moyen de la production thermique (%) | 40,5 | 41,4 | 44,6 | 42,4 | 44,6 |
| Taux d'utilisation moyen des capacités électriques (%) | 63,6 | 47,3 | 44,2 | 47,2 | 44,2 |
| Part des importations nettes d'électricité (%) | 6,9 | 11,8 | 12,2 | 12,0 | 12,2 |
| Electricité à partir de centrales de cogénération (%) ^(*) | 8,8 | 18,8 | 18,3 | 22,0 | 18,5 |
| Electricité à partir de SER (%) ^(*) | 4,2 | 24,6 | 29,4 | 25,5 | 29,7 |
| Electricité produite dans des centrales CCS (%) ^(*) | 0,0 | 0,0 | 32,2 | 0,0 | 32,0 |
| Capacité installée (GW) | 14,7 | 20,2 | 22,7 | 19,8 | 22,7 |
| Intensité en carbone (tCO ₂ /GWh) | 230 | 174 | 143 | 160 | 144 |

Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables; CCS = carbon capture and storage.

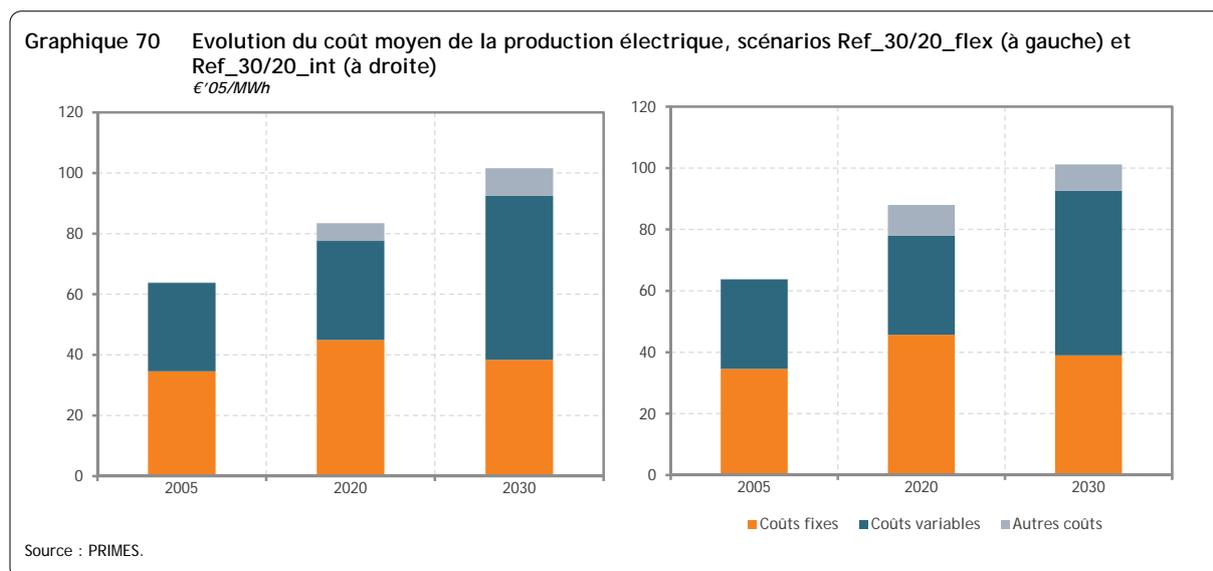
(*) : en % de la production brute d'électricité.

L'hypothèse qui a été retenue pour l'évolution des importations nettes d'électricité se reflète dans l'indicateur qui donne la part de ces importations dans l'offre totale d'électricité. Cette part double pratiquement entre 2005 et 2030 où elle s'établit à quelque 12 %.

Le Tableau 26 présente également l'évolution de l'électricité produite dans des centrales de cogénération, dans des centrales équipées de CCS et à partir de sources d'énergie renouvelables car ces options technologiques sont des réponses aux contraintes sur les émissions de GES et/ou relatives aux SER qu'étudient les scénarios Ref_30/20. Ainsi, la fraction de la production électrique qui est générée dans les centrales de cogénération (brûlant essentiellement du gaz naturel ou de la biomasse) passe de 9 % environ en 2005 à un peu moins de 19 % en 2030. La production issue des SER fait un bond spectaculaire en avant : elle représente un quart de la production brute d'électricité en 2020 et presque 30 % en 2030. La technologie CCS fait son apparition dans le parc de production après 2020. En 2030, l'électricité produite dans des centrales équipées de CCS couvre 32 % de la production totale⁵⁶.

L'intensité en carbone de la production électrique reflète les évolutions du bouquet énergétique et des technologies décrites ci-dessus. En 2020, l'intensité en carbone diminue par rapport à 2005 en raison de la progression significative des SER nonobstant la fermeture de trois réacteurs nucléaires. Après 2020, sous l'impulsion d'un accroissement sensible de la valeur du carbone dans le secteur ETS, l'intensité en carbone continue son fléchissement : le développement des SER et surtout du CCS compensent la progression des énergies fossiles (gaz naturel et charbon) qui prennent la relève de l'énergie nucléaire (les quatre derniers réacteurs nucléaires ferment entre 2020 et 2025).

⁵⁶ Ce résultat se traduit par un total cumulé pour le CO₂ à stocker de l'ordre de 90 Mt en 2030. Les quantités de CO₂ captées annuellement sont compatibles avec les capacités de stockage géologique en Belgique calculées dans l'étude (Piessens et al, 2008). Par ailleurs, on pourrait aussi envisager de transporter une partie du CO₂ capté vers des zones de stockage à l'étranger (notamment en mer du Nord).



Enfin, le Graphique 70 présente l'évolution des coûts de la production électrique et plus précisément le coût moyen de production, c'est-à-dire les coûts totaux encourus divisés par la production électrique. Le coût moyen de production est scindé en trois composantes : les coûts fixes, les coûts variables et les autres coûts. Les coûts fixes englobent le coût annuel du capital et les coûts fixes de fonctionnement et d'entretien. Les coûts variables réunissent les coûts liés à l'achat des combustibles et les autres coûts variables en ce compris le coût du stockage du CO₂ le cas échéant. Les autres coûts correspondent à l'achat par le secteur électrique des quotas mis aux enchères.

Le coût moyen de production augmente de 59 % entre 2005 et 2030 où il s'établit à 102 €/MWh. Cette évolution se traduit par un taux de croissance de 1,9 % en moyenne par an.

Entre 2005 et 2020, ce sont surtout les coûts fixes qui contribuent en renchérissement du coût moyen de production ; ils augmentent de 30 % (resp. 32 %) dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int) tandis que les coûts variables n'augmentent que de 12 % (resp. 11 %). Cette évolution découle de la progression significative des SER qui engendrent des coûts fixes plus élevés mais des coûts liés à l'achat de combustibles moins importants car ils ne concernent que la biomasse.

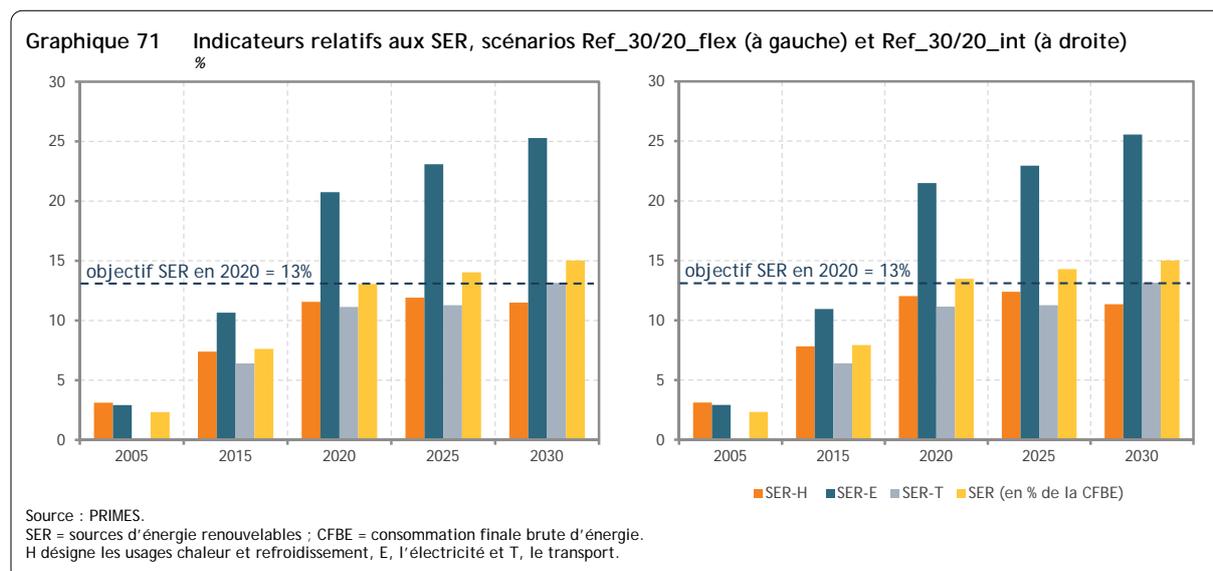
Entre 2020 et 2030, la situation s'inverse ; les coûts fixes par MWh produit diminuent de 14 % (resp. 15 %) dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int) alors que les coûts variables progressent de 65 % (resp. 66 %). Cette période se caractérise par des investissements importants en unités de production au gaz naturel et au charbon ce qui entraîne une montée en flèche des coûts d'achat de combustibles fossiles dont les prix internationaux progressent au cours de la période de projection. De plus, le coût du stockage du CO₂ vient grever cette catégorie de coûts. Enfin, l'achat de quotas d'émission contribue aussi à l'accroissement du coût moyen de production. En 2030, il représente 9 % (resp. 8 %) du coût moyen de production, contre 7 % (resp. 11 %) en 2020.

5.2.3. Sources d'énergie renouvelables

Par construction, les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int reposent sur les mêmes valeurs des énergies renouvelables que celles calculées dans le scénario Ref_20/20. La RV en 2020 tenait alors

compte de la mise en œuvre de la directive SER (2009/28/CE) et donc des objectifs belges de 13 % de SER dans la consommation finale brute d'énergie (CFBE) et de 10 % dans le transport en 2020 compte tenu de la possibilité pour la Belgique de recourir aux mécanismes de coopération (voir chapitre 4).

Cette hypothèse étant posée, le graphique ci-dessous montre comment évolue la part des SER dans la CFBE d'ici 2030 dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int au regard de l'objectif de 13 % en 2020. Il décrit également le développement des sources d'énergie renouvelables au sein des trois usages identifiés dans la directive SER, à savoir le chauffage et le refroidissement (SER-H), la production d'électricité (SER-E) et le transport (SER-T).



La part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie s'élève à 13,1 % (resp. 13,5 %) en 2020 dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int) et à 15 % en 2030 dans les deux scénarios. C'est 0,4 (resp. 0,8) point de pourcentage de plus que dans le scénario Ref_20/20 en 2020. Cet écart s'explique par des valeurs du carbone plus élevées qui ont pour effet de réduire la consommation finale brute d'énergie (le dénominateur) alors que la production de SER (le numérateur) reste quasi identique puisque la RV est la même dans les trois scénarios. La part des SER pour le chauffage et le refroidissement⁵⁷ progresse sensiblement jusqu'en 2020 (environ 12 % en 2020 comparé à 3,1 % en 2005) puis se stabilise entre 2020 et 2030. La part des SER dans la consommation finale brute d'électricité s'élève à quelque 21 % en 2020 (contre 2,9 % en 2005) puis continue de croître au-delà de 2020 pour atteindre un peu moins de 26 % en 2030. Enfin, la part des SER dans le transport s'établit à 11 % en 2020, soit un point de pourcentage de plus que l'objectif pour 2020, puis à 13 % en 2030.

En termes absolus, les SER représentent 5 Mtep en 2020 et 5,5 Mtep en 2030 (comparé à 0,9 Mtep en 2005). La progression relativement modérée entre 2020 et 2030 vient de ce que les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int – comme le scénario Ref_20/20 d'ailleurs – n'envisagent pas de renfor-

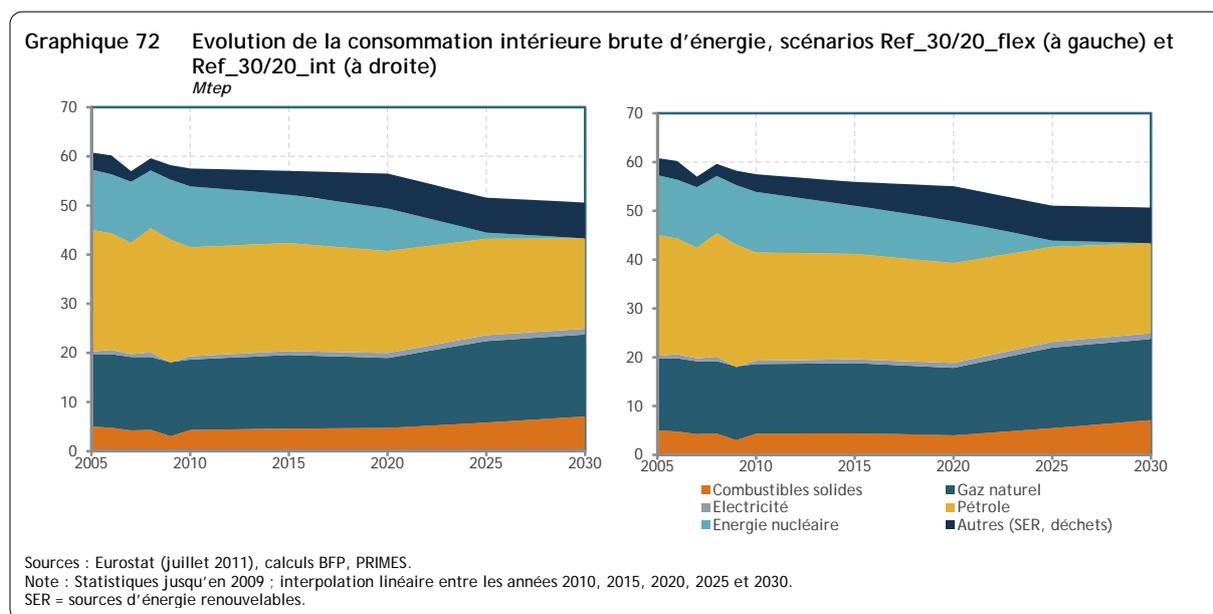
⁵⁷ Il convient de noter que la part des SER-H calculée par le modèle PRIMES sous-estime la part réelle car PRIMES ne comptabilise pas les SER-H relatives aux pompes à chaleur.

cement de la politique de développement des SER après 2020 par rapport à celle décrite dans le paquet législatif Climat-Energie.

5.2.4. Approvisionnement énergétique

Les évolutions décrites ci-dessus pour les secteurs de la demande finale et le secteur électrique influencent bien sûr l'approvisionnement énergétique du pays représenté par l'indicateur « consommation intérieure brute » (CIB). La consommation intérieure brute (d'énergie) englobe la production d'énergie sur le territoire belge et les importations nettes d'énergie.

Dans le scénario Ref_30/20_flex, la consommation intérieure brute d'énergie décroît d'abord modérément sur la période 2010-2020 puis plus sensiblement entre 2020 et 2030 pour atteindre quelque 51 Mtep à la fin de la période de projection, soit 17 % en-dessous du niveau enregistré en 2005. L'évolution sur la période 2005-2030 se traduit par un taux de croissance annuel moyen de -0,7 %. Le scénario Ref_30/20_int présente le même niveau de CIB en 2030 et donc le même taux de croissance annuel moyen sur la période 2005-2030. Par contre, il se caractérise par une diminution plus forte de la CIB entre 2010 et 2020 : -4 % comparé à -2 % dans le scénario Ref_30/20_flex.



L'évolution de la composition de la CIB reflète les changements identifiés dans les sections précédentes, à savoir un recul de la consommation de pétrole utilisé essentiellement pour le transport (-25 à -26 % entre 2005 et 2030 selon le scénario), la disparition progressive de l'énergie nucléaire en vertu de la loi de 2003, la progression de la consommation intérieure brute de sources d'énergie renouvelables (+116 %), de gaz naturel (+13 %) et de combustibles solides – principalement du charbon – (+41 %).

La consommation intérieure brute d'électricité indiquée sur le graphique représente les importations nettes d'électricité. Son évolution est exogène et ne change pas en fonction des scénarios (voir 5.2.2).

La composition de la consommation intérieure brute d'énergie est la même, en 2030, que dans le scénario Ref_20/20 : la part des sources d'énergie renouvelables est de 14 %, celle des combustibles solides, du pétrole et du gaz naturel de respectivement 14 %, 36 % et 33 %.

Le tableau ci-dessous complète la description de l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie avec celle d'indicateurs tels que la consommation d'énergie primaire, l'intensité énergétique du PIB, la CIB par habitant et le taux de dépendance énergétique du pays.

Tableau 27 Indicateurs relatifs à l'approvisionnement énergétique, scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int

| | 2005 | Ref_30/20_flex | | Ref_30/20_int | |
|--|-------|----------------|-------|---------------|-------|
| | | 2020 | 2030 | 2020 | 2030 |
| Consommation intérieure brute d'énergie (Mtep) | 60,8 | 56,5 | 50,6 | 55,1 | 50,7 |
| Combustibles solides (%) | 8,3 | 8,4 | 14,0 | 7,3 | 14,1 |
| Pétrole (%) | 40,7 | 36,8 | 36,3 | 37,2 | 36,4 |
| Gaz naturel (%) | 24,2 | 25,2 | 33,0 | 25,1 | 32,8 |
| Energie nucléaire (%) | 20,2 | 15,3 | 0,0 | 15,7 | 0,0 |
| Electricité (%) | 0,9 | 1,8 | 2,3 | 1,8 | 2,3 |
| Sources d'énergie renouvelables (%) | 5,7 | 12,6 | 14,4 | 12,9 | 14,4 |
| Consommation d'énergie primaire (Mtep) | 53,3 | 47,2 | 41,1 | 45,7 | 41,1 |
| Intensité énergétique du PIB (tep par M €) | 201,3 | 145,1 | 110,4 | 141,4 | 110,5 |
| CIB/habitant (tep par habitant) | 5,8 | 5,0 | 4,3 | 4,9 | 4,3 |
| Dépendance énergétique (%) | 78,2 | 76,5 | 88,6 | 75,9 | 88,6 |

Sources : Eurostat (juillet 2011), PRIMES, calculs BFP.

Electricité = importations nettes d'électricité ; CIB = consommation intérieure brute d'énergie ; PIB = produit intérieur brut.

La consommation d'énergie primaire correspond à la CIB dont on déduit la consommation finale non énergétique. La consommation d'énergie primaire est l'indicateur qui est utilisé dans le cadre de l'objectif européen de 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020. Cet objectif est indicatif ; il n'est pas intégré dans les scénarios étudiés. Dans le programme national de réforme de la Belgique, transmis à la Commission européenne le 15 avril 2011 (NRP, 2011), la Belgique a défini un objectif « efficacité énergétique » de 18 % à l'horizon 2020. Cet objectif coïncide avec une réduction de 9,8 Mtep de la consommation d'énergie primaire en 2020 par rapport au niveau projeté dans la baseline PRIMES 2007 qui est de 53,3 Mtep. Les résultats des scénarios Ref_30/20 indiquent qu'un renforcement de l'effort européen de réduction des émissions de GES en 2020 (de -20 % à -30 %) ne permettrait pas à la Belgique, ceteris paribus, de réaliser complètement son objectif « efficacité énergétique » en 2020. La consommation d'énergie primaire est réduite de 6,1 Mtep (resp. 7,6 Mtep) dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int) par rapport à la baseline PRIMES 2007. En d'autres termes, 62 % (resp. 77 %) de la réduction requise selon l'objectif belge seraient accomplis.

L'intensité énergétique du PIB, mesurée comme le rapport entre la CIB et le PIB, diminue au rythme de 2,4 % par an en moyenne sur la période 2005-2030, et ce dans les deux scénarios (comparé à -2,3 % dans le scénario Ref_20/20).

La consommation intérieure brute par habitant s'infléchit également : de 1,2 % en moyenne par an entre 2005 et 2030 (comparé à -1,1 % dans le scénario Ref_20/20). En 2030, la CIB par habitant s'établit à 4,3 tep, soit sous le niveau de 1990 qui était de 4,9 tep.

Enfin, le degré de dépendance énergétique de la Belgique, à savoir la part des importations nettes d'énergie dans la CIB, s'établit à quelque 89 % en 2030. Il s'agit là d'une progression non négligeable par rapport au niveau déjà élevé de 2005 (78 %). Elle s'explique en grande partie par la fermeture des centrales nucléaires. En effet, dans les statistiques d'Eurostat (et de l'Agence internationale de l'énergie), la chaleur nucléaire est comptabilisée comme une production d'énergie primaire et non pas comme une importation. L'objectif relatif aux SER permet néanmoins d'atténuer le degré de dépendance de la Belgique qui était de 92 % en 2030 dans le scénario de référence.

5.3. Perspectives d'évolution des émissions de gaz à effet de serre

5.3.1. Emissions de gaz à effet de serre

L'évolution des émissions de gaz à effet de serre dans les scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int est présentée dans les deux tableaux ci-dessous.

Tableau 28 Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Ref_30/20_flex (portée '08-12')

| | 2020 (Mt éq. CO ₂) | 2020 vs. 2005 (%) | 2030 (Mt éq. CO ₂) | 2030 vs. 2005 (%) |
|--------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|-----------------------------------|----------------------|
| Emissions totales de GES | 119,9 | -11,7 | 108,5 | -20,1 |
| Emissions totales de CO ₂ | 104,5 | -11,1 | 93,8 | -20,2 |
| GES - secteur ETS | 51,2 | -12,3 | 47,5 | -18,7 |
| ETS sans l'aviation | 46,8 | -14,3 | 43,3 | -20,8 |
| Aviation | 4,4 | 16,7 | 4,2 | 11,8 |
| GES - secteur non ETS | 68,6 | -11,3 | 61,0 | -21,1 |
| CO ₂ énergétique | 54,5 | -7,9 | 47,5 | -19,7 |
| Non CO ₂ | 14,2 | -22,4 | 13,6 | -25,7 |

Sources : PRIMES, NTUA.

N.B : Les émissions de 2005 calculées par le modèle PRIMES diffèrent des émissions rapportées officiellement par la Belgique. Elles sont néanmoins utilisées dans ces perspectives énergétiques afin d'assurer la cohérence avec les résultats du modèle pour les années 2020 et 2030.

Tableau 29 Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Ref_30/20_int (portée '08-12')

| | 2020 (Mt éq. CO ₂) | 2020 vs. 2005 (%) | 2030 (Mt éq. CO ₂) | 2030 vs. 2005 (%) |
|--------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|-----------------------------------|----------------------|
| Emissions totales de GES | 114,5 | -15,7 | 109,1 | -19,7 |
| Emissions totales de CO ₂ | 99,6 | -15,2 | 94,3 | -19,8 |
| GES - secteur ETS | 48,0 | -17,9 | 47,6 | -18,4 |
| ETS sans l'aviation | 43,6 | -20,2 | 43,4 | -20,5 |
| Aviation | 4,4 | 15,3 | 4,2 | 11,5 |
| GES - secteur non ETS | 66,5 | -14,1 | 61,4 | -20,6 |
| CO ₂ énergétique | 52,8 | -10,7 | 47,9 | -19,1 |
| Non CO ₂ | 13,7 | -25,1 | 13,6 | -25,6 |

Sources : PRIMES, NTUA.

N.B : Les émissions de 2005 calculées par le modèle PRIMES diffèrent des émissions rapportées officiellement par la Belgique. Elles sont néanmoins utilisées dans ces perspectives énergétiques afin d'assurer la cohérence avec les résultats du modèle pour les années 2020 et 2030.

En 2020, les émissions totales de GES de la Belgique s'élèvent à 119,9 Mt équivalent CO₂ (resp. 114,5 Mt) dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int), soit une diminution d'environ 12 % (resp.

16 %) par rapport à 2005. A titre de comparaison, ces émissions étaient réduites de 2,2 % dans le scénario de référence et de 7,8 % dans le scénario Ref_20/20.

L'évolution des émissions belges de GES dans le secteur ETS découle de la mise en œuvre du marché européen des quotas d'émissions. Dans le secteur non ETS, par contre, la Belgique s'est vue assigner un objectif de réduction des émissions de GES de 15 % en 2020 par rapport à 2005. Les 27 objectifs nationaux dans le secteur non ETS combinés avec le plafond d'émission défini au niveau européen dans le secteur ETS sont compatibles avec l'objectif de réduction des émissions de GES de UE27 de 20 % en 2020. Dans le cas d'un renforcement de l'effort de réduction des émissions de GES (30 % au lieu de 20 %), aucune modalité n'a encore été définie quant à la répartition du nouvel objectif entre les secteurs ETS et non ETS ou entre les Etats membres. Dès lors et à l'instar de l'étude de la CE (EC, 2010b), le critère d'efficience économique a été utilisé. Selon ce critère, la valeur du carbone est la même dans les secteurs ETS et non ETS et dans tous les Etats membres. Cette valeur unique s'élève à 30,2 €/t CO₂ en 2020 dans le scénario Ref_30/20_flex et à 55,4 €/t CO₂ dans le scénario Ref_30/20_int. En d'autres mots, les scénarios Ref_30/20 supposent le recours illimité aux mécanismes de flexibilité au sein de l'UE.

Dans le secteur ETS, les émissions de GES chutent ainsi de 12 % (resp. 18 %) entre 2005 et 2020 dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int). Dans le secteur non ETS, la réduction d'émissions s'élève à 11 % (resp. 14 %).

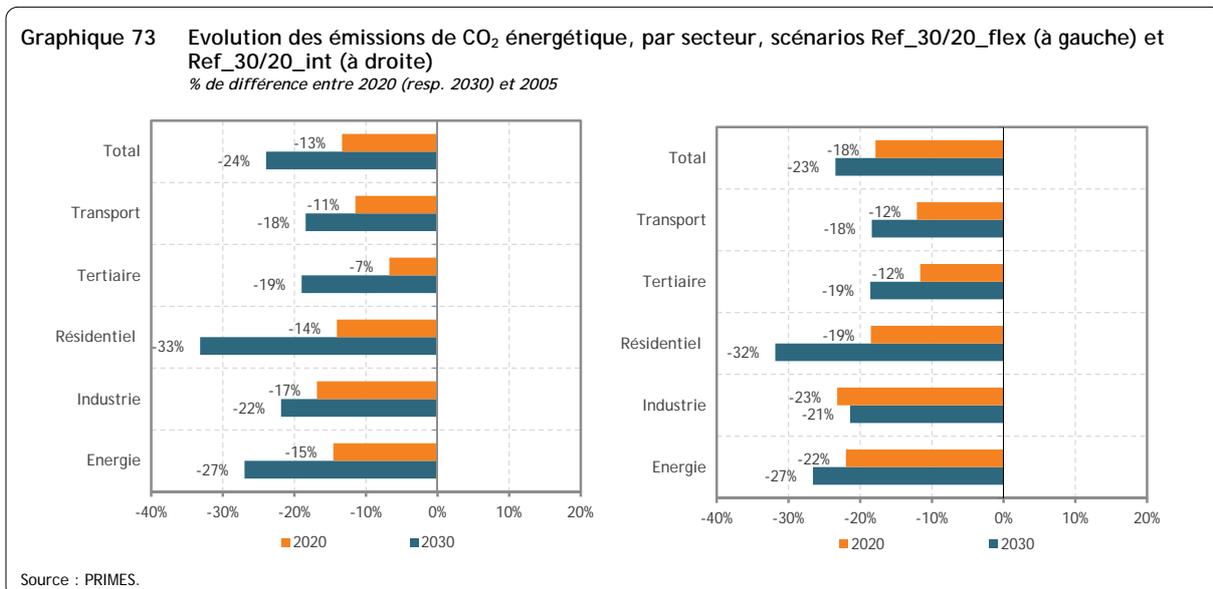
A plus long terme, c'est-à-dire à l'horizon 2030, les émissions totales de GES s'élèvent à 108,5 Mt équivalent CO₂ (109,1 Mt), soit quelque 20 % en-dessous du niveau de 2005 (135,8 Mt). Pour rappel, dans le scénario de référence, les émissions totales de GES croissaient de 5,8 % entre 2005 et 2030 et elles étaient réduites de 9,3 % dans le scénario Ref_20/20.

Selon la même hypothèse que celle adoptée pour l'horizon 2020, les valeurs du carbone dans les secteurs ETS et non ETS convergent vers une valeur unique au-delà de 2020. Cette valeur unique s'élève à 66,1 €/t CO₂ (resp. 61,7 €/t CO₂) en 2030. Cette valeur du carbone est compatible avec une trajectoire coût-efficace de réduction des émissions de GES de l'UE de 40 % en 2030 et de 80 % en 2050 par rapport à 1990. Dans le secteur ETS, les émissions de GES diminuent de quelque 19 % (resp. 18 %) entre 2005 et 2030. Dans le secteur non ETS, les émissions de GES sont réduites d'environ 21 % sur la même période.

Enfin, par rapport à 1990, les émissions totales de gaz à effet de serre (secteurs ETS et non ETS) diminuent de 14 % (resp. 18 %) en 2020 dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int) et de 22 % en 2030 dans les deux scénarios.

5.3.2. Emissions de CO₂ d'origine énergétique

Les émissions de CO₂ représentent plus de 85 % des émissions de GES en Belgique. Elles se répartissent en deux catégories : les émissions de CO₂ d'origine énergétique (c'est-à-dire celles qui résultent de la combustion des énergies fossiles) et les émissions de CO₂ qui proviennent des processus industriels. La première catégorie domine la seconde, les émissions de CO₂ énergétique représentent quelque 90 % des émissions totales de CO₂.



Le modèle énergétique PRIMES permet une analyse plus fine des émissions de CO₂ énergétique. Ainsi, le Graphique 73 montre, par secteur, le pourcentage de réduction (ou d'augmentation) de ces émissions entre 2005 et 2020, d'une part, et entre 2005 et 2030, d'autre part. Les secteurs sont l'énergie (qui regroupe la production d'électricité et la branche énergie), l'industrie, le secteur résidentiel, le secteur tertiaire et les transports.

Entre 2005 et 2020, les émissions de CO₂ énergétique sont réduites dans tous les secteurs, dans une fourchette comprise entre 7 et 17 % dans le scénario Ref_30/20_flex et entre 12 et 23 % dans le scénario Ref_30/20_int. Le bas de la fourchette correspond au secteur tertiaire et le haut à l'industrie. Les réductions d'émissions dans l'industrie proviennent principalement de la sidérurgie (voir 5.2.1.a).

Entre 2005 et 2030, les réductions s'intensifient : entre 18 et 33 % dans les deux scénarios. Dans les secteurs de la demande finale, les réductions sont induites par la combinaison d'une réduction de la demande finale avec des substitutions entre formes d'énergie (voir 4.2.1). Dans le secteur énergie, des diminutions sont également à épinglez nonobstant la sortie du nucléaire ; elles sont dues à la progression des SER, au développement du CCS et à la relativement faible augmentation de la production d'électricité (voir 4.2.2).

Les émissions totales de CO₂ énergétique se situent 13 % (resp. 18 %) en deçà du niveau de 2005 en 2020 dans le scénario Ref_30/20_flex (resp. Ref_30/20_int). Entre 2005 et 2030, le pourcentage de réduction est de 24 % (resp. 23 %).

5.4. Impact d'un prolongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires

Les scénarios Ref_30/20, Ref_20/20 et le scénario de référence respectent le calendrier de sortie du nucléaire fixé dans la loi de 2003. Aux termes de la loi, les trois réacteurs les plus anciens, à savoir Doel 1 & 2 et Tihange 1, stoppent leur production en 2015 tandis que les quatre autres, à savoir Doel 3 & 4 et Tihange 2 & 3, sont démantelés entre 2020 et 2025, après 40 années de fonctionnement. Suite à la publication du rapport GEMIX qui pointait le risque d'une capacité insuffisante de production électrique à moyen terme, le gouvernement fédéral en exercice a annoncé en octobre 2009 qu'il reverrait la loi de 2003 avec l'intention de prolonger la durée de fonctionnement des trois plus anciennes centrales jusqu'en 2025 (au lieu de 2015). Néanmoins, en raison de la chute du gouvernement fédéral, cette modification de la loi n'a jamais été sanctionnée par le Parlement. Depuis lors, la catastrophe de Fukushima a frappé le Japon en mars 2011. Cet accident confèrera sans nul doute une nouvelle dimension au débat sur l'avenir du nucléaire en Belgique.

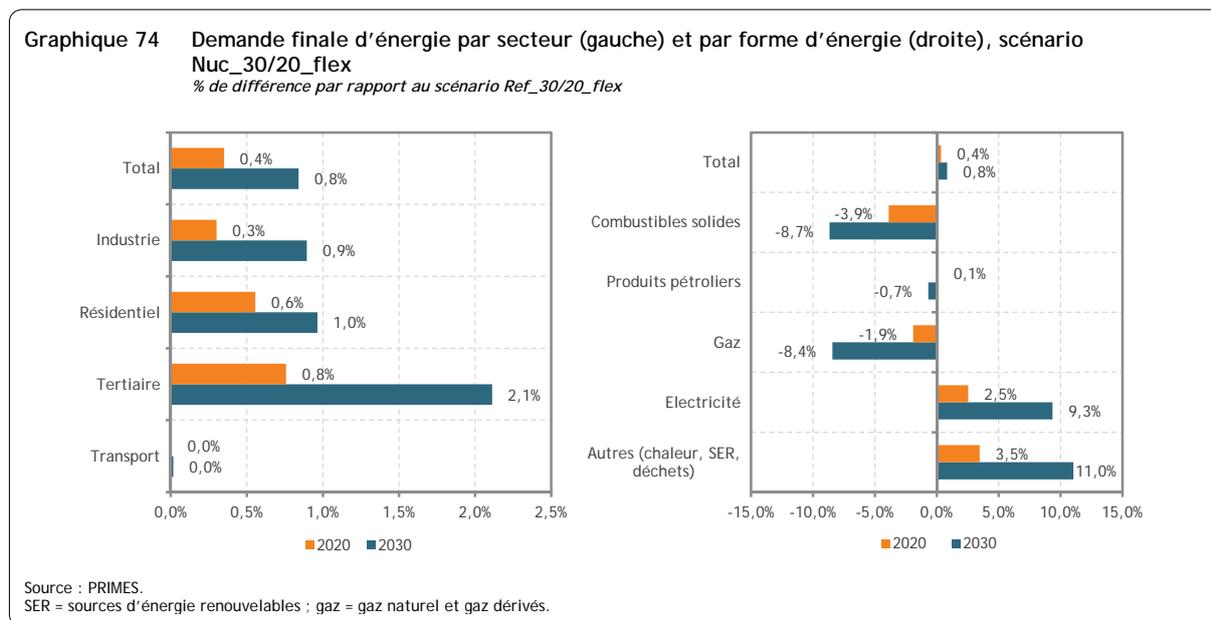
Dans un tel contexte, il est difficile de prévoir si le prochain gouvernement concrétisera les déclarations du gouvernement de 2009 ou s'en tiendra au calendrier de fermeture fixé dans la loi de 2003. En conséquence, il a paru intéressant d'étudier deux scénarios complémentaires qui simulent l'objectif de réduction de 30 % des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne en 2020 et maintiennent l'ensemble de la capacité nucléaire à l'horizon 2030. En d'autres termes, l'hypothèse de durée de vie opérationnelle des sept réacteurs nucléaires belges est portée de 40 ans (loi de 2003) à 60 ans. Ces scénarios complémentaires, appelés scénarios Nuc_30/20, sont inspirés des recommandations du rapport GEMIX transmis au gouvernement en octobre 2009. Toutes les autres hypothèses des scénarios Ref_30/20 sont maintenues, à l'instar des valeurs du carbone (CV) dans les secteurs ETS et non ETS et des valeurs des énergies renouvelables (RV). Une étude antérieure (Gusbin et al., 2007) a en effet mis en lumière que les hypothèses relatives à l'avenir de l'énergie nucléaire en Belgique n'ont pas d'incidence notable sur le prix du carbone dans le secteur ETS (qui inclut le secteur électrique), lequel est fixé à l'échelle européenne. Dans le secteur non ETS, la CV est également déterminée au niveau européen et il est raisonnable de penser que le choix belge en matière de nucléaire ne devrait pas vraiment l'influencer. Pour la RV, les mêmes valeurs que dans les scénarios Ref_30/20 ont été utilisées. Cette hypothèse implique que la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 pourrait être différente dans les scénarios Nuc_30/20 de celle évaluée dans les scénarios Ref_30/20 (voir ci-après le point 5.4.3).

L'analyse des scénarios Nuc_30/20 suit la structure de l'analyse des scénarios Ref_20/20 et Ref_30/20 (demande finale d'énergie, production électrique, approvisionnement en énergie, etc.). Les résultats des scénarios Nuc_30/20 sont comparés à ceux des scénarios Ref_30/20. Ils ne sont donc pas envisagés en termes absolus.

Puisque les écarts sont négligeables, le choix a été fait, dans un souci de concision, de limiter l'analyse à la comparaison des résultats des scénarios Nuc_30/20_flex et Ref_30/20_flex. Les résultats sont similaires pour les scénarios Nuc_30/20_int et Ref_30/20_int, les tendances s'intensifiant légèrement. Les annexes D et E reprennent néanmoins plusieurs chiffres clés relatifs à l'ensemble de ces scénarios.

5.4.1. Demande finale d'énergie

En 2020, l'allongement de 20 ans de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires n'a qu'un impact limité sur la demande finale d'énergie, qu'elle soit totale ou sectorielle (le changement d'hypothèse ne porte que sur 3 des 7 réacteurs, ces 3 réacteurs représentant une capacité de près de 1 800 MW⁵⁸).



Dans le scénario Nuc_30/20_flex, la demande finale totale d'énergie est à peine 0,4 % plus élevée que dans le scénario équivalent non nucléaire (Ref_30/20_flex). Au niveau sectoriel, les résultats varient entre un statu quo (transports) et une augmentation de 0,8 % (secteur tertiaire). Par contre, au niveau du mix énergétique, on observe des changements plus marqués : en 2020, la consommation finale des combustibles solides (charbon et coke) et du gaz diminue de respectivement 3,9 % et 1,9 % au profit de l'électricité et des autres combustibles (principalement les SER) qui progressent respectivement de 2,5 % et de 3,5 %.

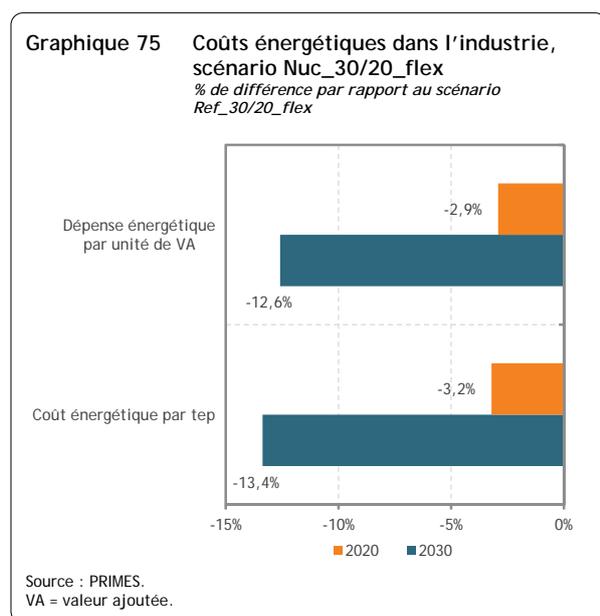
La hausse de la demande finale d'électricité s'explique par une baisse du prix de l'électricité, lequel est déterminé dans le modèle PRIMES sur la base du coût moyen de la production électrique. Ce coût moyen est moins élevé dans le scénario Nuc_30/20_flex que dans le scénario Ref_30/20_flex (voir point 5.4.2). Quant à la progression de la demande finale de SER, elle vient principalement de l'augmentation de la consommation de SER (principalement de la biomasse) dans l'industrie. Cette évolution s'explique aussi par les modifications de la structure de la production électrique : la production d'électricité à partir de SER, dont la biomasse, est moindre dans le scénario Nuc_30/20_flex que dans le scénario Ref_30/20_flex ce qui « libère » une offre de biomasse pour les secteurs de la demande finale.

En 2030, l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires porte désormais sur l'ensemble de la capacité nucléaire (environ 6 000 MW) et a donc un impact plus important qu'en 2020. La demande finale totale d'énergie est 0,8 % plus élevée que dans le scénario Ref_30/20_flex. Selon les secteurs, la hausse varie entre 0 % (transports) et 2,1 % (secteur tertiaire). Les glissements entre formes

⁵⁸ 1 788 MW pour être précis ou 31 % de la capacité nucléaire totale, voir (SPF Economie et BFP, 2009 - section 4.2.3).

d'énergie sont similaires, quoique plus intenses qu'en 2020, et ont aussi la même origine. La demande finale de combustibles solides et de gaz naturel diminue de respectivement 8,7 % et 8,4 % par rapport au scénario Ref_30/20_flex, alors que la consommation finale d'électricité et de SER croît respectivement de 9,3 % et de 11,0 %.

Les coûts énergétiques dans les secteurs de la demande finale sont systématiquement moins élevés que dans le scénario Ref_30/20_flex en raison principalement des écarts de prix de l'électricité entre les deux scénarios⁵⁹. En 2020, cet écart est modéré. Tant les coûts énergétiques par tep que la dépense énergétique par unité de valeur ajoutée (industrie et secteur tertiaire) ou par ménage (secteur résidentiel) baissent de 3,2 % maximum.



En 2030, l'impact de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires sur les coûts et la dépenses énergétique est non négligeable. De manière générale, il est plus marqué pour les coûts par tep que pour la dépense énergétique car la demande finale d'électricité augmente davantage dans le scénario Nuc_30/20_flex que dans le scénario Ref_30/20_flex (la dépense énergétique correspond au produit des coûts par tep et de la consommation énergétique).

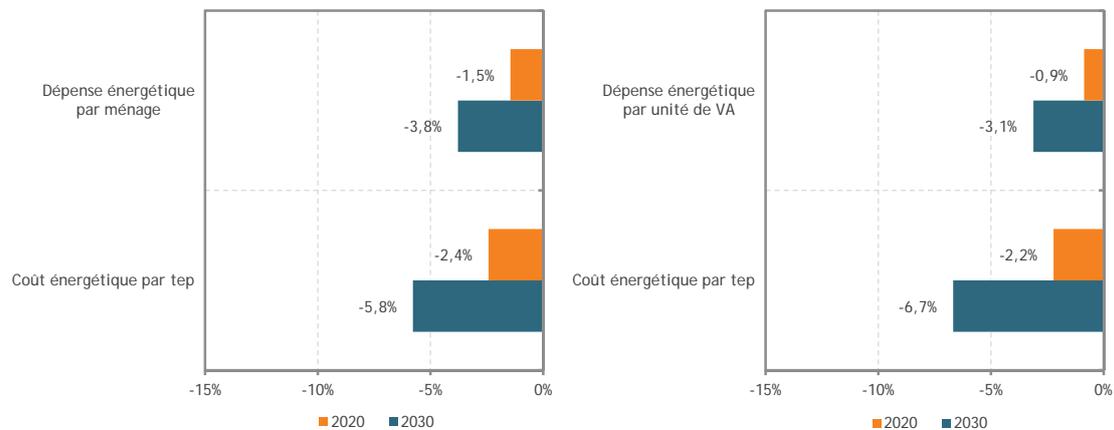
Dans l'industrie, les coûts énergétiques par tep et la dépense énergétique sont inférieures de quelque 13 % par rapport aux valeurs calculées dans le scénario Ref_30/20_flex.

Dans le secteur résidentiel, les coûts énergétiques par tep (resp. la dépense énergétique) sont 6 % inférieures (resp. 4 %) par rapport aux coûts calculés dans le scénario Ref_30/20_flex.

Enfin, dans le secteur tertiaire, la baisse des coûts énergétiques par tep, toujours par rapport au scénario Ref_30/20_flex, est légèrement inférieure à 7 %, alors que la baisse de la dépense énergétique se limite à 3 %. L'écart entre ces deux pourcentages est plus prononcé que pour l'industrie et les ménages étant donné que la consommation d'électricité progresse proportionnellement plus vite dans le secteur tertiaire.

⁵⁹ A l'exception du secteur des transports dont la consommation d'électricité est marginale par rapport à la consommation de produits pétroliers. En d'autres termes, l'hypothèse relative à l'énergie nucléaire a un impact négligeable sur les dépenses de combustibles du secteur des transports.

Graphique 76 Coûts énergétiques dans les secteurs résidentiel (à gauche) et tertiaire (à droite), scénario Nuc_30/20_flex
% de différence par rapport au scénario Ref_30/20_flex



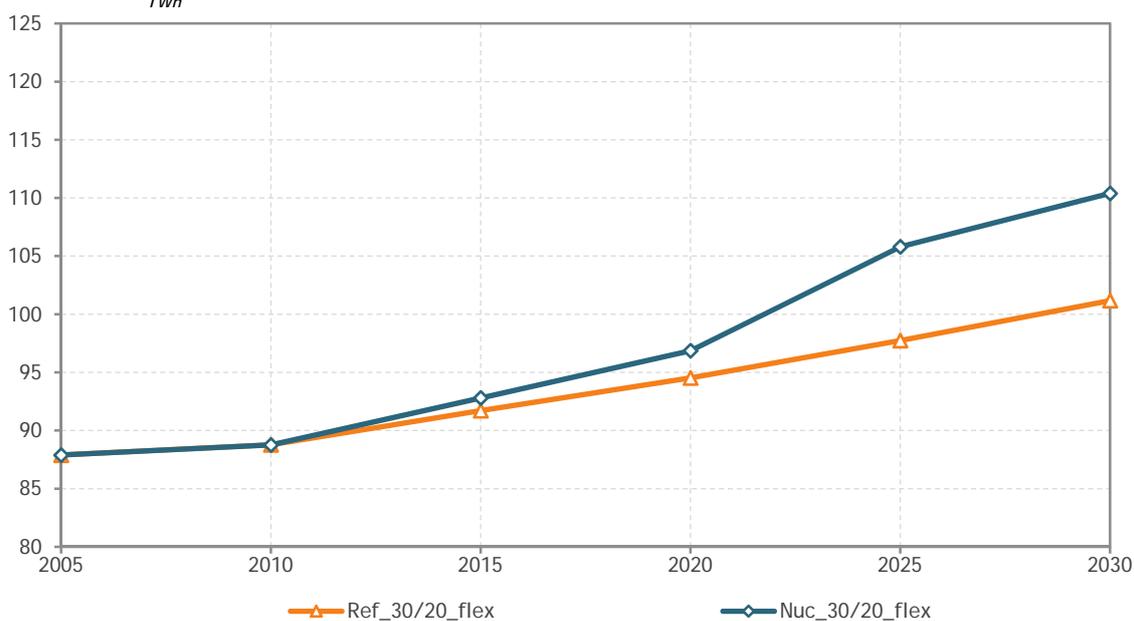
Source : PRIMES
VA = valeur ajoutée.

5.4.2. Production d'électricité

Le Graphique 77 illustre l'impact de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires belges sur la demande finale d'électricité, tel que décrit dans la section précédente. Ce graphique montre l'évolution entre 2005 et 2030 de l'énergie appelée dans les deux scénarios. L'énergie appelée correspond à la somme de la demande finale d'électricité, de la consommation d'électricité de la branche énergie et des pertes sur le réseau de transport et de distribution. L'écart entre les scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex est de 2,5 % en 2020 et de 9,1 % en 2030. Dans le scénario Nuc_30/20_flex, l'électricité appelée progresse de 0,9 % en moyenne annuelle sur la période 2005-2030, contre 0,6 % dans le scénario Ref_30/20_flex.

L'énergie appelée est également égale à la somme de la production nationale d'électricité et des importations nettes d'électricité. Etant donné que cette dernière composante est déterminée de manière exogène et est identique dans tous les scénarios envisagés, l'impact se marque au niveau de la production électrique. Ainsi, la production électrique nette atteint 86 TWh en 2020 et 97 TWh en 2030 dans le scénario Nuc_30/20_flex, soit un niveau respectivement 3 % et 11 % supérieur par rapport à ceux calculés dans le scénario Ref_30/20_flex. L'écart entre les deux scénarios dépasse légèrement 2 TWh en 2020 et 9 TWh en 2030.

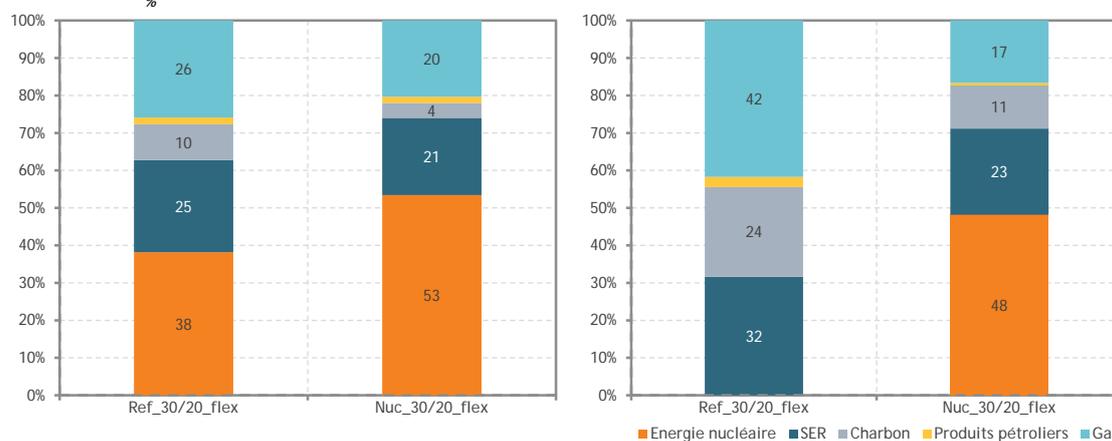
Graphique 77 Evolution de l'énergie appelée, scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex
TWh



Sources : Eurostat, PRIMES.

Dans le scénario Nuc_30/20_flex, l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires a des implications à la fois au niveau de la production électrique, mais aussi et surtout au niveau de la structure du parc de production électrique (voir Graphique 78).

Graphique 78 Structure de la production nette d'électricité en 2020 (à gauche) et en 2030 (à droite), scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex
%



Source : PRIMES.
SER = sources d'énergie renouvelables ; gaz = gaz naturel et gaz dérivés.

A l'horizon 2020, le maintien en activité des trois centrales nucléaires les plus anciennes dans le scénario Nuc_30/20_flex entraîne un recul de près de 5 points de pourcentage de la part de chacune des autres formes d'énergie (SER, charbon et gaz). Dans ce scénario, l'énergie nucléaire occupe une part de 53 % de la production nette totale (contre 38 % dans le scénario Ref_30/20_flex), les SER une part de 21 % (contre 25 % dans le scénario Ref_30/20_flex), le gaz une part de 21 % (contre 25 % dans le scénario Ref_30/20_flex), le charbon et les produits pétroliers la part résiduelle. En termes absolus, la pro-

duction à partir des SER diminue de près de 3 TWh (ce recul est dû pour plus de 50 % à l'énergie éolienne et pour un peu moins de 50 % à la biomasse) et celle à partir des combustibles fossiles de quelque 9 TWh. En revanche, la production électrique nucléaire est plus élevée de 14 TWh que dans le scénario Ref_30/20_flex.

En 2030, les glissements sont encore accentués. Le maintien de la capacité nucléaire totale qui assure une production d'environ 47 TWh entraîne un net recul de la production électrique à partir du gaz : sa part chute de 42 % dans le scénario Ref_30/20_flex à 17 % dans le scénario Nuc_30/20_flex. De même, la production à partir de SER et de charbon dégringole : la première baisse de 9 points de pourcentage et la deuxième de 13 points. En termes absolus, la production électrique à partir des SER diminue d'un peu moins de 6 TWh, celle à partir du gaz de 20 TWh et celle des centrales au charbon de 10 TWh.

Le Tableau 30 complète l'analyse ci-dessus par une comparaison de plusieurs indicateurs de la production électrique.

Tableau 30 Indicateurs relatifs à la production d'électricité, comparaison entre les scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex

| | 2020 | | 2030 | |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Ref_30/20_flex | Nuc_30/20_flex | Ref_30/20_flex | Nuc_30/20_flex |
| Rendement moyen de la production thermique (%) | 41,4 | 40,9 | 44,6 | 38,6 |
| Taux d'utilisation moyen des capacités électriques (%) | 47,3 | 47,8 | 44,2 | 47,0 |
| Part des importations nettes d'électricité (%) | 11,8 | 11,5 | 12,2 | 11,3 |
| Electricité à partir de centrales de cogénération (%) ^(*) | 18,8 | 18,5 | 18,3 | 16,4 |
| Electricité à partir de SER (%) ^(*) | 24,6 | 20,6 | 29,4 | 21,7 |
| Electricité produite dans des centrales CCS (%) ^(*) | 0,0 | 0,0 | 32,2 | 24,6 |
| Capacité installée (GW) | 20,2 | 20,5 | 22,7 | 23,7 |
| Intensité en carbone (tCO ₂ /GWh) | 174 | 114 | 143 | 45 |

Source : PRIMES.

SER = sources d'énergie renouvelables ; CCS = carbon capture and storage.

(*) : en % de la production brute d'électricité.

Le rendement moyen de la production thermique (c'est-à-dire à base de combustibles fossiles, de biomasse ou de déchets) est systématiquement moins élevé dans le scénario Nuc_30/20_flex que dans le scénario Ref_30/20_flex. Cet écart s'explique par de moindres investissements (dans le scénario Nuc) dans la construction de nouvelles centrales au charbon et au gaz naturel dont le rendement de conversion est supposé augmenter d'ici à 2030. Autrement dit, le parc de centrales thermiques est en moyenne moins 'performant' dans le scénario Nuc_30/20_flex.

Toutefois, le taux d'utilisation moyen des capacités électriques est légèrement plus élevé dans le scénario Nuc_30/20_flex, principalement en raison d'un recours moindre à l'énergie éolienne pour laquelle une capacité de back up est nécessaire compte tenu de son caractère intermittent.

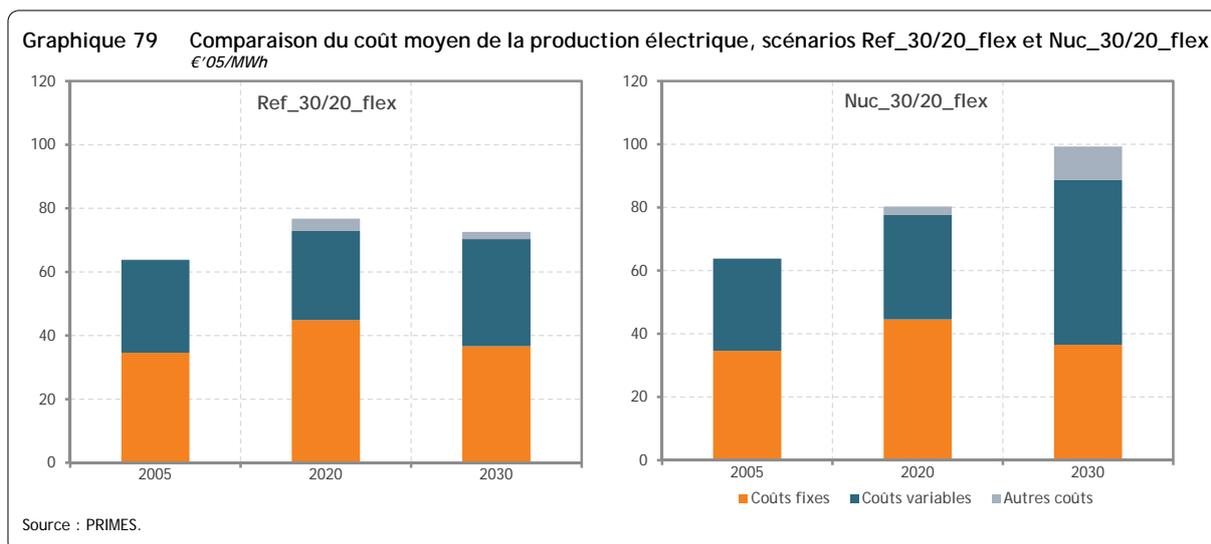
L'impact sur la part des importations nettes d'électricité est négligeable et est attribuable à l'écart entre les demandes d'électricité dans les deux scénarios.

En ce qui concerne la capacité installée et la part de l'électricité produite dans des centrales de cogénération ou équipées de CCS, les écarts sont mineurs. Pour la capacité installée, on observe pour ainsi dire un statu quo, l'augmentation du taux d'utilisation moyen des capacités électriques dans le scénario

rio Nuc_30/20_flex étant neutralisée par la hausse de la demande d'électricité. Les évolutions divergentes de la part de SER dans la production électrique ont déjà été analysées (voir ci-avant).

Les différentes hypothèses relatives à l'énergie nucléaire débouchent sur des écarts d'intensité en carbone de la production électrique. Comme on peut s'y attendre, l'intensité est sensiblement plus faible dans le scénario de maintien du nucléaire que dans le scénario de sortie : de 30 % en 2020 à 300 % en 2030.

L'allongement de 20 ans de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires entraîne de moindres investissements dans de nouvelles capacités de production. Ainsi, dans le scénario Nuc_30/20_flex, les investissements ne dépassent pas 550 MW en moyenne annuelle contre 820 MW dans le scénario Ref_30/20_flex. En termes monétaires, on enregistre un recul : les investissements à prévoir à l'horizon 2030 pour arriver à la capacité installée nécessaire dans le cadre du scénario Nuc_30/20_flex sont inférieurs d'environ 2 milliards d'euros (euros de 2005) par rapport au montant estimé dans le cadre du scénario Ref_30/20_flex. Cet écart tient compte des dépenses nécessaires pour entretenir le parc nucléaire existant⁶⁰.



La baisse des investissements dans de nouvelles capacités de production et l'évolution du mix énergétique dans le secteur électrique ont un impact sur le coût moyen de la production d'électricité (voir Graphique 79). Ce graphique met en relief deux phénomènes : d'une part, une baisse du coût moyen de la production d'électricité comparativement au scénario Ref_30/20_flex (de 8 % en 2020 et de 29 % en 2030), et d'autre part, l'évolution différente de la structure du coût moyen de production.

Les coûts fixes évoluent de manière comparable: la baisse du coût du capital est compensée par une hausse des coûts de fonctionnement et d'entretien. Quant aux coûts variables, et plus particulièrement la composante « achat de combustibles », ils diminuent sous l'effet d'une consommation moindre d'énergie fossile et de biomasse. Enfin, le maintien de la capacité nucléaire actuelle sur l'ensemble de la période de projection restreint l'achat de quotas d'émission (« autres coûts » dans le graphique). Cette

⁶⁰ Des dépenses sont associées à l'allongement de la durée de fonctionnement du parc nucléaire existant, l'hypothèse formulée est de 800 €/kW.

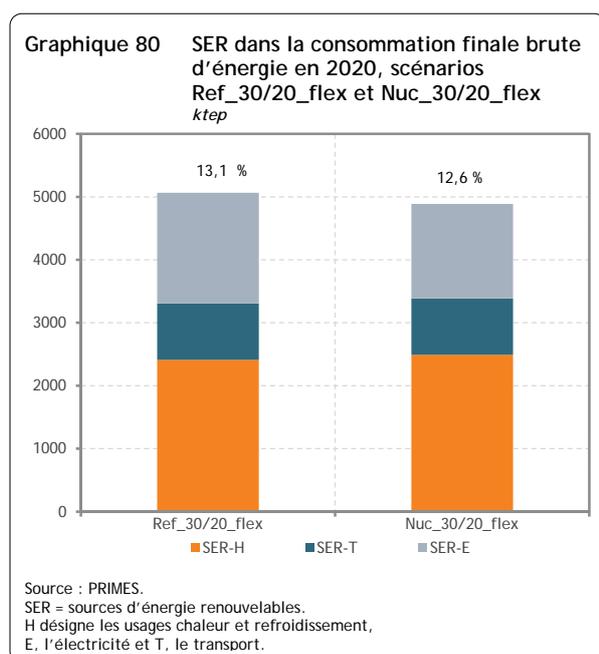
composante ne représente plus que 3 % du coût moyen de production en 2030, contre 9 % dans le scénario Ref_30/20_flex.

5.4.3. Sources d'énergie renouvelables

Le scénario Ref_30/20_flex part des mêmes valeurs des énergies renouvelables que celles utilisées dans le scénario Ref_20/20. En 2020, cette hypothèse conduit à une part de 13,1 % de SER dans la consommation finale brute d'énergie.

Les scénarios complémentaires, entre autres le scénario Nuc_30/20_flex, partent également des mêmes valeurs des énergies renouvelables. Le modèle PRIMES calcule ensuite le pourcentage correspondant de SER dans la consommation finale brute d'énergie tout en tenant compte des particularités des scénarios complémentaires.

Ainsi, pour une même RV, la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 est légèrement moins élevée dans le scénario Nuc_30/20_flex que dans le scénario Ref_30/20_flex : 12,6 % contre 13,1 %. L'écart représente quelque 200 ktep (ou 2 000 GWh). Selon cette hypothèse, la Belgique devra recourir aux mécanismes de coopération pour atteindre l'objectif de 13 % de SER en 2020.



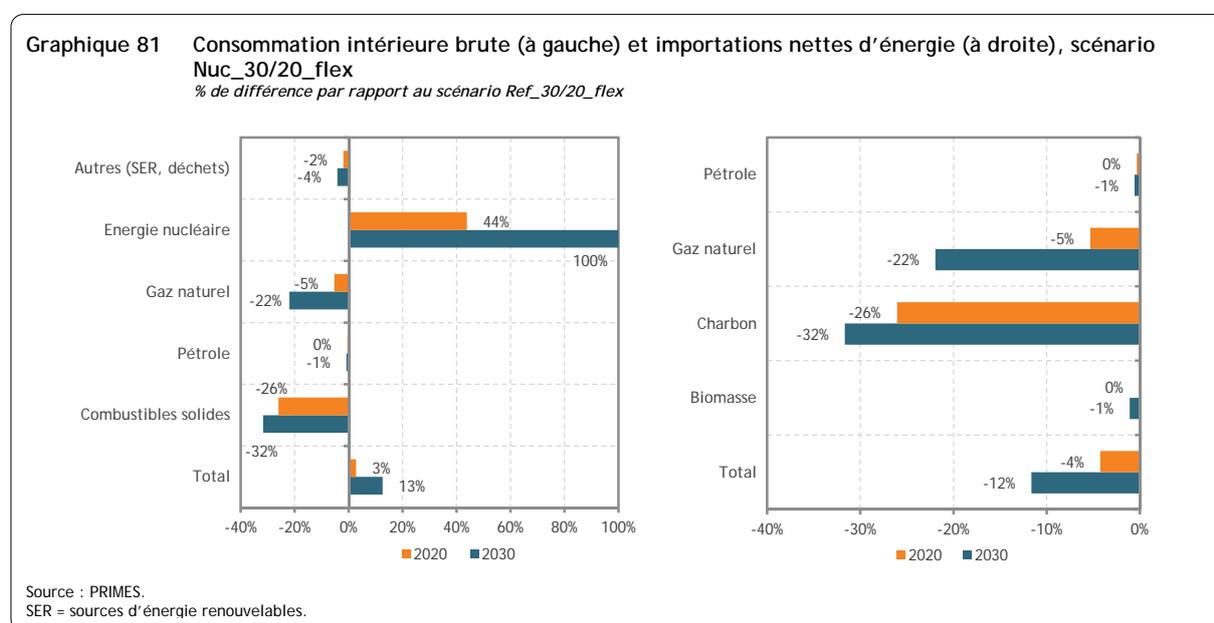
Le Graphique 80 illustre ces résultats et montre la ventilation selon les applications (électricité (SER-E), chauffage & refroidissement (SER-H) et transport (SER-T)) dans les scénarios Nuc_30/20_flex et Ref_30/20_flex. Ce graphique illustre aussi, certes d'une autre manière, l'impact du maintien de l'ensemble de la capacité nucléaire sur le développement des SER. Si l'on compare les résultats des deux scénarios, on constate d'emblée que la part des SER dans la consommation électrique (SER-E) est moindre dans le scénario Nuc_30/20_flex que dans le scénario Ref_30/20_flex : 31 % des SER totales contre 34 %. Ensuite, la part des SER dans la consommation de chaleur (SER-H) augmente : elle atteint 51 % dans le scénario Nuc_30/20_flex contre 48 % dans le scénario Ref_30/20_flex. Enfin, la part des SER-T est équivalente dans les deux scénarios (18 %).

5.4.4. Approvisionnement énergétique

Le Graphique 81 montre les effets d'un allongement jusqu'à 60 ans de la durée de fonctionnement des sept réacteurs nucléaires sur l'approvisionnement énergétique de la Belgique. Les graphiques de gauche et de droite sont respectivement axés sur la consommation intérieure brute d'énergie et les importations nettes d'énergie. La Belgique ne produisant pas d'énergie fossile, les deux graphiques sont identiques pour ce qui est des produits pétroliers, des combustibles solides et du gaz naturel.

Cependant, les graphiques varient pour l'énergie nucléaire et les SER. D'une part, l'énergie nucléaire est assimilée à une production d'énergie primaire en vertu d'une convention comptable appliquée dans les bilans énergétiques (voir point 3.2.1), et d'autre part, s'agissant des SER, seule la biomasse peut, de nouveau par convention, être importée.

L'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie et des importations nettes d'énergie reflète les effets du maintien du parc nucléaire sur la demande finale d'énergie, la production d'électricité et le développement des SER. Ces effets ont été décrits dans les points précédents. Le recours moindre aux énergies fossiles, qui caractérise le scénario Nuc_30/20_flex, débouche sur une baisse de la consommation intérieure des combustibles fossiles et de leurs importations (en 2030, -32 % pour les combustibles solides, -22 % pour le gaz naturel et -1 % pour le pétrole en comparaison avec le scénario Ref_30/20_flex). S'agissant des SER, leur consommation baisse aussi par rapport au scénario de sortie du nucléaire, mais dans une moindre mesure. A l'horizon 2030, la consommation intérieure brute de SER baisse de 4 % et les importations de biomasse de 1 %.



Au total, les importations nettes d'énergie dans le scénario Nuc_30/20_flex sont 4 % (respectivement 12 %) inférieures par rapport au scénario Ref_30/20_flex en 2020 (2030). En revanche, la consommation intérieure brute d'énergie augmente de 3 % en 2020 et de 13 % en 2030 par rapport aux chiffres du scénario Ref_30/20_flex. Cette évolution, à première vue contradictoire, s'explique par la convention comptable décrite au point 3.2.1. Selon cette convention, 1 TWh produit dans une centrale nucléaire est comptabilisé à concurrence de 3 TWh dans la consommation intérieure brute d'énergie (soit un rendement de conversion implicite de 33 %). Or ce rapport est moindre pour toutes les autres formes d'énergie.

Enfin, les indicateurs relatifs à l'approvisionnement énergétique présentés au point 5.2.4 changent dans le scénario Nuc_30/20_flex. Pour les indicateurs de consommation d'énergie primaire, intensité énergétique du PIB et consommation intérieure brute par tête, le changement trouve sa principale origine dans la convention comptable relative à l'énergie nucléaire (voir ci-dessus).

En 2030, ces trois indicateurs sont respectivement 15 %, 13 % et 13 % plus élevés dans le scénario Nuc_30/20_flex que dans le scénario Ref_30/20_flex. La consommation d'énergie primaire étant utilisée comme indicateur dans le cadre de l'objectif belge d'amélioration de 18 % de l'efficacité énergétique à l'horizon 2020, l'hypothèse en matière d'énergie nucléaire a un impact, ceteris paribus, sur l'amplitude de la baisse de la consommation d'énergie primaire pouvant être réalisée grâce à l'objectif de réduction de 30 % des émissions de GES à l'échelle européenne en 2020. Dans le scénario Ref_30/20_flex, la réduction réalisée représente 62 % de l'objectif belge proposé contre 47 % dans le scénario Nuc_30/20_flex. Le taux de dépendance énergétique de la Belgique s'améliore par contre dans le scénario Nuc_30/20_flex et atteint 71 % en 2030, contre 89 % dans le scénario Ref_30/20_flex, alors qu'il était de 78 % en 2005.

5.4.5. Emissions de gaz à effet de serre

Le scénario Nuc_30/20_flex diffère du scénario Ref_30/20_flex au niveau de l'évolution des émissions de GES, principalement dans le secteur ETS. Le Tableau 31 présente ces divergences. L'accent est mis sur 2030, année où les différences sont les plus tangibles. La dernière colonne fournit néanmoins les pourcentages de réduction des émissions de GES entre 2005 et 2020 afin de comparer l'évolution dans le secteur non ETS avec l'objectif belge de -15 %.

Tableau 31 Evolution des émissions de gaz à effet de serre (GES), scénario Nuc_30/20_flex (portée '08-12')

| | 2030 (Mt éq. CO ₂) | 2030-vs. Ref_30/20_flex (%) | 2030 vs. 2005 (%) | 2020 vs. 2005 (%) |
|--------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|----------------------|----------------------|
| Emissions totales de GES | 94,4 | -13,0 | -30,5 | -16,9 |
| Emissions totales de CO ₂ | 79,7 | -15,1 | -32,2 | |
| GES - secteur ETS | 34,3 | -27,8 | -41,3 | -23,9 |
| ETS sans l'aviation | 30,0 | -30,5 | -45,0 | |
| Aviation | 4,2 | 0,0 | 11,8 | |
| GES - secteur non ETS | 60,1 | -1,5 | -22,3 | -11,6 |
| CO ₂ énergétique | 45,4 | -1,9 | -23,3 | |
| Non CO ₂ | 14,8 | 0,0 | -19,2 | |

Sources : PRIMES, NTUA.

N.B : Les émissions de 2005 calculées par le modèle PRIMES diffèrent des émissions rapportées officiellement par la Belgique. Elles sont néanmoins utilisées dans ces perspectives énergétiques afin d'assurer la cohérence avec les résultats du modèle pour les années 2020 et 2030.

Dans le scénario qui prévoit un allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires (Nuc_30/20_flex), les émissions totales de GES atteignent 94,4 Mt d'équivalents CO₂ en 2030, soit 13 % de moins que le niveau calculé dans le scénario sans allongement de la durée de vie opérationnelle (Ref_30/20_flex). Cette baisse vient principalement du secteur ETS (-27,8 %), qui comprend le secteur de l'électricité, tandis que les émissions de GES dans le secteur non ETS reculent à peine de 1,5 %.

En 2030, les émissions totales de GES enregistrent une baisse de 30,5 % par rapport à leur niveau de 2005 (-41,3 % dans le secteur ETS et -22,3 % dans le secteur non ETS).

5.5. Impact d'un développement à grande échelle de la voiture électrique

Le secteur des transports est responsable pour près d'un quart des émissions de CO₂ énergétique en Belgique, suivi de près par l'industrie, le secteur de l'électricité et les ménages. Plus de 80 % des émissions du secteur des transports sont générées par le transport routier qui utilise principalement des produits pétroliers (essence, diesel, GPL). Les analyses précédentes ont montré que la mise en œuvre des mesures contenues dans le paquet Climat-Energie et la poursuite d'un objectif de réduction de 30 % des émissions de GES à l'échelle européenne devraient permettre de réduire les émissions de CO₂ générées par le secteur des transports, non seulement par rapport au scénario de référence, mais aussi par rapport à la situation actuelle.

Afin de rendre plus « propre » le secteur des transports d'ici 2020, mais surtout au-delà, une solution souvent avancée est celle de développer à grande échelle la voiture électrique (VE), à savoir les modèles 100 % électriques et les versions hybrides rechargeables⁶¹ (les plug-in). Cependant, pour que ce progrès technologique ait un réel impact positif sur les émissions de CO₂, il faut que les VE soient propulsés par une électricité générée par des sources d'énergie pauvres en carbone.

L'analyse présentée dans cette section entre dans ce cadre et fournit des données chiffrées permettant d'évaluer l'impact d'un développement à grande échelle de la voiture électrique sur le système énergétique belge et les émissions de gaz à effet de serre. L'analyse part des scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex afin de pouvoir étudier également l'influence de l'hypothèse nucléaire sur les résultats.

Deux nouveaux scénarios ont été élaborés, à savoir Ref_30/20_flex_VE et Nuc_30/20_flex_VE, qui diffèrent des scénarios Ref_30/20_flex et Nuc_30/20_flex au niveau de la présence de VE en Belgique. Pour rappel : les deux derniers scénarios portaient de l'hypothèse qu'il n'y avait pas de développement de la voiture électrique (tout comme le scénario de référence).

Puisque les écarts sont négligeables, le choix a été fait, dans un souci de concision, de limiter l'analyse à la comparaison des résultats des scénarios Nuc_30/20_flex et Ref_30/20_flex. Les résultats sont similaires pour les scénarios Nuc_30/20_int et Ref_30/20_int, les tendances s'intensifiant légèrement. Les annexes D et E reprennent toutefois plusieurs chiffres clés relatifs à l'ensemble de ces scénarios.

Le Tableau 32 présente les hypothèses retenues dans les scénarios Ref_30/20_flex_VE et Nuc_30/20_flex_VE. Elles diffèrent pour tenir compte du lien entre l'impact net du développement de VE sur les émissions totales de CO₂ et la structure de la production d'électricité. Par contre, elles sont identiques à celles sous-tendant les scénarios Ref_20/20_VE et Nuc_20/20_VE (voir section 4.5).

Dans le scénario Ref_30/20_flex_VE, qui prévoit la fermeture progressive des centrales nucléaires telle que déterminée dans le calendrier de la loi de 2003, le taux de pénétration des voitures électriques est plutôt modéré étant donné que l'intensité en carbone de la production électrique augmente après 2020 suite au remplacement des 7 réacteurs nucléaires par des centrales brûlant principalement des com-

⁶¹ Les voitures hybrides non rechargeables sont parfois également classées dans les voitures électriques. Toutefois, ces voitures non rechargeables diffèrent des deux autres types dans la mesure où elles ne sont pas pourvues d'une batterie pouvant être rechargée par le biais du réseau. Les voitures 100% électriques fonctionnent uniquement avec une batterie rechargeable, tandis que les voitures hybrides rechargeables sont propulsées de deux façons : d'une part, par le biais d'une batterie rechargeable et, d'autre part, grâce à un moteur à combustion interne.

bustibles fossiles (gaz naturel et charbon). La part occupée par les VE dans le parc automobile s'élève à 5 % en 2020⁶² et augmente ensuite régulièrement pour atteindre 15 % en 2030. On suppose également que le développement de la VE s'appuie essentiellement sur la mise en circulation de voitures hybrides rechargeables, qui constitueraient 90 % du parc de VE en 2030. Pour atteindre ces pourcentages de pénétration, les VE devraient représenter environ 10 % des ventes annuelles de voitures entre 2015 et 2020 et grimper ensuite à 20 % en 2020 et à 25 % en 2030. Autrement dit, en 2030, une voiture vendue sur quatre devra être électrique.

Tableau 32 Hypothèses de développement du parc des voitures électriques (VE)
% du parc total de voitures

| | Ref_30/20_flex_VE | | | Nuc_30/20_flex_VE | | |
|-------------------------|-------------------|------|------|-------------------|------|------|
| | 2020 | 2025 | 2030 | 2020 | 2025 | 2030 |
| VE, dont | 5,0 | 8,0 | 15,0 | 10,0 | 13,0 | 20,0 |
| Hybride rechargeable | 5,0 | 7,2 | 13,5 | 9,0 | 11,0 | 16,0 |
| Voiture tout électrique | 0,0 | 0,8 | 1,5 | 1,0 | 2,0 | 4,0 |

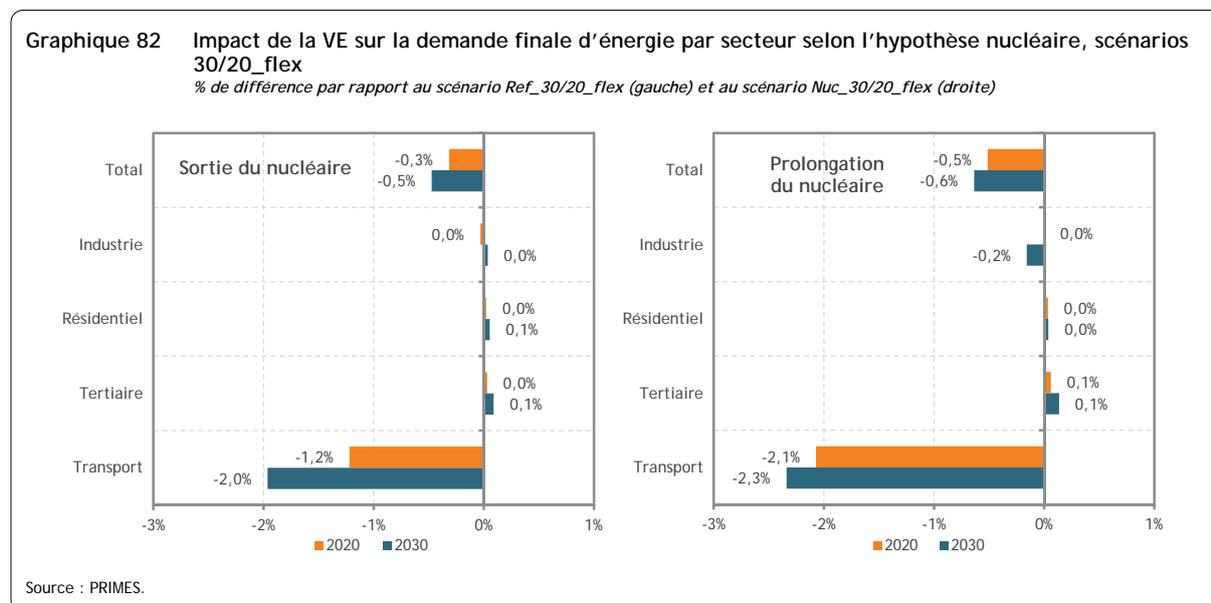
Le scénario Nuc_30/20_flex_VE, qui prévoit un allongement de 20 ans de la durée de fonctionnement opérationnel des centrales nucléaires, table sur un taux de pénétration des voitures électriques plus élevé en début de période : 10 % en 2020. Cette différence de taux de pénétration résulte du fait que ce scénario prévoit un plus faible volume d'énergie électrique à forte teneur en carbone, si bien que le développement de la VE devrait être a priori plus avantageux en termes d'impact net sur les émissions de CO₂. Le taux de pénétration des VE augmente ensuite régulièrement et atteint 20 % en 2030. Ici aussi, on suppose que la hausse des VE provient essentiellement des voitures hybrides rechargeables, qui représentent 80 % du parc automobile électrique en 2030. Les hypothèses exposées ci-avant induisent que les VE représentent, entre 2015 et 2020, environ 18 % des ventes annuelles de voitures et atteignent un peu plus de 20 % en 2020 et 25 % en 2030. A moyen terme (2020), une telle augmentation des VE ne sera possible que par le biais de mesures politiques très volontaristes.

L'analyse des scénarios Ref_30/20_flex_VE et Nuc_30/20_flex_VE est structurée de la même manière que les précédentes : impact sur la demande finale d'énergie, la production d'électricité et les SER, l'approvisionnement en énergie et, enfin, les émissions de GES. Les résultats obtenus pour les deux scénarios sont présentés en comparaison avec le scénario Ref_30/20_flex pour le premier et avec le scénario Nuc_30/20_flex pour le second.

⁶² Ce pourcentage est compatible avec la trajectoire de développement des SER dans le secteur des transports, tel que décrit dans le Plan d'Action national belge sur les énergies renouvelables (NREAP, 2010).

5.5.1. Demande finale d'énergie

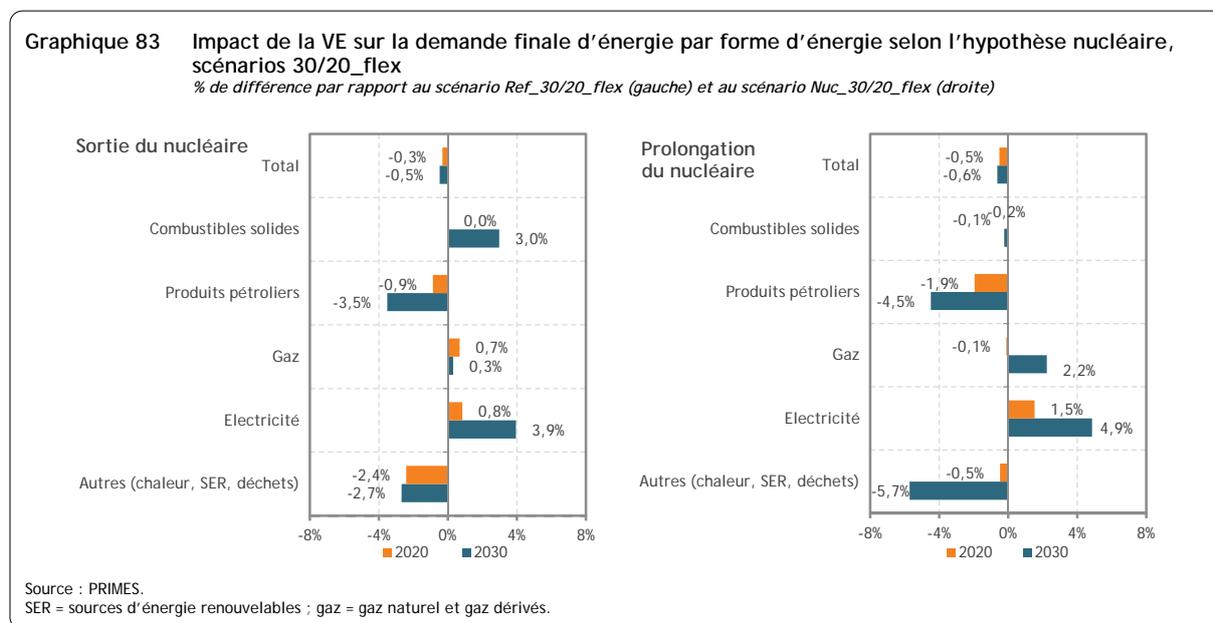
Le Graphique 82 montre que, dans les deux cas, le développement de la VE réduit la demande finale d'énergie en 2020 et 2030, quoique dans une faible mesure : de 0,3 % à 0,5 % dans le scénario Ref_30/20_flex_VE et de 0,5 % à 0,6 % dans le scénario Nuc_30/20_flex_VE. Comme on peut s'y attendre, l'impact se manifeste surtout au niveau de la demande finale d'énergie du secteur des transports ; pour les autres secteurs de la demande finale, l'effet est marginal.



La demande finale d'énergie dans le secteur des transports recule en raison de la meilleure efficacité énergétique des VE par rapport à celle des voitures conventionnelles pourvues d'un moteur à combustion interne, et ce malgré la hausse régulière de l'efficacité énergétique de ces dernières en projection. En effet, la consommation d'énergie par kilomètre parcouru des voitures conventionnelles diminue en moyenne de 1,3 % par an jusqu'en 2030. Notons que le nombre de passagers-kilomètres parcourus en voiture est quasiment identique dans les 4 scénarios. L'impact sur la consommation d'énergie du secteur des transports, tel qu'illustré par le Graphique 82, est donc exclusivement dû au développement de la VE. Dans le scénario Ref_30/20_flex_VE, la demande finale d'énergie des transports diminue de 1,2 % en 2020 et de 2 % en 2030. Pour le scénario Nuc_30/20_flex_VE, cette baisse s'élève à 2,1 % en 2020 et à 2,3 % en 2030.

Concernant les modifications de la répartition des passagers-kilomètres parcourus en voiture induites par les hypothèses différentes en matière de développement des VE, elles sont exactement identiques à celles illustrées sur le Graphique 51 et le Graphique 52 (voir point 4.5.1).

Enfin, le Graphique 83 illustre l'impact des VE sur le mix de la demande finale d'énergie selon l'hypothèse nucléaire. Les changements sont essentiellement de même nature, seule leur ampleur varie en raison des pourcentages de pénétration différents des VE. Comme on pouvait le supposer, le développement de la VE a un impact négligeable sur la demande finale de combustibles solides et de gaz naturel, ou dérivés.

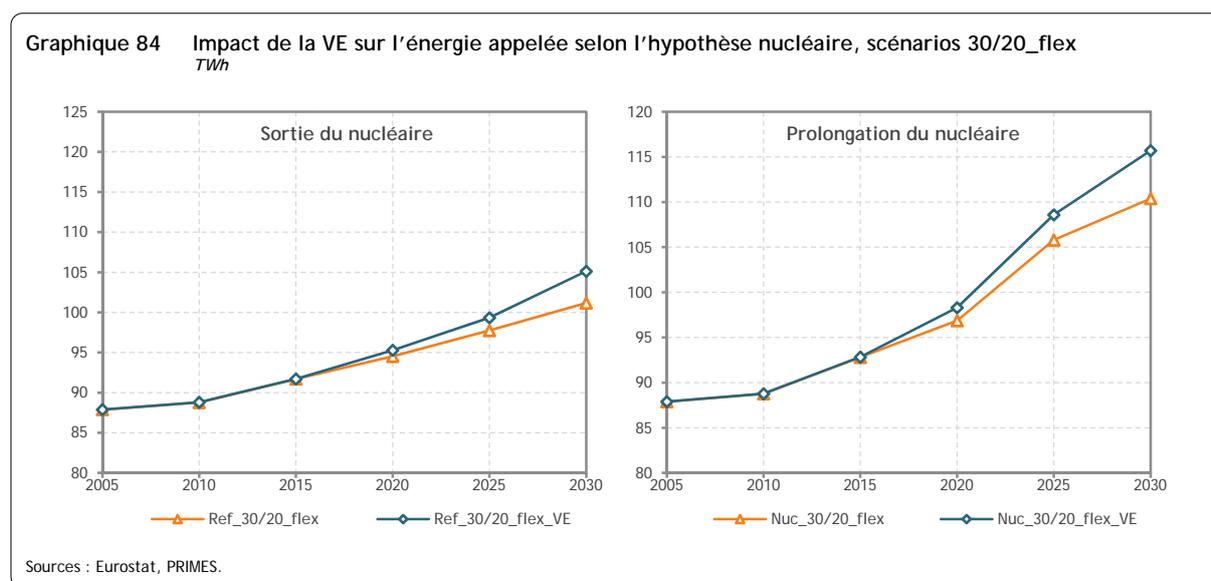


Par contre, les produits pétroliers, l'électricité et les SER sont plus fortement influencés. En effet, dans le scénario prévoyant la mise en circulation des VE et la suppression progressive de l'énergie nucléaire (resp. le maintien des centrales nucléaires), la consommation de produits pétroliers baisse de 0,9 % en 2020 et de 3,5 % en 2030 (resp. de 1,9 % en 2020 et de 4,9 % en 2030). La consommation d'électricité augmente quant à elle de 0,8 % en 2020 et de 3,9 % en 2030 (resp. de 1,5 % en 2020 et de 4,9 % en 2030). Enfin, la consommation de SER est influencée par la baisse de la consommation de biocarburants suite au recul du transport par voitures conventionnelles.

Concernant les coûts énergétiques dans les secteurs de la demande finale, le développement de la VE n'a d'impact que sur le secteur des transports, et plus précisément sur le transport de personnes. L'indicateur de coût utilisé donne les dépenses de carburant (au sens large, c'est-à-dire en ce compris l'électricité) par passager-kilomètre. Par rapport aux scénarios sans développement de la VE, les dépenses de carburant reculent de 2 % en 2020 et de 3 % en 2030 dans le scénario Ref_30/20_flex_VE, et de 4 % en 2020 et en 2030 dans le Nuc_30/20_VE_flex.

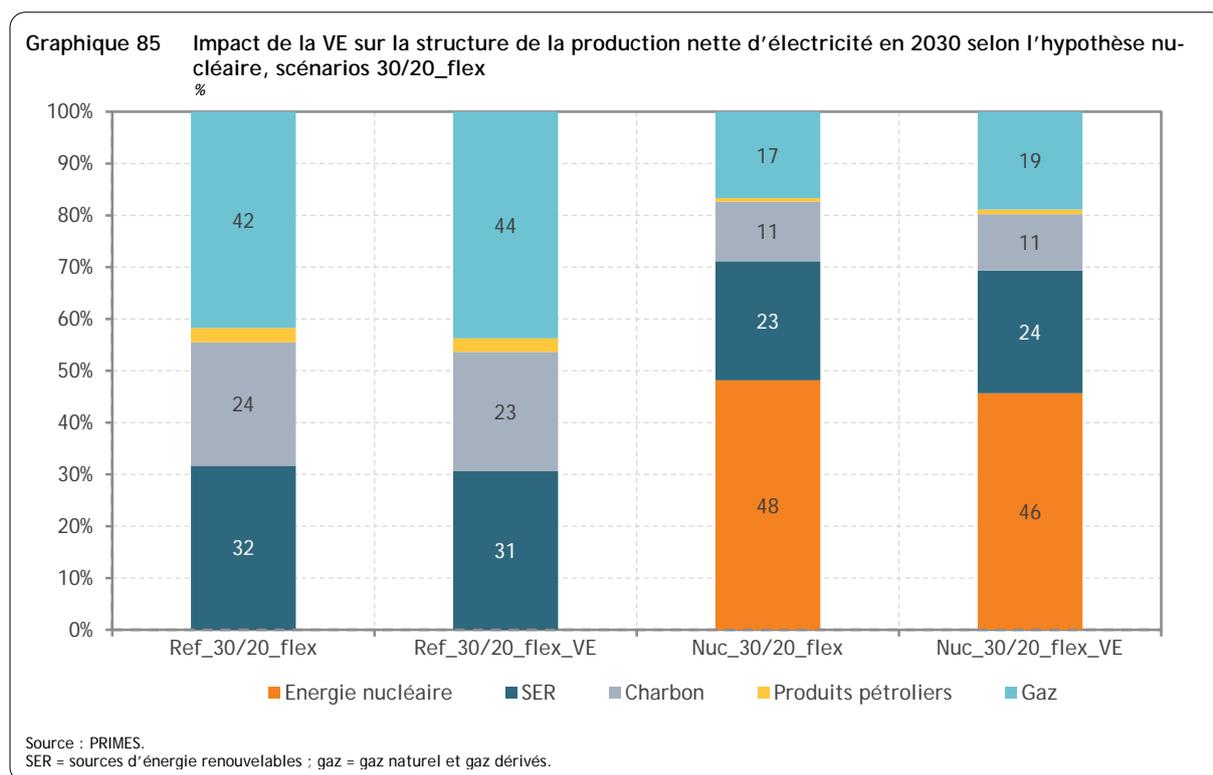
5.5.2. Production d'électricité

Sur la base des résultats précédents, l'on a déjà pu constater que la demande d'électricité augmente dans les scénarios avec VE. Cette hausse a à son tour un impact sur la production d'électricité, étant donné que l'importation nette d'électricité est supposée identique dans tous les scénarios. Le Graphique 84 montre l'influence du développement de la VE sur l'évolution de l'énergie appelée entre 2005 et 2030, tandis que le Graphique 85 présente les changements de structure de la production nette d'électricité selon l'hypothèse nucléaire choisie.



Sur la période 2005-2030, l'énergie appelée dans le scénario Ref_30/20_flex_VE augmente en moyenne de 0,7 % par an (contre 0,6 % dans le scénario Ref_30/20_flex). Par conséquent, en 2030, celle-ci est 3,9 % (ou 3,9 TWh) plus élevée que celle estimée dans le scénario Ref_30/20_flex. La production d'électricité complémentaire provient des centrales thermiques au gaz naturel (96 %) ou au charbon (4 %). Cette évolution a pour effet d'augmenter la part du gaz naturel dans la production d'électricité (voir Graphique 85).

Dans le scénario Nuc_30/20_flex_VE, l'énergie appelée augmente en moyenne de 1,1 % par an sur la période 2005-2030 (contre 0,9 % dans le scénario Nuc_30/20_flex). Par conséquent, en 2030, celle-ci est 4,8 % (ou 5,3 TWh) plus élevée que celle estimée dans le scénario Nuc_30/20_flex. La production d'électricité complémentaire provient des centrales au gaz naturel (60 %) et des SER (40 %). Par conséquent, ces deux formes d'énergie augmentent leur part dans la production électrique au détriment de la part dévolue à l'électricité nucléaire (voir Graphique 85).



5.5.3. Sources d'énergie renouvelables

En 2020, année visée par l'objectif relatif aux SER (fixé à 13 % pour la Belgique), le développement de la VE a des conséquences marginales sur la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie : cette part s'élève à 13,0 % dans le scénario avec sortie du nucléaire (Ref_30/20_flex_VE) et à 12,5 % dans le scénario avec maintien de la capacité nucléaire totale (Nuc_30/20_flex_VE) (au lieu de respectivement 13,1 % et 12,6 % dans les scénarios sans VE).

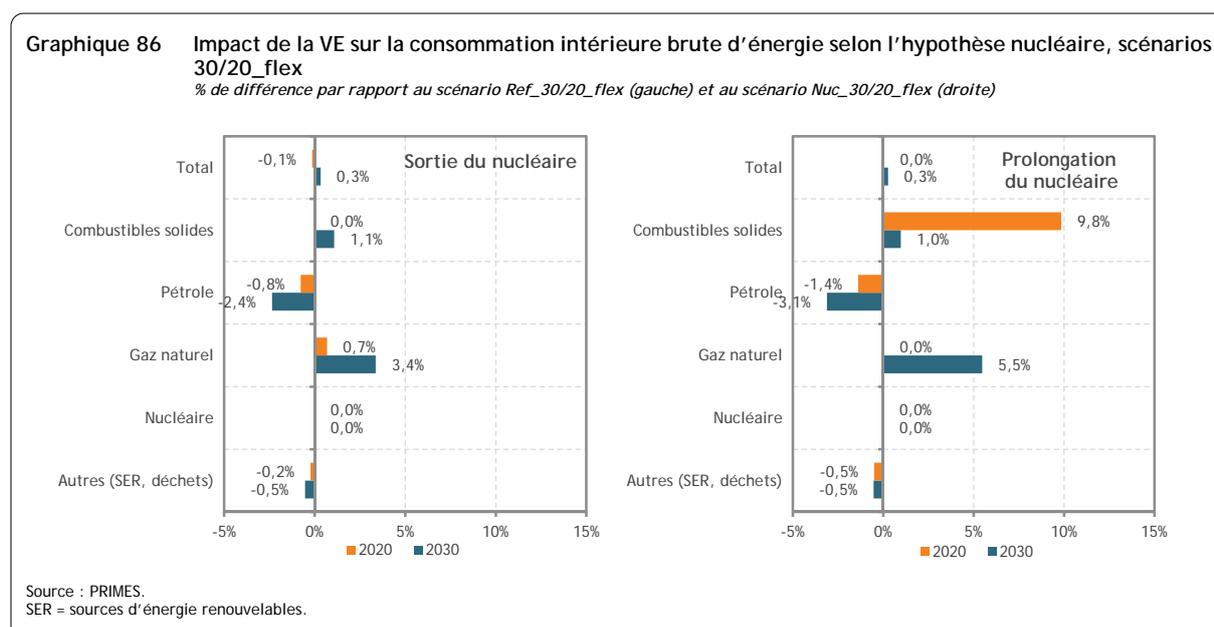
5.5.4. Approvisionnement énergétique

Le Graphique 86 montre l'impact de la pénétration à grande échelle des VE dans le parc automobile sur l'approvisionnement en énergie. Ce graphique reflète les conséquences sur la demande finale d'énergie et sur la production d'électricité décrites ci-avant et montre les changements dans la consommation intérieure brute totale et par forme d'énergie. En raison de l'absence de production d'énergie fossile en Belgique, l'impact est de même ampleur sur la consommation intérieure brute et l'importation nette de produits pétroliers, de combustibles solides et de gaz naturel.

La consommation intérieure brute totale d'énergie n'est influencée que modérément par la mise en circulation de voitures électriques : elle enregistre une hausse de 0,3 % en 2030 dans les deux scénarios 30/20_flex_VE. Par contre, les résultats sont plus contrastés lorsqu'il est question des différentes formes d'énergie. Quelle que soit l'hypothèse nucléaire, la consommation intérieure brute de pétrole recule suite au fléchissement de la part de marché détenue par les voitures conventionnelles utilisant l'essence, le diesel ou le GPL. La baisse va de 0,8 % (Ref_30/20_flex_VE en 2020) à 3,1 %

(Nuc_30/20_flex_VE en 2030). La consommation intérieure brute de SER (et de déchets) diminue également, mais dans une moindre mesure, la baisse représentant moins de 1 pour cent⁶³.

À l'inverse, la consommation intérieure brute de charbon et de gaz naturel augmente par rapport à la situation sans VE. Dans le scénario Ref_30/20_flex_VE, la hausse de la consommation est insignifiante en 2020 pour le charbon et de +0,7 % pour le gaz naturel, tandis qu'en 2030 elle s'élève à +1,1 % pour le charbon et à +3,4 % pour le gaz naturel. Dans le scénario Nuc_30/20_flex_VE, seule la consommation de charbon augmente en 2020 (de 9,8 %) tandis qu'en 2030, on observe une augmentation de 1,0 % pour le charbon et de 5,5 % pour le gaz naturel. Ces résultats reflètent la structure de la production d'électricité complémentaire nécessaire au développement des VE.



5.5.5. Emissions de gaz à effet de serre

Un élément important dans le débat autour des voitures électriques est l'impact que ce type de motorisation peut avoir sur les émissions de gaz à effet de serre. Comme indiqué dans l'introduction de la section 5.5, le secteur des transports est le principal émetteur d'émissions de CO₂ énergétique. Une situation qui pourrait être modifiée grâce à l'introduction de voitures électriques (voir aussi Gusbin et al., 2011). Le Tableau 33 montre l'influence des différents taux de pénétration de la VE, avec la présence ou non d'énergie nucléaire, sur les émissions totales de gaz à effet de serre et de CO₂. Le tableau cible l'année 2030, année pour laquelle les taux de pénétration de la VE sont les plus hauts.

⁶³ Le scénario Nuc_30/20_flex_EV se caractérise par une production d'électricité supplémentaire à partir de SER. Elle est cependant plus que compensée, au niveau de l'approvisionnement en énergie, par la baisse de la consommation de biocarburants.

Tableau 33 Impact de la voiture électrique sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2030 (portée '08-12'), scénarios 30/20_flex

| | Ref_30/20_flex_VE (Mt éq. CO2) | vs. Ref_30/20_flex (%) | Nuc_30/20_flex_VE (Mt éq. CO2) | vs. Nuc_30/20_flex (%) |
|--------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| Emissions totales de GES | 108,8 | 0,2 | 93,3 | -1,2 |
| Emissions totales de CO ₂ | 94,0 | 0,3 | 78,5 | -1,4 |
| GES - secteur ETS | 49,0 | 3,2 | 34,7 | 1,1 |
| ETS sans l'aviation | 44,8 | 3,5 | 30,4 | 1,2 |
| Aviation | 4,2 | 0,0 | 4,2 | 0,0 |
| GES - secteur non ETS | 59,8 | -2,0 | 58,6 | -2,5 |
| CO ₂ énergétique | 45,1 | -2,6 | 43,9 | -3,3 |
| Non CO ₂ | 14,8 | 0,0 | 14,8 | 0,0 |

Sources : PRIMES, NTUA.

Dans un contexte d'intensification de l'effort de réduction des émissions de GES d'ici 2050 et de sortie du nucléaire, les résultats montrent que l'électrification partielle du transport routier n'a pratiquement pas d'effet sur les émissions de GES en Belgique en 2030. On constate en effet que la baisse des émissions de GES enregistrée dans le secteur non ETS (-2,0 %) est (sur)compensée par une augmentation des émissions de GES dans le secteur ETS (+3,2 %). Le premier effet résulte d'une consommation plus faible d'essence, de diesel et de GPL dans les transports (faisant partie du secteur non ETS), ce qui engendre en 2030 une baisse de 6 % des émissions de CO₂ dans le secteur des transports. Le second effet provient de la production d'électricité supplémentaire à partir de combustibles fossiles qui entraîne une hausse des émissions de CO₂ dans le secteur électrique (+9 %), compensée partiellement par un recul des émissions de CO₂ générées par les raffineries, également actives dans le secteur ETS (-2 %). En résumé, le développement de la voiture électrique permet de réduire les émissions de CO₂ générées par le secteur des transports, mais la production d'électricité complémentaire nécessaire à la propulsion des VE provient d'énergies fossiles qui émettent du CO₂. Par conséquent, dans le contexte précité, le développement de la VE n'aurait pas d'impact positif tangible sur les émissions totales de CO₂ et de GES en 2030.

Par contre, dans le même contexte de renforcement de l'effort de réduction des émissions de GES mais cette fois avec le prolongement de la durée de vie opérationnelle du parc nucléaire, l'électrification partielle du transport routier a un impact légèrement positif sur les émissions de GES en Belgique en 2030. La baisse des émissions de GES dans le secteur non ETS (-2,5 %) n'est cette fois pas complètement compensée, par la hausse des émissions de GES dans le secteur ETS (+1,1 %). La baisse enregistrée dans le secteur non ETS résulte du recul de la consommation de produits pétroliers par le transport routier (non ETS), ce qui engendre en 2030 une baisse de 8 % des émissions de CO₂ par les transports. La hausse enregistrée dans le secteur ETS est due à la production d'électricité complémentaire générée en partie seulement à partir de combustibles fossiles (voir point 5.5.2). Cette hausse entraîne une augmentation des émissions de CO₂ dans le secteur de l'électricité (+4 %), compensée toutefois en partie par un recul des émissions de CO₂ de la raffinerie (-4 %). En résumé, le développement de la voiture électrique dans un paysage électrique où une fraction non négligeable de la production électrique additionnelle suscitée par la VE est générée à partir de SER permet, dans un contexte de réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre, de réduire quelque peu les émissions de dioxyde de carbone et par là de GES en Belgique à l'horizon 2030.

Les résultats présentés dans cette section doivent toutefois être interprétés avec prudence. En effet, outre la nature des scénarios et les hypothèses sous-jacentes du modèle PRIMES liées à la consommation énergétique des VE, toute une série d'aspects n'ont pu être développés en raison des interactions complexes entre le développement de la VE et le système énergétique et des limites du modèle utilisé. Ces aspects sont par exemple les émissions indirectes de CO₂ liées au transport du pétrole depuis les zones de production vers les zones de consommation (Belgique), le bilan environnemental pour les polluants locaux, l'impact du développement de la voiture électrique sur les réseaux électriques ou sur l'emploi. Par ailleurs, l'analyse cible l'année 2030 qui est relativement proche quand il est question d'électrification du transport. Les effets à plus long terme (2050) pourraient être différents. Si les SER contribuaient plus largement à la production d'électricité additionnelle, ces effets seraient indéniablement plus favorables pour les émissions de GES (comme le montre les résultats du scénario Nuc_30/20_flex_EV).

Concernant les hypothèses relatives à la consommation énergétique des VE (combustibles et/ou électricité), les émissions indirectes de CO₂ et les autres polluants, d'autres analyses ont été menées récemment sur la base du modèle PLANET élaboré par le Bureau fédéral du Plan (Gusbin et al., 2011). Le modèle PLANET est un modèle destiné spécifiquement à l'analyse du secteur des transports.

6. Annexes

Annexe A : Résultats détaillées des scénarios de référence et Ref_20/20

| | Scénario de référence | | | Ref_20/20 | |
|---|-----------------------|-------|-------|-----------|-------|
| | 2005 | 2020 | 2030 | 2020 | 2030 |
| Consommation intérieure brute (ktoe) | 61147 | 58356 | 53311 | 57896 | 52254 |
| Combustibles solides | 5450 | 4979 | 8169 | 5083 | 7338 |
| Pétrole | 24747 | 21931 | 19823 | 21243 | 18862 |
| Gaz naturel | 14740 | 17158 | 18942 | 14823 | 17559 |
| Energie nucléaire | 12277 | 8626 | 0 | 8626 | 0 |
| Electricité | 542 | 997 | 1173 | 997 | 1173 |
| SER | 3391 | 4665 | 5203 | 7125 | 7323 |
| Demande finale d'énergie (ktoe) | 38443 | 39225 | 37916 | 38940 | 36480 |
| par secteur | | | | | |
| Industrie | 13563 | 13646 | 13392 | 13645 | 12978 |
| Résidentiel | 9938 | 10237 | 10048 | 10149 | 9253 |
| Tertiaire | 5017 | 5486 | 5477 | 5343 | 5083 |
| Transport | 9926 | 9856 | 8998 | 9803 | 9166 |
| par forme d'énergie | | | | | |
| Combustibles solides | 2080 | 1755 | 1659 | 1829 | 1571 |
| Produits pétroliers | 16529 | 15246 | 13659 | 14578 | 12692 |
| Gaz naturel | 9513 | 10695 | 10682 | 9454 | 9112 |
| Gaz dérivés | 496 | 383 | 301 | 389 | 299 |
| Electricité | 6894 | 7765 | 8303 | 7628 | 8428 |
| Autres (SER, déchets, chaleur) | 2930 | 3382 | 3311 | 5062 | 4377 |
| Production nette d'électricité (GWh) | 82043 | 87138 | 91595 | 85496 | 93252 |
| Energie nucléaire | 45109 | 31851 | 0 | 31852 | 0 |
| SER | 3363 | 16798 | 23134 | 21060 | 28233 |
| Charbon | 7561 | 8546 | 28731 | 8545 | 23434 |
| Produits pétroliers | 1687 | 2199 | 2601 | 2249 | 2677 |
| Gaz naturel | 21761 | 25277 | 34625 | 19231 | 36259 |
| Gaz dérivés | 2563 | 2467 | 2504 | 2558 | 2650 |
| Capacité nette installée (MW) | 14716 | 20394 | 23036 | 20609 | 23782 |
| Energie nucléaire | 5817 | 4037 | 0 | 4037 | 0 |
| SER | 841 | 5453 | 7188 | 6692 | 8527 |
| Charbon | 1709 | 1152 | 4539 | 1153 | 3828 |
| Produits pétroliers | 639 | 1169 | 919 | 996 | 656 |
| Gaz | 5710 | 8583 | 10390 | 7731 | 10771 |
| Emissions de CO ₂ liées à l'énergie (Mt) | 107,7 | 104,6 | 114,6 | 97,5 | 96,5 |
| Energie | 24,7 | 24,5 | 40,2 | 22,0 | 29,1 |
| Industrie | 22,7 | 21,4 | 20,7 | 19,7 | 18,9 |
| Résidentiel | 20,4 | 20,1 | 18,7 | 18,8 | 14,9 |
| Tertiaire | 10,5 | 11,0 | 10,5 | 10,5 | 9,5 |
| Transport | 29,5 | 27,5 | 24,6 | 26,4 | 24,2 |
| dont le transport aérien | 3,8 | 4,5 | 4,3 | 4,6 | 4,3 |
| Valeur du carbone (€'08/t CO ₂) | | | | | |
| ETS | 0,0 | 25,0 | 39,0 | 13,2 | 45,4 |
| non-ETS | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,2 | 45,4 |
| Valeur des énergies renouvelables (€'08/MWh) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 82,0 | 38,0 |

Source : PRIMES.

Annexe B : Résultats détaillées des scénarios Ref_30/20_flex et Ref_30/20_int

| | 2005 | Ref_30/20_flex | | Ref_30/20_int | |
|---|-------|----------------|-------|---------------|-------|
| | | 2020 | 2030 | 2020 | 2030 |
| Consommation intérieure brute (ktoe) | 61147 | 56510 | 50617 | 55057 | 50679 |
| Combustibles solides | 5450 | 4745 | 7073 | 3998 | 7125 |
| Pétrole | 24747 | 20786 | 18389 | 20479 | 18470 |
| Gaz naturel | 14740 | 14245 | 16693 | 13835 | 16613 |
| Energie nucléaire | 12277 | 8626 | 0 | 8626 | 0 |
| Electricité | 542 | 997 | 1173 | 997 | 1173 |
| SER | 3391 | 7111 | 7290 | 7121 | 7298 |
| Demande finale d'énergie (ktoe) | 38443 | 37743 | 34925 | 36726 | 35039 |
| par secteur | | | | | |
| Industrie | 13563 | 13533 | 12807 | 13278 | 12802 |
| Résidentiel | 9938 | 9553 | 8476 | 9122 | 8571 |
| Tertiaire | 5017 | 4974 | 4532 | 4708 | 4552 |
| Transport | 9926 | 9684 | 9109 | 9617 | 9115 |
| par forme d'énergie | | | | | |
| Combustibles solides | 2080 | 1662 | 1372 | 1407 | 1418 |
| Produits pétroliers | 16529 | 14102 | 12275 | 13837 | 12343 |
| Gaz naturel | 9513 | 9032 | 8543 | 8598 | 8559 |
| Gaz dérivés | 496 | 380 | 278 | 345 | 278 |
| Electricité | 6894 | 7471 | 8026 | 7364 | 8013 |
| Autres (SER, déchets, chaleur) | 2930 | 5096 | 4431 | 5175 | 4428 |
| Production nette d'électricité (GWh) | 82043 | 83428 | 88067 | 81962 | 87925 |
| Energie nucléaire | 45109 | 31852 | 0 | 31852 | 0 |
| SER | 3363 | 20520 | 27893 | 20895 | 28129 |
| Charbon | 7561 | 7964 | 21014 | 6407 | 20886 |
| Produits pétroliers | 1687 | 1508 | 2407 | 1639 | 2399 |
| Gaz naturel | 21761 | 19165 | 34293 | 18948 | 34074 |
| Gaz dérivés | 2563 | 2419 | 2460 | 2222 | 2438 |
| Capacité nette installée (MW) | 14716 | 20155 | 22726 | 19843 | 22733 |
| Energie nucléaire | 5817 | 4037 | 0 | 4037 | 0 |
| SER | 841 | 6604 | 8446 | 6642 | 8448 |
| Charbon | 1709 | 1079 | 3503 | 1079 | 3486 |
| Produits pétroliers | 639 | 828 | 560 | 821 | 565 |
| Gaz | 5710 | 7607 | 10217 | 7265 | 10234 |
| Emissions de CO ₂ liées à l'énergie (Mt) | 107,7 | 93,4 | 81,9 | 88,5 | 82,5 |
| Energie | 24,7 | 21,1 | 18,0 | 19,3 | 18,1 |
| Industrie | 22,7 | 18,9 | 17,7 | 17,4 | 17,8 |
| Résidentiel | 20,4 | 17,5 | 13,6 | 16,6 | 13,9 |
| Tertiaire | 10,5 | 9,8 | 8,5 | 9,3 | 8,5 |
| Transport | 29,5 | 26,1 | 24,1 | 25,9 | 24,1 |
| dont le transport aérien | 3,8 | 4,4 | 4,2 | 4,4 | 4,2 |
| Valeur du carbone (€'08/t CO ₂) | | | | | |
| ETS | 0,0 | 30,2 | 66,1 | 55,4 | 61,7 |
| non-ETS | 0,0 | 30,2 | 66,1 | 55,4 | 61,7 |
| Valeur des énergies renouvelables (€'08/MWh) | 0,0 | 82,0 | 38,0 | 82,0 | 38,0 |

Source : PRIMES.

Annexe C : Résultats détaillés du scénario Ref_20/20 et des scénarios complémentaires associés pour l'année 2030

| | 2005 | 2030 | | 2030 | |
|---|-------|-----------|--------------|-----------|--------------|
| | | Ref_20/20 | Ref_20/20_EV | Nuc_20/20 | Nuc_20/20_EV |
| Consommation intérieure brute (ktoe) | 61147 | 52254 | 52385 | 58568 | 58666 |
| Combustibles solides | 5450 | 7338 | 7722 | 5118 | 5115 |
| Pétrole | 24747 | 18862 | 18434 | 18673 | 18116 |
| Gaz naturel | 14740 | 17559 | 17769 | 13825 | 14547 |
| Energie nucléaire | 12277 | 0 | 0 | 12728 | 12728 |
| Electricité | 542 | 1173 | 1173 | 1173 | 1173 |
| SER | 3391 | 7323 | 7287 | 7050 | 6988 |
| Demande finale d'énergie (ktoe) | 38443 | 36480 | 36331 | 36745 | 36534 |
| par secteur | | | | | |
| Industrie | 13563 | 12978 | 12996 | 13049 | 13042 |
| Résidentiel | 9938 | 9253 | 9260 | 9341 | 9346 |
| Tertiaire | 5017 | 5083 | 5088 | 5187 | 5192 |
| Transport | 9926 | 9166 | 8987 | 9167 | 8954 |
| par forme d'énergie | | | | | |
| Combustibles solides | 2080 | 1571 | 1573 | 1424 | 1422 |
| Produits pétroliers | 16529 | 12692 | 12268 | 12613 | 12071 |
| Gaz naturel | 9513 | 9112 | 9092 | 8631 | 8595 |
| Gaz dérivés | 496 | 299 | 299 | 253 | 253 |
| Electricité | 6894 | 8428 | 8744 | 9184 | 9599 |
| Autres (SER, déchets, chaleur) | 2930 | 4377 | 4355 | 4640 | 4595 |
| Production nette d'électricité (GWh) | 82043 | 93252 | 97223 | 102579 | 107794 |
| Energie nucléaire | 45109 | 0 | 0 | 46873 | 46873 |
| SER | 3363 | 28233 | 28232 | 24462 | 24685 |
| Charbon | 7561 | 23434 | 25935 | 12048 | 11853 |
| Produits pétroliers | 1687 | 2677 | 2621 | 739 | 1272 |
| Gaz naturel | 21761 | 36259 | 37786 | 15995 | 20651 |
| Gaz dérivés | 2563 | 2650 | 2650 | 2462 | 2460 |
| Capacité nette installée (MW) | 14716 | 23782 | 23834 | 24821 | 24885 |
| Energie nucléaire | 5817 | 0 | 0 | 5941 | 5941 |
| SER | 841 | 8527 | 8527 | 7479 | 7517 |
| Charbon | 1709 | 3828 | 4164 | 2300 | 2274 |
| Produits pétroliers | 639 | 656 | 638 | 588 | 655 |
| Gaz | 5710 | 10771 | 10504 | 8513 | 8499 |
| Emissions de CO ₂ liées à l'énergie (Mt) | 107,7 | 96,5 | 96,6 | 76,2 | 76,2 |
| Energie | 24,7 | 29,1 | 30,5 | 10,9 | 12,7 |
| Industrie | 22,7 | 18,9 | 18,8 | 17,1 | 17,0 |
| Résidentiel | 20,4 | 14,9 | 14,8 | 14,6 | 14,6 |
| Tertiaire | 10,5 | 9,5 | 9,5 | 9,4 | 9,4 |
| Transport | 29,5 | 24,2 | 22,9 | 24,2 | 22,6 |
| dont le transport aérien | 3,8 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 |
| Valeur du carbone (€'08/t CO ₂) | | | | | |
| ETS | 0,0 | 45,4 | 45,4 | 45,4 | 45,4 |
| non-ETS | 0,0 | 45,4 | 45,4 | 45,4 | 45,4 |
| Valeur des énergies renouvelables (€'08/MWh) | 0,0 | 38,0 | 38,0 | 38,0 | 38,0 |

Source : PRIMES.

Annexe D : Résultats détaillés du scénario Ref_30/20_flex et des scénarios complémentaires associés pour l'année 2030

| | 2005 | 2030 Ref_30/20 _flex | 2030 Ref_30/20 _flex_EV | 2030 Nuc_30/20 _flex | 2030 Nuc_30/20 _flex_EV |
|---|-------|----------------------------|-------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Consommation intérieure brute (ktoe) | 61147 | 50617 | 50784 | 56986 | 57141 |
| Combustibles solides | 5450 | 7073 | 7149 | 4834 | 4881 |
| Pétrole | 24747 | 18389 | 17956 | 18238 | 17670 |
| Gaz naturel | 14740 | 16693 | 17256 | 13029 | 13742 |
| Energie nucléaire | 12277 | 0 | 0 | 12728 | 12728 |
| Electricité | 542 | 1173 | 1173 | 1173 | 1173 |
| SER | 3391 | 7290 | 7251 | 6984 | 6947 |
| Demande finale d'énergie (ktoe) | 38443 | 34925 | 34759 | 35218 | 34994 |
| par secteur | | | | | |
| Industrie | 13563 | 12807 | 12812 | 12922 | 12902 |
| Résidentiel | 9938 | 8476 | 8481 | 8558 | 8561 |
| Tertiaire | 5017 | 4532 | 4537 | 4628 | 4634 |
| Transport | 9926 | 9109 | 8930 | 9110 | 8897 |
| par forme d'énergie | | | | | |
| Combustibles solides | 2080 | 1372 | 1413 | 1253 | 1250 |
| Produits pétroliers | 16529 | 12275 | 11844 | 12190 | 11643 |
| Gaz naturel | 9513 | 8543 | 8570 | 7842 | 8024 |
| Gaz dérivés | 496 | 278 | 279 | 236 | 235 |
| Electricité | 6894 | 8026 | 8342 | 8776 | 9202 |
| Autres (SER, déchets, chaleur) | 2930 | 4431 | 4312 | 4920 | 4639 |
| Production nette d'électricité (GWh) | 82043 | 88067 | 92033 | 97326 | 102667 |
| Energie nucléaire | 45109 | 0 | 0 | 46873 | 46873 |
| SER | 3363 | 27893 | 28188 | 22381 | 24325 |
| Charbon | 7561 | 21014 | 21168 | 11188 | 11161 |
| Produits pétroliers | 1687 | 2407 | 2415 | 670 | 943 |
| Gaz naturel | 21761 | 34293 | 37803 | 13939 | 17093 |
| Gaz dérivés | 2563 | 2460 | 2457 | 2275 | 2272 |
| Capacité nette installée (MW) | 14716 | 22726 | 22771 | 23652 | 23815 |
| Energie nucléaire | 5817 | 0 | 0 | 5941 | 5941 |
| SER | 841 | 8446 | 8508 | 7140 | 7380 |
| Charbon | 1709 | 3503 | 3524 | 2184 | 2181 |
| Produits pétroliers | 639 | 560 | 568 | 645 | 658 |
| Gaz | 5710 | 10217 | 10171 | 7741 | 7655 |
| Emissions de CO ₂ liées à l'énergie (Mt) | 107,7 | 81,9 | 82,2 | 69,2 | 68,0 |
| Energie | 24,7 | 18,0 | 19,4 | 7,8 | 7,9 |
| Industrie | 22,7 | 17,7 | 18,0 | 15,6 | 16,0 |
| Résidentiel | 20,4 | 13,6 | 13,6 | 13,3 | 13,3 |
| Tertiaire | 10,5 | 8,5 | 8,5 | 8,4 | 8,4 |
| Transport | 29,5 | 24,1 | 22,8 | 24,1 | 22,4 |
| dont le transport aérien | 3,8 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 |
| Valeur du carbone (€08/t CO ₂) | | | | | |
| ETS | 0,0 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 |
| non-ETS | 0,0 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 |
| Valeur des énergies renouvelables (€08/MWh) | 0,0 | 38,0 | 38,0 | 38,0 | 38,0 |

Source : PRIMES.

Annexe E : Résultats détaillés du scénario Ref_30/20_int et des scénarios complémentaires associés pour l'année 2030

| | 2005 | 2030 Ref_30/20 _int | 2030 Ref_30/20 _int_EV | 2030 Nuc_30/20 _int | 2030 Nuc_30/20 _int_EV |
|---|-------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Consommation intérieure brute (ktoe) | 61147 | 50679 | 50827 | 57084 | 57225 |
| Combustibles solides | 5450 | 7125 | 7129 | 4891 | 4886 |
| Pétrole | 24747 | 18470 | 18033 | 18329 | 17756 |
| Gaz naturel | 14740 | 16613 | 17245 | 12976 | 13686 |
| Energie nucléaire | 12277 | 0 | 0 | 12728 | 12728 |
| Electricité | 542 | 1173 | 1173 | 1173 | 1173 |
| SER | 3391 | 7298 | 7246 | 6988 | 6996 |
| Demande finale d'énergie (ktoe) | 38443 | 35039 | 34872 | 35360 | 35127 |
| par secteur | | | | | |
| Industrie | 13563 | 12802 | 12801 | 12912 | 12886 |
| Résidentiel | 9938 | 8571 | 8579 | 8683 | 8687 |
| Tertiaire | 5017 | 4552 | 4558 | 4649 | 4654 |
| Transport | 9926 | 9115 | 8933 | 9116 | 8900 |
| par forme d'énergie | | | | | |
| Combustibles solides | 2080 | 1418 | 1420 | 1252 | 1250 |
| Produits pétroliers | 16529 | 12343 | 11910 | 12279 | 11727 |
| Gaz naturel | 9513 | 8559 | 8554 | 7815 | 8104 |
| Gaz dérivés | 496 | 278 | 279 | 235 | 234 |
| Electricité | 6894 | 8013 | 8328 | 8758 | 9190 |
| Autres (SER, déchets, chaleur) | 2930 | 4428 | 4381 | 5020 | 4623 |
| Production nette d'électricité (GWh) | 82043 | 87925 | 91883 | 97116 | 102530 |
| Energie nucléaire | 45109 | 0 | 0 | 46873 | 46873 |
| SER | 3363 | 28129 | 28129 | 22256 | 24917 |
| Charbon | 7561 | 20886 | 20817 | 11411 | 11240 |
| Produits pétroliers | 1687 | 2399 | 2399 | 541 | 677 |
| Gaz naturel | 21761 | 34074 | 38092 | 13778 | 16518 |
| Gaz dérivés | 2563 | 2438 | 2447 | 2257 | 2305 |
| Capacité nette installée (MW) | 14716 | 22733 | 22767 | 23623 | 23930 |
| Energie nucléaire | 5817 | 0 | 0 | 5941 | 5941 |
| SER | 841 | 8448 | 8447 | 7133 | 7567 |
| Charbon | 1709 | 3486 | 3477 | 2214 | 2191 |
| Produits pétroliers | 639 | 565 | 565 | 567 | 599 |
| Gaz | 5710 | 10234 | 10278 | 7768 | 7631 |
| Emissions de CO ₂ liées à l'énergie (Mt) | 107,7 | 82,5 | 82,7 | 69,8 | 68,3 |
| Energie | 24,7 | 18,1 | 19,6 | 8,2 | 7,8 |
| Industrie | 22,7 | 17,8 | 17,8 | 15,3 | 16,0 |
| Résidentiel | 20,4 | 13,9 | 13,9 | 13,7 | 13,6 |
| Tertiaire | 10,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 |
| Transport | 29,5 | 24,1 | 22,8 | 24,1 | 22,4 |
| dont le transport aérien | 3,8 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 |
| Valeur du carbone (€08/t CO ₂) | | | | | |
| ETS | 0,0 | 61,7 | 61,7 | 61,7 | 61,7 |
| non-ETS | 0,0 | 61,7 | 61,7 | 61,7 | 61,7 |
| Valeur des énergies renouvelables (€08/MWh) | 0,0 | 38,0 | 38,0 | 38,0 | 38,0 |

Source : PRIMES.

7. Liste des abréviations

| | |
|------------------|--|
| BFP | Bureau fédéral du Plan |
| CCS | Carbon Capture and Storage = captage et stockage du carbone |
| CIB | Consommation intérieure brute |
| CE | Commission européenne |
| CEV | Comité d'étude sur le vieillissement |
| CFBE | Consommation finale brute d'énergie |
| CH ₄ | Méthane |
| CO ₂ | Dioxyde de carbone |
| CPE | Comité de politique économique |
| CSF | Conseil supérieur des finances |
| CV | Carbon Value = valeur du carbone |
| DG ECFIN | Direction générale des affaires économiques et financière de la Commission européenne |
| DG ENER | Direction générale de l'Energie de la Commission européenne |
| DGSIE | Direction générale Statistique et Information économique du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie |
| EC | European Commission |
| ETS | Emission Trading System = système d'échange des quotas d'émission |
| GEMIX | Groupe d'experts chargé d'étudier le mix énergétique idéal de la Belgique à moyen et long terme |
| GES | Gaz à effet de serre |
| GPL | Gaz de pétrole liquéfié |
| GRT | Gestionnaire du réseau de transport (d'électricité ou de gaz naturel) |
| IEA | International Energy Agency |
| N ₂ O | Protoxyde d'azote |
| NTUA | National Technical University of Athens |
| PIB | Produit intérieur brut |
| PNR | Programme national de réforme |
| RV | Renewable Value = valeur des énergies renouvelables |
| SER | Sources d'énergie renouvelables |
| SER-E | Sources d'énergie renouvelables utilisées pour la production d'électricité |
| SER-H | Sources d'énergie renouvelables utilisées pour le chauffage et le refroidissement |
| SER-T | Sources d'énergie renouvelables utilisées dans les transports |
| SPF | Service public fédéral |

PERSPECTIVES

| | |
|------------|----------------------|
| UE ou UE27 | Union européenne |
| VE | Voitures électriques |
| WEO | World Energy Outlook |

Unités de mesures

| | |
|-----|--------------------------|
| bep | baril équivalent pétrole |
| tep | tonne équivalent pétrole |
| W | Watt |
| Wh | Wattheure |

| | |
|----------|-----------|
| k (kilo) | 10^3 |
| M (Méga) | 10^6 |
| G (Giga) | 10^9 |
| T (Téra) | 10^{12} |

8. Bibliographie

- Bossier F., D. Devogelaer, D. Gusbin and F. Verschueren (2008), *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*, Working Paper 21-08, Federal Planning Bureau, November 2008.
- Bossier F., D. Devogelaer, D. Gusbin and F. Thiéry (2011), *Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy – Update 2010*, Working Paper 9-11, Federal Planning Bureau, July 2011.
- Bureau fédéral du Plan et SPF Economie (DGSIE) (2008), *Perspectives de population 2007-2060*, Planning Paper 105, mai 2008.
- Bureau fédéral du Plan (2009), *Perspectives économiques 2009-2014*, mai 2009.
- Capros et al. (2008), *Model based analysis of the 2008 EU policy package on climate change and renewables*, report for the European Commission, Directorate General for Environment.
- Conseil supérieur des finances (2011), *rapport annuel du comité d'étude sur le vieillissement*, juin 2011.
- European Commission, Directorate General for Energy and Transport (2008), *European energy and transport, Trends to 2030 – update 2007*.
- European Commission (DG ECFIN) and the Economic Policy Committee (AWG) (2009a), *2009 Ageing Report: Economic and budgetary projections for the EU-27 Member States (2008-2060)*, European Economy 2/2009, April 2009.
- European Commission (2009b), *Economic forecast Spring 2009*, European Economy 3/2009, May 2009.
- European Commission, Directorate General for Energy (2010a), *EU energy trends to 2030 – update 2009*.
- European Commission (2010b), *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reduction and assessing the risk of carbon leakage*, COM(2010) 265 final, May 2010.
- European Commission (2010c), *Commission staff working document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reduction and assessing the risk of carbon leakage*, SEC(2010) 650, May 2010.
- European Commission (2011a), *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, COM(2011) 111 final, March 2011.
- European Commission (2011b), *Commission staff working document – Impact Assessment – accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the*

European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, SEC(2011) 288 final, March 2011.

Eurostat (2010), EUROPOP2008,

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/publication?p_product_code=KS-SF-10-001

Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>

Groupe Gemix, Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ? Rapport final, septembre 2009.

Gusbin D. et A. Henry (2007), Eclairage sur des enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique, Working Paper 1-07, Bureau fédéral du Plan, janvier 2007.

Gusbin D., D. Devogelaer and M. Vandresse (2011), The environmental impact of electric cars in Belgium: a transport system approach vs. an energy system approach, In: Proceedings of the European Electric Vehicle Congress, Brussels, October 26-28, 2011.

Gusbin D. (2010), Développement à grande échelle de la voiture électrique, objectifs en matière d'énergies renouvelables dans les transports : quel impact sur le transport, l'environnement et le bien-être social ? Rapport du Bureau fédéral du Plan pour le SPF Mobilité et Transports, novembre 2010.

Höglund-Isaksson L., W. Winiwarter, F. Wagner, Z. Klimont and M. Amann (2010), Potentials and costs for mitigation of non-CO₂ greenhouse gas emissions in the European Union until 2030, IIASA, report to DG Climate Action, May 2010.

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

National Renewable Energy Action Plan of Belgium pursuant to Directive 2009/28/EC (2010), November 2010,
http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm

Piessens K. et al (2008), Policy support system for carbon capture and storage «PSS-CCS», Belgian Science Policy, Project SD/CP/04A, Final Report Phase 1, September 2008.

RES Forecast document of Belgium (2009),

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

SPF Economie (DG Energie) et Bureau fédéral du Plan, Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017, décembre 2009.

Synergrid, <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>

Le Bureau fédéral du Plan

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

Le BFP réalise des études sur les questions de politique économique, socio-économique et environnementale. A cette fin, le BFP rassemble et analyse des données, explore les évolutions plausibles, identifie des alternatives, évalue les conséquences des politiques et formule des propositions.

Son expertise scientifique est mise à la disposition du gouvernement, du parlement, des interlocuteurs sociaux, ainsi que des institutions nationales et internationales. Le BFP assure à ses travaux une large diffusion. Les résultats de ses recherches sont portés à la connaissance de la collectivité et contribuent au débat démocratique.

Le Bureau fédéral du Plan est certifié EMAS et Entreprise Ecodynamique (trois étoiles) pour sa gestion environnementale.

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

e-mail: contact@plan.be

Les publications du Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) publie régulièrement les méthodes et résultats de ses travaux à des fins d'information et de transparence. Les publications du BFP s'organisent autour de trois séries : les Perspectives, les Working Papers, les Planning Papers. Le BFP publie également des rapports, un bulletin trimestriel en anglais, et occasionnellement, des ouvrages. Certaines des publications sont le fruit de collaborations avec d'autres institutions.

Toutes les publications du Bureau fédéral du Plan sont disponibles sur : www.plan.be

Les séries

Perspectives

L'une des principales missions du Bureau fédéral du Plan (BFP) est d'aider les décideurs à anticiper les évolutions futures de l'économie belge.

Ainsi, sous la responsabilité de l'ICN, le BFP établit deux fois par an, en février et septembre, des prévisions à court terme de l'économie belge, soit le *Budget économique* en vue, comme son nom l'indique, de la confection du budget de l'Etat et de son contrôle. A la demande des partenaires sociaux, le BFP publie en mai des *Perspectives économiques à moyen terme* dans un contexte international. Dans la foulée sont élaborées, en collaboration avec des institutions régionales, des *Perspectives économiques régionales*. *Nime Outlook* décrit, une fois par an, des perspectives d'évolution à moyen terme de l'économie mondiale. Tous les trois ans, le BFP élabore des *Perspectives énergétiques à long terme pour la Belgique*. Tous les

trois ans également, il réalise, en collaboration avec le SPF Mobilité et Transports, des *Perspectives à long terme de l'évolution des transports en Belgique*. Enfin, le BFP élabore annuellement, en collaboration avec la DGSIE, des *Perspectives de population* de long terme.

Working Papers

Les Working Papers présentent les résultats des recherches en cours menées dans les domaines d'étude du BFP. Ils sont publiés en vue de contribuer à la diffusion de la connaissance de phénomènes essentiellement économiques et d'encourager le débat d'idées. D'autre part, ils fournissent une base conceptuelle et empirique en vue de la prise de décisions. Ils ont souvent un caractère technique et s'adressent à un public de spécialistes.

Planning Papers

Les Planning Papers présentent des études finalisées portant sur des thèmes de plus large intérêt. Ils ne s'adressent pas spécifiquement à un public spécialisé et sont disponibles en français et en néerlandais.

Autres publications

Rapports

Les rapports décrivent les résultats de travaux menés sur la base de missions légales ou en réponse à des demandes spécifiques formulées notamment par les autorités, le gouvernement ou le Conseil central de l'économie.

Ouvrages

Occasionnellement, le BFP publie des études sous forme d'ouvrages.

Short Term Update

Le Short Term Update (STU) est un bulletin trimestriel en anglais qui dresse un aperçu actualisé de l'économie belge. Élaborés à partir de dizaines d'indicateurs, les divers numéros proposent soit un suivi de la conjoncture, soit une analyse de l'évolution structurelle de l'économie. Par ailleurs, chaque STU se penche plus particulièrement sur une étude du BFP liée à l'actualité économique. Enfin, ce bulletin résume les études en cours du BFP et liste les principales décisions prises par les autorités belges qui peuvent avoir une influence sur la situation économique.

Bureau fédéral du Plan
organisme d'intérêt public

Avenue des Arts 47-49
B-1000 Bruxelles
tél.: +32-2-5077311
fax: +32-2-5077373
e-mail: contact@plan.be
<http://www.plan.be>