

# Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017





**ETUDES SUR LES PERSPECTIVES  
D'APPROVISIONNEMENT EN  
ELECTRICITE  
2008-2017**



Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie  
Rue du Progrès, 50  
B - 1210 BRUXELLES  
N° d'entreprise : 0314.595.348  
<http://economie.fgov.be>

tél. 02 277 51 11

Pour les appels en provenance de l'étranger :  
tél. + 32 2 277 51 11

Editeur responsable : Regis MASSANT  
Président a.i. du Comité de direction  
Rue du Progrès, 50  
B-1210 BRUXELLES

Dépôt légal : D/2009/2295/77

Texte terminé en octobre 2009.

S4-09-0217/0668-09

## Table des matières

<b>Table des matières</b>	<b>3</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>9</b>
<b>Liste des graphiques</b>	<b>11</b>
<b>Liste des schémas</b>	<b>15</b>
<b>Remerciements</b>	<b>17</b>
<b>Introduction</b>	<b>19</b>
<b>1. Qu'est-ce que l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité ?</b>	<b>21</b>
<b>1.1. Le contexte de l'étude prospective</b>	<b>21</b>
1.1.1. Les institutions de la Belgique	21
1.1.2. Le marché de l'électricité	23
1.1.3. La politique énergétique	34
1.1.4. La politique environnementale	43
<b>1.2. L'étude prospective</b>	<b>49</b>
1.2.1. L'objet de l'étude prospective	49
1.2.2. Les utilisations de l'étude prospective	50
1.2.3. Le contenu de l'étude prospective	51
<b>2. La problématique de la sécurité d'approvisionnement en électricité</b>	<b>53</b>
<b>2.1. La sécurité des approvisionnements en énergie</b>	<b>53</b>
2.1.1. Les réserves mondiales de combustibles fossiles et d'uranium	53
2.1.2. La politique européenne en matière de sécurité des approvisionnements en énergie	57
2.1.3. La sécurité des approvisionnements énergétiques en Belgique	60
<b>2.2. Qu'entend-on par « sécurité d'approvisionnement en électricité » ?</b>	<b>61</b>
<b>2.3. Quelles solutions à la problématique de la sécurité d'approvisionnement en électricité ?</b>	<b>62</b>
<b>2.4. Les options prises par la Belgique en matière de sécurité d'approvisionnement en électricité</b>	<b>62</b>
2.4.1. L'offre d'électricité	62
2.4.2. La demande d'électricité	64
<b>3. Le processus d'élaboration de l'étude prospective</b>	<b>67</b>



<b>3.1.</b>	<b>L'établissement d'un projet d'étude prospective</b>	<b>67</b>
<b>3.2.</b>	<b>La réalisation d'une évaluation des incidences sur l'environnement</b>	<b>68</b>
<b>3.3.</b>	<b>L'organisation de consultations</b>	<b>68</b>
3.3.1.	Les consultations prévues par la loi du 1 <sup>er</sup> juin 2005	69
3.3.2.	Les consultations prévues par la loi du 13 février 2006	69
3.3.3.	Les résultats des consultations	70
<b>3.4.</b>	<b>L'adaptation du projet d'étude prospective et l'élaboration d'une déclaration</b>	<b>71</b>
3.4.1.	Les adaptations du projet d'étude prospective consécutives aux consultations	72
3.4.2.	Les adaptations du projet d'étude prospective consécutives au rapport sur les incidences environnementales	72
<b>4.</b>	<b>La demande et l'offre d'électricité en Belgique</b>	<b>73</b>
<b>4.1.</b>	<b>La demande d'électricité</b>	<b>73</b>
4.1.1.	Les consommateurs finals d'électricité	73
4.1.2.	Les caractéristiques de la demande d'électricité	75
4.1.3.	La puissance appelée à la pointe	78
<b>4.2.</b>	<b>L'offre d'électricité</b>	<b>79</b>
4.2.1.	La production d'électricité	79
4.2.2.	Le parc de production belge existant	80
4.2.3.	L'évolution du parc de production centralisé	83
4.2.4.	L'évolution du parc de production décentralisé	87
<b>5.</b>	<b>La méthodologie</b>	<b>91</b>
<b>5.1.</b>	<b>L'analyse générale de l'approvisionnement électrique</b>	<b>91</b>
5.1.1.	Le modèle PRIMES	91
5.1.2.	Le scénario de référence	92
5.1.3.	L'incertitude et les scénarios alternatifs	93
<b>5.2.</b>	<b>Les analyses complémentaires</b>	<b>95</b>
5.2.1.	Le modèle PROCREAS	95
5.2.2.	Le modèle SPARK	96
<b>5.3.</b>	<b>Les différences avec le programme indicatif 2005-2014</b>	<b>96</b>
<b>6.</b>	<b>Les hypothèses et le cadre politique</b>	<b>99</b>
<b>6.1.</b>	<b>Les hypothèses du scénario de référence</b>	<b>99</b>
6.1.1.	Les hypothèses macroéconomiques et démographiques	99
6.1.2.	Les prix internationaux des combustibles	102
6.1.3.	La politique environnementale	103
6.1.4.	Les sources d'énergie renouvelables et la cogénération	104
6.1.5.	L'énergie nucléaire	105
6.1.6.	Les importations et les exportations d'électricité	105
6.1.7.	Les autres hypothèses	106
<b>6.2.</b>	<b>Les hypothèses pour les scénarios alternatifs</b>	<b>107</b>
6.2.1.	Les hypothèses macroéconomiques	107

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

6.2.2.	L'efficacité énergétique	108
6.2.3.	Les prix internationaux des combustibles	109
6.2.4.	La politique environnementale	109
6.2.5.	L'énergie nucléaire	110
<b>6.3.</b>	<b>Comparaison avec les hypothèses des études PI2005 et CE2030</b>	<b>111</b>
6.3.1.	Les hypothèses macroéconomiques et démographiques	111
6.3.2.	Les prix internationaux des combustibles	111
6.3.3.	La politique environnementale	112
6.3.4.	Les SER et la cogénération	112
6.3.5.	L'énergie nucléaire	112
6.3.6.	Les importations et les exportations d'électricité	113
<b>7.</b>	<b>Les résultats de l'analyse générale de l'approvisionnement électrique</b>	<b>115</b>
<b>7.1.</b>	<b>Le scénario de référence</b>	<b>115</b>
7.1.1.	La demande d'électricité	115
7.1.2.	L'offre d'électricité	117
7.1.3.	Les investissements dans de nouvelles capacités de production	120
7.1.4.	La capacité installée du parc électrique belge	122
7.1.5.	La consommation annuelle de gaz naturel	126
7.1.6.	Les émissions de dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	127
7.1.7.	Les flux transfrontaliers	128
<b>7.2.</b>	<b>Les scénarios alternatifs</b>	<b>133</b>
7.2.1.	La demande d'électricité	134
7.2.2.	L'offre d'électricité	136
7.2.3.	Les investissements dans de nouvelles capacités de production	139
7.2.4.	La capacité installée du parc électrique belge	140
7.2.5.	La consommation annuelle de gaz naturel	141
7.2.6.	Les émissions de CO <sub>2</sub>	142
<b>7.3.</b>	<b>Une vue générale des perspectives</b>	<b>143</b>
<b>7.4.</b>	<b>Comparaison avec le PI2005 et le rapport CE2030</b>	<b>148</b>
7.4.1.	La demande d'électricité	149
7.4.2.	L'offre d'électricité	150
7.4.3.	Les investissements dans de nouvelles capacités de production	152
7.4.4.	La capacité installée du parc électrique belge	154
7.4.5.	La consommation annuelle de gaz naturel	155
7.4.6.	Les émissions de CO <sub>2</sub>	156
<b>8.</b>	<b>Les résultats des analyses complémentaires</b>	<b>159</b>
<b>8.1.</b>	<b>La fiabilité du parc et le calendrier d'investissement</b>	<b>159</b>
8.1.1.	Les hypothèses et le cadre d'analyse	159
8.1.2.	Les résultats	160
8.1.3.	Discussion	167
<b>8.2.</b>	<b>L'évolution des flux transfrontaliers</b>	<b>168</b>
8.2.1.	Les hypothèses et le cadre d'analyse	168
8.2.2.	Les résultats	169
8.2.3.	Discussion	170



<b>9. Les enseignements principaux du rapport sur les incidences environnementales</b>	<b>173</b>
9.1. L'impact sur le paysage et le panorama marin	173
9.2. L'altération de la colonne des eaux de surface	173
9.3. La modification de la température des eaux de surface	174
9.4. L'altération du fond de l'eau	174
9.5. L'altération de l'air	174
9.6. L'impact sur le climat	175
9.7. L'altération du sol	175
9.8. Les flux de déchets non nucléaires	175
9.9. Les flux de déchets nucléaires	176
9.10. Les nuisances	176
9.11. L'impact sur la santé humaine	176
9.12. L'impact sur les écosystèmes	176
<b>Conclusions</b>	<b>179</b>
<b>Rappel des différents scénarios</b>	<b>180</b>
<b>Les principaux résultats des simulations</b>	<b>181</b>
En matière de demande d'électricité	181
En matière d'offre d'électricité	181
En matière d'investissement dans de nouvelles capacités de production	182
Ce qui a changé par rapport aux études antérieures	183
<b>Points d'attention</b>	<b>184</b>
Le rôle clé du gaz naturel	184
La sécurité d'approvisionnement en électricité	185
Le développement des réseaux	189
La problématique des délais	190
<b>Annexes</b>	<b>193</b>
<b>Annexe 1 : Les résultats du scénario de référence sur une base annuelle entre 2008 et 2017</b>	<b>195</b>
<b>Annexe 2 : Les caractéristiques et le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, selon le scénario</b>	<b>199</b>
Le scénario de référence (Refscen)	199
Le scénario LoGro	200

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le scénario HiGro	201
Le scénario Base_HiCV	202
Le scénario Base_Nuc	203
<b>Annexe 3 : Les résultats chiffrés du scénario de référence et de quatre scénarios alternatifs</b>	<b>205</b>
<b>Annexe 4 : Indicateurs d'efficacité et d'intensité électriques pour les différents scénarios étudiés</b>	<b>207</b>
<b>Annexe 5 : Confrontation des résultats de l'EPE avec ceux de l'étude sur l'impact du paquet énergie-climat (Working Paper 21-08 du BFP)</b>	<b>209</b>
<b>Annexe 6 : Les SER dans l'EPE et l'objectif SER belge de 13 % à l'horizon 2020 fixé dans le cadre du paquet énergie-climat</b>	<b>213</b>
<b>Annexe 7 : L'adaptation du projet d'étude prospective</b>	<b>215</b>
<b>Bibliographie</b>	<b>217</b>
Documents	217
Sites Internet	218
Liste des abréviations	221
Table de conversion d'unités	225
Glossaire	227



## Liste des tableaux

Tableau 1 :	La législation principale et l'autorité de régulation des composantes de l'Etat belge dans le domaine de l'électricité	26
Tableau 2 :	Les étapes du processus de libéralisation dans les trois régions de la Belgique	27
Tableau 3 :	Les dates de mise en service et de désactivation des centrales nucléaires belges ainsi que leur puissance installée	35
Tableau 4 :	Les prix minima des certificats verts du système fédéral	39
Tableau 5 :	Les plafonds annuels d'émission de polluants acidifiants fixés par le protocole de Göteborg et la directive 2001/81/CE pour la Belgique à l'horizon 2010	49
Tableau 6 :	La consommation annuelle d'électricité des sous-secteurs de l'industrie, 2007	74
Tableau 7 :	La production brute d'électricité par type de centrale en Belgique, 2007	80
Tableau 8 :	Les capacités de production d'électricité en Belgique, 31 décembre 2007	81
Tableau 9 :	Les nouvelles unités de production centralisées prévues à l'horizon 2011, fin 2006	85
Tableau 10 :	La définition des scénarios alternatifs	95
Tableau 11 :	Les hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique, scénario de référence, période 2005-2020	100
Tableau 12 :	Les facteurs d'émission de CO <sub>2</sub> par vecteur utilisés dans PRIMES et en comparaison avec ceux du GIEC (kt CO <sub>2</sub> /PJ)	107
Tableau 13 :	Comparaison des hypothèses macroéconomiques pour la Belgique : scénario de référence, scénarios de type HiGro et LoGro, période 2005-2020 (milliards d'euros de 2005)	108
Tableau 14 :	Comparaison des hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique : EPE, PI2005 et CE2030, taux de croissance annuels moyens, période 2005-2020	111
Tableau 15 :	Comparaison de l'évolution des prix internationaux de l'énergie : EPE, PI2005 et CE2030, années 2010 et 2020 (USD/bep en prix de 2005)	111
Tableau 16 :	Comparaison de l'évolution de la valeur du carbone : EPE, CE2030 et PI2005, période 2005-2020 (euros/t CO <sub>2</sub> )	112
Tableau 17 :	Comparaison des modalités de production électrique à partir de l'énergie nucléaire : EPE, CE2030 et PI2005	113
Tableau 18 :	Comparaison entre les taux de croissance annuels moyens dans le scénario de référence et les scénarios alternatifs pour les périodes 2005-2020 et 2005-2030 (%)	135
Tableau 19 :	Comparaison de la demande finale d'énergie : les scénarios de référence de l'EPE et de la CE2030, 2020 (ktep)	150
Tableau 20 :	Les capacités nécessaires par année dans le parc centralisé pour respecter le critère de fiabilité (MW et nombre d'unités correspondant)	161
Tableau 21 :	Le calendrier des investissements non décidés nécessaires dans le parc centralisé pour respecter le critère de fiabilité à partir de 2011 (MW et nombre d'unités correspondant)	162
Tableau 22 :	Le calendrier des investissements non décidés nécessaires dans le parc centralisé pour respecter le critère de fiabilité à partir de 2011 (MW et nombre d'unités correspondant) Prise en considération des possibilités d'investissement en unités au charbon	165



Tableau 23 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario de référence (MW)	183
Tableau 24 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario de référence (MW)	199
Tableau 25 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario LoGro (MW)	200
Tableau 26 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario HiGro (MW)	201
Tableau 27 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario Base_HiCV (MW)	202
Tableau 28 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario Base_Nuc (MW)	203
Tableau 29 : Le rendement moyen du parc de production thermique(*) (%)	207
Tableau 30 : L'électricité (nette) produite dans des unités de cogénération(**) (%)	207
Tableau 31 : La consommation finale totale d'électricité par habitant (kWh/ht)	207
Tableau 32 : L'intensité électrique de l'industrie (kWh/VA ; 2005 = 100)	208
Tableau 33 : L'intensité électrique du secteur tertiaire (kWh/VA ; 2005 = 100)	208
Tableau 34 : La consommation d'électricité des ménages (kWh/ménage)	208
Tableau 35 : Une vue d'ensemble des différences entre l'EPE et le WP 21-08	210
Tableau 36 : La part des SER dans la consommation d'énergie finale brute vs l'objectif belge de 13 %, 2020	213

## Liste des graphiques

Graphique 1 : Le poids approximatif des composantes de la facture d'électricité	31
Graphique 2 : Les réserves prouvées mondiales de gaz naturel (milliards de m <sup>3</sup> )	54
Graphique 3 : Les réserves prouvées mondiales de combustibles solides (milliards de tonnes)	55
Graphique 4 : Les réserves prouvées mondiales de pétrole (milliards de barils)	56
Graphique 5 : Les réserves prouvées mondiales d'uranium, 2006 (tonnes)	57
Graphique 6 : La consommation d'énergie primaire en Belgique, 2007	60
Graphique 7 : La répartition de la consommation annuelle d'électricité par catégorie de consommateur final, 2007	74
Graphique 8 : La périodicité mensuelle de la charge électrique belge, 2007 (MW)	76
Graphique 9 : La périodicité hebdomadaire de la charge électrique belge, 2007 (MW)	77
Graphique 10 : L'évolution de la charge électrique belge pour les journées de charge maximale (ou de pointe) et de charge minimale, 2007	78
Graphique 11 : La production brute d'électricité par source d'énergie primaire en Belgique, 2007	79
Graphique 12 : La diminution de la capacité de production en fonction de l'année de désactivation des centrales nucléaires belges (MW)	83
Graphique 13 : La répartition par âge des unités de production thermiques à flamme, 2008	84
Graphique 14 : L'évolution du prix du baril de Brent en USD et en euros	102
Graphique 15 : Les projections des prix internationaux des combustibles, période 2005-2030 (USD/bep en prix de 2005)	103
Graphique 16 : L'évolution historique des importations nettes d'électricité en Belgique, 1990-2006 (GWh)	105
Graphique 17 : Comparaison de l'évolution des valeurs du carbone : scénario de référence, scénarios alternatifs HiCV et MM, 2005-2020 (euros/t CO <sub>2</sub> en prix de 2005)	110
Graphique 18 : L'évolution de l'énergie appelée, scénario de référence (GWh)	116
Graphique 19 : L'évolution de la consommation finale d'électricité des principaux secteurs (GWh) et différence par rapport à 2005 (%), scénario de référence	116
Graphique 20 : L'évolution de l'énergie produite et importée, scénario de référence (GWh)	118
Graphique 21 : L'évolution de l'énergie produite à partir des SER, scénario de référence (GWh)	119
Graphique 22 : L'évolution des investissements cumulés en nouvelles capacités de production, scénario de référence (MW)	121
Graphique 23 : L'évolution de la capacité installée, par forme d'énergie, scénario de référence (MW)	122
Graphique 24 : Evolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario de référence (MW)	124
Graphique 25 : L'évolution de la capacité installée des centrales utilisant des ser, scénario de référence (MW)	125
Graphique 26 : Capacité installée de production et critère de fiabilité : illustration pour l'année 2020	126
Graphique 27 : L'évolution de la consommation de gaz naturel, scénario de référence (PJ)	127
Graphique 28 : L'évolution des émissions de CO <sub>2</sub> du parc électrique belge, scénario de référence (Mt)	128
Graphique 29 : L'évolution des importations nettes d'électricité de la Belgique et des pays voisins, scénario de référence (GWh)	129

Graphique 30 : L'évolution des échanges transfrontaliers avec la France et les Pays-Bas, scénario de référence (GWh)	130
Graphique 31 : L'évolution des échanges par segment de charge, scénario de référence (GWh)	131
Graphique 32 : La capacité d'importation sollicitée en 2020 à la frontière sud vs le « minimum garanti », 2008	132
Graphique 33 : L'évolution comparée de la demande d'électricité dans le scénario de référence et les scénarios alternatifs, période 2005-2020 (TWh)	134
Graphique 34 : L'évolution comparée de la demande d'électricité dans le scénario de référence et les scénarios alternatifs, période 2005-2030 (TWh)	135
Graphique 35 : L'électricité produite et l'électricité importée : comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, année 2020 (GWh)	137
Graphique 36 : L'électricité produite au départ de SER : comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, 2020 (GWh)	138
Graphique 37 : Les investissements dans de nouvelles capacités de production : comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, période 2006-2020 (MW)	139
Graphique 38 : La capacité installée - comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, 2020 (MW)	140
Graphique 39 : L'évolution comparée de la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique dans le scénario de base et les scénarios alternatifs, 2005 et 2020 (PJ)	142
Graphique 40 : Les émissions de CO <sub>2</sub> du parc de production électrique belge : comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, 2015 et 2020 (Mt)	143
Graphique 41 : La consommation finale d'électricité en 2020, selon le scénario (TWh)	144
Graphique 42 : Les importations nettes d'électricité de la Belgique en 2020, selon le scénario (GWh)	145
Graphique 43 : Les investissements dans de nouvelles capacités de production, selon le scénario (MW)	146
Graphique 44 : Les émissions de CO <sub>2</sub> énergétique du secteur électrique en 2020, selon le scénario (Mt)	146
Graphique 45 : L'évolution des émissions de CO <sub>2</sub> énergétique du secteur électrique jusqu'en 2030, selon le scénario (Mt de CO <sub>2</sub> )	148
Graphique 46 : Comparaison de l'évolution de la demande d'électricité : EPE, PI2005 et CE2030, période 2005-2020 (TWh)	150
Graphique 47 : Comparaison de l'évolution des importations nettes : EPE, PI2005 et CE2030, période 2005-2020 (GWh)	152
Graphique 48 : Comparaison des investissements dans de nouvelles capacités de production : EPE, PI2005 et CE2030 (MW)	153
Graphique 49 : Comparaison des investissements dans de nouvelles capacités de production SER : EPE, PI2005 et CE2030 (MW)	154
Graphique 50 : Comparaison de l'évolution de la capacité installée : EPE, PI2005 et CE2030, 2015 et 2020 (MW)	155
Graphique 51 : Comparaison de l'évolution de la consommation annuelle de gaz naturel dans le secteur électrique EPE, PI2005 et CE2030, période 2005-2020 (PJ)	156
Graphique 52 : Comparaison des émissions énergétiques de CO <sub>2</sub> du parc de production belge : EPE, PI2005 et CE2030, période 2005-2020 (Mt)	157
Graphique 53 : L'évolution des investissements cumulés par rapport à la situation de 2008 (MW)	162
Graphique 54 : L'évolution des capacités installées (MW)	163

Graphique 55 :	L'évolution de l'offre d'énergie électrique par type d'unité et de l'énergie importée nette(GWh)	164
Graphique 56 :	L'évolution des capacités installées (MW). Prise en considération des possibilités d'investissement en unités au charbon	166
Graphique 57 :	L'évolution de l'énergie produite par type d'unité et de l'énergie importée nette (GWh) Prise en considération des possibilités d'investissement en unités au charbon	167
Graphique 58 :	Comparaison de l'énergie importée dans le scénario de référence (GWh)	169
Graphique 59 :	Comparaison de l'énergie importée dans le scénario alternatif LoGro (GWh)	170
Graphique 60 :	L'évolution de l'énergie produite et importée, période 2008-2017 (GWh)	195
Graphique 61 :	L'évolution de l'énergie produite à partir des SER, période 2008-2017 (GWh)	195
Graphique 62 :	L'évolution des investissements cumulés entre 2008 et 2017 (MW)	196
Graphique 63 :	L'évolution de la capacité installée, par forme d'énergie, période 2008-2017 (MW)	196
Graphique 64 :	L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, période 2008-2017 (MW)	197
Graphique 65 :	L'évolution de la capacité installée des centrales SER, période 2008-2017 (MW)	197
Graphique 66 :	L'évolution des émissions de CO <sub>2</sub> du parc belge, période 2008-2017 (Mt)	198
Graphique 67 :	L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario de référence (MW)	199
Graphique 68 :	L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario LoGro (MW)	200
Graphique 69 :	L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario HiGro (MW)	201
Graphique 70 :	L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario Base_HiCV (MW)	202
Graphique 71 :	L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario Base_Nuc (MW)	203
Graphique 72 :	Le mix énergétique dans le secteur électrique en 2020, selon l'étude et le scénario	212



## Liste des schémas

Schéma 1 :	Une image simplifiée de la structure du marché de l'électricité avant et après la libéralisation	28
Schéma 2 :	Les principaux acteurs du marché de l'électricité libéralisé et leurs relations : flux physiques	30
Schéma 3 :	Les principaux acteurs du marché de l'électricité libéralisé et leurs relations : relations contractuelles	30



« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Remerciements

Les auteurs de cette étude remercient toutes celles et ceux qui ont participé à son élaboration.

Ils sont particulièrement reconnaissants envers les organisations suivantes, dont les représentants les ont accompagnés tout au long du processus d'élaboration, en leur offrant des conseils, voire des contributions textuelles :

- Elia ;
- la Commission de régulation de l'électricité et du gaz ;
- la Banque nationale de Belgique.

Ils tiennent également à souligner la qualité des travaux de la National Technical University of Athens.



## Introduction

*Anticiper pour éclairer l'action.*

Michel Godet

L'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité (étude prospective) 2008-2017 s'inscrit dans la continuité des programmes indicatifs élaborés par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) ainsi que dans la ligne des études menées par le Bureau fédéral du Plan (BFP) dans le cadre des « Planning Papers » relatifs aux perspectives énergétiques de la Belgique et des travaux réalisés en support de différentes études, telles que l'étude Post Kyoto ou l'étude pour la Commission Energie 2030.

Afin d'assurer cette continuité, les auteurs de la présente étude, la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie et le BFP, ont adopté une méthodologie proche de celle suivie précédemment. La méthodologie comporte une analyse générale de l'approvisionnement électrique dans un contexte énergétique global, effectuée à l'aide du modèle PRIMES, complétée par des analyses davantage orientées sur la gestion du système électrique.

Il a paru important, afin de tenir compte de tous les facteurs déterminant la demande et l'offre d'électricité, de faire appel à la collaboration de représentants du gestionnaire du réseau de transport (Elia), du régulateur fédéral (CREG) et de la Banque nationale de Belgique (BNB).

Cette mise en commun des connaissances et des outils régulièrement utilisés par les différentes instances représentées au sein du groupe de travail, à savoir PRIMES (BFP), SPARK (Elia) et PROCREAS (CREG), a permis de multiplier les analyses. Ces modèles, décrits dans les chapitres suivants (cf. chapitre 5), sont différents, mais tous ont utilisé, dans la mesure du possible, les mêmes données de base et hypothèses et ont analysé les mêmes scénarios (SPARK et PROCREAS ont cependant analysé moins de scénarios que PRIMES). Les résultats de l'étude prospective gagnent ainsi en robustesse.

L'étude prospective a pour objet d'examiner les possibilités de réaliser l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, à moyen et à long termes, en tenant compte de la nécessité d'assurer une diversification appropriée des combustibles, de promouvoir l'utilisation des sources d'énergie renouvelables, d'intégrer les contraintes environnementales définies par les régions et de promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre.

La question de l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité est actuellement au centre de toutes les attentions. Elle est fondamentale pour la détermination, à terme, des prix d'équilibre. Elle est cruciale pour la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique.

La libéralisation complète du secteur de l'électricité, en Belgique et en Europe, en ouvrant les frontières et les marchés nationaux, a profondément changé la physionomie du secteur et du marché de l'électricité. Elle soulève la question de la continuité et de la garantie des investissements dans de nouveaux moyens de production, destinés à remplacer les unités déclassées et à rencontrer une demande en croissance continue, ainsi que des investissements en infrastructures de transport et d'interconnexion qui y sont liés (qui ne sont pas examinés dans la présente étude, mais doivent, en vertu de la loi, faire l'objet d'un plan de développement du réseau de transport).



Elle pose également la question du rôle que joueront, à l'avenir, les importations (et les exportations) d'électricité par rapport à la production « domestique ». Quelles capacités de production installées en Belgique permettront de rencontrer à la fois la demande nationale et la demande internationale, avec un degré de fiabilité élevé, dans un contexte hautement concurrentiel, où chaque unité de production devra avoir la rentabilité attendue des acteurs du marché ?

Les résultats et les conclusions présentés dans ce document devraient permettre d'éclairer les décideurs sur ces questions. C'est, en tout cas, le but que se sont fixé les auteurs de cette étude prospective 2008-2017.

### **Avertissement**

La partie quantitative de l'étude prospective 2008-2017 a été élaborée en 2007. Elle ne prend donc pas en considération le paquet énergie-climat, présenté en janvier 2008 et adopté en avril 2009, ni la crise économique et financière, survenue au deuxième semestre de l'année 2008, ni la décision du gouvernement fédéral de prolonger la durée de fonctionnement des trois plus anciennes centrales nucléaires, prise en octobre 2009.

Cependant, il a été possible de mettre en avant les principales différences entre les perspectives d'approvisionnement en électricité présentées dans l'étude prospective et les évolutions attendues suite à la mise en œuvre du paquet énergie-climat en Belgique, grâce à une étude relative à l'impact du paquet énergie-climat sur le système énergétique et l'économie belge réalisée, en 2008, par le BFP (Bossier et al., 2008). Cette analyse est présentée à l'annexe 5.

S'agissant de la décision récente du gouvernement fédéral relative à l'énergie nucléaire, l'étude prospective permet d'en évaluer l'impact sur l'approvisionnement en électricité, puisqu'un tel scénario est analysé dans la section 7.2.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

# 1. Qu'est-ce que l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité ?

Avant de présenter l'étude prospective, il convient de la situer dans son contexte.

## 1.1. Le contexte de l'étude prospective

L'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité s'inscrit dans un contexte dynamique à différents points de vue :

- celui des institutions de la Belgique ;
- celui du marché de l'électricité ;
- celui de la politique énergétique ;
- celui de la politique environnementale.

Dans le texte ci-dessous sont évoquées les évolutions qui ont eu un impact important sur l'élaboration de l'étude prospective.

### 1.1.1. Les institutions de la Belgique

Depuis son accession à l'indépendance, en 1830, la Belgique a progressivement évolué vers une structure fédérale, à l'occasion de cinq réformes de l'Etat, intervenues en 1970, 1980, 1988-1989, 1993 et 2001.

#### La structure de l'Etat

Aujourd'hui, le pays n'est plus géré exclusivement par les institutions fédérales, mais également par les instances de deux autres niveaux de pouvoir, qui exercent, de manière autonome, leurs compétences dans les matières qui leur sont propres. Ces deux niveaux de pouvoir sont la communauté, fondée sur la langue et la culture, et la région, axée sur l'économique et le territoire.

Comme la Belgique compte trois langues officielles : le néerlandais, le français et l'allemand, elle a été scindée en trois communautés : la Communauté flamande, la Communauté française et la Communauté germanophone. Quant aux régions, elles sont aussi au nombre de trois : la Région flamande, la Région de Bruxelles-Capitale et la Région wallonne. Notons que la Communauté flamande et la Région flamande ont été fusionnées.

#### Les compétences des composantes de l'Etat

Les principales compétences des communautés sont l'enseignement, la culture, la santé, l'aide aux personnes, et l'emploi des langues. Celles des régions sont l'aménagement du territoire, l'environnement, le logement, les travaux publics, la politique de l'emploi, la politique économique régionale, les transports...

L'Etat fédéral conserve les compétences qui n'ont pas été attribuées par la loi aux régions ou aux communautés, dans des domaines qui ont trait à l'intérêt général de tous les Belges : les affaires étrangères, la défense nationale, la justice, les finances, la sécurité sociale... En outre, il assume des compétences



qui lui sont expressément attribuées par la loi, sous forme d'exceptions, au sein des matières communautaires et régionales : le revenu d'intégration sociale et la garantie de revenus aux personnes âgées, la législation organique des hôpitaux et d'autres règles essentielles concernant les normes et les infrastructures de santé, les établissements culturels et scientifiques fédéraux, la sécurité de la chaîne alimentaire, les entreprises publiques autonomes fédérales (par exemple, la Société nationale des Chemins de fer belges, La Poste), une partie des compétences en matière d'énergie...

### La répartition des compétences en matière d'énergie

Dans le domaine de l'énergie, les compétences sont partagées entre l'Etat fédéral et les régions. Ces dernières sont compétentes pour :

«

- la distribution et le transport local d'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70000 volts ;
- la distribution publique du gaz ;
- l'utilisation du grisou et du gaz de hauts fourneaux ;
- les réseaux de distribution de la chaleur à distance ;
- la valorisation des terrils ;
- les sources nouvelles d'énergie à l'exception de celles liées à l'énergie nucléaire<sup>1</sup> ;
- la récupération d'énergie par les industries et autres utilisateurs ;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie. »

Tandis que l'Etat fédéral reste compétent « pour les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national, à savoir :

- le plan d'équipement national du secteur de l'électricité ;
- le cycle du combustible nucléaire ;
- les grandes infrastructures de stockage, le transport et la production de l'énergie ;
- les tarifs. »<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Energie éolienne, énergie hydraulique, énergie solaire et biomasse.

<sup>2</sup> Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980 (MB du 15.8.1980) et ses modifications.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

### 1.1.2. Le marché de l'électricité

En ce qui concerne le marché de l'électricité, c'est la libéralisation de celui-ci qui a le plus influencé l'étude prospective.

Processus engagé à l'échelle européenne, la libéralisation du marché de l'électricité a profondément modifié le paysage électrique belge.

#### Que signifie « libéraliser » ?

« Libéraliser un secteur » signifie mettre fin à une situation de (quasi-)monopole en ouvrant ce secteur à la concurrence. Cette notion ne doit pas être confondue avec ce que l'on appelle la privatisation : celle-ci consiste à vendre totalement ou partiellement une entreprise publique à un acquéreur privé. La libéralisation est basée sur une conception de l'économie qui estime que l'ouverture à la concurrence garantit un meilleur fonctionnement du marché, notamment en faveur des consommateurs. Les promoteurs de l'ouverture à la concurrence attendent de ce processus une plus grande transparence du marché, une diversification des services et une baisse des prix pour les consommateurs toutes choses égales par ailleurs.

#### La libéralisation du marché européen de l'énergie

Si l'énergie a constitué le fondement de la construction de l'Europe, avec les traités CECA et EURATOM, elle a laissé la place à bien d'autres préoccupations jusqu'à la fin du siècle dernier. Le marché unique européen, achevé en 1992, ne concernait pas le secteur de l'énergie. Or, l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie est considérée comme un facteur essentiel de renforcement de la compétitivité et de la croissance de l'Europe. C'est pourquoi, dans les années 1990, le Parlement européen et le Conseil ont adopté deux directives dont l'objectif était d'ouvrir progressivement à la concurrence les marchés de l'électricité et du gaz naturel<sup>3</sup>. En septembre 2000, la plupart des Etats membres avaient mis en œuvre les deux directives.

Cependant, suite aux conclusions du Conseil européen de Lisbonne de 2000 pour rendre l'Europe plus compétitive, la Commission européenne a proposé, dans une communication de 2001 intitulée « L'achèvement du marché intérieur de l'énergie », de renforcer davantage l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz naturel. En juin 2003, le Conseil et le Parlement adoptaient deux nouvelles directives pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel<sup>4</sup> ainsi qu'un règlement établissant des règles communes pour le commerce transfrontalier de l'électricité<sup>5</sup>.

<sup>3</sup> Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (JO L 27 du 30.1.1997) et directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (JO L 204 du 21.7.1998).

<sup>4</sup> Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE (JO L 176 du 15.7.2003) et directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE (JO L 176 du 15.7.2003).

<sup>5</sup> Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (JO L 176 du 15.7.2003).



Les directives prévoyaient l'ouverture des deux marchés en deux étapes : le 1<sup>er</sup> juillet 2004 pour les professionnels et le 1<sup>er</sup> juillet 2007 au plus tard pour les particuliers. Néanmoins, il s'agissait d'une ouverture « encadrée ».

En effet, face aux craintes suscitées par l'ouverture à la concurrence de secteurs qui, dans de nombreux Etats, relevaient du domaine public, les directives imposaient aux Etats membres de respecter et de garantir, sur leur territoire, diverses obligations de service public concernant la sécurité d'approvisionnement, la régularité de l'approvisionnement, y compris dans les régions les plus reculées, la qualité du service et des produits, des prix raisonnables et la protection de l'environnement.

En outre, si les activités de production et de fourniture étaient désormais soumises à la concurrence, les activités de transport et de distribution restaient monopolistiques. Pour des raisons techniques, économiques et environnementales évidentes, il convient en effet de ne pas de multiplier les lignes et les conduites.

De plus, les directives imposaient un « découplage » (ou « unbundling »), c'est-à-dire une séparation des activités de la chaîne d'approvisionnement. Afin que les producteurs et les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel en concurrence aient la possibilité d'accéder librement et sans discrimination aux réseaux de transport et de distribution sur tout le territoire de l'Union européenne, il est souhaitable que celui qui produit et/ou vend de l'énergie ne puisse pas en même temps gérer les réseaux de transport et/ou de distribution et ainsi en empêcher l'accès à ses concurrents. Les directives n'interdisaient pas la possibilité pour une entreprise d'être présente à tous les stades de l'approvisionnement, mais, dans ce cas, les réseaux de transport et de distribution devaient être exploités par des entités distinctes sur le plan juridique.

Enfin, les directives prévoyaient la désignation d'une ou plusieurs autorités de régulation. Ces autorités sont chargées d'une double mission de contrôle et de conseil en ce qui concerne le fonctionnement et l'organisation du marché. Elles doivent notamment contrôler l'évolution des prix et garantir un accès non discriminatoire aux réseaux nationaux de production, de transport et de distribution pour les prestataires des autres pays de l'Union.

La Commission européenne a surveillé attentivement la mise en œuvre et les répercussions sur le marché de ces deux directives. Elle a notamment organisé le forum de régulation de l'électricité de Florence et le forum de régulation du gaz de Madrid<sup>6</sup> et réalisé une enquête sur la concurrence dans les marchés du gaz et de l'électricité<sup>7</sup>. De son côté, à la fin de 2005, le Conseil européen de Hampton Court a fait la demande d'une véritable politique européenne de l'énergie. La Commission européenne y a répondu en publiant, le 8 mars 2006, un livre vert consacré au développement d'une politique énergétique européenne commune et cohérente.

Sur la base des résultats des travaux des forums, de l'enquête et de la consultation publique sur le livre vert, la Commission européenne a publié, le 10 janvier 2007, une communication, intitulée « Une politique de l'énergie pour l'Europe ». Parallèlement, elle a réalisé une analyse d'impact, afin d'évaluer les options stratégiques liées à l'achèvement du marché intérieur du gaz et de l'électricité. Le Conseil européen du printemps 2007 a invité la Commission européenne à proposer des mesures supplémentaires et a souli-

---

<sup>6</sup> Qui rassemblent régulièrement les ministres, les autorités de régulation nationales, la Commission, les gestionnaires de réseau de transport, les fournisseurs, les négociants, les consommateurs, les syndicats, les utilisateurs du réseau et les bourses d'échange d'électricité.

<sup>7</sup> En réponse aux préoccupations exprimées par les consommateurs et les nouveaux arrivants dans le secteur énergétique concernant le développement des marchés de gros du gaz et de l'électricité ainsi que le peu de choix des consommateurs.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

gné la nécessité de renforcer la sécurité d'approvisionnement dans un esprit de solidarité entre les Etats membres.

En septembre 2007, la Commission européenne a adopté le « troisième paquet énergie », qui a été signé par le Parlement européen et le Conseil en juillet 2009. Ce paquet est composé de plusieurs textes législatifs : deux directives<sup>8</sup> et trois règlements<sup>9</sup>, dont les dispositions visent essentiellement :

- la séparation des activités de fourniture et de production de la gestion des réseaux ;
- le renforcement des droits des consommateurs ;
- la garantie d'un service universel de fourniture d'électricité ;
- la protection des consommateurs vulnérables ;
- la réglementation de l'accès de compagnies de pays non membres de l'UE au contrôle des réseaux de transport ou de leurs propriétaires ;
- la création d'une agence communautaire de coopération des régulateurs de l'énergie, qui fixera des lignes directrices non-contraignantes ;
- l'adoption, par la Commission européenne, des codes de réseau contraignants, basés sur les lignes directrices de l'agence ;
- l'établissement de réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz, chargés notamment d'appliquer les codes de réseaux ;
- l'obligation, pour les gestionnaires des réseaux de transport, de soumettre, tous les deux ans, aux autorités nationales de régulation un plan de développement des réseaux sur dix ans ;
- l'amélioration de la coopération régionale entre les différents régulateurs nationaux ;
- le renforcement de l'indépendance des régulateurs nationaux.

La plupart des dispositions des directives doivent être transposées pour le 3 mars 2011.

---

<sup>8</sup> Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE et directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (JO L 211 du 14.08.2009).

<sup>9</sup> Règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie, règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 et règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005 (JO L 211 du 14.08.2009).



## La libéralisation du marché de l'électricité en Belgique

Jusqu'en 1999, le marché belge de l'électricité se caractérisait par une situation de quasi-monopole verticalement intégré incluant la production, le transport, la distribution et la fourniture.

Un arbitrage public était assuré par le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz naturel, qui regroupait les représentants des entreprises de production et de distribution d'électricité, des consommateurs, des partenaires sociaux et du gouvernement, en vue de déterminer les règles du marché sur une base consensuelle.

Une planification des investissements (appelée « plan d'équipement ») en moyens de production et de grand transport d'énergie électrique était réalisée par le Comité de gestion des entreprises d'électricité (rassemblant les entreprises de production, de transport et de distribution de l'électricité), dans une perspective d'optimisation économique à long terme.

Un mécanisme de vérification des comptes de la production, du transport et de la distribution permettait d'assurer aux opérateurs une juste rémunération des capitaux investis et aux consommateurs des prix équitables, sur une base péréquitée : tous les clients payaient le même prix, où qu'ils habitent. En effet, les coûts plus élevés pour la distribution ou le raccordement dans une région où l'habitat est dispersé étaient compensés par les coûts moins élevés d'une région plus densément peuplée.

Depuis 1999, le marché belge de l'électricité connaît des transformations profondes, fruits de la mise en œuvre de la libéralisation amorcée par l'Union européenne.

Comme, en Belgique, l'énergie est une matière en partie régionalisée, la transposition en droit belge des directives européennes a donné naissance à quatre législations et quatre autorités de régulation, reprises dans le tableau 1.

**Tableau 1 : La législation principale et l'autorité de régulation des composantes de l'Etat belge dans le domaine de l'électricité**

Composante de l'Etat	Législation principale	Autorité de régulation
Etat fédéral	Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité <sup>10</sup> , modifiée par la loi du 1 <sup>er</sup> juin 2005 <sup>11</sup>	Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG)
Région de Bruxelles-Capitale	Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, modifiée par l'ordonnance du 14 décembre 2006 <sup>12</sup>	Bruxelles Gaz Electricité (BRUGEL)
Région flamande	Decreet van 17 juli 2000 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt <sup>13</sup>	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG)
Région wallonne	Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité <sup>14</sup>	Commission wallonne pour l'énergie (CWaPE)

<sup>10</sup> MB du 11.5.1999.

<sup>11</sup> MB du 14.6.2005.

<sup>12</sup> MB du 17.11.2001.

<sup>13</sup> MB du 22.9.2000.

<sup>14</sup> MB du 1.5.2001.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le processus de libéralisation a été mis en œuvre de manière progressive et spécifique à chaque région. Les étapes du processus sont détaillées par région dans le tableau 2.

**Tableau 2 : Les étapes du processus de libéralisation dans les trois régions de la Belgique**

Région	Date	Clients éligibles <sup>15</sup>
Région de Bruxelles-Capitale	01/01/2003	Clients dont la consommation annuelle dépasse 10 GWh par point de fourniture (entreprises, administrations...)
	01/07/2004	Clients dont la consommation est totalement professionnelle
	01/01/2007	Tous les clients
Région flamande	01/07/2003	Tous les clients
Région wallonne	01/01/2003	Clients dont la consommation annuelle dépasse 10 GWh par point de fourniture (entreprises, administrations...)
	01/07/2004	Clients « haute tension » <sup>16</sup> et clients professionnels « basse tension » qui en font la demande à leur gestionnaire de réseau de distribution
	01/01/2007	Tous les clients

Néanmoins, en Région wallonne, sont éligibles depuis 2001 les clients dont la consommation annuelle est supérieure ou égale à 20 GWh par site (y compris l'autoproduction) ainsi que les clients qui souhaitent être alimentés exclusivement par un fournisseur d'électricité verte, c'est-à-dire un fournisseur qui vend au minimum 50 % d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou à l'aide de systèmes de cogénération de qualité (production simultanée de chaleur et d'électricité).

Les conséquences de la libéralisation sur la structure du marché de l'électricité sont illustrées sur le schéma 1. Le quasi-monopole verticalement intégré et régulé a cédé la place à des fonctions séparées assumées par des entreprises en concurrence, à l'exception des gestionnaires de réseau de transport<sup>17</sup>, de transport régional<sup>18</sup>, de transport local<sup>19</sup> et de distribution<sup>20</sup>, qui jouissent d'un monopole régulé.

<sup>15</sup> Clients qui ont le droit de choisir librement leur fournisseur.

<sup>16</sup> Tension supérieure à 1 kV.

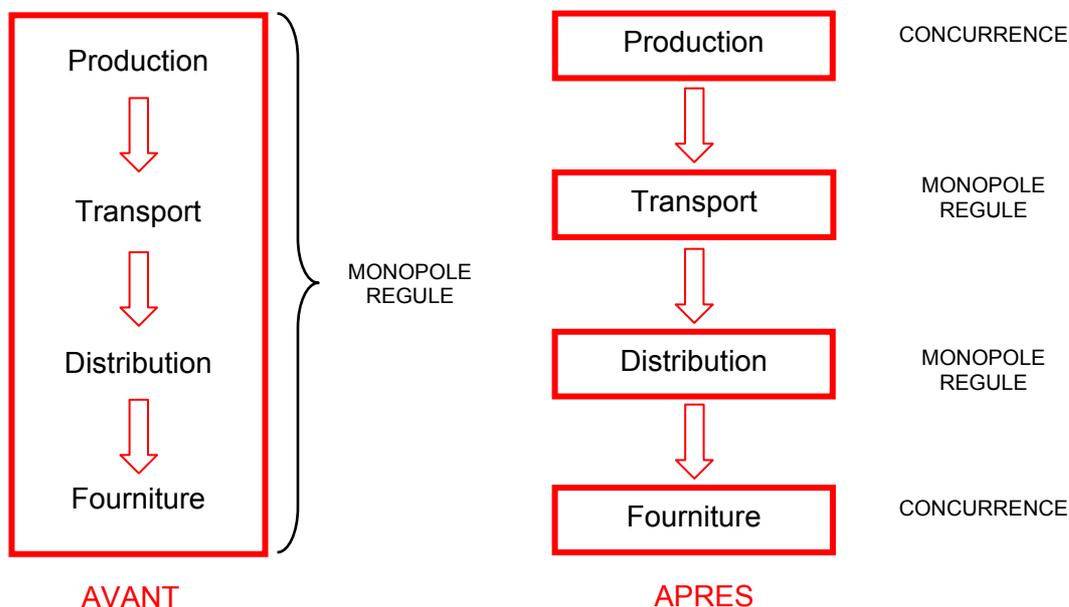
<sup>17</sup> Tension de 150 à 380 kV.

<sup>18</sup> Propre à la Région de Bruxelles-Capitale : tension de 30 à 70 kV.

<sup>19</sup> Propre à la Région wallonne : tension inférieure ou égale à 70 kV.

<sup>20</sup> Tension inférieure ou égale à 70 kV pour la Région flamande et la Région wallonne et tension inférieure à 30 kV pour la Région de Bruxelles-Capitale.

**Schéma 1 : Une image simplifiée de la structure du marché de l'électricité avant et après la libéralisation**



Les principaux acteurs du marché de l'électricité libéralisé et leurs relations sont présentés sur le schéma 2 et le schéma 3. Ces acteurs, qui, à l'exception des gestionnaires de réseau de transport, de transport régional, de transport local et de distribution, peuvent être établis soit en Belgique, soit à l'étranger, sont les suivants :

- les producteurs, qui produisent l'électricité, pour approvisionner le marché ;
- les « traders »<sup>21</sup>, « brokers »<sup>22</sup> et autres intermédiaires, qui interviennent dans la commercialisation de l'électricité, mais ne possèdent pas d'installation de production, de transport ou de distribution ;
- Belpex, la bourse belge de l'électricité ;
- les « Access Responsible Parties (ARP) » ou responsables d'accès, désignés pour un point d'accès et responsables du maintien de l'équilibre de l'ensemble des injections et des prélèvements de leur portefeuille. L'ARP peut être un producteur, un grand consommateur, un fournisseur d'électricité ou un trader ;
- le gestionnaire de réseau de transport (GRT), qui développe, gère et entretient les câbles des lignes électriques dont la tension dépasse 70 kV, assure les échanges internationaux d'électricité

<sup>21</sup> Le « trader » est un négociant qui peut acheter en gros sur le marché et revend au semi-gros ou au détail à des clients. En principe, le trader a l'obligation d'honorer toutes les transactions commerciales et financières passées avec ses clients et est donc soumis au risque de fluctuation des prix.

<sup>22</sup> Le « broker » est un courtier qui met en relation des vendeurs et des acheteurs en dehors des marchés « officiels ». Cette fonction de pure intermédiation (ni achat, ni vente) ne le soumet pas au risque de prix existant pour le trader.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

et achemine l'énergie à partir des centrales de production vers les réseaux de distribution et les clients approvisionnés en haute tension (cf. 4.1). En Belgique, un GRT unique a été désigné, en septembre 2002, pour une période de 20 ans : la SA Elia System Operator (Elia) ;

- les gestionnaires de réseau de transport régional, de transport local et de distribution (GRD), qui développent, gèrent et entretiennent les câbles des lignes électriques dont la tension est égale ou inférieure à 70 kV et qui amènent l'énergie jusqu'au client alimenté en basse tension (cf. 4.1). La Belgique compte plusieurs GRD : les anciennes intercommunales (mixtes ou pures) et régies. Chacun a la responsabilité exclusive d'une portion donnée du territoire belge ;
- les fournisseurs, détenteurs d'une licence de fourniture délivrée par les pouvoirs publics, qui achètent l'énergie au producteur et la vendent aux clients, en respectant les règles de marché élaborées par les autorités régionales. Ce sont eux qui, désormais, facturent l'électricité aux clients. A noter qu'un fournisseur peut être aussi un producteur ;
- les clients, qui choisissent librement leur fournisseur d'électricité ;
- le régulateur fédéral et les régulateurs régionaux, qui remplissent une double mission :
  - conseiller les autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;
  - surveiller et contrôler l'application de la législation en la matière.

Ces acteurs concluent différents types de contrats les uns avec les autres et notamment :

- les fournisseurs signent des contrats d'achat avec les producteurs et des contrats de fourniture avec leurs clients ;
- les gestionnaires de réseau établissent des contrats de raccordement<sup>23</sup> et des contrats d'accès<sup>24,25</sup> avec leurs clients ou avec les mandataires de ceux-ci. En raison de la puissance élevée de leur connexion (plusieurs milliers de kW), certains clients sont raccordés directement au réseau de transport.

---

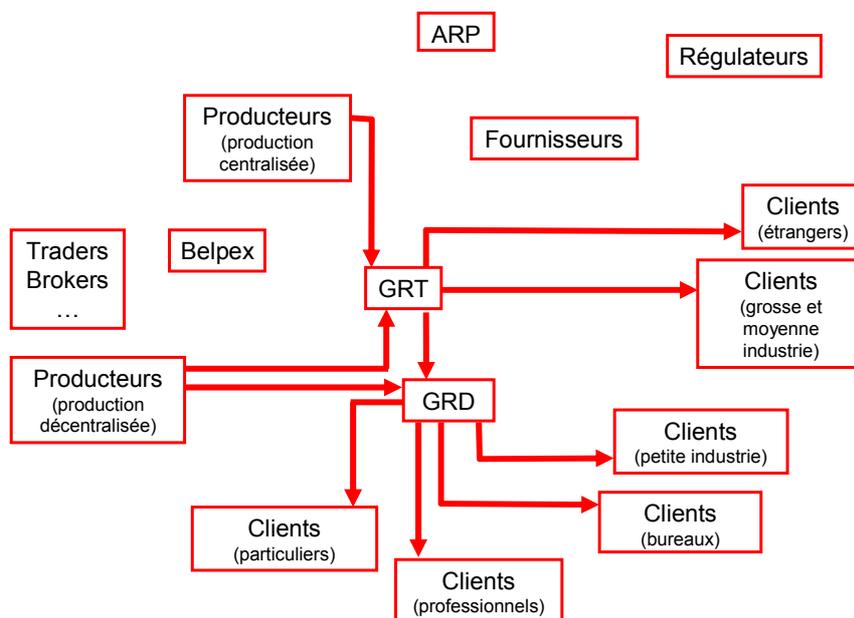
<sup>23</sup> Les contrats de raccordement définissent les droits et obligations du gestionnaire de réseau et du client en ce qui concerne la réalisation, le droit d'utilisation, le droit de propriété, les exigences techniques et la gestion des installations requises pour un raccordement physique au réseau.

<sup>24</sup> Pour chaque raccordement au réseau, un contrat d'accès définit les droits et obligations du gestionnaire de réseau et du client concernant l'accès au réseau à des points spécifiés d'injection et/ou de prélèvement du client. Ce contrat détermine les conditions tarifaires régulées pour cet accès au réseau.

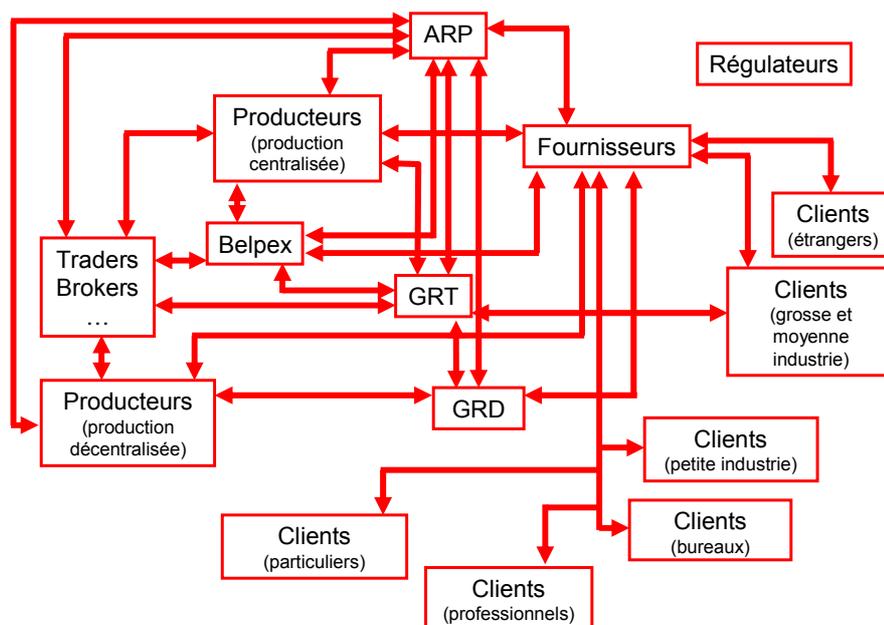
<sup>25</sup> En Région wallonne, au niveau de la distribution, ce sont les fournisseurs qui détiennent l'accès et donc concluent des contrats d'accès avec leurs clients.



**Schéma 2 : Les principaux acteurs du marché de l'électricité libéralisé et leurs relations : flux physiques**



**Schéma 3 : Les principaux acteurs du marché de l'électricité libéralisé et leurs relations : relations contractuelles**

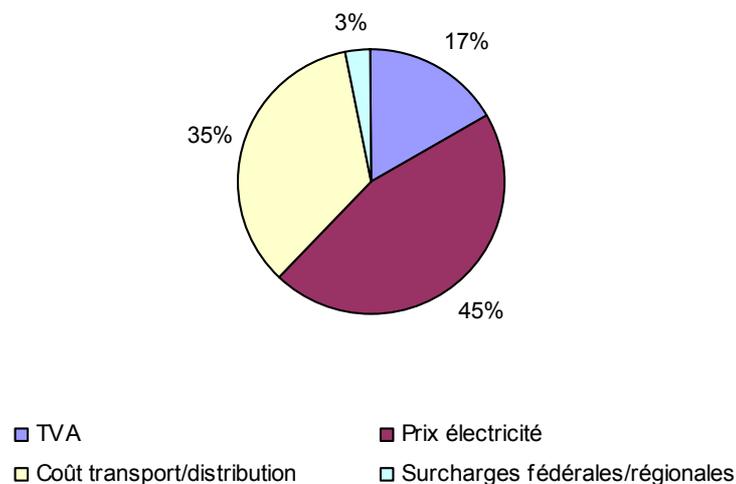


« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Parallèlement à la structure et au fonctionnement du marché, la tarification de l'électricité a, elle aussi, changé. Aujourd'hui, la facture d'électricité d'un client domestique type comprend, outre la TVA, trois éléments, dont le poids approximatif est indiqué sur le graphique 1<sup>26</sup> :

- le prix de l'électricité fournie ;
- le coût de son transport et de sa distribution ;
- les surcharges fédérales et régionales.

**Graphique 1 : Le poids approximatif des composantes de la facture d'électricité**



Le prix de l'électricité fournie est déterminé librement par chaque fournisseur et peut donc faire l'objet d'une négociation commerciale entre le fournisseur et le client, en fonction du profil de consommation et de la quantité consommée par le client, mais aussi des garanties de qualité et des services offerts par le fournisseur.

Par contre, les tarifs de transport et de distribution, destinés à rémunérer le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, restent réglementés et ne sont donc pas négociables. Ils sont approuvés par la CREG. Les tarifs de distribution diffèrent d'un GRD à l'autre, notamment puisque, comme on l'a écrit plus haut (cf. 1.1.2), il est souvent moins coûteux de délivrer du courant dans une zone urbaine que dans une zone rurale. Mais ils sont identiques pour tous les points de fourniture d'un GRD.

<sup>26</sup> Le taux de TVA applicable à l'électricité est de 21 %, mais la part de la TVA dans le coût total de l'électricité est de 17 %.



Les surcharges imposées par les autorités fédérales et régionales visent à financer les coûts des services d'intérêt général. La plupart de ces coûts existaient avant la libéralisation, mais n'apparaissent pas explicitement sur la facture d'électricité. Les surcharges publiques comprennent notamment :

- la cotisation sur l'énergie, dont le produit est affecté au fonds pour l'équilibre financier de la sécurité sociale ;
- la cotisation fédérale, qui sert à financer la dénucléarisation des sites situés à Mol-Dessel, le fonctionnement de la CREG, la mission de guidance et d'aide sociale financière des personnes en difficulté de paiement de leurs factures énergétiques confiée aux CPAS, la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les tarifs sociaux dont bénéficient les clients protégés résidentiels ;
- des surcharges régionales, qui peuvent varier d'une région à l'autre.

### Les conséquences de la libéralisation sur la planification de la production et du grand transport d'électricité

Comme on l'a dit précédemment, avant la libéralisation, la production d'électricité faisait l'objet d'une planification. Les obligations en la matière étaient inscrites dans l'article 173, § 1<sup>er</sup> de la loi du 8 août 1980 relative aux prévisions budgétaires 1979-1980. Elles consistaient en l'établissement, par le Comité de gestion des entreprises d'électricité (composé essentiellement du producteur privé Electrabel et du producteur public SPE), d'un plan national d'équipement des moyens de production et de grand transport d'énergie électrique portant sur dix ans. Ce plan devait être soumis pour avis au Comité de contrôle de l'électricité et du gaz et au Comité national de l'énergie. Il était proposé pour approbation à l'Etat fédéral.

Deux plans d'équipement ont été établis en vertu de la loi de 1980 : le plan d'équipement 1988-1998 et le plan d'équipement 1995-2005.

Depuis la libéralisation, la production d'électricité n'est plus soumise à planification dans le sens strict du terme. Le plan d'équipement a été remplacé, dans un premier temps, par un programme indicatif des moyens de production d'électricité, dans un second temps, par une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité. Libéralisation oblige, ces deux formes de plans n'ont qu'une valeur indicative.

Quant au grand transport d'électricité, il fait désormais l'objet d'un plan de développement du réseau de transport, que le GRT établit, en collaboration avec la Direction générale de l'Energie du Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie et le Bureau fédéral du Plan, et qu'il s'engage à exécuter si le plan est approuvé par le ministre compétent en la matière.<sup>27</sup>

### Le programme indicatif des moyens de production d'électricité

Dans sa version originelle, la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoyait, en son article 3, qu'un programme indicatif des moyens de production d'électricité devait être établi par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz, en collaboration avec l'Administration de l'Energie du Ministère fédéral des Affaires économiques et après consultation du gestionnaire du réseau, du Bureau fédéral du Plan, du Comité de contrôle de l'électricité et du gaz, de la Commission interdépartementale du développement durable et des gouvernements de région.

<sup>27</sup> Cf. loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, modifiée par la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005, article 13.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Ce programme indicatif devait être soumis à l'approbation du ministre de l'Energie. D'un horizon de dix ans, il devait être adapté tous les trois ans, pour les dix années suivantes.

Deux programmes indicatifs ont vu le jour : le programme indicatif 2002-2011 et le programme indicatif 2005-2014.

### **L'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité**

Suite à sa modification du 1<sup>er</sup> juin 2005<sup>28</sup>, la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité dispose désormais que c'est une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité, appelée « étude prospective », qui doit être établie et que c'est la Direction générale de l'Energie du Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie qui doit l'établir, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan.

La loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 prévoit également :

- que le gestionnaire du réseau et la Commission interdépartementale du développement durable doivent être consultés ;
- que le projet d'étude prospective doit être soumis, pour avis, à la Commission de régulation de l'électricité et du gaz et peut être soumis, pour avis, aux régions ;
- qu'une concertation doit être organisée avec les régions pour ce qui est de la promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables, de l'utilisation rationnelle de l'énergie et de l'intégration des contraintes environnementales ;
- que l'étude prospective a une portée décennale et doit être adaptée tous les trois ans pour les dix années suivantes. Néanmoins, à partir de 2015, elle doit être établie annuellement. Elle doit être établie pour la première fois pour le 1<sup>er</sup> décembre 2007.

Le 6 mai 2009, une loi portant des dispositions diverses a encore modifié quelques aspects de la loi du 29 avril 1999<sup>29</sup>. En particulier :

- de nouveaux acteurs sont entrés en scène : la Banque nationale de Belgique, qui doit être consultée, et le Conseil central de l'Economie, à qui le projet d'étude prospective doit être soumis, pour avis ;
- l'horizon et la périodicité de l'étude prospective ont été allongés : ils ont été portés respectivement à **au moins** dix ans et à quatre ans, à dater de la publication de l'étude précédente.

---

<sup>28</sup> Loi portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (MB du 14.6.2005).

<sup>29</sup> MB du 19.5.2009.



### 1.1.3. La politique énergétique

Trois éléments de la politique énergétique belge ont joué un rôle important dans l'élaboration de l'étude prospective :

- la sortie du nucléaire ;
- la promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération ;
- l'amélioration de l'efficacité énergétique.

#### La sortie du nucléaire

Le 31 janvier 2003, était adoptée la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité<sup>30</sup>.

Cette loi prévoit :

- qu'aucune nouvelle centrale nucléaire destinée à la production industrielle d'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires, ne peut plus être créée et/ou mise en exploitation ;
- que les centrales de ce type sont désactivées quarante ans après la date de leur mise en service industrielle et ne peuvent plus produire d'électricité dès cet instant.

Toutefois, l'article 9 de la loi stipule qu'« en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité, le Roi peut, par arrêté royal délibéré en Conseil des Ministres, après avis de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz, prendre les mesures nécessaires, sans préjudice des articles 3 à 7 de cette loi, sauf en cas de force majeure. Cet avis portera notamment sur l'incidence de l'évolution des prix de production sur la sécurité d'approvisionnement ».

Les premiers effets de la loi se feront sentir en 2015, quand les trois premières centrales concernées auront atteint l'âge limite. Les dernières centrales en activité arrêteront de produire de l'électricité en 2025.

Dans le tableau 3, sont indiquées, par ordre chronologique, les dates de mise en service et de désactivation des sept centrales nucléaires belges ainsi que leur puissance installée.

---

<sup>30</sup> MB du 28.2.2003.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Tableau 3 : Les dates de mise en service et de désactivation des centrales nucléaires belges ainsi que leur puissance installée**

Centrale	Puissance installée (MW) <sup>31</sup>	Date de mise en service	Date de désactivation
Doel 1	392,5	15 février 1975	15 février 2015
Tihange 1	962	1 <sup>er</sup> octobre 1975	1 <sup>er</sup> octobre 2015
Doel 2	433	1 <sup>er</sup> décembre 1975	1 <sup>er</sup> décembre 2015
Doel 3	1006	1 <sup>er</sup> octobre 1982	1 <sup>er</sup> octobre 2022
Tihange 2	1008	1 <sup>er</sup> février 1983	1 <sup>er</sup> février 2023
Doel 4	1008	1 <sup>er</sup> juillet 1985	1 <sup>er</sup> juillet 2025
Tihange 3	1015	1 <sup>er</sup> septembre 1985	1 <sup>er</sup> septembre 2025

### La préparation de la sortie de l'énergie nucléaire

La loi du 31 janvier 2003 a des conséquences importantes en termes de délais, tant dans l'hypothèse où la sortie est confirmée que dans celle où l'on a recours à l'article 9 de cette loi.

En effet, en cas de confirmation de l'arrêt de la production nucléaire, comme un réacteur nucléaire ne peut être arrêté du jour au lendemain, les trois premiers réacteurs à désactiver (Doel 1 et 2, Tihange 1) feraient l'objet d'un dernier chargement de combustible en 2013 et leur production diminuerait graduellement jusqu'à l'épuisement du contenu énergétique du combustible. Par conséquent, de la puissance de remplacement non nucléaire devrait déjà être prévue pour 2014, à raison de près de la moitié de la capacité nominale des trois réacteurs (de 700 à 800 MW), en tenant compte du délai minimal de mise en service des nouvelles unités, qui varie de 4 ans pour une centrale au gaz naturel à 6 ans pour une centrale au charbon.

En cas de recours à l'article 9 de la loi, qui peut se traduire par une prolongation de la durée de vie des centrales au-delà de 40 ans, le maintien des conditions de sécurité actuelles de la production exigerait la commande de pièces de remplacement (des couvercles de cuve de réacteur, des sous-ensembles pour turbines, des appareils d'instrumentation...) auprès des équipementiers. Or, la tension croissante que connaissent les carnets de commande de ce type de pièces, alimentée par une demande mondiale en augmentation continue, contraint les producteurs à prendre leurs décisions d'investissement de plus en plus tôt. Par ailleurs, la prolongation de la production nucléaire nécessiterait l'achat de combustible. Néanmoins, comme les propriétaires actuels des réacteurs concernés (Electrabel, SPE et EDF) disposent (par l'intermédiaire de Synatom) de contrats d'approvisionnement en uranium à long terme, la situation apparaît moins critique que pour le remplacement des pièces, même en tenant compte du processus d'enrichissement et de conditionnement du combustible.

<sup>31</sup> En 2008.



## La promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération

La promotion des sources d'énergie renouvelables (SER) et de la cogénération en Belgique s'inscrit dans la politique européenne en la matière, matérialisée par deux directives : la directive 2001/77/CE<sup>32</sup> et la directive 2004/8/CE<sup>33</sup>.

La directive 2001/77/CE sera, à terme, abrogée par la directive 2009/28/CE<sup>34</sup>. Celle-ci impose à la Belgique plusieurs objectifs :

- une part contraignante de 13 % d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans sa consommation finale d'énergie en 2020 ;
- une part contraignante de 10 % d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans le secteur du transport en 2020.

Par ailleurs, la Belgique s'est également vu fixer des objectifs intermédiaires indicatifs. Ceux-ci s'expriment en termes de part d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale d'énergie sur la période allant de 2011 à 2018.

La directive 2009/28/CE fait partie d'un ensemble de dispositions, appelé « paquet énergie-climat ». Ce paquet vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'UE et à accroître la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables. Il concrétise les objectifs fixés lors du Conseil européen de mars 2007 :

- une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990 ;
- une diminution de 20 % de la consommation énergétique de l'UE par rapport aux projections pour l'année 2020 du Livre vert de la Commission sur l'efficacité énergétique ;
- la réalisation d'une part contraignante de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'UE d'ici 2020.

D'autres dispositions de ce paquet méritent d'être évoquées, en particulier :

- la directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre<sup>35</sup> ;

---

<sup>32</sup> Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (JO L 283 du 27.10.2001).

<sup>33</sup> Directive 2004/8/CE du parlement européen et du conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE (JO L 52 du 21.2.2004).

<sup>34</sup> Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009).

<sup>35</sup> JO L 140 du 5.6.2009.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

- la directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone et modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) n° 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil<sup>36</sup> ;
- la décision n° 406/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à l'effort à fournir par les Etats membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020<sup>37</sup>.

On notera la volonté du Parlement européen et du Conseil d'assurer la cohérence entre les différents éléments du paquet énergie-climat, en faisant en sorte que leurs effets se renforcent mutuellement.

En Belgique, bien que les SER relèvent essentiellement de la compétence des régions, tant l'Etat fédéral que les régions ont mis en place des mesures de promotion des SER et/ou de la cogénération de qualité ou à haut rendement. En effet, d'une part, l'Etat fédéral a conservé la charge des finances et des tarifs de l'énergie, qui offrent des possibilités d'action non négligeables. D'autre part, les compétences des régions sont limitées à leur territoire. Or, celui-ci ne comprend pas les espaces marins, restés sous la responsabilité de l'Etat fédéral. C'est donc ce dernier qui a pris les mesures en matière de SER s'appliquant à cette portion du territoire belge.

Les mesures visant à encourager l'utilisation des SER et de la cogénération de qualité concernent plus particulièrement :

- la production d'électricité ;
- l'investissement ;
- l'accès et l'utilisation du réseau ;
- l'information et le conseil.

Beaucoup de ces mesures visent à rendre le coût de la production d'électricité verte compétitif par rapport aux sources d'énergie non renouvelables. Les mesures principales sont exposées ci-dessous.

---

<sup>36</sup> JO L 140 du 5.6.2009.

<sup>37</sup> JO L 140 du 5.6.2009.



## La production d'électricité

Parmi les mesures de soutien à la production, la plus marquante est le système des certificats verts (CV), qui a été développé dans chaque entité fédérée<sup>3839</sup>.

Ce système a pour objectif l'instauration d'un marché des CV. Il comprend deux axes. Le premier axe consiste en l'octroi, par le régulateur, de CV aux producteurs d'électricité verte, moyennant l'obtention par ceux-ci d'une attestation certifiant que l'installation concernée produit bien de l'électricité verte<sup>40</sup>, délivrée par un organisme agréé. Le second axe repose sur l'obligation faite aux fournisseurs d'acquiescer un quota minimum de CV, calculé sur base de leurs ventes totales d'électricité. Si un fournisseur ne satisfait pas à cette obligation, il est tenu de payer une amende.

Le système des CV peut s'accompagner de mécanismes visant à garantir un revenu minimal aux producteurs d'électricité verte, soit via des aides à la production, soit via un prix minimum garanti pour les CV.

La Région de Bruxelles-Capitale n'a pas mis en place de mécanisme complémentaire.

---

<sup>38</sup> *Etat fédéral* : arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (MB du 23.8.2002), arrêté royal du 5 octobre 2005 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables (MB du 14.10.2005) et arrêté royal du 31 octobre 2008 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables (MB du 14.11.2008) ;

*Région de Bruxelles-Capitale* : arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité (MB du 28.6.2004) et arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 19 juillet 2007 déterminant les modalités d'octroi des labels de garantie d'origine, précisant les obligations incombant aux fournisseurs, et modifiant l'arrêté du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité (MB du 6.9.2007) ;

*Région flamande* : arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004 favorisant la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables (MB du 23.3.2004) et arrêté du Gouvernement flamand du 7 juillet 2006 favorisant la production d'électricité par des installations de cogénération de qualité (MB du 1.12.2006) ;

*Région wallonne* : arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité (MB du 27.4.2006), arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité verte (MB du 29.12.2006) et arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2007 portant diverses mesures en matière de promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (MB du 31.1.2008).

<sup>39</sup> On parle de « certificats verts » au niveau fédéral, en Région de Bruxelles-Capitale et en Région wallonne ; il est question de « groenestroomcertificaten » (sources d'énergie renouvelables) et de « warmtekrachtcertificaten » (cogénération de qualité) en Région flamande.

<sup>40</sup> Cette attestation porte le nom de « certificat de garantie d'origine » au niveau fédéral et en Région wallonne, « attestation de conformité » en Région de Bruxelles-Capitale et « keuringsverslag » en Région flamande. Elle ne doit pas être confondue avec le document électronique prouvant au client final qu'une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables (ou de cogénération à haut rendement), qui s'appelle « label de garantie d'origine » en Région wallonne et en Région de Bruxelles-Capitale et « garantie van oorsprong » en Région flamande. Au niveau fédéral, dans le projet d'arrêté royal organisant l'introduction de ce document, c'est l'appellation « garantie d'origine » qui a été retenue.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Dans les trois autres entités, l'on a privilégié le prix minimum garanti pour les CV. Ce mécanisme a pour corollaire une obligation d'achat, qui s'impose, dans les trois cas, à un ou plusieurs gestionnaires de réseau, dans le cadre de leur mission de service public.

En Région wallonne, le prix minimum est fixé à 65 euros. C'est le gestionnaire de réseau de transport local (Elia) qui doit assumer l'obligation d'achat. L'obligation d'achat prend cours le mois suivant la mise en service de l'installation et dure 180 mois maximum.

En Région flamande, le prix minimum diffère selon la technologie employée : il se monte actuellement à 80 euros pour l'énergie éolienne, la biomasse et le biogaz, à 95 euros pour l'énergie hydraulique, marémotrice et houlomotrice et à 450 euros pour l'énergie solaire (photovoltaïque). Ce prix est garanti par les GRD et peut être entériné dans un contrat entre ceux-ci et les producteurs. La garantie s'applique pendant 10 ans, à dater de la mise en service de l'installation. Cette durée passe à 20 ans pour l'énergie solaire.

L'autorité fédérale a mis en place un système de certificats offshore (sans quota) donnant droit à des prix minima garantis qui lui sont spécifiques. Les autres filières de production (certificats régionaux) peuvent également recourir au système fédéral de prix minima garantis. Celui-ci est différencié selon les filières de production.

Les prix minima des CV de l'Etat fédéral sont indiqués dans le tableau 4.

**Tableau 4 : Les prix minima des certificats verts du système fédéral**

Technologie de production	Prix minimum (euros/MWh)
Eolienne off-shore (216 premiers MW de capacité installée de chaque projet)	107
Eolienne off-shore (capacité de chaque projet excédant 216 MW)	90
Eolienne on-shore	50
Hydraulique	50
Solaire	150
Autres sources d'énergie renouvelables (dont biomasse)	20

L'obligation d'achat incombe au gestionnaire de réseau de transport (Elia). Elle prend cours à la mise en service de l'installation de production pour une période de 20 ans lorsqu'il s'agit d'éoliennes off-shore et pour une période de 10 ans pour les autres types de technologie de production.

Dernièrement, les CV s'échangeaient entre 88 et 93 euros en Région de Bruxelles-Capitale (janvier-février 2008), à 108 euros en Région flamande (septembre 2009) et à près de 90 euros en Région wallonne (3<sup>e</sup> trimestre 2009).



## L'investissement

L'Etat fédéral a pris des dispositions visant à soutenir les projets éoliens off-shore. Ces mesures prévoient notamment le financement, par le gestionnaire du réseau, d'un tiers du coût du câble sous-marin des projets (avec un maximum de 25 millions d'euros pour un projet de 216 MW ou supérieur)<sup>41</sup>.

Il a aussi mis en place des réductions d'impôt en faveur des particuliers et des entreprises, pour des investissements verts ou économiseurs d'énergie (panneaux solaires thermiques et photovoltaïques entre autres).

En Région de Bruxelles-Capitale, des primes en faveur du recours aux énergies renouvelables et à la cogénération sont offertes aux secteurs industriel et tertiaire. Ces primes sont cumulables avec les aides à l'expansion économique et avec la déduction fiscale accordée par l'Etat fédéral. Des primes élevées en faveur de l'installation de panneaux photovoltaïques sont également prévues pour le secteur du logement collectif et pour les particuliers. Ces primes sont cumulables avec les certificats verts.

La Région flamande, quant à elle, stimule les investissements de l'industrie qui visent les économies d'énergie dans le cadre d'un dispositif appelé « ecologiesteun »<sup>42</sup>. Cette aide est cumulable avec d'autres mécanismes de soutien, que ce soit les CV ou la déduction fiscale majorée pour investissement de l'Etat fédéral.

La Région wallonne accorde une prime à l'investissement et une exonération du précompte immobilier aux entreprises qui réalisent un programme d'investissements visant l'utilisation durable de l'énergie (énergie hydraulique, énergie éolienne, énergie solaire, énergie géothermique, biogaz, produits et déchets organiques de l'agriculture et de l'arboriculture forestière, fraction organique biodégradable des déchets), de la cogénération de qualité et des économies d'énergie au cours du processus de production.<sup>43</sup>

## L'accès et l'utilisation du réseau

Les producteurs d'électricité verte bénéficient, dans chaque entité, d'un accès prioritaire au réseau.

De plus, en vertu d'un arrêté royal du 24 mars 2003<sup>44</sup>, les utilisateurs du réseau sont exonérés d'une partie de la cotisation fédérale (cf. 1.1.2). Cette partie correspond à l'électricité fournie à des clients finals et produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou d'unités de cogénération de qualité.

---

<sup>41</sup> Loi du 20 juillet 2005 portant des dispositions diverses (MB du 29.7.2005).

<sup>42</sup> Arrêté du Gouvernement flamand du 16 mai 2007 portant octroi d'aides aux entreprises pour des investissements écologiques réalisés en Région flamande (MB du 29.6.2007).

<sup>43</sup> Décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie (MB du 8.4.2004), arrêté du Gouvernement wallon du 2 décembre 2004 portant exécution du décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie (MB du 30.12.2004) et arrêté du Gouvernement wallon du 29 mai 2008 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 2 décembre 2004 portant exécution du décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie (MB du 6.6.2008).

<sup>44</sup> Arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (MB du 28.3.2003), modifié par l'arrêté royal du 26 septembre 2005 (MB du 29.9.2005).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Enfin, l'Etat fédéral a introduit une mesure de soutien, qui permet de limiter le surcoût provoqué par les écarts de production des nouveaux parcs éoliens off-shore, lorsque que ceux-ci n'excèdent pas 30 % par rapport aux puissances nominées.<sup>45</sup>

### L'information et le conseil

Un nouveau métier est apparu dans les trois régions de la Belgique : celui de « facilitateur ». Le facilitateur a pour missions :

- d'informer et de conseiller les investisseurs potentiels (mais pas de développer des projets) ;
- d'attirer l'attention des autorités sur les obstacles au développement de leur domaine de compétences ;
- de contribuer à la sensibilisation de groupes cibles tels que l'industrie, les promoteurs de projets, les autorités locales et les établissements d'enseignement.

Il existe des facilitateurs pour les différents types de publics (industrie, tertiaire, ménages...) et pour les différentes SER. Ces « facilitateurs » sont des associations ou des bureaux d'études, désignés par les entités.

### L'amélioration de l'efficacité énergétique

L'amélioration de l'efficacité énergétique, par la réduction de la consommation unitaire d'énergie qu'elle entraîne, contribue à résoudre les problèmes liés tant à l'environnement, qu'à la sécurité d'approvisionnement ou au coût de l'énergie.

Pour favoriser l'insertion de cette dimension dans les politiques énergétiques des Etats membres, le législateur de l'Union européenne a pris des dispositions dans différents domaines, caractérisés par un potentiel d'économies d'énergie élevé, et, en particulier, dans les domaines de la performance énergétique des bâtiments<sup>46</sup>, de l'indication de la consommation d'énergie de certains appareils<sup>47</sup>, de l'écoconception des produits consommateurs d'énergie<sup>48</sup>, de l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et les services énergétiques<sup>49</sup> ainsi que de la cogénération (la directive relative à la cogénération a déjà été évo-

---

<sup>45</sup> Arrêté royal du 30 mars 2009 relatif aux écarts de production des installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins (MB du 31.3.2009).

<sup>46</sup> Directive 2002/91/CE du Parlement européen et du Conseil du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments (JO L 1 du 4.1.2003).

<sup>47</sup> Directive 2003/66/CE de la Commission du 3 juillet 2003 modifiant la directive 94/2/CE portant modalités d'application de la directive 92/75/CEE du Conseil en ce qui concerne l'indication de la consommation d'énergie des réfrigérateurs, des congélateurs et des appareils combinés électriques (JO L 170 du 9.7.2003).

<sup>48</sup> Directive 2005/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 6 juillet 2005 établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'écoconception applicables aux produits consommateurs d'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE du Conseil et les directives 96/57/CE et 2000/55/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 191 du 22.7.2005).

<sup>49</sup> Directive 2006/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques et abrogeant la directive 93/76/CEE du Conseil (JO L 114 du 27.4.2006).



quée dans le point 1.1.4, mais elle trouve également sa place ici, en raison du gain de rendement associé à cette technologie).

A côté des mesures législatives, l'Union européenne met en place diverses mesures visant à promouvoir l'efficacité énergétique :

- elle encourage les démarches volontaires : les accords de branche avec l'industrie (tels que ceux portant sur les téléviseurs, les enregistreurs de vidéocassettes, les lecteurs de DVD, les machines à laver domestiques, les réfrigérateurs et les congélateurs), les codes de conduite (par exemple, pour l'alimentation électrique externe des appareils électroniques et pour la télévision digitale), les programmes (comme « Motor Challenge »<sup>50</sup>, « GreenLight »<sup>51</sup> et « Greenbuilding »<sup>52</sup>) ;
- elle lance des initiatives, telles que « ManagEnergy »<sup>53</sup> ;
- elle soutient le développement de technologies durables et propres, à travers les programmes-cadres de recherche et de développement technologique ou des programmes particuliers, comme le programme « Energie intelligente pour l'Europe ».

En Belgique, l'efficacité énergétique est une matière régionale. Cependant, cette matière fait également l'objet de mesures au niveau fédéral. Au niveau régional comme au niveau fédéral, certaines mesures s'adressent aux organisations (privées et publiques), d'autres aux particuliers.

Au niveau régional, les mesures peuvent être regroupées dans cinq catégories :

- les exigences en matière de performance énergétique minimale (pour les entreprises<sup>54</sup> et les bâtiments<sup>55</sup>) ;
- les subsides (pour des audits et des investissements)<sup>56</sup> ;

---

<sup>50</sup> Relatif aux systèmes à moteurs électriques, notamment dans l'industrie.

<sup>51</sup> Afférent à la consommation d'énergie liée à l'éclairage intérieur et extérieur.

<sup>52</sup> Relatif aux technologies mettant en œuvre l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables dans le secteur des bâtiments non résidentiels.

<sup>53</sup> Ce programme vise à encourager la coopération entre les acteurs locaux et régionaux de l'énergie en Europe sur l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et le transport durable.

<sup>54</sup> Cf., par exemple, l'arrêté du Gouvernement flamand du 14 mai 2004 relatif au planning énergétique pour les établissements énergivores classés (MB du 16.7.2004), appelé « besluit energieplanning », en Région flamande.

<sup>55</sup> Cf. notamment le décret du 7 mai 2004 relatif à la réglementation en matière de performance énergétique (MB du 30.7.2004), appelé décret « energieprestatieregelgeving », en Région flamande, l'ordonnance du 7 juin 2007 relative à la performance énergétique et au climat intérieur des bâtiments (MB du 11.7.2007) en Région de Bruxelles-Capitale, les arrêtés 15 février 1996 relatifs à l'isolation thermique et à la ventilation des bâtiments (MB du 30.4.1996 et du 09.5.1996) en Région wallonne.

<sup>56</sup> Par exemple, dans le cadre du programme « Energierenovatieprogramma 2020 » en Région flamande et des programmes AMURE et UREBA en Région wallonne.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

- les accords volontaires avec les entreprises (par exemple, les accords appelés « benchmarking-convenant » et « auditconvenant » en Région flamande) ;
- l'information, la formation et l'assistance technique (notamment par l'intermédiaire des facilitateurs énergie dans les trois régions et des guichets de l'énergie en Région wallonne) ;
- les actions incitatives (par exemple, le « Défi de l'énergie », pour les particuliers, en Région de Bruxelles-Capitale et « Construire avec l'énergie, naturellement », pour les particuliers et les professionnels, en Région wallonne).

Au niveau fédéral, les mesures consistent essentiellement en la définition de normes de performance énergétique des équipements, l'offre d'incitants fiscaux (par exemple, les réductions d'impôt liées aux investissements économiseurs d'énergie dans les habitations privées et à la construction d'une maison passive) et l'organisation de campagnes d'information (visant notamment à sensibiliser le public aux investissements économiseurs d'énergie).

Les mesures tant régionales que fédérales sont présentées dans le plan d'action en matière d'efficacité énergétique (PAEE) 2008-2010 établi par la Belgique, en juillet 2007, en application de la directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques.<sup>57</sup>

#### 1.1.4. La politique environnementale

Trois aspects de la politique environnementale méritent d'être évoqués, étant donné leur impact important sur l'étude prospective :

- l'évaluation environnementale des plans et programmes ;
- la lutte contre les changements climatiques ;
- la réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone.

##### L'évaluation environnementale des plans et programmes

En vertu de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement<sup>58</sup>, les auteurs de plans et de programmes doivent soumettre ceux-ci à une évaluation environnementale.

Considérée d'emblée comme un plan susceptible d'avoir des incidences notables sur l'environnement, l'étude prospective fait partie des plans et programmes énumérés dans la loi pour lesquels une évaluation environnementale est requise.<sup>59</sup>

---

<sup>57</sup> Disponible sur le site Internet de la Commission européenne, à l'adresse suivante : [http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/end\\_use\\_en.htm#efficiency](http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/end_use_en.htm#efficiency).

<sup>58</sup> MB du 10.3.2006.

<sup>59</sup> Article 6, § 1<sup>er</sup>, 1<sup>o</sup> de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement.



## La loi du 13 février 2006

La loi du 13 février 2006 résulte de la transposition, dans le champ des compétences fédérales, de deux directives européennes (la directive 2001/42/CE relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement<sup>60</sup> et la directive 2003/35/CE prévoyant la participation du public lors de l'élaboration de certains plans<sup>61</sup> et programmes relatifs à l'environnement) et de certains aspects de la convention de la Commission économique pour l'Europe des Nations Unies sur l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement<sup>62</sup>.

Cette loi a pour objectif de promouvoir un développement durable, en contribuant à l'intégration de considérations environnementales et/ou en prévoyant la participation du public dans le processus d'adoption des plans et programmes concernés.

Elle comprend plusieurs obligations :

- l'élaboration d'un répertoire des informations que devra contenir le rapport sur les incidences environnementales ;
- la réalisation de l'évaluation des incidences sur l'environnement ;
- la rédaction du rapport précité ;
- la consultation du public ;
- la consultation d'instances concernées, dont :
  - les services publics fédéraux, réunis en un comité d'avis, créé en vertu de la même loi et communément appelé « Comité d'avis SEA<sup>63</sup> » ;
  - le Conseil fédéral du Développement durable (CFDD) ;
  - les gouvernements des régions ;
- la prise en considération du rapport et des résultats de la participation et des consultations lors de l'adoption du plan ou programme ;
- la communication d'informations sur l'adoption du plan ou programme, via une déclaration à publier au Moniteur belge et sur le site du Portail fédéral ;
- le suivi des incidences environnementales lors de la mise en œuvre du plan ou programme.

Outre leur contenu, la loi du 13 février 2006 influence le processus d'établissement des plans et programmes, car le délai d'élaboration de ceux-ci est suspendu entre la date à laquelle commence

---

<sup>60</sup> JO L 197, du 21.7.2001

<sup>61</sup> JO L 156, du 25.6.2003

<sup>62</sup> Signée à Aarhus le 25 juin 1998.

<sup>63</sup> SEA = Strategic Environmental Assessment » (évaluation stratégique environnementale).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

l'élaboration du projet de répertoire et la date à laquelle se termine l'élaboration de la déclaration relative à l'adoption du plan ou programme.

### **Les conséquences de la loi du 13 février 2006 sur l'étude prospective**

La suspension du délai d'élaboration de l'étude prospective pendant le déroulement de l'évaluation environnementale entraîne un allongement de ce délai et donc un report de l'échéance à laquelle l'étude doit être terminée.

Les aspects environnementaux de l'étude prospective sont étudiés en profondeur dans le cadre de l'évaluation environnementale. Le rapport sur les incidences environnementales doit, en particulier, comprendre « les objectifs de la protection de l'environnement pertinents » pour l'étude prospective<sup>64</sup>. Cette disposition suppose l'établissement d'un inventaire des mesures juridiques et politiques (internationales, européennes, fédérales et régionales) applicables à l'étude. C'est pourquoi, le présent document ne s'appesantit pas sur ces mesures.

### **La lutte contre les changements climatiques**

La lutte contre les changements climatiques repose sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), que sont le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>), le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et les gaz fluorés (gaz-F)<sup>65</sup>. Le secteur de la production d'énergie émet essentiellement du CO<sub>2</sub>, en utilisant des combustibles fossiles (gaz naturel, pétrole, charbon).

Cette lutte prend ses racines dans la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, signée en 1992, dont l'objectif « est de stabiliser, conformément aux dispositions pertinentes de la Convention, les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique »<sup>66</sup>.

Elle trouve un cadre concret dans le protocole de Kyoto, adopté par la Conférence des Parties à la Convention en 1997 et entré en vigueur en 2005. Le protocole renforce de manière significative la Convention en engageant les Parties listées dans son annexe I<sup>67</sup> qui sont également devenues Parties au protocole<sup>68</sup> à des objectifs individuels, légalement contraignants, de réduction ou de limitation de leurs émissions de GES. Ces objectifs individuels sont listés dans l'annexe B du protocole et totalisent une réduction d'émissions de gaz à effet de serre d'au moins 5 % par rapport aux niveaux de 1990 durant la période 2008-2012. L'objectif de réduction européen est de 8 %.

En 2005, ont démarrés les négociations relatives à un nouvel accord climatique, qui fera suite au protocole de Kyoto. Ces négociations ont donné lieu à l'adoption, en 2007, du Plan d'action de Bali. Ce plan

<sup>64</sup> Cf. 5° de l'annexe II de la loi du 13 février 2006.

<sup>65</sup> La vapeur d'eau (H<sub>2</sub>O) et l'ozone (O<sub>3</sub>) sont également des gaz à effet de serre, mais ils ne sont pas concernés par les objectifs de réduction élaborés dans le cadre de la lutte contre les changements climatiques.

<sup>66</sup> Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, article 2.

<sup>67</sup> Allemagne, Australie, Autriche, Biélorussie, Belgique, Bulgarie, Canada, Communauté économique européenne, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie, Etats-Unis d'Amérique, Fédération de Russie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Japon, Lettonie, Liechtenstein, Lituanie, Luxembourg, Monaco, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Roumanie, Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord, Slovaquie, Slovénie, Suède, Suisse, Turquie, Ukraine.

<sup>68</sup> Tous, sauf les Etats-Unis d'Amérique et la Turquie.



d'action fixe l'objectif d'atteindre un accord ambitieux et global sur le changement climatique à l'occasion de la 15<sup>e</sup> session de la Conférence des Parties, qui se tiendra à Copenhague dans le courant du mois de décembre 2009. Il organise les discussions autour d'une « vision commune » (par exemple, un objectif global à long terme pour les réductions des émissions de gaz à effet de serre) et des thèmes suivants :

- une action renforcée sur le plan national/international en vue de limiter les émissions de gaz à effet de serre ;
- une action renforcée sur le plan national/international en matière d'adaptation au changement climatique ;
- une action renforcée dans le domaine de la mise au point et du transfert de technologies, pour soutenir les mesures de limitation des émissions de gaz à effet de serre et d'adaptation ;
- une action renforcée dans l'apport de ressources financières et d'investissements, pour appuyer les mesures de limitation des émissions de gaz à effet de serre, d'adaptation et de coopération technologique.

De son côté, l'Union européenne a fixé des objectifs pays par pays pour la période 2008-2012. Celui de la Belgique s'élève à -7,5 %. Il a été réparti entre les trois régions, à raison de +3,375 % pour la Région de Bruxelles-Capitale, de -5,2 % pour la Région flamande et de -7,5 % pour la Région wallonne. Cette répartition ne permettant pas de satisfaire aux exigences du protocole de Kyoto, il a été décidé que l'Etat fédéral compenserait le déficit par le biais des mécanismes flexibles prévus par le protocole de Kyoto<sup>69</sup>.

Différentes mesures ont été mises en place pour lutter contre les changements climatiques.

A l'échelle européenne, un programme sur le changement climatique (PECC) a été lancé en 2000 et une attention particulière a été portée à cette problématique dans le 6<sup>e</sup> programme d'action communautaire pour l'environnement (2002-2012) ainsi que dans les 6<sup>e</sup> et 7<sup>e</sup> programmes-cadres de recherche (2002-2006 et 2007-2013). En application du PECC, l'Union européenne a adopté, en 2003, la directive 2003/87/CE, portant sur la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émission de GES à l'échelle communautaire<sup>70</sup>.

Ce système, inspiré de l'un des trois mécanismes flexibles du protocole de Kyoto, a pour objectif la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, le gaz à effet de serre le plus abondant. Il vise essentiellement les entreprises et, plus particulièrement, les installations grandes émettrices de gaz à effet de serre (toutes les grandes installations de combustion cumulant 20 MW sur un même site sont concernées). Il est opérationnel depuis janvier 2005.

Ce système a été amendé dans le cadre du paquet énergie-climat pour la réalisation de l'objectif fixé au niveau de l'Union européenne pour 2020 en matière d'émissions de gaz à effet de serre (cf. 1.1.3).

A l'échelle de la Belgique, bien que l'environnement soit principalement une compétence régionale, l'ampleur du défi et le caractère transversal (plusieurs politiques sont concernées, comme celles de

---

<sup>69</sup> Les mécanismes flexibles sont au nombre de trois : le commerce de droits d'émissions, la mise en œuvre conjointe et le mécanisme de développement propre.

<sup>70</sup> Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil (JO L 275 du 25.10.2003).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

l'énergie et des transports) de la problématique ont amené le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux à organiser ensemble la lutte.

La dernière stratégie en date est le plan national climat (2002-2012), adopté en 2002. Dans le domaine de l'énergie, les actions de ce plan visent trois grands objectifs :

- améliorer l'efficacité énergétique ;
- promouvoir une utilisation rationnelle de l'énergie (URE) ;
- encourager le recours aux énergies renouvelables.

Pour atteindre ces objectifs, cinq grands instruments sont mis en œuvre :

- les incitants fiscaux et les primes ;
- les réglementations (notamment celles qui concernent les produits) ;
- la concertation avec les branches industrielles (les « accords volontaires ») ;
- l'information et la sensibilisation ;
- les projets d'infrastructure (comme le réseau express régional – RER).

Pour mettre en œuvre cette stratégie, un accord de coopération entre le gouvernement fédéral et les régions a été signé en novembre 2002. Cet accord instaure une Commission nationale climat, chargée de la coordination interne, de l'évaluation et de l'adaptation du plan national climat. Elle est également chargée de mettre en place une série de dispositifs visant à assurer le respect des engagements pris par la Belgique dans le cadre du protocole de Kyoto, en particulier les mécanismes flexibles.

A ce titre, la Commission nationale climat intervient dans l'élaboration des instruments nécessaires au respect de la directive 2003/87/CE, comme l'accord de coopération de 2005 entre l'Etat fédéral et les trois régions visant à organiser et gérer le registre national des gaz à effet de serre<sup>71</sup>.

Ce registre, dont la gestion est réglée par un arrêté royal de 2005<sup>72</sup> est une banque de données électronique hautement sécurisée rassemblant les comptes des exploitants d'installations émettrices de GES. Il permet d'assigner des quotas d'émission aux exploitants, d'effectuer des échanges de quotas d'émission et de réaliser un contrôle de la bonne exécution des obligations environnementales des installations.

Ce sont les régions qui sont compétentes pour allouer les quotas d'émission aux exploitations et établir un plan d'allocation pour leur territoire. Les plans régionaux sont ensuite rassemblés en un plan national et transmis, pour adoption, à la Commission européenne par la Commission nationale climat. Un premier plan national, pour la période 2005-2007, a été adopté par la Commission européenne en 2004. Un

---

<sup>71</sup> Accord de coopération du 23 septembre 2005 entre l'Etat fédéral, la Région flamande, la Région wallonne et la Région de Bruxelles-Capitale concernant l'organisation et la gestion administrative d'un système de registre standardisé et normalisé en Belgique en accord avec la Directive 2003/87/EG du Parlement européen et du Conseil (MB du 14.10.2005).

<sup>72</sup> Arrêté royal du 14 octobre 2005 relatif à la gestion du registre de gaz à effet de serre de la Belgique et aux conditions applicables à ses utilisateurs (MB du 21.10.2005).



deuxième plan national, pour la période 2008-2012, a été réalisé et a été approuvé par la Commission européenne le 30 juin 2008.

### La réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone

L'acidification est principalement liée aux émissions de trois polluants : le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) et l'ammoniac (NH<sub>3</sub>). Le secteur de l'énergie contribue à la production des deux premiers.

La formation de l'ozone implique, quant à elle, des polluants primaires aussi appelés « gaz précurseurs », tels que les NO<sub>x</sub> et les composés organiques volatils (COV), qui émanent notamment de la production d'énergie.

La politique de la Belgique en matière de réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone s'inscrit dans le cadre de la Convention de la Commission économique pour l'Europe des Nations Unies sur la pollution atmosphérique à longue distance<sup>73</sup>. Cette convention comporte plusieurs protocoles portant sur les émissions de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub>, de COV, de NH<sub>3</sub>, de métaux lourds et de polluants organiques persistants. En ce qui concerne l'étude prospective, c'est le protocole de Göteborg, signé en novembre 1999 et entré en vigueur en mai 2005, qui retient l'attention. Qualifié de « multi-polluants, multi-effets », ce protocole fixe, pour chaque Etat signataire, un plafond annuel d'émissions à l'horizon 2010 pour le SO<sub>2</sub>, les NO<sub>x</sub>, le NH<sub>3</sub> et les COV. Les plafonds de la Belgique sont repris dans le tableau 5.

Les mesures de réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone découlent également de trois directives européennes :

- la directive 2001/80/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion<sup>74</sup> ;
- la directive 2001/81/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques, également appelée « directive NEC (National Emission Ceilings) »<sup>75</sup> ;
- la directive 1999/32/CE du Conseil, du 26 avril 1999, concernant une réduction de la teneur en soufre de certains combustibles liquides et modifiant la directive 93/12/CEE<sup>76</sup>.

La directive 2001/80/CE s'applique aux installations de combustion<sup>77</sup>, quel que soit le combustible utilisé, dont la puissance thermique nominale est égale ou supérieure à 50 MW. La directive vise à réduire par étapes les émissions annuelles de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote en provenance des installations existantes et à fixer des valeurs limites d'émission pour le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et les poussières dans les cas d'installations nouvelles. Elle encourage la cogénération et l'utilisation de la bio-

<sup>73</sup> Dite convention de Genève et identifiée par le sigle UNECE/LRTAP.

<sup>74</sup> JO L 309 du 27.11.2001.

<sup>75</sup> JO L 309 du 27.11.2001.

<sup>76</sup> JO L 121 du 11.5.1999.

<sup>77</sup> Dispositif technique dans lequel des produits combustibles sont oxydés en vue d'utiliser la chaleur ainsi produite.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

masse, en fixant pour celle-ci des limites d'émission spécifiques. Elle permet cependant d'exempter des installations existantes du respect des valeurs limites d'émission et de l'inclusion dans un plan national de réduction des émissions, à condition que l'opérateur s'engage à ne pas faire fonctionner l'installation pendant plus de 20000 heures entre le 1<sup>er</sup> janvier 2008 et le 31 décembre 2015.

En ce qui concerne la directive 2001/81/CE, si l'horizon et les polluants sur lesquels elle porte sont identiques à ceux du protocole de Göteborg, les plafonds qu'elle fixe sont parfois plus ambitieux. Les plafonds relatifs à la Belgique sont indiqués dans le tableau 5.

**Tableau 5 : Les plafonds annuels d'émission de polluants acidifiants fixés par le protocole de Göteborg et la directive 2001/81/CE pour la Belgique à l'horizon 2010**

Texte	SO <sub>2</sub> (Kilotonnes)	NO <sub>x</sub> (Kilotonnes de NO <sub>2</sub> )	COV (Kilotonnes)	NH <sub>3</sub> (Kilotonnes)
Protocole de Göteborg	106	181	144	74
Directive 2001/81/CE	99	176	139	74

Quant à la directive 1999/32/CE, elle vise à réduire les émissions de dioxyde de soufre résultant de la combustion de certains types de combustibles liquides dérivés du pétrole, en subordonnant l'utilisation de ceux-ci sur le territoire des Etats membres au respect d'une teneur maximale en soufre. Etant donné la faible part des combustibles concernés dans la production d'électricité en Belgique (2 %<sup>78</sup>), cette directive revêt moins d'importance que les deux précédentes.

La pollution de l'air relevant des compétences des régions, la charge des émissions a été partagée entre elles, à l'exception des émissions dues aux sources mobiles (transports), pour lesquelles une approche globale a été préconisée. Parmi les différentes mesures mises en place ou envisagées par les régions, l'on citera le permis d'environnement, qui constitue leur outil privilégié pour limiter les émissions des activités polluantes. En effet, celui-ci permet à la fois une approche globale ou sectorielle et une approche personnalisée, grâce aux conditions particulières des établissements autorisés.

Les travaux menés dans le cadre du programme européen CAFE (Clean Air For Europe) montrent que les objectifs de la directive 2001/81/CE n'assureront pas une protection suffisante de la santé humaine et des écosystèmes dans l'Union européenne. Il est donc plus que probable que des réductions supplémentaires d'émissions seront imposées aux Etats membres à l'horizon 2020.

## 1.2. L'étude prospective

Cette section présente l'étude prospective sous différents angles : l'objet, les utilisations, le contenu et la manière dont l'environnement est pris en considération.

### 1.2.1. L'objet de l'étude prospective

L'étude prospective a pour objet de déterminer la manière la plus avantageuse de réaliser l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, à moyen et à long termes, compte tenu de la nécessité :

- d'assurer une diversification appropriée des combustibles ;

<sup>78</sup> Cf. 4.2.1.



- de promouvoir l'utilisation des sources d'énergie renouvelables ;
- d'intégrer les contraintes environnementales définies par les régions ;
- de promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre.

Il convient de remarquer que, si la loi évoque le long terme, un horizon de dix ans n'est pas considéré comme du long terme dans le secteur de l'énergie. En effet, à titre d'exemple, la conception et la construction d'une nouvelle centrale au gaz naturel de 400 MW ou plus nécessite quatre ans environ.

### 1.2.2. Les utilisations de l'étude prospective

Tout d'abord, l'étude prospective s'inscrit dans le cadre des mesures de sauvegarde de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique. En effet, étant donné l'importance vitale que revêt la continuité de l'approvisionnement en électricité, il convient de suivre attentivement la situation du marché de l'électricité et notamment l'équilibre existant entre l'offre et la demande, le niveau de la demande prévue ainsi que les capacités supplémentaires envisagées ou en construction. Ainsi, si la sécurité d'approvisionnement est menacée, il est possible de prendre à temps les mesures nécessaires.

En particulier, l'article 5 de la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 prévoit que « le ministre peut recourir à la procédure d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas suffisamment assurée par :

1. la capacité de production en construction ; ou
2. les mesures d'efficacité énergétique ; ou
3. la gestion de la demande.

[...]

Le ministre motive le recours à la procédure d'appel d'offres en tenant notamment compte des critères suivants :

1. l'inadéquation entre le parc de production, **compte tenu de l'étude prospective**, et l'évolution de la demande d'électricité à moyen et à long terme ;
2. les investissements destinés à accroître la capacité de production, sans préjudicier aux investissements d'efficacité énergétique ;
3. les obligations de service public visées à l'article 21. »

Ensuite, l'étude prospective offre, aux acteurs économiques et à l'Etat, un cadre de référence pour la définition du parc de production d'électricité. A ce titre, elle intervient dans la procédure d'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité de plus de 25 MWe<sup>79</sup>. Le premier critère d'octroi est, en effet, « l'argumentation développée par le demandeur en ce qui concerne l'insertion de l'installation dans le réseau électrique, en vue d'établir la contribution de cette installation au respect des obligations de service public en matière de qualité et de régularité des fournitures

<sup>79</sup> Loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, article 5 et arrêté royal du 11 octobre 2000 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité, article 3.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

d'électricité, ainsi qu'au respect des orientations en matière de choix des sources primaires et des filières de production à privilégier, définies en application de l'article 3, § 2 de la loi » du 1<sup>er</sup> juin 2005.

### 1.2.3. Le contenu de l'étude prospective

Le contenu de l'étude prospective est précisé à l'article 3 de la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 :

« § 2. L'étude prospective contient les éléments suivants :

1. elle procède à une estimation de l'évolution de la demande d'électricité à moyen et long terme et identifie les besoins en moyens de production qui en résultent ;
2. elle définit les orientations en matière de choix des sources primaires en veillant à assurer une diversification appropriée des combustibles, à promouvoir l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et à intégrer les contraintes environnementales définies par les régions ;
3. elle définit la nature des filières de production à privilégier en veillant à promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre ;
4. elle évalue le besoin d'obligations de service public dans le domaine de la production, ainsi que l'efficacité et le coût de ces obligations ;
5. elle évalue la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité et formule, quand celle-ci risque d'être compromise, des recommandations à ce sujet. »



## 2. La problématique de la sécurité d'approvisionnement en électricité

L'électricité est devenue indispensable à la vie quotidienne. Elle est consommée jour et nuit, tout au long de l'année, dans les maisons, les entreprises, les transports en commun. L'économie est entièrement basée sur une disponibilité quasi permanente d'électricité. La sécurité des approvisionnements en électricité doit donc être une priorité pour les pouvoirs publics, dans un souci de bien-être de la population et de continuité des activités économiques.

De quoi s'agit-il ? Quelles solutions apporter à cette problématique ? Quelles options ont été prises en Belgique ? C'est à ces questions que répondent les lignes qui suivent.

Avant d'aborder ces questions, il convient cependant de replacer la sécurité des approvisionnements en électricité dans le contexte plus large de la sécurité des approvisionnements en énergie.

### 2.1. La sécurité des approvisionnements en énergie

Lorsque l'on évoque la sécurité des approvisionnements en énergie d'un pays ou d'une région, l'on pense d'abord à son indépendance énergétique, c'est-à-dire à la part d'énergie primaire produite sur le territoire de ce pays ou de cette région. Or, l'Europe et la Belgique (cf. 2.1.3) sont très dépendantes du reste du monde sur le plan énergétique. Et une diminution significative de cette dépendance apparaît illusoire actuellement. Par conséquent, une amélioration de l'indépendance énergétique ne peut reposer que sur la gestion de celle-ci. Gestion qui se traduit par une diversification des sources d'énergie (fossiles, renouvelables...), des pays fournisseurs et des routes d'approvisionnement tenant compte de l'état des réserves des sources d'énergie et de la situation géopolitique internationale.

Un autre aspect qui revêt une importance particulière au regard de la sécurité des approvisionnements en énergie est la maîtrise de la demande.

Après avoir esquissé un tableau des réserves mondiales de combustibles fossiles et d'uranium, le texte qui suit se penche successivement sur la situation de l'Europe et sur celle de la Belgique.

#### 2.1.1. Les réserves mondiales de combustibles fossiles et d'uranium

Les combustibles fossiles comprennent :

- le gaz naturel ;
- les combustibles solides (charbon...) ;
- le pétrole<sup>80</sup>.

---

<sup>80</sup> C'est par souci d'exhaustivité que la présente sous-section évoque le pétrole, car cette source d'énergie joue un rôle mineur dans la production d'électricité.



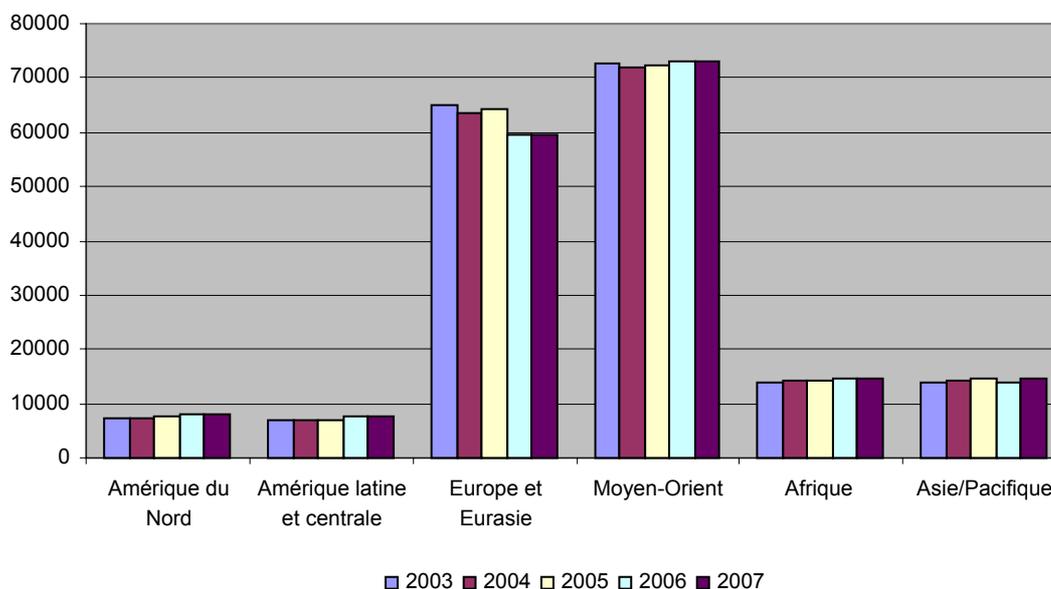
## Le gaz naturel

A la fin de 2007, les réserves prouvées totales de gaz naturel s'élevaient à 177360 milliards de m<sup>3</sup>, ce qui équivaut, en termes d'années de production (ratio Réserves/Production), à 61,4 années, pour autant que le rythme de production se stabilise au niveau actuel. La Russie dispose de près de 44650 milliards de m<sup>3</sup>, l'Iran de 27800 milliards et le Qatar de 25600 milliards de m<sup>3</sup>.

Le graphique 2 montre la répartition mondiale de ces réserves, dont 41,3 % se situent au Moyen-Orient, 33,5 % en Europe et Eurasie, 8,2 % en Afrique, 8,2 % en Asie/Pacifique, 4,5 % en Amérique du Nord et 4,4 % en Amérique latine et centrale.

Les pays de l'OPEP disposent de 50 % des réserves prouvées mondiales de gaz naturel.

**Graphique 2 : Les réserves prouvées mondiales de gaz naturel (milliards de m<sup>3</sup>)**



Source : BP statistical review 2008

## Les combustibles solides

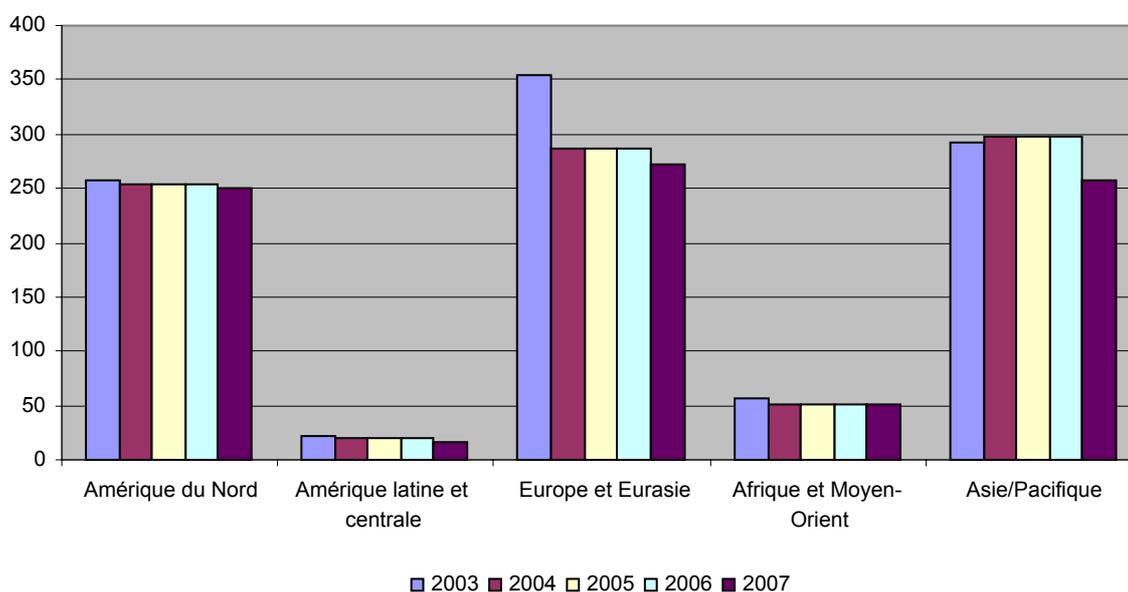
Les réserves prouvées de combustibles solides sont évaluées, à la fin de 2007, à 847 milliards de tonnes, ce qui représente, en termes d'années de production (ratio Réserves/Production), 133 ans, à niveau de production inchangé.

Le graphique 3 illustre la répartition géographique de ces réserves, dont 32,1 % se situent en Europe et Eurasie, 30,4 % en Asie/Pacifique, 29,6 % en Amérique du Nord, 6,0 % en Afrique et au Moyen-Orient et 1,9 % en Amérique latine et centrale.

Les pays de l'OCDE disposent de 42,1 % de l'ensemble de ces ressources.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Graphique 3 : Les réserves prouvées mondiales de combustibles solides (milliards de tonnes)**



Source : BP statistical review 2008

### Le pétrole

Les réserves prouvées totales de pétrole sont estimées, à la fin de 2007, à 1237,9 milliards de barils (168,6 milliards de tonnes), ce qui représente, en termes d'années de production (ratio Réserves/Production), 41,6 ans, pour autant que la production conserve son rythme actuel.

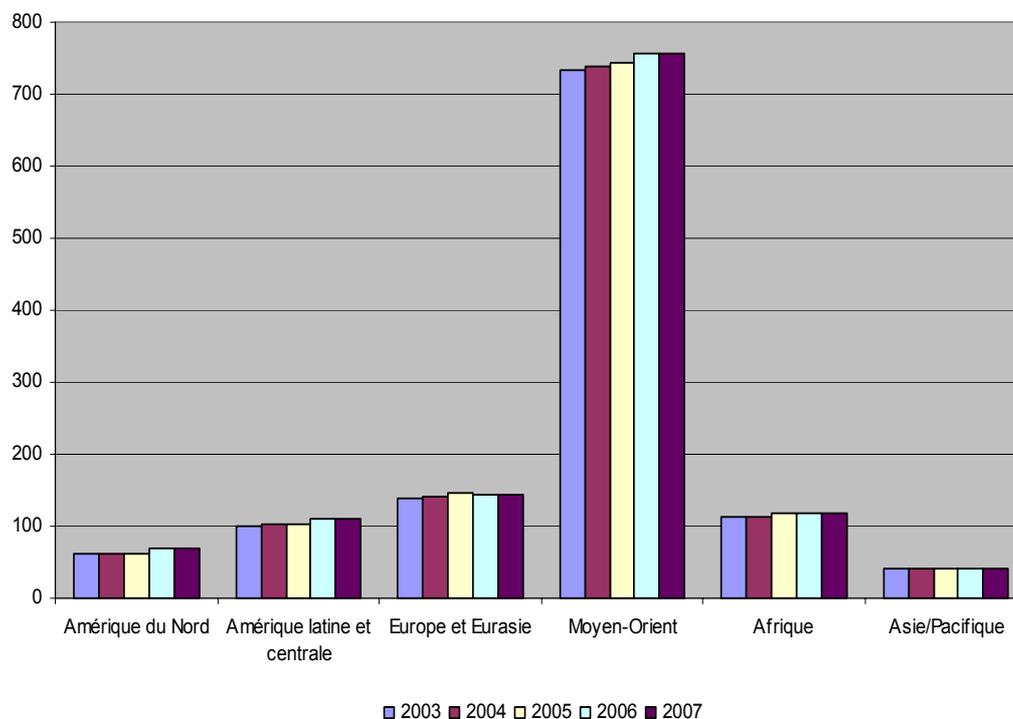
Le graphique 4 indique la répartition mondiale de ces réserves, dont 61,0 % se situent au Moyen-Orient, 11,6 % en Europe et Eurasie, 9,5 % en Afrique, 9,0 % en Amérique centrale et latine, 5,6 % en Amérique du Nord et 3,3 % en Asie/Pacifique.

Les pays de l'OPEP<sup>81</sup> représentent 75,5 % des réserves mondiales et les pays de l'OCDE seulement 7,1 %. La Russie dispose, à elle seule, de 79,4 milliards de barils, soit 6,4 % du total mondial.

<sup>81</sup> Algérie, Angola, Arabie Saoudite, Emirats Arabes Unis, Equateur, Indonésie, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigéria, Qatar, Vénézuéla.



**Graphique 4 : Les réserves prouvées mondiales de pétrole (milliards de barils)**



Source : BP statistical review 2008

### L'uranium

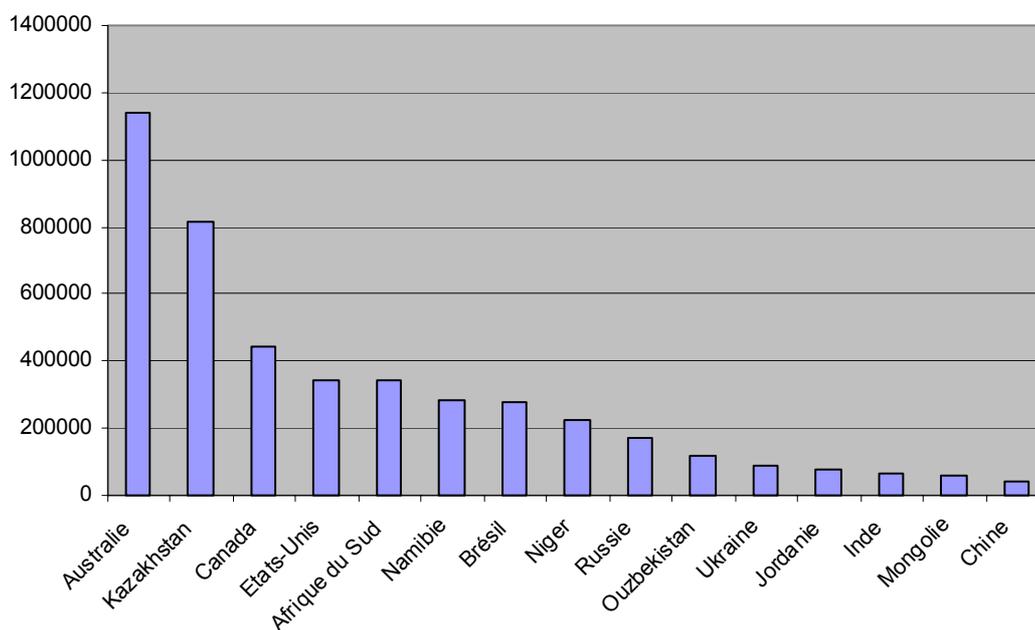
En 2006, les besoins mondiaux d'uranium s'élevaient à 66500 tonnes environ. Au rythme de consommation actuel, les réserves prouvées correspondent à 67 à 82 années de consommation, selon la catégorie d'uranium (ratio Réserves/Consommation).

Comme le montre le graphique 5, l'Australie dispose des plus grandes réserves d'uranium (25,4 %). Elle est suivie par le Kazakhstan (18,2 %), le Canada (9,9 %) et les Etats-Unis (7,6 %). L'Afrique du Sud (7,6 %), la Namibie (6,3 %), le Brésil (6,2 %) et le Niger (5,0 %) détiennent également une partie non négligeable de ces réserves.

Le Canada est actuellement le pays produisant le plus d'uranium dans le monde (28,8 %). Viennent ensuite l'Australie (22,3 %), le Kazakhstan (9,2 %), la Russie (8,2 %) et le Niger (8,1 %).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Graphique 5 : Les réserves prouvées mondiales d'uranium, 2006 (tonnes)**



Source : AIEA/AEN (2006)

### 2.1.2. La politique européenne en matière de sécurité des approvisionnements en énergie

En réponse à leur dépendance croissante vis-à-vis de l'énergie importée, les pays européens ont fait de la sécurité des approvisionnements l'un des trois piliers de leur politique énergétique. Ces piliers sont :

- la fiabilité, en termes de sécurité et de continuité de l'approvisionnement ;
- la durabilité, en termes de performance environnementale ;
- la compétitivité, en termes de fournitures de services efficaces pour les ménages et les entreprises, en contribuant à la compétitivité globale de l'économie européenne et à la qualité de vie des citoyens.

Il y a plusieurs années déjà, la Commission européenne a lancé diverses initiatives en matière de sécurité des approvisionnements, tant dans le secteur du pétrole (stocks stratégiques et mesures de crise coordonnées) que dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel (marché intérieur, réseaux transeuropéens d'énergie...).



La sécurité de l'approvisionnement est devenue une obligation de service public dans le contexte des directives relatives à la libéralisation des secteurs du gaz naturel et de l'électricité. La directive 2005/89/CE<sup>82</sup> du parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures prévoit que :

- les Etats membres mènent une politique précise d'équilibre entre l'offre et la demande permettant de fixer des objectifs en matière de capacités de réserve ou de prendre des mesures équivalentes du côté de la demande ;
- les Etats membres élaborent des règles précises à respecter en ce qui concerne la sécurité des réseaux de transport et de distribution ;
- chaque gestionnaire de réseau de transport est tenu de soumettre une stratégie d'investissement (pluri)annuelle à son autorité de régulation nationale ;
- les autorités de régulation sont tenues de fournir à la Commission européenne une synthèse de ces programmes d'investissement, en vue d'une consultation avec le Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel et compte tenu des axes d'intérêt européen prioritaire dans le cadre des réseaux transeuropéens de l'énergie ;
- les régulateurs ont le droit d'intervenir pour accélérer la réalisation des projets et, le cas échéant, de publier un appel d'offres pour certains projets dans l'hypothèse où le gestionnaire de réseau de transport ne serait pas en mesure ou désireux de mettre en œuvre les projets en question.

La Commission européenne insiste sur le rôle essentiel joué par les investissements en infrastructures dans le développement du marché intérieur. En ce qui concerne l'électricité, les Etats membres de l'UE se sont fixé un objectif consistant à atteindre un niveau d'interconnexion au moins équivalent à 10 % de leur capacité de production installée (Conseil européen de Barcelone de mars 2002 et Conseil européen de Bruxelles de mars 2006)<sup>83</sup>.

La Commission européenne met progressivement en place une politique ambitieuse de lutte contre le changement climatique prévoyant, outre une réforme importante du système communautaire d'échange des quotas d'émission des gaz à effet de serre, l'augmentation de la part des sources d'énergie renouvelables dans la demande finale d'énergie de l'UE (devant atteindre 20 % en 2020).

Par ailleurs, le troisième paquet énergie (cf. 1.1.2) formalise la coopération volontaire entre les gestionnaires de réseau de transport européens (au sein de différentes associations de GRT européens, comme l'ETSO<sup>84</sup>, l'UCTE<sup>85</sup>, Nordel<sup>86</sup>, etc. pour l'électricité et du GTE<sup>87</sup> pour le gaz naturel). Les GRT, réunis en

---

<sup>82</sup> JO L 33 du 4.2.2006.

<sup>83</sup> La Belgique respecte largement cet objectif.

<sup>84</sup> European Transmission System Operators.

<sup>85</sup> Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

<sup>86</sup> Nordic Transmission System Operators.

<sup>87</sup> Gas Transmission Europe.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

un Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport (le REGRT-E ou ENTSO-E<sup>88</sup> pour l'électricité et le REGRT-G ou ENTSO-G<sup>89</sup> pour le gaz naturel), doivent coopérer notamment pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau européen de transport d'électricité ou de gaz naturel. Ils ont, entre autres, pour tâche :

1. d'élaborer des codes de réseau dans les domaines suivants :
  - a) les règles relatives à la sécurité et à la fiabilité du réseau ;
  - b) les règles de raccordement au réseau ;
  - c) les règles concernant l'accès des tiers ;
  - d) les règles en matière d'échange des données et de règlement ;
  - e) les règles relatives à l'interopérabilité ;
  - f) les procédures opérationnelles en cas d'urgence ;
  - g) les règles d'attribution des capacités et de gestion de la congestion ;
  - h) les règles relatives aux échanges liées à la fourniture technique et opérationnelle de services d'accès au réseau et d'équilibrage du réseau ;
  - i) les règles de transparence ;
  - j) les règles d'équilibrage ;
  - k) les règles concernant des structures tarifaires de transport harmonisées ;
  - l) les règles en matière d'efficacité énergétique des réseaux.
2. d'adopter :
  - a) des outils communs de gestion de réseau pour assurer la coordination de l'exploitation du réseau dans des conditions normales et en situation d'urgence, y compris une échelle commune de classification des incidents et des plans communs de recherche ;
  - b) tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté, incluant des perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement ;
  - c) des recommandations relatives à la coordination de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de la Communauté et ceux des pays tiers ;
  - d) un programme de travail annuel ;
  - e) un rapport annuel ;

---

<sup>88</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity.

<sup>89</sup> European Network of Transmission System Operators for Gas.



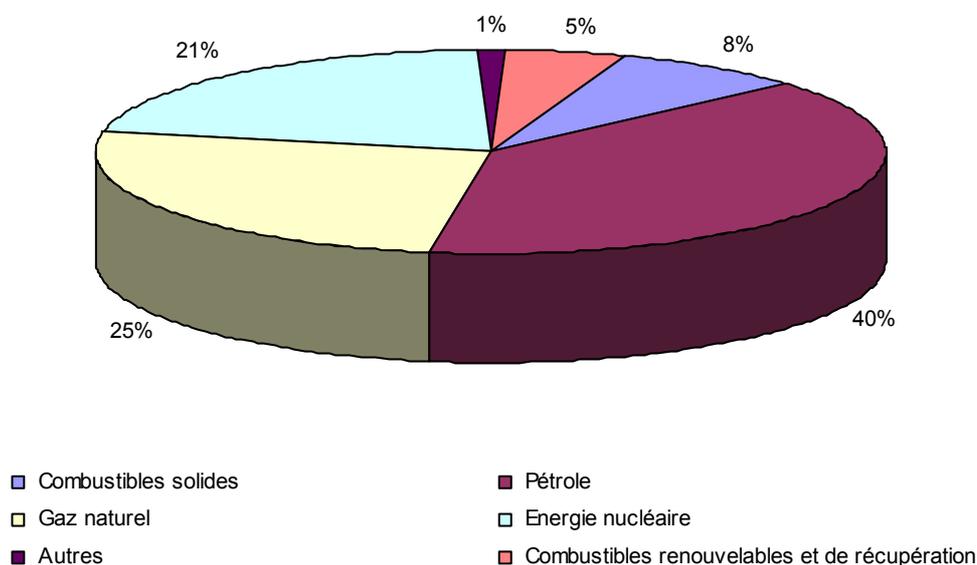
f) des perspectives annuelles estivales et hivernales concernant l’approvisionnement.

### 2.1.3. La sécurité des approvisionnements énergétiques en Belgique

C’est à travers des chiffres qu’est abordée, ci-après, la sécurité des approvisionnements énergétiques en Belgique : ceux de la consommation d’énergie primaire et de la dépendance énergétique.

Ainsi que le montre le graphique 6, en termes d’énergie primaire, le pétrole reste la source d’énergie dominante de la Belgique en 2007 (39,2 %). Il est suivi par le gaz naturel (25,4 %), l’énergie nucléaire (21,4 %) et le charbon (7,8 %). Les combustibles renouvelables et de récupération<sup>90</sup> représentent 5,0 % de l’énergie primaire consommée par le pays.

**Graphique 6 : La consommation d’énergie primaire en Belgique, 2007**



Source : SPF Economie

A l’exception de l’énergie nucléaire (considérée, par convention statistique, comme une source d’énergie primaire domestique), les seules ressources locales sont les combustibles renouvelables et de récupération ainsi que les sources d’énergie renouvelables comprises dans la rubrique « Autres ». Et celles-ci couvrent aux alentours de 6 % des besoins totaux. La Belgique est donc extrêmement dépendante de ses importations énergétiques.

<sup>90</sup> Déchets valorisés énergétiquement.

## 2.2. Qu'entend-on par « sécurité d'approvisionnement en électricité » ?

On entend communément par « sécurité d'approvisionnement en électricité » la capacité d'un système électrique à fournir de l'énergie électrique à tout moment, à un prix accessible à tous les consommateurs (privés et industriels) et dans des conditions environnementales durables.

La sécurité d'approvisionnement peut être appréhendée aux différents niveaux de la chaîne d'approvisionnement : la production, le transport et la distribution ainsi qu'à différents horizons temporels : le court terme, le moyen terme et le long terme. L'on se bornera ici à la production et au moyen terme, à l'instar de l'étude prospective. Dans ces conditions, la sécurité d'approvisionnement tient essentiellement à l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité. Cet équilibre est d'autant plus fondamental que l'énergie électrique ne peut être stockée que de manière limitée.

L'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité peut être approchée dans une double optique. D'une part, l'on peut considérer que la sécurité d'approvisionnement n'est pleinement garantie que lorsque la demande d'électricité dans un pays peut être rencontrée par une production d'électricité dans ce même pays. Dans cette optique, le pays en question doit être, de façon continue, autosuffisant en matière de production électrique.

D'autre part, l'on peut inscrire l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité dans le contexte européen. Dans cette optique, l'on prend en considération les échanges d'électricité entre pays limitrophes interconnectés et ces pays peuvent connaître des situations de « déficit » (importations supérieures aux exportations) ou d'« excédent » (exportations supérieures aux importations) temporaires ou structurelles.

Dans les deux optiques, le risque principal concerne le manque de capacités de réserve. La demande électrique doit, en effet, être rencontrée en permanence, quelles que soient les conditions qui l'influencent (conditions météorologiques extrêmes, conjoncture économique élevée...). Le système électrique doit dès lors être dimensionné en fonction de la demande maximale, avec une capacité supplémentaire permettant de faire face à d'éventuels problèmes techniques.

Or le maintien et, a fortiori, le développement de capacités de réserve ne sont pas encouragés par le marché libéralisé. Le passage d'une industrie électrique verticalement intégrée (production, transport, distribution, fourniture) vers des sociétés découplées, devant chacune constituer un centre de profit et n'ayant plus de vue globale sur le fonctionnement du système électrique, constitue un frein aux investissements à chaque niveau d'opération. Les investissements en capacités de production sont sans doute les plus concernés, chaque producteur ayant intérêt à maximiser son revenu et à diminuer son coût, en fonction de critères très fluctuants (prix des sources d'énergie primaires, coûts financiers...) ou parfois de critères stables mais défavorables à l'investissement (difficulté d'obtention des permis). Les capacités de réserve, très peu utilisées, sont les plus difficiles à rentabiliser. La tendance observée depuis la libéralisation est, de fait, une diminution de ce type de capacités. Dans une économie de concurrence parfaite, le signal du prix devrait permettre de reconstruire ces capacités, mais en pratique, le délai entre l'apparition du problème et la mise en œuvre des investissements risque d'être trop long.

Dans l'optique du marché européen, s'ajoute au risque d'un manque de capacités de production de réserve celui d'une insuffisance de capacités de transport et d'interconnexion.



## 2.3. Quelles solutions à la problématique de la sécurité d'approvisionnement en électricité ?

La sécurité d'approvisionnement en électricité relève de la responsabilité des autorités publiques. Elle implique toute action légale visant à prendre des mesures portant sur l'offre ou sur la demande.

En ce qui concerne l'offre, les autorités peuvent favoriser une augmentation des capacités de production nationales. Par exemple, elles peuvent lancer un appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations. Elles peuvent aussi faciliter les échanges avec les pays voisins, notamment en encourageant les gestionnaires de réseaux de transport à se coordonner et à développer les infrastructures ainsi que des mécanismes d'allocation efficace de celles-ci.

Pour ce qui est de la demande, les autorités publiques peuvent prendre des mesures visant une réduction de la consommation d'énergie électrique. Ces mesures peuvent encourager une utilisation rationnelle de l'énergie ou une amélioration de l'efficacité énergétique.

## 2.4. Les options prises par la Belgique en matière de sécurité d'approvisionnement en électricité

Pour l'offre comme pour la demande, la Belgique a pris des mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.

### 2.4.1. L'offre d'électricité

En ce qui concerne l'offre d'électricité, le pays agit à la fois à l'échelle nationale et à l'échelle européenne.

#### A l'échelle nationale

La Belgique a retenu la solution de la procédure d'appel d'offres évoquée plus haut (points 1.2.2 et 2.3). L'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit, en effet, la possibilité pour le ministre en charge de l'Energie de recourir à la procédure d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas suffisamment assurée par la capacité de production en construction, les mesures d'efficacité énergétique ou la gestion de la demande.

Un tel appel d'offres doit prendre en considération les offres de fourniture d'électricité garanties à long terme qui émanent d'installations de production existantes. Le recours à cette procédure d'appel d'offres doit, en particulier, tenir compte de l'inadéquation, mise en lumière par l'étude prospective, entre le parc de production et l'évolution de la demande d'électricité à moyen et à long terme.

Les modalités de la procédure d'appel d'offres, encore à fixer par arrêté royal, devront assurer une mise en concurrence effective, une transparence de la procédure ainsi qu'une égalité de traitement des candidats. Le cahier des charges pourra contenir des incitations pour favoriser la construction d'installations de production d'électricité. Ces incitations pourront être financées par des obligations de service public, à déterminer par le Roi après délibération en Conseil des Ministres.

Par ailleurs, l'article 21 de la loi du 29 avril 1999 et l'arrêté royal d'exécution du 11 octobre 2002 de cette loi imposent aux entreprises du secteur de l'électricité (producteurs, intermédiaires et gestionnaire du réseau de transport) un certain nombre d'obligations de service public, dont certaines sont directement liées à la garantie de la sécurité d'approvisionnement.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Outre les normes en matière de régularité et de qualité des fournitures électriques, l'arrêté royal du 11 octobre 2002 prévoit, en effet, les mesures qui peuvent être prises si les producteurs ne fournissent pas au gestionnaire de réseau de transport des réserves primaires, secondaires ou tertiaires suffisantes **à des prix raisonnables**. Dans ce cas, le ministre en charge de l'Energie peut imposer à certaines catégories de producteurs des conditions de prix et de fourniture de ces réserves, en vue d'assurer au gestionnaire du réseau de transport une disponibilité permanente de ces réserves. L'arrêté royal prévoit également que le gestionnaire du réseau accorde une priorité au raccordement et à l'accès au réseau de transport aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et à certaines unités de cogénération<sup>91</sup>.

## A l'échelle européenne

La Belgique est un pays très ouvert sur le plan de l'énergie électrique. Cette ouverture a un impact sur l'élaboration de l'étude prospective.

### Un pays très ouvert

La Belgique est située au centre du réseau électrique nord-ouest européen et est fortement interconnectée avec la France et les Pays-Bas. Les possibilités d'échanges avec nos voisins sont donc élevées. Depuis 1992, le pays présente un profil importateur net structurel. A cet égard, il faut également rappeler que l'opérateur historique (Electrabel) possède des participations, parfois significatives, dans des capacités de production de certains pays voisins (notamment les Pays-Bas et la France), capacités utilisées partiellement pour l'approvisionnement de ses clients en Belgique (ce schéma pourrait néanmoins se modifier à l'avenir). D'autres acteurs du marché belge ne disposent pas de moyens de production en Belgique et font appel à leurs installations à l'étranger.

Cette situation rend la Belgique dépendante du marché européen de l'électricité (et donc de producteurs ou de centrales situés à l'extérieur de ses frontières) pour son approvisionnement en électricité. Afin de réduire les risques liés à cette dépendance, la Belgique contribue activement aux travaux de coordination du « Forum pentalatéral de l'énergie ». Cette plateforme, qui regroupe la Belgique, les Pays-Bas, le Grand-Duché de Luxembourg, l'Allemagne et la France, permet aux autorités publiques, aux gestionnaires de réseau, aux régulateurs, aux bourses et aux opérateurs du marché de ces Etats de mettre en commun leurs efforts pour affiner l'analyse des marchés et la planification des investissements, en prenant en considération les interactions entre leurs marchés respectifs.

Dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement, il est prévu que le Forum mette en œuvre quatre mesures :

- l'élaboration d'un système régional de prévision de l'adéquation entre l'offre et la demande (system adequacy forecast - SAF) pour 2008-2015, basé sur toutes les données disponibles (calendrier d'extension du réseau, calendrier de production, prévision de charge) et sur des scénarios définis en commun ;
- l'établissement d'une classification harmonisée des incidents affectant la fiabilité du système électrique ;
- le renforcement de la collaboration entre les gestionnaires de réseau de transport, via :
  - une plateforme de communication d'urgence ;

---

<sup>91</sup> Les unités de cogénération dont la puissance nominale est inférieure ou égale à 25 MW.



- une plateforme de communication et de coopération quotidiennes ;
- le développement d'un plan régional de capacités de transmission, qui révèle les points de congestion structurels d'une façon transparente et cohérente, en vue de déterminer les besoins d'investissements.

### **Les conséquences de l'ouverture de la Belgique sur l'étude prospective**

Eu égard à ce qui précède, c'est l'optique d'un marché européen ouvert (évoquée plus haut, dans la section 2.2) qui a été retenue dans le cadre de l'étude prospective. Ce choix a conditionné celui de l'outil de simulation principal : le modèle PRIMES. En effet, contrairement au modèle utilisé par la CREG dans le cadre du dernier programme indicatif, ce modèle est à même de déterminer, de manière endogène, les échanges avec les pays voisins, en tenant compte notamment des écarts de prix entre les différents marchés électriques. Ces écarts de prix résultent des caractéristiques de l'offre et de la demande sur chaque marché individuel et des possibilités d'échange entre les différents marchés, essentiellement fixées par les capacités d'interconnexion. Ces capacités d'interconnexion sont modélisées par les valeurs de NTC (« net transmission capacity ») aux différentes frontières entre pays, suivant les saisons et pour les différentes années de la période étudiée.

Concrètement, pour la période envisagée dans cette étude, le renforcement de la liaison 220 kV Aubange (B)-Moulaine (F) en 2010 et l'installation des trois transformateurs déphaseurs 380 kV (2 à Van Eyck et 1 à Zandvliet) sur la frontière belgo-néerlandaise fin 2008 ont été retenus. Grâce à ces déphaseurs, le GRT belge peut mettre plus de capacité à la disposition du marché, car il contrôle mieux les flux non-nominés. Les deux autres renforcements réalisés ces dernières années entre la France et la Belgique sont considérés comme étant en service : la pose du deuxième terna sur la ligne 380 kV Avelgem (B)-Avelin et l'installation d'un transformateur déphaseur 220/150 kV, 400 MVA sur la ligne 220 kV Chooz (F)-Monceau (B).

Dans l'étude prospective, n'ont été retenus que les renforcements décidés. Ainsi, le projet récent du renforcement des interconnexions 220 kV vers le Grand-Duché du Luxembourg n'a pas été pris en considération, étant donné la nécessité de clôturer à un moment le jeu de données à utiliser. Ce renforcement ne devrait pas influencer fondamentalement les résultats de l'étude. D'autres renforcements avec les pays voisins font l'objet d'étude de faisabilité, entre autres des liaisons vers le Royaume-Uni et l'Allemagne.

#### **2.4.2. La demande d'électricité**

En ce qui concerne la demande, les autorités publiques mènent, aux divers niveaux de compétences, mais principalement au niveau régional, des politiques visant à réduire à long terme la consommation d'électricité. Il est clair qu'une politique active de gestion de la demande constitue l'instrument le plus efficace tant pour la sécurité d'approvisionnement (adéquation entre l'offre et la demande, moindre dépendance énergétique) que pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Parallèlement à cette politique, axée sur le moyen et le long termes, des mesures d'urgence ont également été prises pour faire face à un problème à très court terme, voire soudain en matière d'approvisionnement :

- les contrats d'interruptibilité ;
- le plan de délestage.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

### Les contrats d'interruptibilité

Dans la gestion du parc de production, les producteurs peuvent faire appel à des contrats conclus avec certains clients qui acceptent d'effacer une charge pour une durée limitée, d'une part par jour, d'autre part sur l'ensemble d'une année. Ces contrats permettent de lisser certaines pointes de consommation, de mieux utiliser les moyens de production et de faire face à des incidents de production. Néanmoins il faut tenir compte du fait que ces puissances interruptibles correspondent à des installations industrielles physiques, qui ne sont pas toujours en service ou qui peuvent déjà fonctionner à puissance réduite au moment de l'interruption. Par conséquent, le volume total réel sur lequel le producteur peut compter est toujours largement inférieur à la somme des contrats conclus.

De son côté, le gestionnaire de réseau de transport a également conclu des contrats avec des clients interruptibles, mais ces puissances sont plutôt réservées à la gestion des services « système » ou aux cas d'urgence.

Etant donné le volume réel disponible limité et les difficultés de modélisation, il n'est pas tenu compte de ces contrats dans l'étude prospective.

### Le plan de délestage

Pour parer aux situations extrêmes, comme un déséquilibre brutal et accidentel entre l'offre et la demande, voire une menace de rupture d'approvisionnement voire de black-out du réseau, le gouvernement fédéral, sur proposition du gestionnaire de réseau de transport, a arrêté un plan de délestage. Ce plan vise à interrompre progressivement, voire soudainement selon le cas, la fourniture d'électricité, en tenant compte d'une certaine priorité entre les différents consommateurs. Une liste de priorité a été établie, qui place, par exemple, le délestage des hôpitaux après celui des clients disposant de contrat dans lequel la possibilité d'une interruption de leur fourniture sans préavis est prévue.

Comme il est destiné à faire face à des ruptures d'approvisionnement de court terme, le plan de délestage n'est pas pris en considération dans cette étude prospective.



### 3. Le processus d'élaboration de l'étude prospective

Le processus d'élaboration de l'étude prospective comprend quatre grandes étapes :

1. l'établissement d'un projet d'étude prospective ;
2. la réalisation d'une évaluation des incidences sur l'environnement ;
3. l'organisation de consultations ;
4. l'adaptation du projet d'étude prospective et l'élaboration d'une déclaration.

#### 3.1. L'établissement d'un projet d'étude prospective

La loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 a confié l'élaboration de l'étude prospective à la Direction générale de l'Energie, en lui associant le Bureau fédéral du Plan. Face à ce nouveau défi, la Direction générale de l'Energie a estimé nécessaire d'accueillir, dans le groupe de travail, des experts d'autres organisations. C'est ainsi que des représentants d'Elia, qui possède une connaissance approfondie du système électrique belge et est aussi l'auteur du plan de développement du réseau de transport d'électricité (cf. 1.1.2), de la CREG, qui a élaboré les programmes indicatifs (cf. 1.1.2), et de la BNB, qui a réalisé plusieurs études économiques sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, ont progressivement renforcé l'équipe.<sup>92</sup>

D'après la loi du 1<sup>er</sup> janvier 2005 et son arrêté d'exécution du 7 mars 2006<sup>93</sup>, l'élaboration de l'étude prospective devait commencer le 1<sup>er</sup> septembre 2006 et se terminer le 1<sup>er</sup> décembre 2007. Néanmoins, cette échéance devait être reportée de plusieurs mois, en raison de la réalisation de l'évaluation des incidences sur l'environnement, au cours de laquelle le délai d'élaboration de l'étude prospective est suspendu. Le 1<sup>er</sup> décembre 2007 a, dès lors, été considéré comme la date butoir pour l'établissement d'un premier projet d'étude prospective.

Les discussions sur l'organisation du travail et sur les modèles ont débuté à l'automne 2006, au rythme d'une réunion mensuelle. La méthodologie générale a été définie au printemps 2007 et les résultats définitifs des simulations, réalisées avec le modèle PRIMES par la National Technical University of Athens (NTUA), sont parvenus au groupe de travail à l'automne 2007. L'échéance du 1<sup>er</sup> décembre 2007 pour le premier projet d'étude prospective n'a cependant pas pu être respectée, faute de ressources humaines et financières<sup>94</sup> suffisantes. Ce projet a été terminé au début du mois de septembre 2008.

---

<sup>92</sup> La participation de représentants de la CREG et d'Elia à l'élaboration de l'étude prospective s'effectue sans préjudice de l'indépendance de ces deux organisations lors des consultations précitées.

<sup>93</sup> Arrêté royal fixant la date d'entrée en vigueur de certaines dispositions de la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (MB du 23.3.2006).

<sup>94</sup> En 2007, un arrêté royal organisant le financement des études prospectives relatives à l'électricité et au gaz par le biais de la cotisation fédérale n'a pas pu être pris, en raison de la longue période d'affaires courantes que le pays a connue. En 2008, le Gouvernement a alloué 400.000 euros aux deux études prospectives (y compris leurs évaluations environnementales) dans le cadre de la préparation du budget 2008, mais ce dernier n'a été adopté que le 22 mai 2008.



Le premier projet ne comprenait pas les résultats de certaines analyses complémentaires. La version initiale de ces résultats a été communiquée aux membres du groupe de travail à la mi-septembre 2008. Leur version finale a été transmise au début du mois de novembre 2008. Un deuxième projet d'étude prospective a alors vu le jour et a été présenté au ministre à la fin du mois de novembre 2008.

Un troisième projet d'étude prospective, daté du 3 décembre 2008, a clôturé la première étape du processus d'élaboration. C'est ce projet qui a fait l'objet de l'évaluation environnementale et qui a été soumis à consultation.

### 3.2. La réalisation d'une évaluation des incidences sur l'environnement

Comme indiqué plus haut (cf. 1.1.4), l'étude prospective entre d'emblée dans le champ de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement.

L'évaluation des incidences sur l'environnement devant être confiée à un consultant, un appel d'offres a été lancé à l'automne 2007. Toutefois, bien qu'un soumissionnaire ait été retenu au début de 2008, le marché n'a pu être attribué avant le mois d'août 2008, en raison de l'absence de moyens financiers<sup>95</sup>.

Les travaux ont débuté en septembre 2008, sous l'impulsion de la Direction générale de l'Energie et sous le contrôle d'un comité de suivi, composé, pour l'essentiel, des membres du groupe de travail qui a réalisé le projet d'étude prospective.

Conformément à la loi, un projet de répertoire des informations que devait contenir le rapport sur les incidences environnementales a été soumis au Comité d'avis SEA en février 2009. Ce comité a remis son avis en mars 2009. Cet avis a été pris en considération dans la réalisation de l'évaluation des incidences sur l'environnement et du rapport qui en a découlé.

La rédaction du rapport sur les incidences environnementales s'est terminée à la mi-mai 2009.

### 3.3. L'organisation de consultations

L'étude prospective doit être soumise à consultation à deux reprises :

- a) en application de la loi du 1er juin 2005 ;
- b) en vertu de la loi du 13 février 2006.

En outre, la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 prévoit une concertation avec les régions en ce qui concerne la promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables, l'utilisation rationnelle de l'énergie et l'intégration des contraintes environnementales. Dans ce contexte, dès l'hiver 2006-2007, les régions ont été invitées, lors de rencontres informelles entre des représentants des administrations régionales et de la Direction générale de l'Energie, à communiquer à celle-ci les données les plus récentes possible (ou des informations concernant les sources de ces données) sur :

- la situation actuelle et les perspectives de développement (les potentiels technique et économique, les objectifs politiques...) du parc de production d'électricité décentralisé (comprenant les

---

<sup>95</sup> Idem.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

installations fonctionnant à partir de sources d'énergie renouvelables et les installations de cogénération) de la région ;

- les mesures prises et envisagées par la région en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie et de protection de l'environnement.

### 3.3.1. Les consultations prévues par la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005

La loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 prévoit que différentes instances doivent être consultées au sujet du projet d'étude prospective. Il s'agit de la CREG, des régions, d'Elia et de la Commission interdépartementale du Développement durable (CIDD).

Ces consultations ont été lancées au début du mois de janvier 2009. Les instances disposaient de 90 jours pour réagir. Les avis sont parvenus à la Direction générale de l'Energie dans le courant du mois d'avril 2009.

### 3.3.2. Les consultations prévues par la loi du 13 février 2006

La loi du 13 février 2006 dispose que les auteurs de l'étude prospective doivent demander l'avis de différentes instances et du public au sujet du projet d'étude prospective et du rapport sur les incidences environnementales.

#### Les instances

Les instances consultées sont : le Comité d'avis SEA, le CFDD et les régions.

Ces instances ont reçu, à la fin du mois de mai 2009, un courrier leur demandant de remettre un avis dans les 60 jours. Les avis du Comité d'avis SEA et du CFDD ont été transmis à la Direction générale de l'Energie dans le courant du mois de juillet 2009. Celui de la Région de Bruxelles-Capitale est parvenu à la Direction générale de l'Energie à la fin du mois de septembre 2009. Au moment de clore la rédaction de la version finale de l'étude prospective, la Région flamande et la Région wallonne n'avaient pas encore réagi.

#### Le public

Pour la consultation du public, la Direction générale de l'Energie a privilégié la voie électronique, tout en donnant la possibilité aux personnes intéressées de prendre connaissance de l'organisation de la consultation, de se procurer les documents utiles et de répondre par la voie imprimée.

Un site Internet ([www.reactricity.fgov.be](http://www.reactricity.fgov.be)) ainsi qu'une adresse électronique ([reactricity@economie.fgov.be](mailto:reactricity@economie.fgov.be)) spécifiques ont été créés.

La consultation a été annoncée au Moniteur belge, sur le site Internet du Portail fédéral et sur le site Internet du SPF Economie à la mi-juin 2009. Un communiqué de presse et un courriel à l'attention des parties prenantes de la Direction générale de l'Energie et de la Direction générale Environnement du SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement ont été diffusés à la fin du mois de juin 2009. Un article a été publié dans la lettre d'information électronique du SPF Economie au début du mois de juillet 2009.

D'une durée de 60 jours, mais suspendue entre le 15 juillet et le 15 août, conformément à la loi, la consultation a commencé le 1<sup>er</sup> juillet 2009 et s'est terminée le 28 septembre 2009.



Dix réactions ont été envoyées à la Direction générale de l'Energie. Six d'entre elles proviennent d'individus. Les quatre autres émanent d'organisations.

### 3.3.3. Les résultats des consultations

Les avis reçus des instances dans le cadre des deux consultations ainsi qu'une synthèse des réponses à la consultation du public sont accessibles via le site Internet du SPF Economie (<http://economie.fgov.be>).

Les lignes qui suivent en résument la teneur.

#### Les consultations prévues par la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005

Les avis contiennent des commentaires positifs, des critiques, des demandes de clarification et des suggestions d'améliorations.

Parmi les commentaires positifs, l'on notera le caractère complet de l'étude, sa richesse en informations intéressantes et l'implication de nombreux acteurs dans son processus d'élaboration.

Du côté des critiques et des suggestions d'améliorations, l'on peut établir la classification suivante, en distinguant, tout d'abord celles qui portent sur la forme de l'étude et celles qui concernent le fond de l'étude :

- la forme :
  - la variété des unités utilisées ;
  - le manque de lisibilité de certains graphiques ;
- le fond :
  - l'imprécision de certaines informations, appellations ou traductions ;
  - l'incohérence apparente entre certaines données ;
  - l'obsolescence de certaines informations ou données et des résultats qui en découlent ;
  - le manque de clarté ou de détail de certaines informations, données, hypothèses ou résultats ;
  - la non-pertinence de certaines hypothèses ;
  - les faiblesses de la méthodologie ;
  - les lacunes des scénarios ;
  - le manque d'informations permettant aux autorités de décider ;
  - les faiblesses du processus d'élaboration.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

### Les consultations prévues par la loi du 13 février 2006

Selon les cas, les avis portent sur le projet d'étude prospective et/ou sur le rapport sur les incidences environnementales.

Les commentaires relatifs au projet d'étude prospective sont semblables à ceux qui ont été émis lors des consultations prévues par la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005.

Les commentaires concernant le rapport sur les incidences environnementales soulignent le cadre exhaustif et la qualité de certaines analyses. Ils comprennent aussi des critiques et des suggestions d'amélioration à propos de la forme et du fond du rapport. Plus précisément, les critiques sur le fond ont trait à la portée (temporelle, géographique, sectorielle, thématique...) de l'évaluation et à la méthodologie retenue pour l'analyse de certains aspects environnementaux.

En ce qui concerne les critiques sur la portée de l'évaluation, les auteurs de celles-ci reconnaissent toutefois que beaucoup d'entre elles sont inhérentes aux caractéristiques du projet d'étude prospective, principalement sa nature (c'est une étude et non un plan ou un programme) et son niveau de détail (par exemple, la localisation des unités de production n'est pas précisée). Il convient d'ajouter que certaines critiques manquent de pertinence (par exemple, on déplore l'absence d'évaluation de l'impact sur la santé humaine des risques de prolifération nucléaire ; or, ces risques relèvent de la sécurité nationale et sont étudiés par les instances concernées) ou sont trop ambitieuses (par exemple, on regrette que l'évaluation d'impact soit limitée à l'environnement et l'on demande qu'elle soit étendue aux piliers social et économique du développement durable ; or, si l'exercice présente un intérêt certain, il n'est pas prévu par la loi du 13 février 2006).

Les critiques sur la méthodologie appellent, quant à elles, deux remarques. Tout d'abord, certaines des méthodes mises en cause sont largement utilisées à l'échelle internationale (par exemple, la méthode d'évaluation des impacts sur la santé humaine basée sur les unités DALY). Ensuite, l'absence de certaines informations est dû au fait qu'elles ne sont pas publiques, ne sont pas accessibles à un prix raisonnable (par exemple, celles qui pourraient être obtenues à l'aide du modèle APHEIS) ou, tout simplement, n'existent pas.

### 3.4. L'adaptation du projet d'étude prospective et l'élaboration d'une déclaration

Le projet d'étude prospective a été adapté sur la base des résultats des diverses consultations ainsi que des enseignements du rapport sur les incidences environnementales. A la fin du processus, une déclaration a été élaborée, qui résume notamment la manière dont cette adaptation a été effectuée. En vertu de la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005, la version finale de l'étude prospective a été publiée et communiquée aux Chambres législatives fédérales ainsi qu'aux gouvernements de région. En vertu de la loi du 13 février 2006, accompagnée de la déclaration, elle a été publiée, par extrait, au Moniteur belge, diffusée sur le site du Portail fédéral et adressée aux instances consultées. Elle est, en outre, disponible sur le site Internet du SPF Economie (<http://economie.fgov.be>).

Le rapport sur les incidences environnementales a, lui aussi, subi des modifications, mais limitées à la correction des coquilles, erreurs de traduction et imprécisions de vocabulaire ou de formulation. En effet, la loi n'en prévoit pas l'adaptation. La version modifiée du rapport est publiée sur le site Internet du SPF Economie (<http://economie.fgov.be>).



### 3.4.1. Les adaptations du projet d'étude prospective consécutives aux consultations

En ce qui concerne toutes les consultations, le contenu des avis a été examiné par l'équipe EPE. Pour ce qui est des consultations prévues par la loi du 13 février 2006, il a également été soumis au comité de suivi de l'évaluation des incidences sur l'environnement et au consultant. Certains éléments des avis ont été écartés, car ils se sont révélés incorrects ou en dehors du champ de l'étude. D'autres ont été retenus, mais, n'étant pas applicables à l'étude prospective 2008-2017, seront pris en considération lors de l'établissement des études suivantes. Les éléments restants ont donné lieu à des adaptations de l'EPE.

Certains éléments pertinents ont été reportés aux études suivantes, car ils nécessitaient des simulations supplémentaires ; d'autres, car ils impliquaient une refonte en profondeur du projet d'étude. Dans le premier cas, la difficulté était due au décalage entre le moment où les simulations du projet d'EPE ont été réalisées (automne 2007) et la fin des consultations (automne 2009). En effet, les paramètres de base du modèle PRIMES ont évolué entre ces deux moments (paquet énergie-climat, contexte économique, prix des combustibles fossiles...). Les résultats de simulations supplémentaires n'auraient donc pas été comparables à ceux des simulations du projet d'EPE. Dans le second cas, il a paru plus intéressant d'envisager des modifications de grande ampleur dans le cadre des études suivantes.

Au terme du traitement, les demandes de clarification ont, dans la mesure du possible, été satisfaites.

La plupart des critiques et des suggestions d'améliorations relatives à la forme de l'étude ont débouché sur des modifications de l'EPE. En particulier, en réponse au problème de la variété des unités utilisées, une table de conversion des unités a été insérée à la fin de l'étude.

Quant aux critiques et aux suggestions d'améliorations afférentes au fond de l'étude, elles ont, pour beaucoup, été retenues. Les informations, appellations et traductions imprécises ont été corrigées, les données incohérentes ont été harmonisées. Pour les autres critiques et suggestions d'améliorations, l'annexe 7 propose un tableau illustrant la manière dont ces critiques et suggestions ont été traitées.

### 3.4.2. Les adaptations du projet d'étude prospective consécutives au rapport sur les incidences environnementales

Le rapport sur les incidences environnementales a donné lieu à l'intégration, dans la version finale de l'étude prospective, d'un chapitre supplémentaire (le chapitre 1), reprenant ses enseignements principaux).

Ces enseignements devraient être pris en considération en même temps que les résultats de l'étude prospective lors de l'utilisation de celle-ci.

## 4. La demande et l'offre d'électricité en Belgique

Le présent chapitre examine les composantes de la demande et de l'offre d'électricité en Belgique.

### 4.1. La demande d'électricité

En 2007, la consommation totale observée d'électricité<sup>96</sup> s'est élevée à 86082 GWh. Cette consommation a été le fait du secteur de l'énergie lui-même (4 %) et des consommateurs finals (96 %).

Certains consommateurs d'électricité (les grands clients industriels) sont raccordés directement au réseau de transport et sont alimentés en électricité à très haute et haute tension (de 380 kV à 30 kV). D'autres sont raccordés aux réseaux de distribution et sont alimentés en électricité à moyenne et basse tension (en dessous de 30 kV).

Les clients industriels assurent plus de 48 % de la consommation totale, dont environ 2/3 en haute tension et 1/3 en basse tension.

Enfin, certains consommateurs de tailles très variées, appelés autoproducteurs, assurent eux-mêmes partiellement ou complètement leur approvisionnement par leurs propres moyens de production d'électricité, à raison d'environ 2000 GWh par an.

Après une brève présentation des consommateurs finals d'électricité, le texte qui suit passe en revue les caractéristiques de la demande d'énergie électrique, puis aborde brièvement la puissance appelée à la pointe.

#### 4.1.1. Les consommateurs finals d'électricité

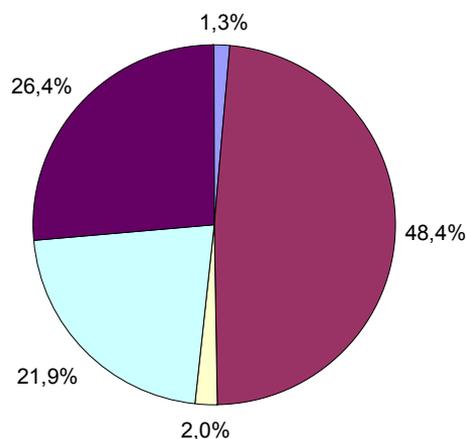
Comme le montre le graphique 7, les principaux consommateurs finals d'électricité sont l'industrie (48,4 %), le secteur résidentiel (26,4 %) ainsi que le commerce et les services (21,9 %).

---

<sup>96</sup> Quantité d'énergie électrique effectivement enregistrée dans les enquêtes auprès des différents consommateurs. La consommation totale observée d'électricité correspond à l'énergie appelée sur le réseau, diminuée des pertes en ligne (sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité).



**Graphique 7 : La répartition de la consommation annuelle d'électricité par catégorie de consommateur final, 2007**



■ Agriculture ■ Industrie ■ Transport ■ Commerce/Services ■ Secteur résidentiel

Source : SPF Economie

Dans le secteur de l'industrie, les plus grands consommateurs d'électricité appartiennent aux secteurs de la chimie et de la pétrochimie ainsi qu'à celui de la sidérurgie (cf. tableau 6).

**Tableau 6 : La consommation annuelle d'électricité des sous-secteurs de l'industrie, 2007**

Secteur	GWh
Sidérurgie	6488,2
Chimie/Pétrochimie	13176,3
Métaux non ferreux	2298,4
Produits minéraux non métalliques	2370,3
Equipements de transport	1199,2
Machines	2149,2
Industries extractives	723,0
Produits alimentaires, boissons, tabacs	4573,7
Imprimeries, pâtes et papiers	2848,1
Bois, ouvrages en bois	1549,4
Construction	788,1
Textiles et cuir	1686,1
Non spécifiés	284,6
<b>Total</b>	<b>40134,6</b>

Source : SPF Economie

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

#### 4.1.2. Les caractéristiques de la demande d'électricité

La demande d'électricité se caractérise par une faible élasticité au prix, car elle a peu de substituts, surtout à court terme. Elle présente également une grande volatilité. En effet, elle connaît d'importantes fluctuations infra-annuelles et interannuelles, liées aux conditions météorologiques, à l'activité économique, au rythme de vie de la population.

##### L'influence des conditions météorologiques

Les conditions météorologiques et, en particulier, la température influencent surtout les consommations de type « résidentiel » et de type « tertiaire ». Néanmoins, certaines consommations de type « industriel » présentent une sensibilité à la température, comme, par exemple, la consommation électrique due à la production de boisson ou des secteurs utilisant la réfrigération, dont les besoins sont plus élevés quand il fait chaud.

La demande belge est sensible à la température principalement en hiver, par le biais du chauffage électrique. On constate grosso-modo qu'une diminution de la température d'un degré engendre une augmentation de la puissance appelée ou charge de l'ordre de 50 à 115 MW, en fonction de l'heure de la journée.

La sensibilité aux températures d'été, liée, par exemple, à l'air conditionné, est encore faible en Belgique. Selon l'heure de la journée, l'augmentation de la puissance appelée suite à une hausse de la température de un degré varierait de 0 à 20 MW au grand maximum.<sup>97</sup>

##### L'influence des autres facteurs

L'activité économique et le rythme de vie de la population entraînent des fluctuations cycliques, qui diffèrent suivant le type de consommation.

Pour une consommation de type « résidentiel », la variation de la consommation au cours d'une journée est relativement répétitive d'un jour à l'autre, avec des niveaux plus élevés en hiver qu'en été et avec une pointe annuelle en hiver, vers 18 heures, due aux besoins d'éclairage et de chauffage.

Pour une consommation de type « tertiaire », la variation de la consommation est plus ou moins répétitive durant les jours ouvrables, mais atypique pendant le week-end. La pointe de la mi-journée se produit plus tard le dimanche que le samedi. Le profil de consommation du samedi se situe souvent entre celui d'un jour de semaine et celui d'un dimanche.

Une consommation de type « industriel » est généralement plus constante au cours de l'année. Toutefois, des chutes de consommation peuvent généralement être observées durant les périodes de vacances. Parfois, les changements de « pause » des ouvriers peuvent également être observés. S'il s'agit d'une activité industrielle à consommation d'électricité intensive, la pointe de consommation peut éventuellement se manifester durant la nuit.

---

<sup>97</sup> Cette estimation est à considérer avec prudence. En effet, nous ne disposons pas de suffisamment de recul pour tirer des informations précises sur le phénomène. En outre, ces chiffres sont agrégés et susceptibles de masquer des phénomènes locaux significatifs (entre autres, des zones à forte concentration d'activités tertiaires sont déjà caractérisées par une forte sensibilité à la température, du fait d'un usage intensif de l'air conditionné). Enfin, on ne peut pas exclure une intensification de la pénétration de l'air conditionné à la suite d'une succession d'étés caniculaires, ce qui rendrait ces estimations obsolètes.

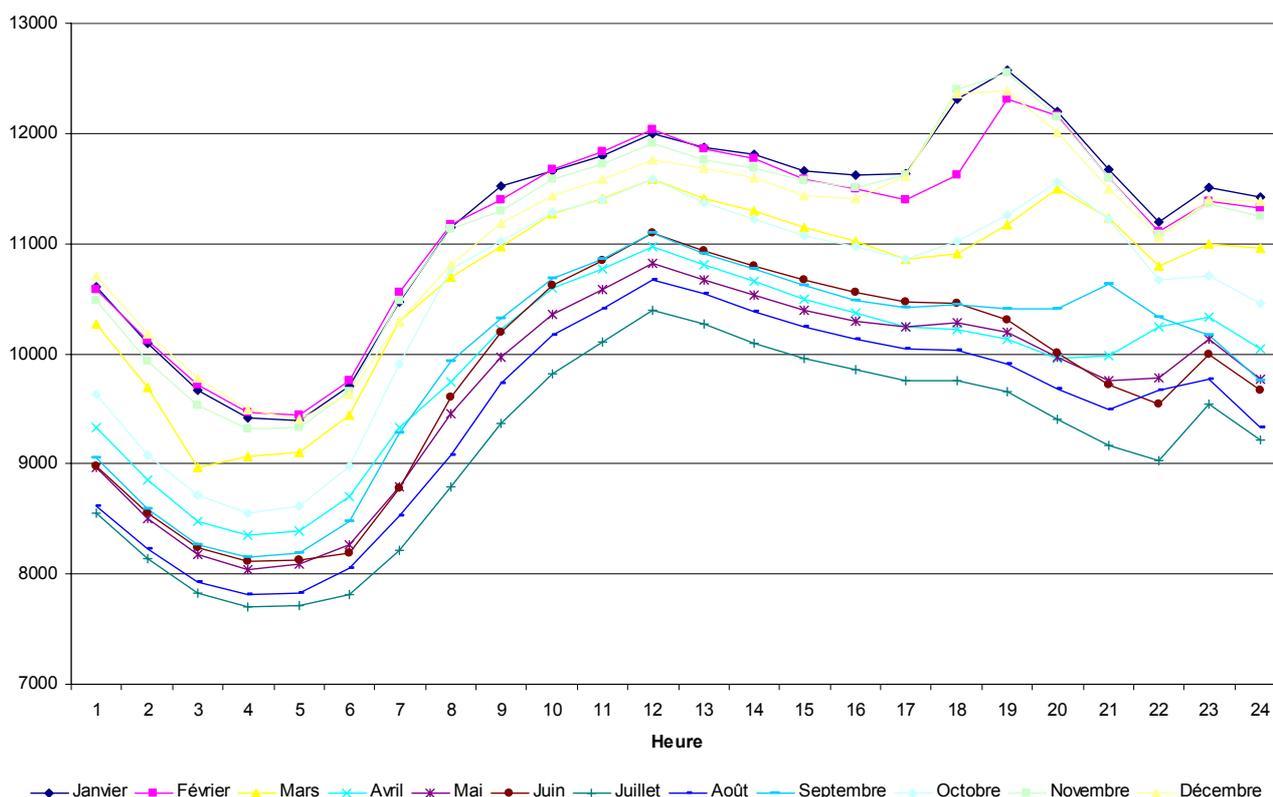


## L'évolution mensuelle, hebdomadaire et journalière de la puissance appelée

Sur le graphique 8 est représentée la périodicité mensuelle de la charge électrique belge (année de référence : 2007). Celle-ci reprend, pour chaque mois, la charge belge selon l'heure de la journée.

On constate que juillet et août, mois d'activité moindre mais également de température élevée, connaissent les consommations les plus basses. A contrario, décembre et janvier, mois les plus froids de l'année (ce qui implique un accroissement des besoins en chauffage), mais comportant aussi les journées les plus courtes (ce qui entraîne un renforcement de l'usage de l'éclairage), enregistrent la puissance appelée en Belgique la plus élevée. Ce graphique permet également d'illustrer l'incidence de l'usage de l'éclairage sur la puissance appelée : à mesure que les journées raccourcissent (rallongent), on note que la montée en charge du soir avance (recule) dans la journée. Les changements d'heure viennent par ailleurs renforcer cet effet : ainsi, entre mars et avril, la montée en charge du soir est retardée de 2 heures, tandis qu'entre septembre et octobre, elle est avancée de 2 heures.

**Graphique 8 : La périodicité mensuelle de la charge électrique belge, 2007 (MW)**



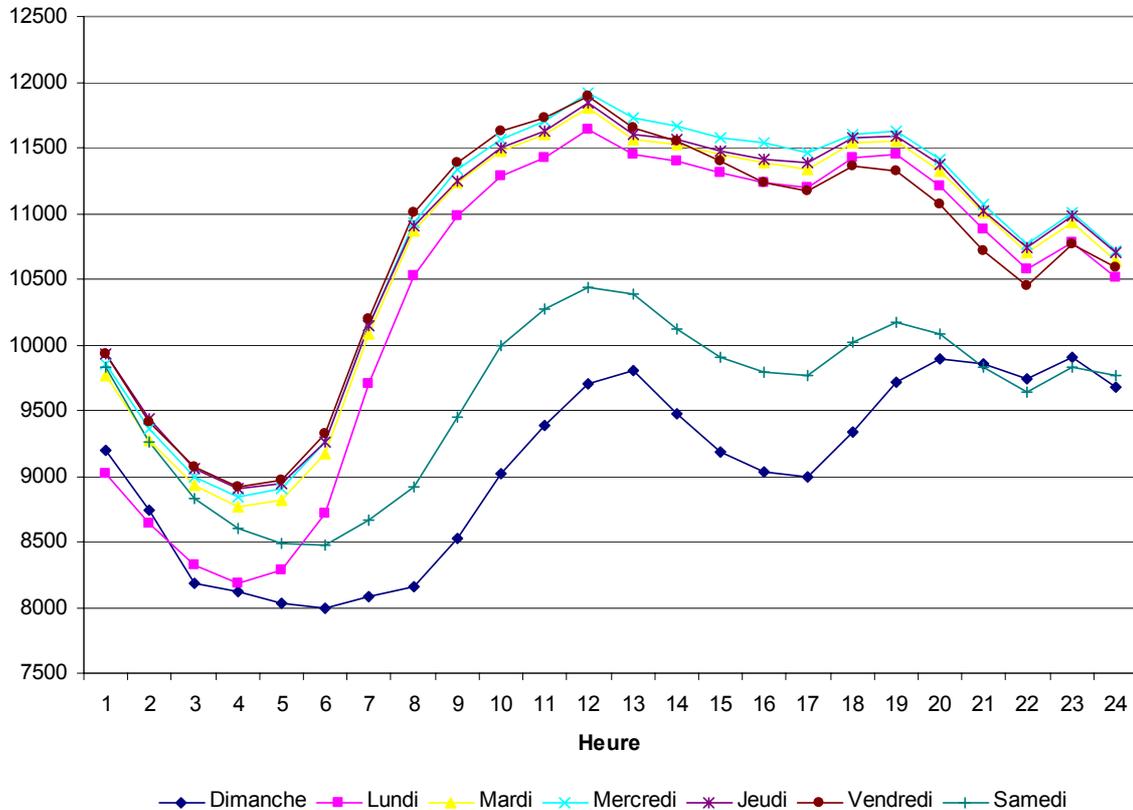
Source : Elia

La périodicité hebdomadaire de la charge est illustrée sur le graphique 9 (année de référence : 2007). Celle-ci reprend, pour chaque jour de la semaine, la charge belge moyenne selon l'heure de la journée.

On remarque que le samedi présente une activité légèrement plus élevée que celle du dimanche, jour où elle se situe au niveau le plus bas de la semaine. L'activité des jours de semaine montre deux pics, le premier à la mi-journée et le second en fin de journée, qui correspondent aux usages électriques liés aux activités humaines.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Graphique 9 : La périodicité hebdomadaire de la charge électrique belge, 2007 (MW)**



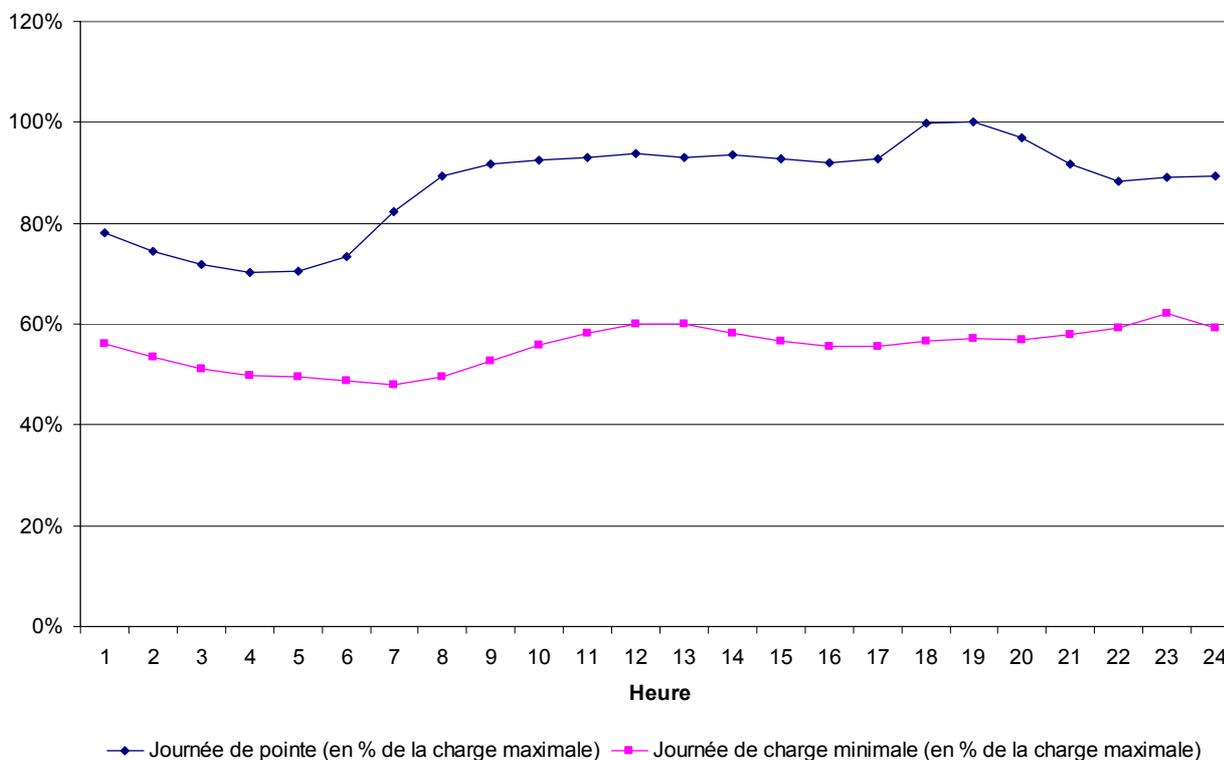
Source : Elia

Le graphique 10 donne l'évolution de la charge pour les deux journées « extrêmes » de 2007 : la journée de charge maximale – ou de pointe – (en décembre) et la journée de charge minimale (en août).

L'exploitation du parc de production national, combinée le cas échéant à un recours aux échanges trans-frontaliers, doit donc être suffisamment souple pour pouvoir s'adapter aux fluctuations parfois considérables de la demande instantanée.



**Graphique 10 : L'évolution de la charge électrique belge pour les journées de charge maximale (ou de pointe) et de charge minimale, 2007**



Source : Elia

#### 4.1.3. La puissance appelée à la pointe

Comme on l'a évoqué plus haut (cf. 2.2), garantir la sécurité des approvisionnements en électricité signifie, à l'échelle de la production, assurer, à tout moment, la fourniture de la puissance appelée et, en particulier, celle de la puissance appelée à la pointe.

La puissance appelée à la pointe s'observe au minimum une fois l'an et pendant une courte durée : une à deux heures par an. En 2007, elle a atteint 14234 MW.

## 4.2. L'offre d'électricité

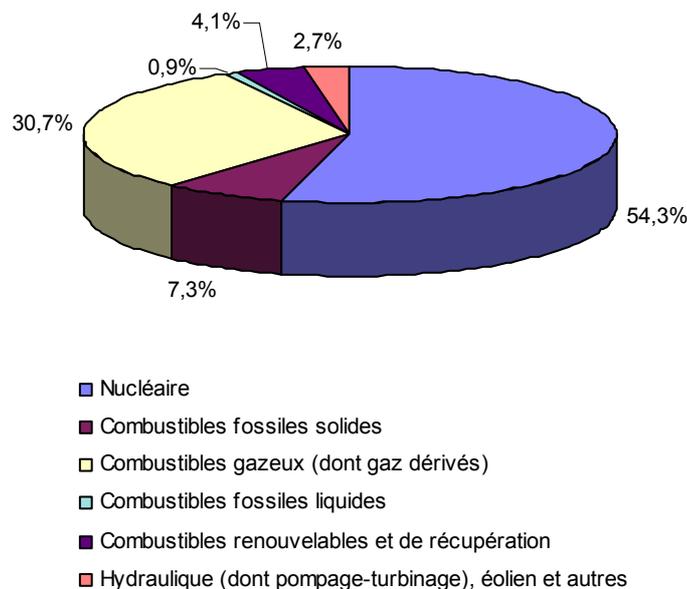
Cette section esquisse d'abord un portrait de la production d'électricité en Belgique. Elle expose ensuite les caractéristiques du parc de production belge, avant de décrire l'évolution de celui-ci, en distinguant la partie centralisée de la partie décentralisée.

### 4.2.1. La production d'électricité

En 2007, la production totale brute d'électricité s'est élevée à 88820 GWh.

Comme l'indique le graphique 11, cette production est basée, pour plus de la moitié, sur le combustible nucléaire (54,3 %). Les combustibles fossiles y contribuent à raison de 38,9 %, les combustibles gazeux se taillant la part du lion dans cette catégorie (30,7 %).

**Graphique 11 : La production brute d'électricité par source d'énergie primaire en Belgique, 2007**



Source : SPF Economie

Au sein des combustibles fossiles, la part des combustibles liquides présente, depuis de nombreuses années, une tendance à la baisse. En effet, cette part, qui est passée de 38 % en 1968 à 53 % en 1971, ne représente plus que 0,9 % en 2007. Les combustibles solides connaissent, eux aussi, une baisse progressive, tandis que le gaz naturel connaît une croissance continue.

Le tableau 7 donne la production brute des différents types de centrales pour l'année 2007.


**Tableau 7 : La production brute d'électricité par type de centrale en Belgique, 2007**

Type de centrale	GWh	Proportion
<b>Centrales nucléaires</b>	<b>48227</b>	<b>54,3%</b>
<b>Centrales thermiques à flamme</b>	<b>38413</b>	<b>43,2%</b>
Gaz naturel	27238	30,7%
Charbon	6473	7,3%
Fuel oil	813	0,9%
Combustibles renouvelables et de récupération	3889	4,3%
<b>Centrales hydroélectriques</b>	<b>1683</b>	<b>1,9%</b>
Centrales de pompage-turbinage	1294	1,5%
Centrales au fil de l'eau	389	0,4%
<b>Eoliennes</b>	<b>491</b>	<b>0,6%</b>
<b>Solaire</b>	<b>6</b>	<b>0,0%</b>
<b>Production électrique brute totale</b>	<b>88820</b>	

Source : SPF Economie

Ce sont les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme qui assurent le gros de la production brute d'électricité (plus de 97 %), le reste provenant essentiellement des centrales hydrauliques de pompage-turbinage.

#### 4.2.2. Le parc de production belge existant

Pour les besoins de l'étude, le parc de production a été pris dans sa situation à la fin de l'année 2006. Les caractéristiques technico-économiques des unités ont été fournies par les entreprises du secteur. Elles ont été configurées suivant les besoins des modèles utilisés.

Néanmoins, afin de donner une image plus actuelle du parc, c'est sa situation au 31 décembre 2007 qui est présentée, en termes de puissance nette installée, dans le tableau 8.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Tableau 8 : Les capacités de production d'électricité en Belgique, 31 décembre 2007**

Type de centrale	MW
<b>Centrales nucléaires</b>	<b>5825</b>
<b>Centrales thermiques à flamme</b>	<b>8842</b>
Dont cogénération	2092
<b>Eolien</b>	<b>276</b>
<b>Solaire</b>	<b>20</b>
<b>Centrales hydrauliques</b>	<b>1417</b>
Centrales de pompage-turbinage	1307
Centrales au fil de l'eau	110
<b>Total</b>	<b>16380</b>

Source : SPF Economie

Le parc de production belge se caractérise par une proportion très importante d'unités de production centralisée, qui sont exclusivement réservées à la production d'électricité et qui sont gérées par chaque gestionnaire de parc de production en fonction d'un optimum économique.

A côté de ces unités de production centralisée, se développe petit à petit un parc d'unités de production décentralisée de plus petite taille. Ces unités ne sont, la plupart du temps, que faiblement réglables.

Les particularités et l'utilisation de ces deux catégories d'unités ainsi que les conséquences sur la composition et le dimensionnement du parc de production sont développées ci-dessous.

### Les unités de production centralisée

La détermination d'un optimum économique dépend de plusieurs facteurs, évoqués ci-après, de même que la traduction de cette optimisation en termes de mobilisation des types de centrales.

#### Les facteurs d'optimisation de la production

L'optimisation de l'exploitation des unités de production centralisée est basée sur les coûts proportionnels de production et sur le profil de la demande. Cette optimisation est réalisée, par chaque producteur, en fonction de son parc de production, de son portefeuille de clients et de ses possibilités d'achat ou de vente aux différents acteurs du marché de l'électricité.

Les coûts proportionnels de production d'une unité sont essentiellement déterminés par son rendement énergétique et le coût de son énergie primaire. Néanmoins, il faut également intégrer les coûts provenant des réglementations environnementales et liés au type de combustible utilisé.



## L'ordre de priorité pour l'utilisation des centrales

L'optimisation conduit à utiliser les centrales nucléaires pour couvrir la charge de base et les faire fonctionner à puissance maximum la plupart du temps. Viennent ensuite les centrales au charbon et les centrales à gaz à cycle combiné (TGV – turbine à cycle combiné gaz-vapeur). Pour couvrir les charges moyenne et faible, les producteurs font appel aux unités de production plus anciennes à base de gaz naturel.

Les centrales à turbines à gaz à cycle ouvert et les unités de type « turbo jet », basées sur des réacteurs d'avion, sont destinées à couvrir des pointes exceptionnelles de charge ou à pallier temporairement les incidents de production. Celles dont le rendement est le plus faible ne sont parfois utilisées que quelques heures d'affilée plusieurs fois par an, pour arriver à un total annuel de l'ordre de 100 heures.

Quant aux centrales hydrauliques de pompage-turbinage, elles permettent de stocker une certaine quantité d'énergie et de la restituer lors de pointes de charge. Ainsi, les unités de production de base peuvent être utilisées de manière plus constante. Ces unités jouent également un rôle important dans l'équilibre instantané de l'offre et de la demande, en absorbant continuellement les écarts, et lors d'incidents de production.

### Les unités de production décentralisée

On trouve, parmi les unités de production décentralisée, les unités hydro-électriques au fil de l'eau, dont la production dépend du débit du cours d'eau sur lequel elles sont installées et donc souvent de la pluviométrie récente. Elles comprennent également toutes les unités de cogénération, dont le fonctionnement est généralement imposé par les besoins locaux en chaleur. Enfin, y sont aussi repris tous les parcs d'éoliennes, dont la production est conditionnée par la présence et la force du vent.

La production de toutes ces unités est absorbée telle quelle avec un minimum de réglage.

### L'utilisation des unités de production

Comme on l'a vu ci-avant, toutes les unités de production ne sont pas utilisées de la même façon. Pour les comparer entre elles, on ne peut donc pas se limiter à leur puissance nominale installée. Il faut également tenir compte de leur utilisation, de manière à appréhender leur production réelle d'énergie sur l'année.

L'utilisation d'une unité de production est définie comme la durée théorique pendant laquelle cette unité devrait produire à pleine puissance nominale pour fournir la même quantité d'énergie que celle qu'elle a réellement fournie en une année. Ainsi, une unité nucléaire de 1000 MW qui a fourni 8000 GWh a une utilisation de 8000 heures. Par contre, une unité TGV de 460 MW qui a fourni 2800 GWh a une utilisation de 6090 heures, même si elle a été connectée pendant 8500 heures au réseau. De même, un parc d'éoliennes d'une puissance nominale de 8 MW qui a produit 14000 MWh a une utilisation de 1750 heures, même s'il a été connecté pendant 8000 heures au réseau. Les valeurs ci-avant sont données à titre exemplatif, mais correspondent à des valeurs enregistrées pour des unités existantes.

La durée de connexion au réseau est influencée par les durées d'indisponibilité des unités soit pour des périodes d'entretien programmées, soit suite à des incidents qui nécessitent des interventions non-programmées.

Ceci rend la comparaison de parcs de production de structures différentes plus difficile et nécessite une simulation de la production tout au long de l'année en tenant compte des caractéristiques propres de chaque type d'unités.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## La composition et le dimensionnement du parc de production

Un parc de production doit être dimensionné pour faire face aux variations de production/consommation et aux différents incidents de production possibles. La composition du parc a son importance. Ainsi, si la plus grosse unité du parc a une puissance de 1000 MW, il faut pouvoir faire face, à tout moment, à la perte de cette unité. De même, si un parc comprend une proportion importante d'unités de production « intermittente », il faut également prévoir une puissance de réglage suffisante pour compenser un éventuel déficit de production de ces unités « intermittentes ».

### 4.2.3. L'évolution du parc de production centralisé

L'évolution du parc de production centralisé est appréhendée en deux temps. Dans un premier temps, l'évolution connue du parc est présentée. Dans un second temps, sont passées en revue les unités de production proposées par le modèle PRIMES et donc susceptibles de compléter le parc de production.

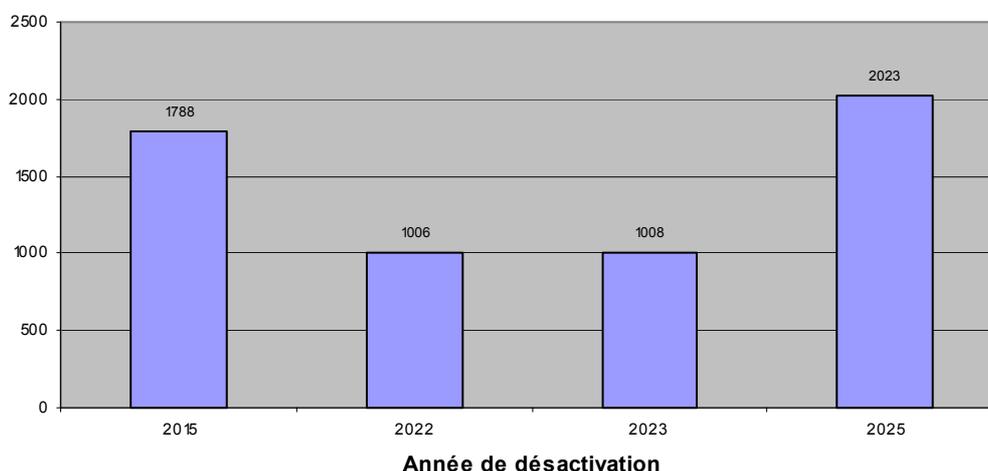
#### L'évolution connue du parc de production centralisé

L'on connaît déjà aujourd'hui quelques-unes des modifications que subira le parc de production centralisé. Certaines unités seront déclassées et de nouvelles unités seront construites.

#### Les déclassements

En ce qui concerne le parc nucléaire, l'étude tient compte de la loi sur la sortie du nucléaire (cf. 1.1.3), dont les conséquences en termes de diminution de la capacité de production sont illustrées au graphique 12.<sup>98</sup>

**Graphique 12 : La diminution de la capacité de production en fonction de l'année de désactivation des centrales nucléaires belges (MW)**



Source : loi sur la sortie du nucléaire, SPF Economie et Elia

A l'horizon de l'étude, les unités de Doel 1 et 2 et l'unité de Tihange 1 seront arrêtées. Il en résultera une diminution de la capacité de production de 1788 MW, soit plus d'un tiers de la capacité nucléaire (5824,5

<sup>98</sup> Dans les chapitres 6 et 7, la diminution de la capacité nucléaire tient compte des dates précises de mise hors service pendant l'année de démantèlement.

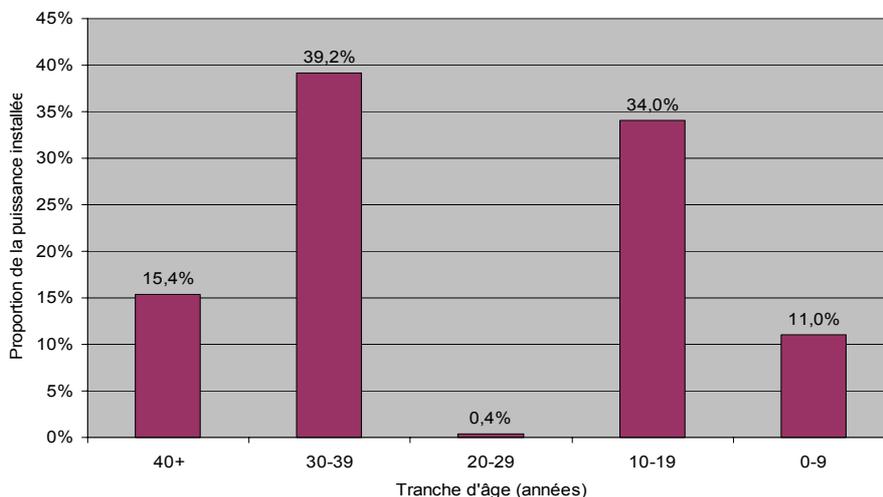


MW), et une réduction de la production de 14700 GWh par an environ, soit 18 % de la production nationale environ.

Pour les centrales thermiques à flamme réservées exclusivement à la production d'électricité, les entreprises du secteur ne peuvent pas donner beaucoup de précisions sur le programme de déclassement. En effet, trop d'incertitudes planent encore, notamment pour ce qui est des conséquences des différentes législations environnementales. C'est pourquoi, dans le cadre de l'étude, certains déclassements ont été simulés, sur la base de l'âge des unités concernées ou des informations données par les producteurs eux-mêmes au sujet de leurs investissements liés à l'environnement.

Sur le plan de l'âge, certaines unités, déjà anciennes, ont peu de chances de rester disponibles jusqu'à l'horizon de l'étude. Ce propos est illustré par le graphique 13, qui présente la répartition par âge des unités de production thermiques à flamme du type centralisé<sup>99</sup> (environ 6800 MW au total), exprimée par un pourcentage de la puissance installée, en 2008.

**Graphique 13 : La répartition par âge des unités de production thermiques à flamme, 2008**



Source : Elia

A ce jour, pratiquement 55 % des unités thermiques à flamme sont âgées de plus de 30 ans. À l'horizon de l'étude, ces unités auront plus de 40 ans, âge auquel elles seront très probablement remplacées. A noter qu'un certain renouvellement s'est opéré ces dernières années.

Sur le plan environnemental, les unités qui ne sont pas adaptées aux nouvelles normes résultant de la directive européenne 2001/80/CE relative à la limitation de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (cf. 1.1.4) ne peuvent plus bénéficier que d'un nombre limité d'heures de fonctionnement du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2015. Du reste, certaines unités plus anciennes ont un rendement devenu relativement bas par rapport aux nouvelles unités. Leur utilisation sera donc progressivement réduite.

## Les investissements

<sup>99</sup> Par « unité de production de type centralisé » on entend qu'elle est exclusivement réservée à la production d'électricité et qu'elle peut contribuer au maintien de l'équilibre du système électrique en augmentant ou diminuant rapidement sa production sur commande. On exclut donc ici les centrales de cogénération, dont l'output électrique est peu réglable (il dépend surtout du besoin en chaleur) et les petites unités des autoproducteurs fonctionnant de manière quasi indépendante.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Parmi les nouvelles unités prévues, ont été retenues et intégrées dans le calendrier d'investissement du modèle PRIMES celles dont la décision de construction était prise au 31 décembre 2006. Ainsi, quelque 1800 MW de nouvelles unités de grande taille étaient autorisés et prévus d'ici 2011, comme le montre le tableau 9.

**Tableau 9 : Les nouvelles unités de production centralisées prévues à l'horizon 2011, fin 2006**

Puissance (MW)	Investisseur	Remarque
400	T-Power	
420	Marcinelle Energie	
420	Electrabel	Repowering Amercœur
310	Arcelor Mittal (ex-Sidmar) - Electrabel	
126	SPE Ham	
126	SPE Angleur	

Source : investisseurs

### L'évolution endogène du parc de production centralisé

En sus des unités existantes et des investissements décidés, des capacités supplémentaires sont nécessaires pour satisfaire la demande d'énergie électrique d'ici 2020. Le modèle PRIMES sélectionne ces capacités supplémentaires, compte tenu des contraintes économiques et environnementales, parmi un ensemble de possibilités représentatives des technologies et des combustibles disponibles sur le marché. Ces possibilités sont présentées ci-dessous.

### Les technologies au charbon

Plusieurs technologies peuvent être prises en considération pour produire de l'électricité à partir du charbon. Au niveau européen, on constate un regain d'intérêt pour cette technologie et des projets concrets de construction de nouvelles unités. Les principaux obstacles à leur construction sont les contraintes environnementales, car elles produisent une proportion de CO<sub>2</sub> beaucoup plus importante que les centrales au gaz naturel (rapport d'à peu près 1 à 2) et elles émettent d'ordinaire aussi plus de polluants atmosphériques (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>...).

### Les centrales au charbon pulvérisé

Pour les nouvelles unités, le cycle pression-vapeur retenu évolue vers les types supercritiques et supercritiques avancés. Ces cycles permettent d'atteindre des rendements élevés, de l'ordre de 43 % à 45 %.

Pour répondre aux contraintes environnementales, ces unités sont équipées de systèmes de traitement des fumées, qui permettent de réduire les émissions de SO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub>. Néanmoins, ces systèmes nécessitent des investissements supplémentaires et font perdre quelques pour-cents de rendement.

Ces unités peuvent également être équipées d'un système de traitement « post-combustion », qui permet de capturer le CO<sub>2</sub> en vue de le stocker. Un tel système est coûteux en termes d'investissements et d'énergie (perte de rendement).



D'autres techniques sont à l'étude, telles que la combustion du charbon en présence d'oxygène pur, qui permet un captage plus aisée du CO<sub>2</sub>.

### **Les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée**

Les unités à cycle combiné avec gazéification intégrée (Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC) sont basées sur une gazéification du charbon pour produire un gaz de synthèse, utilisé dans un cycle combiné de turbine à gaz associée à une récupération de la chaleur dans une turbine à vapeur (technologie proche de celle des TGV).

Cette technologie permet de bénéficier de tous les développements réalisés pour les turbines à gaz et d'atteindre les rendements très élevés de ces équipements. En outre, le captage du CO<sub>2</sub> peut être réalisé par un traitement « pré-combustion » du gaz de synthèse. Dans ce cas, le gaz utilisé dans la turbine est pratiquement de l'hydrogène pur, ce qui réduit fortement les émissions polluantes.

### **Les centrales à lit fluidisé**

Cette technologie a été développée pour réduire les émissions de polluants. En effet, il est possible de réduire les émissions de dioxyde de soufre en injectant du calcaire dans le lit de combustible. La formation des NO<sub>x</sub> est réduite par une combustion à plus faible température. Par contre, pour le captage du CO<sub>2</sub>, il faut utiliser des techniques proches de celles des unités à charbon pulvérisé (traitement « post-combustion »).

Ces centrales n'ont plus tellement les faveurs des producteurs, étant donné leur exploitation assez contraignante et le développement d'autres technologies.

### **Le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>**

Il semble prématuré de prévoir des systèmes de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> à l'horizon de cette étude. En effet, aucune réalisation de type industriel n'existe actuellement et les possibilités de stockage en Belgique doivent encore être étudiées en détail, avant de pouvoir envisager leur installation effective. Néanmoins, si de nouvelles unités au charbon étaient installées en Belgique, elles devraient être conçues de façon à permettre le captage et le stockage de CO<sub>2</sub> dès que les circonstances le permettront (« capture ready »).

### **Les technologies au gaz**

Deux grands types d'unités au gaz sont retenus : les turbines à cycle combiné gaz-vapeur (TGV) et les turbines à gaz à cycle ouvert. Le rendement des turbines à gaz s'améliore constamment, ce qui conduit pour les TGV à des rendements proches des 60 % et pour les turbines à gaz à cycle ouvert à des rendements proches des 45 %.

Les turbines à gaz à cycle ouvert deviennent ainsi concurrentielles pour une utilisation moyenne et ne sont plus uniquement destinées à couvrir les pointes de charge.

Ces unités de production se caractérisent par leur rendement élevé, leur faible coût d'investissement et leur délai de livraison court. Toutefois, étant donné leur succès, les fournisseurs de turbines ont actuellement quelque peine à suivre la demande mondiale.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Les technologies nucléaires

Dans certains des scénarios envisagés, l'étude prévoit que l'on applique l'article 9 de la loi sur la sortie du nucléaire<sup>100</sup>. Néanmoins, seule la prolongation et « l'upgrade » des unités existantes sont envisagés. Aucune centrale supplémentaire n'est construite.

Les coûts de prolongation sont repris de l'étude Commission Energie 2030. Pour Tihange 1, ce coût équivaut à 25 % du coût d'une nouvelle unité et pour Doel 1 et 2, à 30 %. Pour les autres unités nucléaires, plus récentes, le coût de prolongation se limite au coût des révisions décennales.

### 4.2.4. L'évolution du parc de production décentralisé

Les lignes qui suivent évoquent successivement les différentes technologies que l'on peut trouver dans un parc de production décentralisé. Ici aussi, l'évolution du parc de production est essentiellement déterminée par le modèle PRIMES. Cependant, on a tenu compte de projets connus et suffisamment certains à la fin de 2006, qui totalisent 400 MW toutes filières techniques confondues.

Pour les potentiels des sources d'énergie renouvelables, cette étude se base sur les valeurs définies par le Professeur J. De Ruyck pour l'étude Commission Energie 2030.<sup>101</sup>

#### La cogénération

A la fin de 2006, le parc comprend déjà de l'ordre de 1900 MW de cogénération. Pour les années suivantes, un grand nombre de projets sont prévus, de tailles très diverses. Il faut donc s'attendre à un développement de ce type de production tant que les conditions économiques et les mesures de soutien restent favorables.

Pour les simulations, le potentiel n'a pas été limité. Le calendrier d'investissement du modèle PRIMES prévoit un développement de la cogénération, en fonction de l'évolution des conditions économiques et des contraintes environnementales, de minimum 200 MW d'ici 2011.

#### La biomasse

La biomasse peut être valorisée de deux façons :

- par son utilisation partielle (« co-combustion ») ou totale à la place du charbon dans une unité existante de production classique au charbon ;
- par son emploi dans une nouvelle unité de production exclusivement dédiée à la biomasse, souvent de taille plus faible. Dans certains cas, l'unité de production est alimentée par des biogaz issus de la méthanisation de la biomasse.

---

<sup>100</sup> « Art. 9. En cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité, le Roi peut, par arrêté royal délibéré en Conseil des Ministres, après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, prendre les mesures nécessaires, sans préjudice des articles 3 à 7 de cette loi, sauf en cas de force majeure. Cet avis portera notamment sur l'incidence de l'évolution des prix de production sur la sécurité d'approvisionnement. »

<sup>101</sup> Cette section se focalise sur les potentiels ; elle ne tient pas nécessairement compte des développements des réseaux qu'ils requièrent.



En ce qui concerne la biomasse, quelques projets sont prévus pour les années à venir, pour une puissance totale de 552 MW jusqu'à 2009. A ces projets, est ajouté un certain potentiel, pour tenir compte des évolutions possibles.

### L'éolien

En 2006, le parc ne compte que des parcs d'éoliennes sur terre (on-shore), pour un total, au 31 décembre 2006, d'un peu plus de 200 MW. Beaucoup de projets de parcs d'éoliennes sur terre sont en préparation, mais leur probabilité de réalisation est parfois difficile à estimer. Le calendrier d'investissement du modèle PRIMES prévoit un développement de cette filière de minimum 200 MW d'ici 2011.

Seuls les deux premiers projets éoliens en mer (off-shore) ayant déjà obtenu une concession domaniale au 31 décembre 2006 ont été intégrés dans le calendrier d'investissement du modèle PRIMES. On a supposé que le premier parc éolien, d'une puissance de 300 MW, serait finalisé en 2010 et le second, de 216 MW, d'ici 2015.

A côté de ces investissements décidés, des investissements éoliens supplémentaires sont calculés par le modèle. Les potentiels de développement maximum retenus dans les simulations sont de 2026 MW pour l'éolien sur terre et 3800 MW pour l'éolien en mer à l'horizon 2020.

### Le solaire photovoltaïque

Les panneaux solaires photovoltaïques sont encore peu répandus en Belgique, même si l'on observe un intérêt croissant pour cette technologie. Plutôt que des puissances de production, ce sont des potentiels assez importants qui ont été prévus dans le modèle : 10000 MW.

### L'hydraulique

Le potentiel hydraulique belge est en grande partie exploité et les possibilités de nouveaux développements sont assez limitées. Les meilleurs sites ont été utilisés, mais pourraient, dans certains cas, être équipés d'installations plus performantes. C'est pourquoi, l'on n'a retenu que 200 MW pour les simulations.

### Les nouvelles filières technologiques

Certaines filières n'ont pas été envisagées et n'ont donc pas reçu de potentiel. Il est très probable qu'elles s'en verront attribuer un lors des prochaines études prospectives, dès qu'elles sembleront suffisamment matures, voire disponibles sur le marché. Il s'agit, par exemple, des technologies permettant l'exploitation de l'énergie des vagues en mer du Nord belge ou de la technologie des piles à combustible.

### **Synthèse relative aux projets d'investissements**

Les investissements suffisamment certains à la fin de 2006 ont été intégrés dans le calendrier du modèle PRIMES, pour un total de 2700 MW environ. Ces 2700 MW se composent de 1800 MW d'unités centralisées de grande taille, de 400 MW de projets décentralisés et de 500 MW d'éolien off-shore.

Au moment de mettre la touche finale à la présente étude, on peut constater que :

- aucun des projets centralisés de grande taille mentionnés n'a été abandonné. Certaines unités sont déjà entrées en service (Ham et Amercoeur), d'autres sont en cours de construction. De nouveaux projets importants ont fait leur apparition et ont été autorisés (Seneffe et Visé). Ces investissements ne font donc pas partie de l'évolution connue du parc de production centralisé, mais peuvent faire partie de l'évolution endogène du parc de production, calculée par le modèle PRIMES ;
- les 400 MW de projets décentralisés se matérialisent progressivement : une centrale de cogénération au gaz a démarré sa production début 2009, deux autres devraient suivre sous peu, pour un total de plus de 200 MW, et les 200 MW d'éolien on-shore pris en considération dans le calendrier d'investissement 2006-2010 sont, à ce jour, déjà dépassés. La capacité totale installée actuelle excède l'évolution connue du parc de production décentralisé (fin 2006). Cet accroissement s'inscrit dans l'évolution endogène du parc de production, telle que calculée par le modèle PRIMES ;
- 31 MW d'éolien off-shore sont entrés en service au début de 2009 et de nouvelles mises en service se succéderont assez régulièrement d'ici 2012. Cinq concessions domaniales sont octroyées, pour un total autorisé de 1350 à 1620 MW. Des demandes de concession pour les deux dernières zones encore libres sont encore en cours d'examen.



## 5. La méthodologie

La partie quantitative de l'étude prospective électricité 2008-2017 est basée sur une méthodologie en deux temps :

1. une analyse générale de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2020 dans un contexte énergétique global, et
2. des analyses complémentaires orientées sur la gestion du système électrique.

L'analyse générale de l'approvisionnement électrique a pour objectif de déterminer les perspectives d'évolution de la demande énergétique en Belgique et les besoins en capacité de production électrique nécessaires pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, en tenant compte des développements de l'économie belge et des prix internationaux des énergies, des possibilités d'échanges électriques transfrontaliers et des modifications potentielles des politiques énergétique et climatique. Cette première étape repose sur le modèle PRIMES.

Les analyses complémentaires sont au nombre de deux et se concentrent sur la gestion du système électrique. La première analyse complémentaire a pour but d'affiner l'offre centralisée d'électricité évaluée préalablement dans l'analyse générale, en tenant compte des probabilités de défaillance du système électrique. Elle fait appel au modèle PROCREAS. La deuxième analyse complémentaire consiste à valider les flux transfrontaliers calculés dans l'analyse générale en faisant appel à une modélisation plus fine du fonctionnement des centrales, grâce à une représentation plus détaillée de la courbe de charge. Elle s'appuie sur le modèle SPARK.

### 5.1. L'analyse générale de l'approvisionnement électrique

Pour élaborer des perspectives nationales en matière d'énergie et pour analyser leur incidence sur le parc de production électrique belge, compte tenu des possibilités de vendre et d'acheter l'électricité dans les pays voisins, on a recouru au modèle PRIMES-interconnecté. Il s'agit d'une version particulière du modèle PRIMES<sup>102</sup> dans laquelle les modules électriques des pays membres de l'UE27 sont intégrés et qui permet de déterminer de façon endogène les flux d'importation et d'exportation d'électricité entre les pays européens. Néanmoins, dans le cadre de cette étude prospective, nous nous sommes limités à « endogénéiser » les flux entre la Belgique, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Luxembourg, la Suisse et l'Autriche<sup>103</sup>. En d'autres termes, les flux avec les autres pays européens ont été fixés de manière exogène.

#### 5.1.1. Le modèle PRIMES

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 au niveau macroéconomique (« 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

---

<sup>102</sup> 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.

<sup>103</sup> Ces pays constituent le bloc nord-ouest (cf. les analyses « System Adequacy Forecast », réalisées par ENTSO-E, la nouvelle association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité).



consommateurs. Le modèle PRIMES décrit non seulement le comportement des différents agents (producteurs d'électricité, ménages, etc.), mais aussi les technologies de production et de consommation d'énergie et les technologies de réduction de certaines substances polluantes. L'équilibre est dynamique, il est déterminé simultanément sur toute la période de projection (« perfect foresight »).

Le système économique est exogène au modèle PRIMES et repose sur des perspectives d'évolutions sectorielles cohérentes au niveau mondial et européen, définies sur la base, entre autres, du modèle d'équilibre général GEM-E3. Il en est de même des prix des énergies sur les marchés internationaux, qui sont déterminés sur la base des modèles énergétiques mondiaux POLES et PROMETHEUS et révisés par plusieurs experts, et de l'évolution de l'activité de transport, qui est évaluée sur la base du modèle européen de réseau de transport SCENES.

PRIMES est particulièrement adapté pour l'élaboration de perspectives énergétiques à long terme (20-30 ans) au niveau supranational (européen) et national (par exemple, belge). Néanmoins, il fournit également des projections à un horizon de 10 ans, qui est celui de l'étude prospective. A cet horizon, la qualité des données pour l'année de départ (à savoir 2005) est cruciale. Un soin particulier a donc été apporté aux données 2005 relatives au secteur électrique, en ce compris la description du parc de production, le niveau et le profil de la demande électrique. Les informations les plus récentes concernant les investissements et déclassements décidés ont été également intégrées dans le modèle (cf. 4.2.3).

A côté des perspectives énergétiques, PRIMES fournit également des perspectives d'émissions de polluants aux niveaux national et sectoriel. Il s'agit uniquement des émissions issues de la production et de la consommation d'énergie. Dans ce rapport, nous nous focaliserons sur le développement des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le principal gaz à effet de serre. Par ailleurs, nous compléterons les projections pour le secteur électrique avec celles pour l'ensemble du système énergétique belge. Quant aux émissions d'autres polluants ayant notamment un impact sur la qualité de l'air (comme le SO<sub>2</sub> et les NO<sub>x</sub>, des polluants acides particulièrement importants dans la production d'électricité), elles n'ont pas été estimées par le biais du modèle PRIMES, mais bien dans le cadre de l'évaluation stratégique environnementale de l'EPE.

### 5.1.2. Le scénario de référence

L'étude prospective électricité s'articule autour d'un scénario de référence, qui dresse un tableau du système énergétique belge dans lequel la politique menée et approuvée ainsi que les tendances actuelles sont projetées à l'horizon 2030. Le scénario de référence donne donc une image cohérente de l'évolution à long terme du système énergétique belge. Il n'a pas vocation d'esquisser l'image la plus réaliste ou la plus vraisemblable, mais plutôt de simuler l'impact des tendances et politiques actuelles, telles que mises en œuvre en Belgique jusqu'à la fin 2006, sur le système énergétique belge et sur les émissions de CO<sub>2</sub> générées, compte tenu de l'évolution des déterminants de l'offre et de la demande d'énergie.

Le scénario de référence intègre les connaissances actuelles sur les politiques relatives à l'efficacité énergétique, aux sources d'énergie renouvelables ou au changement climatique sans tabler sur la réalisation d'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 éventuellement des actions (complémentaires) pour atteindre les objectifs, les défis auxquels seront confrontés les décideurs politiques au cours des prochaines années.

Le scénario de référence de cette étude s'inspire très largement de la projection de la DG TREN de la Commission européenne effectuée en juillet 2007, qui incluait également des perspectives énergétiques pour la Belgique. Il s'appuie sur les mêmes hypothèses relatives au contexte démographique et économique (activité des secteurs, prix internationaux des combustibles, etc.) et sur les mêmes mesures politiques en vigueur à la fin 2006 dans les domaines de l'énergie, des transports et de l'environnement. Les

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

principales hypothèses utilisées pour construire le scénario de référence sont décrites dans la section 6.1.

Par contre, contrairement à la projection de la DG TREN, qui considère les importations nettes d'électricité comme exogènes, les perspectives énergétiques du scénario de référence de l'étude prospective sont calculées en laissant le modèle déterminer le niveau optimal d'échanges d'électricité entre les pays considérés, compte tenu des coûts relatifs de production, de la forme de la courbe de charge et des capacités d'interconnexion.

Pour tenir compte des incertitudes inhérentes à toute analyse prospective, plusieurs variantes ou scénarios alternatifs ont été définis. Les différentes projections qui en découlent permettent de définir un intervalle autour des résultats du scénario de référence. Cet intervalle peut découler soit de l'incertitude liée à un paramètre exogène déterminé (croissance économique, prix des énergies fossiles, etc.), soit de politiques énergétique ou climatique différentes par rapport à celles considérées dans le scénario de référence, soit d'une combinaison des deux types de facteurs.

### 5.1.3. L'incertitude et les scénarios alternatifs

Trois types d'incertitude (ou d'alternatives) ont été considérés dans cette étude prospective. Il s'agit de :

1. l'incertitude entourant l'évolution de la demande électrique ;
2. la mise en œuvre d'une politique climatique post-2012 et de l'impact induit sur les prix des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> et sur la valeur du carbone en général ;
3. la possibilité de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes au-delà des 40 ans spécifiés dans la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie du nucléaire.

L'incertitude liée à l'évolution de la demande électrique peut avoir plusieurs causes : une croissance économique plus ou moins favorable que celle envisagée dans le scénario de référence, des évolutions de prix énergétiques différentes, la mise en œuvre de politiques et mesures additionnelles ambitieuses dédiées à la maîtrise de la demande énergétique... Dans cette étude, il a été décidé de définir deux variantes de demande électrique : une variante haute et une variante basse. La variante haute découle essentiellement d'une hypothèse plus optimiste quant à la croissance économique en Belgique et dans les autres pays européens. La variante basse résulte à la fois d'une croissance économique plus modérée et de programmes ambitieux d'économies d'énergie en Europe. Ces hypothèses alternatives sont décrites dans la section 6.2.

Dans le scénario de référence, une valeur a été attribuée au carbone afin de tenir compte des politiques et mesures en place pour respecter les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre spécifiés dans le Protocole de Kyoto. Ce Protocole couvre uniquement la période 2008-2012. Or, en mars 2007, le Conseil de l'Union européenne a pris de nouveaux engagements dans ce domaine, à savoir une réduction unilatérale de 20 % des émissions de gaz à effet de serre dans l'Union européenne en 2020 par rapport à 1990. Ce nouvel objectif contraignant pour la période après 2012 conduira à des valeurs du carbone plus élevées que celles définies dans le scénario de référence à l'horizon 2020. Pour définir des valeurs alternatives du carbone sur la période 2008-2017, nous nous sommes basés sur le rapport de la Belgique dans le cadre du Mécanisme de surveillance des gaz à effet de serre de mars 2007 (Monitoring Mechanism, 2007) et sur les suggestions de la NTUA qui est impliquée dans les travaux de la Commission européenne sur la répartition de la charge en 2020. Ces valeurs alternatives sont appliquées à tous les pays européens et présentées dans le point 6.2.4.<sup>104</sup>

<sup>104</sup> Au moment d'élaborer et de quantifier les scénarios alternatifs, la répartition de l'objectif GES entre les Etats



En ce qui concerne le nucléaire, des études récentes et les débats politiques actuels laissent entrevoir l'éventualité de repousser l'échéance fixée dans la loi<sup>105</sup> pour la fermeture des centrales nucléaires. Cette loi prévoit que les centrales nucléaires cessent leur activité de production électrique 40 ans après leur mise en service. Concrètement, cela signifie que dans la période couverte par l'étude prospective (2008-2017), trois centrales nucléaires (Doel 1&2 et Tihange 1) « sortent » du parc de production belge. Cette sortie est en effet prévue par la loi en 2015. Dans ce contexte, une alternative a été définie qui consiste à prolonger la durée de vie de toutes les centrales nucléaires jusqu'à 60 ans de sorte que la totalité du parc nucléaire actuel reste opérationnel sur toute la période couverte par l'étude prospective électricité. La possibilité d'investir dans de nouvelles capacités de production nucléaire n'est par contre pas envisagée. Enfin, les hypothèses relatives au développement du nucléaire (ou à son arrêt) dans les autres Etats membres restent identiques à celles spécifiées dans le scénario de référence<sup>106</sup>.

Onze combinaisons différentes se rapportant aux trois types d'incertitude décrites ci-dessus ont été construites et évaluées avec le modèle PRIMES-interconnecté. Les résultats de ces combinaisons ne sont pas reproduits dans ce rapport avec le même niveau de détail. L'accent est surtout mis sur les résultats qui contrastent le plus avec le scénario de référence. Ils sont décrits dans les sections 7.2 et 7.3.

Les onze scénarios alternatifs sont définis dans le tableau 10.

---

membres n'était pas encore connue.

<sup>105</sup> Moniteur belge du 28 février 2003, pp. 9879-9880.

<sup>106</sup> Il s'agit principalement de la sortie du nucléaire en Allemagne qui a un impact important sur les échanges transfrontaliers et donc sur les résultats de l'étude prospective.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Tableau 10 : La définition des scénarios alternatifs**

	Demande électrique de référence (*)	Demande électrique + soutenue (**)	Demande électrique + modérée (***)	Option nucléaire	CV de référence	CV plus élevée
Base_Nuc	x			x	x	
Base_HiCV	x					x
LoGro			x		x	
HiGro		x			x	
LoGro_HiCV			x			x
HiGro_HiCV		x				x
LoGro_Nuc			x	x	x	
HiGro_Nuc		x		x	x	
LoGro_HiCV_Nuc			x	x		x
HiGro_HiCV_Nuc		x		x		x
Base_HiCV_Nuc	x			x		x

CV = valeur du carbone.

(\*) i.e. les déterminants exogènes de la demande électrique (contexte macroéconomique, prix internationaux des combustibles, politiques et mesures) sont ceux du scénario de référence.

(\*\*) i.e. les déterminants exogènes de la demande électrique sont ceux du scénario HiGro (croissance économique plus forte que dans le scénario de référence).

(\*\*\*) i.e. les déterminants exogènes de la demande électrique sont ceux du scénario LoGro (croissance économique plus faible que dans le scénario de référence et mise en œuvre de politiques et mesures ambitieuses en matière d'économie d'énergie).

## 5.2. Les analyses complémentaires

### 5.2.1. Le modèle PROCREAS

Afin de donner un éclairage complémentaire à l'analyse générale, la CREG a utilisé le modèle PROCREAS<sup>107</sup> pour déterminer, dans le cadre du scénario de référence, le calendrier d'investissements en unités du parc centralisé permettant de respecter le critère de fiabilité déjà utilisé dans les programmes indicatifs 2002-2011 et 2005-2014, à savoir un LOLE<sup>108</sup> de 16 heures par an.

Le modèle PROCREAS est un logiciel d'évaluation probabiliste d'un système de production d'énergie électrique. Il simule l'exploitation de ce système dans une modélisation en nœud unique. La demande est

<sup>107</sup> Le modèle PROCREAS (pour « PROduction Costing, Reliability & Environmental Analysis System ») est un logiciel informatique développé depuis les années 1990 par Tractebel Engineering. La CREG en a acquis les droits d'utilisation et a notamment utilisé le modèle pour l'élaboration des deux programmes indicatifs des moyens de production d'électricité 2002-2011 et 2005-2014.

<sup>108</sup> Le LOLE (pour Loss Of Load Expectation) est un indice de fiabilité utilisé pour évaluer la capacité d'un parc de production électrique de couvrir la demande d'électricité.



exogène et représentée de manière chronologique, par pas horaires. Les calculs sont réalisés par année. Une année est composée d'un nombre entier de semaines.

L'approche du modèle PROCREAS est guidée par la couverture de la demande – c'est-à-dire l'adéquation du parc de production – et non pas par les cash-flows générés. Ainsi, une unité de production sera alignée si elle est disponible, si elle est nécessaire pour couvrir la demande et s'il n'y a pas d'unité moins chère disponible et non utilisée. L'approche probabiliste du modèle repose sur la prise en compte des données de disponibilité moyenne des unités de production.

Le modèle PROCREAS ne détermine pas de manière endogène dans quelles unités il faudrait investir pour obtenir un parc d'un niveau de fiabilité prédéfini. Les investissements sont déterminés de manière exogène et PROCREAS évalue si la nouvelle composition du parc de production qui en résulte présente un niveau de fiabilité suffisant.

La contribution des moyens décentralisés de production, l'importation nette d'énergie électrique et l'évolution de la demande électrique sont des inputs du modèle. Ils correspondent aux résultats du modèle PRIMES.

### 5.2.2. Le modèle SPARK

SPARK est un modèle de marché multirégional d'électricité. A l'aide d'un empilage économique des unités de production individuelles dans les différents marchés de l'électricité modélisés et, compte tenu des interconnexions entre ces pays, on obtient pour un certain nombre de jours représentatifs les prix de l'électricité et les flux échangés. SPARK n'effectue pas de simulations endogènes concernant l'évolution de la demande d'électricité et l'évolution de la capacité de production installée. Ces données sont prises en compte de manière exogène via des scénarios.

Dans le cadre de l'étude prospective, on a modélisé 5 pays, à savoir la Belgique, l'Allemagne, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas. Les échanges avec des pays non modélisés sont introduits comme données exogènes et, dans la mesure du possible, alignés sur les valeurs utilisées par PRIMES-interconnecté.

## 5.3. Les différences avec le programme indicatif 2005-2014

L'élaboration du programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014 (PI2005) comportait trois phases, qui chacune utilisait les résultats de la précédente : une phase d'étude macroéconomique, une phase d'étude du système énergétique et une phase d'étude du système électrique. Dans l'étude prospective électricité 2008-2017, ces trois phases sont intégrées et traitées simultanément dans l'analyse générale de l'approvisionnement électrique décrite dans la section 5.1. Néanmoins, comme le modèle utilisé dans cette analyse (PRIMES-interconnecté) n'utilise pas le même critère de fiabilité du parc électrique que dans le PI 2005-2014, l'étude prospective a complété l'analyse générale en faisant appel à la même méthodologie que celle développée dans la troisième phase du PI 2005-2014 pour analyser le dimensionnement du parc. Dans la mesure où les données requises sont disponibles, cette analyse complémentaire se base sur les chiffres de l'analyse générale.

Le PI2005 et l'EPE se différencient aussi par le caractère exogène ou endogène de certains paramètres ayant un impact sur les besoins en capacité de production électrique. Ainsi, dans le PI2005, les niveaux d'importation nette d'électricité et les investissements relatifs aux unités basées sur des sources d'énergie renouvelables (SER) et aux unités de cogénération, sont pris en considération de manière exogène. Il en est de même pour l'évolution de la demande électrique. L'incertitude liée à ces paramètres est traitée par le biais de variantes. Pour résumer, le PI2005 évalue les investissements en nouvelles unités

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

de production du parc centralisé dans une optique de minimisation des coûts de production, tout en respectant un critère de fiabilité spécifique et étant donné des hypothèses spécifiques sur les niveaux de production électrique décentralisée, d'importations et de demande électrique.

Dans l'EPE, les échanges transfrontaliers d'électricité et le développement des SER et de la cogénération sont déterminés de façon endogène par le modèle PRIMES-interconnecté en minimisant les coûts dans chacun des pays, compte tenu des politiques de soutien à ces modes de production électrique. De plus, comme PRIMES est un modèle intégré offre/demande, il simule simultanément l'évolution de l'offre et de la demande énergétique dont un sous-ensemble est constitué, du côté de l'offre, par la production et les capacités électriques et, du côté de la demande, par la demande électrique. De ce fait, les hypothèses alternatives relatives à la valeur du carbone ou à l'avenir du nucléaire modifient non seulement la structure de la production d'électricité mais aussi le niveau de la demande d'électricité.



## 6. Les hypothèses et le cadre politique

Pour réaliser l'étude prospective électricité, un certain nombre d'hypothèses sont formulées. Combinées différemment, ces hypothèses permettent de construire divers scénarios qui sont ensuite évalués avec le modèle PRIMES. Certains scénarios ont également été étudiés avec les modèles SPARK et PROCREAS. Les résultats des scénarios et leur analyse sont présentés dans les deux chapitres suivants.

Le présent chapitre décrit succinctement les principales hypothèses : les hypothèses du scénario de référence (voir section 6.1) et celles des scénarios alternatifs (voir section 6.2). La section 6.1 expose les principaux déterminants de l'évolution à long terme de la demande électrique, à savoir la croissance économique, la démographie et les prix internationaux des combustibles. Des hypothèses sont également formulées au niveau de la politique environnementale (entre autres pour la valeur du carbone) et les potentiels des sources d'énergie renouvelables. Afin de tenir compte des changements pouvant intervenir dans le cadre légal en matière d'énergie nucléaire, les hypothèses formulées à ce niveau sont expliquées. Un facteur important pour le développement du parc de production belge, à savoir les échanges électriques transfrontaliers, est également évoqué. Enfin, certaines hypothèses générales, qui s'appliquent à tous les scénarios étudiés, sont décrites.

Il est important de souligner ici que la définition des hypothèses, l'élaboration des scénarios et leur quantification ont eu lieu en 2007 (voir section 3.1), soit avant la présentation (en janvier 2008) et l'adoption (en avril 2009) du paquet énergie-climat. Dès lors, les scénarios de l'EPE ne reflètent pas exactement les nouvelles orientations de la politique européenne à l'horizon 2020 en matière de développement des sources d'énergie renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Néanmoins, à la lumière d'une étude de 2008 (BFP, 2008) sur l'impact du paquet énergie-climat sur le système énergétique et l'économie belge, l'écart entre les perspectives d'approvisionnement en électricité présentées dans cette étude et les évolutions attendues suite à la mise en œuvre du paquet énergie-climat en Belgique a pu être analysé et quantifié. Les résultats de cette analyse sont présentés dans l'annexe 5.

Ce chapitre se clôture par une brève comparaison des hypothèses exploitées dans cette étude prospective électricité avec les hypothèses à la base du programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014 (CREG, 2005), abrégée PI2005, et avec les hypothèses des « Perspectives énergétiques de long terme pour la Belgique à l'horizon 2030 », commanditées par la Commission Energie 2030 (BFP, 2006b). Cette commission a elle-même été instaurée à l'initiative du ministre Verwilghen dans le but d'étudier l'avenir énergétique de la Belgique.

### 6.1. Les hypothèses du scénario de référence

#### 6.1.1. Les hypothèses macroéconomiques et démographiques

Les projections macroéconomiques et sectorielles à long terme utilisées dans le scénario de référence sont tirées des perspectives élaborées par la DG TREN en 2007 et publiées en avril 2008. Celles-ci ont servi de base pour l'élaboration du paquet énergie-climat pour la période au-delà de 2012 (le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 a, en effet, formulé plusieurs objectifs dont la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 % en 2020 par rapport à leur niveau de 1990 (BFP, 2006b) et la réalisation en 2020 d'un objectif de 20 % pour la part des SER dans la consommation énergétique finale brute européenne). Ces hypothèses macroéconomiques et sectorielles sont résumées dans le tableau 11 ci-dessous. Définies dans le courant de l'année 2007, ces hypothèses ne tiennent pas compte de la crise économique et financière survenue au deuxième semestre de 2008. Cette crise conduit, à court terme, à



une réduction significative de l'évolution du PIB<sup>109</sup>. L'on peut donc s'attendre, à court terme, à une réduction de la consommation d'énergie électrique *ceteris paribus*, et plus particulièrement dans l'industrie. Actuellement, des incertitudes subsistent quant à la durée de la crise et à l'ampleur de la reprise.

**Tableau 11 : Les hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique, scénario de référence, période 2005-2020**

	2005	2010	2015	2020	20//05
<b>Population (en millions)</b>	<b>10,446</b>	<b>10,583</b>	<b>10,674</b>	<b>10,790</b>	<b>0,2 %</b>
<b>Nombre de ménages (en millions)</b>	<b>4,445</b>	<b>4,642</b>	<b>4,808</b>	<b>4,995</b>	<b>0,8 %</b>
<b>Taille des ménages (habitants par ménage)</b>	<b>2,350</b>	<b>2,280</b>	<b>2,220</b>	<b>2,160</b>	<b>-0,6 %</b>
<b>Revenu des ménages (en euros de 2005 par tête)</b>	<b>14890</b>	<b>16408</b>	<b>17880</b>	<b>19191</b>	<b>1,7 %</b>
<b>PIB (en 000 millions d'euros de 2005)</b>	<b>298,5</b>	<b>335,9</b>	<b>373,6</b>	<b>409,2</b>	<b>2,1 %</b>
<b>Valeur ajoutée sectorielle (en millions d'euros de 2005)</b>	<b>264966</b>	<b>295673</b>	<b>327912</b>	<b>358615</b>	<b>2,0 %</b>
Industrie	51511	56165	61317	65985	1,7 %
<i>Sidérurgie</i>	2887	2947	3051	3124	0,5 %
<i>Métaux non ferreux</i>	932	946	987	1026	0,6 %
<i>Chimie</i>	10933	12244	13667	15020	2,1 %
<i>Minéraux non métalliques</i>	2369	2611	2834	3018	1,6 %
<i>Pâte, papier et imprimerie</i>	3753	4158	4584	4973	1,9 %
<i>Alimentation, boissons et tabac</i>	5728	6307	6859	7307	1,6 %
<i>Textiles</i>	2513	2362	2292	2274	-0,7 %
<i>Fabrications métalliques</i>	17782	19325	21285	23023	1,7 %
<i>Autres branches</i>	4613	5265	5757	6221	2,0 %
Construction	13108	14131	15208	16271	1,5 %
Tertiaire	191816	216659	242237	266824	2,2 %
<i>Services marchands</i>	77699	89802	100771	111551	2,4 %
<i>Services non marchands</i>	56099	61686	67669	72775	1,8 %
<i>Commerce</i>	54080	61030	69448	78000	2,5 %
<i>Agriculture</i>	3939	4141	4349	4498	0,9 %
Secteur énergétique	8531	8718	9150	9535	0,7 %

Source : NTUA, DG TREN (2007)

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

Le tableau 11 présente tant les valeurs absolues que les taux de croissance annuels (moyens entre 2005 et 2020) de plusieurs variables clés de l'économie belge. Le tableau donne également, pour la période 2005-2020, les projections de la population belge totale ainsi que la taille moyenne des ménages. La démographie influence l'évolution à long terme de l'économie 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

<sup>109</sup> Comme en attestent les perspectives économiques 2009-2014 publiées par le Bureau fédéral du Plan en avril 2009.

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 2020, le nombre d'habitants en Belgique augmente de 344.000 personnes. Par conséquent, la population totale atteint les 10.790.000 personnes en 2020. En rythme annuel, la population croît en moyenne de 0,2 %. Ces chiffres sont cohérents avec les perspectives démographiques utilisées dans le cadre du « Rapport annuel du Comité d'étude sur le vieillissement » (Conseil supérieur des finances, 2007) et avec celles à la base des dernières « Perspectives économiques 2007-2012 » (BFP, 2007). Par contre, elles diffèrent des perspectives de population plus récentes, publiées en avril 2008 par la Direction générale de la Statistique et de l'Information économique du SPF Economie et le Bureau fédéral du Plan. Concrètement, les perspectives élaborées en 2008 conduisent, en 2020, à une population belge de 7 % supérieure à la population projetée indiquée dans le tableau 11. De cette évolution plus récente résultera *ceteris paribus* un accroissement de la consommation d'énergie électrique, dans le secteur résidentiel en particulier, par rapport aux perspectives de l'EPE.

La taille moyenne des ménages est également déterminante pour la consommation future d'énergie. Au cours des 15 prochaines années, le nombre de personnes par ménage devrait encore diminuer. Cette tendance, conjuguée à l'accroissement démographique, se traduit par une augmentation du nombre de ménages.

Le tableau présente ensuite le PIB et les valeurs ajoutées par sous-secteur. Au cours de la période 2005-2020, la croissance de l'économie belge s'établit à 2,1 % sur base annuelle et s'accélère légèrement en projection : de 1,9 % entre 2000 et 2010, ce qui est cohérent par rapport aux prévisions économiques 2007-2012 (BFP, 2007), elle passe à 2,0 % entre 2010 et 2020.

L'analyse par sous-secteur montre que la croissance économique suit le rythme des changements structurels qu'a connus la Belgique ces dernières années : on note un recul relatif de la part de l'industrie dans l'économie belge au profit du secteur tertiaire. Les évolutions les plus marquantes dans les sous-secteurs sont les suivantes :

- entre 2005 et 2020, on note une croissance annuelle moyenne de 2,2 % de la valeur ajoutée du secteur tertiaire. A la fin de la période de projection, la part du secteur tertiaire dans la valeur ajoutée totale de l'économie belge atteint 74 %, contre 70 % en 1990 et 72 % en 2005 ;
- toujours entre 2005 et 2020, la valeur ajoutée de l'industrie manufacturière croît au rythme annuel moyen de 1,7 %. La part de l'industrie manufacturière dans la valeur ajoutée totale s'établit à 18 % en 2020, contre 21 % en 1990 et 19 % en 2005 ;
- la croissance de l'industrie manufacturière est principalement attribuable au secteur chimique où les activités ayant une forte valeur ajoutée et une intensité énergétique modérée (cosmétiques et produits pharmaceutiques) gagnent en importance par rapport à des activités plus intensives en énergie (engrais et pétrochimie). Par ailleurs, l'importance de la valeur ajoutée dans les secteurs traditionnels comme les métaux non ferreux et les textiles diminue.

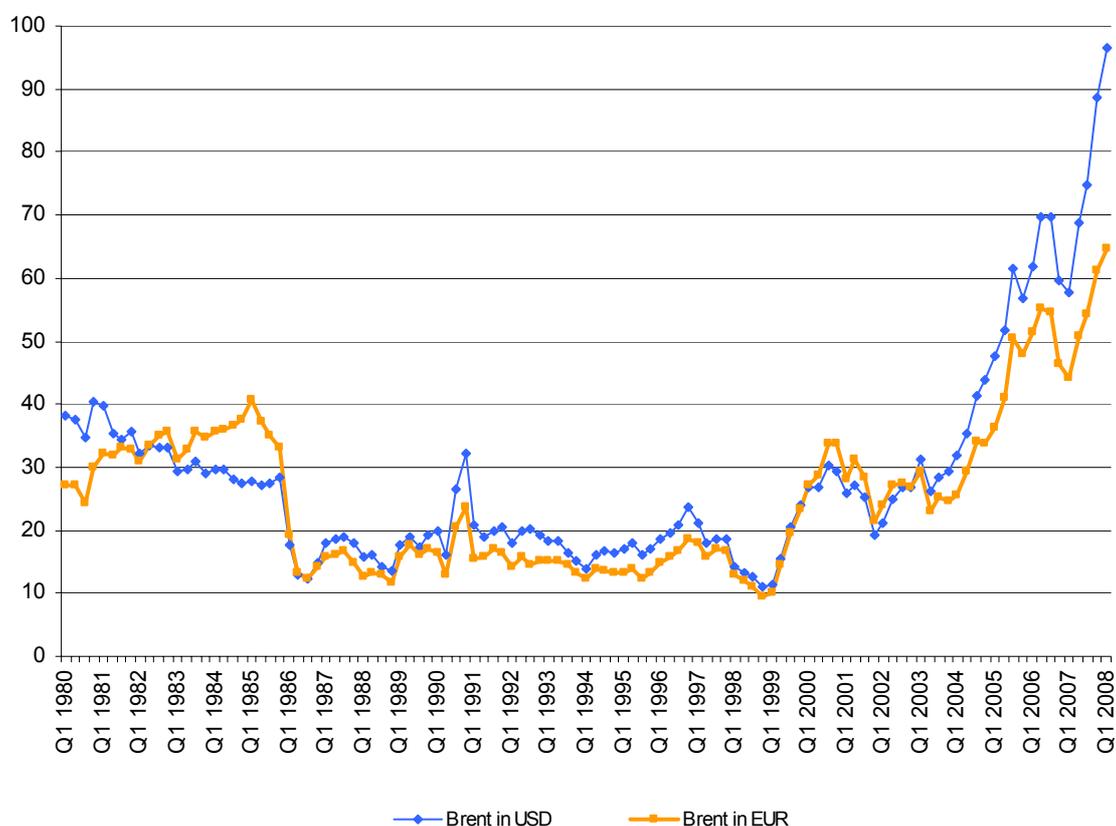


## 6.1.2. Les prix internationaux des combustibles

### L'évolution récente

Ces dernières années, les prix internationaux de l'énergie ont été en forte progression : les prix du pétrole en sont le meilleur exemple<sup>110</sup>. Entre le milieu des années 80 et la fin des années 90, le prix du baril de pétrole brut (Brent) a oscillé autour des 20 USD. Cette situation a connu un changement radical au tournant du siècle. Pour la première fois depuis des années, le prix du Brent a alors dépassé les 30 USD. En 2002, le prix a semblé quelque peu se normaliser mais ce n'était qu'une illusion. Le prix du brut a de nouveau progressé pour atteindre 55 USD en 2005. Au début de l'année 2008, le cours du baril de pétrole a atteint, voire dépassé, les 90 USD.

**Graphique 14 : L'évolution du prix du baril de Brent en USD et en euros**



Source : Thomson Datastream

<sup>110</sup> Et poussent les autres à la hausse puisque les prix du pétrole du gaz sont liés. Le prix du gaz suit l'évolution du prix du pétrole mais avec un certain retard.

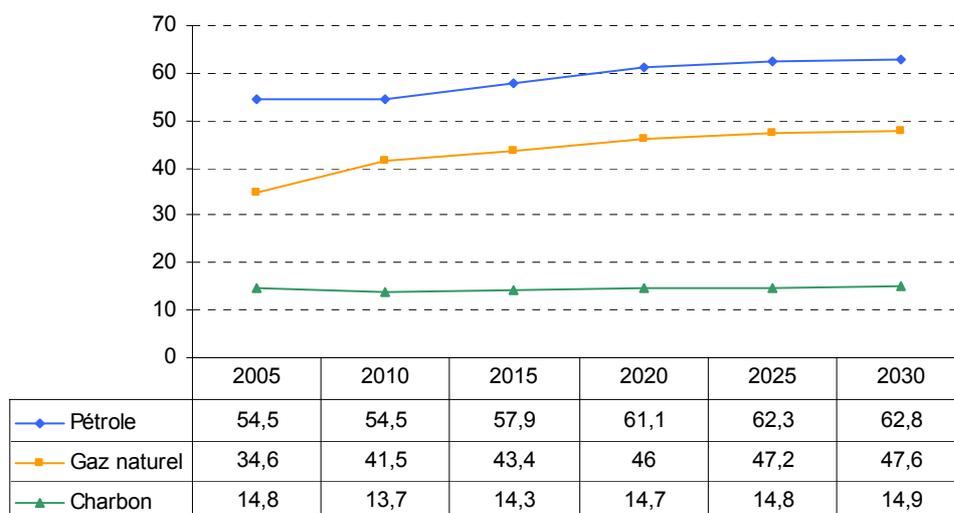
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

### Les projections en matière de prix utilisées dans les scénarios

Les scénarios étudiés se fondent sur les hypothèses d'évolution des prix des combustibles présentées dans le

graphique 15. Ces hypothèses découlent des résultats du modèle POLES et du modèle PROMETHEUS, développé par la NTUA, qui ont ensuite été revus par de nombreux experts<sup>111</sup>.

**Graphique 15 : Les projections des prix internationaux des combustibles, période 2005-2030 (USD/bep en prix de 2005)**



Source : NTUA, DG TREN (2007)

Bep : baril équivalent pétrole.

1 USD de 2005 = 0,8 euro de 2005.

### 6.1.3. La politique environnementale

#### Les gaz à effet de serre

Outre les hypothèses macroéconomiques et de prix, l'hypothèse de prix des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> joue également un rôle important. Il convient d'emblée de faire remarquer que le prix d'un quota est déterminé à l'échelle européenne et non pas par la Belgique. Le marché européen d'échange de quotas d'émission de CO<sub>2</sub> a vu le jour le 1<sup>er</sup> janvier 2005 dans l'ensemble des Etats membres de l'UE27. La part de la Belgique dans les émissions européennes de CO<sub>2</sub> est très limitée et représente moins de 4 % des émissions européennes (Gusbin et Henry, 2007).

Dans le scénario de référence, une valeur du carbone est introduite dans les secteurs entrant en ligne de compte pour les échanges de quotas afin de tenir compte de l'existence du système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE). Plus précisément, la valeur du carbone (en prix de 2005) dans ces secteurs passe progressivement de 20 euros/t CO<sub>2</sub> en 2010 à 22 euros/t CO<sub>2</sub> en 2020 (et 24

<sup>111</sup> Pour plus de détails sur la détermination des prix, consultez Devogelaer et Gusbin, 2007.



euros/t CO<sub>2</sub> en 2030) de manière à représenter le niveau actuel des prix et le maintien de la politique actuelle dans le scénario de référence. Il est également tenu compte du fait que le coût des crédits MDP/MOC<sup>112</sup> peut augmenter dans le temps.

### Le SO<sub>2</sub> et les NO<sub>x</sub>

En ce qui concerne les émissions de polluants acides, le scénario de référence tient compte des investissements nécessaires pour satisfaire aux normes d'émission spécifiées dans différentes directives européennes (par exemple, la directive sur les grandes installations de combustion). Par contre, il ne tient pas compte de normes éventuellement plus strictes définies par les Etats membres ou les régions. En Belgique, cela veut dire que les normes plus contraignantes adoptées par la Région flamande pour les installations de combustion stationnaires ne sont pas prises en considération. Ensuite, les perspectives d'évolution du système énergétique belge et des pays voisins ne sont pas contraintes par les plafonds d'émission pour le SO<sub>2</sub>, les NO<sub>x</sub> et les COV (appelés aussi NEC pour National Emission Ceilings) décidés au niveau européen. Enfin, l'évolution de la structure du parc de production belge fait abstraction également des plafonds régionaux d'émissions de SO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub> définis pour la production d'électricité.

#### 6.1.4. Les sources d'énergie renouvelables et la cogénération

En ce qui concerne les sources d'énergie renouvelables, on a estimé quelles parts ces sources pourraient représenter dans le système énergétique belge à l'horizon 2030. Des potentiels ont été calculés pour l'énergie éolienne ou le photovoltaïque. Il s'agit de potentiels « techniques » maximums raisonnables pouvant être atteints en 2030. Les potentiels suivants sont proposés : 2026 MW pour l'éolienne on-shore, 3800 MW pour l'éolienne off-shore et 10000 MW pour le photovoltaïque (J. De Ruyck, 2006). Des courbes de coût sont associées aux trois technologies pour tenir compte de la variation des coûts en fonction des caractéristiques de l'offre de nouvelles capacités de production. Ces hausses reflètent les coûts additionnels liés soit à des sites de production moins intéressants ou moins faciles d'accès, soit à des investissements additionnels dans le réseau électrique pour absorber la hausse de capacité en énergies renouvelables. Pour ce qui est de la biomasse, aucune limite n'est définie pour l'offre sur le territoire belge (l'offre totale englobe à la fois la production intérieure et les importations). En ce qui concerne l'offre de biomasse, une courbe de coût reflète également la hausse du prix en fonction de la demande.

Il est à noter que la production et la capacité installée de SER et de cogénération est déterminée de manière endogène (et constitue donc un résultat du modèle).

---

<sup>112</sup> Le Protocole de Kyoto décrit trois instruments de flexibilité qui permettent aux pays de réduire leurs émissions de manière efficiente :

- 1) les échanges de quotas d'émission de CO<sub>2</sub> (EQE) ;
- 2) la mise en œuvre conjointe (MOC) ;
- 3) le mécanisme pour un développement propre (MDP).

Le principe du MDP et de la MOC est que les pays contraints de réduire leurs émissions peuvent (en partie) le faire dans d'autres pays. Un pays devant diminuer ses émissions peut investir, via le MDP ou la MOC, dans un projet permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans un autre pays. Le pays investisseur reçoit alors des quotas d'émission pour la réduction réalisée. L'affirmation selon laquelle le coût de ces projets augmenterait à l'avenir repose sur l'hypothèse qu'un nombre croissant de pays souhaiteront réduire leurs émissions au cours de la période dite « après Kyoto » et feront ainsi progresser les prix des « projets abordables ». De plus, après un certain laps de temps, les projets les moins onéreux auront déjà été réalisés et seuls les projets plus chers seront encore disponibles.

### 6.1.5. L'énergie nucléaire

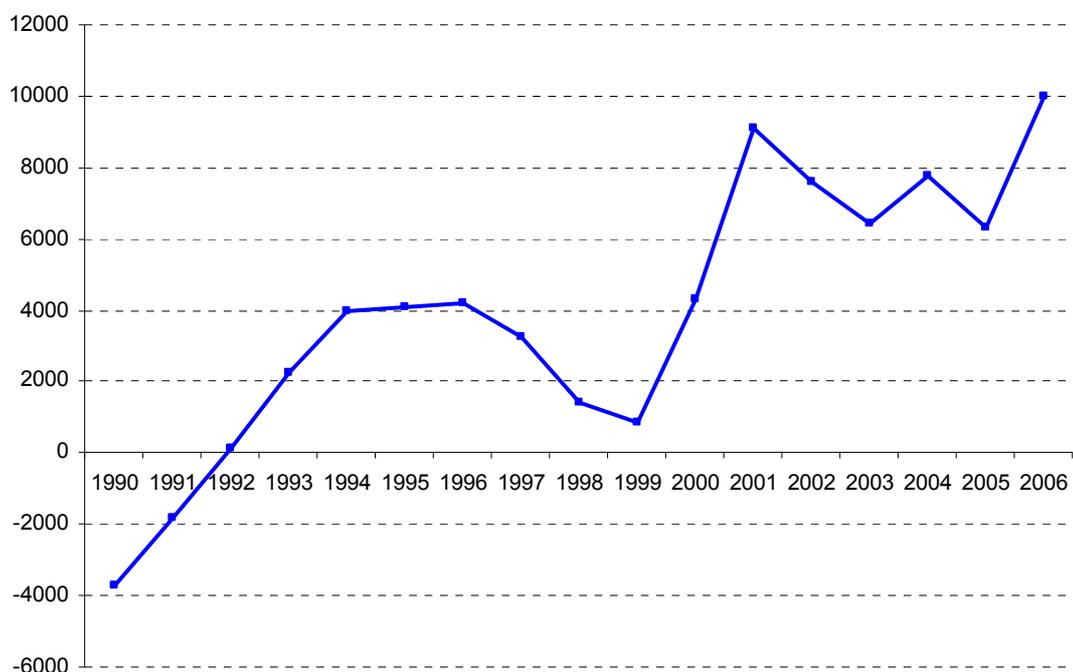
Le scénario de référence table sur le démantèlement progressif des centrales nucléaires de plus de 40 ans, conformément à la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, promulguée le 31 janvier 2003. Pour une date précise de fermeture des centrales, le lecteur doit se référer au chapitre 4.

### 6.1.6. Les importations et les exportations d'électricité

Les importations et exportations d'électricité constituent d'importants paramètres de modélisation et de « design » du parc de production, mais sont cependant difficiles à projeter dans le temps. Le graphique 16, qui présente l'évolution historique des importations nettes d'électricité (soit les importations d'électricité à destination de la Belgique moins les exportations), en témoigne. L'évolution est en dents de scie, ce qui est dû au fait que les importations et exportations sont sensibles aux écarts de prix sur les marchés nationaux d'électricité et partant, aux variations de l'offre et de la demande dans chaque pays. Les importations constituent souvent un « ultime » moyen d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Cependant, dans le contexte du marché intérieur européen de l'électricité, l'importation d'électricité devient un pilier supplémentaire pour satisfaire la demande domestique.

Le graphique montre que si, au début des années 90, la Belgique a été exportatrice nette d'électricité, elle devient importatrice nette d'électricité à partir de 1993. De plus, depuis 2000, ses importations nettes se situent systématiquement au-dessus de 6 TWh.

**Graphique 16 : L'évolution historique des importations nettes d'électricité en Belgique, 1990-2006 (GWh)**



Source : NewCronos, Elia

Dans l'environnement PRIMES, les importations et exportations sont modélisées via un modèle dit interconnecté. Cette nouvelle version de PRIMES intègre une modélisation par pays axée sur la dynamique du système énergétique du pays et rend compte des échanges énergétiques (et donc aussi d'électricité) entre pays. L'analyse prend en compte les opportunités économiques des échanges gaziers et électri-



ques au sein du marché européen de l'énergie, l'ingénierie ainsi que les limitations opérationnelles du système européen de transmission. Celui-ci évolue en fonction de l'installation de nouvelles connexions transfrontalières, tel que prévu dans le cadre des réseaux transeuropéens de l'énergie. Ces chiffres ont parfois été adaptés lorsque le gestionnaire du réseau de transport Elia disposait d'autres données sur les capacités de transfert nettes planifiées. Le modèle tient également compte du renforcement et de la stabilisation du système UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité). Ainsi, le modèle PRIMES se distingue de nombreux autres modèles par le traitement endogène des importations et exportations d'électricité.

### 6.1.7. Les autres hypothèses

- Le taux d'actualisation joue un rôle important dans le modèle PRIMES. Ce taux affecte, entre autres, les décisions d'investissement des agents économiques en matière d'équipement énergétique. Il est généralement admis que l'horizon temporel auquel un agent économique envisage une décision d'investir se contracte lorsque l'agent est plus sensible au risque. Techniquement, cela se traduit par un taux d'actualisation plus élevé, donnant un poids plus important aux décisions de court terme. Trois taux différents sont utilisés dans le modèle. Le premier est égal à 9 % et concerne les producteurs d'électricité, le deuxième est de 12 % et s'adresse à l'industrie et au secteur tertiaire. Le troisième est de 17,5 % et s'applique aux décisions d'investissement des ménages en matière de transport et d'équipements ménagers.
- Les bilans énergétiques pris en considération pour la construction du scénario de référence se rapportent aux années antérieures à 2005. Ils sont complétés par des données relatives à 2006 lorsqu'elles sont disponibles.
- Le développement des capacités de production calculé par le modèle ne tient pas seulement compte des flux d'énergie dans des conditions normales (déterminés par la demande d'énergie électrique), mais aussi de la nécessité de prendre en considération la gestion du système de production électrique et de circonstances exceptionnelles. En d'autres mots, les estimations des capacités futures respectent un critère de fiabilité, à savoir une marge de réserve pour le système de production électrique. Cette marge de réserve, dénommée en anglais « system reserve margin », correspond au rapport entre la capacité totale nette installée et la demande brute de pointe. Elle a été fixée à 21 % tant pour la Belgique que pour les pays limitrophes. Sur le plan de la modélisation, le calcul du calendrier d'investissements en unités de production électrique intègre la condition que la capacité totale installée doit, chaque année, être au moins égale à 1,21 fois la demande de pointe. Cette marge de 21 % découle des hypothèses suivantes :
  - on a estimé à 11 % la marge nécessaire pour compenser l'indisponibilité moyenne des centrales durant l'hiver (estimations sur la base des chiffres des années 2005, 2006 et 2007) ;
  - une marge de 5 % est attribuée aux services système d'Elia ;
  - enfin, on a retenu une marge de 5 % pour faire face aux fluctuations aléatoires de la charge (par exemple, liées à des vagues de froid) et de la production (par exemple, dues à une indisponibilité de la production supérieure à la moyenne) (critère retenu par l'UCTE dans ses publications sur le « System Adequacy »).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

- Les facteurs d'émission utilisés pour le calcul des émissions d'origine énergétique sont les suivants (exprimés en milliers de tonnes de CO<sub>2</sub> par PJ) :

**Tableau 12 : Les facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> par vecteur utilisés dans PRIMES et en comparaison avec ceux du GIEC (kt CO<sub>2</sub>/PJ)**

Combustibles	Facteurs d'émission PRIMES	Facteurs d'émission GIEC 1995 & 1996
Charbon à coke	94,2	94,6
Cokes	106,0	108,2
Autres combustibles solides	99,3	-
GPL	62,5	63,1
Essence	68,6	69,3
Kérosène	70,8	71,5 (transport aérien)
Naphte <sup>113</sup>	-	73,3
Gazole	73,3	74,1
Gazole de chauffage	76,6	77,4
Autres combustibles liquides	99,8/73,5 (1)	-
Gaz naturel	55,8	56,1
Gaz de cokerie	47,4	47,7
Gaz de haut fourneau	106,0	242,0

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

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

## 6.2. Les hypothèses pour les scénarios alternatifs

Par définition, les scénarios alternatifs reposent sur des hypothèses différentes de celles du scénario de référence (voir également BFP, 2006a). Néanmoins, toutes les hypothèses ne sont pas différentes. Dans les points qui suivent, les grandes divergences entre les hypothèses du scénario de référence et des scénarios alternatifs sont explicitées.

### 6.2.1. Les hypothèses macroéconomiques

Dans les scénarios alternatifs où l'évolution de la demande électrique varie par rapport à celle supposée dans le scénario de référence (les scénarios HiGro, LoGro, HiGro\_HiCV, LoGro\_HiCV, HiGro\_Nuc, LoGro\_Nuc, HiGro\_HiCV\_Nuc, LoGro\_HiCV\_Nuc<sup>114</sup>), le contexte macroéconomique est différent. Les différences sont résumées dans le tableau 13.

<sup>113</sup> Etant donné que le naphte n'est pas repris dans les bilans énergétiques d'Eurostat, aucun facteur d'émission n'a été indiqué.

<sup>114</sup> Seulement pour ces scénarios, les autres scénarios alternatifs reposent sur les mêmes hypothèses macroéconomiques et démographiques que le scénario de référence.



**Tableau 13 : Comparaison des hypothèses macroéconomiques pour la Belgique : scénario de référence, scénarios de type HiGro et LoGro, période 2005-2020 (milliards d'euros de 2005)**

	2005	2010	2015	2020	20//05
<b>HiGro<sup>1</sup></b>					
PIB	298,5	336,5	377,3	421,5	2,3 %
VA industrie	51,5	56,2	61,7	67,6	1,8 %
VA tertiaire	191,8	217,0	244,0	274,8	2,4 %
<b>LoGro<sup>2</sup></b>					
PIB	298,5	335,2	368,0	394,9	1,9 %
VA industrie	51,5	56,0	60,3	63,8	1,4 %
VA tertiaire	191,8	216,1	237,7	256,7	2,0 %
<b>Référence<sup>3</sup></b>					
PIB	298,5	335,9	373,6	409,2	2,1 %
VA industrie	51,5	56,2	61,3	66,0	1,7 %
VA tertiaire	191,8	216,7	242,2	266,8	2,2 %

Source : NTUA

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

<sup>1</sup> : c'est-à-dire les scénarios HiGro, HiGro\_Nuc, HiGro\_HiCV et HiGro\_HiCV\_Nuc.

<sup>2</sup> : c'est-à-dire les scénarios LoGro, LoGro\_Nuc, LoGro\_HiCV et LoGro\_HiCV\_Nuc.

<sup>3</sup> : c'est-à-dire les scénarios RefScen, Base\_HiCV, Base\_Nuc, Base\_HiCV\_Nuc.

### 6.2.2. L'efficacité énergétique

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

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

énergétiques et optent, par conséquent, pour des achats et des investissements plus efficaces en termes de coûts et d'énergie. En outre, les normes instaurées vont permettre une amélioration des performances énergétiques des équipements énergétiques (par rapport au scénario de référence), lesquels détrôneront désormais les anciens équipements. Dans le secteur de la construction aussi, des améliorations sur le plan de l'isolation vont se concrétiser et entraîneront des économies d'énergie. Outre ces évolutions du côté de la demande, des améliorations devraient également être engrangées au niveau de l'offre : l'utilisation de la cogénération et la commercialisation à long terme de machines plus efficaces grâce à des évolutions technologiques plus rapides.

D'un point de vue technique, les taux d'actualisation implicites des différents agents sont assouplis. Par conséquent, leur perception du coût de l'énergie va évoluer et ils se montreront plus prompts à faire des achats plus efficaces sur le plan des coûts et de l'énergie.

### 6.2.3. Les prix internationaux des combustibles

Contrairement à l'étude commanditée par la Commission Energie 2030 ou au programme indicatif 2005-2014 de la CREG, la présente étude n'inclut pas de variantes de prix. Deux motifs expliquent ce choix : premièrement, la volonté de ne pas multiplier le nombre de scénarios alternatifs et de variantes, deuxièmement, la possibilité d'évaluer l'effet d'une hausse des prix de l'énergie via l'intégration d'une valeur du carbone dans le prix des sources d'énergie fossiles et/ou via une baisse de la demande d'électricité. Les deux alternatives sont envisagées dans les scénarios de type HiCV et LoGro.

### 6.2.4. La politique environnementale

Afin de tenir compte des incertitudes entourant les efforts que fournira l'Union européenne après la période d'engagement de Kyoto, on a élaboré un scénario alternatif intégrant des prix plus élevés pour les quotas d'émission. Dans ce scénario, la valeur du carbone s'applique à l'ensemble des secteurs (et non pas seulement au secteur ETS<sup>115</sup>, comme dans les scénarios se basant sur la même hypothèse de prix du carbone que celle du scénario de référence).

Compte tenu de l'engagement récemment pris par l'Union européenne pour la période post-2012 (baisse de 20 % (voire de 30 %) des émissions de GES en 2020, et ce par rapport à 1990), le prix du carbone va très probablement continuer à croître sur la période 2013-2030 (et se situer au-dessus des prix utilisés dans le scénario de référence). Partant du rapport de mars 2007 de la Belgique publié dans le cadre du mécanisme européen de surveillance des GES (EU Monitoring mechanism, MM)<sup>116</sup>, une autre évolution a été envisagée pour le prix du carbone<sup>117</sup> : il passerait à 27 euros/t CO<sub>2</sub> en 2010, 39 euros/t CO<sub>2</sub> en 2015 et 54 euros/t CO<sub>2</sub> en 2020. Il est à remarquer que cette évolution s'écarte de ce qui est présenté dans l'EPE étant donné que la valeur originale en 2010 (à savoir 42 euros/t CO<sub>2</sub>) est peut-être trop élevée compte tenu de l'évolution attendue du marché des quotas et de la politique européenne à un horizon de temps si limité. Un autre profil d'évolution a été dessiné : l'évolution est plus lente au départ mais

---

<sup>115</sup> C'est-à-dire les secteurs qui font partie du système communautaire actuel d'échange de quotas d'émissions.

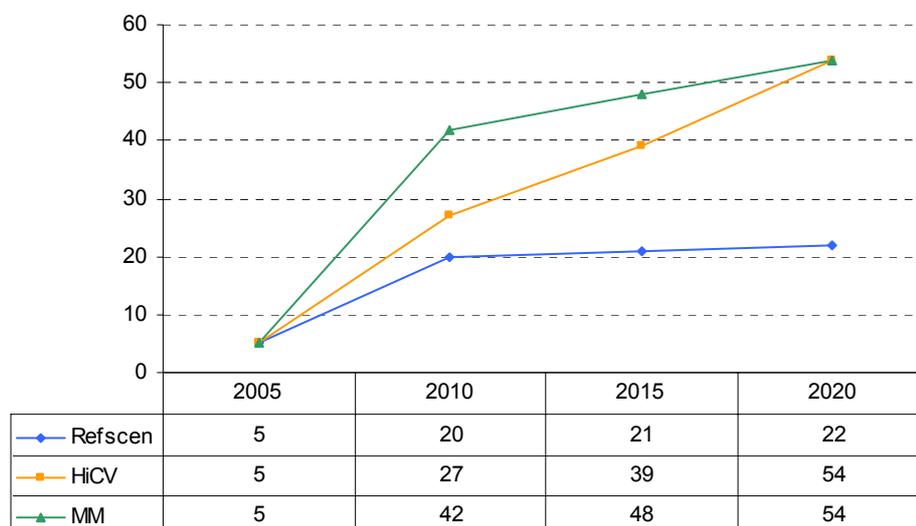
<sup>116</sup> Report by Belgium for the assessment of projected progress under Decision n° 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol (voir section 2 Projections of greenhouse gas emissions by sources and removal by sink), 15 mars 2007.

<sup>117</sup> Il convient de rappeler ici qu'au moment de définir et de quantifier les scénarios, le paquet énergie-climat et son impact sur le prix du carbone n'étaient pas encore connus. L'Annexe 5 compare l'hypothèse retenue dans l'EPE pour l'évolution du prix du carbone avec celle qui découle de l'analyse de l'impact du paquet énergie-climat.



on aboutit à une même valeur en 2020 (54 euros/t CO<sub>2</sub> en 2020). Les deux évolutions sont représentées dans le graphique 17, de même que celle dans le scénario de référence.

**Graphique 17 : Comparaison de l'évolution des valeurs du carbone : scénario de référence, scénarios alternatifs HiCV et MM, 2005-2020 (euros/t CO<sub>2</sub> en prix de 2005)**



Source : NTUA, MM (2007)

### 6.2.5. L'énergie nucléaire

Certains scénarios alternatifs (les scénarios Base\_Nuc, LoGro\_Nuc, HiGro\_Nuc, LoGro\_HiCV\_Nuc, HiGro\_HiCV\_Nuc et Base\_HiCV\_Nuc) envisagent le maintien de la filière nucléaire pour la production d'électricité. Dans ces cas de figure, l'hypothèse du scénario de référence prévoyant la fermeture des centrales après 40 années de fonctionnement est revue et la durée de vie maximale est portée à 60 ans. Les centrales nucléaires peuvent donc fonctionner pendant 60 ans pour autant que leur exploitation soit optimale d'un point de vue économique. Pratiquement, cela signifie qu'au cours de la période étudiée<sup>118</sup>, trois centrales nucléaires pourraient rester opérationnelles, à savoir Doel 1 & 2 et Tihange 1 (d'une capacité totale de 1830 MW<sup>119</sup> et fonctionnant environ 8000 heures par an).

La présente étude ne prévoit toutefois pas la construction et l'exploitation de nouvelles centrales pour la production industrielle d'électricité, seul le prolongement de la durée de vie opérationnelle des centrales existantes est envisagé.

<sup>118</sup> Leur fermeture est légalement prévue dans le courant de l'année 2015.

<sup>119</sup> En ce compris les « repowering » prévus pour 2009-2010.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## 6.3. Comparaison avec les hypothèses des études PI2005 et CE2030

La présente section compare succinctement les hypothèses décrites aux sections 6.1 et 6.2 avec les hypothèses à la base du PI2005 de la CREG (CREG, 2005), ainsi qu'avec celles formulées dans le cadre des travaux de la Commission Energie 2030 (CE2030, 2007).

### 6.3.1. Les hypothèses macroéconomiques et démographiques

Lorsque nous comparons quelques paramètres macroéconomiques et démographiques de ces trois études, nous remarquons que les différences ne sont pas fondamentales : les trois études tablent sur un même rythme de croissance démographique (0,2 % par an en moyenne), une évolution quasiment identique dans le secteur tertiaire (croissance annuelle moyenne de 2,0 à 2,3 %) et une progression du PIB à un peu plus de 2 % par an (prévision un peu plus faible dans le PI2005).

**Tableau 14 : Comparaison des hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique : EPE, PI2005 et CE2030, taux de croissance annuels moyens, période 2005-2020**

	EPE	PI2005	CE2030
Population	0,2 %	0,2 %	0,2 %
PIB	2,1 %	1,9 %	2,2 %
Industrie	1,7 %	2,0 %	1,7 %
Tertiaire	2,2 %	2,0 %	2,3 %

Source : NTUA, DG TREN (2007), CE2030, PI2005

### 6.3.2. Les prix internationaux des combustibles

Par contre, les hypothèses de prix dans l'EPE sont sensiblement différentes de celles du PI2005 et de celles utilisées dans le cadre des travaux commandités par la Commission Energie 2030. Tant les prix du pétrole que du gaz naturel sont sensiblement supérieurs dans le scénario EPE.

**Tableau 15 : Comparaison de l'évolution des prix internationaux de l'énergie : EPE, PI2005 et CE2030, années 2010 et 2020 (USD/bep en prix de 2005)**

	2010			2020		
	EPE	PI2005	CE2030	EPE	PI2005	CE2030
Pétrole	54,5	22,3	44,6	61,1	26,4	48,1
Gaz naturel	41,5	18,1	33,9	46,0	22,9	37,0
Charbon	13,7	8,0	12,5	14,7	7,8	14,1

Source : NTUA, DG TREN (2007), CE2030, PI2005

Bep : Baril équivalent pétrole.

1 USD de 2005 = 0,8 euro de 2005.



### 6.3.3. La politique environnementale

Les valeurs du carbone utilisées dans les trois études sont aussi très différentes. Les valeurs appliquées dans le scénario de référence de l'EPE sont supérieures à celles des deux autres études. Même la variante élevée du PI2005 est inférieure à la variante élevée de l'EPE (scénarios HiCV).

**Tableau 16 : Comparaison de l'évolution de la valeur du carbone : EPE, CE2030 et PI2005, période 2005-2020 (euros/t CO<sub>2</sub>)**

		2005	2010	2015	2019/2020 (*)
EPE	Scénario de référence	5	20	21	22
	Scénarios de type HiCV	5	27	39	54
PI2005	Valeur élevée	10	10	21	45
	Valeur moyenne	5	5	10	16
CE2030	Scénario de référence	5	5	5	5

Source : NTUA (2007), CE2030, PI 2005-2014

(\*) : 2019 pour PI2005, 2020 pour EPE et CE2030.

EPE en euros de 2005, PI2005 en euros de 2003 et CE2030 en euros de 2000.

### 6.3.4. Les SER et la cogénération

Dans les études EPE et CE2030, la part des SER et de la cogénération est calculée par le modèle. Par contre, dans le PI2005, il s'agit d'hypothèses exogènes.

### 6.3.5. L'énergie nucléaire

La production d'électricité nucléaire est modélisée différemment dans les trois études. Deux pistes différentes sont envisagées dans l'EPE, à savoir la sortie progressive de l'énergie nucléaire, telle que décrite dans la loi de 2003 (« sortie du nucléaire » dans le tableau 17) et le prolongement jusqu'à 60 ans de la durée de vie opérationnelle des centrales (« prolongement de la durée de vie »).

Dans le programme indicatif, tous les scénarios s'inscrivent dans la perspective d'une sortie du nucléaire alors que l'étude CE2030 prévoit, outre un scénario de référence, des scénarios alternatifs incluant un prolongement de la durée de vie des centrales et la possibilité d'investir dans une nouvelle entité nucléaire de 1700 MW après 2020 (« nouvel investissement » dans le tableau).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Tableau 17 : Comparaison des modalités de production électrique à partir de l'énergie nucléaire : EPE, CE2030 et PI2005**

		Sortie du nucléaire	Prolongement de la durée de vie	Nouvel investissement
EPE	Scénario de référence	x		
	Scénarios de type Nuc		x	
PI2005	Tous les scénarios	x		
CE2030	Scénario de référence	x		
	Réductions de CO <sub>2</sub> sans nucléaire	x		
	Réductions de CO <sub>2</sub> avec nucléaire		x	x

Source : NTUA (2007), CE2030, PI2005

### 6.3.6. Les importations et les exportations d'électricité

Dans l'EPE et le scénario de référence de CE2030, les importations et exportations sont calculées par le modèle. Par contre, il s'agit d'hypothèses exogènes dans les scénarios alternatifs de la CE2030 et dans le PI2005.



## 7. Les résultats de l'analyse générale de l'approvisionnement électrique

Ce chapitre se compose de quatre parties. La première partie (voir section 7.1) est consacrée aux perspectives d'approvisionnement en électricité telles qu'elles découlent du scénario de référence. La deuxième partie (voir section 7.2) étudie comment ces perspectives peuvent varier en fonction de quelques hypothèses clés. Elle se focalise sur quatre scénarios alternatifs. La troisième partie complète les analyses qui précèdent en élargissant le champ des scénarios et l'horizon temporel de l'étude. Enfin, la quatrième et dernière partie compare certains résultats de l'EPE avec ceux du PI2005 et de la CE2030.

Les perspectives d'approvisionnement sont constituées des indicateurs suivants : la demande et l'offre d'énergie électrique, les investissements dans de nouvelles capacités de production, la capacité installée du parc électrique belge, la consommation de gaz naturel du secteur électrique, les émissions de polluants et les flux transfrontaliers.

Un tableau synthétique des résultats du scénario de référence et de quatre scénarios alternatifs est fourni à l'annexe 3.

### 7.1. Le scénario de référence

Quoique la période couverte par l'étude prospective est 2008-2017, nous avons pris le parti de décrire les évolutions entre 2005 et 2020 et ce pour deux raisons : (1) les dernières statistiques énergétiques complètes publiées par Eurostat correspondent à l'année 2005 et (2) le modèle utilisé (PRIMES-interconnecté) produit des projections par pas de cinq ans. Bien sûr des statistiques détaillées plus récentes (2006) existent auprès de la DG Energie du SPF Economie, notamment en ce qui concerne le secteur électrique, mais elles n'ont pas encore été traitées et publiées par Eurostat qui est la principale source des données énergétiques (et non seulement électriques) utilisées dans le modèle. En ce qui concerne l'horizon de l'étude prospective, à savoir 2017, des calculs ont été effectués afin de produire des chiffres annuels entre 2008 et 2017 pour la plupart des indicateurs étudiés ci-après. Ces évaluations sont présentées dans l'annexe 1. Néanmoins afin de coller au prescrit de l'EPE, nous avons indiqué les estimations pour l'année 2017 à la fin de chaque point ci-dessous.

#### 7.1.1. La demande d'électricité

La demande d'électricité, exprimée en termes d'énergie appelée sur le réseau<sup>120</sup>, progresse de 1,7 % par an entre 2005 et 2020 (voir graphique 18). Cette évolution est le résultat d'un équilibre entre l'offre et la demande pour toutes les formes d'énergie et pas seulement pour l'électricité. Cet équilibre dépend de plusieurs facteurs parmi lesquels on peut citer les prix relatifs des différentes formes d'énergie compte tenu du prix du carbone, le développement de l'activité économique et les perspectives démographiques. En 2020, la demande d'électricité s'établit à 112,9 TWh contre 87,9 TWh en 2005.

Par rapport à la période 1990-2005 où le taux de croissance annuel moyen de la demande électrique était de 2,3 %, le rythme de croissance moyen d'ici 2020 sera donc un peu plus modéré. En termes abso-

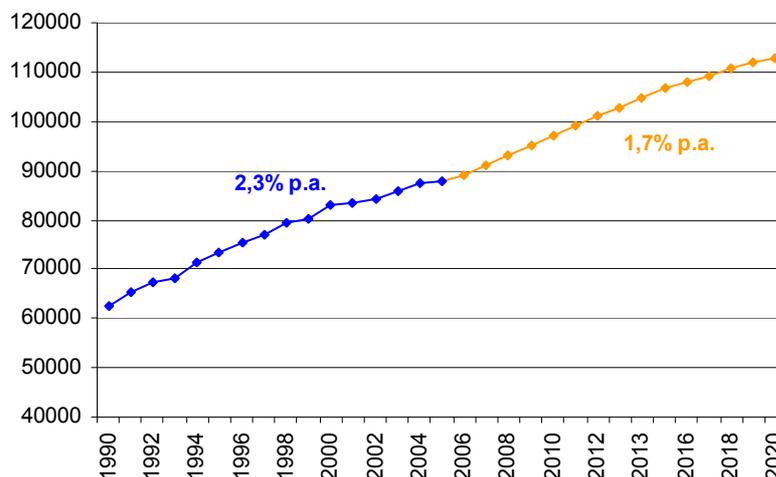
---

<sup>120</sup> Quantité d'énergie électrique produite par les centrales, diminuée de la consommation propre des centrales ainsi que de la quantité d'énergie électrique absorbée pour le pompage et augmentée (ou diminuée) de la quantité d'énergie électrique importée de l'étranger (ou exportées vers l'étranger). L'énergie appelée sur le réseau correspond à la consommation totale observée, augmentée des pertes en ligne (sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité).



lus, l'accroissement de la demande d'énergie électrique est par contre comparable sur les deux périodes : il est de 25 TWh sur quinze ans.

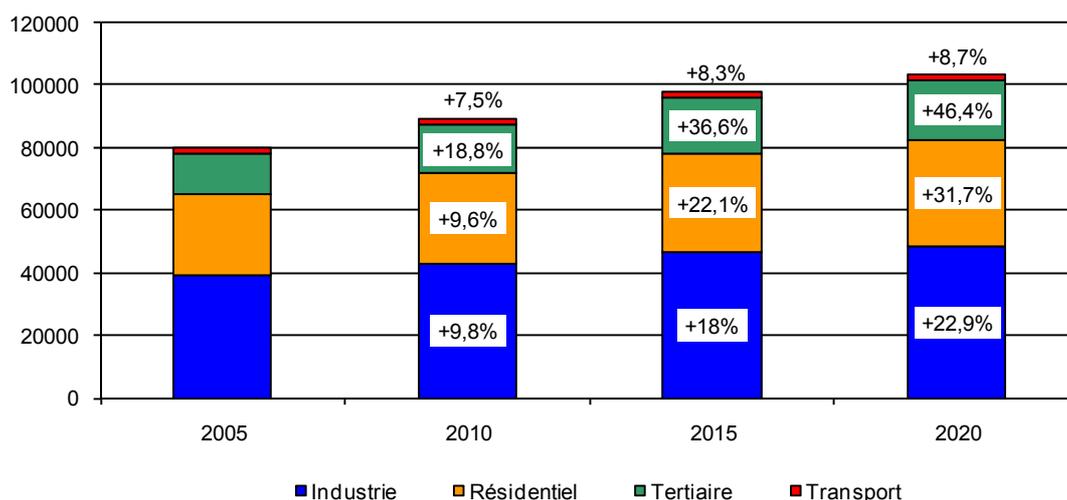
**Graphique 18 : L'évolution de l'énergie appelée, scénario de référence (GWh)**



Source : Eurostat (Newcronos), PRIMES

Le graphique suivant (graphique 19) ventile l'évolution de la consommation finale d'électricité<sup>121</sup> par grand secteur économique, à savoir l'industrie, le secteur résidentiel, le secteur tertiaire (en ce compris l'agriculture) et les transports.

**Graphique 19 : L'évolution de la consommation finale d'électricité des principaux secteurs (GWh) et différence par rapport à 2005 (%), scénario de référence**



Source : PRIMES

C'est dans le secteur tertiaire que la consommation d'électricité progresse le plus entre 2005 et 2020 (+46 %), viennent ensuite le secteur résidentiel (+32 %) et l'industrie (+23 %). Les transports ferment la

<sup>121</sup> La consommation finale d'électricité est égale à l'énergie appelée moins les pertes sur les réseaux et moins la consommation de la branche énergie (raffineries, etc.).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

marche avec une augmentation de quelque 9 %. En taux de croissance annuel moyen, les évolutions sont respectivement les suivantes : 2,6 %, 1,9 %, 1,4 % et 0,6 %.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, l'accroissement de la consommation est à mettre sur le compte du développement de l'éclairage et des appareils électriques (effet volume) dont le nombre augmente non seulement en raison de l'activité économique et du nombre croissant de logements mais aussi du fait de la multiplication des appareils électriques par logement ou par unités d'activité dans le secteur tertiaire. Cet effet volume dépasse en ampleur l'effet efficacité énergétique qui réduit la consommation finale d'énergie pour un service énergétique donné.

Dans l'industrie, c'est la chimie et la sidérurgie qui « tirent » la consommation électrique vers le haut. Ces deux branches d'activité contribuent à hauteur de 80 % à l'augmentation de la consommation électrique dans ce secteur.

Dans les transports, l'augmentation de la consommation électrique est à mettre sur le compte de l'extension de l'activité de transport ferroviaire.

A l'annexe 4, le lecteur trouvera d'autres indicateurs relatifs à la demande d'électricité, qui décrivent comment évoluent l'efficacité et l'intensité électriques dans les différents secteurs de la demande finale.

En 2017, l'énergie appelée est évaluée à 109,3 TWh, soit +24 % par rapport au niveau de 2005 ou encore +21,4 TWh.

### 7.1.2. L'offre d'électricité

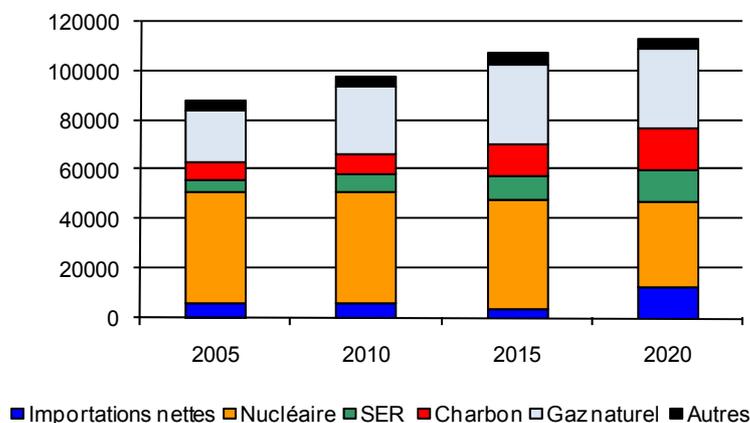
Pour répondre à la demande d'électricité deux voies sont possibles : produire l'électricité sur le territoire belge ou l'importer des pays voisins. Le modèle PRIMES-interconnecté détermine de façon endogène la contribution relative de ces deux « sources d'approvisionnement » à l'offre d'énergie électrique. Le niveau des importations nettes n'est donc pas fixé a priori comme dans les programmes indicatifs antérieurs.

Il est important de souligner ici que les options pour l'offre d'électricité que sont la production domestique et les importations ne concernent que les flux d'énergie électrique. En d'autres termes, les importations d'électricité ne se substituent pas à des capacités de production domestiques. Quelles que soient les importations électriques nettes de la Belgique, la capacité de production sur le territoire belge est toujours au moins égale à 1,21 fois la demande de pointe dans des conditions normales (cf. 6.1.7 et le concept de « system reserve margin »). Les échanges transfrontaliers résultent de la minimisation des coûts de la fourniture électrique dans l'ensemble du bloc Nord-Ouest. Ils jouent un rôle essentiel pour le fonctionnement du marché électrique.

L'évolution de l'offre d'énergie électrique est représentée sur le graphique 20 ci-dessous. L'offre y est déclinée en ses deux composantes (production nationale et importations). De plus, l'électricité produite en Belgique est répartie par forme d'énergie. Il s'agit de la production nette, c'est-à-dire déduction faite de l'autoconsommation des centrales.



**Graphique 20 : L'évolution de l'énergie produite et importée, scénario de référence (GWh)**



Source : PRIMES

SER = sources d'énergie renouvelables.

Autres = gaz dérivés, produits pétroliers.

Les importations nettes d'électricité restent positives tout au long de la période de projection. En 2010, elles sont comparables au niveau observé en 2005 (de l'ordre de 6 TWh). En 2015, par contre, elles sont réduites environ de moitié (3,5 TWh). Elles repartent ensuite à la hausse pour s'établir à 12,7 TWh en 2020. Plus de détails sur les flux transfrontaliers sont donnés au point 7.1.7.

Entre 2005 et 2020, on observe plusieurs changements dans la structure de la production électrique belge. Il y a d'abord la baisse de la production d'origine nucléaire suite aux premiers effets de la loi de 2003 sur la sortie du nucléaire : de 55 % en 2005, la part du nucléaire passe à 42 % en 2015 et à 34 % en 2020. C'est en effet en 2015 que les premières fermetures de centrales sont programmées<sup>122</sup>. Ensuite, on constate une progression du gaz naturel d'ici 2015, suivie par une stabilisation jusqu'en 2020 : il représente 31 % de la production en 2015 et 2020 contre 26 % en 2005. La stabilisation de la production à partir de gaz naturel s'explique par la hausse des prix internationaux du gaz naturel qui altère la compétitivité des centrales à gaz au bénéfice des centrales au charbon pour des durées de fonctionnement supérieures à 5000 heures par an. Afin de compenser le déclassement progressif des centrales nucléaires qui produisent en base tout en profitant de la perte de l'avantage comparatif du gaz naturel, le charbon reprend du poil de la bête à partir de 2015 : il couvre respectivement 13 % et 17 % de la production électrique en 2015 et 2020 contre 9 % en 2005. Enfin, les sources d'énergie renouvelables (ser) font un bond en avant puisque leur contribution à la production fait plus que doubler entre 2005 et 2020. En 2020, elles représentent 13 % de la production nette totale. Ce développement sensible s'explique par les hypothèses d'évolution de prix défavorables aux énergies fossiles (les prix internationaux du gaz naturel augmentent très fort et les énergies fossiles sont pénalisées par le prix du carbone).

Le graphique 21 donne une image plus détaillée de l'évolution de l'énergie électrique produite à partir des SER. Le bond en avant vient surtout de l'éolien offshore et de la biomasse utilisée soit dans des centrales électriques soit dans des centrales de cogénération. Les 12,8 TWh produits en 2020 sont répartis de la

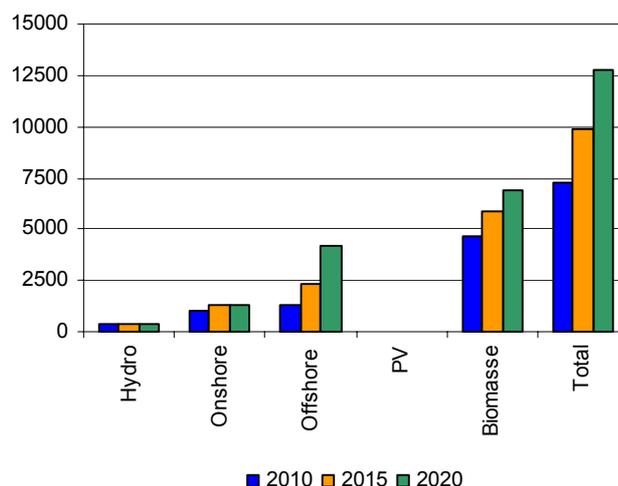
<sup>122</sup> La production des centrales de Doel 1&2 et de Tihange 1 en 2015, année de leur fermeture, est calculée sur base de la date légale de fermeture.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

façon suivante : 0,4 TWh provient de l'hydraulique, 1,3 TWh de l'éolien onshore, 4,2 TWh de l'éolien offshore et 6,9 TWh de la combustion de la biomasse.

Le coût moyen de production est évalué à 52,9 euros/MWh<sup>123</sup> en 2020, soit une augmentation de 16 % par rapport à 2005.

**Graphique 21 : L'évolution de l'énergie produite à partir des SER, scénario de référence (GWh)**



Source : PRIMES

PV = solaire photovoltaïque.

N.B. : le terme « biomasse » regroupe la biomasse proprement dite et les déchets y compris les gaz de décharge.

Il convient de souligner que le développement des SER pour la production d'électricité (voir graphique 21) est compatible avec l'objectif indicatif belge pour l'année 2010 stipulé dans la directive européenne 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. La part de l'électricité produite à partir de SER dans la consommation d'électricité finale brute en 2010 est égale à 7%. L'objectif indicatif belge est, quant à lui, de 6 %.

Par ailleurs, le lecteur trouvera, dans l'annexe 6, une mise en perspective de l'évolution des SER dans le scénario de référence de l'EPE avec l'objectif assigné à la Belgique dans le cadre du paquet énergie-climat, qui a été adopté en avril 2009 et n'a donc pas pu être pris en considération dans cette étude. Cet objectif, inscrit dans la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE<sup>124</sup>, se monte à 13 % de la consommation d'énergie finale brute en 2020. Dans ce contexte, il est utile de mettre en avant deux caractéristiques de cette nouvelle directive. Premièrement, la directive s'attache à définir des objectifs SER pour le système énergétique dans sa totalité. Elle ne contient pas d'objectif spécifique pour le secteur de la production d'électricité ni pour les autres secteurs<sup>125</sup>. Deuxièmement, la tota-

<sup>123</sup> En prix de 2005.

<sup>124</sup> JO L 140 du 5.6.2009.

<sup>125</sup> Conformément à la directive, chaque Etat membre devra néanmoins élaborer, pour le 30 juin 2010, un plan d'action national, qui doit comprendre, entre autres, des objectifs pour la part des renouvelables en 2020 dans les secteurs des transports (SER-T), de la production d'électricité (SER-E) et du chauffage/refroidissement (SER-H),



lité de l'objectif SER ne doit pas être réalisé sur le territoire national. La Belgique peut recourir à des mesures de flexibilité (transferts statistiques entre Etats membres, projets communs ou régimes d'aide communs) s'il s'avère que des SER peuvent être produites plus économiquement dans d'autres pays de l'Union européenne.

Enfin, la production combinée d'électricité et de vapeur (ou cogénération) se développe également d'ici 2020. La part de l'électricité produite dans des centrales de cogénération est évaluée à un peu plus de 20 % en 2020. Ces centrales brûlent essentiellement du gaz naturel ou de la biomasse.

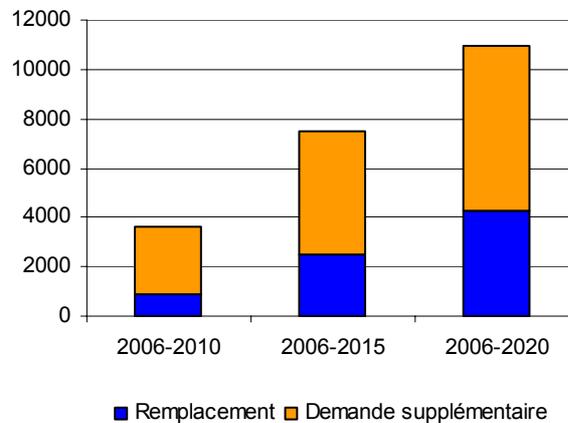
En 2017, les importations nettes d'électricité s'élèvent à 7,2 TWh et la production domestique à 102,4 TWh. Cette dernière est répartie de la façon suivante entre les différentes formes d'énergie : 43 % pour le nucléaire, 26 % pour le gaz naturel, 17 % pour le charbon, 10 % pour les SER et 4 % pour les produits pétroliers et les gaz dérivés.

### 7.1.3. Les investissements dans de nouvelles capacités de production

Le niveau des investissements dans de nouvelles capacités de production dépend de plusieurs facteurs. Les principaux sont l'évolution de la demande électrique, la hauteur des importations, les hypothèses de déclassement des centrales existantes, le choix du critère de fiabilité du système de production et le type de centrale. De manière générale, plus la demande est élevée, plus le critère de fiabilité est sévère et plus le nombre de centrales déclassées est grand, plus les besoins en nouveaux moyens de production sont importants. A l'inverse, un niveau élevé d'importation d'électricité peut diminuer les besoins de production en Belgique. Enfin, toutes choses égales par ailleurs, le recours accru à des formes d'énergie intermittentes augmente le volume des investissements car des compléments de capacité peuvent se révéler nécessaires lorsque ces centrales ne fonctionnent pas.

Le graphique 22 donne l'évolution des investissements cumulés dans de nouvelles capacités de production en 2010, 2015 et 2020. Une distinction est faite entre les investissements nécessaires pour satisfaire les besoins accrus en électricité (+1,7 % par an en moyenne entre 2005 et 2020) et ceux pour remplacer les centrales électriques devenues obsolètes ou devant être légalement mises hors service.

**Graphique 22 : L'évolution des investissements cumulés en nouvelles capacités de production, scénario de référence (MW)**



Source : PRIMES, propres calculs

Sur la période 2006-2010, la capacité investie est évaluée à quelque 3600 MW dont les trois-quarts sont destinés à la demande supplémentaire. A l'horizon 2015, 3800 MW additionnels sont nécessaires ce qui porte à 7400 MW les investissements en nouvelles capacités de production entre 2006 et 2015. Enfin, les investissements cumulés depuis 2006 sont estimés à 11.000 MW en 2020 dont 60 % sont destinés à répondre à l'accroissement de la consommation électrique. Dans les 40 autres pour cents, les capacités nécessaires pour remplacer les centrales nucléaires déclassées en vertu de la loi sur la sortie du nucléaire représentent un peu plus du tiers. Le lecteur trouvera un calendrier détaillé, par type de centrales, des investissements en nouvelles capacités de production dans l'annexe 2.

Ces investissements sont considérables. A l'horizon 2020, ils représentent quelque 75 % de la capacité totale du parc de production en 2005. Il est dès lors intéressant d'étudier plus avant le rôle des différents facteurs cités plus haut dans cette évolution. L'impact respectif de la demande et des hypothèses de déclasserement des centrales est décrit au graphique 22. Dans la section 7.2, dévolue aux scénarios alternatifs, l'influence de la demande d'électricité sur les besoins en nouvelles capacités sera examinée plus en détail.

Ensuite, le niveau des importations n'est pas négligeable, surtout en 2020 où il est deux fois plus élevé que le niveau de 2005 et représente 10 % de l'offre d'énergie électrique. Si ce niveau devait s'avérer plus modeste, des investissements encore plus importants devraient être consentis. L'augmentation de la part<sup>126</sup> des sources d'énergie intermittentes dans le parc de production (principalement des éoliennes) explique aussi l'évolution des capacités à investir. Pour une production électrique donnée, la nécessité de disposer de compléments de capacité entraîne une augmentation de la capacité totale installée car ces unités produisent durant un nombre d'heures en moyenne plus bas que les unités classiques. Les SER ont par contre l'avantage de ne pas émettre d'émissions de CO<sub>2</sub>. Enfin, le critère de fiabilité retenu influence également l'évolution de la capacité à investir. Un relâchement de ce critère permettrait de réduire les besoins en nouvelles capacités de production mais rendrait notre système électrique plus fragile. Si la marge de réserve du système était abaissée à 11 % (contre 21 % dans le scénario de référence), on estime que cela réduirait de 2500 MW les investissements nécessaires à l'horizon 2020.

<sup>126</sup> De 1% en 2005, cette part passe à 9% en 2020.



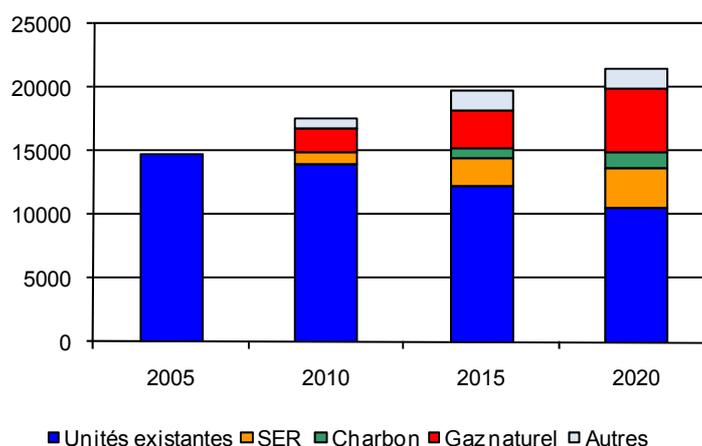
Enfin, les dépenses d'investissement d'ici 2020 sont évaluées à 8,5 milliards euros. Ce chiffre couvre uniquement les dépenses liées à la production. Il n'inclut pas les dépenses liées au transport et à la distribution de l'électricité ni celles associées au développement de l'infrastructure de gaz naturel pour alimenter, le cas échéant, les nouvelles centrales au gaz.

La capacité à investir entre 2008-2017 est évaluée à quelque 9000 MW et les dépenses d'investissement en nouveaux moyens de production à 7,3 milliards d'euros.

#### 7.1.4. La capacité installée du parc électrique belge

Le graphique 23 et le graphique 24 montrent l'évolution de la capacité installée<sup>127</sup> en Belgique par forme d'énergie et par type d'unités de production. Cette distinction ne concerne cependant que les nouvelles unités. La capacité du parc existant (en 2005) est regroupée dans une seule catégorie dénommée « unités existantes »<sup>128</sup>. Ces graphiques sont bien sûr à mettre en regard du graphique 20 donnant l'évolution de l'énergie produite par forme d'énergie.

**Graphique 23 : L'évolution de la capacité installée, par forme d'énergie, scénario de référence (MW)**



Source : PRIMES

SER = sources d'énergie renouvelables.

Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.

En 2010, la capacité installée se monte à 17,6 GW. Plus de la moitié des nouvelles capacités est constituée de centrales brûlant du gaz naturel. Ces capacités regroupent aussi bien des centrales à gaz à cycle combiné (TGV) que des turbines à gaz à cycle ouvert (TAG) ou des centrales de cogénération au gaz na-

<sup>127</sup> Les chiffres de capacité installée ne comprennent pas la capacité des centrales de pompage-turbinage (1308 MW).

<sup>128</sup> La différence entre la capacité des « unités existantes » en 2020 et celle en 2005 représente la capacité des centrales mises hors service entre ces deux dates, soit quelque 4300 MW. Les centrales nucléaires comptent pour 1800 MW, les centrales au charbon pour 700 MW, les centrales à gaz pour 1000 MW et les autres centrales (brûlant des gaz dérivés ou des produits pétroliers) pour 800 MW.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

tuel. Les centrales TGV des producteurs centralisés représentent 800 MW ou 22 % de la capacité totale investie, les TAG 280 MW et les unités au gaz naturel opérées par les producteurs industriels, 650 MW. Les capacités investies dans la catégorie « autres » concernent essentiellement des unités brûlant des gaz de cokerie ou de hauts fourneaux (Carsid, Sidmar). Aucune nouvelle centrale au charbon n'est à épingler. Enfin, 1000 MW de capacité installée viennent gonfler la part du parc électrique dédiée aux SER en 2010.

De nouvelles centrales au charbon font leur apparition en 2015. En 2020, elles représentent 1200 MW de capacité installée sur un total de 21,5 GW. Il s'agit de centrales supercritiques avancées<sup>129</sup> qui fonctionnent principalement en base et remplacent les trois réacteurs nucléaires déclassés en 2015 en vertu de la loi sur la sortie du nucléaire. En 2020 toujours, la capacité des centrales au gaz naturel s'élève à 4900 MW dont 3900 MW sont des TGV. Enfin, la capacité des centrales basées sur des SER s'élève à 3200 MW.

Il est intéressant de noter que, nonobstant la stabilisation de la production électrique à partir de gaz naturel entre 2015 et 2020, le parc de centrales à gaz continue de progresser. Ces évolutions apparemment contradictoires résultent du déplacement vers le haut de ces centrales dans la monotone de charge<sup>130</sup>, et plus particulièrement des centrales TGV. Alors que le facteur de charge moyen<sup>131</sup> des TGV oscille entre 0,64 et 0,70 entre 2005 et 2015, il n'est plus que de 0,47 en 2020.

---

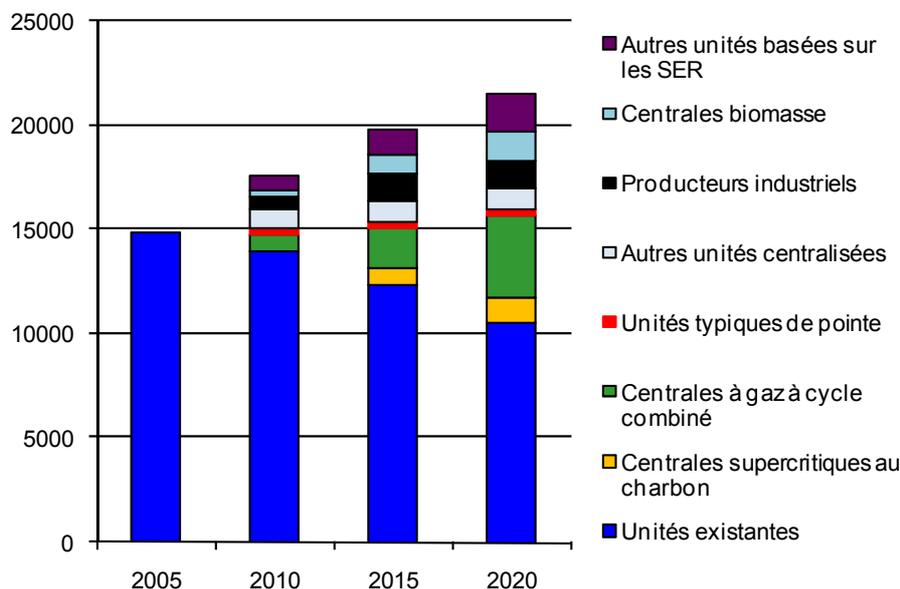
<sup>129</sup> Au stade actuel du développement technologique, les coûts relatifs des technologies « charbon » seraient plus favorables aux centrales supercritiques avancées qu'à la technologie de gazéification du charbon.

<sup>130</sup> Dans la monotone de charge, les centrales sont empilées en fonction de leur mode (ou durée) de fonctionnement : tout d'abord, les centrales qui fonctionnent en base puis celles qui ont une durée d'utilisation moyenne et enfin les centrales de pointe.

<sup>131</sup> Le facteur de charge moyen est un indicateur du mode de fonctionnement d'une centrale ; il est défini comme le rapport entre la production et la capacité divisé par 8.760, le nombre d'heures sur une année.



**Graphique 24 : Evolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario de référence (MW)**



Source : PRIMES

N.B : les autres unités centralisées regroupent essentiellement les turbines à vapeur avec ou sans cogénération et le « repowering » de centrales existantes.

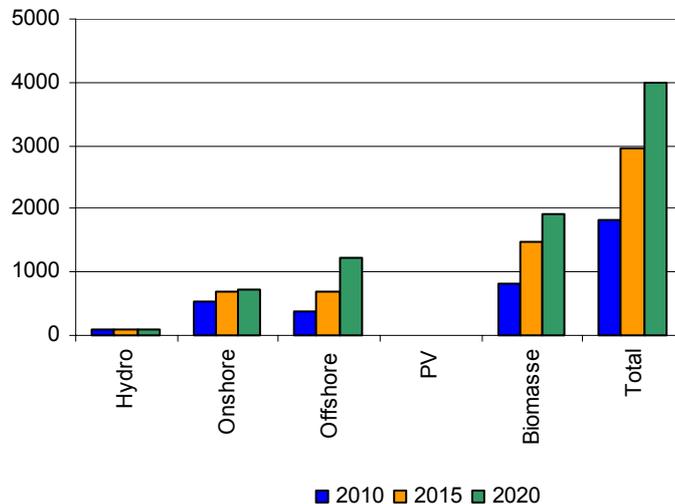
Le graphique 25 donne un éclairage sur l'évolution de la capacité installée des unités basées sur les SER. Il s'agit ici de la capacité installée totale en ce compris les capacités investies sur la période antérieure à 2005 (2005 compris)<sup>132</sup>.

La capacité installée des unités SER progresse régulièrement entre 2005 et 2020. Tous les cinq ans, le parc SER se voit gratifier de quelque 1000 MW supplémentaires. En 2020, les 3900 MW d'unités SER se répartissent de la manière suivante : 1900 MW de centrales biomasse (y compris les centrales de cogénération), 1200 MW d'éoliennes offshore, 700 MW d'éoliennes on-shore et un peu plus de 100 MW de centrales hydro-électriques.

<sup>132</sup> Au Graphique 23 et au Graphique 24 par contre, la répartition par forme d'énergie ou par type d'unité de production ne concerne que les nouvelles capacités investies à partir de 2006.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Graphique 25 : L'évolution de la capacité installée des centrales utilisant des ser, scénario de référence (MW)**



Source : PRIMES

PV = solaire photovoltaïque.

N.B. : le terme « biomasse » regroupe la biomasse proprement dite et les déchets y compris les gaz de décharge.

Enfin, la capacité installée des centrales de cogénération s'élève à 3900 MW<sub>e</sub> en 2020, soit un triplement par rapport à la situation en 2005<sup>133</sup>. La majorité d'entre elles est alimentée par du gaz naturel mais il existe également des unités de cogénération qui brûlent de la biomasse.

Le développement des capacités de production calculé par le modèle et représenté sur le graphique 23 tient compte, dans une certaine mesure, de circonstances qui font que le système de production belge peut s'écarter des conditions normales de fourniture. Ceci est essentiel pour la sécurité d'approvisionnement électrique du pays. Ainsi, le parc de production belge doit respecter le critère de fiabilité qui consiste à avoir une marge de réserve de 21 % (cf. 6.1.7 et le concept de « system reserve margin »). Cette marge de réserve<sup>134</sup> tient compte, entre autres, de circonstances exceptionnelles affectant la charge ou la production, de l'indisponibilité imprévue de certains moyens de production et du caractère intermittent de certaines SER. Le graphique 26 illustre le lien entre la capacité installée calculée par le modèle et la capacité requise pour satisfaire la demande (de pointe) dans des conditions normales.

<sup>133</sup> La définition utilisée ici pour la capacité électrique des unités de cogénération est la même que celle utilisée par Eurostat. Il s'agit de la capacité correspondant à un rendement total de conversion (défini comme le rapport des quantités d'électricité et de vapeur produites et de la consommation de combustibles) d'au moins 80 %.

<sup>134</sup> Il convient cependant de noter que la marge de réserve est évaluée de manière déterministe, elle ne résulte pas d'une analyse probabiliste approfondie.



**Graphique 26 : Capacité installée de production et critère de fiabilité : illustration pour l'année 2020**

Capacité (nette) de production	Indisponibilité moyenne (pannes/révisions)	11 %	= 3,4 GW
	Services système Elia	5 %	
	Fluctuations charge/production	5 %	
	Capacité « non dispatchable »	90 % des SER « intermittentes »	= 1,8 GW
	Capacité disponible = demande de pointe		= 16,3 GW

**Total = 21,5 GW**

**N.B. : les proportions dans le schéma ci-dessus ne reflètent pas exactement les chiffres indiqués.**

En 2017, la capacité installée s'élève à 21,4 GW dont 44 % sont constitués de nouvelles centrales mises en service après 2005 dont on épinglera 4100 MW au gaz naturel, 1200 MW au charbon et 2500 MW à partir de SER. Les trois quarts des centrales au gaz naturel sont des unités à cycle combiné (TGV). En 2017, la capacité installée des unités SER s'élève à quelque 3300 MW répartis de la façon suivante : 1600 MW de centrales biomasse (y compris les centrales de cogénération), 900 MW d'éoliennes offshore, 700 MW d'éoliennes on-shore et 100 MW de centrales hydrauliques.

### 7.1.5. La consommation annuelle de gaz naturel

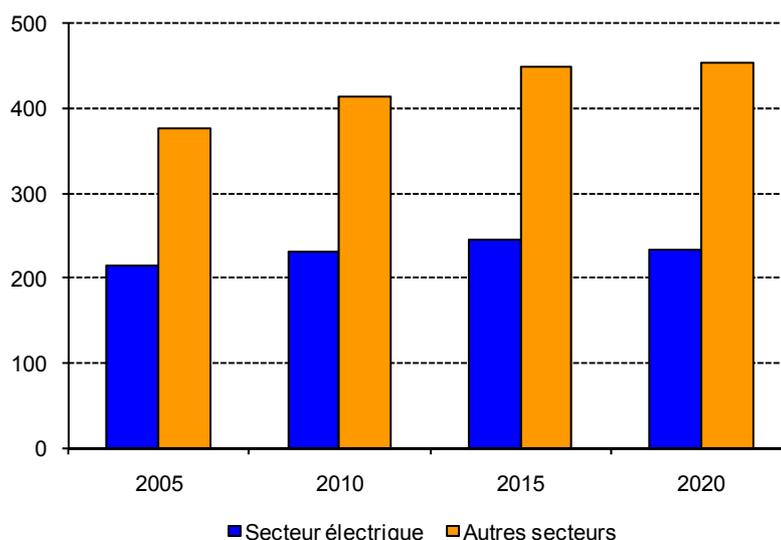
L'évolution de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité présente un intérêt particulier en termes de sécurité d'approvisionnement énergétique qu'il s'agisse de la disponibilité du gaz naturel, de son prix ou des infrastructures nécessaires à son transport. En effet, le secteur électrique est présenté depuis plusieurs années comme le principal responsable de la « ruée » vers le gaz naturel.

Par ailleurs, le modèle PRIMES-interconnecté prend en compte non seulement le développement de la demande de gaz naturel dans le secteur électrique mais aussi dans les autres secteurs (essentiellement de la demande finale). Mises ensemble, ces informations constituent un input pertinent pour l'étude prospective gaz (EPG). Il convient cependant de souligner que les résultats ne concernent que les volumes annuels de gaz naturel alors que certains volets de l'étude prospective gaz nécessitent la connaissance de profils de demande horaires et saisonniers.

Dans le graphique ci-dessous, l'évolution de la consommation de gaz naturel du secteur électrique est mise en perspective avec la demande des autres secteurs. Contrairement aux projections publiées ces

dernières années, les volumes de gaz naturel dédiés à la production électrique ne progressent que très peu : +8 % ou 0,5 % par an en moyenne entre 2005 et 2020. Les hypothèses d'évolution des prix du gaz naturel et l'existence d'une forme d'énergie de substitution - le charbon – sont à l'origine de cette évolution. Dans les autres secteurs, le développement du gaz naturel est plus marqué : +21 % ou 1,3 % par an en moyenne entre 2005 et 2020. Dans ces secteurs, les possibilités de substitution sont plus réduites d'autant que le prix du pétrole est également très élevé. En 2020, le secteur électrique représente un tiers de la demande totale de gaz naturel contre 36 % en 2005.

**Graphique 27 : L'évolution de la consommation de gaz naturel, scénario de référence (PJ)**



Source : PRIMES

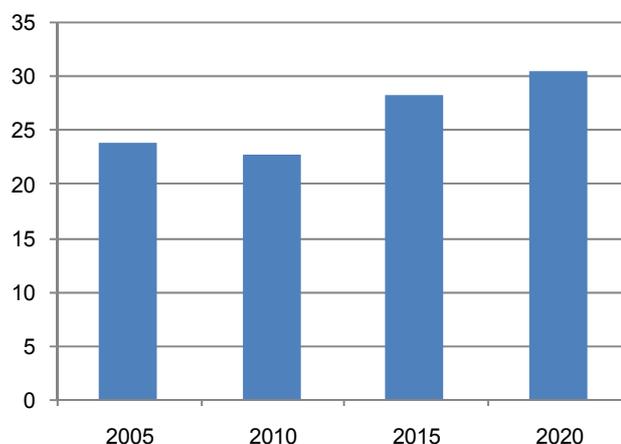
### 7.1.6. Les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)

Le développement des émissions de CO<sub>2</sub> des centrales électriques et de cogénération est le reflet de l'évolution de la structure de la production. Dans un premier temps, de 2005 à 2010, les émissions diminuent de 5 % en raison, d'une part, de l'amélioration du rendement moyen du parc, et d'autre part, de la progression des SER, deux facteurs qui font plus que compenser l'augmentation de la production à partir du gaz naturel qui émet du CO<sub>2</sub>.

Ensuite, les émissions suivent une pente croissante jusqu'à se situer, en 2020, 28 % au-dessus du niveau de 2005. Cet accroissement est principalement imputable aux centrales au charbon qui remplacent, au fur et à mesure de leur déclassement, les centrales nucléaires mais qui permettent également de répondre à l'accroissement de la demande à un moment où les prix du gaz naturel grimpent en flèche et où la compétitivité des centrales à gaz se détériore.



**Graphique 28 : L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> du parc électrique belge, scénario de référence (Mt)**



Source : PRIMES

Le modèle PRIMES-interconnecté permet non seulement de calculer les émissions de CO<sub>2</sub> du parc belge mais aussi les émissions de l'ensemble du système énergétique. Le profil d'évolution des émissions totales est comparable au profil présenté sur le graphique 28 mais les variations sont moins accentuées. Ainsi, les émissions totales de CO<sub>2</sub> énergétique en Belgique évoluent peu entre 2005 et 2010 (-0,5 %) puis s'accroissent régulièrement : en 2020, elles se situent 4,8 % au-dessus du niveau de 2005. Le développement des émissions du secteur électrique n'est pas étranger à cela, c'est le secteur qui enregistre le taux de croissance le plus élevé en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>. En conséquence, la part du secteur électrique dans les émissions totales augmente sensiblement. De 24 % en 2005, elle passe à 30 % en 2020.

En 2017, les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique du parc de production électrique belge sont évaluées à un peu moins de 29 Mt. Elles se situent 20 % au-dessus du niveau d'émission de 2005.

### 7.1.7. Les flux transfrontaliers

Le développement des importations totales nettes d'électricité est décrit au point 7.1.2. Nous précisons ici l'évolution de cet indicateur en comparant l'évolution en Belgique avec celle dans les pays voisins (graphique 29) et en éclatant les importations nettes en ses composantes « importation » et « exportation », par pays d'origine et de destination et en fonction du moment de la journée où les échanges ont lieu. Pour simplifier la représentation, les journées sont scindées en trois périodes : la première correspond à la demande de pointe, la deuxième à la demande de moyenne charge et la troisième à la demande de base. Sur une base annuelle, ces trois périodes comptent respectivement 250, 6.360 et 8.760 heures.

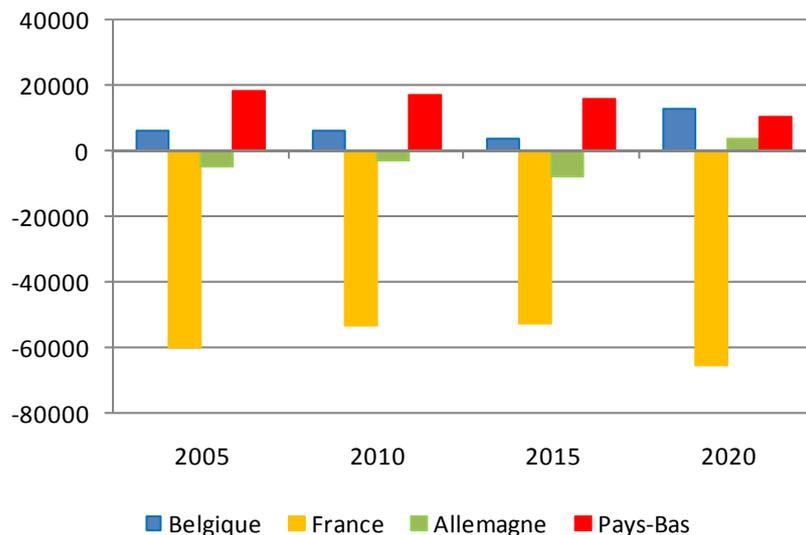
Le graphique 29 montre que les Pays-Bas restent, comme la Belgique, importateurs nets d'électricité sur la période 2005-2020. Cependant, à l'inverse de la Belgique, les importations nettes des Pays-Bas s'érodent petit à petit entre 2005 et 2020 (-42 %) et se situent, en 2020, en-dessous du niveau de la Belgique (10,3 TWh contre 12,7 TWh). Ensuite, l'Allemagne devint importateur net en 2020 (3,4 TWh). Enfin, la France reste le plus gros exportateur net d'Europe<sup>135</sup>. Le profil d'évolution de ses exportations a la

<sup>135</sup> Elle exporte vers tous les pays voisins: la Belgique, le Royaume-Uni, l'Italie, l'Allemagne, la Suisse et l'Espagne.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

forme d'un U inversé. En 2020, ses exportations nettes s'élèvent à 65,6 TWh soit 5,3 TWh de plus qu'en 2005.

**Graphique 29 : L'évolution des importations nettes d'électricité de la Belgique et des pays voisins, scénario de référence (GWh)**

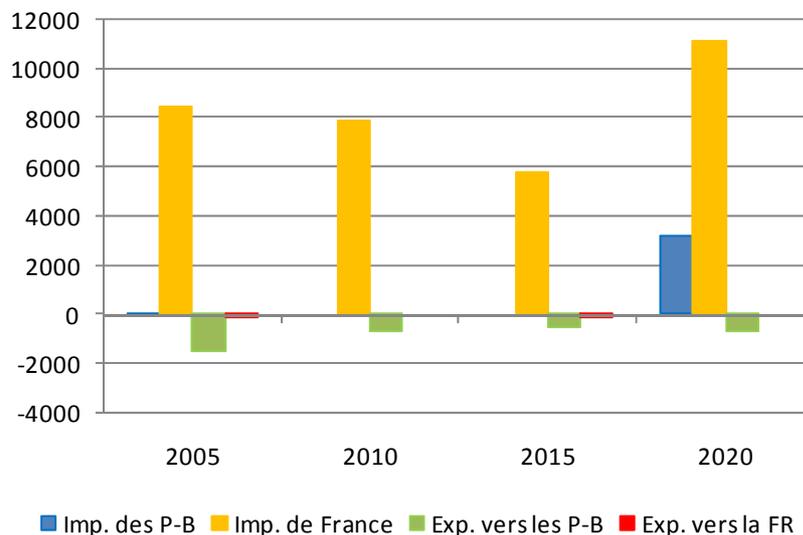


Source : PRIMES

Les flux transfrontaliers de la Belgique ont lieu soit de et vers les Pays-Bas, soit de et vers la France (il n'existe pas de connexion entre la Belgique et l'Allemagne). Le graphique 30 donne un éclairage sur l'origine et la destination de ces flux transfrontaliers. Ce sont les importations en provenance de la France qui continuent à dominer les échanges d'ici 2020. Néanmoins, des importations des Pays-Bas de quelque 3,2 TWh viennent s'y ajouter en 2020. Du côté des exportations, elles restent modestes vers la France et se stabilisent autour des 500-700 GWh vers les Pays-Bas entre 2010 et 2020.



**Graphique 30 : L'évolution des échanges transfrontaliers avec la France et les Pays-Bas, scénario de référence (GWh)**



Source : PRIMES

N.B.: les importations sont notées positivement, les exportations négativement.

Le graphique 31 montre que la Belgique importe principalement de l'électricité de moyenne charge et de base. Les exportations vers les Pays-Bas sont constituées d'électricité produite pendant les périodes de pointe ou de moyenne charge. Le fait que la Belgique importe et exporte à la fois de l'électricité de moyenne charge de et vers les Pays-Bas (en 2020) peut s'expliquer par une complémentarité des profils de demande dans les deux pays en dehors des périodes de pointe et de base. Enfin, pendant les périodes de pointe, la Belgique exporte une centaine de GWh par an vers les Pays-Bas sur toute la période de projection.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Graphique 31 : L'évolution des échanges par segment de charge, scénario de référence (GWh)**



Source : PRIMES

Nous avons vu au point 7.1.2 que l'importation d'électricité constitue, dans un contexte international, une option non négligeable pour satisfaire la demande domestique, à tout le moins à l'horizon 2020. Ainsi en 2020, les flux d'importation nette sont estimés à 12,7 TWh, soit 50 % de plus que la moyenne sur les cinq dernières années (2004-2008). La contribution des importations nettes à la demande électrique belge (11 % en 2020) reste toutefois comparable aux taux observés ces dernières années (11 % en 2006, 8 % en 2007 et 12 % en 2008).

Pour évaluer la sécurité d'approvisionnement de la Belgique dans de telles circonstances, il convient d'apprécier les flux d'importation calculés par le modèle avec les capacités d'interconnexion ou plutôt avec la capacité « minimale garantie » par le gestionnaire de transport Elia, sur une base annuelle. La capacité « minimale garantie » est la capacité d'importation qui est disponible à chaque heure de l'année pour les acteurs du marché et qui offre des garanties maximales pour la sécurité d'approvisionnement<sup>136</sup>. Le « minimum garanti » se distingue de la capacité commerciale moyenne mise à la disposition du mar-

<sup>136</sup> Voir le Point de vue d'Elia concernant le projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 (3 avril 2009).

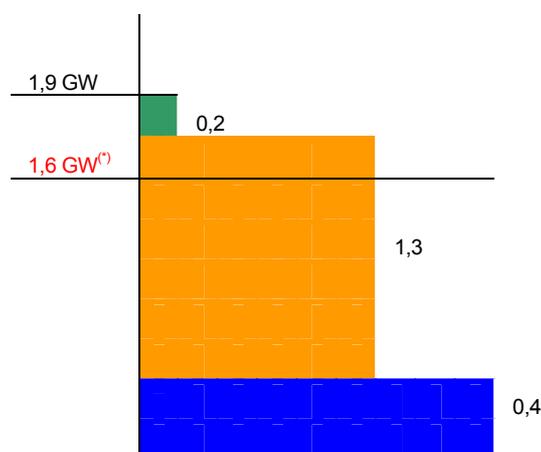


ché et de la capacité maximum allouée, qui toutes deux lui sont supérieures. Le « minimum garanti » est défini ex ante pour chacune des frontières (frontière sud avec la France et frontière nord avec les Pays-Bas). En 2008, la capacité « minimale garantie » était de 1.600 MW à la frontière sud et de 833 MW à la frontière nord, soit 2433 MW au total<sup>137</sup>.

A partir des flux d'importation représentés sur le graphique 31 et de la durée des segments de charge, il est possible de traduire l'importation d'électricité en termes de capacité et ensuite de comparer le résultat avec la capacité « minimale garantie » en 2008. Ce faisant on aura une indication<sup>138</sup> du degré de sécurité d'approvisionnement du pays.

Le calcul est surtout intéressant pour les importations de France et pour l'année 2020. Le résultat est représenté au graphique 32. On y constate que la capacité d'importation en 2020 devrait être de 1.900 MW, soit 300 MW de plus que la capacité « minimale garantie » en 2008. Cela veut dire que si la capacité « minimale garantie » en 2020 reste identique à celle de 2008 (i.e. *ceteris paribus*), il y a un risque qu'à certains moments, les importations projetées ne puissent être réalisées. Toutefois, l'on peut supposer que d'ici 2020, de nouveaux investissements (déphaseurs, nouvelles capacités d'interconnexion) permettront d'augmenter la capacité « minimale garantie » en 2020 et ainsi de réduire ou d'annuler le risque. Et si tel n'était pas le cas, l'on pourrait faire appel, le cas échéant, au parc de production disponible dans le pays<sup>139</sup> qui est dimensionné pour satisfaire la demande de pointe compte tenu d'un certain niveau de réserves établi de manière exogène et déterministe (cf. 7.1.4).

**Graphique 32 : La capacité d'importation sollicitée en 2020 à la frontière sud vs le « minimum garanti », 2008**



(\*) : minimum garanti 2008.

<sup>137</sup> A titre de comparaison, la capacité commerciale moyenne d'importation était de 3.880 MW en 2008 et la capacité maximum allouée s'élevait à 5.000 MW.

<sup>138</sup> Il s'agit bien ici d'une indication et non d'un calcul précis, car la répartition simplifiée des flux d'électricité entre trois segments de charge ne permet qu'une évaluation sommaire des capacités d'importation.

<sup>139</sup> Ce qui conduirait cependant à des coûts plus élevés.

## 7.2. Les scénarios alternatifs

Outre l'analyse du scénario de référence, d'autres scénarios ont également été examinés. Pour rappel, les scénarios alternatifs associent en réalité trois types différents d'incertitude, à savoir l'incertitude liée à la demande d'électricité, celle liée à la valeur carbone et celle liée à la sortie du nucléaire. Au total, 11 scénarios alternatifs ont été définis. Dans cette partie, plusieurs d'entre eux sont examinés de façon plus détaillée. Le choix s'est porté sur quatre scénarios « simples » (c.-à-d. ne comportant qu'un seul type d'incertitude), étant donné que les résultats de ces quatre scénarios sont ceux qui s'écartent en général le plus du scénario de référence<sup>140</sup>. Il s'agit des scénarios suivants :

- Base\_Nuc : les déterminants exogènes de la demande d'électricité et la valeur du carbone sont identiques aux valeurs incluses dans le scénario de référence, mais ce scénario laisse l'option nucléaire ouverte. Autrement dit, la durée de vie des centrales nucléaires existantes passe à 60 ans, mais aucune centrale nucléaire supplémentaire n'est construite ;
- Base\_HiCV : les déterminants exogènes de la demande d'électricité sont les mêmes que dans le scénario de référence, l'abandon progressif de l'énergie nucléaire se fait conformément à la loi sur la sortie du nucléaire, mais l'hypothèse relative à la valeur du carbone est revue à la hausse (voir aussi le graphique 17) ;
- LoGro : les hypothèses relatives à la valeur du carbone et à la sortie du nucléaire sont identiques à celles reprises dans le scénario de référence, mais la demande d'électricité est inférieure à celle de ce scénario en raison d'une croissance économique plus faible et de mesures volontaristes d'économies d'énergie ;
- HiGro : les hypothèses relatives à la valeur carbone et la sortie du nucléaire sont identiques à celles du scénario de référence, mais la demande d'électricité est supérieure à celle de ce scénario en raison d'une croissance économique plus forte.

L'analyse ci-dessous passe en revue les mêmes indicateurs que ceux examinés dans la partie précédente. Des graphiques sont utilisés afin de souligner les différences entre les scénarios. Chaque graphique contient en outre l'illustration (niveau, structure et évolution) du scénario de référence, de façon à ce que le lecteur puisse faire facilement la comparaison avec ce scénario présenté de manière détaillée dans la partie 7.1.

---

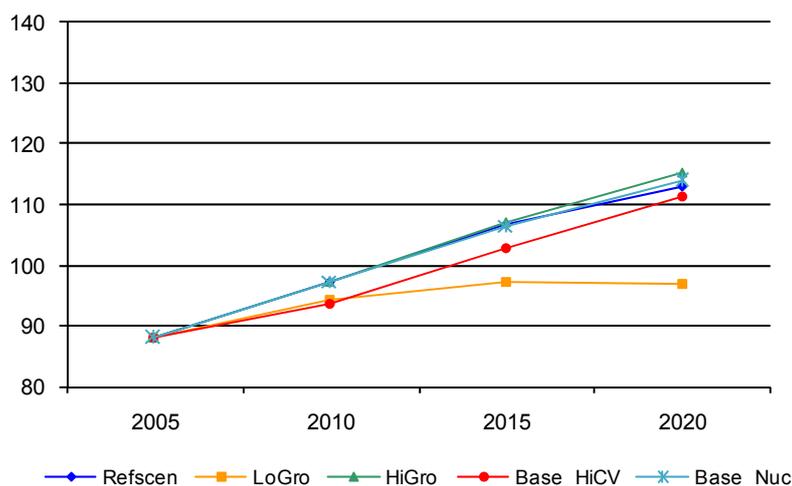
<sup>140</sup> Quelques résultats marquants des autres scénarios alternatifs (qui combinent plusieurs types d'incertitude) sont décrits succinctement au point. 7.3.



### 7.2.1. La demande d'électricité

Le graphique 33 montre l'évolution de la demande d'électricité sur la période 2005-2020.

**Graphique 33 : L'évolution comparée de la demande d'électricité dans le scénario de référence et les scénarios alternatifs, période 2005-2020 (TWh)**



Source : PRIMES

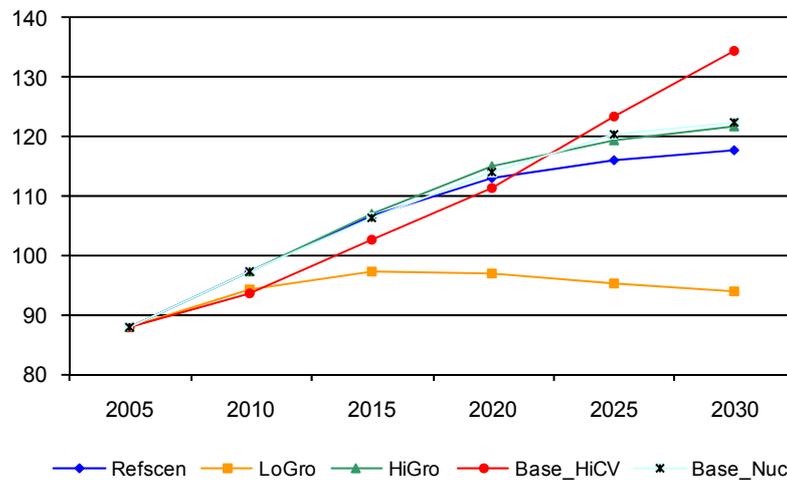
Il ressort clairement de ce graphique que le niveau de la demande dans le scénario LoGro est assez nettement inférieur à celui des autres scénarios, ce qui, en soi, n'est pas étonnant, dès lors que ce scénario repose sur l'efficacité énergétique, sur la maîtrise de la demande et sur une croissance économique plus faible. Ce qui étonne, en revanche, c'est le niveau de la demande dans le scénario Base\_HiCV, qui se situe sous celui des trois autres scénarios et qui, en 2020, se rapproche de celui du scénario de référence (tout en restant inférieur à celui-ci). Ce mouvement résulte en réalité de deux effets distincts, à savoir : 1) le fait que la valeur du carbone entraîne une diminution globale de la demande de services énergétiques ; 2) l'apparition d'un « fuel switch » liée à la mise en place d'une valeur du carbone plus élevée qui fait en sorte que les combustibles fossiles (dont la combustion produit du CO<sub>2</sub>) sont remplacés, lorsque c'est possible, par l'électricité. Il est vrai que l'instauration d'une valeur carbone pénalise moins l'électricité que les combustibles fossiles, si bien qu'une valeur du carbone (plus élevée) peut entraîner une augmentation de la consommation d'électricité. Au début de la période de projection, c'est surtout le premier effet qui est visible (en raison de l'« effet de stock »). Toutefois, si l'on prolonge la ligne du temps (cf. graphique 34), on observe l'influence du second effet après 2020<sup>141</sup>, lorsque la courbe de croissance du scénario Base\_HiCV pointe rapidement vers le haut et atteint en 2030 la demande électrique la plus élevée de tous les scénarios envisagés. Dans ce scénario, le taux de croissance annuel moyen sur la période 2005-2030 atteint même 1,7 %, contre 1,2 % dans le scénario de référence.

A l'annexe 4, le lecteur trouvera d'autres indicateurs relatifs à la demande d'électricité, qui permettent de comparer l'évolution de l'efficacité et de l'intensité électriques dans les différents scénarios étudiés.

<sup>141</sup> La valeur carbone dans le scénario Base\_HiCV atteint 58 euros/tCO<sub>2</sub> en 2025 et 60 euros/tCO<sub>2</sub> en 2030, contre respectivement 23 et 24 euros/tCO<sub>2</sub> dans le scénario de référence.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Graphique 34 : L'évolution comparée de la demande d'électricité dans le scénario de référence et les scénarios alternatifs, période 2005-2030 (TWh)**



Source : PRIMES

Si l'on prolonge la ligne du temps, on s'aperçoit également qu'après 2015, la courbe de la demande pour Base\_Nuc est sur le point de dépasser celle du scénario de référence. Ceci s'explique par le fait que dans ce scénario, le parc nucléaire actuel – qui est, par ailleurs, totalement amorti – reste tout à fait opérationnel. Le coût moyen de production pour de telles centrales nucléaires amorties est nettement inférieur à celui de n'importe quelle centrale neuve (cf. Devogelaer et Gusbin, 2007), ce qui entraîne, dans le modèle, une baisse sensible des prix de l'électricité, laquelle initie à son tour une hausse de la consommation électrique.

Pour information, le tableau 18 donne les taux de croissance annuels moyens dans tous les scénarios envisagés au cours des deux différentes périodes auxquelles se réfèrent le graphique 31, le graphique 33 et le graphique 34.

**Tableau 18 : Comparaison entre les taux de croissance annuels moyens dans le scénario de référence et les scénarios alternatifs pour les périodes 2005-2020 et 2005-2030 (%)**

	20//05	30//05
Refscen	1,7 %	1,2 %
LoGro	0,7 %	0,3 %
HiGro	1,8 %	1,3 %
Base_HiCV	1,6 %	1,7 %
Base_Nuc	1,7 %	1,3 %

Source : PRIMES

// : taux de croissance annuel moyen.



### 7.2.2. L'offre d'électricité

Pour répondre à la demande, il faut une offre. Cette offre peut être alimentée par des importations en provenance de l'étranger et par notre production nationale. Le graphique 35 montre que le niveau des importations nettes varie sensiblement selon le scénario envisagé. Ce niveau est le plus élevé dans le scénario LoGro et le plus bas dans le scénario Base\_Nuc.

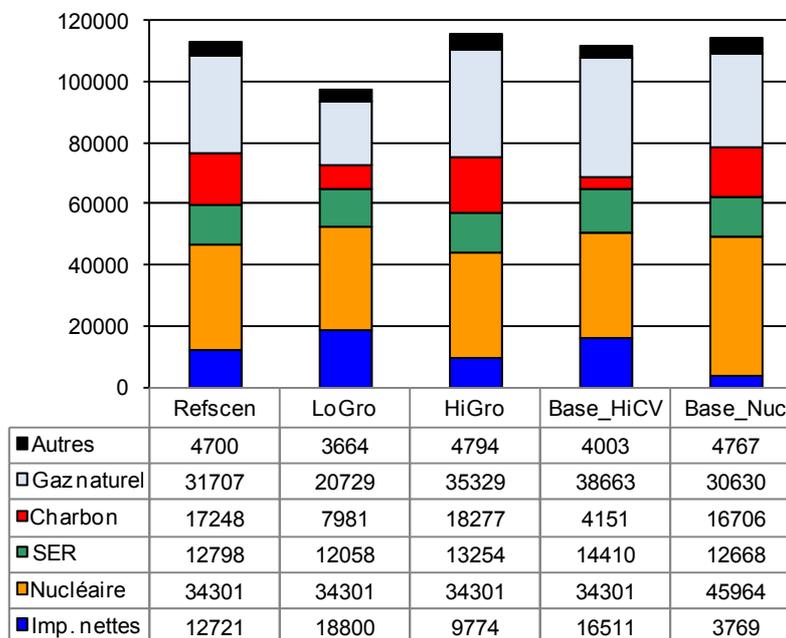
Le niveau élevé des importations d'électricité dans le scénario LoGro s'explique par le fait que tous les pays qui nous entourent connaissent également une plus faible croissance de la consommation d'électricité<sup>142</sup>, mais que conformément aux lois de l'économie, ils doivent rentabiliser leur capacité installée. La production excédentaire qui n'est pas utilisée pour couvrir la demande intérieure est donc mise sur le réseau et transportée vers les pays où il est économiquement rentable d'acheter de l'électricité à l'étranger (au lieu de la produire). De ce fait, dans ce scénario, les importations nettes d'électricité (surtout en provenance de la France) augmentent d'environ 50 % en 2020 par rapport au scénario de référence.

Dans le scénario Base\_Nuc, les importations nettes sont, au contraire, très basses (70 % de moins en 2020 par rapport au scénario de référence), ce qui s'explique principalement par le fait que ce scénario prévoit la possibilité d'exploiter toutes les centrales nucléaires totalement amorties au-delà de 2015. Leur coût moyen de production est donc plus faible que celui de n'importe quelle centrale neuve, ce qui rend la production de base sensiblement plus avantageuse et capable de supporter la concurrence de l'électricité bon marché produite dans les pays voisins.

---

<sup>142</sup> Les hypothèses qui ont été définies pour la Belgique dans le scénario LoGro ont également été appliquées dans les autres pays. De ce fait, la demande française dégringole entre 2005 et 2020, passant de 1,0 % en moyenne à 0,0 %. En Allemagne, elle passe de 1,0 % à 0,4 % par an, et, aux Pays-Bas, de 2,0 % à 0,8 %.

**Graphique 35 : L'électricité produite et l'électricité importée : comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, année 2020 (GWh)**



Source : PRIMES

SER = sources d'énergie renouvelables.

Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.

Tout comme les importations, le niveau total de la production d'électricité varie également d'un scénario à l'autre. Par rapport au scénario de référence, la production totale d'électricité en 2020 est 5 % plus basse dans le scénario Base\_HiCV, 10 % plus élevée dans le scénario Base\_Nuc, 22 % plus basse dans LoGro et 5 % plus élevée dans HiGro.

En ce qui concerne la composition du mix énergétique, on constate que le niveau de la production d'électricité d'origine nucléaire est le même dans tous les scénarios où la sortie du nucléaire est effective. Seul le scénario Base\_Nuc peut faire davantage appel à l'énergie nucléaire en raison de la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes. Dans ce scénario, l'énergie nucléaire représenterait dès lors 42 % de la production d'électricité en 2020 (contre maximum 36 % dans les autres scénarios).

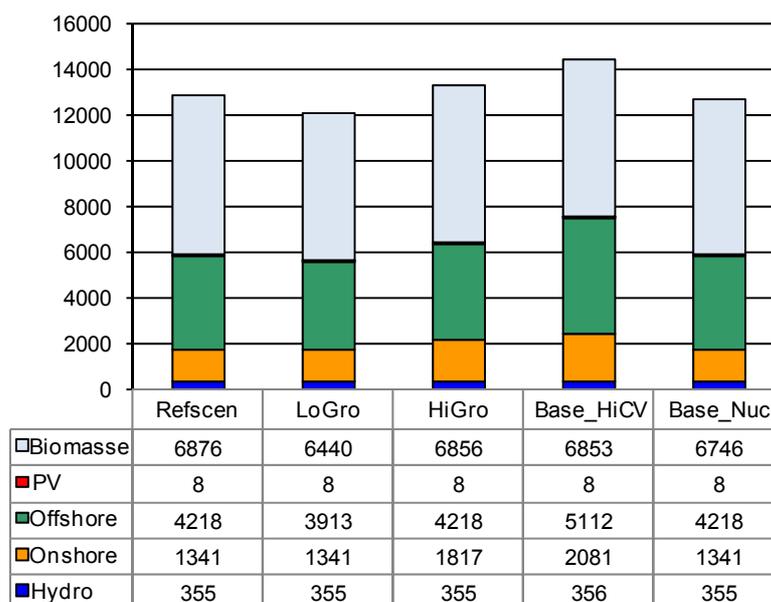
L'utilisation de charbon varie fortement selon le scénario envisagé. Dans le scénario de référence, 17 % de l'électricité est produite en 2020 au départ de la combustion de charbon (voir aussi le point 7.1.2) et c'est également le cas du scénario dans lequel on prévoit une plus forte demande d'électricité. Le scénario Base\_Nuc compte également pour 15 % sur le charbon, dès lors que les centrales nucléaires maintenues en fonction ne suffisent pas à elles seules pour satisfaire la demande de base. Dans les scénarios LoGro et Base\_HiCV, la part d'électricité produite à l'aide de charbon atteint des valeurs relativement basses, et ce, pour différentes raisons. LoGro compte moins sur le charbon parce que l'électricité nucléaire et les importations d'électricité suffisent pour absorber une grosse partie de la demande, tandis que dans le scénario Base\_HiCV, la préférence est donnée à des formes d'énergie qui ont une moindre teneur en carbone que le charbon.



Dans le scénario de référence, le gaz naturel représente environ un tiers de la production d'électricité en 2020, de même que dans HiGro. Dans les scénarios LoGro et Base\_Nuc, le gaz naturel est nettement moins utilisé : dans le premier cas, c'est parce que la demande est plus faible et que les importations nettes d'électricité absorbent déjà une part considérable de la demande d'électricité, et, dans le deuxième cas, c'est parce que les centrales nucléaires assurent une part relativement importante de la production. C'est dans le scénario Base\_HiCV que la part du gaz naturel est la plus élevée (40 % en 2020), principalement en raison du fait que ce combustible a une moindre teneur en carbone que le charbon (et le pétrole) et qu'il est donc moins pénalisé par la valeur plus élevée du carbone.

Selon le scénario, les sources d'énergie renouvelables représentent entre 11 et 15 % de la production nationale d'électricité en 2020. La part des énergies renouvelables (et leur niveau absolu) atteint son niveau le plus élevé dans le scénario Base\_HiCV, étant donné que dans ce scénario, la valeur plus élevée du carbone donne un avantage relatif aux SER en termes de coûts. Parmi ces SER, ce sont les installations éoliennes onshore et offshore qui prédominent (cf. graphique 36).

**Graphique 36 : L'électricité produite au départ de SER : comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, 2020 (GWh)**



Source : PRIMES

PV = solaire photovoltaïque.

N.B. : le terme « biomasse » regroupe la biomasse proprement dite et les déchets y compris les gaz de décharge.

Les évolutions relatives aux SER dans les scénarios alternatifs ont également été comparées à l'objectif belge de 13 %, stipulé dans la directive « renouvelables » du paquet énergie-climat. Cette comparaison se trouve dans l'annexe 6.

Le coût moyen de production varie également d'un scénario à l'autre. Les écarts trouvent leur origine dans le niveau de la production domestique, la valeur du carbone ou encore les besoins en capacité de production (qui dépendent principalement de l'évolution de la demande électrique). C'est dans le scénario LoGro que le coût moyen de production augmente le moins entre 2005 et 2020 : +13 % (contre +16 % dans le scénario de référence). De fait, ce scénario se caractérise par des besoins en capacité de pro-

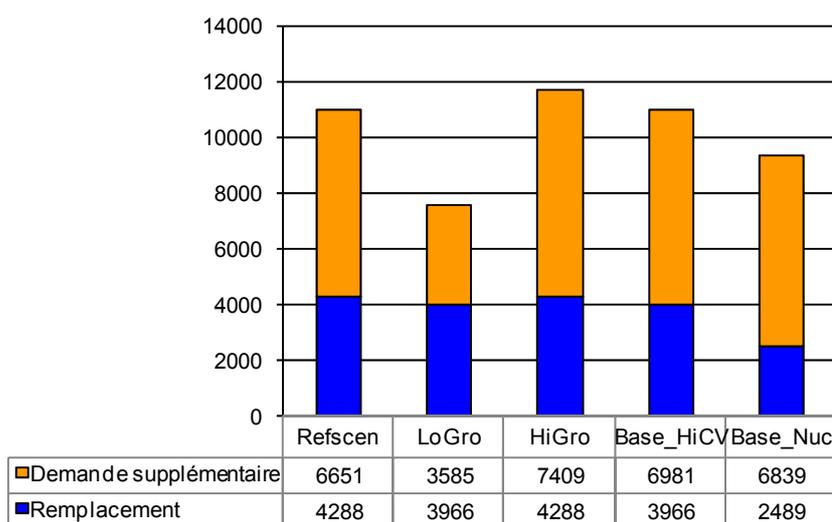
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

duction et par un niveau de production domestique en deçà de ceux des autres scénarios. Dans les autres scénarios alternatifs, l'accroissement du coût moyen de production s'établit autour de 18-19 % entre 2005 et 2020. Il convient de souligner que le coût moyen de production ne tient pas compte, par définition, du coût des importations d'électricité. Il ne correspond donc pas au coût total de l'offre d'énergie électrique en Belgique.

### 7.2.3. Les investissements dans de nouvelles capacités de production

Le graphique 37 compare les investissements (cumulés) réalisés dans de nouvelles capacités de production à la fin de la période de projection. Une distinction est faite selon qu'il s'agit d'investissements nécessaires pour répondre aux besoins accrus en électricité (« demande supplémentaire ») ou pour remplacer des unités de production vieilles ou mises hors service (« investissement de remplacement<sup>143</sup> »).

**Graphique 37 : Les investissements dans de nouvelles capacités de production : comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, période 2006-2020 (MW)**



Source : PRIMES

Deux éléments sautent immédiatement aux yeux à la lecture de ce graphique : d'une part, le faible niveau de la composante « demande supplémentaire » dans le scénario LoGro et, d'autre part, le besoin limité d'investissements de remplacement dans Base\_Nuc.

Etant donné que LoGro postule une croissance modeste de la demande d'électricité (le rythme annuel de croissance est en moyenne de 0,7 % sur la période 2005-2020, contre 1,7 % dans le scénario de référence), croissance qui est, de plus, largement absorbée par des importations, les investissements nécessaires sont nettement moins importants (-3400 MW par rapport au scénario de référence). Cela a bien sûr un impact sur les dépenses d'investissement en production d'ici 2020. Elles ne sont plus que de 6,1 milliards d'euros, soit 28 % inférieures à celles estimées dans le scénario de référence.

<sup>143</sup> Ces remplacements ne doivent pas nécessairement intervenir à la fin de la durée de vie technique des centrales ; le modèle détermine lui-même, dans chaque scénario, quand le remplacement a lieu.



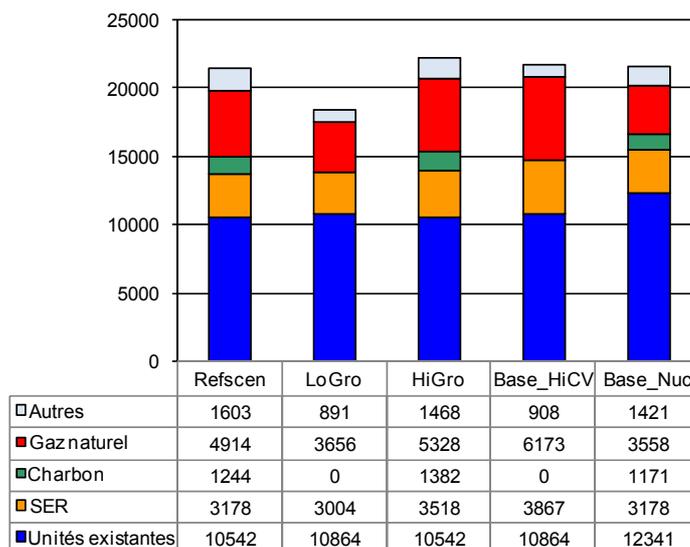
Le faible niveau atteint dans le scénario Base\_Nuc (-1600 MW par rapport au scénario de référence) s'explique du fait que dans ce scénario, les centrales nucléaires continuent à faire partie de l'arsenal de production tout au long de la période envisagée. Leur durée de vie opérationnelle est portée à 60 ans, si bien que leur remplacement est repoussé à une plus lointaine échéance, ce qui fait forcément baisser le montant des investissements de remplacement nécessaires. En conséquence, les dépenses d'investissement sont réduites de 10 % par rapport à celles évaluées dans le scénario de référence.

Les besoins globaux en termes d'investissements sont équivalents dans le scénario Base\_HiCV et dans le scénario de référence, même si leurs compositions respectives divergent (cf. 7.2.4). Dans le scénario HiGro, les investissements sont supérieurs de 750 MW à ceux du scénario de référence. Traduites en termes de dépenses d'investissement, ces évolutions conduisent respectivement à une réduction de 1 % et à une augmentation de 8 % par rapport au scénario de référence.

#### 7.2.4. La capacité installée du parc électrique belge

Le graphique 38, élaboré au départ de données présentées au point 7.2.3, présente la capacité installée totale du parc de production belge. Ce graphique présente séparément la capacité des centrales existantes<sup>144</sup> et des nouvelles centrales (par type de combustible).

**Graphique 38 : La capacité installée - comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, 2020 (MW)**



Source : PRIMES

SER = sources d'énergie renouvelables.

Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.

Le nombre de MW correspondant aux centrales existantes ne présente un écart important que dans le scénario Base\_Nuc, ce qui s'explique par le maintien en activité de toutes les centrales nucléaires existantes. On observe par ailleurs que la présence de centrales nucléaires ne constitue pas une entrave au

<sup>144</sup> Ces centrales existent déjà en 2005 et sont présentées en un seul bloc, sans faire de distinction sur la base de la forme d'énergie.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

développement des SER, puisque l'on retrouve dans ce scénario la même capacité additionnelle de SER que dans le scénario de référence.

Aucune nouvelle centrale au charbon n'est prévue dans les scénarios LoGro et Base\_HiCV. Dans le premier cas, c'est parce que la consommation est moindre et que les autres centrales (et les importations) peuvent couvrir les besoins à moindre coût, et, dans le deuxième cas, c'est parce que les centrales fonctionnant avec d'autres combustibles sont plus compétitives en raison de la valeur plus élevée du carbone.

Dans tous les scénarios, les centrales au gaz naturel gagnent du terrain par rapport à 2005. La progression des centrales au gaz est la plus sensible dans le scénario Base\_HiCV, en raison de la plus faible teneur en carbone du gaz naturel, et la moins sensible dans Base\_Nuc, étant donné que les centrales nucléaires entièrement amorties continuent à faire partie du parc de production.

On remarque enfin que bien que la production d'électricité dans le scénario Base\_HiCV soit de 5 % inférieure à celle du scénario de référence en 2020, la capacité installée y est légèrement supérieure (+330 MW en 2020). Cette capacité supplémentaire sert en réalité à compenser la forte représentation de SER présentant un caractère intermittent (principalement les parcs d'éoliennes). En effet, une capacité complémentaire<sup>145</sup> est requise afin de garantir un certain niveau de production sur une base annuelle, ce qui provoque un bond au niveau de la capacité installée (et a donc un impact sur les investissements dans de nouvelles capacités de production, cf. 7.2.3).

L'évolution de la capacité installée entre 2005 et 2020, par type de centrale, est illustrée dans l'annexe 2 pour chaque scénario (le scénario de référence et les quatre scénarios alternatifs). Cette annexe donne également le calendrier des investissements dans de nouvelles capacités de production pour chacun de ces scénarios.

### 7.2.5. La consommation annuelle de gaz naturel

En ce qui concerne la consommation annuelle de gaz naturel du secteur de l'électricité, c'est le scénario Base\_HiCV qui affiche la consommation la plus élevée en 2020, ce qui s'explique par la plus faible teneur en carbone du gaz naturel. Bien que les prix du gaz naturel soient élevés à la fin de la période envisagée (46USD/bep en 2020), si l'on y intègre une valeur du carbone plus élevée (54 euros/t CO<sub>2</sub> en 2020), ce combustible reste une composante importante de la production d'électricité.

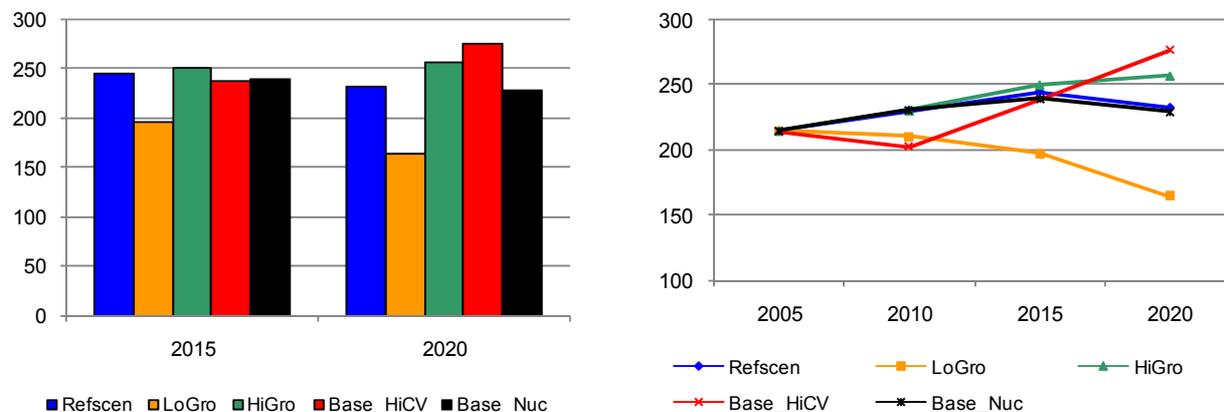
Après 2015, le scénario de référence et le scénario Base\_Nuc présentent une légère diminution de la consommation de gaz naturel, et ce, principalement en raison de son prix élevé. Le scénario LoGro affiche la consommation la plus faible, ce qui est dû une nouvelle fois à la moindre demande électrique, et donc aux moindres besoins en combustibles. En proportion, la part du gaz naturel dans la production d'électricité ne s'écarte toutefois pas sensiblement de celle du scénario de base (26 % en 2020, contre 31 % dans le scénario de référence).

---

<sup>145</sup> La capacité complémentaire dont il est question ici découle de l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie pendant une année donnée.



**Graphique 39 : L'évolution comparée de la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique dans le scénario de base et les scénarios alternatifs, 2005 et 2020 (PJ)**



Source : PRIMES

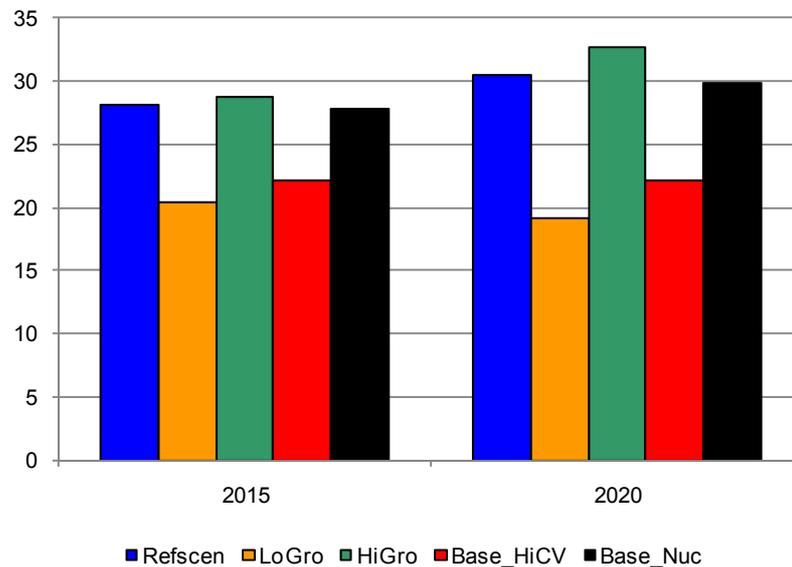
### 7.2.6. Les émissions de CO<sub>2</sub>

Les changements au sein de la structure du parc de production ont un impact sur l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur de l'électricité. L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> dans le scénario de référence a déjà été évoquée dans la partie 7.1.6. Le graphique 40 reprend cette évolution, de même que les projections d'émissions de CO<sub>2</sub> des scénarios alternatifs. En observant le graphique, on voit immédiatement que du point de vue des émissions de CO<sub>2</sub>, le scénario de référence est précédé et suivi de près par les scénarios HiGro et Base\_Nuc. Les émissions de CO<sub>2</sub> de HiGro sont en effet légèrement supérieures (+7 % en 2020) en raison d'une production d'électricité plus importante au départ de charbon (et de gaz naturel), tandis que celles de Base\_Nuc sont très légèrement inférieures à celles du scénario de référence (-2 % en 2020). Ce dernier résultat est la résultante de deux tendances opposées : d'une part, une baisse des émissions causée par la poursuite de l'exploitation des trois centrales nucléaires qui, dans le scénario de référence, ferment leurs portes conformément à la loi sur la sortie du nucléaire, et d'autre part, une hausse des émissions due à un recours moindre aux importations d'électricité. Les effets complets du scénario Base\_Nuc (maintien en activité des centrales nucléaires existantes) ne deviennent réellement visibles qu'après 2020 (étant donné que, conformément à la loi sur la sortie du nucléaire, la dernière centrale nucléaire fermera ses portes en 2025).

Les scénarios LoGro et Base\_HiCV présentent des émissions de CO<sub>2</sub> nettement plus basses. Par rapport à 2005, les émissions de CO<sub>2</sub> associées au scénario Base\_HiCV sont 7 % plus basses en 2020 (27 % de moins par rapport au scénario de référence en 2020) et celles associées au scénario LoGro sont 20 % plus basses (37 % de moins par rapport au scénario de référence en 2020). Dans le cas du scénario LoGro, cela s'explique par le niveau moindre de la production globale d'électricité, et donc, des émissions, tandis que dans le scénario Base\_HiCV, c'est à cause de la plus forte représentation des SER dans l'offre et du recours nettement moins important au charbon à des fins de production d'électricité.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Graphique 40 : Les émissions de CO<sub>2</sub> du parc de production électrique belge : comparaison entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs, 2015 et 2020 (Mt)**



Source : PRIMES

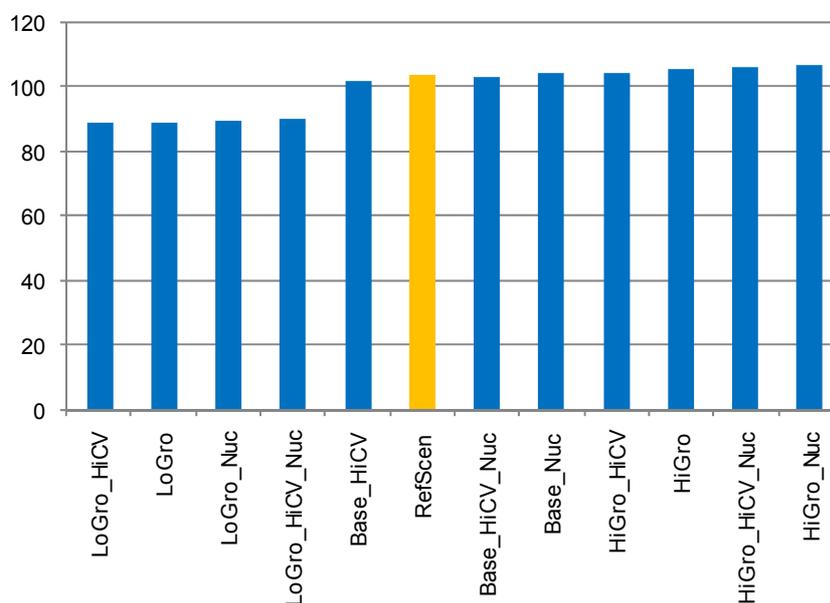
### 7.3. Une vue générale des perspectives

Cette section complète l'analyse du scénario de référence et des quatre scénarios alternatifs présentés ci-dessus avec les informations pertinentes issues des autres scénarios alternatifs et avec des évolutions à plus long terme (2030). Pour savoir quelles hypothèses se cachent derrière les différents scénarios, le lecteur se référera au tableau 10 du point 5.1.3.

Le graphique 41 compare le niveau de la consommation finale d'électricité en 2020 dans les différents scénarios. On y voit que l'option nucléaire a pour effet d'augmenter légèrement le niveau de la consommation électrique, toutes choses égales par ailleurs, tandis qu'une valeur du carbone plus élevée a pour effet de la réduire quelque peu. L'impact est néanmoins marginal, il est de l'ordre du pour cent.



**Graphique 41 : La consommation finale d'électricité en 2020, selon le scénario (TWh)**

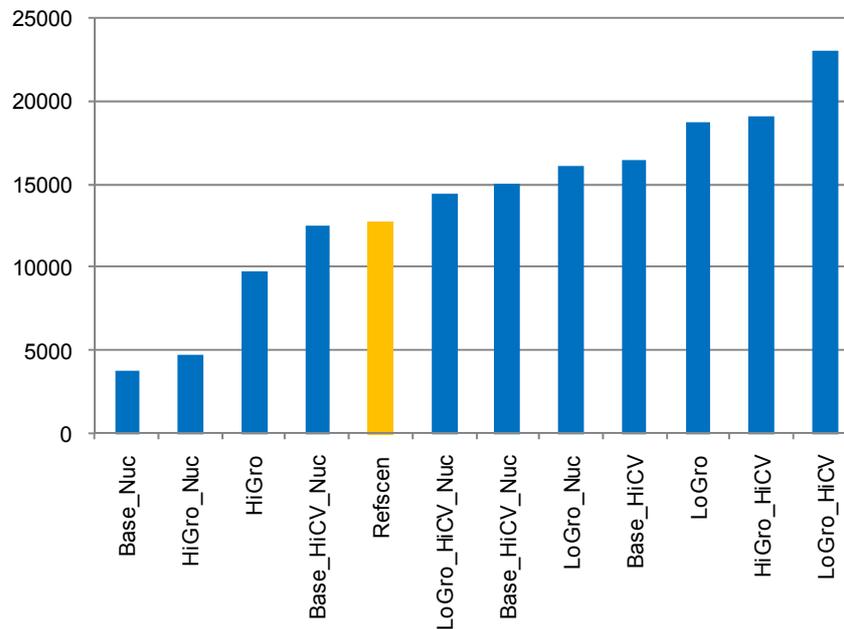


Source : PRIMES

A l'horizon 2030, l'impact de l'option nucléaire et de la valeur du carbone sur la demande électrique est beaucoup plus marqué et joue en faveur de l'électricité. En effet, à ce moment-là c'est la totalité du parc nucléaire qui est concernée et l'utilisation de capacités nucléaires complètement amorties a pour effet de baisser le coût moyen de production ce qui dans le modèle se traduit par une baisse des prix entraînant un surcroît de consommation. Quant au prix du carbone, il atteint en 2030 des valeurs (i.e. 60 euros/t CO<sub>2</sub>) qui pénalisent encore plus lourdement les combustibles fossiles au bénéfice de l'électricité. Pour un scénario de demande donné (référence, LoGro ou HiGro), le maintien du nucléaire a pour effet d'augmenter la consommation électrique de 4 à 5 % tandis que l'impact d'une valeur du carbone plus élevée se chiffre à un peu plus de 10 %.

Le graphique 42 compare cette fois les importations nettes d'électricité. Sans entrer dans le détail, quelques tendances se dégagent. D'abord, l'hypothèse d'une demande électrique plus modérée dans tous les pays étudiés, a pour effet de dégager des surplus de capacité de production qui peuvent être mis à profit par les différents pays et notamment par la Belgique. Cela a pour effet d'augmenter les importations nettes et de diminuer les besoins en nouvelles capacités de production (voir infra). A l'inverse, le maintien de l'option nucléaire tend à limiter le recours aux importations. Enfin, l'impact du prix du carbone est plus difficile à évaluer dans la mesure où cette valeur affecte de manière différenciée les pays en fonction de leur structure de production électrique. Il semblerait cependant qu'une valeur plus élevée (HiCV) du carbone pousserait la Belgique à importer davantage d'électricité.

**Graphique 42 : Les importations nettes d'électricité de la Belgique en 2020, selon le scénario (GWh)**

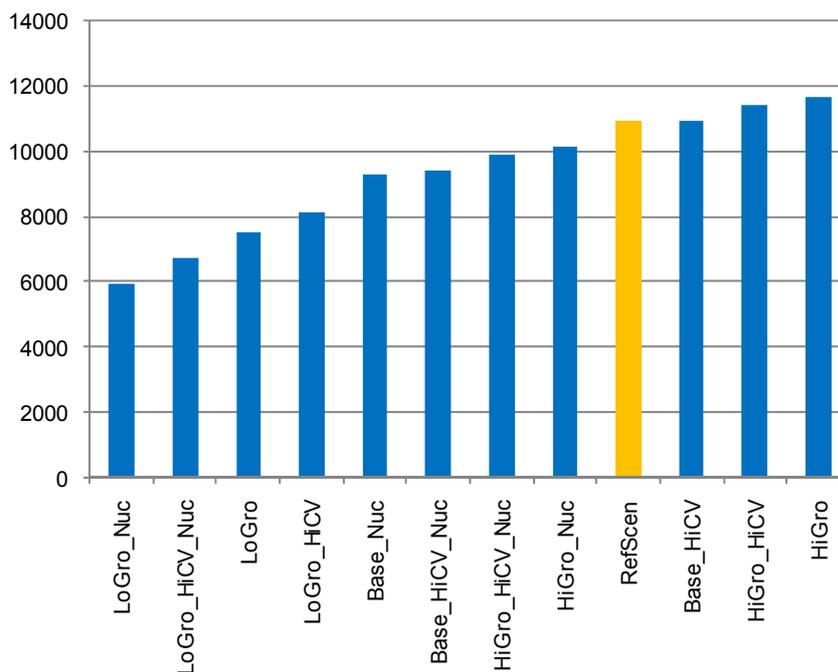


Source : PRIMES

Les besoins dans de nouvelles capacités de production peuvent varier du simple au double en 2020 en fonction du scénario envisagé (graphique 43). Le minimum (6000 MW) correspond au scénario où la demande électrique est modérée et où la production nucléaire est maintenue tandis que le maximum (12000 MW) découle du scénario où la demande électrique est soutenue et où la loi sur la sortie du nucléaire est mise en œuvre. La capacité investie à l'horizon 2020 est toujours inférieure à celle évaluée dans le scénario de référence lorsque la croissance de la demande d'électricité est faible et/ou lorsque le parc nucléaire est maintenu. Quant à l'impact de la valeur du carbone sur les investissements, on constate en général qu'un renchérissement du prix du carbone induit des investissements supplémentaires, ce qui peut s'expliquer par un recours accru aux SER dont certaines sont intermittentes et nécessitent des compléments de capacité pour couvrir la demande à tous moments.



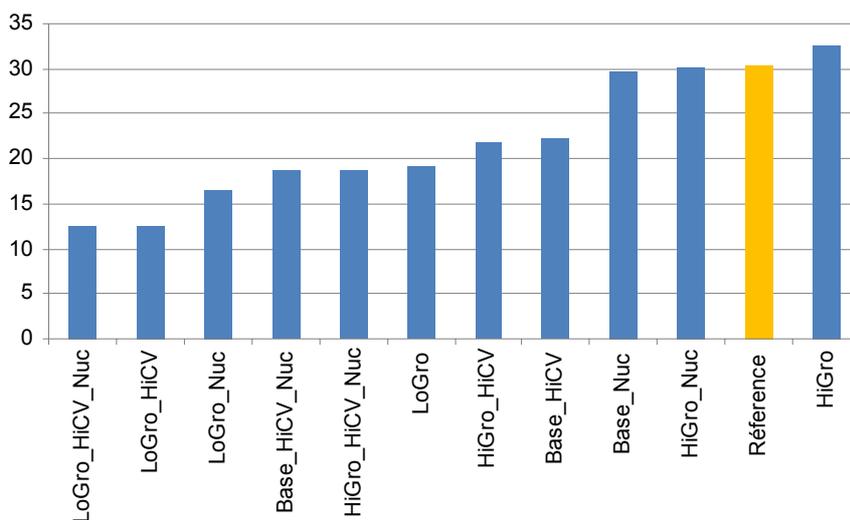
**Graphique 43 : Les investissements dans de nouvelles capacités de production, selon le scénario (MW)**



Source : PRIMES

Le graphique 44 montre l'influence des différentes combinaisons d'hypothèses sur les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique du secteur électrique.

**Graphique 44 : Les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique du secteur électrique en 2020, selon le scénario (Mt)**



Source : PRIMES

L'écart entre le niveau le plus bas et le niveau le plus élevé est important : un facteur 2,5 les sépare. Sans surprise, ce sont les scénarios qui combinent au moins deux des trois hypothèses suivantes, qui présentent les niveaux d'émission les plus faibles (entre 12 et 16 Mt) : une demande électrique modérée, une

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

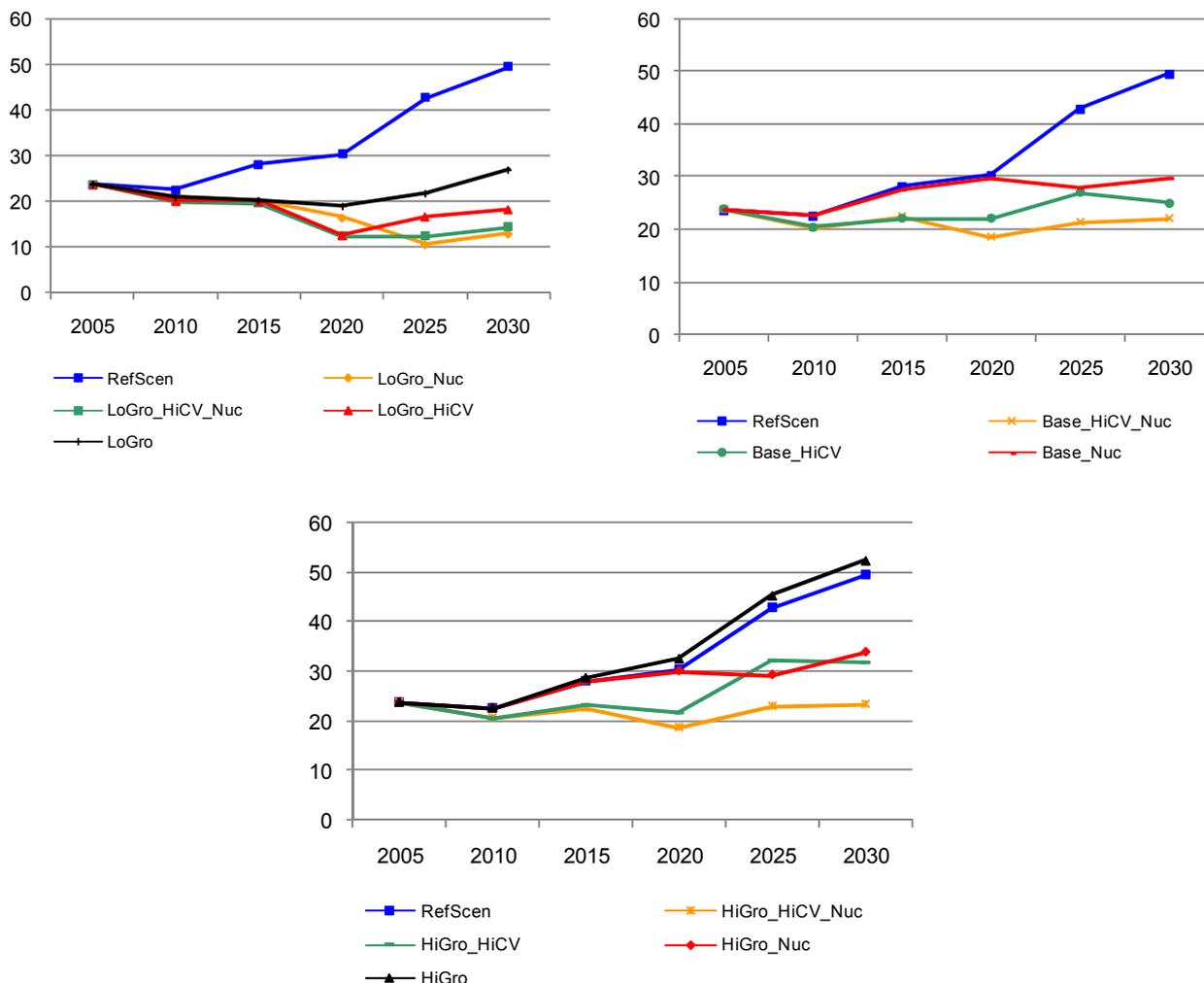
valeur du carbone élevée et le maintien du nucléaire. A l'opposé, une croissance électrique non maîtrisée combinée avec des valeurs du carbone modestes, conduit à des émissions qui oscillent autour de 30 Mt (soit un cinquième des émissions totales actuelles de gaz à effet de serre en Belgique). Le maintien du nucléaire agit bien sûr aussi positivement sur les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique mais l'impact est limité car la mesure ne concerne qu'un tiers de la capacité nucléaire belge d'ici 2020.

Au niveau du système énergétique belge (tous secteurs confondus), le facteur qui agit le plus efficacement sur les émissions de CO<sub>2</sub> est une valeur élevée du carbone car elle affecte non seulement la structure de la production d'électricité mais aussi le niveau et la composition de la consommation énergétique totale. Une demande électrique plus modérée et l'option nucléaire ont aussi un impact positif sur les émissions mais il est principalement le reflet de l'évolution des émissions dans le seul secteur électrique.

Dans les sections 7.1 et 7.2, l'analyse des différents scénarios se concentre sur la période 2005-2020 et sur les années de 2008 et 2017 que couvre la présente étude prospective. Dans la mesure où l'impact de certaines incertitudes est plus marqué à long terme, il nous a semblé utile de montrer les évolutions des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique jusqu'en 2030 selon le scénario.



**Graphique 45 : L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique du secteur électrique jusqu'en 2030, selon le scénario (Mt de CO<sub>2</sub>)**



Source : PRIMES

Premier enseignement : l'écart se creuse entre le niveau supérieur et le niveau inférieur. En 2030, c'est un facteur 4 qui sépare les deux niveaux extrêmes d'émission. Ensuite, l'hypothèse relative au nucléaire a un impact beaucoup plus marqué. En 2030 et en vertu de la loi sur la sortie du nucléaire, c'est la totalité du parc nucléaire qui sera arrêtée (environ 6000 MW) et qui devra être remplacée par d'autres moyens de production. Enfin, différentes combinaisons d'incertitude permettent d'atteindre des niveaux intermédiaires d'émissions (entre 20 et 35 Mt) sans qu'un facteur domine en termes d'impact. Les niveaux les plus bas sont par contre toujours ceux où se combinent les hypothèses d'une demande électrique modérée, d'une valeur du carbone élevée et du maintien du nucléaire.

## 7.4. Comparaison avec le PI2005 et le rapport CE2030

Après avoir décrit les différences entre les hypothèses de la présente étude prospective électricité et celles du programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014 de la CREG (CREG, 2005) et du rapport de la Commission Energie 2030 (CE2030, 2007) dans la section 6.3, nous esquissons

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

maintenant les effets de ces hypothèses sur plusieurs indicateurs. Les écarts les plus importants sont représentés dans des graphiques et expliqués dans la mesure du possible.

Dans le cadre de cette analyse comparative, nous avons sélectionné un scénario par étude afin de faciliter la comparaison et dans le souci de garder une vue d'ensemble. Les scénarios analysés sont les suivants : le scénario de référence de l'EPE et de l'étude CE2030, le scénario S2, Belgique autonome<sup>146</sup> pour le PI2005.

#### 7.4.1. La demande d'électricité

##### **L'évolution de la demande finale d'énergie dans le scénario de référence de l'EPE**

La croissance de la demande finale d'électricité dans le scénario de référence de l'EPE est bien supérieure à celle calculée dans le scénario de référence de la CE2030 ou utilisée dans le PI2005. Ce résultat peut paraître surprenant si on ne le met pas en perspective avec le développement de la consommation des autres formes d'énergie au niveau de la demande finale.

En effet, si on compare les projections de la demande énergétique finale totale dans les scénarios de référence de l'EPE et de la CE2030<sup>147</sup>, on constate que cette demande est plus faible dans le premier scénario que dans le second en 2020. La différence est de 1350 ktep, soit un peu moins de 4 % de la consommation finale d'énergie en 2005. Des prix plus élevés pour les énergies fossiles et une valeur du carbone supérieure ont pour effet de réduire le niveau de la demande énergétique totale, effet qui est accompagné de modifications dans la composition de la demande. Ainsi, la consommation de charbon, de produits pétroliers et de gaz naturel se situe, dans le scénario de référence de l'EPE, en deçà de la consommation calculée dans le scénario de référence de la CE2030, alors que c'est l'inverse pour la consommation d'électricité, de vapeur et de SER. Le tableau 19 illustre ces changements.

La première comparaison porte sur la demande d'électricité. Bien que la demande dans l'EPE soit, au départ, légèrement inférieure à celle dans les deux autres études<sup>148</sup>, l'écart se comble rapidement. C'est finalement dans l'EPE que la demande atteint le niveau le plus élevé en 2020. Au cours de la période de projection 2005-2020, la demande croît au rythme annuel moyen de 1,7 % dans l'EPE, contre 1,1 % dans la CE2030 et 1,4 % dans le PI2005<sup>149</sup>. La croissance rapide de la demande dans l'EPE s'explique notamment par une valeur du carbone élevée (22 euros/tCO<sub>2</sub> en 2020 contre 16 euros/tCO<sub>2</sub> dans le PI2005 et 5 euros/tCO<sub>2</sub> dans l'étude CE2030) qui favorise la consommation d'électricité par rapport aux autres formes d'énergie.

<sup>146</sup> Ce choix a été opéré après consultation de la CREG qui a proposé ce scénario dans une perspective de comparaison avec les scénarios PRIMES.

<sup>147</sup> Le PI2005 se focalise sur la demande électrique et ne fournit pas de perspectives pour les autres formes d'énergie.

<sup>148</sup> Cela est dû au fait que les chiffres pour l'année 2005 sont des données statistiques dans l'EPE mais des projections dans les deux autres études.

<sup>149</sup> Par rapport aux chiffres observés en 2005, les taux de croissance sont respectivement de 1,2 % et de 1,5 %.

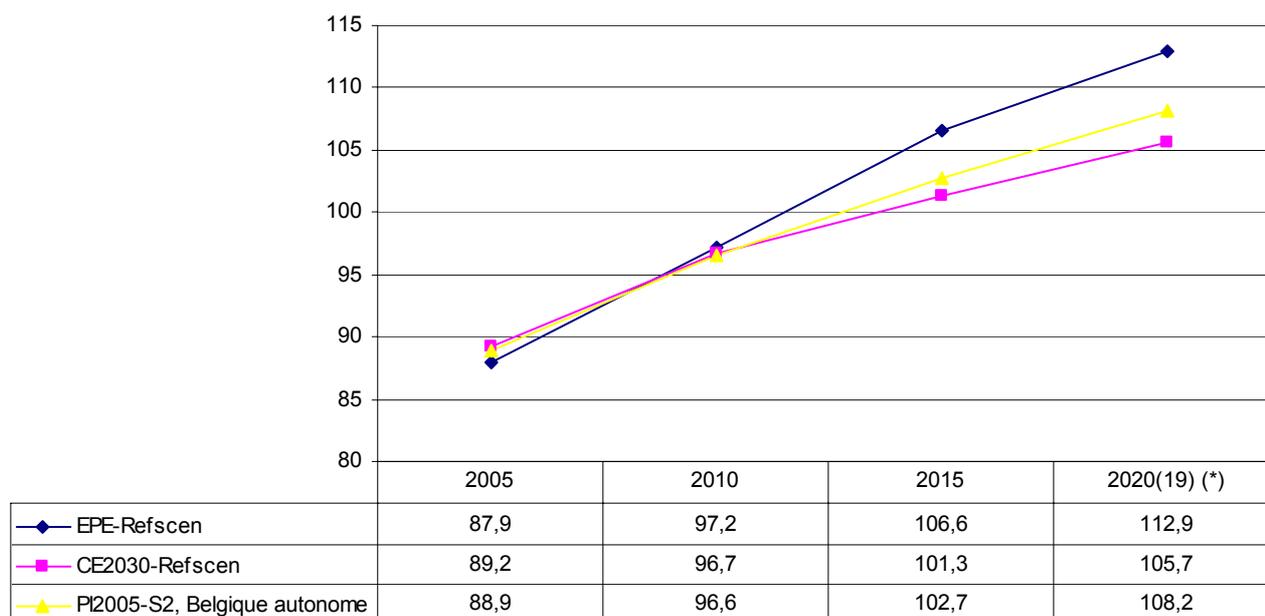


**Tableau 19 : Comparaison de la demande finale d'énergie : les scénarios de référence de l'EPE et de la CE2030, 2020 (ktep)**

	EPE – scén. réf.	CE2030- scén. réf.
Combustibles solides	1747	2143
Produits pétroliers	16198	17003
Combustibles gazeux	9680	11052
Electricité	8915	8597
Vapeur	1924	1529
SER	1382	873
<b>Total</b>	<b>39845</b>	<b>41197</b>

Source : PRIMES, CE2030

**Graphique 46 : Comparaison de l'évolution de la demande d'électricité : EPE, PI2005 et CE2030, période 2005-2020 (TWh)**



Source : PRIMES, CE2030, PI2005

(\*) : 2019 dans PI2005, 2020 dans EPE et dans CE2030.

### 7.4.2. L'offre d'électricité

Pour répondre à la demande, l'offre doit suivre. Elle provient soit de la production électrique en Belgique, soit des importations de l'étranger. Le présent point se focalise sur le niveau des importations nettes. Les points 7.4.3 et 7.4.4 s'attachent indirectement à la production électrique en Belgique. Elles abordent plus particulièrement la capacité nécessaire pour satisfaire la demande déduction faite des importations. Nous n'avons pas comparé les niveaux de production électrique dans les trois études puisque chacune d'entre elles se fonde sur une définition différente de la production (production brute versus production nette,

prise en compte ou non du pompage-turbinage). Dans ces conditions, il est très difficile de réaliser une comparaison fiable.

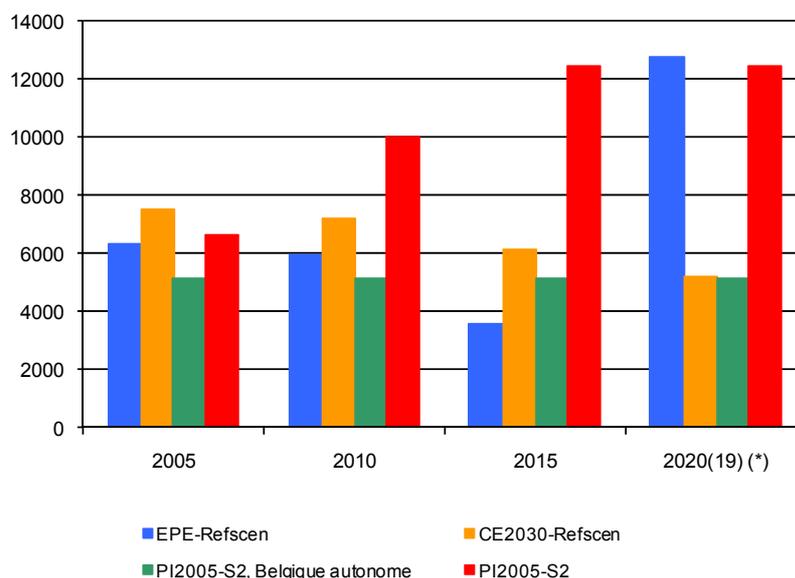
Le graphique 47 montre qu'en 2010, le niveau des importations nettes dans l'EPE se situe dans l'intervalle des niveaux mesurés dans les deux autres scénarios pris en considération. Ensuite, il diminue sensiblement pour finalement dépasser le niveau des deux autres scénarios après 2015 et représenter plus du double de ces niveaux à l'horizon 2020.

Ce sont surtout les variations de niveau dans l'EPE qui attirent l'attention. Elles s'expliquent par l'utilisation du modèle PRIMES-interconnecté dans lequel les importations et les exportations sont modélisées de manière endogène. La modélisation, conçue par pays, est axée sur la dynamique du système énergétique d'un pays et intègre les échanges transfrontaliers d'électricité (voir également 6.1.6).

Dans le scénario de référence de l'étude CE2030 (réalisée avec PRIMES également), les importations nettes sont également déterminées de manière endogène mais leur niveau est plus faible que dans l'EPE. Cet écart de niveau peut être expliqué par un certain nombre d'hypothèses : une valeur du carbone plus basse, des prix de l'énergie moins élevés, etc. Il montre en tous cas la grande sensibilité des échanges électriques aux hypothèses de départ. Le scénario du PI2005 sélectionné pour réaliser la comparaison avec les deux autres études (S2, Belgique autonome) repose sur l'indépendance – ou l'indépendance relative – de la Belgique en matière de production électrique. Seules les participations d'Electrabel et de SPE dans la production électrique des centrales de Chooz (F) sont comptabilisées comme importations, ce qui donne un bilan annuel d'importations de 5,1 TWh. Toutefois, le PI2005 prévoit aussi des scénarios où le niveau net des importations est sensiblement plus élevé. A titre d'information, le graphique 47 présente un deuxième scénario du PI2005, à savoir le scénario S2, dans lequel le niveau des importations correspond à la variante élevée des importations (pour plus d'informations, voir CREG, 2005). Les projections de l'EPE et l'hypothèse du scénario S2 du PI2005 débouchent pratiquement sur les mêmes résultats.



**Graphique 47 : Comparaison de l'évolution des importations nettes : EPE, PI2005 et CE2030, période 2005-2020 (GWh)**



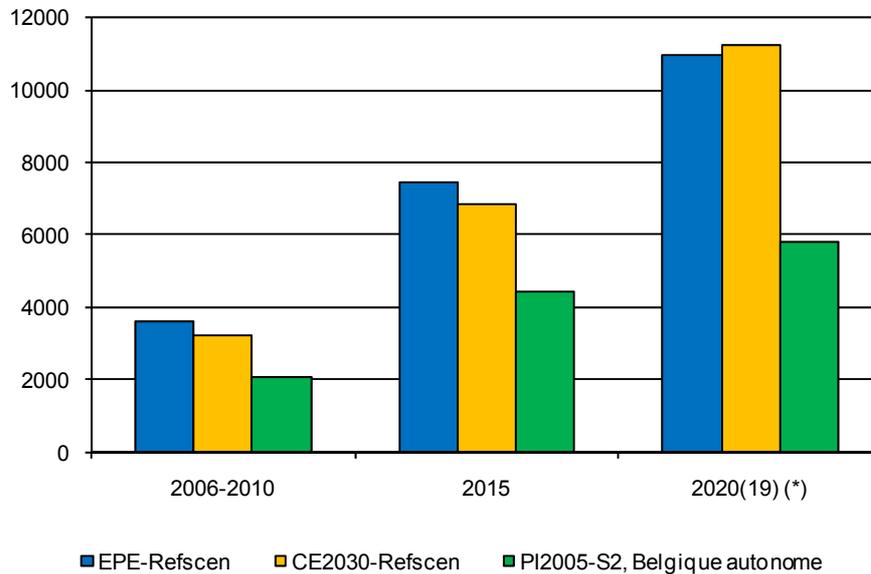
Source : PRIMES, CE2030, PI2005

(\*) : 2019 dans PI2005, 2020 dans EPE et CE2030.

### 7.4.3. Les investissements dans de nouvelles capacités de production

Lorsque nous analysons les différences au niveau des investissements nécessaires pour répondre à la demande en Belgique, nous constatons que le niveau d'investissements dans le PI2005 est sensiblement inférieur à celui dans les deux autres études.

**Graphique 48 : Comparaison des investissements dans de nouvelles capacités de production : EPE, PI2005 en CE2030 (MW)**



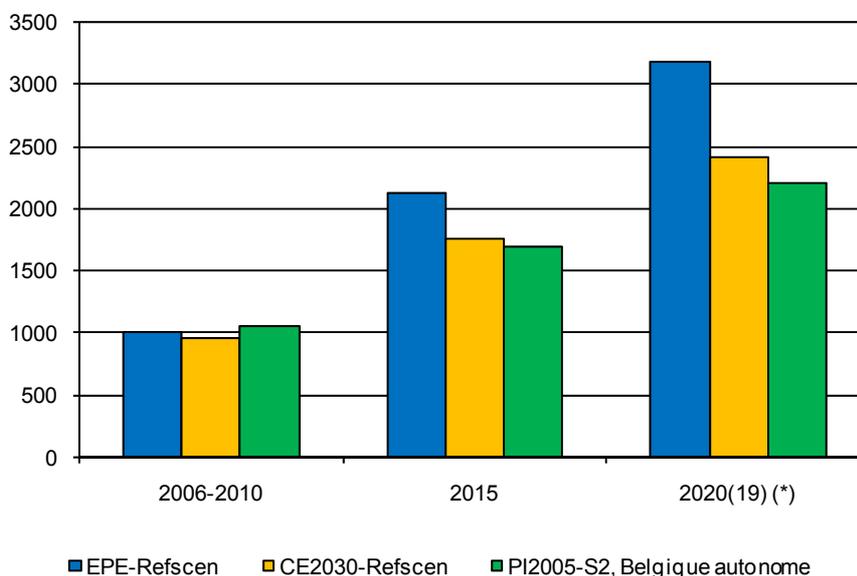
Source : PRIMES

(\*) : 2019 dans PI2005, 2020 dans EPE et CE2030.

L'écart s'explique en partie par les hypothèses de déclassement des centrales existantes. Le PI2005 n'envisage que la fermeture des centrales nucléaires à partir de 2015 (toutes les autres centrales sont supposées rester opérationnelles sur l'ensemble de la durée de projection). Une autre explication est que l'on investit davantage dans les SER dans les études EPE et CE2030, ce qui exige non seulement des investissements mais aussi une capacité complémentaire pour faire face au caractère intermittent (et donc pas constamment disponible) de certaines SER. Le graphique 49 reproduit les investissements dans de nouvelles capacités de production basées sur les SER.



**Graphique 49 : Comparaison des investissements dans de nouvelles capacités de production SER : EPE, PI2005 et CE2030 (MW)**



Source : PRIMES

(\*) : 2019 dans PI2005, 2020 dans EPE et CE2030.

On remarque que les investissements en SER à partir de 2015 sont clairement plus importants dans l'EPE que dans les deux autres études, ce qui est dû, d'une part, à une politique post-Kyoto plus volontariste caractérisée par des valeurs du carbone relativement élevées (valeur de 22 euros/t CO<sub>2</sub> en 2020) et, d'autre part, aux prix plus élevés des combustibles fossiles.

#### 7.4.4. La capacité installée du parc électrique belge

Il ressort du graphique 50 que les barres afférentes à l'étude EPE sont systématiquement plus élevées que les barres des deux autres études. Deux facteurs peuvent être soulignés :

- la production plus élevée d'électricité<sup>150</sup> dans l'EPE en 2015 : pour pouvoir augmenter la production, il convient d'étendre la capacité ;
- la part plus élevée des sources d'énergie renouvelables dans l'EPE : une part plus élevée de sources d'énergie intermittentes nécessite une capacité complémentaire, ce qui passe par une augmentation de la capacité installée totale.

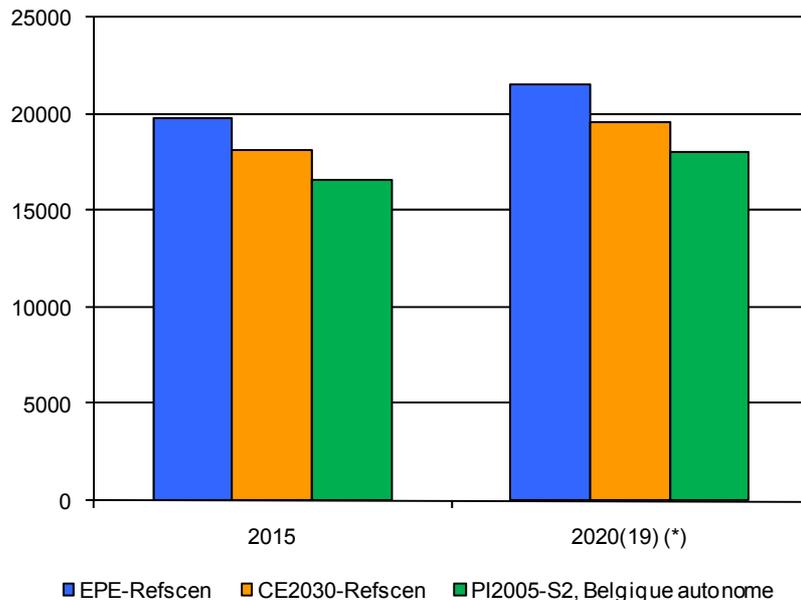
Par conséquent, l'écart entre l'EPE et le PI2005 atteint 3400 MW en 2015 et un peu moins de 3900 MW en 2020. L'écart entre l'EPE et la CE2030 est plus faible (un peu moins de 1700 MW en 2015, près de 1900 MW en 2020, soit près de la moitié de l'écart entre l'EPE et le PI2005).

<sup>150</sup> Le facteur production est plus pertinent que le facteur demande étant donné que la demande peut également être satisfaite par les importations. Malgré la difficulté de comparer les niveaux de production (cf. 7.4.2), on peut affirmer qu'en 2015, la production électrique est plus élevée dans l'EPE que dans les deux autres études car cette année-là, la demande est plus élevée et les importations nettes sont plus faibles.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Par ailleurs, un troisième facteur peut entrer en ligne de compte : le critère de fiabilité. Dans l'EPE et la CE2030, il s'agit de la system reserve margin (cfr. point 6.1.7). Elle est plus élevée dans l'EPE que dans la CE2030, ce qui exige *ceteris paribus* une plus grande capacité pour une même demande de pointe. Dans le PI2005, le critère est différent (et est basé sur une analyse de type LOLE<sup>151</sup>). Il est dès lors possible que l'on observe un écart au niveau de la capacité installée.

**Graphique 50 : Comparaison de l'évolution de la capacité installée : EPE, PI2005 et CE2030, 2015 et 2020 (MW)**



Source : PRIMES, CE2030, PI2005

(\*) : 2019 dans PI2005, 2020 dans EPE et CE2030.

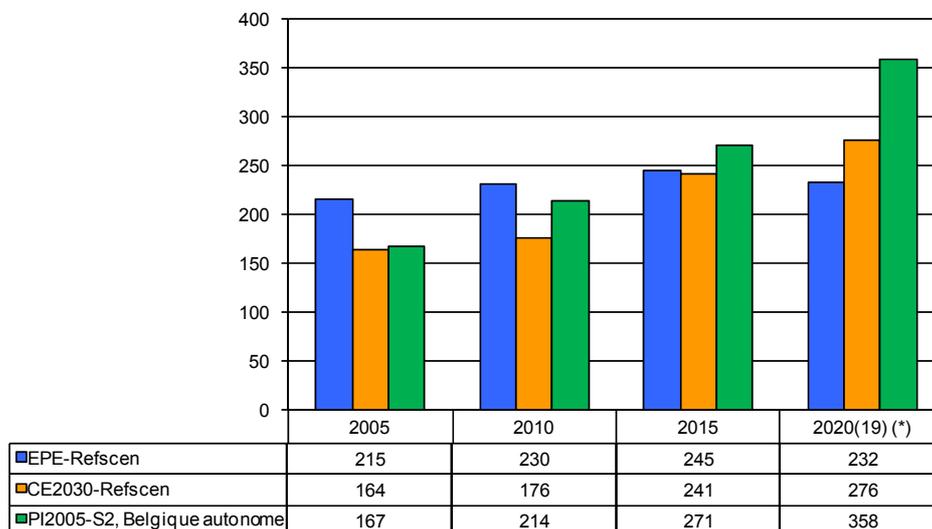
#### 7.4.5. La consommation annuelle de gaz naturel

La consommation annuelle de gaz naturel du secteur électrique aussi diffère dans les trois études. Alors qu'en 2015, l'input de gaz naturel est encore relativement similaire, un écart se marque clairement en 2020. Dans l'EPE, la consommation de gaz naturel suit une courbe en U renversée (principalement en raison des prix élevés du gaz naturel en fin de période) alors que l'on observe une augmentation de la consommation dans les autres études. C'est dans le PI2005 que la consommation de gaz naturel est la plus élevée en 2020, ce qui s'explique par des hypothèses de prix du gaz naturel beaucoup plus bas (ces prix atteignent 18,4 USD/bep contre 46 USD/bep dans l'EPE) et par la disponibilité d'un nombre plus élevé de centrales au gaz sur la période 2015-2019 dans le PI2005.

<sup>151</sup> Loss Of Load Expectation.



**Graphique 51 : Comparaison de l'évolution de la consommation annuelle de gaz naturel dans le secteur électrique EPE, PI2005 et CE2030, période 2005-2020 (PJ)**



Source : PRIMES, CE2030, PI2005

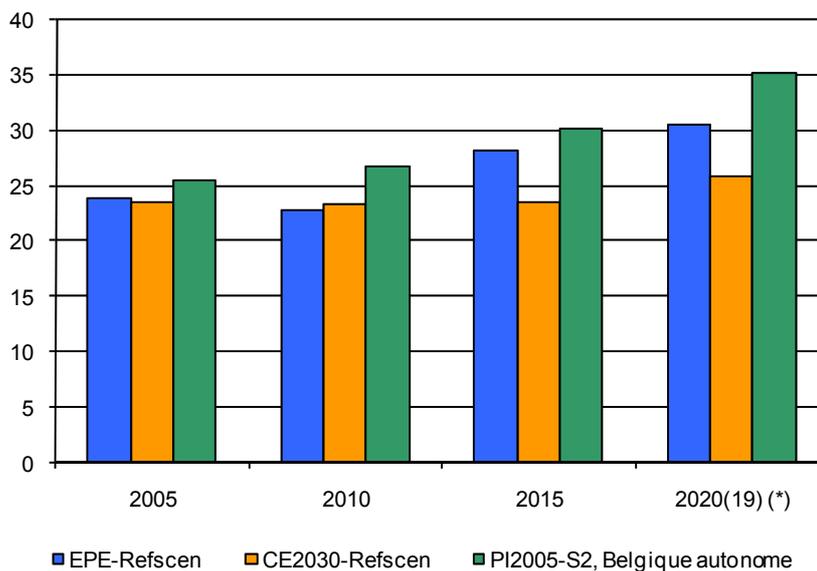
(\*):2019 dans PI2005, 2020 dans EPE et CE2030.

#### 7.4.6. Les émissions de CO<sub>2</sub>

C'est dans le PI2005 que les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique sont les plus élevées dans le secteur électrique en dépit d'une demande électrique moins élevée (croissance annuelle moyenne de 1,4 à 1,5 % entre 2005 et 2020 selon le niveau en 2005 – voir note de bas de page n° 149 – contre 1,7 % dans l'EPE) et d'une part plus importante du gaz naturel dans cette étude. Cette situation est due au fait que le PI2005 a moins recours aux SER (les SER ne produisent pas d'émissions polluantes), produit plus vers la fin de la période de projection (les importations nettes restent constantes alors qu'elles augmentent dans l'EPE) et consomme sensiblement plus de gaz naturel (qui rejette moins de CO<sub>2</sub> que le charbon mais en rejette néanmoins).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Graphique 52 : Comparaison des émissions énergétiques de CO<sub>2</sub> du parc de production belge : EPE, PI2005 et CE2030, période 2005-2020 (Mt)**



Source : PRIMES

(\*) : 2019 dans PI2005, 2020 dans EPE et CE2030.



## 8. Les résultats des analyses complémentaires

Les analyses complémentaires s'attachent plus particulièrement à la gestion du système électrique. La première a pour but d'affiner l'offre centralisée d'électricité évaluée préalablement dans l'analyse générale, en tenant compte des probabilités de défaillance du système électrique. Elle fait appel au modèle PROCREAS et les résultats sont présentés dans la section 8.1.

La seconde analyse complémentaire consiste à valider les flux transfrontaliers calculés dans l'analyse générale en faisant appel à une modélisation plus fine du fonctionnement des centrales grâce à une représentation plus détaillée de la courbe de charge. Elle s'appuie sur le modèle SPARK et les principaux résultats sont présentés dans la section 8.2.

### 8.1. La fiabilité du parc et le calendrier d'investissement

#### 8.1.1. Les hypothèses et le cadre d'analyse

Pour donner un éclairage complémentaire à l'analyse générale, présentée au chapitre 1, le modèle PROCREAS a été utilisé pour déterminer le calendrier d'investissements en unités du parc centralisé permettant de respecter le critère de fiabilité déjà utilisé dans les programmes indicatifs 2002-2011 et 2005-2014, à savoir un LOLE de 16 heures par an.

Cette analyse complémentaire a été réalisée pour le seul scénario de référence. Les données utilisées sont ainsi, d'une manière générale, dans la ligne des hypothèses et résultats associés au scénario de référence de l'étude prospective.

#### La demande d'électricité et les échanges avec l'étranger

Le modèle PROCREAS utilise une demande chronologique horaire exogène. Cette demande est obtenue en appliquant les valeurs de la demande annuelle en énergie pour la période 2008-2017, issue du modèle PRIMES<sup>152</sup>, à des profils moyens de la demande belge.

Les échanges nets avec l'étranger ont été modélisés comme des exogènes dans PROCREAS ; les importations nettes ont été retirées de la demande. Le volume annuel des importations provient des résultats du modèle PRIMES de même que la ventilation entre les heures de pointe, les heures creuses et les heures intermédiaires.

#### Les prix des combustibles

L'évolution des prix des combustibles utilisée dans les simulations PROCREAS est cohérente avec celle fixée dans l'analyse avec PRIMES.

#### Le prix du carbone

L'évolution du prix du CO<sub>2</sub> est également la même que dans le scénario de référence de l'étude prospective.

---

<sup>152</sup> Comme l'output du modèle PRIMES ne fournit que les années 2005, 2010, 2015 et 2020, une interpolation a été effectuée afin d'obtenir les valeurs intermédiaires non affichées.



## Le parc de production

Le parc de production centralisé introduit dans PROCREAS est basé sur les données de parc issues des simulations de PRIMES pour le scénario de référence. Un travail d'analyse préalable des résultats a été nécessaire afin d'établir un pont entre des catégories de capacités définies différemment dans les deux modèles.

En ce qui concerne les investissements complémentaires en unités de production du parc centralisé, ce sont des unités de 400 MW qui ont été considérées dans PROCREAS pour les TGV (turbines à cycle combiné gaz-vapeur), de 80 MW pour les turbines à gaz à cycle ouvert et de 600 MW pour les unités au charbon.

Les évolutions des capacités installées en unités de cogénération et en unités utilisant des sources d'énergie renouvelables (ou parc décentralisé) ont été spécifiées de manière exogène dans PROCREAS sur la base de résultats du modèle PRIMES pour le scénario de référence.

Faute d'autres informations, la production des unités de cogénération et la production des petites unités hydrauliques, des unités brûlant de la biomasse et du photovoltaïque ont été retirées de la demande, en considérant une production en bande de puissance d'amplitude constante en cours d'année, mais variant d'année en année.

Les unités éoliennes off-shore ont été introduites sous la forme d'une seule unité de production dans PROCREAS, afin de tenir compte de la prédominance des modes communs entre ces unités. La capacité installée du parc éolien off-shore est variable d'année en année.

On a procédé de manière similaire pour le parc éolien on-shore, en définissant quatre unités de production de capacités installées égales et variant d'année en année.

### 8.1.2. Les résultats

Pour le parc centralisé, les investissements ont été repris en tant que tels, tandis que pour le renouvelable et la cogénération décentralisée, seules les variations nettes de capacité installée sont reprises, faute de calendrier de mises hors service.

Les simulations PROCREAS ont été effectuées pour deux types de configuration du parc de production. Dans la première, seuls des investissements en centrales à gaz ont été considérés ; dans la seconde, des investissements en centrales à gaz et au charbon ont été combinés.

#### Les investissements en centrales à gaz uniquement

Dans cette configuration, seules des TGV de 400 MW et des turbines à gaz à cycle ouvert de 80 MW peuvent être ajoutées au parc centralisé.

Le tableau 20 donne la capacité installée qui manque chaque année au parc centralisé existant pour respecter le critère de fiabilité adopté. Les nombres entre parenthèses reprennent le nombre d'unités du type considéré. Les investissements définis dans les données comme déjà décidés ne sont pas repris dans ce tableau. Ils représentent une capacité installée de 1676 MW et sont concentrés dans la période 2008-2011.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Tableau 20 : Les capacités nécessaires par année dans le parc centralisé pour respecter le critère de fiabilité (MW et nombre d'unités correspondant)**

	TGV	TAG
2008	800 (2)	160 (2)
2009	400 (1)	0
2010	400 (1)	80 (1)
2011	400 (1)	0
2012	800 (2)	0
2013	1200 (3)	0
2014	1200 (3)	240 (3)
2015	3200 (8)	480 (6)
2016	4400 (11)	480 (6)
2017	4400 (11)	480 (6)

Source : PROCREAS

Il n'est pas réaliste de considérer que des investissements pour lesquels aucune décision ferme n'a encore été prise jusqu'à présent puissent encore être mis en service avant 2011. Dès lors, les capacités requises avant 2011 ne peuvent être retenues. Cela conduit bien entendu à ne pas respecter le critère de fiabilité des 16 heures par an pour les années 2008 à 2010, pour lesquelles le système électrique belge sera donc en situation délicate, puisque déficitaire en termes de capacité de production. Ce risque avait déjà été mis en évidence dans le programme indicatif des moyens de production 2005-2014 et dans l'étude de la CREG sur les sous-capacités<sup>153</sup>.

Le calendrier d'investissements en nouvelles capacités de production du parc centralisé qui en résulte est repris dans le tableau 21. Chaque investissement y est associé à l'année où il devrait être mis en service.

<sup>153</sup> Etude (F)070927-CDC-715 relative à la sous-capacité de production en Belgique, CREG, 27 septembre 2007.



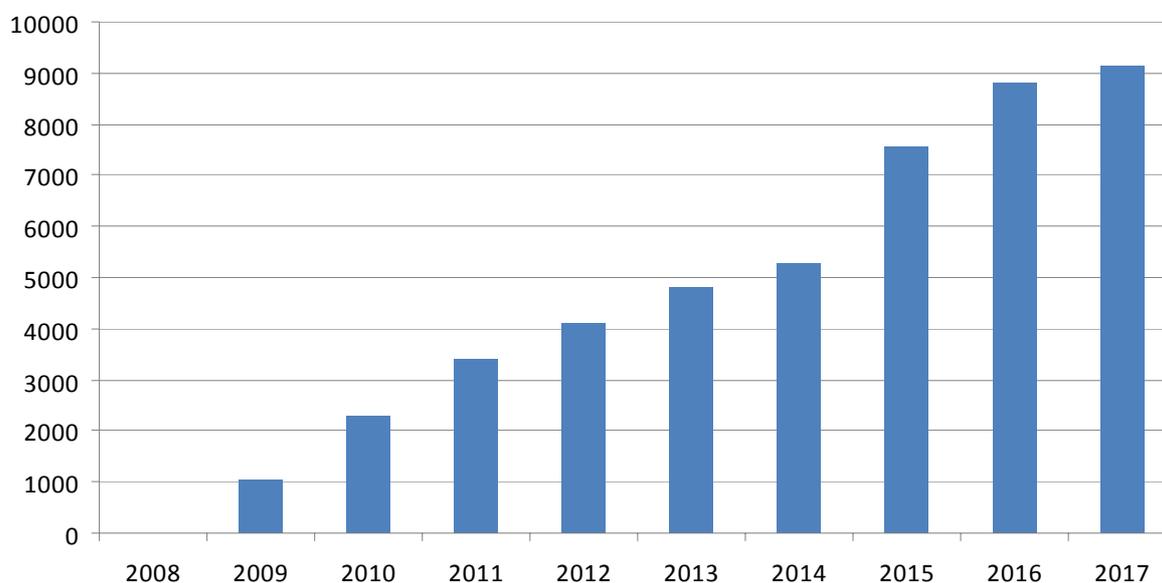
**Tableau 21 : Le calendrier des investissements non décidés nécessaires dans le parc centralisé pour respecter le critère de fiabilité à partir de 2011 (MW et nombre d'unités correspondant)**

	TGV	TAG
2008	0	0
2009	0	0
2010	0	0
2011	400 (1)	0
2012	400 (1)	0
2013	400 (1)	0
2014	0	240 (3)
2015	2000 (5)	240 (3)
2016	1200 (3)	0
2017	0	0

Source : PROCREAS

Lorsque l'on globalise les investissements repris au tableau 21, les investissements du parc centralisé déjà décidés ainsi que les investissements du parc décentralisé (renouvelable et cogénération) définis comme exogènes dans les simulations de PROCREAS, on obtient le graphique 53, qui illustre l'évolution des investissements cumulés par rapport à la situation de 2008.

**Graphique 53 : L'évolution des investissements cumulés par rapport à la situation de 2008 (MW)**



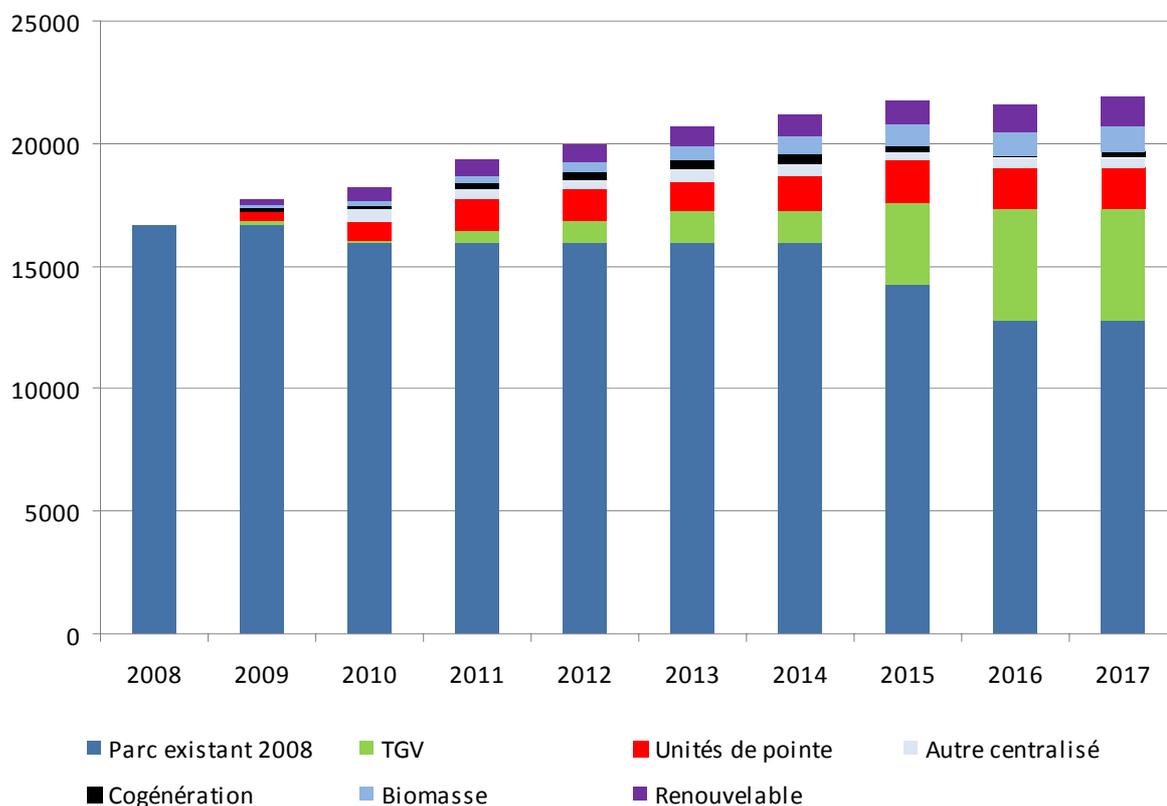
Source : PROCREAS

Le graphique 54 montre l'évolution des capacités installées au cours de la période 2008-2017. La capacité installée du parc existant en 2008 regroupe aussi bien les unités centralisées que les unités décentralisées. Pour les années ultérieures, les valeurs relatives aux TGV, aux unités de pointe et aux autres uni-

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

tés du parc centralisé (« autre centralisé ») concernent les nouveaux investissements. Les valeurs relatives aux unités de cogénération, de biomasse et de renouvelable concernent les augmentations nettes de capacité installée pour ces types d'unités par rapport à 2008.

**Graphique 54 : L'évolution des capacités installées (MW)**

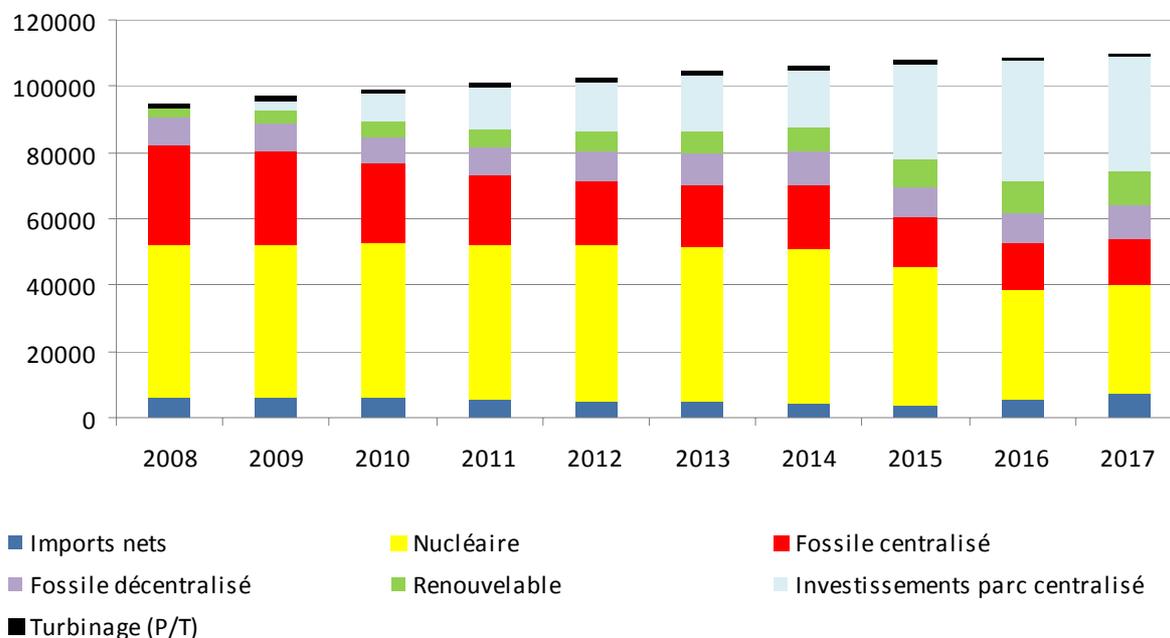


Source : PROCREAS

Le graphique 55 reprend, pour la même période, l'évolution des énergies produites par type d'unité, ainsi que l'énergie importée nette. La somme de ces éléments couvre la somme de la demande et de l'énergie pompée.



**Graphique 55 : L'évolution de l'offre d'énergie électrique par type d'unité et de l'énergie importée nette(GWh)**



Source : PROCREAS

### Les investissements en centrales à gaz et au charbon

La prise en considération de la possibilité d'investir dans des unités brûlant du charbon conduit à des résultats qui dépendent de la taille des unités au charbon envisagées. Partant de la constatation que des unités de 400 MW sont en dessous des annonces récentes pour les grosses unités brûlant du charbon, le choix s'est porté sur une taille intermédiaire de 600 MW. Le calendrier des investissements découlant de la prise en considération d'unités au charbon est présenté dans le tableau 22. Par rapport au tableau 21, on remarque qu'en 2015, les investissements dans trois TGV de 400 MW ont été remplacés par des investissements dans deux unités au charbon de 600 MW.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Tableau 22 : Le calendrier des investissements non décidés nécessaires dans le parc centralisé pour respecter le critère de fiabilité à partir de 2011 (MW et nombre d'unités correspondant) Prise en considération des possibilités d'investissement en unités au charbon**

	<b>Charbon</b>	<b>TGV</b>	<b>TAG</b>
2008	0	0	0
2009	0	0	0
2010	0	0	0
2011	0	400 (1)	0
2012	0	400 (1)	0
2013	0	400 (1)	0
2014	0	0	240 (3)
2015	1200 (2)	800 (2)	240 (3)
2016	0	1200 (3)	0
2017	0	0	0

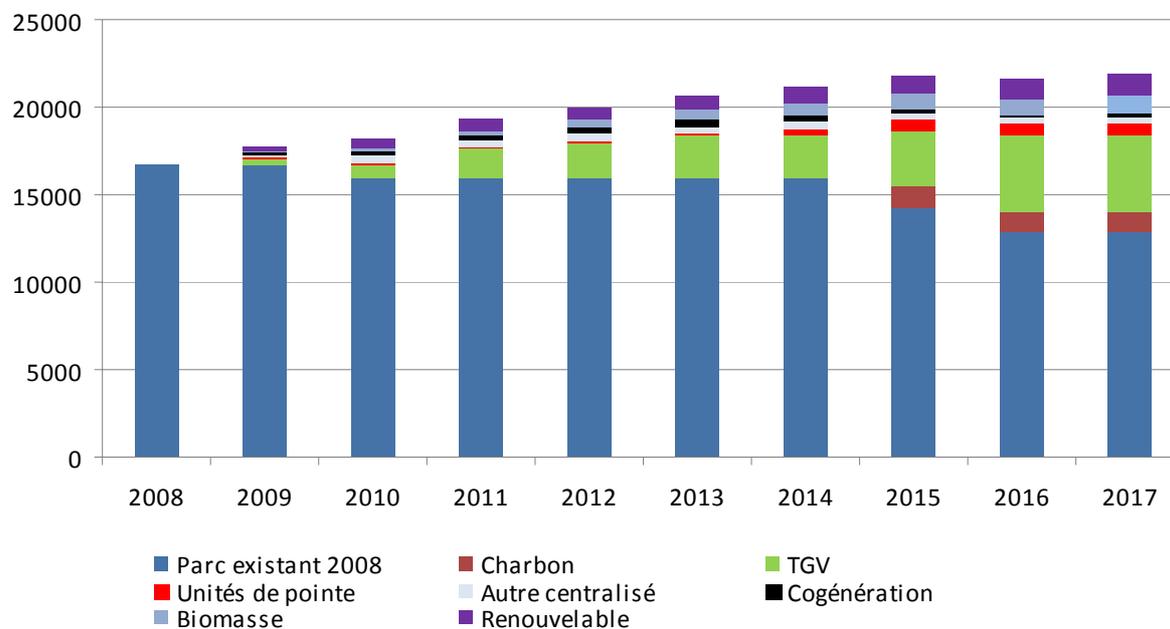
Source : PROCREAS

Le profil d'évolution des investissements cumulés par rapport à la situation de 2008 est le même que celui du graphique 53.

L'évolution des capacités par type d'unité est reprise dans le graphique 56.



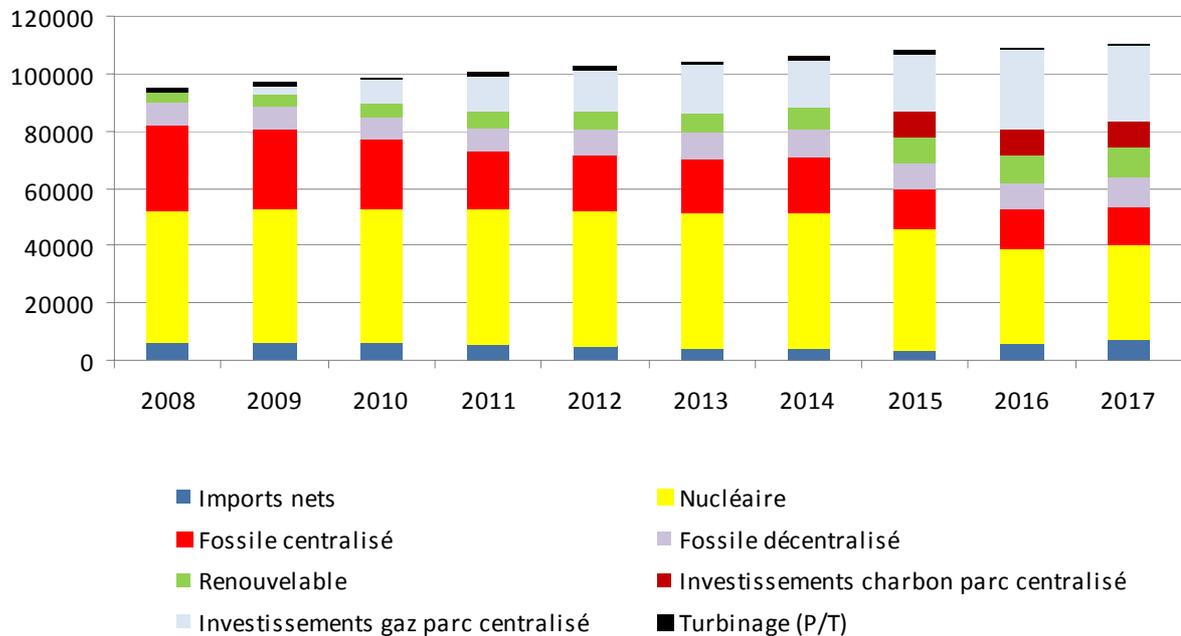
**Graphique 56 : L'évolution des capacités installées (MW). Prise en considération des possibilités d'investissement en unités au charbon**



Source : PROCREAS

La répartition de l'offre d'énergie électrique entre importations nettes et production par type d'unité est illustrée dans le graphique 57.

**Graphique 57 : L'évolution de l'énergie produite par type d'unité et de l'énergie importée nette (GWh)  
Prise en considération des possibilités d'investissement en unités au charbon**



Source : PROCREAS

Une évaluation économique des deux stratégies d'investissement conduit à préférer le portefeuille d'investissements incluant des unités au charbon. Il faut cependant rappeler que le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> n'ont pas été envisagés dans ce cadre. De plus, d'autres critères peuvent également être appliqués, qui pourraient conduire à nuancer ce choix.

### 8.1.3. Discussion

Les résultats de l'analyse complémentaire relative à la fiabilité du parc et au calendrier d'investissement ne s'écartent pas fondamentalement des résultats de l'analyse générale, à tout le moins en ce qui concerne la fin de la période de projection (2017). Pour les années intermédiaires, par contre, des différences plus importantes sont à noter. De manière générale, les investissements en nouvelles capacités de production et la capacité totale installée sont supérieurs dans l'analyse avec PRIMES aux chiffres calculés avec PROCREAS entre 2011 et 2014. Ils deviennent ensuite inférieurs en 2015 et 2016. Pour les deux périodes, la différence est de l'ordre de 1000 MW, soit entre 5 et 6 % de la capacité totale installée. Enfin, en 2017, la différence s'atténue et s'établit à quelque 400 MW.

Ces différences illustrent la sensibilité des résultats au type de modèle utilisé et, plus particulièrement, aux caractéristiques techniques et opérationnelles des unités de production centralisées et décentralisées, qui ne sont pas toujours identiques dans les deux approches.



## 8.2. L'évolution des flux transfrontaliers

### 8.2.1. Les hypothèses et le cadre d'analyse

Pour cette analyse complémentaire concernant les échanges de la Belgique avec d'autres pays, on fait appel au modèle de marché multirégional de l'électricité SPARK. On vise une cohérence la plus élevée possible avec les hypothèses et le cadre politique utilisés dans le modèle énergétique à long terme PRIMES. Les simulations SPARK exécutées supposent pour cette raison un environnement de marché parfait.

Cette analyse complémentaire a été réalisée pour 2 scénarios, plus précisément le scénario de référence et le scénario alternatif LoGro. Le scénario de référence a été sélectionné parce qu'il constitue le scénario de base de l'étude prospective. A côté de cela, le scénario alternatif LoGro a été choisi parce que ce scénario entraîne selon les calculs PRIMES des flux d'importation en Belgique relativement plus élevés que les autres scénarios.

#### La demande d'électricité

Dans les simulations PRIMES, on tient compte de 11 segments de charge par an. SPARK simule par contre 576 segments de charge par an. On obtient ceux-ci en retenant 24 journées représentatives pour lesquelles on réalise une simulation sur 24 heures.

L'évolution de la demande d'électricité, qui est un output du modèle PRIMES, a été intégrée comme input dans les simulations SPARK. Du fait que PRIMES tient compte de l'évolution dans les différents sous-secteurs, la proportion relative des 11 segments de charge simulés n'est pas constante dans le temps, cette information n'a cependant pas été transposée dans les 576 segments de charge simulés dans SPARK. Pour les simulations SPARK, on a supposé que le rapport relatif entre les segments de charge simulés reste constant au cours du temps. Ceci signifie que la courbe de charge dans chaque pays est augmentée de manière proportionnelle, compte tenu de la croissance annuelle de la demande d'électricité calculée par PRIMES.

#### Les prix internationaux des combustibles

L'évolution des prix internationaux des combustibles utilisée dans le modèle PRIMES est reprise dans les simulations SPARK.

#### La valeur du carbone

L'évolution de la valeur du carbone utilisée dans le modèle PRIMES est également reprise dans les simulations SPARK.

#### La capacité installée du parc électrique

Comme le modèle SPARK fonctionne sur la base d'une analyse de scénario, le parc de production, déterminé de manière endogène par le modèle PRIMES, a pu être repris pour les analyses SPARK. Afin d'obtenir un bon fonctionnement de SPARK, il a cependant été nécessaire d'utiliser certaines clés de répartition, qui ont permis de convertir en unités de production individuelles la capacité de production totale installée par technologie, obtenue sur la base des simulations PRIMES.

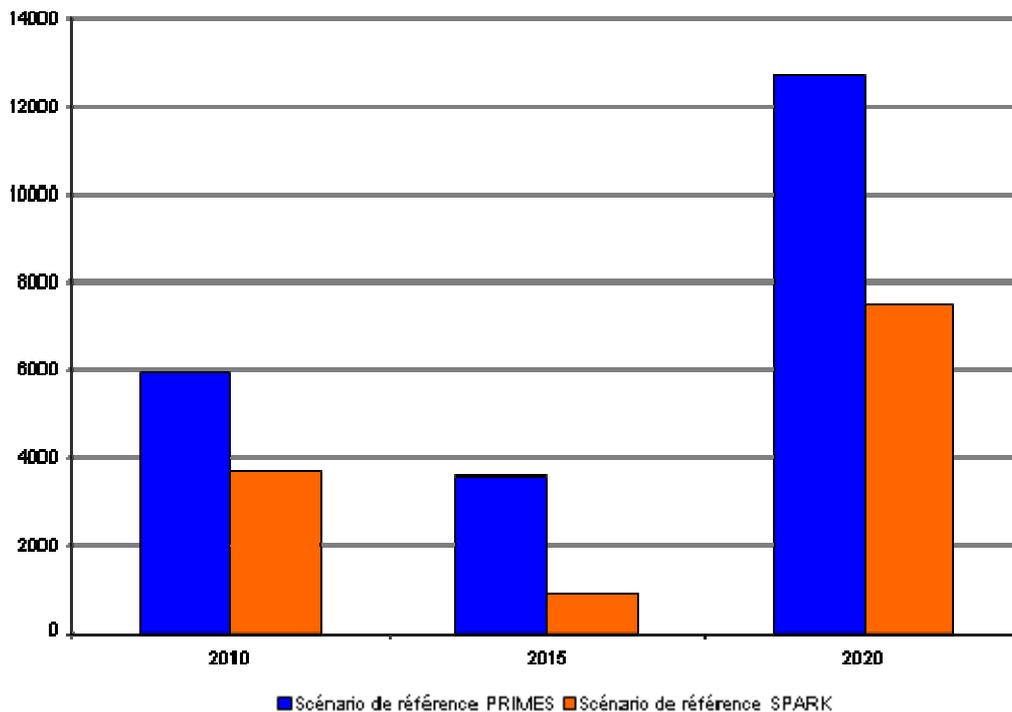
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## 8.2.2. Les résultats

### Le scénario de référence

Pour le scénario de référence, les échanges belges avec les pays voisins sur la base des simulations SPARK montrent la même évolution au fil des ans que ceux sur la base du modèle PRIMES, mais sont nettement plus faibles, respectivement de 2,2 TWh en 2010, 2,7 TWh en 2015 et 5,3 TWh en 2020.

**Graphique 58 : Comparaison de l'énergie importée dans le scénario de référence (GWh)**



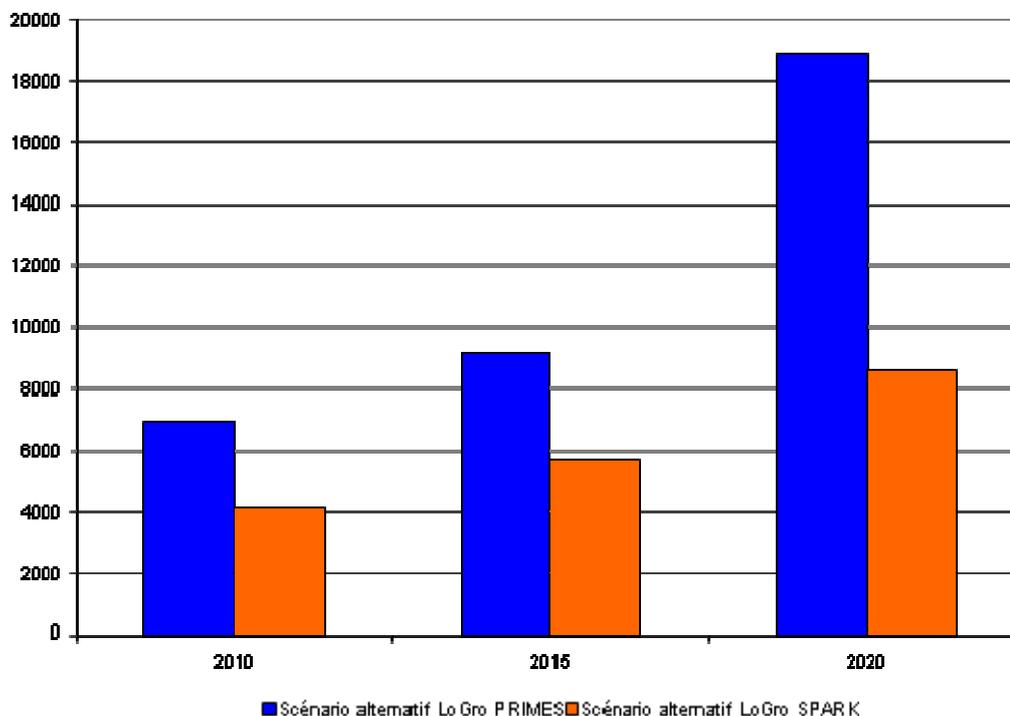
Sources : SPARK, PRIMES

### Le scénario alternatif : LoGro

Pour le scénario LoGro, les échanges belges avec les pays voisins sur la base des simulations SPARK montrent la même évolution au fil des ans que ceux sur la base du modèle PRIMES, mais sont également nettement plus faibles, respectivement de 2,8 TWh en 2010, 3,5 TWh en 2015 et 10,2 TWh en 2020.



**Graphique 59 : Comparaison de l'énergie importée dans le scénario alternatif LoGro (GWh)**



Sources : SPARK, PRIMES

### 8.2.3. Discussion

L'analyse complémentaire relative aux échanges de la Belgique avec les autres pays confirme, pour les deux scénarios étudiés, le profil d'évolution de l'énergie électrique importée calculé dans l'analyse générale (chapitre 1). Dans le scénario de référence, l'énergie importée diminue progressivement jusqu'en 2015, puis augmente sensiblement entre 2015 et 2020. Dans le scénario LoGro, l'énergie importée se contracte d'ici 2010, pour s'accroître ensuite régulièrement entre 2010 et 2020.

Par contre, les niveaux des flux d'importation calculés dans l'analyse complémentaire se situent systématiquement en deçà des niveaux calculés dans l'analyse générale. L'écart entre les résultats est significatif, surtout en 2020.

Ces résultats illustrent la sensibilité des échanges entre pays lorsqu'on tient compte d'autres modèles de demande et de production pour un parc de production et une demande totale d'électricité identiques.

Le profil de demande considéré dans SPARK s'écarte de celui de PRIMES en trois points :

- dans SPARK, on considère 576 segments de charge, alors qu'on considère 11 segments de charge dans PRIMES ;
- dans PRIMES, les 11 segments de charge sont simulés séparément. SPARK tient compte de 24 journées représentatives, ce qui signifie qu'on calcule chaque fois 24 segments de charge à la fois ;

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

- dans SPARK, la proportion relative entre les 576 segments de charge reste constante au fil des ans. PRIMES tient compte de l'évolution dans les différents sous-secteurs, de sorte que la proportion relative des 11 segments de charge considérés ne reste pas constante au fil du temps.

La structure de production électrique dépendra, d'une part, du profil de demande considéré et, d'autre part, des caractéristiques techniques du parc de production prises en compte. La structure de production qui découle des simulations SPARK s'écarte pour deux raisons de celui découlant des analyses PRIMES :

- SPARK part de la même énergie totale que PRIMES, mais pas du même profil de demande ;
- la capacité de production totale installée qui a été déterminée dans l'analyse PRIMES a été transposée en unités individuelles dans SPARK, de telle façon qu'on puisse tenir compte des temps de démarrage et de déclenchement des unités de production, des coûts de démarrage des unités de production, de la capacité de production minimale exigée par unité, des limitations des réservoirs sur une base journalière... Les caractéristiques techniques considérées pour les unités de production individuelles ne sont pas nécessairement identiques à celles utilisées dans PRIMES.

Ces différences entre les deux approches peuvent avoir un impact non négligeable sur les flux d'énergie électrique importée. Pour illustrer cela, l'on peut évaluer et comparer le taux d'utilisation moyen du parc de production correspondant aux deux analyses et, par là, établir une relation entre le niveau des flux importés et le taux d'utilisation moyen du parc. Ce faisant, l'on mettra en avant la sensibilité des résultats aux caractéristiques techniques des unités de production.

Dans l'analyse générale avec PRIMES, le taux d'utilisation moyen du parc de production (c'est-à-dire le rapport entre la production électrique et la capacité totale installée multipliée par 8760) est égal à 54 % en 2020 (scénario de référence). Dans l'analyse complémentaire avec SPARK, le taux d'utilisation moyen du parc de production est, par contre, égal à 56 % (dans le scénario de référence également), soit deux points de pour cent de plus. En d'autres termes, cela signifie qu'un taux d'utilisation moyen légèrement supérieur (dû probablement au fait que les temps de démarrage et de déclenchement ont été pris en compte dans les simulations SPARK) permettrait, *ceteris paribus*, d'éviter d'importer l'équivalent de 5,3 TWh d'électricité<sup>154</sup>.

---

<sup>154</sup> 5,3 TWh est la différence entre l'énergie importée calculée avec PRIMES et celle calculée avec SPARK en 2020 dans le scénario de référence (cf. Graphique 58). 5,3 TWh correspond aussi à la production d'environ trois centrales au gaz à cycle combiné (3 x 400 MW = 1200 MW) fonctionnant 4500 heures par an.



## 9. Les enseignements principaux du rapport sur les incidences environnementales

Ce chapitre présente les principaux résultats de l'évaluation des incidences sur l'environnement de l'étude prospective, réalisée en application de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement (cf. 1.1.4). Largement inspiré du résumé non technique inclus dans le rapport sur les incidences environnementales, il décrit les incidences environnementales par thème, en évoquant d'abord la situation actuelle, puis les scénarios.

Avant de parcourir les lignes qui suivent, il convient de noter que :

- le rapport sur les incidences environnementales porte sur le scénario de référence et sur quatre des onze scénarios alternatifs que compte l'étude prospective, retenus parce qu'ils offrent les résultats les plus contrastés, à savoir : Base\_Nuc, Base\_HiCV, LoGro et HiGro ;
- dans certains scénarios (Bas\_HiCV et LoGro), les importations nettes d'électricité sont plus importantes que dans les autres scénarios. Pour ces scénarios, une partie des éventuelles incidences environnementales, liées au lieu de production, n'a pas pu être analysée.

### 9.1. L'impact sur le paysage et le panorama marin

Une distinction est établie, d'une part, entre les unités de production situées dans un espace ouvert, celles se trouvant dans un environnement industriel et celles implantées dans un environnement non industriel (résidentiel), d'autre part, entre les unités très visibles et celles qui le sont moins, voire pas du tout.

Dans la situation actuelle, l'impact le plus pertinent est surtout le fait des éoliennes. Pour les autres formes de production d'électricité (centrales thermiques classiques, centrales nucléaires, etc.), l'on peut supposer que l'implantation est conforme aux conditions relatives au paysage et estimer que l'impact est faiblement à moyennement significatif.

En ce qui concerne les scénarios, on estime que l'impact du scénario de référence et celui du scénario Base\_Nuc se valent et sont un peu plus importants que celui du scénario LoGro. L'impact des scénarios HiGro et Base\_HiCV est plus important que celui du scénario de référence. Celui du scénario Base\_HiCV est plus important que celui du scénario LoGro. Les différences relatives sont principalement dues à la construction d'éoliennes, l'énergie produite par des centrales hydrauliques étant quasiment la même dans tous les scénarios.

### 9.2. L'altération de la colonne des eaux de surface

Dans la situation actuelle, la Flandre est pauvre en eaux de surface de bonne qualité physico-chimique. Bien qu'une amélioration ait été constatée ces 10 à 15 dernières années, l'on n'atteint pas encore le niveau imposé par les normes. A Bruxelles, la qualité des eaux du canal est moyenne et celle de la Senne s'améliore, depuis la mise en service d'une station d'épuration, en 2007. En Wallonie, la qualité des eaux est bonne au sud de la Sambre et de la Meuse, mais moins bonne au nord de celles-ci.



Le fonctionnement des centrales électriques peut entraîner des rejets d'eaux polluées d'origine pluviale, en provenance de processus ou venant du système de refroidissement. Les eaux usées des centrales électriques sont généralement peu polluées.

La différence entre les scénarios est faible. Les charges totales les plus légères sont observées dans les scénarios Base\_HiCV et LoGro.

### 9.3. La modification de la température des eaux de surface

Dans la situation actuelle, l'augmentation moyenne de la température des eaux de surface causée par les eaux de refroidissement est de 6,5°C.

Dans les scénarios, l'impact dépend beaucoup du bassin hydrographique dans lequel se trouvent les eaux de surface qui reçoivent les déversements. La température des eaux de surface à faible débit connaît une augmentation supérieure à celles relevant de la variabilité naturelle. En raison de leur puissance installée plus élevée, les centrales au charbon contribuent davantage à l'augmentation de la température des eaux de surface que les centrales à cycle combiné (gaz et vapeur). Etant donné leur débit de déversement plus faible, la contribution des tours de refroidissement hybrides est inférieure à celle des tours de refroidissement par voie humide.

### 9.4. L'altération du fond de l'eau

Dans la situation actuelle, en Flandre, 40 % des fonds aquatiques sont très pollués, 58 % le sont légèrement et 2 % ne le sont pas.

Pour ce qui est des scénarios, les effets du déversement d'effluents ont été analysés pour les centrales à cycle combiné (gaz et vapeur) et les centrales au charbon. Aucun de ces types de centrales ne présente de contribution significative à la concentration en métaux. Toutefois, en ce qui concerne le zinc et le mercure, la contribution peut être importante (au-delà de 1 %) aux points de mesurage où l'on constate déjà une différence par rapport à la valeur de référence.

### 9.5. L'altération de l'air

Actuellement, en Belgique, les objectifs en termes de moyenne annuelle pour le NO<sub>2</sub> sont toujours dépassés dans les grandes agglomérations. Pour les PM10<sup>155</sup>, l'objectif est respecté sur l'ensemble du territoire, mais une partie importante de celui-ci pourrait connaître un problème, en raison du non respect du nombre maximum autorisé de dépassements de la valeur limite journalière.

Dans les scénarios, la contribution des centrales électriques aux émissions demeure à peu près au niveau de celle de la situation actuelle pour tous les polluants. Et ce, malgré une augmentation de la puissance installée. Ni pour le NO<sub>2</sub>, ni pour les PM10, l'on ne doit craindre un dépassement de la valeur limite annuelle. Cependant il existe, pour les PM10, un risque de non respect du nombre maximum autorisé de dépassements de la valeur limite journalière.

---

<sup>155</sup> Poussières fines en suspension d'un diamètre aérodynamique inférieur à 10 microns.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## 9.6. L'impact sur le climat

Dans la situation actuelle, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur de l'électricité représentent 14,7 % de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre en Belgique.

Dans tous les scénarios, la contribution aux émissions de CO<sub>2</sub> est plus élevée que dans la situation actuelle. Les scénarios Base\_HiCV et LoGro affichent des réductions significatives des émissions de gaz à effet de serre par rapport au scénario de référence, mais ils présentent également les importations nettes les plus importantes, ce qui signifie que cette réduction des émissions sur le territoire belge risque d'être compensée par une augmentation des émissions dans les pays voisins (en fonction des méthodes de production utilisées dans ces pays).

Dans tous les scénarios également, la contribution de la production d'électricité aux émissions est élevée par rapport aux objectifs climatiques fixés pour 2008-2012 (protocole de Kyoto). On ignore aujourd'hui si l'on utilisera encore des plafonds d'émission nationaux après 2012 et quels activités et secteurs relèveront éventuellement de ces plafonds.

## 9.7. L'altération du sol

Dans la situation actuelle, en Belgique, le sol est confronté aux menaces suivantes : la pollution, la baisse de la teneur en matières organiques, l'imperméabilisation, l'érosion, le dessèchement, le compactage, la perte de biodiversité, la salinisation et les inondations, les transports de masse et l'érosion par ruissellement.

La contribution de la production d'électricité à la moyenne des dépôts acidifiants diminue dans tous les scénarios par rapport à la situation actuelle. Les scénarios Base\_HiCV et LoGro affichent la contribution la plus faible, en raison d'importations nettes plus élevée et d'une utilisation réduite des centrales au charbon. Néanmoins, l'augmentation des importations nettes risque de générer des émissions dans les pays voisins, susceptibles de provoquer des dépôts acidifiants en Belgique et en Europe.

Dans tous les scénarios, les dépôts acidifiants maximaux dus à la production d'électricité en Belgique sont limités, sur le territoire belge, à 16-21 Aeq/ha/an<sup>156</sup>, ce qui est considéré comme acceptable.

## 9.8. Les flux de déchets non nucléaires

Actuellement, ce sont les déchets industriels et leurs produits secondaires qui sont les plus préoccupants. Selon la littérature, le secteur de l'électricité belge produit environ 27,3 kt de déchets industriels par an. Il génère, comme produits secondaires, des mâchefers, des cendres volantes et du gypse. Tous ces flux sont réutilisés.

Dans les scénarios, seul HiGro affiche une production annuelle de déchets industriels plus élevée que celle du scénario de référence. Certains scénarios présentent une augmentation significative de la quantité de produits secondaires. Les dépôts de mâchefers et de cendres volantes ne constituent, très probablement, pas un problème, contrairement aux dépôts de gypse.

---

<sup>156</sup> Equivalent acide par hectare et par an.



## 9.9. Les flux de déchets nucléaires

Dans la situation actuelle, les centrales nucléaires produisent annuellement, en moyenne (calculée sur base des chiffres des trois dernières années) 4,01 m<sup>3</sup>/TWh de déchets conditionnés faiblement et moyennement radioactifs, auxquels il faut ajouter 120 t de combustible nucléaire irradié et hautement actif.

Lors de l'évaluation de l'impact des scénarios sur la génération de flux de déchets nucléaires, il convient de distinguer le scénario qui prévoit une prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires (Base\_Nuc) des autres scénarios (le scénario de référence, Base\_HiCV, LoGro et HiGro).

Sur la période d'analyse de l'étude prospective, la décision de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires pendant 20 ans n'a qu'un impact limité (5 %) sur la génération de déchets faiblement et moyennement radioactifs comme de déchets hautement radioactifs. Mais, sur la durée de vie de toutes les centrales nucléaires, cette décision entraîne une augmentation de 3683 m<sup>3</sup> des déchets faiblement et moyennement radioactifs et une augmentation de 2400 t des déchets hautement radioactifs.

## 9.10. Les nuisances

Mis à part la nuisance visuelle (déjà évoquée plus haut), le fonctionnement des centrales électriques entraîne principalement une nuisance sonore.

Dans la situation actuelle, il ressort des données de la littérature que l'on ne constate pas d'augmentation du bruit aux alentours des centrales électriques et que ces installations peuvent satisfaire aux normes légales, le cas échéant en adoptant un certain nombre de mesures d'atténuation.

Si l'on considère le niveau sonore total des différents scénarios, la différence entre les quatre scénarios alternatifs et le scénario de référence reste faible (inférieur à 1 dB(A)<sup>157</sup>) et peut être considérée comme non significative.

## 9.11. L'impact sur la santé humaine

L'impact sur la santé humaine dépend surtout de la qualité de l'air, de l'eau et du sol, ainsi que de la génération de déchets et de nuisances. Ces aspects ont déjà été traités ci-dessus.

Dans les scénarios, l'impact de la qualité de l'air sur la santé humaine est exprimé en « années de vie perdues » (DALY). La différence entre les quatre scénarios alternatifs et le scénario de référence est minime et considérée comme insignifiante.

## 9.12. L'impact sur les écosystèmes

Dans la situation actuelle, environ 12,6 % du territoire belge est protégé par « Natura 2000 » (on y trouve 59 types d'habitat) et 1,1 % du territoire est désigné comme réserve naturelle.

---

<sup>157</sup> Décibel pondéré A = unité de mesure d'un niveau sonore qui tient compte des sensibilités en intensité et en fréquence de l'oreille humaine.

La construction et le fonctionnement de centrales électriques peuvent produire des effets en termes :

1. d'occupation d'espace : les différents scénarios ne prévoient pas d'effets significatifs à la suite de pertes et ou de modifications de biotopes ;
2. de fragmentation et d'effet de barrière : comme l'on ignore les endroits où de nouvelles installations seront construites, l'on ne peut que recommander d'éviter de construire des installations à des endroits où celles-ci peuvent provoquer une fragmentation ou un effet de barrière ;
3. d'augmentation de la demande de biomasse : globalement, l'on peut dire que l'augmentation de la demande de biomasse risque d'avoir un effet sur la biodiversité. Les données nécessaires au calcul de l'impact des différents scénarios font défaut ;
4. de nuisance sonore : les effets sont limités, à condition de tenir compte, lors du choix des endroits, de la présence de zones naturelles ;
5. d'émissions dans l'air, dans l'eau et dans le sol :
  - a) dans l'air : pour le  $\text{NO}_2$ , on peut, dans tous les scénarios, exclure un quelconque effet négatif sur la flore au niveau global, mais pas au niveau des grandes villes. Pour le  $\text{SO}_2$ , on ne prévoit pas non plus d'impact négatif important. Quant aux poussières, leur effet peut aussi être considéré comme insignifiant ;
  - b) dans le sol : aucun des scénarios analysés ne fait entrevoir d'importants effets négatifs de dépôts acidifiants ;
  - c) dans l'eau : l'effet global sur la faune et la flore aquatiques est considéré comme minime à nul. L'on ne doit s'attendre qu'à une pression (insignifiante) dans les cours d'eau à débit faible. Les scénarios ne présentent pas de différences significatives.



## Conclusions

Ci-dessous figurent les principales conclusions des simulations effectuées en fonction des principaux scénarios retenus, pour l'évolution de la demande électrique, de l'offre électrique et des investissements nécessaires pour la rencontre des deux. Parallèlement à ces conclusions, tirées de l'étude proprement dite, quelques points font l'objet d'une attention particulière, car ils touchent à des questions fondamentales relatives à la sécurité des approvisionnements.

Le but de la présente étude prospective est d'offrir aux acteurs économiques et aux autorités publiques un cadre de référence pour la définition d'un parc de production électrique optimal en termes économiques, compte tenu de l'évolution de la demande d'électricité, du déclassement des centrales électriques existantes, des contraintes environnementales et des possibilités d'échanges d'électricité avec les pays voisins. Elle est également utile pour les procédures d'octroi des autorisations individuelles pour l'implantation des nouvelles unités de production.

Cette étude montre, d'une part, comment la demande d'énergie, et la demande d'électricité en particulier, évoluera dans un cadre d'hypothèses donné (scénario de référence) et quelle est l'influence de facteurs d'incertitude sur cette évolution (scénarios alternatifs). Elle décrit, d'autre part, les capacités de production nécessaires pour satisfaire cette demande électrique, en précisant les sources d'énergie primaire, les types de centrales, le calendrier d'investissements et les proportions d'électricité produite au niveau domestique et importée.

Cela étant, il convient de rappeler que modéliser l'évolution de l'offre et de la demande énergétique est un exercice empreint d'incertitudes et que les projections qui en découlent ne doivent pas être considérées comme des prévisions mais plutôt comme un éclairage des défis à relever dans les dix-quinze années à venir. L'exercice sera périodiquement répété et ajusté comme la loi le prévoit.

### Avertissement

La partie quantitative de l'étude prospective 2008-2017 a été élaborée en 2007. Elle ne prend donc pas en considération le paquet énergie-climat, présenté en janvier 2008 et adopté en avril 2009, ni la crise économique et financière, survenue au deuxième semestre de l'année 2008, ni la décision du gouvernement fédéral de prolonger la durée de fonctionnement des trois plus anciennes centrales nucléaires, prise en octobre 2009.

Cependant, il a été possible de mettre en avant les principales différences entre les perspectives d'approvisionnement en électricité présentées dans l'étude prospective et les évolutions attendues suite à la mise en œuvre du paquet énergie-climat en Belgique, grâce à une étude relative à l'impact du paquet énergie-climat sur le système énergétique et l'économie belge réalisée, en 2008, par le BFP (Bossier et al., 2008). Cette analyse est présentée à l'annexe 5.

S'agissant de la décision récente du gouvernement fédéral relative à l'énergie nucléaire, l'étude prospective permet d'en évaluer l'impact sur l'approvisionnement en électricité, puisqu'un tel scénario est analysé dans la section 7.2.



## Rappel des différents scénarios

L'étude s'articule autour d'un scénario de référence, basé sur les dernières statistiques énergétiques publiées, sur des hypothèses de référence et sur les politiques et mesures belges existantes en 2006. Le système énergétique de la Belgique et des pays limitrophes est ensuite « projeté » à l'horizon 2030<sup>158</sup> au moyen du modèle énergétique PRIMES-interconnecté. Cette projection donne une image de ce que serait notre système énergétique national à politiques inchangées (par exemple en matière d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables, de réductions des émissions de gaz à effet de serre, de filière électrique, etc.) et compte tenu de l'évolution estimée de plusieurs variables clés telles que le PIB, la population, les prix des énergies fossiles, etc. La partie électrique du système énergétique est ensuite analysée plus en détail au moyen des modèles électriques SPARK et PROCREAS.

Outre fournir une projection de base, le but du scénario de référence est aussi de servir de point de comparaison pour l'analyse de scénarios alternatifs, de façon à pouvoir estimer les conséquences de choix politiques (politique environnementale plus contraignante, prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires...) ou l'impact d'hypothèses alternatives quant à l'évolution de certains paramètres exogènes (prix internationaux des combustibles fossiles, croissance économique plus faible ou plus forte...).

Différents scénarios alternatifs ont été élaborés, combinant trois éléments déterminants : 1° l'incertitude sur l'évolution de la demande d'électricité, 2° la politique climatique qui influence directement le prix des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> et donc la valeur du carbone, et 3° la possibilité ou non de prolonger la durée de fonctionnement des centrales nucléaires existantes (au-delà de 40 ans). Parmi ces scénarios alternatifs, les quatre plus significatifs (qui entraînent les variations les plus contrastées par rapport au scénario de référence) ont été analysés en profondeur :

- le scénario Base\_Nuc : mêmes déterminants de la demande électrique et mêmes valeurs du carbone que dans le scénario de référence, mais l'option nucléaire est laissée ouverte (prolongation de la durée de vie des centrales existantes au-delà des 40 ans, sans construction de nouvelle unité) ;
- le scénario Base\_HiCV : mêmes déterminants de la demande électrique que dans le scénario de référence, sortie du nucléaire maintenue, mais la valeur du carbone est plus élevée (jusqu'à 54 EUR/t CO<sub>2</sub> en 2020 contre 22 EUR/t CO<sub>2</sub> dans le scénario de référence) ;
- le scénario HiGro : mêmes valeurs du carbone que dans le scénario de référence et sortie programmée du nucléaire, mais la demande d'électricité est plus élevée en raison d'une croissance économique plus forte en Belgique et au niveau européen ;
- le scénario LoGro : mêmes valeurs du carbone que dans le scénario de référence et sortie programmée du nucléaire, mais la demande d'électricité est plus modérée en raison d'une croissance économique plus faible et de la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique ambitieux en Belgique et dans les pays voisins.

La partie électrique du système énergétique dans les scénarios alternatifs est ensuite analysée plus en détail au moyen des modèles électriques SPARK et PROCREAS, mais pour un nombre limité de scénarios.

---

<sup>158</sup> Comme l'horizon de l'étude prospective électricité est 2017, seuls les résultats jusqu'en 2020 sont présentés et analysés.

## Les principaux résultats des simulations

Les principaux résultats de l'étude prospective électricité sont résumés ci-après. Ils sont répartis en trois thèmes : la demande d'électricité, l'offre électrique et les besoins en nouvelles capacités de production. Pour chaque thème, les résultats du scénario de référence sont présentés d'abord. Ils sont complétés ensuite par les résultats les plus significatifs des scénarios alternatifs. Sauf indication contraire, les évolutions décrites concernent la période 2005-2020.

### En matière de demande d'électricité

1. Dans le scénario de référence, le taux de croissance de la demande électrique est de 1,7 % par an en moyenne. En 2020, la demande électrique est estimée à 112,9 TWh et se situe 28 % au-dessus du niveau de 2005.
2. C'est dans le secteur tertiaire que la consommation d'électricité progresse le plus (2,6 % par an), viennent ensuite le secteur résidentiel (1,9 % par an) et l'industrie (1,4 % par an). Les transports ferment la marche avec un rythme de croissance de 0,6 % par an en moyenne.
3. Dans les scénarios alternatifs, l'évolution de la demande électrique est comparable à celle calculée dans le scénario de référence (entre 1,6 % et 1,8 % par an) à une exception près, le scénario LoGro, où le rythme de croissance de la demande est de 0,7 % par an en moyenne.

### En matière d'offre d'électricité

4. Dans le scénario de référence, la structure de la production d'électricité change sensiblement : les contributions respectives du nucléaire, des énergies fossiles<sup>159</sup> et des sources d'énergie renouvelables sont de 34 %, 53 % et 13 % en 2020, contre 55 %, 39 % et 6 % en 2005.
5. Au sein des sources d'énergie renouvelables, la biomasse occupe la première place, suivie par l'éolien offshore, dont le potentiel de développement est largement supérieur à celui de l'éolien onshore. L'hydro-électricité est stable, car son potentiel a déjà été largement exploité. A l'horizon 2020, le solaire photovoltaïque reste encore tout à fait marginal.
6. Les importations nettes d'électricité sont évaluées à 12,7 TWh en 2020, soit deux fois plus que le niveau observé en 2005.
7. Les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique du parc de production électrique belge sont évaluées à 30 Mt en 2020, soit 28 % au-dessus du niveau de 2005.
8. La structure de la production électrique dépend aussi beaucoup des hypothèses de politique énergétique (nucléaire) et climatique (valeur du carbone) évaluées dans les scénarios alternatifs. On constate néanmoins que la production électrique à partir des sources d'énergie renouvelables n'est pas vraiment sensible à la sortie ou non du nucléaire. Elle est bien plus dépendante de la valeur du carbone qui affecte les prix relatifs des différentes formes d'énergie.
9. Le scénario le plus favorable aux sources d'énergie renouvelables est le scénario Base\_HiCV où elles représentent 15 % de la production électrique totale en 2020.

---

<sup>159</sup> Le charbon et le gaz naturel contribuent respectivement pour 9 % et 26 % dans la production électrique en 2005, et pour 17 % et 31 % en 2020.



10. La production électrique à partir du charbon est surtout sensible à la valeur du carbone<sup>160</sup> et au niveau de la demande électrique. En 2020, cette production est réduite des trois quarts dans le scénario Base\_HiCV et de moitié dans le scénario Lo\_Gro par rapport à celle calculée dans le scénario de référence. A l'inverse, elle est supérieure de 6 % dans le scénario Hi\_Gro.
11. Le gaz naturel est la source d'énergie primaire la plus sollicitée (en dehors du nucléaire) dans tous les scénarios. De 31 % en 2020 dans le scénario de référence, la part du gaz naturel dans la production électrique va jusqu'à atteindre 40 % dans le scénario Base\_HiCV.
12. Cependant, malgré cette sollicitation accrue, les volumes de gaz naturel dédiés à la production électrique n'augmentent que modérément dans le scénario de référence (+8 % entre 2005 et 2020). Cela s'explique par une augmentation sensible du rendement de conversion moyen des unités au gaz (TGV, cogénération). Comme on peut s'y attendre, c'est dans le scénario Base\_HiCV que la consommation de gaz naturel augmente le plus (+29 % entre 2005 et 2020). La question de la disponibilité des capacités de transport aux différents points d'entrée du gaz naturel en Belgique fait l'objet de l'étude prospective gaz, actuellement en cours d'élaboration, sur base des mêmes hypothèses que la présente étude.
13. Dans tous les scénarios alternatifs étudiés, la Belgique demeure importatrice nette d'électricité, mais les quantités importées sont très variables d'un scénario à l'autre. C'est dans les scénarios Lo\_Gro et Base\_HiCV que les importations d'électricité sont les plus élevées (respectivement 18,8 TWh et 16,5 TWh en 2020) et dans le scénario Base\_Nuc qu'elles sont les plus faibles (3,8 TWh en 2020).
14. Enfin, c'est dans les scénarios Base\_HiCV et Lo\_Gro que les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique sont les plus faibles, inférieures même à celles calculées dans le scénario Base\_Nuc.

### En matière d'investissement dans de nouvelles capacités de production

15. L'évolution du parc de production d'électricité doit retenir toute l'attention : un tiers environ (4300 MW) du parc de production actuel (15000 MW hors pompage-turbinage) devra être remplacé d'ici 2020, sans compter l'accroissement du parc de quelque 6700 MW pour tenir compte de l'évolution de la demande d'électricité. Dans le scénario de référence, les investissements cumulés de 2006 à 2020 sont ainsi estimés à 11000 MW, dont 60 % destinés à répondre à l'accroissement de la demande et 40 % destinés à remplacer les installations déclassées (notamment les unités nucléaires ayant atteint les 40 ans).
16. Les investissements à consentir dans de nouvelles unités de production d'ici 2020 seront donc considérables. Le tableau 23 précise le calendrier des investissements par type de centrale.

---

<sup>160</sup> Il faut souligner qu'à l'horizon 2020, les hypothèses technico-économiques retenues pour les systèmes de captage et de séquestration du carbone ne sont pas encore une option rentable étant donné les hypothèses de prix des combustibles et de la valeur du carbone.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

**Tableau 23 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario de référence (MW)**

	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Centrales supercritiques au charbon	0	817	427
Centrales à gaz à cycle combiné	812	1118	1986
Unités typiques de pointe	279	0	0
Autres unités centralisées <sup>(*)</sup>	904	138	0
Producteurs industriels	639	632	0
Centrales biomasse	246	666	468
Autres unités basées sur les SER	760	450	588
<b>Total (chiffres arrondis)</b>	<b>3600</b>	<b>3800</b>	<b>3500</b>

(\*) : essentiellement turbines vapeur avec ou sans cogénération, repowering de centrales existantes.

Si l'on compare les besoins d'ici 2010 (3600 MW) aux investissements qui se sont déjà concrétisés et à ceux qui devraient être opérationnels d'ici fin 2010 (environ 2700 MW), on voit qu'il manque environ 900 MW suffisamment certains fin 2006 pour répondre à la demande projetée<sup>161</sup>. Cette dernière est cependant probablement surestimée, car l'EPE n'a pas tenu compte de l'impact de la crise économique et financière sur la consommation électrique<sup>162</sup>. Les chiffres provisoires de l'énergie appelée en 2008 sont ainsi de l'ordre de 3,5 TWh en deçà du niveau estimé par le modèle pour cette même année<sup>163</sup>.

17. L'analyse des scénarios alternatifs pour le même horizon de temps (2010) conduit également à des différences par rapport aux investissements décidés. L'écart le plus petit entre les investissements à consentir et les projets est de 600 MW (scénarios Lo\_Gro et Base\_HiCV) et le plus grand est de 1000 MW (scénarios Hi\_Gro et Base\_Nuc).
18. Par contre, si l'étude des investissements nécessaires porte sur le plus long terme (2020), les différences par rapport au scénario de référence sont beaucoup plus significatives. Ainsi, la maîtrise de la demande électrique évaluée dans le scénario Lo\_Gro réduit les investissements cumulés nécessaires de 2006 à 2020 à 7600 MW (contre 11000 MW dans le scénario de référence). Dans le scénario Base\_Nuc, ces investissements s'élèvent à 9300 MW compte tenu du maintien en activité du parc nucléaire existant. Dans le scénario Hi\_Gro, l'investissement nécessaire est de 11700 MW. Enfin, si la capacité totale à investir d'ici 2020 est comparable à celle du scénario de référence dans le scénario Base\_HiCV, la répartition par type de centrale est très différente (davantage d'unités basées sur les SER et le gaz naturel, aucune centrale au charbon).

### Ce qui a changé par rapport aux études antérieures

19. Le taux de croissance annuel moyen de la demande d'électricité est plus élevé dans le scénario de référence de la présente étude prospective (1,7 %) que dans celui de l'étude de la Commis-

<sup>161</sup> Cette affirmation suppose implicitement que les projets correspondent aux besoins en termes de profil de production, ce qui n'est pas nécessairement le cas.

<sup>162</sup> Car la partie quantitative de l'EPE a été réalisée en 2007, avant la crise économique et financière.

<sup>163</sup> Calculé sur la base du taux de croissance annuel moyen de l'énergie appelée entre 2005 et 2010.



sion Energie 2030 (1,2 %) ou du programme indicatif précédent (1,5 %). Le renforcement de « l'électrification » du système énergétique provient principalement des hypothèses de prix plus élevées pour les combustibles fossiles et de l'introduction d'une valeur du carbone plus haute. La combinaison de ces deux facteurs pénalise davantage la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel (dans les transports, l'industrie et le chauffage domestique) que celle d'électricité. Et lorsque des substitutions sont possibles, elles s'opèrent au bénéfice de cette dernière forme d'énergie.

20. Les besoins en nouvelles capacités de production sont plus importants dans cette étude prospective que dans les deux autres études susmentionnées. L'évolution de la demande électrique est un facteur explicatif mais ce n'est pas le seul. Les études s'appuient également sur des calendriers différents de déclassement des centrales existantes et sur des évolutions contrastées des importations d'électricité et de la structure de la production, trois facteurs qui influencent aussi le niveau de la capacité à investir.
21. En ce qui concerne le calendrier de déclassement des centrales existantes, le programme indicatif précédent faisait l'hypothèse que toutes les centrales thermiques en activité restaient opérationnelles jusqu'en 2019 à l'exception des unités nucléaires qui ont atteint 40 ans. Ici, certaines centrales thermiques sont remplacées.
22. Le profil d'évolution des importations d'électricité est différent : le niveau calculé est plus bas en 2015 dans l'étude prospective électricité que dans les deux autres études mais plus élevé à l'horizon 2020.
23. Enfin, les investissements en capacités de production « renouvelable » sont supérieurs dans l'étude prospective électricité et comme une partie d'entre eux sont basés sur des sources à taux d'utilisation moins élevé, des compléments de capacité sont nécessaires pour couvrir la demande à tout moment.

## Points d'attention

Au-delà de ce qui précède, une série de points spécifiques méritent une attention particulière :

- le rôle clé du gaz naturel ;
- la sécurité d'approvisionnement en électricité ;
- le développement des réseaux ;
- la problématique des délais.

### Le rôle clé du gaz naturel

En considérant l'évolution à moyen terme pour l'ensemble des scénarios, le gaz naturel restera, à l'horizon 2017, après le nucléaire, la principale source d'énergie pour la production d'électricité. En outre, la consommation de gaz naturel dans les autres secteurs augmentera régulièrement<sup>164</sup>. Dans le scénario de référence, à l'horizon 2020, la consommation de gaz naturel augmentera de 8 % dans le secteur électrique et de 21 % dans les autres secteurs par rapport aux niveaux de 2005 (en 2005, le gaz naturel était

---

<sup>164</sup> Il convient cependant de noter que la consommation totale de gaz naturel tend à se stabiliser entre 2015 et 2020.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

utilisé pour 28 % dans la production d'électricité, pour 35 % dans l'industrie et pour 37 % dans les secteurs tertiaire et domestique).

Ceci aura d'importantes conséquences :

- la dépendance de la Belgique vis-à-vis du gaz naturel importé sera grandissante. Au fur et à mesure de l'arrivée à échéance des contrats historiques d'achat de gaz naturel, l'incertitude augmentera tant au niveau des sources que des voies et des volumes du gaz naturel destinés à la consommation en Belgique. Ces incertitudes rendront d'autant plus complexe le dimensionnement et le design de l'infrastructure gazière belge (points d'entrée, réseau de transport, stockage, terminal GNL...);
- étant donné la baisse progressive de la production de gaz naturel en Europe occidentale, les importations de gaz naturel en provenance du Moyen-Orient et de Russie seront de plus en plus importantes, ce qui aura pour conséquence d'accroître le risque géopolitique en matière de sécurité d'approvisionnement. D'autant plus que des investissements conséquents doivent être réalisés tout au long de la chaîne gazière, tant dans la production que dans le transport ;
- les conséquences de ces évolutions seront analysées en détail dans le cadre de l'étude prospective gaz en cours de réalisation.

#### **Recommandation**

La Direction générale de l'Energie recommande de maintenir un niveau de vigilance élevé par rapport à la situation énergétique de la Belgique, en particulier en ce qui concerne son degré de dépendance par rapport aux importations de gaz naturel dans les années à venir. A cette fin, l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel (en cours d'élaboration) sera un outil précieux.

#### **La sécurité d'approvisionnement en électricité**

Les résultats des présentes analyses montrent clairement que la demande d'électricité continuera à croître dans tous les scénarios envisagés. Or, les investissements nécessaires au remplacement des installations arrivées en fin de vie ainsi que les nouveaux investissements destinés à couvrir l'augmentation de la demande domestique ne sont pas forcément garantis dans un marché libéralisé. On constate également que les capacités de réserve sont partout en diminution. En effet, depuis la libéralisation du marché européen, de nouvelles incertitudes pèsent sur les décisions d'investissement. En particulier, le passage de prix régulés à des prix de marché a pour conséquence que les opérateurs n'ont plus l'assurance que tous les coûts seront couverts. Dans un marché « parfait », le signal prix devrait permettre de (re)construire les capacités nécessaires pour faire face à la demande et d'assurer l'équilibre du système électrique. Toutefois, étant donné le temps nécessaire à la construction de nouvelles installations (à titre d'exemple, un délai minimum de 4 ans est nécessaire pour la mise en service d'une centrale à turbine gaz-vapeur – TGV, filière la plus rapide à mettre en œuvre) et compte tenu de capacités de réserve plus restreintes, il existe un risque de voir l'offre temporairement insuffisante pour rencontrer la demande. Les résultats de l'étude prospective qui découlent du modèle PRIMES ne tiennent pas compte de cette problématique des délais. Les investissements sont déterminés de manière à assurer, pour chaque année de la période de projection, l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

- Si le risque évoqué ci-dessus apparaît et que la sécurité d'approvisionnement s'en trouve menacée, les autorités publiques disposent de la possibilité légale de lancer un appel d'offres en vue de la construction d'installations de production. Toutefois, les mesures d'exécution de la loi doivent encore être prises, afin d'assurer le fonctionnement réel de la procédure d'appel d'offres. Un tel appel d'offres ne pourrait produire d'effet que dans la mesure où il est combiné à un système



incitatif à l'investissement. En effet, si l'investissement nécessaire ne se réalise pas dans des conditions normales de marché, il n'y a pas de raison qu'un appel d'offres dans des conditions similaires produise un effet différent. Il convient dès lors d'organiser un système incitatif ainsi que son financement. Il faut cependant signaler que l'effet de l'appel d'offre (installation d'une nouvelle centrale) ne porte ses fruits que plusieurs années plus tard.

- Les importations d'électricité peuvent aussi contribuer à satisfaire la demande domestique. Pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, il importe donc que les pays voisins disposent de capacités de production susceptibles d'être « exportées » vers notre pays sur l'ensemble de la période. Dans les divers scénarios étudiés, la Belgique reste importatrice nette d'électricité. PRIMES modélise les flux avec les pays voisins de manière endogène et les contributions relatives des importations et de la production domestique à la satisfaction de la demande découlent d'un optimum économique. Dans l'évaluation des investissements nécessaires en Belgique, l'on suppose implicitement que les investissements en moyens de production dans les pays qui nous entourent se réalisent suivant les projections du modèle. Jusqu'il y a peu, il n'existait pas de forum ou d'organisation qui examinait l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau d'une région de l'Europe. Le 7 juin 2007, a été constitué le forum pentalatéral, qui réunit les pays du Benelux, la France et l'Allemagne et où la Belgique joue un rôle actif. Cette structure de coopération a, entre autres, pour mission d'élaborer un « system adequacy forecast » en matière de sécurité d'approvisionnement et un plan de développement du réseau de transport à l'échelle régionale des cinq pays. Les prochaines études prospectives pourront s'appuyer sur les travaux et les résultats obtenus au sein de ce forum.

### Importations et sécurité d'approvisionnement

Les perspectives d'échanges d'électricité entre pays constituent un élément clé dans la détermination du parc électrique belge. C'est aussi un facteur empreint de grande incertitude dans la mesure où il repose sur des perspectives d'évolution dans les pays voisins, sur lesquelles la Belgique n'a pas prise (comme par exemple, l'évolution de la demande, les plans d'investissement, etc.). La preuve en est que d'autres études sur l'évolution du secteur électrique, au niveau national ou européen, montrent des échanges électriques souvent assez différents<sup>165</sup>.

Cela étant, et compte tenu de l'importance du critère de sécurité d'approvisionnement électrique, il aurait pu être intéressant d'étudier un scénario où la Belgique a un solde net d'échanges d'électricité égal à zéro sur la période de projection. L'avantage d'un tel scénario aurait été d'évaluer l'écart, toutes choses égales par ailleurs, entre les besoins d'investissements calculés dans cette étude prospective et ceux qu'il faudrait mettre en œuvre si la Belgique ne pouvait compter que sur son seul parc de production. Cet écart aurait aussi pu être jaugé au regard d'autres moyens d'action pour garantir la sécurité d'approvisionnement au cas où les possibilités d'importations seraient plus réduites, tels la maîtrise de la demande d'électricité ou la gestion de la charge.

<sup>165</sup> Dans ce contexte, on peut citer l'étude prospective réalisée par la DGEMP (Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, Observatoire de l'Energie, France), publiée le 2 avril 2008 et qui prévoit que les exportations françaises baisseront de 63,3 TWh en 2006 à 53 TWh en 2020 et à 22,8 TWh en 2030. Le rapport néerlandais « Referentieramingen energie en emissies 2005-2020 » de ECN (Energieonderzoek Centrum Nederland), publié en 2005, prévoit, quant à lui, une diminution structurelle des importations nettes sur la période 2005-2020. Ces évolutions ont servi de base à l'étude « European Energy and transport - Trends to 2030 » de la DG TREN (Direction générale de l'Energie et des transports) de la Commission européenne.

Un tel scénario « extrême » n'a pas été étudié dans le cadre de cette étude prospective, qui a plutôt mis l'accent sur les incertitudes liées à l'évolution de la demande électrique, la politique climatique et le mix énergétique. Il convient cependant de souligner que les différents scénarios étudiés contrastent beaucoup en termes d'échanges électriques, car ces derniers sont déterminés de manière endogène, en fonction des perspectives d'évolution de la demande et de l'offre d'électricité en Belgique et dans les pays voisins. Un facteur 5 sépare le niveau le plus bas du niveau le plus élevé en 2020 (voir supra). Ces scénarios montrent explicitement l'importance du facteur « importations » dans la détermination des besoins de production électriques et permettent de nourrir les discussions sur la sécurité de notre approvisionnement électrique.

- Il faut aussi être conscient que cette étude est basée sur des hypothèses de conditions météorologiques moyennes et sur une disponibilité connue des moyens de production. Or, la sécurité d'approvisionnement du système électrique pourrait être mise en difficulté lors de conditions s'écartant de manière significative des conditions habituelles, comme :
  - une vague de froid intense et prolongée sur toute l'Europe, avec une demande électrique élevée dans tous les pays et éventuellement des problèmes pour certaines unités de production, qui pourrait se conjuguer à une forte demande pour le gaz naturel destiné au chauffage pouvant contraindre le fonctionnement de certaines centrales au gaz ;
  - une vague de fortes chaleurs sur toute l'Europe, avec une demande plus élevée (besoins de climatisation), des problèmes de refroidissement dans les centrales thermiques par manque d'eau (ce qui diminue aussi l'output des centrales hydro-électriques) et un anticyclone réduisant fortement la production éolienne (ce qui s'observe toujours durant les mois d'été, avec un output moyen fort bas) ;
  - des problèmes d'approvisionnement généralisés pour certains combustibles utilisés dans la production d'électricité, mobilisés à d'autres fins, comme le chauffage ;
  - des problèmes génériques, qui réduisent fortement la disponibilité de certaines unités de production fortement répandues en Europe (problèmes techniques, maintenance...).
- Les spécificités des différents vecteurs énergétiques doivent également retenir l'attention. Pour la production d'électricité, chaque vecteur énergétique comporte, de manière inhérente, un certain nombre d'avantages et d'inconvénients, notamment pour les aspects suivants :
  - la disponibilité : certaines centrales sont réglables en fonction de la demande (hormis pendant les périodes d'entretien, de réparation ou de panne), d'autres fonctionnent quel que soit le niveau de la demande (les éoliennes, les centrales hydro-électriques, les centrales nucléaires..., qui fonctionnent la nuit ou le week-end, avec une marge de manœuvre relativement étroite) ;
  - l'intermittence et les fluctuations saisonnières : en l'absence de vent, les éoliennes ne fonctionnent pas ; en l'absence de lumière, ce sont les panneaux photovoltaïques qui sont hors service ; en cas de forte canicule et de sécheresse, les centrales hydro-électriques et les centrales thermiques connaissent une chute de régime (les dernières, en raison des limites de température imposées à leurs rejets dans l'eau). Cela nécessite, à certains moments, des capacités de réserve ;



- les émissions de CO<sub>2</sub> : à chaque vecteur énergétique est associé un niveau d'émission de CO<sub>2</sub> spécifique, allant de 0 pour les sources d'énergie renouvelables ou les centrales nucléaires jusqu'à des niveaux élevés pour les centrales classiques au charbon ;
- la dépendance vis-à-vis des importations : toutes les sources d'énergie primaires fossiles nécessaires à la production d'électricité doivent être importées, la Belgique ne disposant plus d'aucune production domestique en la matière ; par contre, les sources d'énergie renouvelables sont essentiellement domestiques (excepté la biomasse importée) ;
- la souplesse d'utilisation : certains types de centrales offrent beaucoup de souplesse ; leur fonctionnement peut être ajusté à tout moment, en fonction des circonstances, de la demande... ; d'autres présentent une inertie assez forte et sont donc nettement moins flexibles ;
- la décentralisation de la production : certains types de centrales sont typiquement des centrales de réseau, à forte puissance installée, produisant de l'électricité destinée à un hinterland étendu, par l'intermédiaire d'un réseau de transport. A l'avenir, de plus en plus d'unités de production (basées sur des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération) seront décentralisées, ce qui ne sera pas sans conséquence sur le réseau de transport, injectant éventuellement l'électricité directement sur le réseau de distribution ou directement chez le client final. Le taux d'utilisation de certaines unités de production décentralisées, comme les éoliennes et les panneaux photovoltaïques, est plus faible que celui de moyens de production centralisés conventionnels. De plus, leur production étant plus volatile, il convient de prévoir un certain « backup », c'est-à-dire des moyens de production centralisés conventionnels supplémentaires, qui utiliseront toujours le réseau de transport. On notera aussi que, dans certaines régions, le potentiel de sources d'énergie décentralisées dépasse largement la demande locale. Il y aura donc d'importantes injections du niveau de la distribution vers le niveau du transport. Mais l'infrastructure de transport existante n'est actuellement pas configurée pour ces flux atypiques, si bien que le GRT (Elia) doit investir dans des adaptations structurelles du réseau de transport. Ce processus de décentralisation de la production électrique aura, à terme, des répercussions sur les réseaux, sur les pertes de réseau, sur l'aménagement du territoire, sur les capacités de réserves, sur les possibilités d'échange et d'équilibrage, etc. La question de la décentralisation est relativement complexe et nécessite une réflexion à long terme sur le design des réseaux. Cette réflexion constitue l'une des missions de la plate-forme interuniversitaire sur la fiabilité des réseaux (Be Prone), qui a vu le jour en 2009, sous la forme d'une association sans but lucratif et qui réunit les parties prenantes du système électrique belge ainsi que le potentiel scientifique concerné du pays : la direction générale de l'Energie, Elia, la CREG et plusieurs universités (ULB, KULeuven, ULg, etc.).

## Recommandations

La Direction générale de l'Energie recommande d'accorder la plus grande attention à la question de la sécurité des approvisionnements en énergies primaires et en électricité.

Compte tenu des spécificités de chaque vecteur énergétique énoncées ci-avant, un mix énergétique diversifié et équilibré est en soi un facteur de sécurité. En effet, la combinaison de ces différents vecteurs offre au parc de production la flexibilité nécessaire pour rencontrer les fluctuations de la demande et permet une optimisation économique.

Il s'agit également de rester vigilant vis-à-vis des importations d'électricité dans les années à venir. Par définition, les importations exigent que des capacités d'exportations existent au-delà de nos frontières. C'est le propre du marché interne européen de l'électricité de générer des flux commerciaux d'électricité par le jeu de la concurrence entre les différents acteurs européens. Etant donné les imperfections récurrentes du marché de l'électricité, les pouvoirs publics devront veiller à ce que les investissements en capacités de production soient suffisants pour garantir la sécurité des approvisionnements à l'échelle européenne comme nationale. Des mécanismes spécifiques devront être mis en place. En particulier, les dispositions relatives à la procédure d'appel d'offres prévue par la loi du 29 avril 1999 pour pallier le manque d'investissements spontanés devront être prises (par arrêté royal).

## Le développement des réseaux

L'étude prospective définit les moyens de production d'électricité qui doivent être installés en vue de faire face à la demande d'électricité prévue à l'aide des simulations effectuées par PRIMES. Ces résultats sont de nature quantitative (capacité installée en MWe par période) et qualitative (types de centrales et sources d'énergie primaires). Ces résultats n'indiquent cependant ni la taille ni la localisation précise des diverses centrales qui devront être installées sur le territoire.

Il va de soi que toute centrale électrique (certes dans une moindre mesure celles qui fonctionnent en autoproductio) doit être raccordée au réseau électrique, afin de contribuer à la satisfaction globale de la demande et, par conséquent, à la sécurité d'approvisionnement. La localisation d'une nouvelle unité de production par rapport au réseau revêt donc une importance considérable en matière de configuration et de dimensionnement du réseau : elle peut se situer à un endroit favorable pour le raccordement au réseau ou défavorable, voire déconseillé, si un raccordement n'est pas possible sans nouveaux investissements importants dans ledit réseau et souvent aussi dans le réseau gazier.

Les projets d'investissement dans des unités de production d'électricité doivent donc tenir compte des limitations potentielles du raccordement au réseau et, le cas échéant, prendre en considération les plans de développement et les délais de réalisation relatifs au développement du réseau quand le réseau existant n'est pas en mesure d'accueillir facilement une nouvelle production électrique à l'endroit envisagé.



## Recommandation

La Direction générale de l'Energie recommande de tout mettre en œuvre pour que les investissements nécessaires soient opérés, afin d'adapter les réseaux électriques aux nouvelles contraintes du marché (intégration croissante des unités de production décentralisées et/ou intermittentes, réseaux réactifs et bi-directionnels...).

Les investissements en moyens de production doivent tenir compte des contraintes des réseaux existants, en prenant en considération les délais de développement et d'adaptation de ces réseaux. Par ailleurs, les investissements en extension de réseau doivent être planifiés pour permettre à la Belgique de rencontrer ses objectifs, par exemple, en termes de pénétration des énergies renouvelables.

Comme indiqué plus avant dans la présente étude, le plan de développement du réseau de transport d'électricité sera développé et proposé, par le gestionnaire de réseau (Elia), pour approbation, au ministre fédéral en charge de l'Energie. Les auteurs de la présente étude sont associés à ces travaux.

## La problématique des délais

Le modèle PRIMES, étant avant tout un modèle dédié aux moyen et long termes, n'intègre pas la question des délais, qui est particulièrement sensible sur le court terme : les délais entre le moment où intervient une prise de décision pour un investissement donné (investissement dans une nouvelle unité de production, par exemple) et le moment où cet investissement est réellement opérationnel. Or, dans le secteur de l'électricité (tant au niveau de la production que du transport), les délais totaux liés à la construction de nouvelles installations sont relativement importants pour plusieurs raisons :

- avec la libéralisation du secteur électrique en Europe et suite notamment aux multiples modifications institutionnelles et réglementaires qui en découlent, nombre de décisions d'investissement ont été postposées. Après une longue période de « sous-investissement », un certain « rattrapage » se profile ;
- les incertitudes relatives à certaines décisions politiques, tant au niveau européen (concernant « l'unbundling » de propriété des réseaux, le renforcement du marché intérieur, « l'Emission Trading System », les objectifs en matière de sources d'énergie renouvelables...) qu'au niveau national (au sujet de la remise en cause de la sortie du nucléaire, de la fusion de Suez et GDF...), ne constituent pas un climat favorable à l'investissement. Il est nécessaire de garantir un cadre légal et réglementaire suffisamment stable pour permettre aux investisseurs potentiels d'établir la rentabilité sur toute la durée de vie des investissements, en général assez importants, qu'ils sont amenés à réaliser. Lorsque ces décisions auront été prises, on assistera probablement à un « rattrapage », mais le délai de réalisation de ces nouveaux investissements nécessitera entre-temps de continuer à exploiter d'anciennes unités de production (et donc de s'approvisionner en combustibles adéquats) ;
- dans les carnets de commandes des équipementiers, déjà bien remplis par les commandes induites par la croissance des pays asiatiques, s'ajoute la demande des électriciens européens. Les délais de livraison des turbines, des tuyaux de chaudières, des transformateurs... s'allongent considérablement. Les commandes isolées passent parfois au second plan par rapport aux commandes groupées. Des listes d'attente se forment, avec des délais de livraison qui peuvent dépasser les deux ans dans certains cas ;<sup>166</sup>

<sup>166</sup> Il convient de mentionner au passage que cette situation entraîne une hausse des prix, qui est renforcée par l'augmentation du prix des matières premières.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

- les procédures administratives d'octroi de permis de bâtir, de concession, d'autorisation, de permis d'environnement, etc. sont relativement longues tant pour les unités de production que pour les adaptations des réseaux. Les possibilités de recours en justice constituent également un facteur d'allongement des délais (exemple : avis des régulateurs concernant des recours entrepris pour non-raccordement d'unités renouvelables au réseau de distribution). Le phénomène « NIMBY » complique souvent encore les choses, en allongeant les démarches, voire en les faisant échouer. Une simplification et une rationalisation des différentes procédures administratives sont souhaitables, de façon à favoriser la mise en œuvre des investissements indispensables dans les délais voulus.

#### **Recommandation**

Sur base de ce qui précède et des éléments relatifs à la préparation de la sortie de l'énergie nucléaire évoqués plus haut (cf. 1.1.3), la Direction générale de l'Energie a recommandé qu'une décision sur l'éventuelle remise en question de la sortie de l'énergie nucléaire soit prise dans un délai bref et, au plus tard, en 2009. Au moment de terminer la rédaction de la présente étude, il s'avère que cette recommandation a été retenue. En effet, au début du mois d'octobre 2009, le gouvernement fédéral a pris la décision de prolonger la durée de fonctionnement des trois plus anciennes centrales nucléaires.



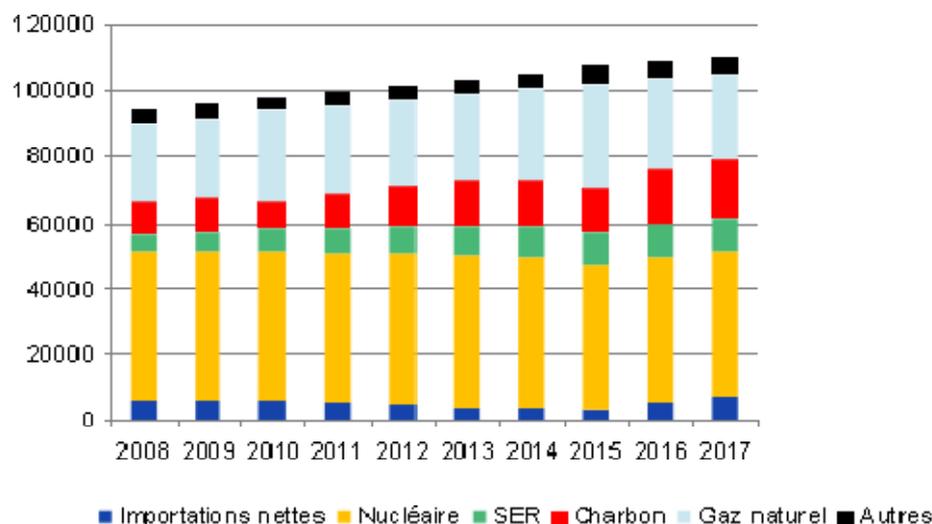
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Annexes



## Annexe 1 : Les résultats du scénario de référence sur une base annuelle entre 2008 et 2017

**Graphique 60 : L'évolution de l'énergie produite et importée, période 2008-2017 (GWh)**

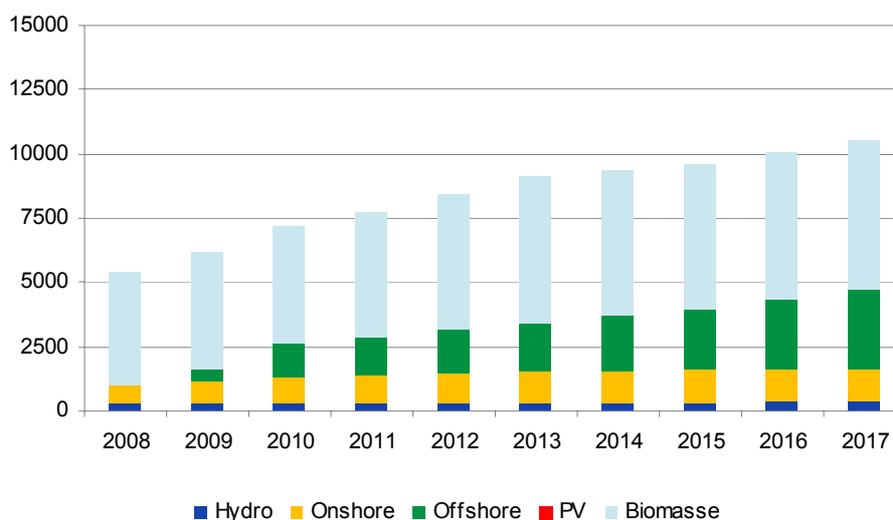


Source : PRIMES

SER = sources d'énergie renouvelables.

Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.

**Graphique 61 : L'évolution de l'énergie produite à partir des SER, période 2008-2017 (GWh)**



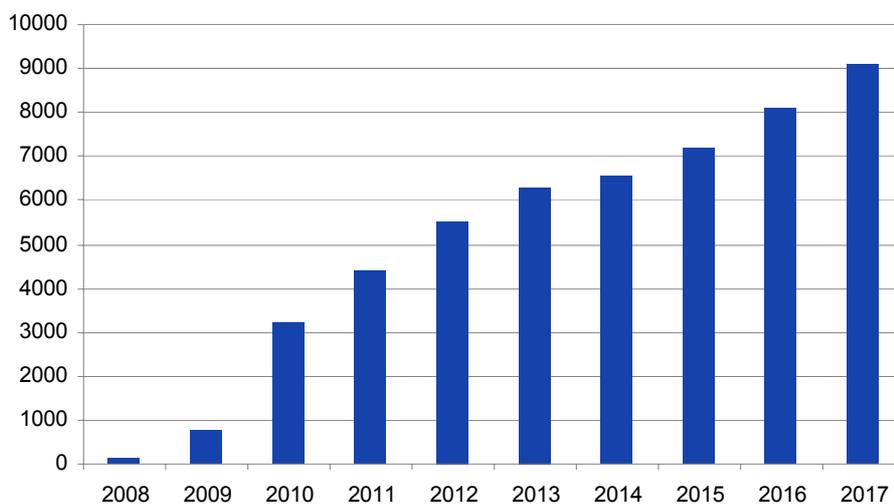
Source : PRIMES

PV = solaire photovoltaïque.

N.B. : le terme « biomasse » regroupe la biomasse proprement dite et les déchets y compris les gaz de décharge.

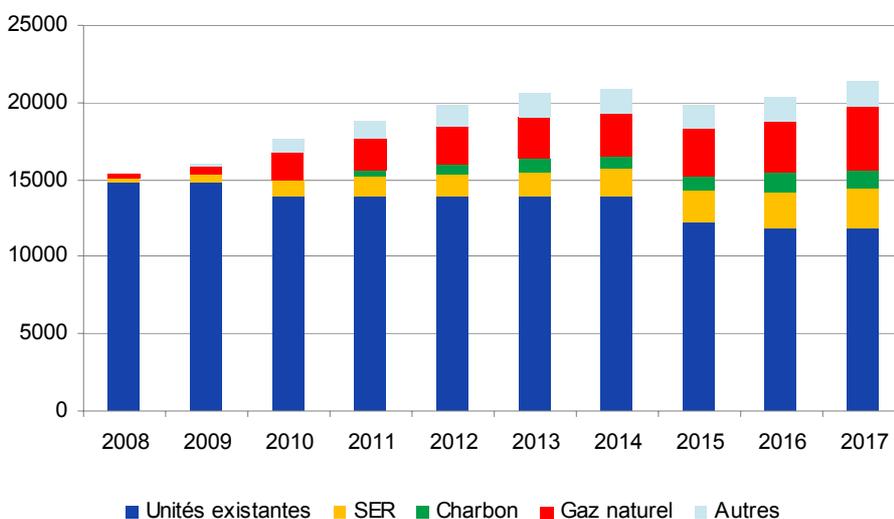


**Graphique 62 : L'évolution des investissements cumulés entre 2008 et 2017 (MW)**



Source : PRIMES

**Graphique 63 : L'évolution de la capacité installée, par forme d'énergie, période 2008-2017 (MW)**

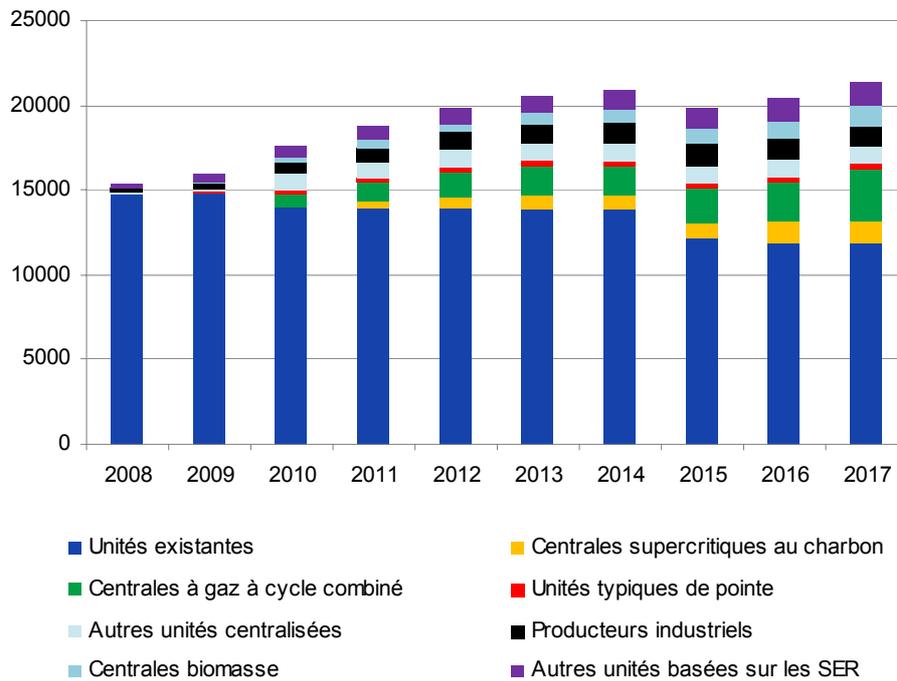


Source : PRIMES

SER = sources d'énergie renouvelables.

Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.

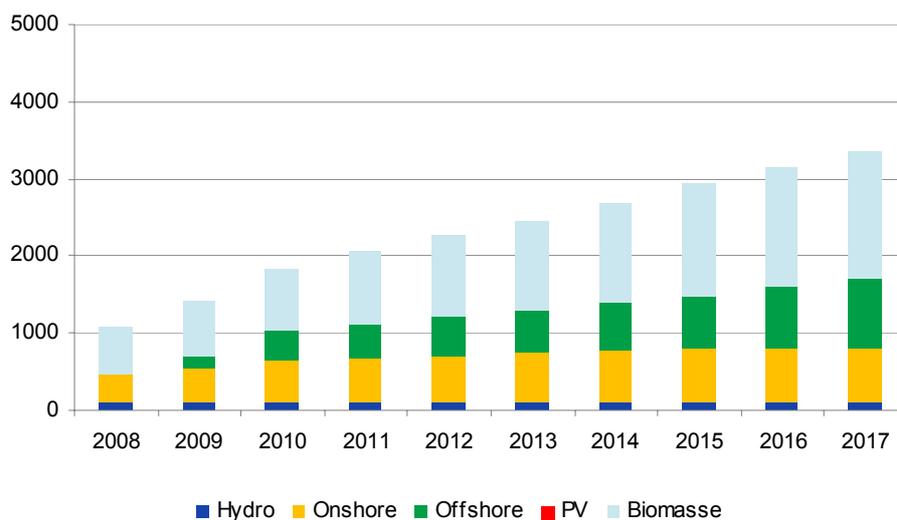
**Graphique 64 : L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, période 2008-2017 (MW)**



Source : PRIMES

N.B. : les autres unités centralisées regroupent essentiellement les turbines à vapeur avec ou sans cogénération et le « repowering » de centrales existantes.

**Graphique 65 : L'évolution de la capacité installée des centrales SER, période 2008-2017 (MW)**



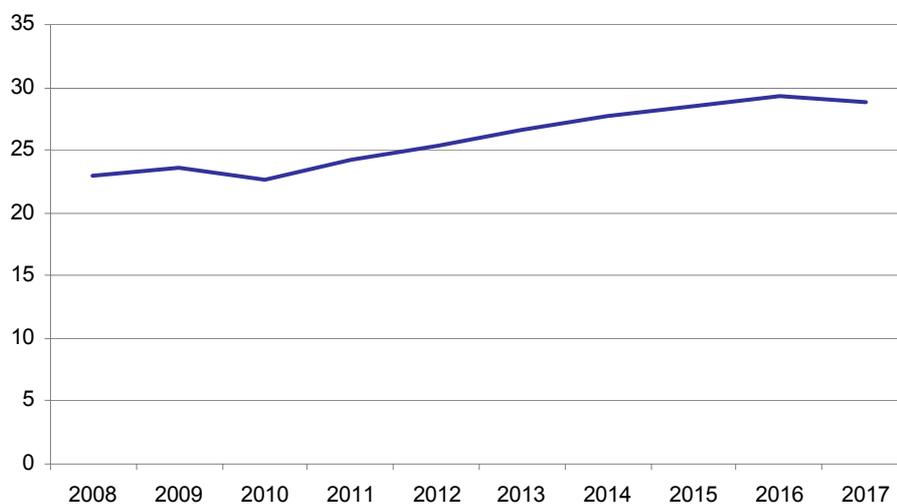
Source : PRIMES

PV = solaire photovoltaïque.

N.B. : le terme « biomasse » regroupe la biomasse proprement dite et les déchets y compris les gaz de décharge.



**Graphique 66 : L'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> du parc belge, période 2008-2017 (Mt)**

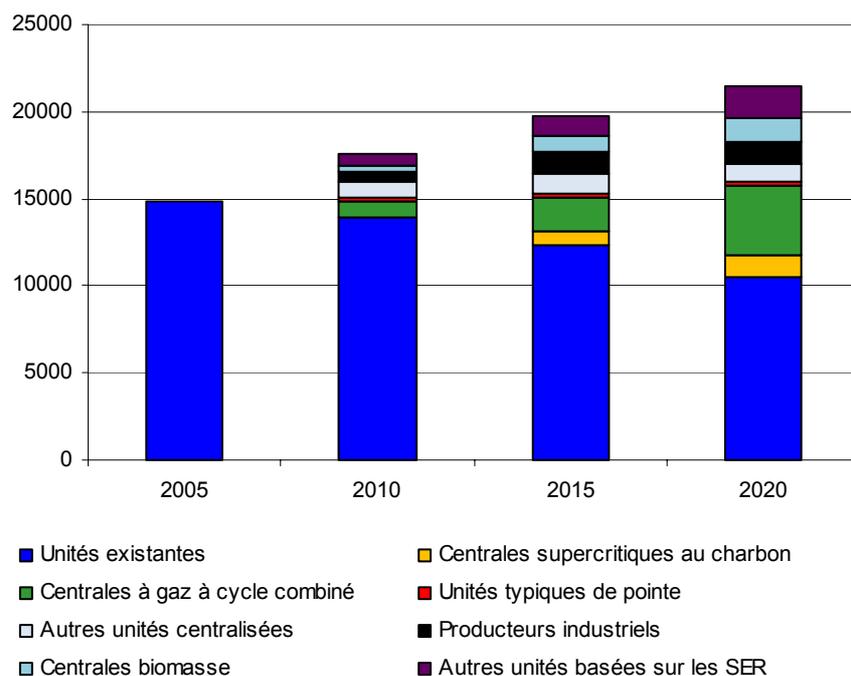


Source : PRIMES

## Annexe 2 : Les caractéristiques et le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, selon le scénario

Le scénario de référence (Refscen)

Graphique 67 : L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario de référence (MW)



N.B. : ce graphique est identique au graphique 24 du rapport.

Tableau 24 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario de référence (MW)

	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Centrales supercritiques au charbon	0	817	427
Centrales à gaz à cycle combiné	812	1118	1986
Unités typiques de pointe	279	0	0
Autres unités centralisées	904	138	0
Producteurs industriels	639	632	0
Centrales biomasse	246	666	468
Autres unités basées sur les SER	760	450	588
<b>Total<sup>1</sup></b>	<b>3600</b>	<b>3800</b>	<b>3500</b>

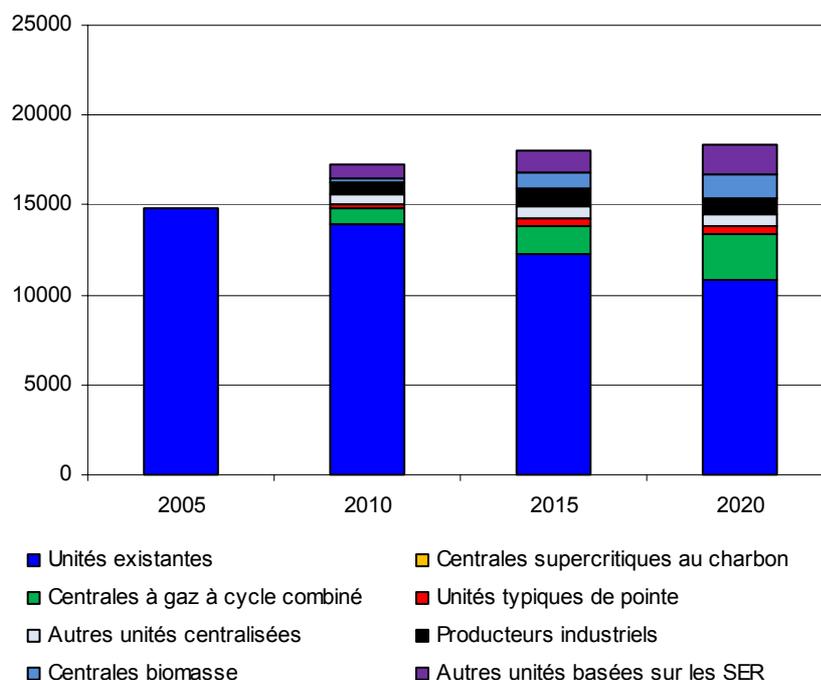
<sup>1</sup> Chiffres arrondis.



N.B. : ce tableau est identique au tableau 23 du rapport.

## Le scénario LoGro

**Graphique 68 : L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario LoGro (MW)**



**Tableau 25 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario LoGro (MW)**

	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Centrales supercritiques au charbon	0	0	0
Centrales à gaz à cycle combiné	812	693	977
Unités typiques de pointe	252	211	0
Autres unités centralisées	582	107	0
Producteurs industriels	632	273	0
Centrales biomasse	246	685	364
Autres unités basées sur les SER	760	434	515
<b>Total<sup>1</sup></b>	<b>3300</b>	<b>2400</b>	<b>1900</b>

<sup>1</sup> Chiffres arrondis.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Le scénario HiGro

Graphique 69 : L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario HiGro (MW)

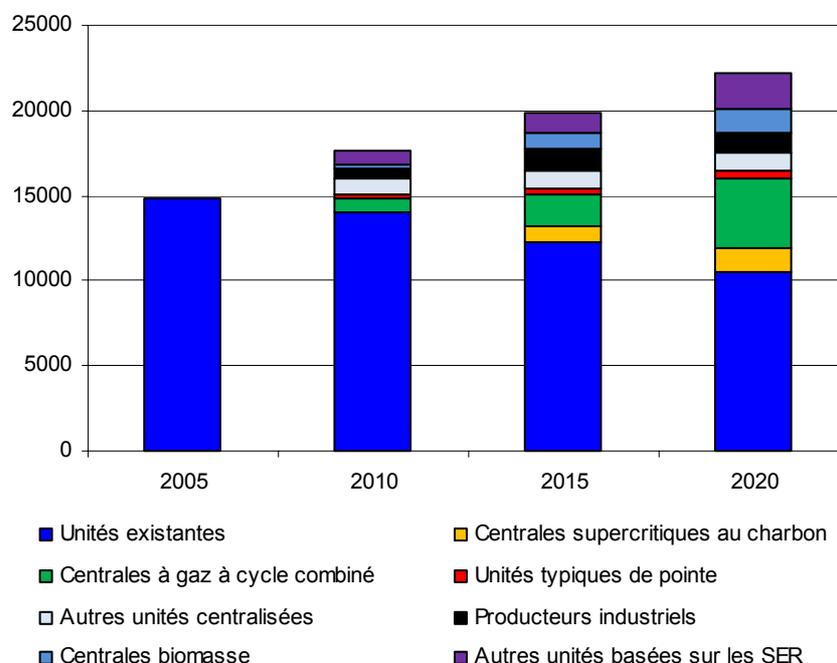


Tableau 26 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario HiGro (MW)

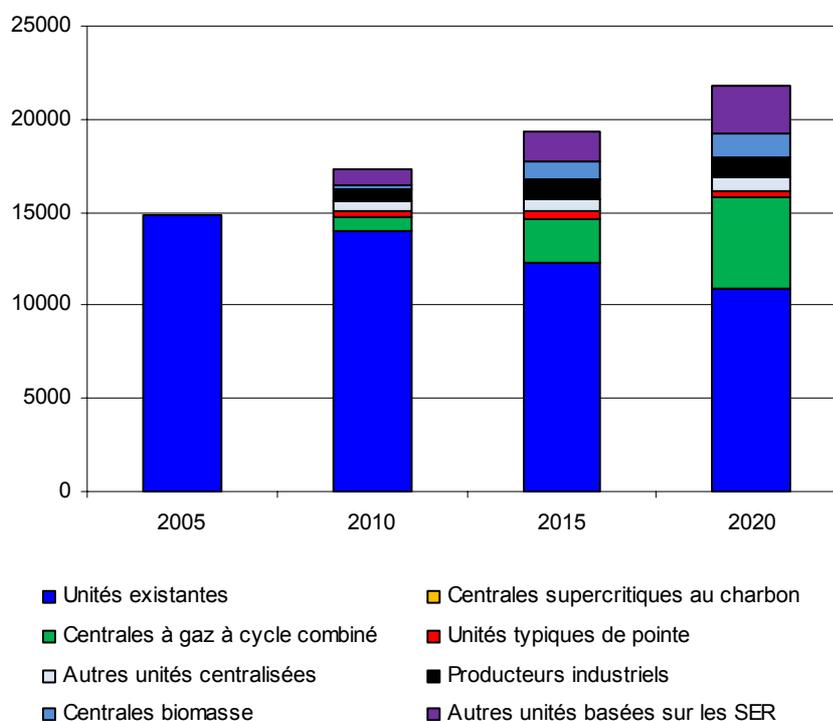
	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Centrales supercritiques au charbon	0	868	514
Centrales à gaz à cycle combiné	812	1092	2217
Unités typiques de pointe	296	83	0
Autres unités centralisées	904	132	0
Producteurs industriels	639	608	0
Centrales biomasse	246	666	468
Autres unités basées sur les SER	760	450	928
<b>Total<sup>1</sup></b>	<b>3700</b>	<b>3900</b>	<b>4100</b>

<sup>1</sup> Chiffres arrondis.



## Le scénario Base\_HiCV

**Graphique 70 : L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario Base\_HiCV (MW)**



**Tableau 27 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario Base\_HiCV (MW)**

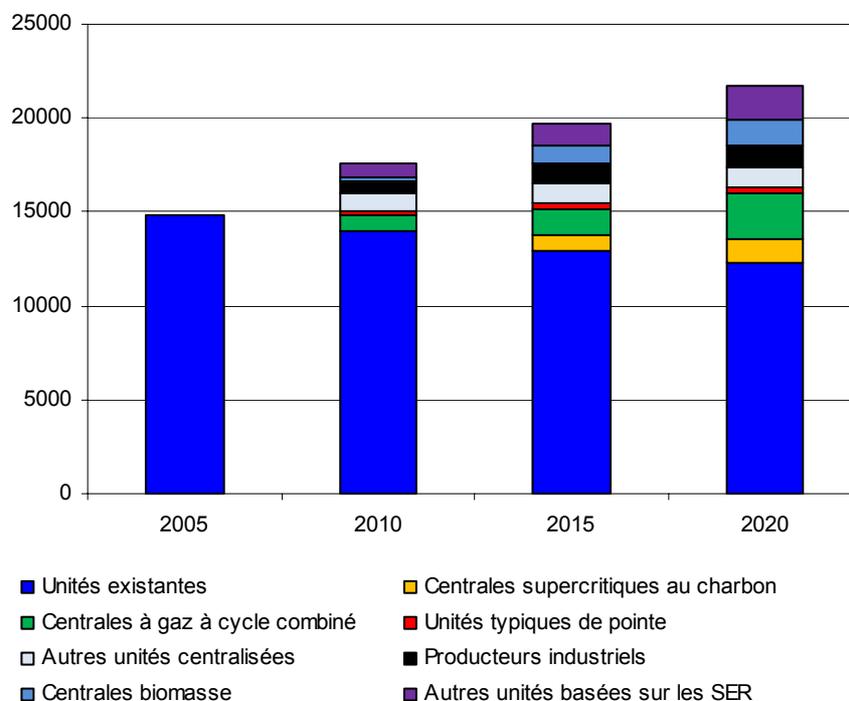
	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Centrales supercritiques au charbon	0	0	0
Centrales à gaz à cycle combiné	812	1546	2564
Unités typiques de pointe	252	110	0
Autres unités centralisées	582	132	0
Producteurs industriels	632	379	0
Centrales biomasse	246	707	342
Autres unités basées sur les SER	760	834	977
<b>Total<sup>1</sup></b>	<b>3300</b>	<b>3700</b>	<b>3900</b>

<sup>1</sup> Chiffres arrondis.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Le scénario Base\_Nuc

**Graphique 71 : L'évolution de la capacité installée, par type de centrale, scénario Base\_Nuc (MW)**



**Tableau 28 : Le calendrier des investissements en nouvelles capacités de production, par type de centrale, scénario Base\_Nuc (MW)**

	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Centrales supercritiques au charbon	0	811	360
Centrales à gaz à cycle combiné	812	625	1088
Unités typiques de pointe	299	1	0
Autres unités centralisées	904	132	15
Producteurs industriels	639	466	0
Centrales biomasse	246	667	467
Autres unités basées sur les SER	760	450	588
<b>Total<sup>1</sup></b>	<b>3700</b>	<b>3100</b>	<b>2500</b>

<sup>1</sup> Chiffres arrondis.



« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Annexe 3 : Les résultats chiffrés du scénario de référence et de quatre scénarios alternatifs

	2005	2010	2015 Refscen	2020	2020			
					LoGro	HiGro	Base_HiCV	Base_Nuc
<b>Energie appelée (TWh)</b>	<b>87,9</b>	<b>97,2</b>	<b>106,6</b>	<b>112,9</b>	<b>97,0</b>	<b>115,1</b>	<b>111,5</b>	<b>113,9</b>
<b>Consommation finale d'électricité (TWh)</b>	<b>80,2</b>	<b>89,1</b>	<b>97,9</b>	<b>103,7</b>	<b>89,1</b>	<b>105,8</b>	<b>102,2</b>	<b>104,6</b>
Industrie	39,4	43,3	46,5	48,5	45,7	49,3	46,9	49,1
Résidentiel	26,0	28,5	31,7	34,2	25,4	35,1	38,2	34,1
Tertiaire	13,1	15,5	17,9	19,1	16,3	19,5	15,0	19,5
Transport	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	2,2	1,8
<b>Importations nettes (TWh)</b>	<b>7,0</b>	<b>7,2</b>	<b>5,2</b>	<b>13,6</b>	<b>18,8</b>	<b>9,8</b>	<b>16,5</b>	<b>3,8</b>
Importations de France	8,4	7,9	5,8	11,1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Importations des Pays-Bas	0,0	0,0	0,0	3,2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Exportations vers la France	0,1	0,0	0,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Exportations vers les Pays-Bas	1,5	0,7	0,5	0,7	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Production domestique d'électricité (TWh)</b>	<b>82,1</b>	<b>91,8</b>	<b>103,6</b>	<b>100,8</b>	<b>78,7</b>	<b>106,0</b>	<b>95,5</b>	<b>110,7</b>
Nucléaire	45,1	45,4	44,0	34,3	34,3	34,3	34,3	46,0
SER	4,6	7,3	9,8	12,8	12,1	13,3	14,4	12,7
Charbon	7,2	7,6	13,1	17,2	8,0	18,3	4,2	16,7
Gaz naturel	21,1	27,9	31,8	31,7	20,7	35,3	38,7	30,6
Autres	4,1	3,5	4,8	4,7	3,7	4,8	4,0	4,8
<b>Capacités installées (GW)</b>	<b>14,8</b>	<b>17,6</b>	<b>19,8</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>18,4</b>	<b>22,2</b>	<b>21,8</b>
Capacités existantes	14,8	14,0	12,3	10,5	10,5	10,9	10,5	10,9
Nouvelles capacités	0,0	3,6	7,5	10,9	10,9	7,6	11,7	10,9
SER	0,0	1,0	2,1	3,2	3,2	3,0	3,5	3,9
Charbon	0,0	0,0	0,8	1,2	1,2	0,0	1,4	0,0
Gaz naturel	0,0	1,8	2,9	4,9	4,9	3,7	5,3	6,2
Autres	0,0	0,8	1,6	1,6	1,6	0,9	1,5	0,9
<b>Consommation de gaz naturel du secteur élec. (PJ)</b>	<b>215</b>	<b>230</b>	<b>245</b>	<b>233</b>	<b>165</b>	<b>257</b>	<b>276</b>	<b>229</b>
<b>Emissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique (Mt CO<sub>2</sub>)</b>	<b>23,8</b>	<b>22,7</b>	<b>28,2</b>	<b>30,4</b>	<b>19,1</b>	<b>32,6</b>	<b>22,1</b>	<b>29,8</b>
<b>Electricité produite à partir des SER (GWh)</b>	<b>4569</b>	<b>7274</b>	<b>9837</b>	<b>12798</b>	<b>12058</b>	<b>13254</b>	<b>14410</b>	<b>12668</b>
Hydro	280	340	346	355	355	355	356	355
Eolien onshore	227	1005	1284	1341	1341	1817	2081	1341
Eolien offshore	0	1281	2331	4218	3913	4218	5112	4218
Solaire PV	1	3	5	8	8	8	8	8
Biomasse	4062	4645	5871	6876	6440	6856	6853	6746

N.B. : les chiffres pour l'année 2005 sont ceux publiés par Eurostat avant l'été 2008. Ils peuvent différer des statistiques publiées par Eurostat depuis septembre 2008.



## Annexe 4 : Indicateurs d'efficacité et d'intensité électriques pour les différents scénarios étudiés

Cette annexe présente l'évolution de plusieurs indicateurs d'efficacité et d'intensité électriques selon le scénario étudié. Les deux premiers indicateurs se rapportent à l'offre d'énergie électrique, les suivants à la demande.

**Tableau 29 : Le rendement moyen du parc de production thermique(\*) (%)**

	2005	2010	2015	2020
Refscen	32,1	40,4	43,2	44,6
LoGro	32,1	39,4	41,0	41,8
HiGro	32,1	40,4	43,5	45,1
Base_HiCV	32,1	39,2	43,5	46,6
Base_Nuc	32,1	40,4	42,8	44,2

(\*) : unités de cogénération incluses.

**Tableau 30 : L'électricité (nette) produite dans des unités de cogénération(\*\*) (%)**

	2005	2010	2015	2020
Refscen	6,8	13,9	17,0	23,0
LoGro	6,8	14,5	18,2	23,8
HiGro	6,8	13,9	17,3	22,9
Base_HiCV	6,8	14,7	19,0	25,4
Base_Nuc	6,8	13,9	16,2	18,3

(\*\*) : la production de toutes les unités de production combinée d'électricité et de vapeur est comptabilisée, même si ces unités ne sont pas des unités de cogénération de qualité.

**Tableau 31 : La consommation finale totale d'électricité par habitant (kWh/ht)**

	2005	2010	2015	2020	20//05
Refscen	7675	8419	9174	9607	1,5 %
LoGro	7675	8161	8369	8253	0,5 %
HiGro	7675	8427	9218	9801	1,6 %
Base_HiCV	7675	8096	8822	9473	1,4 %
Base_Nuc	7675	8428	9164	9693	1,6 %

// : taux de croissance annuel moyen.


**Tableau 32 : L'intensité électrique de l'industrie (kWh/VA ; 2005 = 100)**

	2005	2010	2015	2020	20//05
Refscen	100	101	99	96	-0,3 %
LoGro	100	100	98	93	-0,5 %
HiGro	100	101	99	95	-0,3 %
Base_HiCV	100	100	96	93	-0,5 %
Base_Nuc	100	101	99	97	-0,2 %

// : taux de croissance annuel moyen.

**Tableau 33 : L'intensité électrique du secteur tertiaire (kWh/VA ; 2005 = 100)**

	2005	2010	2015	2020	20//05
Refscen	100	105	108	105	0,3 %
LoGro	100	100	99	93	-0,5 %
HiGro	100	105	108	104	0,3 %
Base_HiCV	100	91	90	82	-1,3 %
Base_Nuc	100	105	108	107	0,5 %

// : taux de croissance annuel moyen.

**Tableau 34 : La consommation d'électricité des ménages (kWh/ménage)**

	2005	2010	2015	2020	20//05
Refscen	5851	6141	6603	6856	1,1 %
LoGro	5851	5774	5495	5077	-0,9 %
HiGro	5851	6147	6634	7020	1,2 %
Base_HiCV	5851	5915	6763	7643	1,8 %
Base_Nuc	5851	6158	6542	6832	1,0 %

// : taux de croissance annuel moyen.

## Annexe 5 : Confrontation des résultats de l'EPE avec ceux de l'étude sur l'impact du paquet énergie-climat (Working Paper 21-08 du BFP)

Réalisée en 2007, l'analyse quantitative qui sous-tend la présente étude sur l'approvisionnement en électricité 2008-2017 n'intègre pas les objectifs du paquet législatif énergie-climat, proposés en janvier 2008 et adoptés en avril 2009. L'objectif de cette annexe est de comparer les résultats des deux études, de mettre en avant les différences majeures et de les expliquer.

La prise en considération ou non du paquet énergie-climat ne constitue pas la seule différence entre les deux études. Des différences existent également au niveau des hypothèses et de la méthodologie, ce qui a aussi un impact sur les résultats. Plus précisément, les deux études se distinguent par l'évolution de la sidérurgie et par le développement des échanges électriques entre la Belgique et les pays voisins. Ainsi, dans l'EPE, l'on a fait l'hypothèse d'une réduction de la filière intégrée pour la production d'acier, alors que, dans le WP 21-08, l'on a supposé le développement de cette filière par rapport à la situation en 2005. Enfin, les échanges électriques sont calculés par le modèle et donc évalués de manière endogène dans l'EPE, tandis qu'ils sont fixés a priori et donc exogènes dans le WP 21-08. Concrètement, l'offre d'énergie électrique repose davantage sur les importations dans l'EPE (entre 10 % et 15 % en 2020 pour les scénarios repris ci-dessous) que dans le WP 21-08 (5 % en 2020 dans tous les scénarios).

Pour également mettre en évidence l'impact de ces différences, la comparaison porte à la fois sur les scénarios de référence des deux études (Refscen\_EPE et Refscen\_WP21) et sur les scénarios qui simulent un renforcement de la politique climatique à l'horizon 2020 (le scénario Base\_HiCV dans l'EPE et le scénario 20/20 dans le WP 21-08). La comparaison se focalise sur le secteur électrique et sur l'année 2020, mais elle reprend aussi les indicateurs pertinents pour le paquet énergie-climat, comme la part des SER dans la consommation d'énergie finale brute.

Le tableau 35 donne une vue d'ensemble des résultats de cette comparaison, tandis que le graphique 72 se focalise sur le niveau et le mix énergétique de la production domestique d'électricité.

**Tableau 35 : Une vue d'ensemble des différences entre l'EPE et le WP 21-08**

2020		EPE		WP 21-08	
		Refscen_EPE	Base_HiCV	20/20	Refscen_WP21
<b>CV ETS</b>	euros/t CO <sub>2</sub>	22	54	33,5	22
<b>CV non-ETS</b>	euros/t CO <sub>2</sub>	0	54	25	0
<b>RV</b>	eu-ros/MWh	0	0	49,5	0
<b>Emissions totales de CO<sub>2</sub></b>	<b>Mt</b>	<b>113</b>	<b>93</b>	<b>107</b>	<b>122</b>
Secteur électrique	Mt	30	22	25	33
Autres secteurs	Mt	83	71	81	89
<b>Demande finale d'énergie</b>	<b>Mtoe</b>	<b>41</b>	<b>37</b>	<b>40</b>	<b>42</b>
SER	Mtoe	3,2	3,2	4,9	3,2
Part des SER	%	7,9	8,8	12,3	7,5
<b>Coût moyen de production</b>	<b>eu-ros/MWh</b>	<b>52,9</b>	<b>53,9</b>	<b>61,4</b>	<b>53,6</b>
<b>Production nette d'électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>100,8</b>	<b>95,5</b>	<b>101,7</b>	<b>106,6</b>
<b>Capacité installée</b>	<b>GW</b>	<b>21,5</b>	<b>21,8</b>	<b>21,0</b>	<b>20,8</b>
<b>Importations nettes d'électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>12,7</b>	<b>16,5</b>	<b>5,9</b>	<b>5,9</b>
<b>SER dans le secteur électrique</b>	<b>TWh</b>	<b>12,8</b>	<b>14,4</b>	<b>19,5</b>	<b>13,2</b>
<b>SER dans le secteur électrique</b>	<b>%</b>	<b>12,7</b>	<b>15,1</b>	<b>19,2</b>	<b>12,4</b>
<b>Demande finale d'électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>104</b>	<b>102</b>	<b>99</b>	<b>103</b>

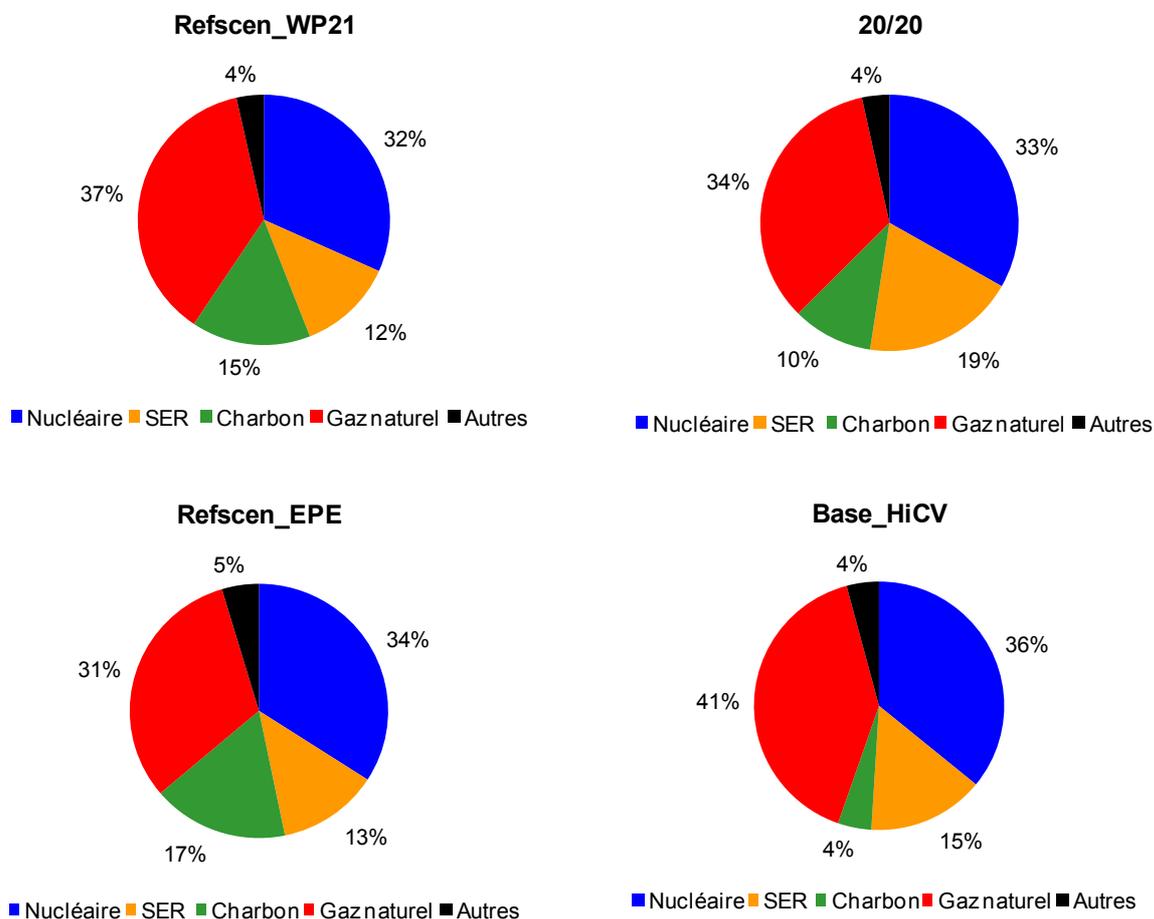
CV = prix du carbone ; RV = valeur des renouvelables ; SER = sources d'énergie renouvelables ; ETS = secteurs soumis au système européen d'échange des quotas d'émissions ; non-ETS = secteurs non soumis au système européen d'échange des quotas d'émissions.

Lorsque l'on compare les scénarios de référence des deux études (les deux colonnes extérieures), certains résultats mettent immédiatement en lumière les différences au niveau des hypothèses et de la méthodologie. Ainsi, la progression de la filière intégrée pour la production d'acier dans le scénario Refscen\_WP21 se traduit par des émissions de CO<sub>2</sub> plus importantes dans les secteurs autres que le secteur électrique (89 Mt, comparé à 83 Mt dans le scénario Refscen\_EPE). Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique sont également supérieures dans le scénario Refscen\_WP21 à celles du scénario Refscen\_EPE. Cela est dû, cette fois, à un recours plus important à la production domestique (et donc à un recours moindre aux importations) pour satisfaire une demande finale d'électricité comparable dans les deux scénarios de référence. Sur le plan du mix énergétique (voir graphique 72), la différence au niveau de la production a surtout un impact sur la production électrique à partir du gaz naturel : de 31 % dans le scénario Refscen\_EPE, sa part monte à 37 % dans le scénario Refscen\_WP21. Les importations d'électricité se substituent donc principalement à la production à partir de gaz naturel.

Si l'on confronte maintenant les deux autres scénarios (Base\_HiCV et 20/20), les différences de résultats s'expliquent en grande partie par les valeurs du carbone et des renouvelables, sans oublier le rôle des importations d'électricité. Dans l'EPE, l'on a supposé des prix du carbone identiques dans tous les secteurs et supérieurs (54 euros/t CO<sub>2</sub>) à ceux qui découleraient de la mise en œuvre du paquet énergie-climat, compte tenu de la possibilité de recourir aux instruments de flexibilité (33,5 euros/t CO<sub>2</sub> dans le secteur ETS et 25 euros/t CO<sub>2</sub> dans les secteurs non-ETS). Cela a pour conséquence une réduction plus significative de la demande finale d'énergie et, par là, une diminution plus importante des émissions de CO<sub>2</sub>, notamment dans les secteurs non-ETS (71 Mt dans le scénario Base\_HiCV contre 81 Mt dans le scénario 20/20). Dans l'EPE, il n'a, par contre, pas été tenu compte d'un objectif pour le développement des SER (RV = 0). Cela a un impact, bien évidemment, sur le développement des SER en général et dans la production d'électricité en particulier, mais aussi sur le mix énergétique dans le secteur électrique, sur le coût moyen de production et sur la demande finale d'électricité. Nonobstant les politiques incitatives actuelles et l'augmentation du prix du carbone, la part des SER dans la consommation d'énergie finale brute se situe, dans le scénario Base\_HiCV (8,8 %), bien en-dessous de l'objectif belge de 13 %. Au niveau de la production électrique, la part des SER est également inférieure au pourcentage calculé dans le scénario 20/20 (15 % contre 19 %). Cela se traduit aussi par un impact plus modéré sur le coût moyen de production électrique et, par là, sur la demande finale d'électricité. Dans le scénario 20/20, la demande finale d'électricité est réduite de 4,5 % par rapport au scénario de référence, alors que la réduction n'est que de 1,4 % dans l'EPE. Sur le plan du mix énergétique dans le secteur électrique, la part des SER ne constitue pas la seule différence entre les deux scénarios. Premièrement, un prix du carbone plus faible dans le scénario 20/20 (33,5 euros/t CO<sub>2</sub> contre 54 euros/t CO<sub>2</sub> dans le scénario Base\_HiCV) n'exclut plus les investissements en nouvelles centrales au charbon en 2020. Deuxièmement, la part du gaz naturel dans la production électrique diminue dans le scénario 20/20 par rapport au scénario de référence (34 % contre 37 %), alors qu'elle augmente significativement dans le scénario Base\_HiCV (41 % contre 31 %).



**Graphique 72 : Le mix énergétique dans le secteur électrique en 2020, selon l'étude et le scénario**



En conclusion, on peut dire que le paquet énergie-climat aura un impact sur l’approvisionnement électrique de la Belgique. Par rapport au scénario de l’EPE simulant un renforcement de la politique climatique (Base\_HiCV), les quatre impacts majeurs sont une augmentation de la production électrique à partir de SER, la diminution de la demande électrique, la possibilité d’investir dans des centrales au charbon (en nombre limité cependant) et un développement plus modeste de la production à partir de gaz naturel, ce qui aura un impact positif sur la sécurité de l’approvisionnement gazier de la Belgique.

## Annexe 6 : Les SER dans l'EPE et l'objectif SER belge de 13 % à l'horizon 2020 fixé dans le cadre du paquet énergie-climat

L'EPE se focalise sur l'évolution des besoins en moyens de production électrique sur la période 2008-2017 et donc sur le secteur électrique. Bien sûr, les SER sont des formes d'énergie qui sont appelées à se développer pour la production d'électricité (et de vapeur cogénérée), mais d'autres secteurs offrent également des perspectives pour les SER : les secteurs tertiaire et résidentiel, avec le déploiement des chauffe-eau solaires et l'utilisation de la biomasse pour le chauffage, et les transports, avec l'arrivée attendue des biocarburants. Comme le modèle PRIMES, utilisé dans cette étude, est avant tout un modèle énergétique (et pas uniquement électrique) qui couvre l'horizon 2020, il est possible de confronter les résultats des différents scénarios étudiés (et élaborés avant la présentation du paquet énergie-climat par la Commission européenne le 23 janvier 2008) avec l'objectif contraignant belge de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009<sup>167</sup>.

Ces résultats sont résumés dans le tableau 36. On y distingue, dans le pourcentage total des SER, la part dérivée de la production d'électricité et de vapeur (cogénérée) et la part issue des secteurs de la demande finale (industrie, tertiaire, résidentiel et transport).

**Tableau 36 : La part des SER dans la consommation d'énergie finale brute vs l'objectif belge de 13 %, 2020**

2020	Objectif belge	Refscen	Base_Nuc	Base_HiCV	LoGro	Higro
<b>% SER</b>	<b>13,0</b>	<b>7,9</b>	<b>7,9</b>	<b>8,8</b>	<b>8,3</b>	<b>7,9</b>
Electricité + vapeur		4,5	4,5	5,1	4,5	4,4
Secteurs de demande finale		3,4	3,4	3,7	3,7	3,5

On constate tout d'abord que les scénarios étudiés se caractérisent par une contribution des SER inférieure à l'objectif belge. Cela s'explique par le fait que ces scénarios ne tiennent pas compte des politiques et mesures qui devront être mises en place pour atteindre cet objectif récemment adopté par le Parlement européen et le Conseil. Les chiffres issus des scénarios résultent uniquement des hypothèses de prix énergétiques, de coûts et de croissance de la demande énergétique. Par ailleurs, il convient de souligner que la directive 2009/28/CE prévoit que les Etats membres pourront réaliser une partie de leur objectif SER en recourant à des mesures de flexibilité, à savoir les transferts statistiques entre les Etats membres, les projets communs et les régimes d'aide communs. La totalité de l'objectif de 13 % ne doit donc pas être réalisée sur le territoire belge.

Enfin, on voit que le pourcentage des SER varie dans une fourchette assez étroite selon le scénario. La valeur la plus haute (8,8 %) est enregistrée dans le scénario avec une valeur du carbone plus élevée (Base\_HiCV). Cette hypothèse change en effet la compétitivité relative des différentes formes d'énergie en faveur notamment des SER. Dans les autres scénarios, le pourcentage s'établit autour des 8 %.

<sup>167</sup> Directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009).



« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Annexe 7 : L'adaptation du projet d'étude prospective

Exemples de critiques et/ou de suggestions d'améliorations afférentes au fond de l'étude	Auteur(s)	Résultat du traitement
<b>Les faiblesses du processus d'élaboration</b>		
Le caractère figé de l'étude et l'intérêt d'actualiser l'étude chaque fois que nécessaire	CIDD (p. 1)	La loi du 29 avril 1999, telle que modifiée le 1 <sup>er</sup> juin 2005, puis le 6 mai 2009, prévoit une périodicité de 3, puis de 4 ans.
La consultation tardive des instances	CIDD (p. 1)	La modification du 6 mai 2009 de la loi du 29 avril 1999 officialise l'association précoce aux travaux d'élaboration de l'étude de certaines instances, à savoir le gestionnaire du réseau, la CREG et la BNB. La CIDD et le Conseil central de l'Economie (CCE) interviennent plus tard dans le processus, en remettant un avis sur le projet d'étude.
L'insuffisance de l'horizon temporel de l'étude	CFDD (p. 2) Comité d'avis SEA (p. 4)	La loi du 29 avril 1999, telle que modifiée le 1 <sup>er</sup> juin 2005, prévoit une portée de 10 ans. Bien qu'elle soit qualifiée de « prospective » dans la loi, l'étude ne relève pas de la démarche prospective, car celle-ci intègre le temps long et se caractérise par un horizon temporel bien supérieur à celui de l'étude (de l'ordre de plusieurs dizaines d'années). La modification du 6 mai 2009 de la loi du 29 avril 1999 donne la possibilité d'augmenter la portée de l'étude, en indiquant que celle-ci est d'au moins 10 ans, sans toutefois préciser qu'elle s'inscrit dans la démarche prospective.
L'absence de prise en considération des infrastructures de transport d'électricité et de gaz	Comité d'avis SEA (p. 5) Public (p. 1)	Les infrastructures de transport d'électricité et de gaz ne font pas partie des éléments que doit contenir l'étude prospective. Par contre, le réseau de transport d'électricité fait l'objet d'un plan de développement (cf. article 13 de la loi du 29 avril 1999) et le réseau de transport de gaz est examiné dans le cadre de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel (cf. article 15/13 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations).
<b>Les faiblesses de la méthodologie</b>		
La sous-exploitation des (résultats des) modèles PROCREAS et SPARK	CIDD (p. 3) CREG (p. 12)	Le chapitre 8 de l'étude prospective 2008-2017 a été développé.
L'absence d'évaluation d'impact environnemental des scénarios alternatifs (hormis le CO <sub>2</sub> )	RBC loi 1.6.2005 (p. 2)	Cette évaluation a été réalisée dans le cadre de l'application de la loi du 13 février 2006. Elle s'est concrétisée dans un rapport sur les incidences environnementales.
<b>Les lacunes des scénarios</b>		
L'absence de scénario envisageant l'autonomie de la Belgique en matière de production d'électricité	CREG (p. 13)	Cette question est clarifiée aux points 7.1.2 et 7.1.4. En bref, les importations d'électricité ne se substituent pas à des capacités de production domestiques. Quelles que soient les importations électriques nettes de la Belgique, la capacité de production sur le territoire belge est toujours au moins égale à 1,21 fois la demande de pointe dans des conditions normales. L'autonomie de la Belgique est donc assurée en termes de capacités de production domestiques (dans des conditions normales).
La non prise en considération de certaines contraintes environnementales, en particulier les obligations internationales et belges de réduction des émissions de CO <sub>2</sub>	RBC loi 1.6.2005 (p. 2)	Les nouvelles contraintes environnementales du paquet énergie-climat pour l'horizon 2020 n'ont pas été prises en considération, car elles n'étaient pas connues au moment de l'évaluation quantitative. S'agissant du secteur électrique, faisant partie du secteur ETS, les objectifs sont définis au niveau européen et non plus au niveau national.
<b>Le manque de pertinence de certaines hypothèses</b>		
Les potentiels des SER (surtout les importations biomasse)	Région flamande (p. 2)	Dans l'analyse quantitative, l'offre de biomasse englobe à la fois la production domestique et les importations. Une explication est donnée sous le point 6.1.4. et l'annexe 6, comparant les SER dans l'EPE et l'objectif SER belge de 13 % à l'horizon 2020 fixé dans le cadre du paquet énergie-climat, a été développée.
Les limites de l'approche de l'évolution des réserves de combustibles basée sur le rapport entre les réserves prouvées et la production et l'intérêt de prendre en considération d'autres approches (exemple : celle des pics de production des champs pétrolifères et gaziers)	CIDD (p. 2)	Cette suggestion revient à effectuer des analyses de sensibilité aux prix internationaux des énergies. Ces analyses de sensibilité n'ont pas été réalisées dans l'étude prospective 2008-2017. Elles pourront être prises en considération lors de l'établissement des études suivantes.



<b>L'obsolescence de certaines informations, données ou résultats</b>		
Les perspectives de population	RBC loi 1.6.2005 (p. 3)	Le point 6.1.1. a été adapté.
Les données concernant les réserves de combustibles ainsi que la consommation et la production d'électricité « actuelles » (2006)	Région wallonne (p. 10)	Les données de 2006 ont été remplacées, dans la mesure du possible, par les données de 2007.
Les mécanismes de soutien à la production d'électricité verte et aux investissements	Région wallonne (p. 10)	Le point 1.1.3. a été mis à jour.
La non prise en considération du paquet énergie-climat et la nécessité d'actualiser l'étude sur base du Working Paper 21-08 du BFP ainsi que d'indiquer clairement cette lacune dans l'introduction et dans les conclusions	CIDD (p. 2) CREG (p. 20) Elia (p. 22) RBC loi 1.6.2005 (p. 1) Région wallonne (p. 8) CFDD (p. 2) Comité d'avis SEA (p. 4) Public (p. 1)	Les différents passages de l'étude prospective ayant trait au paquet énergie-climat ont été actualisés et une annexe confrontant les résultats de l'EPE avec ceux du Working Paper 21-08 du BFP a été ajoutée (annexe 5). Il va de soi que les mesures qui seront prises au niveau belge pour mettre en œuvre le paquet énergie-climat seront intégrées dans les prochaines études.
<b>Le manque de clarté ou de détail de certaines informations, données, hypothèses ou résultats</b>		
Les déclassements d'unités mises hors service autres que nucléaires	CREG (p. 10) RBC loi 1.6.2005 (p. 3)	Des clarifications ont été apportées dans le point 7.1.4 et dans la note de bas de page 128.
Les politiques à mener pour atteindre le niveau d'efficacité énergétique du scénario LoGro	CIDD (p. 2)	Une annexe proposant des indicateurs d'efficacité et d'intensité électriques pour les différents scénarios étudiés a été ajoutée (annexe 4). Elle permet de se faire une idée de l'impact des politiques et mesures prises en considération dans ce scénario.
Les coûts de production	CIDD (p. 3)	Des informations sur les coûts de production ont été ajoutées dans le chapitre 7.
<b>Le manque d'informations permettant aux autorités de décider</b>		
Des recommandations	CREG (p. 6)	Des recommandations ont été ajoutées dans les conclusions.
Des critères de sélection du parc de production	CIDD (p. 3)	Cette suggestion ne peut être appliquée à l'étude prospective 2008-2017, mais sera prise en considération lors de l'établissement des études suivantes.
Des variables sur lesquelles agir pour orienter la production et la consommation d'électricité	CIDD (p. 3)	Cette suggestion ne peut être appliquée à l'étude prospective 2008-2017, mais sera prise en considération lors de l'établissement des études suivantes.

RBC loi 1.6.2005 = Région de Bruxelles-Capitale, dans le cadre de la consultation prévue par la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Bibliographie

### Documents

Belgique (2002), *Plan national Climat 2002-2012*.

Belgique (2007), *Plan d'action (2008-2010) en matière d'efficacité énergétique de la Belgique dans le cadre de la directive européenne 2006/32*.

Belgium (2007), *Report by Belgium for the assessment of projected progress under Decision n° 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol*.

Bossier F. et al. (November 2008), *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy, Study commissioned by the Belgian federal and three regional authorities*, Federal Planning Bureau, Working Paper 21-08.

Bureau fédéral du Plan (2007), *Perspectives économiques 2007-2012*.

Bureau fédéral du Plan (juillet 2006), *La politique climatique post-2012 : analyse de scénarios de réductions d'émissions aux horizons 2020 et 2050*.

Commission AMPERE (octobre 2000), *Rapport de la Commission pour l'analyse des modes de production de l'électricité et le redéploiement des énergies (AMPERE) au Secrétaire d'Etat à l'Energie et au Développement durable-Rapport principal*.

Commission Energy 2030 (2007), *Belgium's energy challenges towards 2030*, Final report ([http://www.ce2030.be/finalrep\\_publ.htm](http://www.ce2030.be/finalrep_publ.htm)).

Commission européenne (2001), *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, Livre vert.

Commission européenne (2004), Direction générale Energie et Transports, Notes interprétatives sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel.

Conseil supérieur des Finances, Comité d'étude sur le vieillissement (2007), *Rapport annuel*.

Coppens F., D. Vivet (2004), *La libéralisation des industries de réseau : le secteur de l'électricité fait-il exception à la règle ?*, Banque nationale de Belgique, Working Paper 59.

CREG (2002), *Proposition de programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002-2011*, (C)021219-CREG-96 (<http://www.creg.info/pdf/Propositions/C096FR.pdf>).

CREG (2005), *Proposition de programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014*, (C)050120-CREG-388 (<http://www.creg.info/pdf/Propositions/C388FR.pdf>).

Decrop J., Th. de Menten, Ch. Steinbach (2005), *La libéralisation des secteurs du gaz et de l'électricité en Région wallonne*, Rwadé (Réseau wallon pour l'accès durable à l'énergie), avec le soutien de RISE et de la Région wallonne.



De Ruyck J. (2006), *Maximum potentials for renewable energies*, Supporting document for the Commission 2030 ([http://www.ce2030.be/public/documents\\_public/REN\\_for\\_CE2030\\_V5.pdf](http://www.ce2030.be/public/documents_public/REN_for_CE2030_V5.pdf)).

Devogelaer D., D. Gusbin (2007), *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 dans un contexte de changement climatique*, Bureau fédéral du Plan, Planning Paper 102.

EurActiv (28 octobre 2005), *Libéralisation des secteurs européens du gaz et de l'électricité* (<http://www.euractiv.com/fr/energie/liberalisation-marches-interieurs-gaz-electricite/article-146661>).

European Commission (2006), Directorate-General Energy and Transport, *European Energy and Transport, Trends to 2030-update 2005*.

European Commission (2007), *Energy for a changing world*.

Federal Planning Bureau (September 2006), *Long term energy and emissions' projections for Belgium with the PRIMES model*, report addressed to the Commission Energy 2030.

Gusbin D., A. Henry (2007), *Eclairage sur les enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique*, Bureau fédéral du Plan, Working Paper 01-07.

Marty F. (février 2007), *La sécurité de l'approvisionnement électrique : quels enjeux pour la régulation ?*, Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE), Document de travail, n° 2007-05 (<http://www.ofce.sciences-po.fr/pdf/dtravail/WP2007-05.pdf>).

NTUA (2005), Energy-Economics-Environment Modelling Laboratory Research and Policy Analysis, *The PRIMES version 2 Energy System Model: Design and features*.

Région wallonne (2003), *Plan pour la maîtrise durable de l'énergie*.

Région wallonne (2008), *Plan Air-Climat* (<http://airclimat.wallonie.be/spip/-Plan-Air-Climat-.html>).

## Sites Internet

Portail de l'Union européenne : <http://europa.eu>.

Portail de l'Energie en Région wallonne : <http://energie.wallonie.be>.

Portail des autorités fédérales belges : <http://www.belgium.be>.

Site de Bruxelles Environnement–IBGE, l'administration de l'environnement et de l'énergie de la Région de Bruxelles-Capitale : <http://www.ibgebim.be>.

Site de la Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL) : <http://www.brugel.be>.

Site de la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe (CEE-ONU) : <http://www.unece.org>.

Site de la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) : <http://www.cwape.be>.

Site de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) : <http://unfccc.int>.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Site de la revue « Passages » et de l'Association des amis de Passages (ADAPes) : <http://www.passages-forum.fr/index.html>.

Site de Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz en Belgique : <http://www.synergrid.be>.

Site de Vlaams Energieagentschap, l'Agence flamande de l'Energie, relatif à l'utilisation rationnelle de l'énergie : <http://www.energiesparen.be>.

Site de la Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG), le régulateur régional flamand des marchés de l'électricité et du gaz : <http://www.vreg.be>.

Site du Centre de recherche et d'information socio-politiques (CRISP) consacré aux pouvoirs en Wallonie : <http://www.crisp.be/wallonie>.

Site du Centre d'information sur l'Europe (CIE) : <http://www.touteurope.fr>.

Site du Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) : <http://www.citepa.org>.

Site du Service public fédéral Santé publique, Sécurité de la chaîne alimentaire et Environnement : <https://portal.health.fgov.be>.

Site de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz : <http://www.creg.be>.



## Liste des abréviations

<b>Kilo (k)</b>	10 <sup>3</sup>
<b>Méga (M)</b>	10 <sup>6</sup>
<b>Giga (G)</b>	10 <sup>9</sup>
<b>Téra (T)</b>	10 <sup>12</sup>
<b>Péta (P)</b>	10 <sup>15</sup>

<b>ARP</b>	Access Responsible Party
<b>BFP</b>	Bureau fédéral du Plan
<b>BNB</b>	Banque nationale de Belgique
<b>BRUGEL</b>	Bruxelles Gaz Electricité (Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale)
<b>cal</b>	Calorie
<b>CAFE</b>	Clean Air For Europe
<b>CCEG</b>	Comité de contrôle de l'électricité et du gaz
<b>CCS</b>	Captage et stockage du carbone
<b>CE</b>	Communauté européenne
<b>CE2030</b>	Commission Energie 2030
<b>CFDD</b>	Conseil fédéral du Développement durable
<b>CIDD</b>	Commission interdépartementale du Développement durable
<b>CGEE</b>	Comité de gestion des entreprises d'électricité
<b>CH<sub>4</sub></b>	Méthane
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de carbone
<b>COV</b>	Composé organique volatil
<b>CREG</b>	Commission de régulation de l'électricité et du gaz
<b>CV</b>	Certificat vert



<b>CWaPE</b>	Commission wallonne pour l'énergie
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>ENTSO-G</b>	European Network of Transmission System Operators for Gas
<b>EPE</b>	Etude prospective électricité 2008-2017
<b>ETS</b>	Emission Trading System
<b>ETSO</b>	European Transmission System Operators
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>GIEC</b>	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié
<b>GRD</b>	Gestionnaire de réseau de distribution
<b>GRT</b>	Gestionnaire de réseau de transport
<b>GTE</b>	Gas Transmission Europe
<b>IGCC</b>	Integrated Gasification Combined Cycle
<b>INS</b>	Institut national de Statistique (= DGSIE : Direction générale Statistique et Information économique)
<b>J</b>	Joule
<b>JI</b>	Joint Implementation (Application conjointe)
<b>JO</b>	Journal officiel des Communautés européennes/de l'Union européenne
<b>LOLE</b>	Loss Of Load Expectation
<b>LRTAP</b>	Long-Range Transboundary Air Pollution
<b>MB</b>	Moniteur belge
<b>MDP</b>	Mécanisme pour un développement propre
<b>MOC</b>	Mise en œuvre conjointe
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Protoxyde d'azote
<b>NEC</b>	National Emission Ceilings
<b>NH<sub>3</sub></b>	Ammoniac
<b>NO<sub>2</sub></b>	Dioxyde d'azote

<b>Nordel</b>	Nordic Transmission System Operators
<b>NO<sub>x</sub></b>	Oxydes d'azote
<b>NTC</b>	Net Transfer Capacity
<b>NTUA</b>	National Technical University of Athens
<b>O<sub>3</sub></b>	Ozone
<b>OSP</b>	Obligation de service public
<b>PI2005</b>	Programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014
<b>PIB</b>	Produit intérieur brut
<b>PME</b>	Petite et moyenne entreprise
<b>PV</b>	Solaire photovoltaïque
<b>RER</b>	Réseau express régional
<b>SAF</b>	System adequacy forecast
<b>SER</b>	Source d'énergie renouvelable
<b>SO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de soufre
<b>SPF</b>	Service public fédéral
<b>t</b>	Tonne
<b>TAG</b>	Turbine à gaz (à cycle ouvert)
<b>tec</b>	Tonne équivalent charbon
<b>tep</b>	Tonne équivalent pétrole
<b>TGV</b>	Turbine à cycle combiné gaz-vapeur
<b>UCTE</b>	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
<b>URE</b>	Utilisation rationnelle de l'énergie
<b>V</b>	Volt
<b>VREG</b>	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en de Gasmarkt
<b>W</b>	Watt
<b>We</b>	Watt électrique
<b>Wh</b>	Wattheure



« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

## Table de conversion d'unités

De	Vers	Gcal	GJ	MWh	tep	tec
Gcal		1	4,1868	$\frac{4,1868}{3,6}$	$\frac{1}{10}$	$\frac{1}{7}$
GJ		$\frac{1}{4,1868}$	1	$\frac{1}{3,6}$	$10 \times \frac{1}{4,1868}$	$7 \times \frac{1}{4,1868}$
MWh		$\frac{3,6}{4,1868}$	3,6	1	$10 \times \frac{3,6}{4,1868}$	$7 \times \frac{3,6}{4,1868}$
tep		10	$10 \times 4,1868$	$\frac{10 \times 4,1868}{3,6}$	1	$\frac{10}{7}$
tec		7	$7 \times 4,1868$	$\frac{7 \times 4,1868}{3,6}$	$\frac{7}{10}$	1



## Glossaire

<b>Accès des tiers au réseau (ATR)</b>	Droit reconnu à chaque utilisateur (client, distributeur, producteur) d'accéder aux réseaux de transport et de distribution moyennant la signature d'un contrat d'accès et le paiement d'un droit d'accès.
<b>Accord de branche</b>	Convention passée avec un secteur industriel.
<b>Acidification</b>	<p>Modification de l'équilibre chimique naturel d'un milieu, provoquée par une augmentation de sa concentration en éléments acides.</p> <p>Phénomène naturel au départ, l'acidification a été fortement amplifiée et accélérée dès le début de l'ère industrielle, vers la fin du 18<sup>e</sup> siècle. Elle est principalement liée aux émissions de trois polluants : le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) et l'ammoniac (NH<sub>3</sub>). Celles-ci retombent en partie à proximité des sources émettrices, mais peuvent aussi être transportées par l'atmosphère sur de longues distances et exercent donc leurs effets tant à l'échelle locale qu'au niveau d'un continent entier. Au cours de leur transport dans l'atmosphère, ces polluants sont soumis à des transformations physiques, chimiques et photochimiques. Par exemple, le SO<sub>2</sub> et les NO<sub>x</sub> sont oxydés et se transforment respectivement en acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) et en acide nitrique (HNO<sub>3</sub>).</p> <p>L'acidification entraîne de graves dommages aux végétaux, mais altère également les sols, modifie l'équilibre des eaux de surface, corrode les édifices et affecte aussi la santé humaine au niveau des yeux, des muqueuses et du système respiratoire.</p>
<b>Anthropique</b>	Qualifie une émission ou un impact lié à l'activité humaine.
<b>Autoproducteur</b>	Personne physique ou morale produisant de l'électricité principalement pour son propre usage.
<b>Bilan énergétique</b>	Bilan comptable de toutes les quantités d'énergie produites, transformées et consommées dans une zone géographique et une période de temps données.
<b>Biogaz</b>	Gaz obtenu par biométhanisation de la biomasse.
<b>Biomasse</b>	Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Elle comprend les végétaux utilisables directement et les résidus d'une première exploitation de la biomasse (déchets agricoles, déchets domestiques, déjections animales, déchets forestiers).
<b>Bourse d'électricité</b>	Lieu réglementé de rencontre de l'offre et de la demande d'électricité et de transaction commerciale anonyme entre parties, à un prix de « clearing » fixé par le mécanisme de rencontre de l'offre et de la demande.
<b>Broker</b>	Coutier intermédiaire entre le vendeur et l'acheteur. Il est rémunéré à la commission. Il n'intervient pas en bourse et ne prend pas de risque financier.
<b>Capacité</b>	Puissance à laquelle une génératrice, une centrale ou un appareil produisant de l'électricité peut fonctionner. Les unités courantes de puissance sont le kilowatt (kW), le mégawatt (MW) ou le gigawatt (GW).



<b>Capacité (de production) de pointe</b>	Capacité d'un parc de production normalement réservée à l'exploitation durant les heures où la charge quotidienne, hebdomadaire ou saisonnière est la plus élevée ou pour faire face à des besoins rapides de production.
<b>Capacité (de production) de réserve</b>	Capacité de production disponible pour répondre aux aléas de l'équilibre production-demande (par exemple, les demandes de pointe ou anormalement élevées d'énergie, les interruptions prévues ou imprévues en production...).
<b>Capacité (de production) nominale</b>	Puissance maximale d'une génératrice, habituellement exprimée en mégawatts (MW) ou en kilowatts (kW).
<b>Cellule photovoltaïque</b>	Dispositif permettant de convertir directement le rayonnement solaire en énergie électrique. Les cellules sont ordonnées en modules qui composent les panneaux solaires.
<b>Centrale à cycle combiné</b>	Centrale thermique, fonctionnant généralement avec des turbogénérateurs à gaz, dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu, par la récupération de la chaleur de combustion du gaz dans les turbines à gaz, et, en deuxième lieu, par l'utilisation de l'énergie encore disponible dans les gaz de combustion dans des chaudières alimentant des turbogénérateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques élevés (55 à 60 %, contre seulement 33 à 35 % pour les centrales thermiques classiques).
<b>Centrale au charbon à lit fluidisé</b>	Centrale dans laquelle le charbon est brûlé dans un lit de particules solides maintenues en suspension dans un courant d'air ascendant.  <small>Le lit se compose principalement de matériaux inertes. Il s'agit de sable lors du premier démarrage et de cendres en fonctionnement normal. La fraction totale de charbon dans le lit est relativement faible (quelques %). Du calcaire ou de la dolomie est injecté dans le lit pour réduire les émissions de SO<sub>2</sub>.</small>
<b>Centrale de base</b>	Centrale qui fonctionne normalement de façon continue et à puissance constante, afin de répondre à toute ou à une partie de la charge d'un réseau présente tout au long de l'année.
<b>Centrale thermique classique</b>	Ensemble d'unités de production d'énergie électrique qui utilisent la chaleur dégagée par la combustion du charbon, du gaz ou du fioul, par opposition aux centrales thermiques nucléaires qui exploitent la chaleur produite par la fission de l'atome. Cette chaleur sert à transformer l'eau en vapeur, dont la détente fait tourner une turbine entraînant un alternateur qui produit de l'électricité.
<b>Centrale thermique nucléaire</b>	Ensemble d'unités de production d'énergie électrique qui utilisent la chaleur dégagée par la fission de l'atome dans un réacteur. Son principe de fonctionnement est identique à celui des centrales thermiques « classiques ». Seul le combustible utilisé et la technologie mise en œuvre sont spécifiques.
<b>Certificat vert</b>	Bien immatériel attestant qu'un producteur a produit une quantité déterminée d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, au cours d'un

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

intervalle de temps déterminé.

## Changements climatiques

Désigne toute forme d'incohérence climatique.

Tout au long de son histoire, le climat de notre planète a constamment évolué du chaud au froid et vice-versa. Aujourd'hui, les observations réalisées à l'échelle planétaire montrent que le climat de la terre se réchauffe. Ainsi, au cours du XX<sup>e</sup> siècle, la température moyenne de la surface terrestre a augmenté d'environ 0,6 °C à 0,7°C. En Europe, la température moyenne a augmenté de 0,95 °C au cours du XX<sup>e</sup> siècle, ce qui représente une augmentation supérieure de 35 % à la hausse de la température moyenne de la planète. Si ces variations climatiques sont normales à l'échelle de l'histoire, ce qui inquiète aujourd'hui, c'est la rapidité, voire l'emballement de la hausse de la température moyenne globale.

Selon des études scientifiques, ce sont les activités humaines qui sont responsables de la majeure partie du réchauffement observé au cours des cinquante dernières années. Les gaz dits « à effet de serre » rejetés par l'Homme dans l'atmosphère renforcent l'effet de serre naturel.

Déjà aujourd'hui, les changements climatiques, notamment les hausses de température, ont des répercussions sur certains systèmes physiques et biologiques dans de nombreuses régions du globe. Ainsi, le 3<sup>e</sup> rapport du GIEC confirme que :

- les changements climatiques ont contribué significativement à l'augmentation du niveau moyen des mers (20 cm) observé durant le 20<sup>e</sup> siècle ;
- l'étendue de la couverture neigeuse a diminué de 10 %, en moyenne, depuis la fin des années soixante ;
- les précipitations ont augmenté de 5 à 10 % sur la plupart des hautes et moyennes latitudes de l'hémisphère Nord.

À long terme, la rapidité et l'ampleur des changements climatiques peuvent avoir de nombreuses conséquences sur notre société :

- une extension géographique de certaines maladies tropicales et une hausse des maladies cardio-vasculaires, liées à une fréquence accrue des vagues de chaleur ;
- une redistribution de la disponibilité régionale de nourriture, avec des risques de famines ;
- une modification de l'intensité et/ou de la fréquence de certains événements météorologiques extrêmes (comme les ouragans), avec des conséquences socio-économiques importantes.

## Charbon

Roche noire (houille) ou brun noir (lignite) facilement combustible dont la composition, y compris son humidité inhérente, comprend plus de 50 % par poids et plus de 70 % par volume de matière carbonée. Il est formé par les résidus de plantes qui ont été compactés, durcis et modifiés chimiquement et métamorphosés par la chaleur et la pression au cours des diverses périodes géologiques.

## Charge

Quantité totale d'électricité consommée à un moment donné.

## Charge interruptible

Energie disponible en vertu d'un contrat qui permet l'arrêt ou l'interruption de la livraison au choix d'un fournisseur ou d'un exploitant de réseau, selon des modalités définies entre eux.

## Client final

Personne physique ou morale achetant de l'électricité pour son propre usage.

## Cocombustion

Technique de valorisation de la biomasse dans une centrale thermique classique, où une partie du combustible traditionnel (la plupart du temps, du charbon) est remplacé par de la biomasse.



<b>Cogénération</b>	Production combinée d'électricité et de chaleur utile à partir d'une seule source de combustible. La chaleur obtenue pour produire de l'électricité peut être utilisée dans des usines pour des procédés de fabrication et pour le chauffage de locaux ainsi que pour la climatisation dans des développements résidentiels urbains. Les installations de cogénération utilisent beaucoup moins de combustible pour produire de l'électricité et d'énergie thermique qu'il n'en faudrait pour produire ces énergies séparément.
<b>Cogénération de qualité</b>	Production combinée de chaleur et d'électricité, conçue en fonction des besoins de chaleur du client, qui réalise une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité dans des installations modernes de référence définies sur base des critères de chaque région.
<b>Cogénération à haut rendement</b>	<p>cogénération satisfaisant aux critères définis à l'annexe III de la Directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil, du 11 février 2004, concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la Directive 92/42/CEE :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• « la production par cogénération des unités de cogénération doit assurer des économies d'énergie primaire, calculées conformément au point b), d'au moins 10 % par rapport aux données de référence de la production séparée de chaleur et d'électricité ;</li><li>• la production des petites unités de cogénération et des unités de microcogénération assurant des économies d'énergie primaire peut relever de la cogénération à haut rendement. »</li></ul>
<b>Combustible</b>	Toute substance matérielle qui peut être consommée pour fournir de la chaleur ou de l'énergie, notamment le charbon, le pétrole, le gaz naturel (combustibles fossiles), l'uranium, la biomasse, le gaz synthétique ou l'hydrogène.
<b>Combustible fossile</b>	Tout combustible organique d'origine naturelle, comme le pétrole, le charbon et le gaz naturel.
<b>Combustible nucléaire</b>	Matière fissile utilisée dans un réacteur pour y développer une réaction nucléaire en chaîne. Le combustible neuf d'un réacteur à eau pressurisée est constitué d'oxyde d'uranium enrichi en uranium 235 (entre 3 et 4 %).
<b>Congestion</b>	Engorgement sur le réseau électrique du fait d'une capacité inférieure à la demande de capacité de transport.
<b>Consommation d'énergie finale</b>	Quantité d'énergie disponible pour le consommateur final. Elle exclut les pertes de distribution ainsi que les sources d'énergie utilisées comme matière première (le pétrole dans l'industrie chimique, par exemple) et/ou l'autoconsommation des industries productrices d'énergie.
<b>Consommation d'énergie primaire</b>	Satisfaction des besoins globaux d'énergie, y compris l'énergie utilisée par le consommateur final, l'utilisation non énergétique, l'utilisation intermédiaire d'énergie pour transformer une forme d'énergie en une autre (par exemple,

de la houille en électricité) et l'énergie consommée par les fournisseurs pour approvisionner le marché en énergie (par exemple, le combustible de pipeline).

<b>Consommation totale observée d'électricité</b>	Quantité d'énergie électrique effectivement enregistrée dans les enquêtes auprès des différents consommateurs. La consommation totale observée d'électricité correspond à l'énergie appelée sur le réseau, diminuée des pertes en ligne (sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité).
<b>Courbe de charge</b>	Représentation graphique de la consommation d'électricité en fonction du temps.
<b>Courtier</b>	Intermédiaire qui met des vendeurs d'électricité en contact avec des acheteurs moyennant des droits.
<b>Coûts proportionnels de production</b>	Coûts de production qui dépendent de la production réalisée, comme la consommation de combustible et certains coûts de maintenance et d'entretien, qui sont proportionnels aux heures de fonctionnement, par opposition aux coûts fixes de production, qui sont indépendants de la production réalisée (par exemple, les coûts financiers et d'amortissement).
<b>Cycle du combustible nucléaire</b>	Ensemble des étapes suivies par le combustible nucléaire fissile : extraction du minerai, élaboration et conditionnement du combustible, utilisation dans un réacteur, retraitement et recyclage ultérieur.
<b>Déclencher</b>	Equivalent de « disjoncter », c'est-à-dire ouvrir un disjoncteur.
<b>Découplage</b>	Séparation opérationnelle et/ou légale entre entités ou activités de nature différente (régulée versus non régulée principalement). Traduction du terme anglais « unbundling ».
<b>Délestage</b>	Coupe de courant momentanée, de certains clients, dans certains secteurs d'un réseau électrique, opérée pour rétablir rapidement l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et sauvegarder la sûreté de fonctionnement du système électrique.
<b>Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)</b>	Gaz incolore, inodore et non toxique, composé de carbone et d'oxygène, se produisant naturellement dans l'atmosphère de la Terre et comme sous-produit de la combustion de combustibles fossiles. Le CO <sub>2</sub> est un gaz à effet de serre.
<b>Distribution</b>	Transport d'électricité sur des réseaux de distribution, en vue de sa fourniture aux clients, à une tension inférieure ou égale à 70 kV en Région flamande, à une tension inférieure à 36 kV en Région de Bruxelles-Capitale et à une tension inférieure à 30 kV en Région wallonne, à l'exception de la fourniture aux clients.
<b>Ecosystème</b>	Unité biologique de base formée par le milieu et les organismes qui y vivent (animaux et végétaux).
<b>Effet de serre</b>	Phénomène naturel par lequel une grande partie du rayonnement solaire absorbé par la surface terrestre et réémis par celle-ci, sous forme de rayonnement infrarouge, est retenu par les nuages et par certains gaz at-



mosphériques, baptisés « gaz à effet de serre » (GES).

Ce phénomène est indispensable à la vie sur la Terre. Il permet de garder la température moyenne de la planète autour de 15°C, niveau suffisant pour assurer la croissance des végétaux et des animaux. Sans lui, cette température serait de -18°C.

<b>Efficacité énergétique</b>	Paramètre exprimant le rapport entre l'effet utile et l'énergie consommée.
<b>Electricité verte</b>	Electricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (solaire, hydraulique, éolienne, géothermique ou biomasse) et de cogénération de qualité.
<b>Emissions</b>	Substances rejetées dans l'atmosphère par une source quelconque : source fixe (centrale électrique, industrie), source diffuse (chauffage domestique, élevage agricole) ou source mobile (transport routier).
<b>Energie appelée sur le réseau</b>	Quantité d'énergie électrique produite par les centrales, diminuée de la consommation propre des centrales ainsi que de la quantité d'énergie électrique absorbée pour le pompage (Coo, Plate-Taille) et augmentée (ou diminuée) de la quantité d'énergie électrique importée de l'étranger (ou exportées vers l'étranger). L'énergie appelée sur le réseau correspond à la consommation totale observée d'électricité, augmentée des pertes en ligne (sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité).
<b>Energie éolienne</b>	Energie produite à partir d'un équipement doté d'ailes ou de pales qui font tourner un axe afin de capter l'énergie cinétique du vent. La quantité d'énergie éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.
<b>Energie géothermique</b>	Chaleur contenue dans la croûte terrestre et dans les couches superficielles de la terre.
<b>Energie hydraulique</b>	Energie potentielle des eaux. La centrale hydro-électrique transforme l'énergie de la gravité de l'eau en énergie électrique.
<b>Energie nucléaire</b>	Energie produite dans une centrale où la vapeur faisant tourner les turbines est produite par réaction nucléaire (fission), plutôt que par combustion d'un combustible comme le charbon, le pétrole ou le gaz.
<b>Energie primaire</b>	Ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. Ce sont principalement le pétrole brut, les schistes bitumineux, le gaz naturel, les combustibles minéraux solides, la biomasse, le rayonnement solaire, l'énergie hydraulique, l'énergie du vent, la géothermie et l'énergie tirée de la fission de l'uranium.
<b>Energie renouvelable</b>	Energie tirée d'une source renouvelable de manière permanente : biomasse, électricité hydraulique, énergie éolienne, solaire, géothermique, etc.
<b>Energie solaire</b>	Energie de rayonnement du soleil qui peut être convertie en d'autres formes d'énergie, notamment la chaleur (pour l'eau chaude, par exemple) ou l'électricité.
<b>Equivalent CO<sub>2</sub></b>	Mesure métrique servant à comparer les émissions des divers gaz à effet de serre en se basant sur leur potentiel de réchauffement global (PRG) de

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

la planète. Les équivalents CO<sub>2</sub> sont exprimés en tonne d'équivalents CO<sub>2</sub> et peuvent être exprimés par rapport à d'autres mesures, notamment les mégawattheures d'électricité. On trouve les équivalents CO<sub>2</sub> des autres gaz en multipliant les tonnes du gaz en question par son potentiel PRG associé.

**ETSO (European transmission system operators)**

Association des gestionnaires de transport d'électricité européens, créée en juillet 1999. Elle est l'interlocutrice par excellence de la Commission européenne dans le cadre de la libéralisation du marché de l'énergie et travaille en étroite concertation avec elle. L'ETSO axe, en particulier, ses travaux sur la tarification des transits internationaux, la gestion des congestions sur les lignes d'interconnexion et la mise en place d'un système d'information entre les gestionnaires.

**Flux non nominé**

Flux résultant du comportement physique de l'électricité et ne coïncidant pas avec le chemin contractuel communiqué aux gestionnaires de réseau.

L'électricité suit le chemin de la résistance (de l'impédance) la plus faible. Elle empruntera donc naturellement divers trajets pour aller d'un point A à un point B. C'est la raison pour laquelle ces flux physiques diffèrent du trajet contractuel défini par les acteurs du marché. Seuls les gestionnaires de réseau situés le long du trajet contractuel sont informés des flux d'électricité au moyen des programmes (nominations) introduits par ces acteurs. Pourtant, une partie de ces flux traversent physiquement les réseaux d'autres gestionnaires de réseau. Ceux-ci sont alors confrontés à des flux non nominés, aussi appelés flux de bouclage ou flux parallèles. Lorsque ces flux physiques deviennent trop importants, ils peuvent mettre en péril la sécurité opérationnelle des réseaux. Les flux non nominés n'étant, par définition, pas connus à l'avance du gestionnaire de réseau, celui-ci peut difficilement estimer la capacité disponible pour les échanges commerciaux.

**Fournisseur**

Personne physique ou morale qui vend de l'électricité à un ou des client(s) final(s). Le fournisseur produit lui-même ou achète auprès de producteurs l'électricité qu'il vend aux clients finals.

**Gaz à effet de serre (GES)**

Gaz qui, dans l'atmosphère, absorbe et « réémet » le rayonnement solaire.

Les GES comprennent notamment le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>), l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O), les hydrofluorocarbones (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>).

Les GES diffèrent tant par leur durée de séjour dans l'atmosphère (certains, chimiquement très stables, peuvent y subsister plusieurs dizaines de milliers d'années) que par leur pouvoir de réchauffer l'atmosphère.

Ainsi par exemple, le méthane a un « potentiel de réchauffement global » (PRG) 21 fois plus élevé que le dioxyde de carbone. Ceci signifie que le largage d'un kg de méthane renverra vers le sol la même quantité d'énergie que 21 kg de CO<sub>2</sub>. Le PRG actuellement considéré comme le plus élevé est celui du SF<sub>6</sub>, qui est de 23.900. C'est pourquoi, lorsqu'on veut évaluer globalement l'effet de serre engendré par des émissions, on convertit les quantités de gaz à effet de serre en équivalent CO<sub>2</sub> ou Eq CO<sub>2</sub>, le CO<sub>2</sub> ayant par convention un potentiel global d'effet de serre égal à 1.

**Gazéification du charbon**

Processus consistant à convertir le charbon en gaz synthétique combustible. Pour cela, on chauffe du charbon pulvérisé en présence de vapeur et d'oxygène pour produire du gaz, qui est à son tour raffiné afin de réduire la teneur en soufre, et d'autres impuretés. Le gaz peut servir de combustible ou être traité et concentré en combustible chimique ou liquide.

**Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)**

Personne physique ou morale responsable de la gestion, de l'exploitation et du développement d'un réseau de distribution dans une zone donnée et, le cas échéant, des interconnexions avec d'autres systèmes afin de tenter de garantir la capacité à long terme du système et de rencontrer les demandes raisonnables de distribution d'électricité.



<b>Gestionnaire du réseau de transport (GRT)</b>	Personne physique ou morale responsable de la gestion, de l'exploitation et, si nécessaire, du développement du réseau de transport dans une zone donnée et, le cas échéant, ses interconnexions avec d'autres réseaux, afin de tenter d'assurer la capacité à long terme du réseau et de rencontrer les demandes raisonnables de transport d'électricité.
<b>GIEC (Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat)</b>	Groupe créé en 1988 à la demande du G7, par deux organismes de l'ONU : l'Organisation météorologique mondiale et le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE).
<b>Injection (point d')</b>	Point physique d'injection sur le réseau de transport de l'électricité produite par une installation ou d'importation d'électricité depuis un réseau étranger.
<b>Installation multicom-bustible</b>	Génératrice qui peut produire de l'électricité en utilisant plusieurs combustibles.
<b>Intensité énergétique</b>	Consommation d'énergie par unité monétaire ou physique, qui mesure les quantités d'énergie nécessaires à la production d'une unité de valeur ajoutée ou d'une unité physique de production.
<b>Interconnexions</b>	Equipements (principalement des lignes aériennes) servant à interconnecter les réseaux de transport et de distribution électrique ainsi que les réseaux électriques de pays voisins.
<b>Ligne directe d'électricité</b>	Ligne de transport ou de distribution d'électricité qui relie une installation de production d'électricité à un consommateur d'énergie électrique en complément au réseau de transport ou de distribution d'électricité.
<b>Mécanismes flexibles</b>	<p>Mécanismes envisagés dans le protocole de Kyoto pour permettre, en complément des mesures nationales, d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> avec une certaine souplesse.</p> <p>Ces mécanismes sont au nombre de trois : le commerce de droits d'émissions, la mise en œuvre conjointe (investir dans un projet de réduction dans un autre pays industrialisé) et le mécanisme de développement propre (financement de projets économisant le CO<sub>2</sub> dans les pays du Sud).</p>
<b>Méthane (CH<sub>4</sub>)</b>	Hydrocarbure incolore, inflammable et inodore qui est le principal constituant du gaz naturel. C'est aussi une source importante d'hydrogène dans divers procédés industriels. Le méthane est un gaz à effet de serre qui a 23 fois le potentiel de réchauffement de la planète du dioxyde de carbone.
<b>Mix énergétique</b>	Ensemble des différents types de sources de production (par exemple, différents types de combustibles) qui servent à produire de l'électricité dans un réseau électrique particulier.
<b>Nordpool</b>	Bourse de l'électricité des pays nordiques, établie en 1993 et appartenant aux deux gestionnaires de réseau de transport d'électricité nationaux Statnett SF (Norvège) et Affärsverket Svenska Kraftnät (Suède).
<b>NYMBY (not in my backyard)</b>	Syndrome de rejet par les riverains d'installations projetées à proximité de leurs habitations (littéralement, « pas dans mon jardin »).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

<b>Off-shore</b>	En mer, au large des côtes (utilisé pour la localisation des parcs d'éoliennes).
<b>On-shore</b>	Sur terre, par opposition à off-shore (utilisé pour la localisation des parcs d'éoliennes).
<b>Ozone (O<sub>3</sub>)</b>	<p>Gaz composé de trois atomes d'oxygène. On le trouve dans la stratosphère, où il protège la Terre des rayons ultra-violet du soleil, très dangereux, mais aussi dans la troposphère, où il génère une pollution photochimique importante, si sa concentration est trop élevée.</p> <p>L'ozone troposphérique se forme par l'action du rayonnement solaire sur des polluants primaires, aussi appelés « gaz précurseurs », tels que les oxydes d'azote (NO et NO<sub>2</sub>, regroupés sous le terme « NO<sub>x</sub> ») et les composés organiques volatils (COV).</p> <p>La pollution photochimique est un phénomène caractéristique des situations estivales, car la stabilité de la masse d'air empêche toute dispersion des polluants. Ce phénomène est mieux connu sous le terme de « pic d'ozone » estival.</p> <p>L'ozone peut avoir un impact négatif sur :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• la santé humaine : selon sa concentration dans l'air, il irrite les voies respiratoires et les yeux, peut provoquer des altérations passagères de la fonction pulmonaire, des inflammations des voies respiratoires et aggraver les symptômes de personnes souffrant de troubles pulmonaires et cardiaques ;</li><li>• les végétaux, dont il diminue l'activité de photosynthèse, entraînant un ralentissement de la croissance et donc des pertes de rendement des cultures agricoles et forestières ;</li><li>• les matériaux : il contribue à détériorer de nombreux matériaux, dont les peintures, les plastiques, le caoutchouc et le nylon.</li></ul> <p>En outre, l'ozone peut accentuer la sensibilité des écosystèmes à l'effet des polluants acides et joue un rôle dans le renforcement de l'effet de serre.</p>
<b>Panneau solaire photovoltaïque</b>	Dispositif destiné à convertir de l'énergie solaire en courant continu.
<b>Panneau solaire thermique</b>	Dispositif destiné à recueillir le rayonnement solaire pour le convertir en énergie thermique et le transférer à un fluide caloporteur (air, eau).
<b>Péréquation tarifaire</b>	Moyen d'assurer l'égalité de traitement des usagers devant le service public de l'électricité. Cette égalité de traitement conduit à offrir les mêmes conditions de prix à des clients de caractéristiques identiques quel que soit l'endroit du territoire national où ils se trouvent. La péréquation s'obtient en faisant supporter les coûts moyens de fourniture à chacun des usagers.
<b>Permis d'environnement</b>	Permis nécessaire aux activités qui risquent d'avoir une incidence sur l'environnement.
<b>Pertes</b>	Déperdition physique d'électricité, dans les réseaux électriques principalement par effet Joule.
<b>Pluies acides</b>	Précipitations contenant de l'acide nitrique (HNO <sub>3</sub> ) et de l'acide sulfurique (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ) formés principalement de dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> ) et d'oxydes d'azote (NO <sub>x</sub> ) libérés dans l'atmosphère par la combustion des combustibles fossiles.



<b>Politique de gestion de la demande</b>	Approche globale ou intégrée visant à influencer l'importance et le moment de la consommation d'électricité afin de réduire la consommation d'énergie primaire et les pointes de charge, en donnant la priorité aux investissements en mesure d'efficacité énergétique ou d'autres mesures plutôt qu'aux investissements destinés à accroître la capacité de production, si les premiers constituent la solution la plus efficace et économique.
<b>Polluant</b>	Substance susceptible d'avoir des effets nocifs sur la santé humaine et/ou l'environnement dans son ensemble.
<b>Pollution photochimique</b>	Pollution qui résulte d'une réaction entre plusieurs substances chimiques sous l'action catalysatrice des rayons solaires.
<b>Potentiel de réchauffement global (PRG)</b>	Rapport du réchauffement provoqué par une substance au réchauffement provoqué par une masse semblable de dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> ). Le méthane (CH <sub>4</sub> ) a un PRG de 23 et l'oxyde nitreux (N <sub>2</sub> O) a un PRG de 296.
<b>Précurseur</b>	Molécule chimique dont la transformation conduit à un produit actif. Les oxydes d'azote (NO <sub>x</sub> ) et les composés organiques volatils (COV) sont des précurseurs de l'ozone troposphérique.
<b>Producteur</b>	Personne physique ou morale qui produit de l'électricité, y compris l'autoprodacteur.
<b>Production à cycle simple</b>	Manière de produire de l'électricité impliquant du gaz naturel dont la combustion se fait dans une turbine à gaz à cycle simple et où la chaleur perdue produite par ce processus n'est pas récupérée ou utilisée.
<b>Production brute</b>	Production d'électricité d'une centrale, en ce compris la part couvrant ses propres besoins.
<b>Production d'électricité</b>	Processus par lequel de l'énergie électrique est produite en transformant d'autres formes d'énergie.
<b>Production hydro-électrique</b>	<p>Aussi appelée énergie hydraulique, la production hydro-électrique fait allusion à l'électricité produite par le déplacement de l'eau. L'énergie hydro-électrique est produite sous trois formes principales : par retenue d'eau, par aménagement au fil de l'eau et par accumulation par pompage.</p> <p>Centrale à retenue d'eau : production impliquant la construction d'un barrage et la création d'un réservoir provoquant un certain niveau d'inondation. La libération de l'eau pour la production peut se faire à la demande ou pour le maintien du niveau d'eau en aval.</p> <p>Centrale au fil de l'eau : centrale où l'eau n'est pas retenue dans un réservoir, mais plutôt détournée de son cours naturel et amenée par une certaine forme de canal jusqu'à une turbine.</p> <p>Centrale à accumulation par pompage ou centrale de pompage-turbinage : l'eau est pompée d'un réservoir inférieur vers un réservoir supérieur en fonction de la demande d'énergie. L'eau est généralement pompée en amont durant les périodes de faible demande et libérée durant les périodes de forte demande et de coûts élevés d'électricité. Ce type de centrale ne comprend pas toujours la création d'un lac de barrage.</p>
<b>Production nette</b>	Production d'électricité d'une centrale, décompte fait de la part couvrant ses propres besoins. C'est la production effectivement injectée sur le réseau.

<b>Puissance</b>	Capacité de production, de transfert ou d'utilisation de l'énergie, le plus souvent associée à l'électricité. On mesure la puissance en watts et on l'exprime souvent en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW).
<b>Puissance nette installée</b>	Somme des puissances de production des centrales installées raccordées au réseau, susceptible d'être injectée dans le réseau en réponse à la demande.
<b>Puissance nominale</b>	Puissance maximale continue qu'une unité de production est capable de développer dans les conditions d'utilisation contractuelles ou selon les normes (température ambiante, température du fluide réfrigérant, composition du combustible...).
<b>Raccordement</b>	Action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.
<b>Rendement énergétique</b>	Rapport entre l'énergie utile fournie par un appareil et l'énergie finale livrée. Mesure la performance énergétique des équipements.
<b>Repowering</b>	Modification importante apportée à une unité de production existante qui augmente la puissance nominale de cette unité.
<b>Réseau à basse tension (BT)</b>	Réseau d'électricité, consistant en des lignes aériennes, des câbles souterrains et d'autres équipements nécessaires au transport de l'électricité à une tension de 400 V.
<b>Réseau à haute tension (HT)</b>	Réseau d'électricité, consistant en des lignes aériennes, des câbles souterrains, des postes de transformation et d'autres équipements nécessaires au transport de l'électricité à des tensions de 30 kV à 70 kV.
<b>Réseau à moyenne tension (MT)</b>	Réseau d'électricité, consistant en des lignes aériennes, des câbles souterrains, des postes de transformation et d'autres équipements nécessaires au transport de l'électricité à des tensions de 1 kV à 26 kV.
<b>Réseau à très haute tension (THT)</b>	Réseau d'électricité, consistant en des lignes aériennes, des câbles souterrains, des postes de transformation et d'autres équipements nécessaires au transport de l'électricité à des tensions de 150 kV à 380 kV.
<b>Réserve primaire</b>	Réserve de puissance indispensable pour stabiliser la fréquence du réseau européen interconnecté et prévenir des situations de black out.  Elle est automatiquement activée sur des installations capables de détecter une variation de la fréquence et d'y réagir très rapidement (dans les 0 à 30 secondes). Cette réserve ne sera pas utilisée au-delà des 15 minutes. Elle est fournie par certaines unités de production ayant les prérequis techniques nécessaires.
<b>Réserves prouvées</b>	Quantités de combustible fossile ou nucléaire qui, selon les informations géologiques et techniques disponibles, ont une forte probabilité (>90 %) d'être récupérées dans le futur, à partir des gisements connus et dans les conditions technico-économiques existantes.  Cette estimation est donc continuellement réévaluée en fonction des nouvelles découvertes et de l'amélioration de la récupération sur les champs existants.
<b>Réserve secondaire</b>	Réserve de puissance utilisée par le gestionnaire de réseau pour équilibrer



sa zone de réglage.

Elle sert également à ramener la fréquence du réseau à 50 Hz. Elle est activée automatiquement, de manière continue, tant à la hausse qu'à la baisse. Elle réagit rapidement (de 30 secondes à 15 minutes) et reste active le temps nécessaire. L'utilisateur du réseau qui met à disposition cette réserve doit être équipé d'installations lui permettant de communiquer avec le dispatching national du gestionnaire du réseau. Ses unités doivent respecter certains pré-requis techniques.

### **Réserve tertiaire**

Réserve de puissance permettant de faire face à un déséquilibre important ou systématique de la zone de réglage et de résoudre d'importants problèmes de congestion.

Elle est activée moins rapidement que les deux premières réserves mais sera utilisée, en général, jusqu'à ce que le problème soit résolu. Cette réserve de puissance est mise à la disposition du gestionnaire du réseau par certains utilisateurs. Elle comporte deux volets : la réserve tertiaire de production, c'est-à-dire l'injection de puissance supplémentaire par des producteurs, et la réserve tertiaire de prélèvement, c'est-à-dire une diminution des prélèvements effectués par des utilisateurs ayant conclu un contrat d'interruptibilité.

### **Services auxiliaires**

Fonctions nécessaires à la fiabilité du fonctionnement et à la sécurité des réseaux de transport et à l'équipement de production.

### **Sources d'énergie renouvelables (SER)**

Sources d'énergie autres que les combustibles fossiles et la fission nucléaire, qui ne s'épuisent pas par leur utilisation : notamment l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le biogaz, les produits et déchets organiques de l'agriculture et de l'arboriculture forestière, et les déchets ménagers.

### **Soutirage (point de)**

Point physique de soutirage sur le réseau de transport de l'électricité consommée par une installation. Aussi appelé « point de prélèvement ».

### **Stratosphère**

Zone de l'atmosphère terrestre située à une altitude qui va de 15 à 50 km.

### **Système (électrique)**

Ensemble organisé d'ouvrages permettant la production, le transport, la distribution et la consommation d'électricité.

### **Terne**

Ensemble des trois conducteurs, correspondant aux trois phases du courant électrique triphasé, auquel vient éventuellement s'adjoindre un câble neutre. Une liaison électrique est dite « à un terne » si elle comporte au moins un tel ensemble. Elle peut porter plusieurs ternes si les pylônes sont construits et équipés pour cela.

### **Trader**

Personne, autre qu'un producteur ou un distributeur, qui achète de l'électricité en vue de la revendre.

### **Transport**

Transport d'électricité sur des réseaux à haute et à très haute tension interconnectés, aux fins de fourniture à des clients finals grands consommateurs d'électricité ou à des distributeurs, mais ne comprenant pas cette fourniture.

### **Troposphère**

Zone de l'atmosphère terrestre qui va du sol jusqu'à une altitude de 15 km.

### **UCTE (Union pour la coordination du transport d'électricité en Europe)**

Association des gestionnaires de réseau européens fonctionnant en mode synchrone, c'est-à-dire dont les réseaux interconnectés fonctionnent de manière synchrone. L'UCTE a été fondée dans les années 1950 et a pour mission de définir les règles d'exploitation du système interconnecté européen.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

L'UCTE est l'un des quatre membres fondateurs de l'ETSO.

**Upgrade**

Amélioration, renforcement.

**Utilisateur du réseau**

Personne physique ou morale qui est physiquement raccordée au réseau pour injecter ou prélever de l'électricité.

**Utilisation rationnelle de l'énergie (URE)**

Ensemble d'actions visant à utiliser au mieux les ressources énergétiques dans les différents champs d'activités de la société : amélioration de la performance énergétique d'équipements existants (machines, bâtiments, etc.) par une gestion efficace, une maîtrise, voire une diminution des consommations énergétiques par des mesures comportementales, une mise en œuvre des technologies et des techniques les plus efficaces énergétiquement dans les différentes fonctions d'un bâtiment, d'une entreprise...

**Valeur NTC (Net Transfer capacity)**

Capacité d'une interconnexion qui peut être mise à la disposition des utilisateurs pour leurs échanges, déduction faite des marges de sécurité et réserves.

**Volt (V)**

Le volt est la mesure de potentiel électrique ou la force électromotrice du système international d'unités (SI). Le potentiel d'un volt apparaît aux bornes d'une résistance d'un ohm quand un courant d'un ampère circule à travers cette résistance.

**Watt (W)**

Unité de puissance électrique égale à un ampère sous une force d'un volt.

**Wattheure (Wh)**

Unité d'énergie électrique égale à un watt de puissance fournie à un circuit électrique ou prélevée d'un tel circuit de façon continue pendant une heure. Un appareil qui tire un watt de puissance sur une heure consomme un wattheure d'énergie, comme le ferait une ampoule de 60 watts fonctionnant pendant une minute.

**Zone de réglage**

Zone géographique sur laquelle le réseau de transport électrique est géré par un seul gestionnaire. Il existe une seule zone de réglage en Belgique, mais certains pays peuvent en compter plusieurs.







Rue du Progrès, 50  
B-1210 Bruxelles  
N° d'entreprise : 0314.595.348  
<http://economie.fgov.be>