

Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017



**STUDIE OVER DE PERSPECTIEVEN
VAN ELEKTRICITEITSBEVOORRADING
2008-2017**



Federale Overheidsdienst Economie, K.M.O., Middenstand en Energie
Vooruitgangstraat 50
B - 1210 BRUSSEL
Ondernemingsnr.: 0314.595.348
<http://economie.fgov.be>

tel. 02 277 51 11

Vanuit het buitenland:
tel. + 32 2 277 51 11

Verantwoordelijke uitgever: Regis MASSANT
Voorzitter a.i. van het Directiecomité
Vooruitgangstraat 50
B-1210 BRUSSEL

Wettelijk depot: D/2009/2295/78

Tekst beëindigd in oktober 2009.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Inhoudstafel

Inhoudstafel	3
Lijst van tabellen	9
Lijst van figuren	11
Lijst van schema's	15
Dankbetuigingen	17
Inleiding	19
1. Wat is de studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading?	21
1.1. De context van de prospectieve studie	21
1.1.1. De instellingen in België	21
1.1.2. De elektriciteitsmarkt	23
1.1.3. Het energiebeleid	34
1.1.4. Het milieubeleid	43
1.2. De prospectieve studie	50
1.2.1. Het doel van de prospectieve studie	50
1.2.2. De toepassingen van de prospectieve studie	50
1.2.3. De inhoud van de prospectieve studie	51
2. De problematiek van de zekerheid van elektriciteitsbevoorrading	53
2.1. De zekerheid van energiebevoorrading	53
2.1.1. De wereldreserves van fossiele brandstoffen en uranium	53
2.1.2. Het Europese beleid op het gebied van de zekerheid van energiebevoorrading	57
2.1.3. De zekerheid van energiebevoorrading in België	60
2.2. Wat verstaat men onder “zekerheid van elektriciteitsbevoorrading”?	61
2.3. Wat zijn de oplossingen voor het probleem van de zekerheid van elektriciteitsbevoorrading?	62
2.4. De keuzes die België heeft gemaakt betreffende de zekerheid van de elektriciteitsbevoorrading	62
2.4.1. Het elektriciteitsaanbod	62
2.4.2. De vraag naar elektriciteit	64
3. De uitwerkingsprocedure van de prospectieve studie	67



3.1.	De uitwerking van een ontwerp van prospectieve studie	67
3.2.	De organisatie van een milieueffectenbeoordeling	68
3.3.	De organisatie van raadplegingen	68
3.3.1.	De consultatie voorzien door de wet van 1 juni 2005	69
3.3.2.	De consultatie voorzien door de wet van 13 februari 2006	69
3.3.3.	De resultaten van de consultaties	70
3.4.	De aanpassing van het ontwerp van prospectieve studie en de uitwerking van een verklaring	71
3.4.1.	Wijzigingen in het ontwerp van prospectieve studie naar aanleiding van de raadplegingen	72
3.4.2.	Wijzigingen in het ontwerp van prospectieve studie naar aanleiding van het milieueffectenrapport	72
4.	De vraag en het aanbod van elektriciteit in België	73
4.1.1.	De eindverbruikers van elektriciteit	73
4.1.2.	De kenmerken van de vraag naar elektriciteit	75
4.1.3.	Het gevraagde vermogen tijdens de piekperiode	78
4.2.	Het aanbod van elektriciteit	79
4.2.1.	De productie van elektriciteit	79
4.2.2.	Het bestaande Belgische productiepark	80
4.2.3.	De evolutie van het gecentraliseerde productiepark	83
4.2.4.	De evolutie van het gedecentraliseerde productiepark	87
5.	De methodologie	91
5.1.	De algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading	91
5.1.1.	Het PRIMES-model	91
5.1.2.	Het referentiescenario	92
5.1.3.	De onzekerheden en alternatieve scenario's	93
5.2.	De aanvullende analyses	95
5.2.1.	Het model PROCREAS	95
5.2.2.	Het model SPARK	96
5.3.	Het verschil met het Indicatief Programma 2005-2014	96
6.	De hypothesen en het beleidskader	99
6.1.	De hypothesen voor het referentiescenario	99
6.1.1.	De macro-economische en demografische hypothesen	99
6.1.2.	De internationale brandstofprijzen	102
6.1.3.	Het milieubeleid	103
6.1.4.	De hernieuwbare energiebronnen en de warmtekrachtkoppeling	104
6.1.5.	De kernenergie	105
6.1.6.	De grensoverschrijdende in- en uitvoer van elektriciteit	105
6.1.7.	De andere hypothesen	106
6.2.	De hypothesen voor de alternatieve scenario's	107
6.2.1.	De macro-economische hypothesen	107
6.2.2.	De energie-efficiëntie	108

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

6.2.3.	De internationale brandstofprijzen	109
6.2.4.	Het milieubeleid	109
6.2.5.	De kernenergie	110
6.3.	Vergelijking met het PI2005 en het rapport CE2030	111
6.3.1.	De macro-economische en demografische hypothesen	111
6.3.2.	De internationale brandstofprijzen	111
6.3.3.	Het milieubeleid	112
6.3.4.	De HEB en de WKK	112
6.3.5.	De kernenergie	112
6.3.6.	De grensoverschrijdende in- en uitvoer van elektriciteit	113
7.	De resultaten van de algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading	115
7.1.	Het referentiescenario	115
7.1.1.	De elektriciteitsvraag	115
7.1.2.	Het elektriciteitsaanbod	117
7.1.3.	De investeringen in nieuwe productiecapaciteit	120
7.1.4.	De geïnstalleerde capaciteit van het Belgische elektriciteitspark	122
7.1.5.	Het jaarlijkse aardgasverbruik	126
7.1.6.	De uitstoot van koolstofdioxide (CO ₂)	127
7.1.7.	De grensoverschrijdende stromen	128
7.2.	De alternatieve scenario's	133
7.2.1.	De elektriciteitsvraag	134
7.2.2.	Het elektriciteitsaanbod	136
7.2.3.	De investeringen in nieuwe productiecapaciteit	139
7.2.4.	De geïnstalleerde capaciteit van het Belgische elektriciteitspark	140
7.2.5.	Het jaarlijkse aardgasverbruik	141
7.2.6.	De CO ₂ -emissies	142
7.3.	De vooruitzichten in een breder kader	143
7.4.	Vergelijking met het PI2005 en het rapport CE2030	148
7.4.1.	De elektriciteitsvraag	149
7.4.2.	Het elektriciteitsaanbod	150
7.4.3.	De investeringen in nieuwe productiecapaciteit	152
7.4.4.	De geïnstalleerde capaciteit van het Belgische elektriciteitspark	154
7.4.5.	Het jaarlijkse aardgasverbruik	155
7.4.6.	De CO ₂ -emissies	156
8.	De resultaten van de aanvullende analyses	159
8.1.	De betrouwbaarheid van het park en de investeringskalender	159
8.1.1.	De hypothesen en het analysekader	159
8.1.2.	De resultaten	160
8.1.3.	Bespreking	167
8.2.	De evolutie van grensoverschrijdende stromen	168
8.2.1.	De hypothesen en studiekader	168
8.2.2.	De resultaten	169
8.2.3.	Bespreking	170



9. De voornaamste conclusies uit het milieueffectenrapport	173
9.1. Impact op het landschap en het zeegezicht	173
9.2. Aanrijking van de oppervlaktewaterkolom	173
9.3. Wijziging in de watertemperatuur van het oppervlaktewater	174
9.4. Aanrijking van de waterbodem	174
9.5. Aanrijking van de lucht	174
9.6. Impact op het klimaat	175
9.7. Aanrijking van de bodem	175
9.8. Niet-nucleaire afvalstromen	175
9.9. Nucleaire afvalstromen	176
9.10. Hinder	176
9.11. Impact op de menselijke gezondheid	176
9.12. Impact op ecosystemen	176
Conclusies	179
Herhaling van de verschillende scenario's	180
De belangrijkste resultaten van de simulaties	181
Op het vlak van elektriciteitsvraag	181
Op het vlak van het elektriciteitsaanbod	181
Op het vlak van investering in nieuwe productiecapaciteiten	182
Wat veranderd is tegenover de vorige studies	184
Aandachtspunten	184
De sleutelrol van aardgas	184
De bevoorradingszekerheid van elektriciteit	185
De ontwikkeling van de netten	189
De problematiek van de uitvoeringstermijnen	190
Bijlagen	193
Bijlage 1 : De resultaten van het referentiescenario op jaarlijkse basis tussen 2008 en 2017	195
Bijlage 2 : De kenmerken en de investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten voor verschillende scenario's	199
Het referentiescenario (Refscen)	199
Het LoGro-scenario	200
Het HiGro-scenario	201

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Het Base_HiCV-scenario	202
Het Base_Nuc-scenario	203
Bijlage 3 : Berekende resultaten van het referentiescenario en vier alternatieve scenario's	205
Bijlage 4 : Elektriciteitsefficiëntie- en intensiteitsindicatoren voor de verschillende bestudeerde scenario's	207
Bijlage 5 : Vergelijking van de resultaten van de PSE met die van de studie over de impact van het Energie-klimaatpakket (Working Paper 21-08 van het FPB)	209
Bijlage 6 : De HEB in de PSE en de Belgische HEB-doelstelling van 13 % tegen 2020 vastgelegd in het kader van het Energie-klimaatpakket	213
Bijlage 7 : De aanpassing van het ontwerp van prospectieve studie	215
Bibliografie	217
Documenten	217
Websites	218
Lijst van afkortingen	221
Omzettingstabel van eenheden	225
Glossarium	227

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Lijst van tabellen

Tabel 1:	De voornaamste wetgeving en de regulerende instantie van de componenten van de Belgische staat in het domein van de elektriciteit	26
Tabel 2:	De etappen van het vrijmakingsproces in de drie gewesten van België	27
Tabel 3:	De data van inwerkingtreding en desactivering van de Belgische kerncentrales alsook van hun geïnstalleerd vermogen	35
Tabel 4:	De minimumprijzen van de groenestroomcertificaten van het federale systeem	39
Tabel 5:	De jaarlijkse emissieplafonds voor verzurende verontreinigende stoffen, bepaald in het Protocol van Göteborg en Richtlijn 2001/81/EG voor België tegen het jaar 2010	49
Tabel 6:	Het jaarlijkse elektriciteitsverbruik van subsectoren in de industrie, 2007	74
Tabel 7:	De brutoproductie van elektriciteit per type centrale in België, 2007	80
Tabel 8:	De productiecapaciteit van elektriciteit in België, 31 december 2007	81
Tabel 9:	De nieuwe gecentraliseerde productie-eenheden voor 2011, eind 2006	85
Tabel 10:	De definitie van de alternatieve scenario's	95
Tabel 11:	De macro-economische en demografische assumpties voor België, referentiescenario, periode 2005-2020	100
Tabel 12:	De CO ₂ -emissiefactoren per vector gebruikt in PRIMES en vergelijking met deze van IPCC (kton CO ₂ /PJ)	107
Tabel 13:	Vergelijking macro-economische hypothesen voor België: referentiescenario, scenario's van het type HiGro-en LoGro, periode 2005-2020 (miljard euro van 2005)	108
Tabel 14:	Vergelijking macro-economische en demografische assumpties voor België: PSE, PI2005 en CE2030, gemiddelde jaarlijkse groeipercentages, periode 2005-2020	111
Tabel 15:	Vergelijking evolutie van de internationale energieprijzen: PSE, PI2005 en CE2030, 2010 en 2020 (USD/boe, in prijzen van 2005)	111
Tabel 16:	Vergelijking evolutie van de koolstofwaarde: PSE, CE2030 en PI2005, periode 2005-2020 (euro/t CO ₂)	112
Tabel 17:	Vergelijking modaliteit elektriciteitsproductie op basis van kernenergie: PSE, CE2030 en PI2005	113
Tabel 18:	Vergelijking van de gemiddelde jaarlijkse groeipercentages: referentiescenario en alternatieve scenario's, periodes 2005-2020 en 2005-2030 (%)	135
Tabel 19:	Vergelijking van de eindvraag naar energie: referentiescenario's van PSE en CE2030, 2020 (ktoe)	150
Tabel 20:	De capaciteiten die jaarlijks noodzakelijk zijn in het gecentraliseerde park om het criterium van betrouwbaarheid na te leven (MW en in overeenstemming met aantal eenheden)	161
Tabel 21:	Kalender van de niet besliste investeringen in het gecentraliseerde park, noodzakelijk om de betrouwbaarheid na te leven vanaf 2011 (MW en overeenstemmend aantal eenheden)	162
Tabel 22:	Kalender van niet besliste investeringen in het gecentraliseerde park, noodzakelijk om de betrouwbaarheid na te leven vanaf 2011 (MW en overeenstemmend aantal eenheden) Optie van investeringsmogelijkheid in eenheden op steenkool	165
Tabel 23:	De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, referentiescenario (MW)	183
Tabel 24:	De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, referentiescenario (MW)	199
Tabel 25:	De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, LoGro-scenario (MW)	200
Tabel 26:	De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, HiGro-scenario (MW)	201



Tabel 27:	De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, Base_HiCV-scenario (MW)	202
Tabel 28:	De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, Base_Nuc-scenario (MW)	203
Tabel 29:	Het gemiddelde rendement van het thermische productiepark (*) (%)	207
Tabel 30:	De (netto) elektriciteit geproduceerd in WKK-eenheden (**) (%)	207
Tabel 31:	Het totaal finale elektriciteitsverbruik per inwoner (kWh/inw)	207
Tabel 32:	De elektriciteitsintensiteit van de tertiaire sector (kWh/TW; 2005=100)	208
Tabel 33:	De elektriciteitsintensiteit van de tertiaire sector (kWh/TW; 2005=100)	208
Tabel 34:	Het elektriciteitsverbruik van de gezinnen (kWh/gezin)	208
Tabel 35:	Een overzicht van de verschillen tussen de PSE en WP 21-08	210
Tabel 36 :	Het aandeel van HEB in de bruto eindvraag naar energie t.o.v. de Belgische doelstelling van 13 % in 2020	213

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Lijst van figuren

Figuur 1:	Het aandeel bij benadering van de componenten van de elektriciteitsfactuur	31
Figuur 2:	De bewezen wereldreserves aardgas (miljard m ³)	54
Figuur 3:	De bewezen wereldreserves vaste brandstoffen (miljard ton)	55
Figuur 4:	De bewezen wereldreserves aardolie (miljard vaten)	56
Figuur 5:	De bewezen wereldreserves uranium, 2006 (ton)	57
Figuur 6:	Het primaire energieverbruik in België, 2007	60
Figuur 7:	De verdeling van het jaarlijkse elektriciteitsverbruik per eindverbruikerscategorie, 2007	74
Figuur 8:	De maandelijkse periodiciteit van de elektrische belasting in België, 2007 (MW)	76
Figuur 9:	De wekelijkse periodiciteit van de elektrische belasting in België, 2007 (MW)	77
Figuur 10:	Evolutie van de elektrische belasting in België voor de dagen met een maximale belasting (of piek) en een minimale belasting, 2007	78
Figuur 11:	De brutoproductie van elektriciteit per primaire energiebron in België, 2007	79
Figuur 12:	De vermindering van de productiecapaciteit afhankelijk van het jaar dat de Belgische kerncentrales worden gedesactiveerd (MW)	83
Figuur 13:	De verdeling per leeftijd van de thermische productie-eenheden, 2008	84
Figuur 14:	De Brent olieprijs in USD en euro per vat	102
Figuur 15:	De internationale energieprijzvoorzichten, periode 2005-2030 (USD/boe in prijzen van 2005)	103
Figuur 16:	De historische evolutie van de netto-invoer van elektriciteit in België, 1990-2006 (GWh)	105
Figuur 17:	Vergelijking evolutie koolstofwaarden: referentiescenario, HiCV alternatieve scenario's en MM, 2005-2020 (euro/t CO ₂ in prijzen van 2005)	110
Figuur 18:	Evolutie van de opgevraagde energie, referentiescenario (GWh)	116
Figuur 19:	Evolutie van het eindverbruik van elektriciteit door de belangrijkste sectoren (GWh) en het verschil ten opzichte van 2005 (%), referentiescenario	116
Figuur 20:	Evolutie van de geproduceerde en ingevoerde energie, referentiescenario (GWh)	118
Figuur 21:	Evolutie van de geproduceerde energie op basis van HEB, referentiescenario (GWh)	119
Figuur 22:	Evolutie van de gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit, referentiescenario (MW)	121
Figuur 23:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per energievorm, referentiescenario (MW)	122
Figuur 24:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, referentiescenario (MW)	124
Figuur 25:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit van HEB-centrales, referentiescenario (MW)	125
Figuur 26:	Geïnstalleerde productiecapaciteit en betrouwbaarheids criterium: illustratie voor het jaar 2020	126
Figuur 27:	Evolutie van het aardgasverbruik, referentiescenario (PJ)	127
Figuur 28:	Evolutie van de CO ₂ -uitstoot van het Belgische elektriciteitspark, referentiescenario (Mt)	128
Figuur 29:	Evolutie van de netto-elektriciteitsinvoer van België en haar buurlanden, referentiescenario (GWh)	129
Figuur 30:	Evolutie van de grensoverschrijdende stromen met Frankrijk en Nederland, referentiescenario (GWh)	130
Figuur 31:	Evolutie van de uitwisselingen per belastingssegment, referentiescenario (GWh)	131

Figuur 32:	Opgevraagd invoervermogen in 2020 aan de zuidgrens vs. het “gewaarborgd minimum”, 2008	132
Figuur 33:	Vergelijking evolutie van de vraag naar elektriciteit: referentiescenario en alternatieve scenario's, periode 2005-2020 (TWh)	134
Figuur 34:	Vergelijking evolutie van de vraag naar elektriciteit: referentiescenario en alternatieve scenario's, periode 2005-2030 (TWh)	135
Figuur 35:	Vergelijking geproduceerde en geïmporteerde energie: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2020 (GWh)	137
Figuur 36:	Vergelijking van de geproduceerde energie op basis van HEB: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2020 (GWh)	138
Figuur 37:	Vergelijking van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit: referentiescenario en alternatieve scenario's, periode 2006-2020 (MW)	139
Figuur 38:	Vergelijking van geïnstalleerde capaciteit: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2020 (MW)	140
Figuur 39:	Vergelijking evolutie van het aardgasverbruik in de elektriciteitssector: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2005 en 2020 (PJ)	142
Figuur 40:	Vergelijking van de CO ₂ -emissies van het Belgische productiepark: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2015 en 2020 (Mt)	143
Figuur 41:	Het eindverbruik van elektriciteit in 2020, alle scenario's (TWh)	144
Figuur 42:	De netto-elektriciteitsinvoer in België in 2020, alle scenario's (GWh)	145
Figuur 43:	De investeringen in nieuwe productiecapaciteit, alle scenario's (MW)	146
Figuur 44:	De energetische CO ₂ -uitstoot van de elektriciteitssector in 2020, alle scenario's (Mt)	146
Figuur 45:	Evolutie van de energetische CO ₂ -uitstoot van de elektriciteitssector tot 2030, alle scenario's (Mt CO ₂)	148
Figuur 46:	Vergelijking evolutie van de vraag naar elektriciteit: PSE, PI2005 en CE2030, periode 2005-2020 (TWh)	150
Figuur 47:	Vergelijking evolutie van de netto-import: PSE, PI2005 en CE2030, periode 2005-2020 (GWh)	152
Figuur 48:	Vergelijking van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit: PSE, PI2005 en CE2030 (MW)	153
Figuur 49:	Vergelijking van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit in HEB: PSE, PI2005 en CE2030 (MW)	154
Figuur 50:	Vergelijking evolutie van de geïnstalleerde capaciteit: PSE, PI2005 en CE2030, 2015 en 2020 (MW)	155
Figuur 51:	Vergelijking evolutie van het jaarlijkse aardgasverbruik in de elektriciteitssector: PSE, PI2005 en CE2030, periode 2005-2020 (PJ)	156
Figuur 52:	Vergelijking van de energetische CO ₂ -emissies van het Belgische productiepark: PSE, PI2005 en CE2030, periode 2005-2020 (Mt)	157
Figuur 53:	Evolutie van de gecumuleerde investeringen ten opzichte van 2008 (MW)	162
Figuur 54:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteiten (MW)	163
Figuur 55:	Evolutie de geproduceerde elektrische energie per type eenheid en netto-ingevoerde energie (GWh)	164
Figuur 56:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteiten (MW) Optie van investeringsmogelijkheid in eenheden op steenkool	166
Figuur 57:	Evolutie van de geproduceerde energie per type eenheid en van de netto-ingevoerde energie (GWh) Optie van investeringsmogelijkheid in eenheden op steenkool	167
Figuur 58:	Vergelijking geïmporteerde energie in het referentiescenario (GWh)	169
Figuur 59:	Vergelijking geïmporteerde energie in het alternatief scenario LoGro (GWh)	170
Figuur 60:	Evolutie van de geproduceerde en ingevoerde energie, periode 2008-2017 (GWh)	195

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 61:	Evolutie van de geproduceerde energie op basis van HEB, periode 2008-2017 (GWh)	195
Figuur 62:	Evolutie van de gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit tussen 2008 en 2017 (MW)	196
Figuur 63:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per energievorm, periode 2008-2017 (MW)	196
Figuur 64:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, periode 2008-2017 (MW)	197
Figuur 65:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit van HEB-centrales, periode 2008-2017 (MW)	197
Figuur 66:	Evolutie van de CO ₂ -uitstoot van het Belgische park, periode 2008-2017 (Mt)	198
Figuur 67:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, referentiescenario (MW)	199
Figuur 68:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, LoGro-scenario (MW)	200
Figuur 69:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, HiGro-scenario (MW)	201
Figuur 70:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, Base_HiCV-scenario (MW)	202
Figuur 71:	Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, Base_Nuc-scenario (MW)	203
Figuur 72:	De energiemix in de elektriciteitssector in 2020, volgens studie en scenario	212

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Lijst van schema's

Schema 1:	Een vereenvoudigd overzicht van de elektriciteitsmarkt vóór en na de vrijmaking	28
Schema 2:	De belangrijkste actoren van de vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en hun relaties: fysische energiestromen	30
Schema 3:	De belangrijkste actoren van de vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en hun relaties: contractuele relaties	30

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Dankbetuigingen

De auteurs van deze studie danken iedereen die heeft meegewerkt aan de realisatie van het rapport.

In het bijzonder willen zij de volgende organisaties danken waarvan de vertegenwoordigers hun steun verleenden tijdens de volledige duur van het project, met raadgevingen en zelfs tekstbijdragen:

- Elia;
- de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas;
- de Nationale Bank van België.

Zij houden eraan om de kwaliteit van de werkzaamheden van de National Technical University of Athens te ondersteunen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Inleiding

Anticiperen om beter te ageren.

Michel Godet

De studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading (prospectieve studie) 2008-2017 kadert in de continuïteit van de indicatieve programma's die uitgewerkt werden door de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG), en ligt in de lijn van de studies die werden uitgevoerd door het Federaal Planbureau (FPB) in het kader van de “Planning Papers” betreffende de energieperspectieven van België en van de werken die gerealiseerd werden ter ondersteuning van verschillende studies, zoals de Post Kyoto studie of de studie voor de Commissie Energie 2030.

Om die continuïteit te verzekeren, hebben de auteurs van deze studie, de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie en het FPB een werkwijze goedgekeurd die dicht aansluit bij de vorige. Die werkwijze omvat een algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading in een globale energetische context, uitgevoerd aan de hand van het PRIMES-model, aangevuld door analyses die meer gericht zijn op het beheer van het elektrische systeem.

Om rekening te houden met alle factoren die bepalend zijn voor de vraag en het aanbod van elektriciteit leek het interessant om een beroep te doen op de samenwerking van vertegenwoordigers van de transmissienetbeheerder (Elia), van de federale regulator (CREG) en van de Nationale Bank van België (NBB).

Die samenvoeging van kennis en van instrumenten die regelmatig worden gebruikt door de verschillende instanties die vertegenwoordigd zijn in de werkgroep, met name PRIMES (FPB), SPARK (Elia) en PROCREAS (CREG), heeft geleid tot meerdere analyses. De modellen die beschreven worden in de volgende hoofdstukken zijn verschillend, maar hebben allemaal, in de mate van het mogelijke, gebruik gemaakt van dezelfde basisgegevens en -veronderstellingen, en hebben dezelfde scenario's bestudeerd (SPARK en PROCREAS hebben echter minder scenario's geanalyseerd dan PRIMES). De resultaten van de prospectieve studies winnen aldus aan robustheid.

De prospectieve studie strekt ertoe de mogelijkheden te onderzoeken om op middellange en lange termijn de vraag naar en het aanbod van elektriciteit op elkaar te doen afstemmen, rekening houdend met de noodzaak om tot een aangepaste mix van brandstoffen te komen, het gebruik van hernieuwbare energiebronnen te bevorderen, de door de gewesten bepaalde milieubeperkingen toe te passen en koolstofarme technologieën te promoten.

De kwestie van de afstemming tussen de vraag en het aanbod van elektriciteit krijgt momenteel alle aandacht. Die afstemming is fundamenteel voor de bepaling, op termijn, van evenwichtige prijzen. Ze is ook cruciaal voor de bevoorradingzekerheid van elektrische energie.

De volledige vrijmaking van de elektriciteitssector in België en in Europa heeft met het openstellen van de grenzen en de nationale markten tot een grondige verandering geleid van de fysiologie van de elektriciteitssector en de elektriciteitsmarkt. Ze werpt het probleem op van de continuïteit en van de garantie van de investeringen in nieuwe productiemiddelen die verouderde en buiten gebruik gestelde eenheden moeten vervangen en die dienen om tegemoet te komen aan een constant stijgende vraag, alsook van de investeringen in transport- en interconnectie-infrastructuren die daarmee verbonden zijn (die in deze studie niet onderzocht worden, maar krachtens de wet het voorwerp moeten uitmaken van een ontwikkelingsplan van het transportnet).



Bovendien doet de vrijmaking de vraag rijzen over de rol die in- en uitvoer van elektriciteit in de toekomst zullen spelen ten opzichte van de “binnenlandse” productie. Welke productiecapaciteiten die geïnstalleerd zijn in België zullen volstaan om tegelijk te voldoen aan de nationale en internationale vraag, met een hoge betrouwbaarheidsgraad, in een sterk concurrentiële context, waarbij elke productie-eenheid de rendabiliteit haalt dat verwacht wordt door de marktspelers?

De resultaten en de conclusies die in dit document worden voorgesteld, zouden de beslissingsnemers een duidelijker inzicht moeten geven in die materies. Dat is in ieder geval het doel dat de auteurs van deze prospectieve studie 2008-2017 zich hebben gesteld.

Waarschuwing

De cijfergegevens van de prospectieve studie 2008-2017 dateren van 2007. Hierin wordt dus geen rekening gehouden met het Energie-klimaatpakket dat in januari 2008 voorgelegd en in april 2009 goedgekeurd is, noch met de economische en financiële crisis die in het tweede semester 2008 is ontstaan, noch de beslissing van oktober 2009 van de federale regering om de drie oudste kerncentrales langer open te houden.

Niettemin was het mogelijk het verschil te analyseren tussen de in deze studie vooropgestelde elektriciteitsbevoorradingperspectieven en de ontwikkelingen die naar aanleiding van de uitvoering van het Energie-klimaatpakket in België worden verwacht, dankzij een studie over de invloed van dit pakket op het energiesysteem en de economie in België die in 2008 door het FPB werd verricht. Die analyse wordt toegelicht in bijlage 5.

Wat de recente beslissing van de federale regering i.v.m. kernenergie betreft, maakt de prospectieve studie het mogelijk het effect hiervan op de elektriciteitsbevoorrading te evalueren, gezien dit scenario in sectie 7.2 wordt ontleed.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

1. Wat is de studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading?

Alvorens de prospectieve studie voor te stellen, willen we deze studie eerst in haar context plaatsen.

1.1. De context van de prospectieve studie

De studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading kadert in een dynamische context met verschillende invalshoeken:

- die van de instellingen in België;
- die van de elektriciteitsmarkt;
- die van het energiebeleid;
- die van het milieubeleid.

In de onderstaande tekst behandelen we de evoluties die een belangrijke impact hebben op de uitwerking van de prospectieve studie.

1.1.1. De instellingen in België

Sinds zijn onafhankelijkheid in 1830 is België geleidelijk aan geëvolueerd naar een federale structuur via vijf staatshervormingen die hebben plaatsgevonden in 1970, 1980, 1988-1989, 1993 en 2001.

De staatsstructuur

Vandaag wordt ons land niet meer uitsluitend bestuurd door de federale instellingen, maar ook door de instanties van twee andere bevoegdheidsniveaus, die hun bevoegdheden autonoom uitoefenen voor de materies die aan hen werden toegewezen. Die twee bevoegdheidsniveaus zijn de gemeenschap, die gebaseerd is op de taal en de cultuur, en het gewest, dat gebaseerd is op het economische en het grondgebied.

Aangezien België drie officiële talen telt (het Nederlands, het Frans en het Duits), werd het in drie gemeenschappen verdeeld: de Vlaamse Gemeenschap, de Franstalige Gemeenschap en de Duitstalige Gemeenschap. Er zijn ook drie gewesten: het Vlaams Gewest, het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en het Waals Gewest. De Vlaamse Gemeenschap en het Vlaams Gewest zijn gefusioneerd.

De bevoegdheden van de componenten van de staat

De voornaamste bevoegdheden van de gemeenschappen zijn onderwijs, cultuur, gezondheid, bijstand aan personen en het taalgebruik. De bevoegdheden van de gewesten zijn ruimtelijke ordening, milieu, huisvesting, openbare werken, tewerkstellingsbeleid, vervoer, regionaal economisch beleid, ...

De federale staat behoudt de bevoegdheden die door de wet niet werden toegekend aan de gewesten of aan de gemeenschappen, in domeinen die betrekking hebben op het algemene belang van al de Belgen: buitenlandse zaken, defensie, justitie, financiën, sociale zekerheid... Bovendien bezit de federale staat een aantal uitdrukkelijk door de wet toegekende bevoegdheden, in de vorm van uitzonderingen, binnen



de communautaire en regionale materies: het leefloon en de inkomensgarantie voor ouderen, de organieke wet op de ziekenhuizen en andere essentiële regels betreffende de gezondheidsnormen en -infrastructuren, de federale culturele en wetenschappelijke instellingen, de veiligheid van de voedselketen, de federale autonome overheidsbedrijven (bijvoorbeeld, de Nationale Maatschappij van de Belgische Spoorwegen, De Post), een deel van de bevoegdheden op het vlak van de energie...

De verdeling van de bevoegdheden over energie

Op het vlak van de energie worden de bevoegdheden verdeeld tussen de federale staat en de gewesten. De gewesten zijn bevoegd voor:

“

- de distributie en het plaatselijke vervoer van elektriciteit door middel van netten waarvan de nominale spanning lager ligt dan of die gelijk is aan 70000 volt;
- de openbare gasdistributie;
- de aanwending van mijngas en van gas afkomstig van hoogovens;
- de netten voor warmtevoorziening op afstand;
- de valorisatie van steenbergen;
- de nieuwe energiebronnen met uitzondering van deze die verband houden met de kernenergie¹;
- de terugwinning van energie door de nijverheid;
- het rationele energiegebruik.”

Terwijl de federale staat bevoegd blijft voor “de onderwerpen waarvan de technische en economische ondoorzichtigheid een homogene aanpak vergt op nationaal niveau, met name:

- het nationale uitrustingsprogramma in de elektriciteitssector;
- de kernbrandstofcyclus;
- de grote infrastructuren voor de stockering, het vervoer en de productie van energie;
- de tarieven.”²

¹ Windenergie, hydraulische energie, zonne-energie en biomassa.

² Bijzondere wet tot hervorming der instellingen van 8 augustus 1980 (BS van 15.8.1980) en de wijzigingen daarvan.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

1.1.2. De elektriciteitsmarkt

De vrijmaking van de elektriciteitsmarkt heeft de grootste impact gehad op de prospectieve studie.

De vrijmaking van de elektriciteitsmarkt is een proces op Europese schaal, dat de Belgische elektriciteitsmarkt grondig heeft veranderd.

Wat betekent “vrijmaken”?

“Een sector vrijmaken” betekent een eind maken aan een situatie van (quasi-) monopolie door die sector open te stellen voor de mededinging. Dat begrip mag niet worden verward met wat men privatisering noemt. Privatisering bestaat erin een overheidsbedrijf volledig of gedeeltelijk te verkopen aan een privéaankoper. De vrijmaking is gebaseerd op een opvatting van de economie die ervan uitgaat dat de openstelling voor de mededinging een betere werking van de markt garandeert, meer bepaald voor de consumenten. De voorstanders van de openstelling voor de mededinging verwachten van dat proces een grotere transparantie van de markt, een diversificatie van de diensten en een daling van de prijzen voor de consumenten, *ceteris paribus*.

De vrijmaking van de Europese energiemarkt

Hoewel de energie aan de basis lag van de opbouw van Europa met de CECA- en de EURATOM-verdragen, ging de aandacht uit naar tal van andere problemen tot aan het einde van de vorige eeuw. De Europese eengemaakte markt die voltooid werd in 1992, had geen betrekking op de energiesector. Toch wordt de openstelling van de energiemarkt voor de mededinging beschouwd als een essentiële factor voor de versterking van de groei en het concurrentievermogen van Europa. Daarom hebben het Europees Parlement en de Raad in de jaren 1990 twee richtlijnen goedgekeurd om de markten van elektriciteit en aardgas geleidelijk open te stellen voor de mededinging³. In september 2000 hadden de meeste lidstaten de twee richtlijnen toegepast.

Als gevolg van de conclusies van de Europese Raad van Lissabon in 2000 om Europa competitiever te maken, heeft de Europese Commissie evenwel een mededeling van 2001 voorgesteld, met de titel “De vervolmaking van de interne markt van de energie”, om de vrijmaking van de elektriciteits- en gasmarkten nog meer te bevorderen. In juni 2003 hebben de Raad en het Parlement twee nieuwe richtlijnen goedgekeurd voor de gas- en elektriciteitsmarkten⁴ alsook een verordening houdende gemeenschappelijke regels voor de grensoverschrijdende handel in elektriciteit⁵.

³ Richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 19 december 1996 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt van de elektriciteit (PB L 27 van 30.1.1997, p. 20.) en richtlijn 98/30/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 22 juni 1998 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt van het aardgas (PB L 204 van 21.7.1998, p. 1).

⁴ Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 26 juni 2003 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt van de elektriciteit en tot intrekking van richtlijn 96/92/EG (PB L 176 van 15.7.2003, p. 37) en richtlijn 2003/55/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 26 juni 2003 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt van het aardgas en tot intrekking van richtlijn 98/30/EG (PB L 176 van 15.7.2003, p. 57).

⁵ Verordening (EG) nr. 1228/2003 van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit (PB L 176 van 15.7.2003).



Die twee richtlijnen voorzagen de openstelling van de beide markten in twee stappen: op 1 juli 2004 voor de professionals en uiterlijk op 1 juli 2007 voor de particulieren. Het betreft evenwel een “omkaderde” openstelling.

Om het hoofd te bieden aan de angst die veroorzaakt wordt door de openstelling voor de mededinging van sectoren die, in een groot aantal lidstaten, behoorden tot het publieke domein, legden de richtlijnen aan de lidstaten de verplichting op om op hun grondgebied een aantal openbare dienstverplichtingen na te komen en te garanderen betreffende de zekerheid van bevoorrading, de regelmaat van de bevoorrading, met inbegrip van de meest afgelegen gebieden, de kwaliteit van de dienstverlening en van de producten, redelijke prijzen en de milieubescherming.

Hoewel de activiteiten betreffende de productie en de levering voortaan onderworpen zijn aan de mededinging, blijven de activiteiten betreffende het vervoer en de distributie evenwel monopolistisch. Om technische, economische en milieuredenen spreekt het namelijk voor zich dat de lijnen en leidingen beperkt moeten blijven.

Bovendien legden de richtlijnen een “ontbundeling” (of “unbundling”) op. Dit betekent in feite een scheiding van de activiteiten van de bevoorradingsketen. Opdat de concurrerende producenten en leveranciers van elektriciteit en gas de mogelijkheid zouden hebben om vrij en zonder discriminatie toe te treden tot de vervoers- en distributienetten op het hele grondgebied van de Europese Unie, is het wenselijk dat diegene die energie produceert en/of verkoopt, niet tegelijkertijd beheerder kan zijn van de vervoers- en/of distributienetten en aldus de toegang daartoe aan zijn concurrenten ontzeggen. De richtlijnen verbieden een onderneming niet om aanwezig te zijn in alle stadia van de bevoorrading, maar in dat geval moeten de vervoers- en distributienetten uitgebraat worden door afzonderlijke juridische entiteiten.

Tot slot voorzagen de richtlijnen de aanstelling van één of meerdere regulatoren. Die regulatoren hebben een controle- en een adviesopdracht voor wat betreft de werking en de organisatie van de markt. Ze moeten met name de evolutie van de prijzen controleren en een niet discriminerende toegang waarborgen tot de nationale productie-, vervoers- en distributienetten voor de dienstverleners van de andere landen van de Unie.

De Europese Commissie heeft nauwlettend toezicht gehouden op de tenuitvoerlegging en de gevolgen op de markt van beide richtlijnen. Ze heeft o.a. het elektriciteitsreguleringsforum van Florence en het gasreguleringsforum van Madrid⁶ georganiseerd en heeft een studie over de mededinging op de gas- en elektriciteitsmarkt⁷ verricht. Anderzijds heeft de Europese Raad van Hampton Court eind 2005 gepleit voor een echt Europees energiebeleid. Naar aanleiding hiervan heeft de Europese Commissie op 8 maart 2006 een Groenboek betreffende de ontwikkeling van een gemeenschappelijk en coherent Europees energiebeleid gepubliceerd.

Op basis van de resultaten van de werkzaamheden van deze fora, het onderzoek en de openbare raadpleging over het Groenboek heeft de Europese Commissie op 10 januari 2007 de mededeling “Een energiebeleid voor Europa” gepubliceerd. Daarnaast heeft ze ook een effectbeoordeling gemaakt om de strategische opties i.v.m. de voltooiing van de interne gas- en elektriciteitsmarkt te evalueren. De Europese Raad van het voorjaar 2007 heeft de Europese Commissie gevraagd bijkomende maatregelen voor te

⁶ Waarbij de ministers, de nationale reguleringsinstanties, de Commissie, de leveranciers, de vervoer- en transmissienetbeheerders, de handelaars, de consumenten, de vakbonden, de netgebruikers en de elektriciteitsbeurzen regelmatig samenkomen.

⁷ Naar aanleiding van de bezorgdheid die door de consumenten en de nieuwkomers in de energiesector werd geuit betreffende de ontwikkeling van de groothandel in gas en elektriciteit en de beperkte keuze voor de consumenten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

leggen en heeft de nadruk gelegd op de noodzakelijkheid om de bevoorradingszekerheid te versterken in een geest van solidariteit tussen de lidstaten.

In september 2007 heeft de Europese Commissie het “derde energiepakket” aangenomen, dat door het Europees Parlement en de Raad in juli 2009 is ondertekend. Dit pakket bevat verschillende wetteksten: twee richtlijnen⁸ en drie verordeningen⁹, waarvan de bepalingen hoofdzakelijk het volgende beogen:

- het scheiden van productie en levering van het netbeheer;
- het versterken van de consumentenrechten;
- het waarborgen van een universele dienstverlening van elektriciteit;
- het beschermen van kwetsbare consumenten;
- het reglementeren van de toegang voor bedrijven van buiten de EU tot de controle van de transmissienetten of hun eigenaren;
- het oprichten van een Europees Agentschap voor de samenwerking van energieregulators dat niet-bindende richtsnoeren formuleert;
- het goedkeuren door de Europese Commissie van bindende netcodes die gebaseerd zijn op de richtsnoeren van het Agentschap;
- het oprichten van Europese netwerken van transmissie- en vervoersysteembeheerders, die o.m. de netcodes moeten toepassen;
- het opleggen van een verplichting op de transmissie- en vervoernetbeheerders om om de twee jaar een netontwikkelingsplan voor een periode van 10 jaar aan de nationale autoriteiten voor te leggen;
- het verbeteren van de regionale samenwerking tussen nationale regulerende instanties;
- het versterken van de onafhankelijkheid van de nationale regulerende instanties.

De meeste bepalingen van deze richtlijnen moeten tegen 3 maart 2011 omgezet worden.

⁸ Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG en Richtlijn 2009/73/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas en tot intrekking van Richtlijn 2003/55/EG (PB L 211 van 14.8.2009).

⁹ Verordening (EG) nr. 713/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 tot oprichting van een Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators, Verordening (EG) nr. 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 1228/2003, en Verordening (EG) nr. 715/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor de toegang tot aardgas-transmissienetten en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 1775/2005 (PB L 211 van 14.8.2009).



De vrijmaking van de elektriciteitsmarkt in België

Tot 1999 was de Belgische elektriciteitsmarkt gekenmerkt door een verticaal geïntegreerd quasi-monopolie dat de productie, het vervoer, de distributie en de levering omvatte.

Er werd een openbare arbitrage verzekerd door het Controlecomité voor Elektriciteit en Gas, dat de vertegenwoordigers van de ondernemingen van elektriciteitsproductie en -distributie, van de consumenten, van de sociale partners en van de regering groepeerde, om de regels van de markt te bepalen op een “consensuele” basis.

Een Beheerscomité van de elektriciteitsondernemingen (waaronder de ondernemingen voor de productie, het vervoer en de distributie van elektriciteit) maakte een planning van de investeringen op (het zogenaamde “uitrustingsplan”) in productiemiddelen en groot transport met het oog op een economisch optimum op lange termijn.

Een mechanisme van controle van de rekeningen van de productie, het vervoer en de distributie maakte het mogelijk om voor de operatoren een correcte vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal te verzekeren en voor de verbruikers billijke, geperequateerde tarieven te waarborgen. Alle afnemers betaalden dezelfde prijs, onafhankelijk van de plaats waar ze wonen. Hogere kosten voor de distributie en de aansluiting in een regio met verspreide woningen werden namelijk gecompenseerd door lagere kosten in een dichter bevolkte regio.

Sinds 1999 kent de Belgische elektriciteitsmarkt diepgaande veranderingen die het gevolg zijn van de toepassing van de vrijmaking die door de Europese Unie werd gelanceerd.

Aangezien de energie in België een deels geregionaliseerde materie is, heeft de omzetting van de Europese richtlijnen in Belgisch recht aanleiding gegeven tot vier wetten en vier regulatoren, vermeld in tabel 1.

Tabel 1: De voornaamste wetgeving en de regulerende instantie van de componenten van de Belgische staat in het domein van de elektriciteit

Component van de staat	Voornaamste wetgeving	Regulerende instantie
Federale staat	Wet van 29 april 1999 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt ¹⁰ , gewijzigd bij de wet van 1 juni 2005 ¹¹	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG)
Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Ordonnantie van 19 juli 2001 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, gewijzigd door de ordonnantie van 14 december 2006 ¹²	Brussel Gas Elektriciteit (BRUGEL)
Vlaams Gewest	Decreet van 17 juli 2000 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt ¹³	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG)
Waals Gewest	Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ¹⁴	Commission wallonne pour l'énergie (CWaPE)

¹⁰ BS van 11.5.1999.

¹¹ BS van 14.6.2005.

¹² BS van 17.11.2001.

¹³ BS van 22.9.2000.

¹⁴ BS van 1.5.2001.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Het vrijmakingsproces werd uitgevoerd op een geleidelijke wijze die specifiek is voor elk gewest. De etappen van het proces worden per gewest in detail beschreven in tabel 2.

Tabel 2: De etappen van het vrijmakingsproces in de drie gewesten van België

Gewest	Datum	In aanmerking komende afnemers ¹⁵
Brussels Hoofdstedelijk Gewest	01/01/2003	Afnemers van wie het jaarlijkse verbruik hoger ligt dan 10 GWh per leveringspunt (ondernemingen, administraties...)
	01/07/2004	Afnemers van wie het verbruik volledig professioneel is
	01/01/2007	Alle afnemers
Vlaams Gewest	01/07/2003	Alle afnemers
Waals Gewest	01/01/2003	Afnemers van wie het jaarlijkse verbruik hoger ligt dan 10 GWh per leveringspunt (ondernemingen, administraties...)
	01/07/2004	“Hoogspanningsafnemers” ¹⁶ en professionele “laagspanningsafnemers” die daartoe een aanvraag indienen bij hun distributienetbeheerder
	01/01/2007	Alle afnemers

In het Waals Gewest komen sinds 2001 evenwel de afnemers in aanmerking van wie het jaarlijkse verbruik hoger ligt dan of gelijk is aan 20 GWh per site (inclusief de zelfopwekking) alsook de afnemers die uitsluitend wensen bevoorrad te worden door een leverancier van groene elektriciteit, dat wil zeggen een leverancier die minstens 50 % elektriciteit verkoopt die opgewekt wordt op basis van hernieuwbare energiebronnen of via systemen van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (gelijktijdige productie van warmte en elektriciteit).

De gevolgen van de vrijmaking voor de structuur van de elektriciteitsmarkt worden geïllustreerd in schema 1. Het verticaal geïntegreerde en gereguleerde quasi-monopolie heeft plaats gemaakt voor afzonderlijke functies die uitgevoerd worden door concurrerende ondernemingen (met uitzondering van de transmissienetbeheerder¹⁷, van de regionale transmissienetbeheerders¹⁸, van de plaatselijke transmissienetbeheerders¹⁹ en van de distributienetbeheerders²⁰ die genieten van een gereguleerd monopolie).

¹⁵ Afnemers die het recht hebben om hun leverancier vrij te kiezen.

¹⁶ Spanning hoger dan 1 kV.

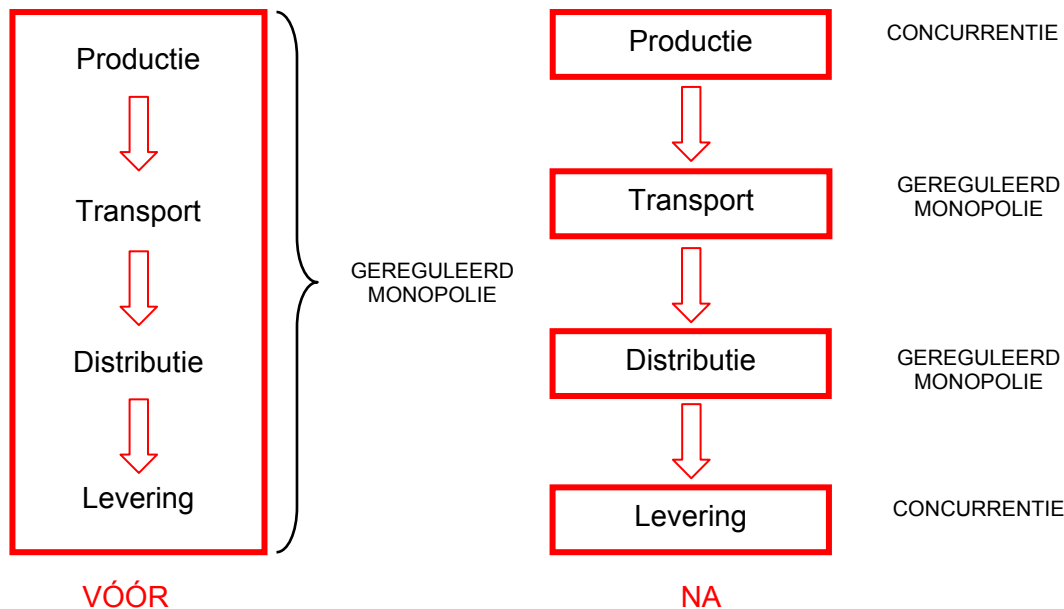
¹⁷ Spanning van 150 tot 380 kV.

¹⁸ Eigen aan het Brussels Hoofdstedelijk Gewest: spanning van 30 tot 70 kV.

¹⁹ Eigen aan het Waalse Gewest: spanning gelijk aan of lager dan 70 kV.

²⁰ Spanning gelijk aan of lager dan 70 kV voor het Vlaams Gewest en het Waals Gewest en spanning lager dan 30 kV voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Schema 1: Een vereenvoudigd overzicht van de elektriciteitsmarkt vóór en na de vrijmaking



De belangrijkste actoren op de vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en hun relaties worden voorgesteld in schema 2 en schema 3. Die actoren (met uitzondering van de transmissienetbeheerder, de regionale transmissienetbeheerders, de plaatselijke transmissienetbeheerders en de distributienetbeheerders) kunnen gevestigd zijn in België of in het buitenland. Het zijn de volgende:

- de producenten die elektriciteit produceren om de markt te bevoorraden;
- de “traders”²¹, “brokers”²² en andere tussenpersonen die tussenkomen in de commercialisering van de elektriciteit, maar die geen productie-, vervoers- of distributie-installatie bezitten;
- Belpex, de Belgische stroombeurs;
- de “Access Responsible Parties (ARP)” of toegangsverantwoordelijken, die worden aangesteld voor een toegangspunt en de verantwoordelijken voor het behoud van het evenwicht van het geheel van de injecties en van de heffingen van hun portefeuille. De ARP kan een producent, een grote consument, een elektriciteitsleverancier of een trader zijn;
- de transmissienetbeheerder (TNB), die instaat voor de ontwikkeling, het beheer en het onderhoud van de elektrische kabels en lijnen waarvan de spanning hoger ligt dan 70 kV, verzekert de inter-

²¹ De “trader” is een handelaar die in het groot kan kopen op de markt en die herverkoopt in semi-groothandel en in kleinhandel aan afnemers. In principe is de trader verplicht om alle commerciële en financiële transacties na te komen die hij met zijn afnemers heeft gesloten en is hij bijgevolg onderworpen aan het risico van de prijschommelingen.

²² De “broker” is een makelaar die de verkopers en de kopers met elkaar in contact brengt buiten de “officiële” markten om. Die functie van zuivere bemiddeling (noch aankoop, noch verkoop) onderwerpt hem niet aan het risico van de prijschommelingen waaraan de trader blootgesteld wordt.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

nationale elektriciteitsuitwisselingen en vervoert de energie vanaf de productiecentrales naar de distributienetten en de hoogspanningsafnemers. In België werd één enkele TNB aangesteld in september 2002 voor een periode van 20 jaar, namelijk de NV Elia System Operator (Elia);

- de regionale transmissienetbeheerders, de plaatselijke transmissienetbeheerders en de distributienetbeheerders (DNB) die instaan voor de ontwikkeling, het beheer en het onderhoud van de elektrische kabels en lijnen waarvan de spanning gelijk is aan of lager ligt dan 70 kV en die de energie vervoeren naar de laagspanningsafnemers. België telt meerdere DNB's: de oude intercommunales (gemengd of zuiver) en de regies. Elk heeft de exclusieve verantwoordelijkheid voor een bepaald stuk van het Belgische grondgebied;
- de leveranciers, houders van een leveringsvergunning afgeleverd door de overheid, die de energie kopen bij de producent en die verkopen aan de afnemers, met inachtneming van de marktregels die werden uitgewerkt door de regionale instanties. Het zijn zij die voortaan de elektriciteit factureren aan de afnemers. Een leverancier kan ook een producent zijn;
- de afnemers die hun elektriciteitsleverancier vrij kiezen;
- de federale en regionale regulatoren, die een dubbele taak hebben:
 - advies verstrekken aan de openbare instanties over de organisatie en de werking van de markten van elektriciteit en aardgas;
 - toezicht houden op en controleren van de toepassing van de wetgeving ter zake.

Die actoren sluiten verschillende types van contracten met elkaar af. Meer bepaald:

- de leveranciers sluiten aankoopcontracten met de producenten en leveringscontracten met hun afnemers;
- de netbeheerders sluiten aansluitingscontracten²³ en toegangscontracten^{24,25} met hun afnemers of met de door de afnemers gemandateerde partijen. Omwille van het hoge vermogen van hun aansluiting (meerdere duizenden kW) worden sommige afnemers rechtstreeks aangesloten op het transmissienet.

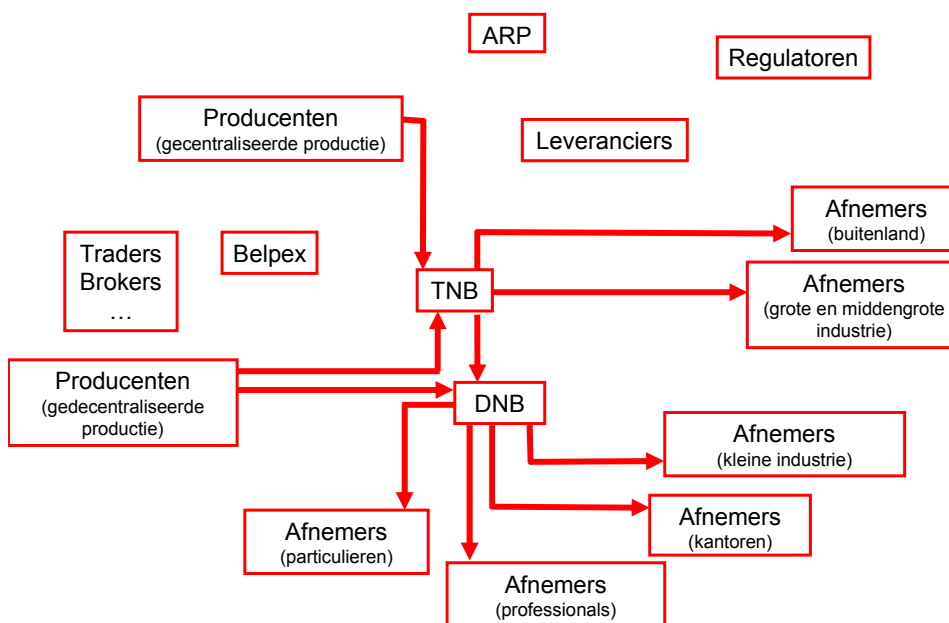
²³ De aansluitingscontracten bepalen de rechten en verplichtingen van de netbeheerder en van de afnemer voor wat betreft de realisatie, het gebruiksrecht, het eigendomsrecht, de technische eisen en het beheer van de installaties die vereist zijn voor een fysische aansluiting op het net.

²⁴ Voor elke aansluiting op het net bepaalt een toegangscontract de rechten en verplichtingen van de netbeheerder en van de afnemer op welbepaalde punten van injectie en/of van afname van de afnemer. Dat contract bepaalt de gereguleerde tariefvoorwaarden voor die toegang tot het net.

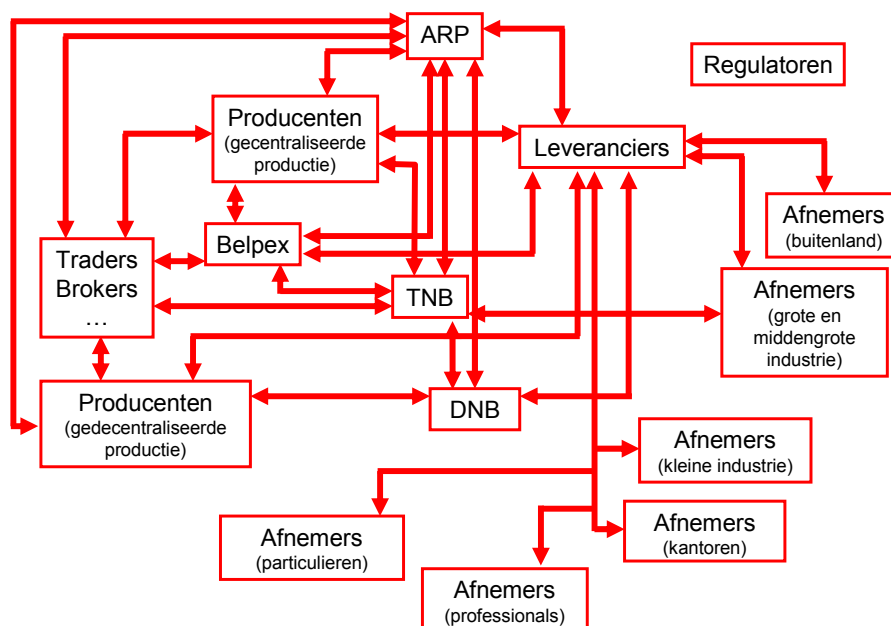
²⁵ In het Waals Gewest zijn het op het niveau van de distributie de leveranciers die voor de toegang zorgen en die aldus toegangscontracten afsluiten met hun afnemers.



Schema 2: De belangrijkste actoren van de vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en hun relaties: fysische energiestromen



Schema 3: De belangrijkste actoren van de vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en hun relaties: contractuele relaties

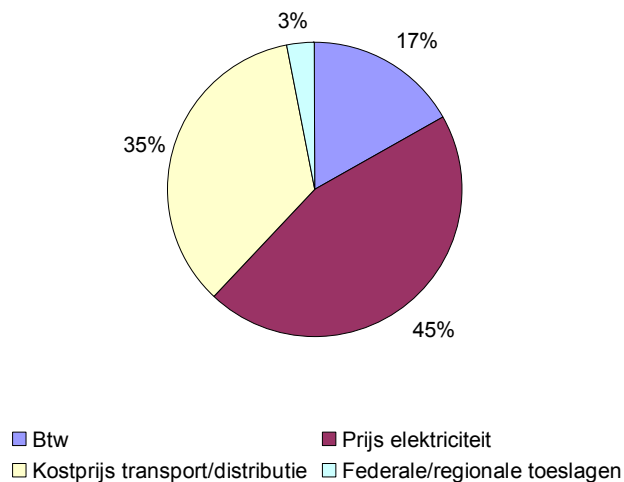


“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Parallel met de structuur en de werking van de markt heeft ook de tarifiering van de elektriciteit veranderingen ondergaan. Vandaag omvat de elektriciteitsfactuur van een huishoudelijke afnemer, naast de btw, drie elementen waarvan het aandeel bij benadering wordt aangeduid in figuur 1²⁶:

- de prijs van de geleverde elektriciteit;
- de kostprijs van het vervoer en de distributie daarvan;
- de federale en regionale toeslagen.

Figuur 1: Het aandeel bij benadering van de componenten van de elektriciteitsfactuur



De prijs van de geleverde elektriciteit wordt vrij bepaald door de leverancier, en kan bijgevolg het voorwerp uitmaken van een commerciële onderhandeling tussen de leverancier en de afnemer. Dit naargelang van het consumptieprofiel en van de door de afnemer verbruikte hoeveelheid, maar ook van de kwaliteitsgaranties en van de door de leverancier geboden dienstverlening.

De transmissie- en distributietarieven die bedoeld zijn om de transmissienetbeheerder en de distributienetbeheerder te vergoeden, blijven evenwel gereguleerd en kunnen bijgevolg niet onderhandeld worden. Ze worden goedgekeurd door de CREG. De distributietarieven verschillen van de ene DNB tot de andere. Zoals hierboven aangegeven (zie 1.1.2) is het vaak goedkoper om stroom te leveren in een stedelijke zone dan om stroom te leveren in een landelijke zone. Toch zijn ze identiek voor alle leveringspunten van een DNB.

²⁶ Het btw-tarief dat van toepassing is op de elektriciteit bedraagt 21 %, maar het aandeel van de btw in de totale kostprijs van de elektriciteit bedraagt 17 %.



De toeslagen die worden opgelegd door de federale en de regionale instanties zijn bedoeld om de kosten te financieren van de openbare diensten. Het merendeel van die kosten bestonden reeds vóór de vrijmaking, maar werden niet uitdrukkelijk vermeld op de elektriciteitsfactuur. De openbare toeslagen omvatten met name:

- de bijdrage op de energie, waarvan de opbrengst bestemd is voor het fonds voor het financiële evenwicht van de sociale zekerheid;
- de federale bijdrage, die dient voor de financiering van de denuclearisatie van de sites in Mol-Dessel, de werking van de CREG, de taak van begeleiding en financiële maatschappelijke steun aan personen die moeite hebben om hun energiefacturen te betalen (die werd toevertrouwd aan het OCMW), het federale beleid op het gebied van de vermindering van de emissies van broeikasgassen en de sociale tarieven waarvan de residentiële beschermde afnemers genieten;
- de regionale toeslagen, die kunnen variëren van gewest tot gewest.

De gevolgen van de vrijmaking voor de planning van de productie en groot transport van elektriciteit

Zoals reeds gezegd, maakte de productie van elektriciteit vóór de vrijmaking het voorwerp uit van een planning. De verplichtingen ter zake werden opgenomen in artikel 173, § 1 van de wet van 8 augustus 1980 betreffende de budgettaire voorstellen 1979-1980. Deze bestaan uit de opstelling (door het Beheerscomité van de elektriciteitsondernemingen dat voornamelijk bestaat uit de privéproducent Electrabel en de openbare producent SPE) van een nationaal uitrustingsplan in productiemiddelen en groot transport van elektrische energie over een periode van tien jaar. Dat plan moest voor advies worden voorgelegd aan het Controlecomité voor Elektriciteit en Gas en aan het Nationaal Comité voor de Energie. Het werd vervolgens aan de federale staat voorgelegd voor goedkeuring.

Er werden twee uitrustingsplannen opgesteld in overeenstemming met de wet van 1980: het uitrustingsplan 1988-1998 en het uitrustingsplan 1995-2005.

Sinds de vrijmaking is de productie van elektriciteit niet meer onderworpen aan een planning in de strikte betekenis van het woord. Het uitrustingsplan werd aanvankelijk vervangen door een indicatief programma voor de productie van elektriciteit, en vervolgens door een studie over de perspectieven van de elektriciteitsbevoorrading. Door de vrijmaking hebben die twee planmodellen uiteraard slechts een indicatieve waarde.

Het elektriciteitstransport maakt voortaan het voorwerp uit van een plan voor de ontwikkeling van het transmissienet, dat door de TNB wordt opgesteld in samenwerking met de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie en het Federaal Planbureau. Deze verbindt zich ertoe om het plan uit te voeren nadat het werd goedgekeurd door de ter zake bevoegde minister²⁷.

Het indicatieve programma voor de productie van elektriciteit

In haar oorspronkelijke versie voorzag de wet van 29 april 1999 (houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt) in artikel 3 dat een indicatief programma voor de productie van elektriciteit moest worden opgesteld door de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas. Dit in samenwerking met het Bestuur Energie van het federaal Ministerie voor Economische Zaken en na raadpleging van de net-

²⁷ Zie wet van 29 april 1999 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, gewijzigd door de wet van 1 juni 2005, artikel 13.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

beheerder, van het Federaal Planbureau, van het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas, van de Interdepartementale Commissie Duurzame Ontwikkeling en van de gewestregeringen.

Dat indicatieve programma diende voor goedkeuring te worden voorgelegd aan de minister voor Energie. De horizon liep over een periode van tien jaar en diende om de drie jaar te worden aangepast voor de komende tien jaar.

Er werden twee indicatieve programma's opgesteld: het indicatieve programma 2002-2011 en het indicatieve programma 2005-2014.

De studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading

Als gevolg van de wijziging van 1 juni 2005²⁸ bepaalt de wet van 29 april 1999 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt dat er voortaan een studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading, “prospectieve studie” genaamd, moet worden opgesteld en dat de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie die moet opstellen, in samenwerking met het Planbureau.

De wet van 1 juni 2005 bepaalt tevens dat:

- de netbeheerder en de Interdepartementale Commissie voor Duurzame Ontwikkeling moeten worden geraadpleegd;
- het ontwerp van de prospectieve studie ter advies dient te worden voorgelegd aan de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas en ter advies kan worden voorgelegd aan de gewesten;
- er overleg dient te worden gepleegd met de gewesten wat betreft de bevordering van het gebruik van hernieuwbare energiebronnen, het rationele energiegebruik en de inpassing van randvoorwaarden op het gebied van leefmilieu;
- de prospectieve studie een tienjarenprogramma is, dat ze elke drie jaar wordt aangepast voor de volgende tien jaar. Ze moet voor de eerste keer opgesteld worden tegen 1 december 2007.

De wet van 6 mei 2009 houdende diverse bepalingen heeft nog enkele aspecten van de wet van 29 april 1999²⁹ gewijzigd, inzonderheid:

- er worden nieuwe partijen betrokken bij het proces: de Nationale Bank van België die ook dient te worden geraadpleegd en de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven waaraan het ontwerp van prospectieve studie ter advies dient te worden voorgelegd;
- de beoogde periode en de periodiciteit van de prospectieve studie zijn verlengd, respectievelijk tot **minstens** 10 jaar en tot 4 jaar na de publicatie van de vorige studie.

²⁸ Wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (BS van 14.6.2005).

²⁹ BS van 19.5.2009.



1.1.3. Het energiebeleid

Drie elementen van het Belgische energiebeleid hebben een belangrijke rol gespeeld bij de uitwerking van de prospectieve studie:

- de uitstap uit kernenergie;
- de bevordering van de hernieuwbare energiebronnen en van de warmtekrachtkoppeling;
- de verbetering van de energie-efficiëntie.

De uitstap uit kernenergie

Op 31 januari 2003 werd de wet goedgekeurd op de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie³⁰.

Die wet bepaalt:

- dat geen enkele nieuwe nucleaire centrale bestemd voor de industriële elektriciteitsproductie door splijting van kernbrandstoffen kan worden opgericht en/of in exploitatie gesteld;
- dat de centrales van dat type veertig jaar na de datum van hun industriële inwerkingtreding worden gedesactiveerd en vanaf dan geen elektriciteit meer mogen produceren.

Artikel 9 van de wet bepaalt evenwel dat “in geval van bedreiging van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit, de Koning, bij een besluit vastgesteld na overleg in de Ministerraad en na advies van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, de noodzakelijke maatregelen kan nemen, en dit, onverminderd de artikels 3 tot 7 van deze wet, tenzij in geval van overmacht. Dit advies zal inzonderheid betrekking hebben op de weerslag van de evolutie van de productieprijzen op de bevoorradingszekerheid.”

De eerste gevolgen van de wet zullen voelbaar zijn in 2015, wanneer de eerste drie betrokken centrales de leeftijdslimiet hebben bereikt. De laatste actieve centrales zullen stoppen met de productie van elektriciteit in 2025.

In tabel 3 worden, in chronologische volgorde, de data weergegeven van de inwerkingtreding en van de desactivering van de zeven Belgische kerncentrales alsook van hun geïnstalleerd vermogen.

³⁰ BS van 28.2.2003.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tabel 3: De data van inwerkingtreding en desactivering van de Belgische kerncentrales alsook van hun geïnstalleerd vermogen

Centrale	Geïnstalleerd vermogen (MW) ³¹	Datum van inwerkingtreding	Datum van desactivering
Doel 1	392,5	15 februari 1975	15 februari 2015
Tihange 1	962	1 oktober 1975	1 oktober 2015
Doel 2	433	1 december 1975	1 december 2015
Doel 3	1006	1 oktober 1982	1 oktober 2022
Tihange 2	1008	1 februari 1983	1 februari 2023
Doel 4	1008	1 juli 1985	1 juli 2025
Tihange 3	1015	1 september 1985	1 september 2025

De voorbereiding van de uitstap uit kernenergie

De wet van 31 januari 2003 heeft aanzienlijke gevolgen in termen van uitvoeringstermijnen, en dit zowel wanneer de uitstap uit kernenergie wordt bevestigd als wanneer een beroep wordt gedaan op artikel 9 van deze wet.

Wanneer bevestigd wordt dat de kernproductie wordt stopgezet, aangezien een kernreactor niet van de ene dag op de andere kan worden stilgelegd, zouden de eerste drie reactoren die moeten worden gedesactiveerd (Doel 1 en 2, Tihange 1) het voorwerp moeten uitmaken van een laatste brandstoflading in 2013 en zou de productie geleidelijk dalen tot de uitputting van de energetische inhoud van de brandstof. Bijgevolg zou voor 2014 reeds een niet nucleair vervangingsvermogen moeten voorzien worden, naar rato van nagenoeg de helft van de nominale capaciteit van de drie reactoren (700 à 800 MW), rekening houdend met de minimale termijn voor de indienstelling van de nieuwe eenheden. Deze termijn varieert van 4 jaar voor een gascentrale tot 6 jaar voor een steenkoolcentrale.

Wanneer een beroep wordt gedaan op artikel 9 van de wet (wat neerkomt op een verlenging van de levensduur van de centrales na die 40 jaar) zouden voor de handhaving van de huidige veiligheidsvoorwaarden vervangingsstukken moeten worden besteld (deksels voor de kuip van de reactor, sub-eenheden voor turbines, instrumentatietoestellen, ...) bij de oorspronkelijke fabrikanten. De stijgende vraag naar dat type van onderdelen, gekoppeld aan een constant stijgende mondiale vraag, verplicht de producenten evenwel om steeds vroeger te beslissen over de te realiseren investeringen. De verlenging van de kernproductie zou trouwens de aankoop van brandstof vereisen. Aangezien de huidige eigenaars van de betrokken reactoren (Electrabel, SPE en EDF) (door bemiddeling van Synatom) beschikken over langetermijncontracten voor de bevoorrading van uranium lijkt de toestand minder kritiek dan voor de vervanging van de onderdelen, zelfs wanneer rekening wordt gehouden met het verrijkings- en verpakkingsproces van de brandstof.

³¹ In 2008.



De bevordering van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling

De bevordering van hernieuwbare energiebronnen en van warmtekrachtkoppeling in België kadert in het Europese beleid terzake, dat vertaald werd in twee richtlijnen: Richtlijn 2001/77/EG³² en Richtlijn 2004/8/EG³³.

De Richtlijn 2001/77/EG zal op termijn worden opgeheven en vervangen door de Richtlijn 2009/28/EG³⁴. Deze richtlijn legt verschillende objectieven op aan België:

- een bindend gedeelte van 13 % energie geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen in het finale energiegebruik in 2020;
- een bindend gedeelte van 10 % energie geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen in de transportsector in 2020.

Bovendien werden indicatieve tussentijdse objectieven opgelegd aan België. Deze worden uitgedrukt in termen van aandelen energie geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen in het finale energiegebruik in de periode van 2011 tot 2018.

Richtlijn 2009/28/EG maakt deel uit van een geheel van beschikkingen, genoemd “Energie-klimaatpakket”. Dit pakket beoogt het verminderen van de broeikasgassen in de EU en het verhogen van de energieproductie uit hernieuwbare energiebronnen. Zij concretiseert de objectieven die werden vastgelegd tijdens de Europese Raad in maart 2007:

- een vermindering van de broeikasgasemissies met minstens 20 % in vergelijking met 1990, tegen 2020
- een vermindering met 20% van het energieverbruik van de EU in vergelijking met de projecties voor het jaar 2020 van het Groenboek betreffende energie-efficiëntie van de Commissie;
- de verwezenlijking van een bindend gedeelte van 20 % hernieuwbare energieën in het totale energieverbruik tegen 2020.

Andere beschikkingen van dit pakket verdienen om te worden aangehaald, vooral:

- de Richtlijn 2009/29/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 tot wijziging van Richtlijn 2003/87/EG teneinde de regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten van de Gemeenschap te verbeteren en uit te breiden³⁵;

³² Richtlijn 2001/77/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 27 september 2001 houdende de bevordering van de elektriciteit die opgewekt wordt op basis van hernieuwbare energiebronnen op de interne markt van de elektriciteit (PB L 283 van 27.10.2001).

³³ Richtlijn 2004/8/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 11 februari 2004 houdende de bevordering van de warmtekrachtkoppeling op basis van de vraag naar nuttige warmte op de interne energiemarkt en tot wijziging van richtlijn 92/42/EEG (PB L 52 van 21.2.2004).

³⁴ Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG (PB L 140 van 5.6.2009).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- de Richtlijn 2009/31/EG van het Europees Parlement en de Raad betreffende de geologische opslag van kooldioxide en tot wijziging van Richtlijn 85/337/EEG van de Raad, de Richtlijnen 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG en 2008/1/EG en Verordening (EG) nr. 1013/2006 van het Europees Parlement en de Raad³⁶;
- de beschikking nr. 406/2009/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 inzake de inspanningen van de lidstaten om hun broeikasgasemissies te verminderen om aan de verbintenissen van de Gemeenschap op het gebied van het verminderen van broeikasgassen tot 2020 te voldoen³⁷.

Men moet hierbij de wil van het Europese Parlement en de Raad noteren om de coherentie tussen de verschillende elementen van het Energie-klimaatpakket te verzekeren, zodanig dat er een wederzijdse versterking van de inspanningen ontstaat.

Hoewel de hernieuwbare energiebronnen in België voornamelijk onder de bevoegdheid van de gewesten vallen, hebben zowel de federale staat als de gewesten maatregelen ingevoerd voor de bevordering van hernieuwbare energiebronnen en/of van kwalitatieve of hoogrenderende warmtekrachtontwikkeling. Enerzijds heeft de federale staat namelijk de last behouden van de financiën en van de energietarieven, die niet te verwaarlozen actiemogelijkheden bieden. Anderzijds zijn de bevoegdheden van de gewesten beperkt tot hun grondgebied. Dat grondgebied omvat evenwel niet de mariene zones die onder de verantwoordelijkheid van de federale staat zijn gebleven. Bijgevolg is het die laatste die de maatregelen heeft genomen betreffende de hernieuwbare energiebronnen die van toepassing zijn op dat stuk van het Belgische grondgebied.

De maatregelen ter bevordering van het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling hebben betrekking op:

- de elektriciteitsproductie;
- de investering;
- de toegang tot en het gebruik van het net;
- de informatieverstrekking en het advies.

Veel van die maatregelen zijn bedoeld om de kostprijs van de productie van groene elektriciteit concurrentieel te maken ten opzichte van de andere niet hernieuwbare energiebronnen. De voornaamste maatregelen worden hierna toegelicht.

³⁵ PB L 140 van 5.6.2009.

³⁶ PB L 140 van 5.6.2009.

³⁷ PB L 140 van 5.6.2009.



De elektriciteitsproductie

Eén van de meest markante maatregelen ter bevordering van de elektriciteitsproductie is het systeem van de groenestroomcertificaten (GC), dat ontwikkeld werd in elke gefedereerde entiteit³⁸³⁹.

Dat systeem heeft tot doel een markt van groenestroomcertificaten op te richten. Die markt zou twee assen omvatten. De eerste as bestaat uit de toekenning, door de regulator, van groenestroomcertificaten aan de producenten van groene elektriciteit, nadat die een herkomstgarantie⁴⁰ hebben gekregen (die wordt afgeleverd door een erkend organisme). De tweede as steunt op de verplichting voor de leveranciers om een minimaal aandeel van GC's te kopen, dat berekend wordt op basis van hun totale elektriciteitsverkoop. Als een leverancier niet voldoet aan die verplichting, moet hij een boete betalen.

Het systeem van de GC's kan gepaard gaan met mechanismen om een minimaal inkomen te waarborgen aan de producenten van groene elektriciteit, ofwel via hulpmaatregelen voor de productie, ofwel via een gewaarborgde minimumprijs voor de GC's.

Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest heeft geen bijkomende mechanismen ontwikkeld.

³⁸ *Federale staat*: koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (BS van 23.8.2002), koninklijk besluit van 5 oktober 2005 tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (BS van 14.10.2005) en koninklijk besluit van 31 oktober 2008 tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energieën (BS van 14.11.2008);

Brussels Hoofdstedelijk Gewest: besluit van de Regering van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest van 6 mei 2004 betreffende de bevordering van groene elektriciteit en van de kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (BS van 28.6.2004) en het besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering van 19 juli 2007 houdende vaststelling van de modaliteiten voor de toekenning van labels van garantie van oorsprong, houdende bepaling van de verplichtingen opgelegd aan de leveranciers, en houdende wijziging van het besluit van 6 mei 2004 betreffende de promotie van groene elektriciteit en van kwaliteitswarmtekrachtkoppeling (BS van 6.9.2007);

Vlaams Gewest: besluit van de Vlaamse Regering van 5 maart 2004 tot bevordering van de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen (BS van 23.3.2004) besluit van de Vlaamse Regering van 7 juli 2006 ter bevordering van de elektriciteitsopwekking in kwalitatieve warmtekrachtinstallaties (BS van 1.12.2006);

Waals Gewest: besluit van de Waalse Regering van 4 juli 2002 betreffende de bevordering van groene elektriciteit (BS van 17.8.2002) en besluit van de Waalse Regering van 6 november 2003 betreffende de steun toegekend aan de productie van groene elektriciteit en tot wijziging van het besluit van de Waalse Regering van 4 juli 2002 betreffende de bevordering van groene elektriciteit (BS van 11.2.2004).

³⁹ Men spreekt over "groenestroomcertificaten" op het federaal niveau, in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en in het Waals Gewest; men spreekt over de "groenestroomcertificaten" (hernieuwbare energiebronnen) en "warmtekrachtcertificaten" (kwalitatieve warmtekrachtinstallaties) in het Vlaams Gewest.

⁴⁰ Dit attest draagt de naam "certificaat van garantie van oorsprong", op het federale niveau en in het Waals Gewest, "certificat de garantie d'origine" in het Waals Gewest, "conformiteitsattest" in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en "keuringsverslag" in het Vlaams Gewest. Het mag niet worden verward met het elektronische document dat voor de eindverbruiker een bewijs is dat een bepaalde hoeveelheid energie geproduceerd werd vanuit hernieuwbare energiebronnen (of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling), dat "label de garantie d'origine" wordt genoemd in het Waals Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en "garantie van oorsprong" in het Vlaams Gewest. Op het federale niveau, werd de benaming "garantie van oorsprong" weerhouden in het ontwerp van koninklijk besluit.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

In de drie andere entiteiten werd de voorkeur gegeven aan een gewaarborgde minimumprijs voor de groenestroomcertificaten. Dit mechanisme gaat gepaard met een verplichting tot aankoop, die in de drie gevallen wordt opgelegd aan een of meer netbeheerders, in het kader van hun opdracht van openbare dienst.

In het Waals Gewest werd de minimumprijs vastgesteld op 65 euro. Het is de lokale transmissienetbeheerder (Elia) die de aankoopverplichting moet naleven. De aankoopverplichting begint de maand volgend op de indienstneming van de installatie en heeft een duur van maximum 180 maand.

In het Vlaams Gewest verschilt de minimumprijs naargelang van de gebruikte technologie. Hij bedraagt thans 80 euro voor windenergie, biomassa en biogas, 95 euro voor energie afkomstig van waterkracht, getijden of golven en 450 euro voor zonne-energie (fotovoltaïsche energie). Die prijs wordt gegarandeerd door de DNB's en kan bekrachtigd worden in een contract tussen hen en de producenten. De garantie is van toepassing gedurende 10 jaar, te rekenen vanaf de inwerkingtreding van de installatie. Die duur bedraagt 20 jaar voor zonne-energie.

De federale overheid heeft een systeem van offshore certificaten ingesteld (zonder quota's), dat recht geeft op eigen gegarandeerde minimumprijzen. De overige productieketens kunnen eveneens een beroep doen op het federale systeem van minimumprijzen. Dit systeem verschilt naargelang de productieketens.

De minimumprijzen van de GC's van de federale staat worden vermeld in tabel 4.

Tabel 4: De minimumprijzen van de groenestroomcertificaten van het federale systeem

Productietechnologie	Minimum prijs (euro/MWu)
Offshore windenergie (eerste 216 MW geïnstalleerde capaciteit van elk project)	107
Offshore windenergie (capaciteit van elk project van meer dan 216 MW)	90
Onshore windenergie	50
Hydraulische energie	50
Zonne-energie	150
Andere hernieuwbare energiebronnen (waaronder biomassa)	20

De aankoopverplichting rust op de transmissienetbeheerder (Elia). Zij start bij de inwerkingtreding van de productie-installatie voor een periode van 20 jaar wanneer het gaat om offshore windenergie, en voor een periode van 10 jaar voor de andere types van productietechnologie.

Onlangs werden de groenestroomcertificaten verhandeld tussen tussen 88 en 93 euro in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (januari-februari 2008), ze bedroegen 108 euro in het Vlaams Gewest (september 2009) en bijna 90 euro in het Waals Gewest (derde trimester 2009).



De investering

De federale staat heeft maatregelen genomen ter ondersteuning van de offshore windenergieprojecten. Die maatregelen voorzien met name de financiering, door de netbeheerder, van een derde van de kostprijs van de onderzoeks-kabel van de projecten (met een maximum van 25 miljoen euro voor een project van 216 MW of meer)⁴¹.

Bovendien heeft de federale staat belastingverminderingen ingevoerd voor de particulieren en de ondernemingen die groene of energiebesparende investeringen doen (o.a. thermische en fotovoltaïsche zonnepanelen).

In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest worden premies gegeven ter bevordering van het gebruik van hernieuwbare energieën en warmtekrachtkoppeling aan de industriële en tertiaire sector. Die premies zijn cumuleerbaar met de steunmaatregelen ter bevordering van de economische expansie en met de fiscale aftrek toegekend door de federale staat. Hoge premies voor de installatie van fotovoltaïsche panelen zijn eveneens voorzien voor de sector van de collectieve huisvesting en voor de particulieren. Die premies zijn cumuleerbaar met de groenestroomcertificaten.

Het Vlaams Gewest stimuleert de energiebesparende investeringen van de industrie in het kader van de "ecologisteun"⁴². Die steun is cumuleerbaar met andere ondersteuningsmechanismen, met name de GC's of de verhoogde fiscale aftrek voor investeringen van de federale staat.

Het Waals Gewest verleent een premie voor de investering en een vrijstelling van de onroerende voorheffing aan de ondernemingen die een investeringsprogramma verwezenlijken dat het duurzaam gebruik van energie beoogt (energie afkomstig van waterkracht, wind, zon, aardwarmte, biogas, organische producten en afvalstoffen uit de land – en bosbouw, hydraulique, biologisch afbreekbare fractie van afvalstoffen), van de hoogrenderende warmtekrachtkoppeling en energiebesparingen verwezenlijkt in het productieproces⁴³.

De toegang tot en het gebruik van het net

De producenten van groene elektriciteit genieten, in elke entiteit, van een prioritaire toegang tot het net.

In overeenstemming met een koninklijk besluit van 24 maart 2003⁴⁴ worden bovendien de netgebruikers van een deel van de federale bijdrage (zie 1.1.2) vrijgesteld. Dat deel stemt overeen met de elektriciteit die

⁴¹ Wet van 20 juli 2005 houdende diverse bepalingen (BS van 29.7.2005).

⁴² Besluit van de Vlaamse Regering van 16 mei 2007 houdende de toekenning van steun aan de ondernemingen voor ecologische investeringen gerealiseerd in het Vlaamse Gewest (BS van 29.6.2007).

⁴³ Decreet van 11 maart 2004 betreffende de incentives om de milieubescherming en het duurzame energiegebruik te bevorderen (BS van 8.4.2004), besluit van de Waalse Regering van 2 december 2004 tot uitvoering van het decreet van 11 maart 2004 betreffende de incentives om de milieubescherming en het duurzame energiegebruik te begunstigen (SB van 30.12.2004) en besluit van de Waalse Regering van 29 mei 2008 tot wijziging van het besluit van de Waalse Regering van 2 december 2004 tot uitvoering van het decreet van 11 maart 2004 betreffende de incentives om de milieubescherming en het duurzame energiegebruik te begunstigen (BS van 6.6.2008).

⁴⁴ Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot vaststelling van een federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering en de controle van de elektriciteitsmarkt (BS van 28.3.2003), gewijzigd door het koninklijk besluit van 26 september 2005 (BS van 29.9.2005).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

geleverd wordt aan eindafnemers en opgewekt wordt op basis van hernieuwbare energiebronnen of van eenheden van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling.

Ten slotte heeft de federale staat een steunmaatregel ingevoerd, die het mogelijk maakt om de meerkosten te beperken, die ontstaan door de productiever verschillen van de nieuwe offshore windparken, wanneer laatstgenoemden in vergelijking met de genomineerde vermogens geen 30 % overschrijden⁴⁵.

De informatieverstrekking en het advies

In de drie gewesten van ons land is een nieuw beroep ontstaan, namelijk dat van “facilitator”. De opdrachten van de facilitator zijn:

- de potentiële investeerder informeren en adviseren (maar geen projecten ontwikkelen);
- de aandacht van de overheidsinstanties vestigen op de obstakels voor de ontwikkeling van hun bevoegdheidsdomein;
- bijdragen tot de sensibilisering van doelgroepen zoals de industrie, de projectontwikkelaars, de lokale overheden en de onderwijsinstellingen.

Er zijn facilitatoren voor de verschillende doelgroepen (industrie, tertiaire sector, gezinnen...) en voor de verschillende hernieuwbare energiebronnen. Die “facilitatoren” zijn verenigingen of studiebureaus die aangesteld worden door de entiteiten.

De verbetering van de energie-efficiëntie

De verbetering van de energie-efficiëntie (door de vermindering van het unitaire energieverbruik waartoe ze leidt) draagt bij tot het oplossen van de problemen die verbonden zijn met het milieu, met de bevoorradingszekerheid en met de kostprijs van de energie.

Om de toevoeging van die dimensie aan het energiebeleid van de lidstaten te bevorderen, heeft de wetgever van de Europese Unie maatregelen genomen in verschillende domeinen die gekenmerkt worden door een hoog energiebesparend potentieel. Dit vooral op het vlak van de energieprestatie van de gebouwen⁴⁶, van de etikettering van het energieverbruik van bepaalde toestellen⁴⁷, van het ecologische ontwerp van de energieverbruikende producten⁴⁸, van de energie-efficiëntie bij het eindgebruik en ener-

⁴⁵ Koninklijk besluit van 30 maart 2009 betreffende productiefwijkingen op installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden (BS van 31.3.2009).

⁴⁶ Richtlijn 2002/91/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 16 december 2002 betreffende de energieprestatie van de gebouwen (PB L 1 van 4.1.2003).

⁴⁷ Richtlijn 2003/66/EG van de Commissie van 3 juli 2003 tot wijziging van richtlijn 94/2/EG houdende de toepassingsmodaliteiten van richtlijn 92/75/EEG van de Raad wat de etikettering van het energieverbruik van koelkasten, diepvriezers en gecombineerde elektrische apparaten betreft (PB L 170 van 9.7.2003).

⁴⁸ Richtlijn 2005/32/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 6 juli 2005 betreffende de totstandbrenging van een kader voor het vaststellen van eisen inzake ecologisch ontwerp voor energieverbruikende producten en tot wijziging van richtlijn 92/42/EEG van de Raad en van richtlijnen 96/57/EG en 2000/55/EG van het Europees Parlement en van de Raad (PB L 191 van 22.7.2005).



giediensten⁴⁹ alsook van de warmtekrachtontwikkeling (de richtlijn betreffende de warmtekrachtkoppeling werd reeds behandeld in punt 1.1.4., maar heeft ook hier haar plaats, omwille van de rendementswinst die met die technologie wordt geassocieerd).

Naast de wetgevende maatregelen neemt de Europese Unie verschillende maatregelen om de energie-efficiëntie te bevorderen:

- ze moedigt de vrijwillige initiatieven aan: de sectorakkoorden met de industrie (zoals die betreffende de televisietoestellen, de videorecorders, de dvd-lezers, de huishoudelijke wasmachines, de koelkasten en de diepvriezers), de gedragscodes (bijvoorbeeld voor de externe elektrische voeding van de elektronische apparaten en voor de digitale televisie), de programma's (zoals "Motor Challenge"⁵⁰, "GreenLight"⁵¹ en "Greenbuilding"⁵²);
- ze lanceert initiatieven zoals "ManagEnergy"⁵³;
- ze steunt de ontwikkeling van duurzame en propere technologieën, via kaderprogramma's voor onderzoek en technologische ontwikkeling of via bijzondere programma's, zoals het programma "Intelligente energie voor Europa".

In België is de energie-efficiëntie een regionale materie. Die materie maakt echter ook het voorwerp uit van maatregelen op federaal niveau. Op regionaal en op federaal niveau richten sommige maatregelen zich tot de organisaties (privé en openbaar), andere tot de particulieren.

Op het regionaal niveau kunnen de maatregelen gegroepeerd worden in vijf categorieën:

- de eisen op het gebied van minimale energie-efficiëntie (voor de ondernemingen⁵⁴ en de gebouwen⁵⁵);

⁴⁹ Richtlijn 2006/32/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 5 april 2006 betreffende de energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten en tot intrekking van richtlijn 93/76/EEG van de Raad (PB L 114 van 27.4.2006).

⁵⁰ Betreffende de systemen met elektrische motoren, met name in de industrie.

⁵¹ Betreffende het energieverbruik verbonden met de binnen- en buitenverlichting.

⁵² Betreffende de technologieën die een toepassing maken van de energie-efficiëntie en van hernieuwbare energiebronnen in de sector van de niet residentiële gebouwen.

⁵³ Dat programma wil de samenwerking aanmoedigen tussen de lokale en de regionale actoren van de energie in Europa op het gebied van energie-efficiëntie, hernieuwbare energiebronnen en duurzaam transport.

⁵⁴ Zie, bijvoorbeeld, het besluit van de Vlaamse Regering van 14 mei 2004 betreffende de energieplanning voor ingedeelde energie-intensieve inrichtingen (BS van 16.7.2004), "besluit energieplanning" genaamd, in het Vlaams Gewest.

⁵⁵ Zie met name het decreet van 7 mei 2004 betreffende de regelgeving inzake energieprestatie (BS van 30.7.2004), "energieprestatieregelgeving" genaamd, in het Vlaams Gewest, de ordonnantie van 7 juni 2007 betreffende de energieprestatie en het binnenklimaat van gebouwen (BS van 11.7.2007) in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, de besluiten van 15 februari 1996 betreffende de thermische isolatie en de ventilatie van gebouwen (BS van 30.4.1996 en van 09.05.1996) in het Waals Gewest.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- de subsidies (voor audits en investeringen)⁵⁶;
- de vrijwillige akkoorden met de ondernemingen (bijvoorbeeld de zogenaamde “benchmarking-convenanten” en “auditconvenanten” in het Vlaams Gewest);
- de informatieverstrekking, de opleiding en de technische bijstand (met name via de tussenkomst van de energiefacilitatoren in de drie gewesten en van de guichets de l'énergie in het Waals Gewest);
- de aanmoedigende acties, bijvoorbeeld de “Energie-Uitdaging” voor de particulieren in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en “Construire avec l'énergie, naturellement” voor de particulieren en de professionals in het Waals Gewest.

Op het federale niveau bestaan de maatregelen voornamelijk uit de definiëring van normen van energieprestaties voor de uitrustingen, het aanbod van fiscale incentives (bijvoorbeeld de belastingverminderingen verbonden met de energiebesparende investeringen in de privéwoningen en met het bouwen van een passieve woning) en de organisatie van informatiecampagnes (om het publiek te sensibiliseren voor energiebesparende investeringen).

De regionale en federale maatregelen worden voorgesteld in het actieplan voor energie-efficiëntie (APEE). Dit actieplan voor 2008-2010 werd door België in juli 2007 opgesteld als toepassing van Richtlijn 2006/32/EG betreffende de energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten⁵⁷.

1.1.4. Het milieubeleid

Drie aspecten van het milieubeleid verdienen nader te worden toegelicht, gezien de belangrijke impact daarvan op de prospectieve studie:

- de milieubeoordeling van de plannen en de programma's;
- de strijd tegen de klimaatverandering;
- de vermindering van de emissies die verantwoordelijk zijn voor de verzuring en de vorming van ozon.

De milieubeoordeling van de plannen en de programma's

In overeenstemming met de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek in de opstelling van de plannen en de programma's betreffende het milieu⁵⁸ moeten de auteurs hun plannen en programma's voorleggen voor een milieubeoordeling.

⁵⁶ Bijvoorbeeld in het kader van het “Energierenovatieprogramma 2020” in het Vlaams Gewest en van de AMURE en UREBA programma's in het Waals Gewest.

⁵⁷ Beschikbaar op de Internetsite van de Europese Commissie op het volgende adres: http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/end_use_en.htm#efficiency.

⁵⁸ BS van 10.3.2006.



De prospectieve studie die van bij de aanvang beschouwd werd als een plan dat een noemenswaardige impact kon hebben op het milieu, maakt deel uit van de plannen en programma's die opgesomd worden in de wet waarvoor een milieubeoordeling is vereist⁵⁹.

De wet van 13 februari 2006

De wet van 13 februari 2006 is het resultaat van de omzetting, in het domein van de federale bevoegdheden, van twee Europese richtlijnen (Richtlijn 2001/42/EG betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's⁶⁰ en Richtlijn 2003/35/EG tot voorziening in inspraak van het publiek in de opstelling van bepaalde plannen⁶¹ en programma's betreffende het milieu) en van sommige aspecten van het verdrag van de Economische Commissie voor het Europa van de Verenigde Naties betreffende de toegang tot informatie, de inspraak van het publiek in het besluitvormingsproces en de toegang tot een rechter voor milieuaangelegenheden⁶².

Die wet heeft tot doel een duurzame ontwikkeling te bevorderen door bij te dragen aan de integratie van milieubeschouwingen en/of door de inspraak van het publiek te voorzien in het goedkeuringsproces van de betrokken plannen en programma's.

Ze omvat verschillende verplichtingen:

- de opstelling van een register met de informatie die het rapport over de milieugevolgen moet bevatten;
- de realisatie van de beoordeling van de gevolgen voor het milieu;
- de opstelling van het voornoemde rapport;
- de raadpleging van het publiek;
- de raadpleging van betrokken instanties, waaronder:
 - de federale overheidsdiensten, verenigd in een adviescomité, dat werd opgericht overeenkomstig dezelfde wet gewoonlijk genaamd "Adviescomité d'avis SEA"⁶³;
 - de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling (FRDO);
 - de regeringen van de gewesten;

⁵⁹ Artikel 6, § 1, 1° van de wet van 13 februari 2006 betreffende de evaluatie van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek in de opstelling van plannen en programma's betreffende het milieu.

⁶⁰ PB L 197 van 21.7.2001.

⁶¹ PB L 156 van 25.6.2003.

⁶² Ondertekend in Aarhus op 25 juni 1998.

⁶³ SEA = Strategic Environmental Assessment » (plan-milieueffectenbeoordeling).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- het rekening houden met het rapport en met de resultaten van de inspraak en van de raadplegingen bij de goedkeuring van het plan of het programma;
- de mededeling van informatie over de goedkeuring van het plan of het programma via een verklaring die wordt bekendgemaakt in het Belgisch staatsblad en op de portaalsite van de federale overheid;
- de opvolging van de milieugevolgen bij de toepassing van het plan of het programma.

Naast de invloed op de inhoud daarvan heeft de wet van 13 februari 2006 ook invloed op het opstellingsproces van de plannen en programma's, aangezien de uitvoeringstermijn daarvan wordt opgeschort tussen de datum waarop de uitwerking van het ontwerpregister begint en de datum waarop de uitwerking van de verklaring betreffende de goedkeuring van het plan of het programma eindigt.

De gevolgen van de wet van 13 februari 2006 voor de prospectieve studie

De opschorting van de uitvoeringstermijn van de prospectieve studie tijdens het proces van de milieubeoordeling leidt tot een verlenging van die termijn, en bijgevolg tot een uitstel van de vervaldag waarop de studie moet voltooid zijn.

De milieuaspecten van de prospectieve studie worden grondig bestudeerd in het kader van de milieubeoordeling. Het rapport over de milieugevolgen moet met name “de relevante doelstellingen van de milieubescherming” voor de prospectieve studie omvatten⁶⁴. Die bepaling veronderstelt de opstelling van een inventaris van de juridische en politieke maatregelen (internationale, Europese, federale en regionale) die van toepassing zijn op de studie. Dat is de reden waarom dit document niet stilstaat bij die maatregelen.

De strijd tegen de klimaatverandering

De strijd tegen de klimaatverandering berust op de vermindering van de emissies van broeikasgassen, met name koolstofdioxide (CO₂), methaan (CH₄), distikstofmonoxide (N₂O) en gefluoreerde gassen (F-gassen)⁶⁵. De energieproducerende sector stoot hoofdzakelijk CO₂ uit door het gebruik van fossiele brandstoffen (aardgas, aardolie, steenkool).

Deze strijd is ontstaan uit het Raamverdrag van de Verenigde Naties op het gebied van klimaatverandering, ondertekend in 1992 “met als doel in overeenstemming met de desbetreffende bepalingen van het Verdrag een stabilisering van de concentraties van broeikasgassen in de atmosfeer te bewerkstelligen op een niveau waarop gevaarlijke antropogene verstoring van het klimaatsysteem wordt voorkomen”⁶⁶.

De strijd vindt een concreet kader in het Kyotoprotocol, aangenomen door de Conferentie van de Partijen bij het Verdrag in 1997 en bekrachtigd in 2005. Het Protocol versterkt het Verdrag op belangrijke wijze doordat het de in bijlage I⁶⁷ vermelde Partijen (die ook de Partijen van het Protocol⁶⁸ zijn) verbindt tot indi-

⁶⁴ Zie 5° van bijlage II van de wet van 13 februari 2006.

⁶⁵ Waterdamp (H₂O) en ozon (O₃) zijn eveneens broeikasgassen, maar zij zijn niet betrokken bij de objectieven inzake vermindering, uitgewerkt in het kader van de strijd tegen de klimaatverandering.

⁶⁶ Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering, artikel 2.

⁶⁷ Duitsland, Australië, Oostenrijk, Wit-Rusland, België, Bulgarije, Canada, Europese Economische Gemeenschap, Kroatië, Denemarken, Spanje, Estland, Verenigde Staten van Amerika, Russische Federatie, Finland, Frankrijk, Griekenland, Hongarije, Ierland, IJsland, Italië, Japan, Letland, Liechtenstein, Litouwen, Luxemburg, Monaco, Noor-



viduele, wettelijk bindende doelstellingen om hun emissies van broeikasgassen te verminderen of beperken. Deze individuele doelstellingen staan vermeld in bijlage B van het Protocol en houden voor de periode 2008-2012 een totale vermindering van de emissies van broeikasgassen in van minstens 5 % in vergelijking met het niveau van 1990. De doelstelling voor de Europese vermindering bedraagt 8 %.

In 2005 zijn de onderhandelingen over een nieuw klimaatverdrag van start gegaan. Dit verdrag is een vervolg op het Kyoto-protocol. Deze onderhandelingen hebben geleid tot de goedkeuring van het Actieplan van Bali. Dit plan bepaalt het objectief om een ambitieus en globaal akkoord te bereiken betreffende de klimaatverandering, naar aanleiding van de 15de sessies van Conferentie van de Partijen, die zal plaats vinden in Kopenhagen in de loop van de maand december 2009. Het plan organiseert de discussies aangaande “een gemeenschappelijke visie” (bijvoorbeeld een globaal objectief op lange termijn voor de vermindering van de broeikasgasuitstoot) en de volgende thema’s:

- een versterkte actie op het nationaal/internationaal plan met het oog op het beperken van broeikasgassen;
- een versterkte actie op het nationaal/internationaal plan met het oog op het aanpassen aan de klimaatverandering;
- een versterkte actie op het gebied van de oppuntstelling en de transfer van de technologieën om de maatregelen betreffende de beperking van de broeikasgassen en aanpassing te steunen;
- een versterkte actie in de inbreng van financiële middelen en investeringen, om de maatregelen betreffende beperking van de broeikasgassen, aanpassing en technologische samenwerking te ondersteunen.

De Europese Unie van haar kant heeft voor de periode 2008-2012 voor elk land afzonderlijk doelstellingen vastgelegd. De doelstelling voor België bedraagt -7,5 % en werd verdeeld over de drie gewesten: +3,375 % voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, -5,2 % voor het Vlaams Gewest en -7,5 % voor het Waals Gewest. Aangezien met deze verdeling de Kyotonormen niet kunnen worden gehaald, werd beslist dat de federale staat het tekort met flexibele mechanismen compenseert, zoals bepaald in het Kyoto-protocol⁶⁹.

Er werden ter plaatse verschillende maatregelen getroffen om de klimaatverandering tegen te gaan.

Op Europees niveau werd in 2000 een programma over klimaatverandering (EPK) gelanceerd en werd aan deze problematiek bijzondere aandacht geschonken in het 6e milieuactieprogramma van de Europese Gemeenschap (2002-2012), evenals in het 6e en 7e kaderprogramma voor onderzoek (2002-2006 en

wegen, Nieuw-Zeeland, Nederland, Polen, Portugal, Tsjechische Republiek, Roemenië, Verenigd Koninkrijk van Groot-Brittannië en Noord-Ierland, Slowakije, Slovenië, Zweden, Zwitserland, Turkije, Oekraïne.

⁶⁸ Alle, behalve de Verenigde Staten van Amerika en Turkije.

⁶⁹ Er zijn drie flexibele mechanismen: de handel in emissierechten, de gezamenlijke uitvoering en het mechanisme voor schone ontwikkeling.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2007-2013). Bij toepassing van het EPK heeft de Unie in 2003 Richtlijn 2003/87/EG aangenomen tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap⁷⁰.

Dit systeem, geïnspireerd door een van de drie flexibele mechanismen van het Kyotoprotocol, heeft tot doel de uitstoot van CO₂ (het meest voorkomende broeikasgas) te verminderen. Het is voornamelijk gericht op bedrijven en, in het bijzonder, op grote installaties die broeikasgassen uitstoten (inclusief alle grote stookinstallaties met een gecumuleerd vermogen van 20 MW op eenzelfde terrein). Het systeem is operationeel sinds januari 2005.

Dit systeem werd geamendeerd in het kader van het Energie-klimaat pakket, voor de realisatie van de voor 2020 door de Europese Unie vastgelegde doelstellingen op het gebied van broeikasgassen (vgl. 1.1.3).

Hoewel milieu in België hoofdzakelijk een regionale bevoegdheid is, hebben de omvang van de uitdaging en het transversale karakter van het probleem (zowel het energie- als het transportbeleid zijn erbij betrokken) de federale overheid en de gewestelijke overheden ertoe gebracht om samen de strijd aan te gaan.

De meest recente strategie is het nationale klimaatplan (2002-2012), aangenomen in 2002. Op het vlak van energie hebben de acties van dit plan drie grote doelstellingen:

- de energie-efficiëntie verbeteren;
- een rationeel energiegebruik (REG) promoten;
- het gebruik van hernieuwbare energiebronnen aanmoedigen.

Om deze doelstellingen te bereiken, wordt gebruik gemaakt van vijf grote instrumenten:

- fiscale maatregelen en premies;
- reglementeringen (vooral voor producten);
- overleg met de industriële sectoren (de “vrijwillige overeenkomsten”);
- informeren en sensibiliseren;
- infrastructuurprojecten (zoals het gewestelijk expresnet – GEN).

Voor de toepassing van deze strategie werd in november 2002 een samenwerkingsakkoord tussen de federale overheid en de gewesten ondertekend. Dit akkoord bevat de oprichting van een nationale klimaatcommissie, belast met de interne coördinatie, de evaluatie en de adaptatie van het nationale klimaatplan. De commissie moet ook een reeks voorschriften opstellen zodat de beloften die België in het kader van het Kyotoprotocol heeft gedaan, in het bijzonder de flexibele mechanismen, worden nagekomen.

Daarom komt de nationale klimaatcommissie tussen in de uitbreiding van de vereiste instrumenten voor de naleving van Richtlijn 2003/87/EG, zoals het samenwerkingsakkoord van 2005 tussen de federale

⁷⁰ Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad (PB L 275 van 25.10.2003).



staat en de drie gewesten betreffende de organisatie en het beheer van het nationale register voor broeikasgassen⁷¹.

Dit register waarvan het beheer wordt geregeld door een koninklijk besluit van 2005⁷² is een streng beveiligde, elektronische gegevensbank waarin de rekeningen van de beheerders van installaties die broeikasgassen uitstoten, worden verzameld. In het register is het mogelijk om aan de beheerders emissierechten toe te kennen, emissierechten uit te wisselen en de goede uitvoering van de milieuverplichtingen van de installaties te controleren.

Het zijn de gewesten die bevoegd zijn om de emissierechten aan de uitbaters toe te kennen en voor hun grondgebied een toewijzingsplan op te stellen. Vervolgens worden deze gewestelijke plannen door de nationale klimaatcommissie in een nationaal plan opgenomen en voor goedkeuring naar de Europese Commissie gestuurd. Een eerste nationaal plan voor de periode 2005-2007 werd in 2004 door de Europese Commissie aangenomen. Voor de periode 2008-2012 werd een tweede nationaal plan opgesteld en door de Europese Commissie goedgekeurd op 30 juni 2008.

De vermindering van emissies die verantwoordelijk zijn voor de verzuring en de vorming van ozon

Verzuring is vooral verbonden aan emissies van drie verontreinigende stoffen: zwaveldioxide (SO₂), stikstofoxiden (NO_x) en ammoniak (NH₃). De energiesector draagt bij aan de productie van de eerste twee.

De vorming van ozon betekent primaire pollutanten, ook wel voorlopers of precursoren genoemd, evenals NO_x en de vluchtige organische stoffen (VOS) die hoofdzakelijk worden uitgestoten bij de productie van energie.

Het beleid van België voor de vermindering van emissies die verantwoordelijk zijn voor de verzuring en vorming van ozon ligt in de lijn van de Overeenkomst van de Economische Commissie voor Europa (Verenigde Naties) betreffende de luchtverontreiniging over lange afstand⁷³. Deze overeenkomst bevat verschillende protocollen over de uitstoot van SO₂, NO_x, COV, NH₃, zware metalen en persistente organische verontreinigende stoffen. Wat betreft het prospectief onderzoek trekt voornamelijk het protocol van Göteborg (ondertekend in november 1999 en van kracht sinds mei 2005) de aandacht. Met de termen "multi-polluent, multi-effect" bepaalt dit protocol voor elke ondertekenende staat een jaarlijks emissieplafond tegen het jaar 2010 voor SO₂, NO_x, NH₃ en VOS. De plafonds voor België staan vermeld in tabel 5.

De maatregelen voor de vermindering van emissies die verantwoordelijk zijn voor de verzuring en de vorming van ozon zijn ook het gevolg van drie Europese richtlijnen:

⁷¹ Samenwerkingsakkoord tussen de federale staat, het Vlaams Gewest, het Waals Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest betreffende de organisatie en het administratief beheer van het gestandaardiseerde en genormaliseerde registersysteem van België overeenkomstig Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad (B.S. van 14.10.2005).

⁷² Koninklijk besluit van 14 oktober 2005 betreffende het beheer van het register voor broeikasgassen van België en de voorwaarden die van toepassing zijn op de gebruikers ervan (B.S. van 21.10.2005).

⁷³ Overeenkomst van Genève (UNECE/LRTAP).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- Richtlijn 2001/80/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 oktober 2001 betreffende de beperking van emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties⁷⁴;
- Richtlijn 2001/81/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 oktober 2001 inzake nationale emissieplafonds voor bepaalde luchtverontreinigende stoffen, ook wel “NEC-richtlijn (National Emission Ceilings)” genoemd⁷⁵;
- Richtlijn 1999/32/EG van de Raad van 26 april 1999 betreffende een vermindering van het zwavelgehalte van bepaalde vloeibare brandstoffen en tot wijziging van Richtlijn 93/12/EG⁷⁶.

Richtlijn 2001/80/EG is van toepassing op stookinstallaties⁷⁷, ongeacht de gebruikte brandstof, waarvan het nominale thermische vermogen gelijk is aan of meer bedraagt dan 50 MW. De richtlijn streeft ernaar om de jaarlijkse uitstoot van zwaveldioxide en stikstofoxiden afkomstig van bestaande installaties stapsgewijs te verminderen en legt voor nieuwe installaties emissiegrenswaarden voor zwaveldioxide, stikstofoxiden en stof vast. Ze stimuleert warmtekrachtkoppeling en het gebruik van biomassa door specifieke emissieplafonds. Ze maakt het bovendien mogelijk bestaande installaties vrij te stellen wat betreft de emissiegrenswaarden en ze op te nemen in een nationaal plan voor emissievermindering, op voorwaarde dat de eigenaar zich ertoe verbindt de installatie tussen 1 januari 2008 en 31 december 2015 niet langer dan 20000 uur te laten functioneren.

Wat betreft Richtlijn 2001/81/EG: als het vooropgestelde jaar en de verontreinigende stoffen waarop de Richtlijn betrekking heeft, identiek zijn aan die van het Protocol van Göteborg, zijn de erin vastgelegde plafonds soms wat ambitieuzer. De plafonds voor België staan vermeld in tabel 5.

Tabel 5: De jaarlijkse emissieplafonds voor verzurende verontreinigende stoffen, bepaald in het Protocol van Göteborg en Richtlijn 2001/81/EG voor België tegen het jaar 2010

Tekst	SO ₂ (kiloton)	NO _x (kiloton NO ₂)	COV (kiloton)	NH ₃ (kiloton)
Protocol van Göteborg	106	181	144	74
Richtlijn 2001/81/EG	99	176	139	74

Richtlijn 1999/32/EG streeft ernaar de uitstoot van zwaveldioxide als gevolg van de verbranding van bepaalde types vloeibare brandstoffen (aardolie-derivaten) te verminderen door een maximaal zwavelgehalte op te leggen bij het gebruik ervan op het grondgebied van de lidstaten. Gezien de brandstoffen in kwestie bij de elektriciteitsproductie in België weinig voorkomen (2 %⁷⁸), is deze richtlijn minder belangrijk dan de twee vorige.

⁷⁴ PB L 309 van 27.11.2001.

⁷⁵ PB L 309 van 27.11.2001.

⁷⁶ PB L 121 van 11.5.1999.

⁷⁷ Technische toestellen waarin brandstoffen worden geoxydeerd teneinde de aldus opgewekte warmte te gebruiken.

⁷⁸ Vgl. 4.2.1.



Aangezien luchtvervuiling een bevoegdheid van de gewesten is, werd de last van de emissies tussen hen verdeeld, met uitzondering van de emissies van mobiele bronnen (transport) waarvoor een globale benadering werd aanbevolen. Een van de maatregelen die door de gewesten werden getroffen of beoogd, is de milieuvergunning die een bevoorrecht instrument vormt om de uitstoot van vervuilende activiteiten te beperken. Eigenlijk maakt dit tegelijkertijd een globale of sectoriële aanpak mogelijk en een gepersonaliseerde aanpak, dankzij de bijzondere voorwaarden van de erkende inrichtingen.

De werken die worden gevoerd in het kader van het Europese programma CAFE (Clean Air For Europe) tonen aan dat de doelstellingen van Richtlijn 2001/81/EG onvoldoende bescherming bieden voor de volksgezondheid en de ecosystemen in de Europese Unie. Het is dus meer dan waarschijnlijk dat de lidstaten tegen 2020 bijkomende emissieverminderingen opgelegd krijgen.

1.2. De prospectieve studie

Deze sectie beschrijft de prospectieve studie vanuit verschillende hoeken: het doel, de toepassingen, de inhoud en de manier waarop het milieu in rekening wordt gebracht.

1.2.1. Het doel van de prospectieve studie

De prospectieve studie heeft tot doel de meest voordelige manier te bepalen om het aanbod en de vraag naar elektriciteit op elkaar af te stemmen op middellange en lange termijn, rekening houdend met de behoefte om:

- een aangepaste diversificatie van brandstoffen te verzekeren;
- het gebruik van hernieuwbare energiebronnen te promoten;
- de door de gewesten vastgestelde milieubeperkingen te integreren;
- productietechnologieën met een lage broeikasgasemissie te promoten.

Hierbij moet worden opgemerkt dat hoewel de wet spreekt over “lange termijn”, een periode van tien jaar niet als lange termijn wordt beschouwd in de energiesector. Het ontwerpen en bouwen van een nieuwe gascentrale van 400 MW of meer, bijvoorbeeld, impliceert ongeveer vier jaar.

1.2.2. De toepassingen van de prospectieve studie

Allereerst ligt de prospectieve studie in de lijn van de vrijwaringsmaatregelen van de zekerheid van elektriciteitsbevoorrading in België. Gezien het essentiële belang van de continuïteit van de elektriciteitsbevoorrading moet de situatie van de elektriciteitsmarkt en met name het bestaande evenwicht tussen vraag en aanbod, het niveau van de te verwachten vraag evenals de beoogde of in aanbouw zijnde bijkomende capaciteit aandachtig worden gevolgd. Zo is het mogelijk om tijdig de vereiste maatregelen te treffen wanneer de bevoorradingzekerheid wordt bedreigd.

Artikel 5 van de wet van 1 juni 2005 bepaalt in het bijzonder dat “de minister een beroep kan doen op de procedure van offerteaanvraag voor de bouw van nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie wanneer de bevoorradingzekerheid niet voldoende wordt gegarandeerd door:

1. de in aanbouw zijnde productiecapaciteit; of
2. de maatregelen met betrekking tot energie-efficiëntie; of

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3. het beheer van de vraag.

[...]

De minister motiveert het beroep op de procedure van offerteaanvraag in het bijzonder rekening houdend met de volgende criteria:

1. het niet afgestemd zijn van het productiepark, rekening houdend met de prospectieve studie, op de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag op middellange en lange termijn;
2. de investeringen die bedoeld zijn om de productiecapaciteit te verhogen, zonder afbreuk te doen aan de investeringen met betrekking tot energie-efficiëntie;
3. de in artikel 21 bedoelde openbare dienstverplichtingen.”

Vervolgens biedt de prospectieve studie de economische actoren en de staat een referentiekader voor het definiëren van het elektriciteitsproductiepark. Daarvoor komt ze tussen in de toekenningsprocedure van de individuele vergunningen voor de bouw van installaties voor elektriciteitsproductie van meer dan 25 MWe⁷⁹. Het eerste criterium voor de toekenning is “de argumentatie van de aanvrager met betrekking tot de integratie van de installatie in het elektriciteitsnet, om te bewijzen dat deze installatie bijdraagt tot het respecteren van de openbare dienstverplichtingen op het vlak van kwaliteit en regelmatigheid van de elektriciteitsleveringen en tot het respecteren van de richtsnoeren inzake de keuze van primaire bronnen en de aan te bevelen productiekanalen, bepaald in toepassing van artikel 3, § 2 van de wet” van 1 juni 2005.

1.2.3. De inhoud van de prospectieve studie

De inhoud van de prospectieve studie wordt bepaald in artikel 3 van de wet van 1 juni 2005:

“§ 2. De prospectieve studie bevat de volgende elementen:

1. ze maakt een schatting van de evolutie van de vraag naar elektriciteit op middellange en lange termijn en identificeert de behoeften aan productiemiddelen die daaruit voortvloeien;
2. ze bepaalt de richtsnoeren betreffende de keuze van primaire bronnen met zorg voor een gepaste diversificatie van de brandstoffen, de bevordering van het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en de inpassing van de door de gewesten bepaalde randvoorwaarden inzake leefmilieu;
3. ze bepaalt de aard van de productiekanalen waaraan de voorrang moet worden gegeven met zorg voor de bevordering van productietechnologieën met lage emissie van broeikasgassen;
4. ze evalueert de behoefte aan openbare dienstverplichtingen op het gebied van de productie, alsook de efficiëntie en de kosten van deze verplichtingen;
5. ze evalueert de bevoorradingszekerheid op het gebied van elektriciteit en formuleert, wanneer deze in het gedrang dreigt te komen, aanbevelingen dienaangaande.”

⁷⁹ Wet van 1 juni 2005 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel 5 en het koninklijk besluit van 11 oktober 2000 betreffende de toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van installaties voor de productie van elektriciteit, artikel 3.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2. De problematiek van de zekerheid van elektriciteitsbevoorrading

Elektriciteit is onmisbaar geworden in het dagelijkse leven. Ze wordt dag en nacht verbruikt, het hele jaar door, thuis, in bedrijven, in het openbaar vervoer. De economie is volledig gebaseerd op een quasi permanente beschikbaarheid van elektriciteit. De zekerheid van elektriciteitsbevoorrading moet dus een prioriteit zijn voor de overheid met het oog op het welzijn van de bevolking en de continuïteit van de economische activiteiten.

Waarover gaat het? Wat zijn de oplossingen voor dit probleem? Welke keuzes werden in België gemaakt? Op deze vragen wordt hieronder een antwoord gegeven.

Vooraleer deze vragen worden aangesneden, moet de zekerheid van elektriciteitsbevoorrading echter in een bredere context van zekerheid van energiebevoorrading worden geplaatst.

2.1. De zekerheid van energiebevoorrading

Wanneer men het heeft over de zekerheid van de energiebevoorrading van een land of een regio denkt men eerst en vooral aan zijn energie-onafhankelijkheid, dit wil zeggen aan dat deel van de primaire energie dat op het grondgebied van dat land of die regio zelf wordt geproduceerd. Europa en België (vgl. 1.1.3) zijn voor hun energie erg afhankelijk van de rest van de wereld. Een belangrijke vermindering van deze afhankelijkheid lijkt momenteel niet realistisch. Daarom berust een verbetering van de energie-onafhankelijkheid alleen op het beheer ervan. Dit beheer komt tot uiting in een diversificatie van de energiebronnen (fossiele brandstoffen, hernieuwbare energiebronnen, ...), van de energieproducerende landen en van de bevoorradingroutes, rekening houdend met de staat van de reserves van energiebronnen en met de internationale geopolitieke toestand.

Een ander aspect dat een bijzonder belang heeft op het gebied van de zekerheid van de energiebevoorrading is de vraagbeheersing.

Nadat aan de hand van een tabel de wereldreserves van fossiele brandstoffen en uranium worden geschetst, wordt in de daaropvolgende tekst achtereenvolgens de situatie in Europa en in België besproken.

2.1.1. De wereldreserves van fossiele brandstoffen en uranium

Fossiele brandstoffen zijn:

- aardgas;
- vaste brandstoffen (steenkool, ...);
- aardolie⁸⁰.

⁸⁰ Omwille van de volledigheid werd aardolie vermeld gezien deze energiebron een onbelangrijke rol speelt in de productie van elektriciteit.



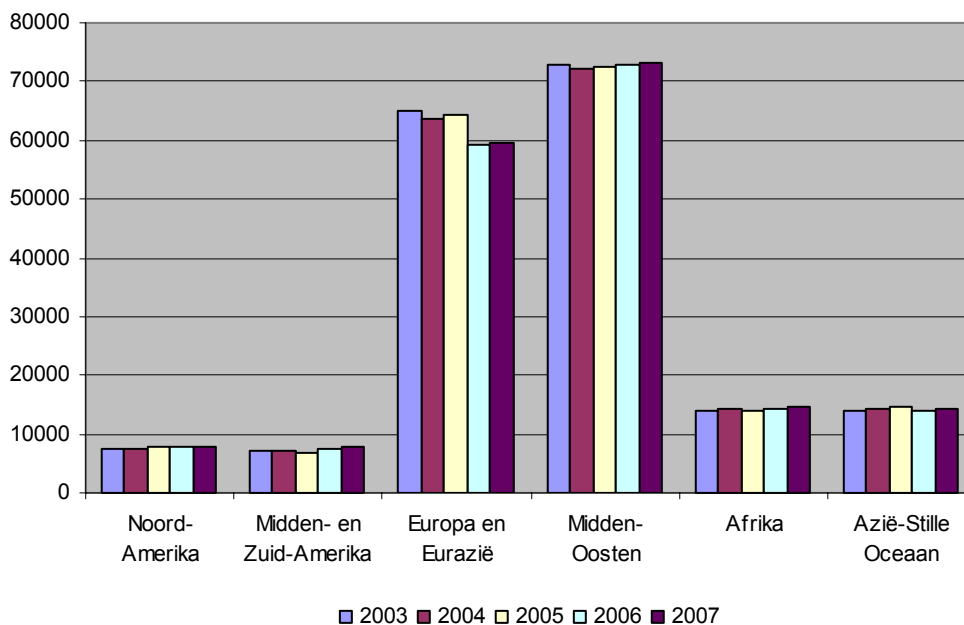
Het aardgas

Eind 2007 bedroegen de totale aangetoonde aardgasreserves 177360 miljard m³, wat tegen de huidige productiesnelheid overeenkomt met 61,4 productie jaren (verhouding reserves/productie). Rusland beschikt over 44650 miljard m³, Iran over 27800 miljard en Qatar over 25600 miljard m³.

Figuur 2 illustreert de wereldwijde verdeling van deze reserves, waarvan 41,3 % zich in het Midden-Oosten bevinden, 33,5 % in Europa en Eurazië, 8,2 % in Afrika, 8,2 % in Azië/Stille Oceaan, 4,5 % in Noord-Amerika en 4,4 % in Latijns- en Centraal-Amerika.

De OPEC-landen beschikken over 50 % van de aangetoonde wereldreserves van aardgas.

Figuur 2: De bewezen wereldreserves aardgas (miljard m³)



Bron: BP statistical review 2008

De vaste brandstoffen

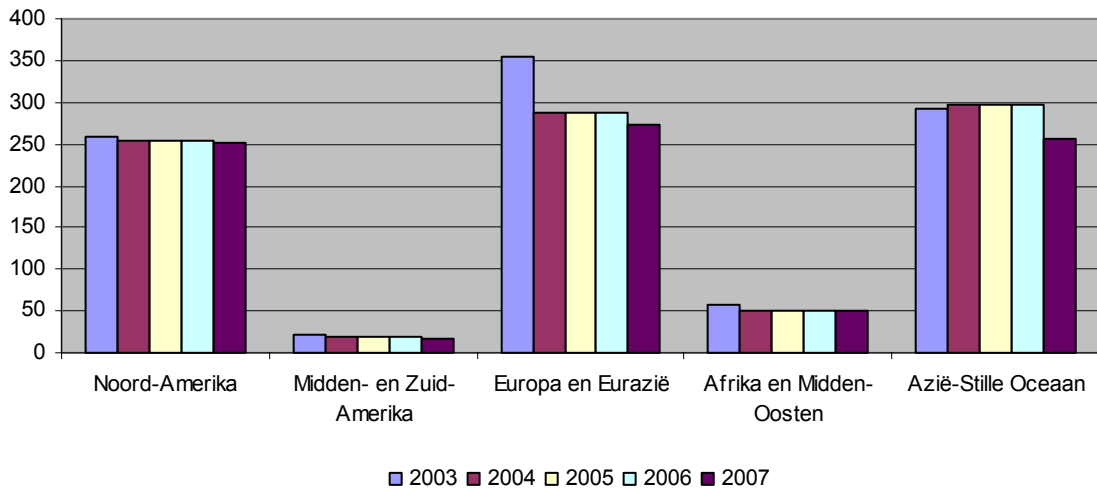
De bewezen reserves van vaste brandstoffen worden eind 2007 geschat op 847 miljard ton, wat bij eenzelfde productiesnelheid overeenkomt met 133 productie jaren (verhouding reserves/productie).

Figuur 3 illustreert de geografische verdeling van deze reserves waarvan 32,1 % zich in Europa en Eurazië bevinden, 30,4 % in Azië/Stille Oceaan, 29,6 % in Noord-Amerika, 6,0 % in Afrika en het Midden-Oosten en 1,9 % in Latijns- en Centraal-Amerika.

De OESO-landen beschikken over 42,1% van alle reserves.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 3: De bewezen wereldreserves vaste brandstoffen (miljard ton)



Bron: BP statistical review 2008

Aardolie

De bewezen totale aardoliereserves worden eind 2007 geschat op 1237,9 miljard vaten (168,6 miljard ton), wat tegen de huidige productiesnelheid overeenkomt met 41,6 productie jaren (verhouding reserves/productie).

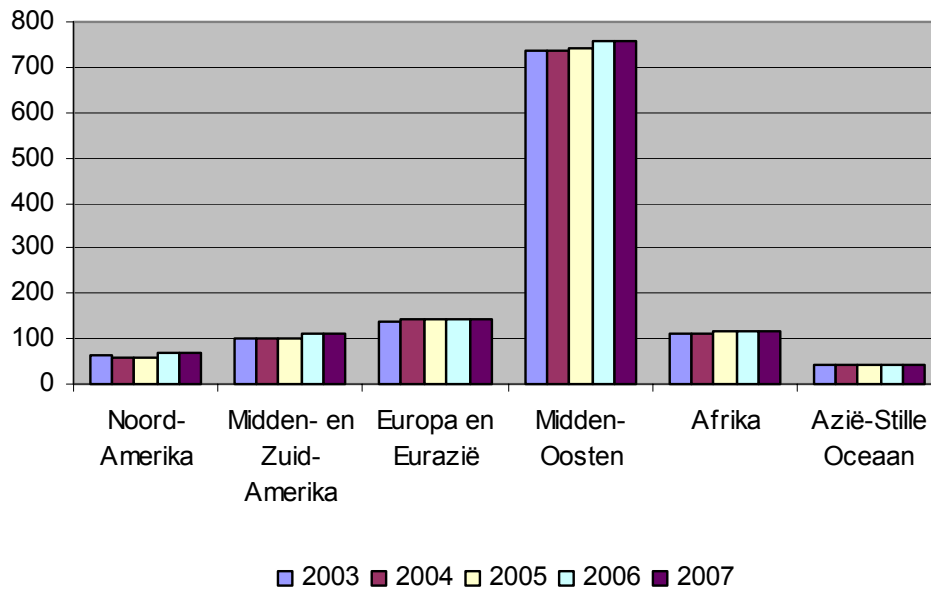
Figuur 4 illustreert de wereldwijde verdeling van deze reserves waarvan 61,0 % zich in het Midden-Oosten bevinden, 11,6 % in Europa en Eurazië, 9,5 % in Afrika, 9,0 % in Centraal- en Latijns-Amerika, 5,6 % in Noord-Amerika en 3,3 % in Azië/Stille Oceaan.

De OPEC-landen⁸¹ vertegenwoordigen 75,5 % van de wereldreserves, de OESO-landen slechts 7,1 %. Rusland alleen al beschikt over 79,4 miljard vaten, of 6,4 % van het wereldtotaal.

⁸¹ Algerije, Angola, Saoedi-Arabië, Verenigde Arabische Emiraten, Ecuador, Indonesië, Irak, Iran, Koeweit, Libië, Nigerië, Qatar, Venezuela.



Figuur 4: De bewezen wereldreserves aardolie (miljard vaten)



Bron: BP statistical review 2008

Het uranium

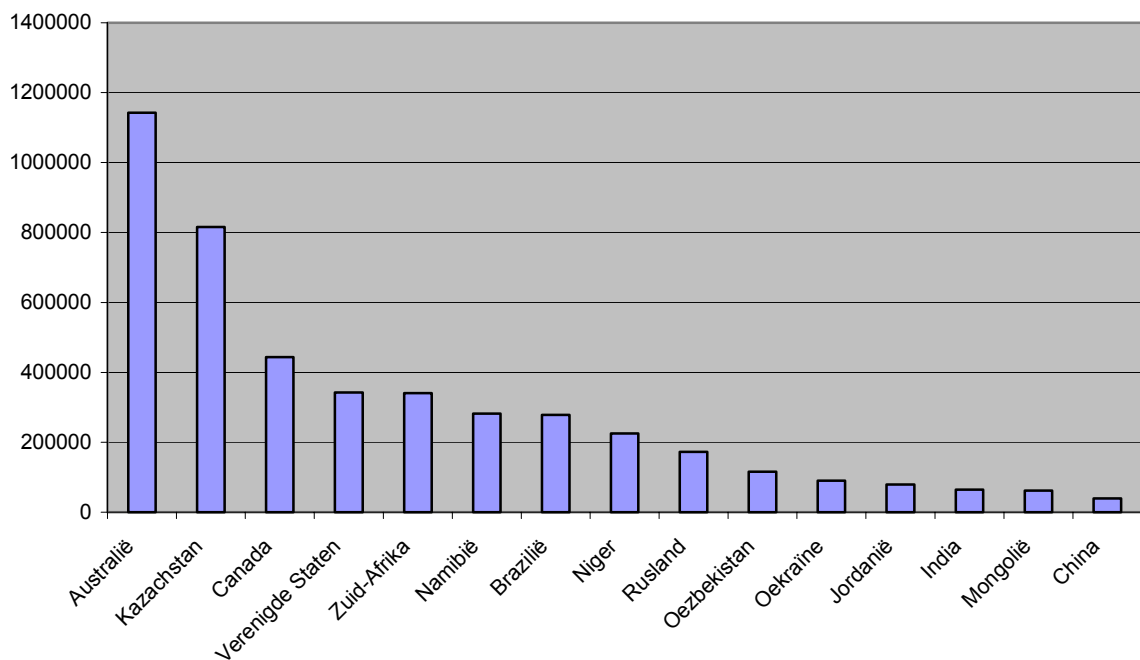
In 2006 bedroegen de uraniumbehoefte wereldwijd ongeveer 66500 ton. Tegen de huidige verbruikssnelheid komen de bewezen reserves overeen met 67 tot 82 verbruiks jaren, afhankelijk van de categorie uranium (verhouding reserves/verbruik).

Zoals aangetoond in figuur 5 beschikt Australië over de grootste uraniumreserves (25,4 %). Het wordt gevolgd door Kazachstan (18,2 %), Canada (9,9 %) en de Verenigde Staten (7,6 %). Zuid-Afrika (7,6 %), Namibië (6,3 %), Brazilië (6,2 %) en Niger (5,0 %) beschikken ook over een niet onbelangrijk deel van deze reserves.

Canada produceert vandaag het meeste uranium ter wereld (28,8 %). Daarna volgen Australië (22,3 %), Kazachstan (9,2 %), Rusland (8,2 %) en Niger (8,1 %).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 5: De bewezen wereldreserves uranium, 2006 (ton)



Bron: AIEA/AEN (2006)

2.1.2. Het Europese beleid op het gebied van de zekerheid van energiebevoorrading

Om aan hun toenemende afhankelijkheid van ingevoerde energie het hoofd te bieden, hebben de Europese landen van bevoorradingzekerheid een van de drie pijlers van hun energiebeleid gemaakt. Deze pijlers zijn:

- betrouwbaarheid, in de zin van zekerheid en continuïteit van de bevoorrading;
- duurzaamheid, in de zin van milieuprestaties;
- concurrentievermogen, in de zin van efficiënte dienstverlening voor gezinnen en bedrijven, door bij te dragen aan het globale concurrentievermogen van de Europese economie en aan de levenskwaliteit van de burgers.

De Europese Commissie heeft reeds enkele jaren geleden diverse initiatieven inzake bevoorradingzekerheid gelanceerd, zowel in de aardolie-sector (strategische voorraden en gecoördineerde crisismaatregelen) als in de elektriciteits- en gase-sector (interne markt, transeuropese energienetten, ...).



De bevoorradingszekerheid is een openbare dienstverplichting van de overheid geworden in de context van richtlijnen betreffende de liberalisering van de gas- en elektriciteitssector. Richtlijn 2005/89/EG⁸² van het Europees Parlement en de Raad van 18 januari 2006 inzake maatregelen om de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening en de infrastructuurinvesteringen te waarborgen, bepaalt dat:

- de lidstaten een duidelijk beleid voeren en een evenwicht tussen vraag en aanbod garanderen waardoor ze doelstellingen kunnen vooropstellen wat betreft de reservecapaciteit of de vereiste vraagbeheersingsmaatregelen kunnen treffen;
- de lidstaten duidelijke regels voorzien wat betreft de zekerheid van de transport- en distributienetten;
- elke transportnetbeheerder zijn nationale regelgevende instantie jaarlijks (of meerdere malen per jaar) een investeringsstrategie moet kunnen voorleggen;
- de regelgevende instanties de Europese Commissie een synthese van deze investeringsprogramma's moeten bezorgen, met het oog op overleg met de Europese groep van regelgevende instanties voor elektriciteit en gas, en rekening houdend met de assen van prioritair Europees belang in het kader van transeuropese energienetten;
- de regelgevende instanties het recht hebben om tussen te komen om de realisatie van projecten te versnellen en, in voorkomend geval, een aanbesteding te publiceren voor bepaalde projecten indien de transportnetbeheerder de projecten in kwestie niet kan of wil uitvoeren.

De Europese Commissie wijst op de essentiële rol die investeringen in infrastructuur spelen in de ontwikkeling van de interne markt. Voor de elektriciteit hebben de lidstaten van de EU een doelstelling vastgesteld die erin bestaat een koppelniveau van minstens 10 % van hun geïnstalleerde productiecapaciteit te bereiken (Europese Raad van Barcelona in maart 2002 en Europese Raad van Brussel in maart 2006)⁸³.

De Europese Commissie voert op progressieve wijze een ambitieus beleid voor de bestrijding van de klimaatverandering door, naast een belangrijke hervorming van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap door te voeren, een ambitieus beleid toe te passen met het oog op het verhogen van het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in de finale energievraag van de EU (20 % in 2020).

Bovendien is in het derde energiepakket (zie 1.1.2) voorzien om de vrijwillige samenwerking tussen de Europese transportnetbeheerders (van de verschillende Europese TNB-organisaties, zoals ETSO⁸⁴, UCTE⁸⁵, Nordel⁸⁶ enz. voor elektriciteit en GTE⁸⁷ voor gas) te formaliseren. De TNB, verenigd in een Eu-

⁸² PB L 33 van 4.2.2006.

⁸³ België respecteert deze doelstelling ruimschoots.

⁸⁴ European Transmission System Operators.

⁸⁵ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

⁸⁶ Nordic Transmission System Operators.

⁸⁷ Gas Transmission Europe.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

ropees netwerk van transportnetbeheerders (ENTSO-E⁸⁸ voor elektriciteit en ENTSO-G⁸⁹ voor gas) moeten samenwerken om te zorgen voor een optimaal beheer, een gecoördineerde exploitatie en een degelijke technische evolutie van het Europese transportnet voor aardgas en elektriciteit. Zij hebben onder andere tot taak:

1. het opstellen van netwerkcodes in volgende domeinen:
 - a) de regels m.b.t. de veiligheid en de betrouwbaarheid van het net;
 - b) de regels voor aansluiting op het net;
 - c) de regels betreffende de toegang voor derden;
 - d) de regels m.b.t. uitwisseling van gegevens en regulering;
 - e) de regels betreffende de interoperabiliteit;
 - f) de operationele procedures voor noodgevallen;
 - g) de regels voor toekenning van capaciteit en congestiebeheer;
 - h) de regels betreffende uitwisseling die betrekking heeft op het leveren van technische en operationele diensten m.b.t. toegang tot en stabilisering van het net;
 - i) de transparantieregels
 - j) de stabiliseringsregels
 - k) de regels m.b.t. geharmoniseerde tariefstructuren voor transmissie;
 - l) de regels betreffende energie-efficiëntie van de netten;
2. het uitwerken van:
 - a) gemeenschappelijke instrumenten voor netbeheer om de exploitatie van het net in normale omstandigheden en in noodgevallen te coördineren alsook een gemeenschappelijke schaal voor incidentenclassificatie en gemeenschappelijke researchplannen;
 - b) om de twee jaar, een niet bindend tienjarenplan betreffende de ontwikkeling van het net in de gehele Gemeenschap dat ook gewag maakt van Europese vooruitzichten betreffende de doelmatigheid van de bevoorrading
 - c) aanbevelingen betreffende de coördinatie van de technische samenwerking tussen de transmissienetbeheerders van de Gemeenschap en die van derde landen;
 - d) een jaarlijks werkprogramma;
 - e) een jaarverslag;

⁸⁸ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

⁸⁹ European Network of Transmission System Operators for Gas.



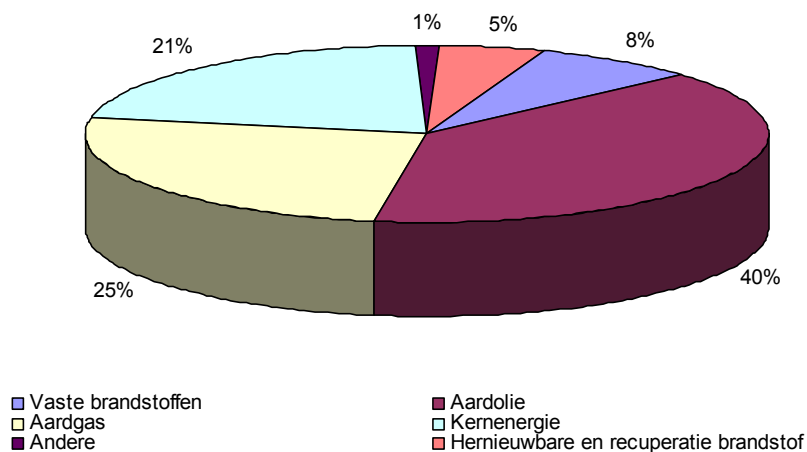
f) jaarlijkse zomer- en wintervoorsichten m.b.t. de bevoorrading.

2.1.3. De zekerheid van energiebevoorrading in België

Aan de hand van cijfers wordt hieronder de zekerheid van energiebevoorrading in België besproken, met name het primaire energieverbruik en de energieafhankelijkheid.

Zoals in figuur 6 in termen van primaire energie wordt aangetoond, blijft aardolie in 2007 de belangrijkste energiebron in België (39,2 %). Daarna volgt aardgas (25,4 %), kernenergie (21,4 %) en steenkool (7,8 %). De hernieuwbare en vervangingsbrandstoffen⁹⁰ vertegenwoordigen 5,0 % van de primaire energie die door het land wordt verbruikt.

Figuur 6: Het primaire energieverbruik in België, 2007



Bron: FOD Economie

Met uitzondering van nucleaire energie (bij statistische afspraak beschouwd als een primaire binnenlandse energiebron) zijn de enige lokale energiebronnen die van hernieuwbare en vervangingsbrandstoffen, alsook de hernieuwbare energiebronnen die begrepen zijn in de rubriek "Andere". Deze dekken ongeveer 6 % van de totale behoeften. België is dus erg afhankelijk van ingevoerde energie.

⁹⁰ Energetisch opgewaardeerd afval.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2.2. Wat verstaat men onder “zekerheid van elektriciteitsbevoorrading”?

Doorgaans verstaat men onder “zekerheid van elektriciteitsbevoorrading” het vermogen van een elektrisch systeem om op elk ogenblik elektrische energie te leveren, tegen een prijs die voor alle (zowel privé- als industriële) gebruikers aanvaardbaar is en in duurzame milieuomstandigheden.

De bevoorradingzekerheid kan worden begrepen op verschillende niveaus van de bevoorradingketen: productie, transport en distributie, evenals op verschillende termijnen: korte, middellange en lange termijn. We zullen ons hier, in navolging van de prospectieve studie, tot de productie op middellange termijn beperken. In deze omstandigheden hangt de bevoorradingzekerheid hoofdzakelijk af van de afstemming tussen de vraag en aanbod van elektriciteit. Dit evenwicht is des te belangrijker aangezien elektrische energie slechts in beperkte mate kan worden opgeslagen.

De afstemming tussen de vraag naar en het aanbod van elektriciteit kan via twee invalshoeken worden benaderd. Enerzijds kan men overwegen dat bevoorradingzekerheid alleen volkomen wordt gegarandeerd wanneer aan de vraag naar elektriciteit in een bepaald land door een elektriciteitsproductie in datzelfde land kan worden tegemoetgekomen. In deze optiek moet het land in kwestie voortdurend zelfvoorzienend zijn op het vlak van elektriciteitsproductie.

Anderzijds kan de afstemming tussen vraag en aanbod worden gezien in een Europese context. In deze optiek wordt rekening gehouden met de uitwisseling van elektriciteit tussen onderling verbonden buurlanden en deze landen kunnen tijdelijke of structurele “tekorten” (meer in- dan uitvoer) of “overschotten” (meer uit- dan invoer) kennen.

In beide optieken is het belangrijkste risico het gebrek aan reservecapaciteit. Er moet immers voortdurend aan de vraag naar elektriciteit worden tegemoetgekomen, ongeacht de omstandigheden die hierop invloed hebben (extreme weersomstandigheden, sterke economische conjunctuur, ...). Het elektrische systeem moet dus afgestemd zijn op de maximale vraag, met een bijkomende capaciteit om aan eventuele technische problemen het hoofd te kunnen bieden.

Maar de instandhouding en, a fortiori, de ontwikkeling van de reservecapaciteit worden door de liberalisering van de markt niet aangemoedigd. De overgang van een verticaal geïntegreerde elektrische industrie (productie, transport, distributie, levering) naar losgekoppelde bedrijven die elk een resultaatverantwoordelijke eenheid moeten oprichten en geen globaal zicht meer hebben op de werking van het elektrische systeem, remt investeringen op elk werkingsniveau af. De investeringen in productiecapaciteit zijn ongetwijfeld het meest betrokken, aangezien elke producent er belang bij heeft zijn inkomsten zo hoog mogelijk en zijn kosten zo laag mogelijk te houden, in functie van erg fluctuerende criteria (de prijzen van primaire energiebronnen, financiële kosten, ...) of soms stabiele, maar voor de investering ongunstige criteria (problemen bij het aanvragen van een vergunning). De reservecapaciteiten die weinig worden gebruikt, zijn het moeilijkst rendabel te maken. De tendens die sinds de liberalisering kan worden waargenomen, is in feite een vermindering van dit type capaciteiten. In een economie met een perfecte concurrentie moet het signaal van de prijs het mogelijk maken deze capaciteiten te reconstrueren, maar in de praktijk dreigt de periode tussen het ogenblik dat het probleem zich voordoet en de realisatie van de vereiste investeringen te lang te worden.

In de optiek van de Europese markt komt bovenop het risico op een gebrek aan reservecapaciteit nog het risico van onvoldoende transport- en interconnectiecapaciteit.



2.3. Wat zijn de oplossingen voor het probleem van de zekerheid van elektriciteitsbevoorrading?

De zekerheid van elektriciteitsbevoorrading valt onder de verantwoordelijkheid van de overheid. Ze impliceert alle wettelijke handelingen om de maatregelen te treffen die betrekking hebben op het aanbod of de vraag.

Wat betreft het aanbod kunnen de autoriteiten een verhoging van de nationale productiecapaciteit aanmoedigen. Ze kunnen bijvoorbeeld een beroep doen op de procedure van offerteaanvraag voor de bouw van nieuwe installaties. Ze kunnen ook de uitwisseling met buurlanden vergemakkelijken door bijvoorbeeld transportnetbeheerders te stimuleren om hun infrastructuur evenals hun efficiënte toekenningsmechanismen op elkaar af te stemmen en te ontwikkelen.

Wat betreft de vraag kan de overheid de vereiste maatregelen treffen om het elektrische energieverbruik te verminderen. Deze maatregelen kunnen een rationeel energieverbruik of een verbetering van de energie-efficiëntie stimuleren.

2.4. De keuzes die België heeft gemaakt betreffende de zekerheid van de elektriciteitsbevoorrading

Zowel voor het aanbod als voor de vraag heeft België maatregelen getroffen om de zekerheid van de elektriciteitsbevoorrading te garanderen.

2.4.1. Het elektriciteitsaanbod

Wat betreft het elektriciteitsaanbod is het land actief op nationaal en op Europees vlak.

Nationaal

België heeft de methode van de procedure van offerteaanvraag gekozen zoals hierboven bepaald (punt 1.2.2 en 2.3). Artikel 5 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt bepaalt dat de minister bevoegd voor Energie een beroep kan doen op de procedure van offerteaanvraag voor de bouw van nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie wanneer de bevoorradingszekerheid niet voldoende wordt gegarandeerd door de in aanbouw zijnde productiecapaciteit, de maatregelen met betrekking tot energie-efficiëntie of het beheer van de vraag.

Een dergelijke offerteaanvraag dient rekening te houden met het aanbod van elektriciteitsleveringen dat op lange termijn gewaarborgd is en dat voortkomt uit bestaande installaties voor elektriciteitsproductie. Het beroep op de procedure van offerteaanvraag moet in het bijzonder rekening houden met het feit dat het productiepark en de evolutie van de vraag naar elektriciteit op middellange en lange termijn, zoals bepaald in de prospectieve studie, niet op elkaar zijn afgestemd.

De modaliteiten van de procedure van offerteaanvraag die nog bij koninklijk besluit moeten worden bepaald, moeten een daadwerkelijke mededinging, een transparantie van de procedure evenals een gelijke behandeling van de kandidaten garanderen. Het bestek kan stimuli bevatten voor de bouw van installaties voor elektriciteitsproductie. Deze stimuli kunnen worden gefinancierd door de openbare dienstverplichtingen, die na overleg in de Ministerraad door de koning worden bepaald.

Bovendien leggen artikel 21 van de wet van 29 april 1999 en het koninklijk uitvoeringsbesluit van 11 oktober 2002 van deze wet bedrijven van de elektriciteitssector (producenten, tussenpersonen en transport-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

netbeheerders) een bepaald aantal openbare-dienstverplichtingen op, waarvan er enkele rechtstreeks verband houden met het garanderen van de bevoorradingszekerheid.

Naast de normen op het gebied van de regelmaat en de kwaliteit van de elektriciteitslevering bepaalt het koninklijk besluit van 11 oktober 2002 ook de maatregelen die kunnen genomen worden indien aan de transmissienetbeheerder niet voldoende primaire, secundaire of tertiaire reserves tegen een **tegen een redelijke prijs** worden aangeboden door de producenten. In dat geval kan de minister bevoegd voor Energie aan bepaalde categorieën van producenten prijs- en leveringsvoorwaarden opleggen voor deze reserves, om een permanente beschikbaarheid van deze reserves aan de transportnetbeheerder te garanderen. Het koninklijk besluit bepaalt ook dat de netbeheerder voorrang geeft aan de aansluiting en de toegang tot het transportnet aan de productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken en aan bepaalde eenheden voor warmtekrachtkoppeling⁹¹.

Op Europese schaal

België is een erg open land op het gebied van elektrische energie. Deze openheid heeft een impact op de uitwerking van de prospectieve studie.

Een erg open land

België is gelegen in het centrum van het noordwestelijke Europese elektriciteitsnet en is sterk geïnterconnecteerd met Frankrijk en Nederland. Er is dus veel uitwisseling met onze buurlanden mogelijk. Sinds 1992 vertoont het land het profiel van een structurele netto-invoerder. In dit opzicht moet worden vermeld dat de historische energieleverancier (Electrabel) een belangrijk aandeel in de productiecapaciteit van bepaalde buurlanden heeft (vooral Nederland en Frankrijk). Deze capaciteit wordt gedeeltelijk gebruikt om zijn klanten in België te bevoorraden (deze situatie kan in de toekomst echter veranderen). Andere actoren op de Belgische markt beschikken niet over productiemiddelen in België en doen een beroep op hun installaties in het buitenland.

Deze situatie zorgt ervoor dat België afhankelijk is van de Europese elektriciteitsmarkt (en dus van producenten of centrales buiten zijn grenzen) voor zijn bevoorrading in elektriciteit. Om de risico's die aan deze afhankelijkheid zijn verbonden te verminderen, draagt België actief bij aan de coördinatiewerkzaamheden van het “penta-lateraal forum voor energie”. Dit platform (dat België, Nederland, het Groothertogdom Luxemburg, Duitsland en Frankrijk verenigt) geeft de overheden, netbeheerders, regulatoren, beurzen en marktoperatoren van deze staten de mogelijkheid om hun inspanningen te bundelen om hun markten beter te kunnen analyseren en hun investeringen beter te kunnen plannen door rekening te houden met de interactie tussen hun respectievelijke markten.

Op het vlak van de bevoorradingszekerheid valt te verwachten dat het forum vier maatregelen treft:

- de uitbreiding van een regionaal ramingssysteem om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen (System Adequacy Forecast, SAF) voor 2008-2015, op basis van alle beschikbare gegevens (planning voor de uitbreiding van het net, productieplanning, belastingsvoorspelling) en van gemeenschappelijk gedefinieerde scenario's;
- de opstelling van een geharmoniseerde classificatie van incidenten die invloed hebben op de betrouwbaarheid van het elektrische systeem;
- de versterking van de samenwerking tussen de transportnetbeheerders via:

⁹¹ De eenheden voor warmtekrachtkoppeling waarvan het nominale vermogen minder dan of gelijk is aan 25 MW.



- een noodcommunicatieplatform;
- een platform voor dagelijkse communicatie en samenwerking;
- de ontwikkeling van een regionaal plan van de transmissiecapaciteit dat de structurele congestiepunten op transparante en coherente wijze aantoonst, waardoor noodzakelijke investeringen bepaald kunnen worden.

De gevolgen van de openstelling van België op de prospectieve studie

Gezien wat voorafgaat, is het de optiek van de Europese open markt (zie hierboven in sectie 2.2) die in het kader van de prospectieve studie wordt besproken. Deze keuze heeft geleid tot de bepaling van het belangrijkste simulatie-instrument: het PRIMES-model. In tegenstelling tot het model dat door de CREG wordt gebruikt in het kader van het laatste indicatief programma is dit model in staat om op endogene wijze de uitwisseling met de buurlanden te bepalen, rekening houdend met de prijsverschillen tussen de verschillende elektriciteitsmarkten. Deze prijsverschillen volgen uit de kenmerken van vraag en aanbod op elke individuele markt en de uitwisselingsmogelijkheden tussen de verschillende markten, die hoofdzakelijk worden bepaald door de interconnectiecapaciteiten. Deze interconnectiecapaciteiten zijn gemodelleerd door de NTC-waarden (net transmission capacity) aan de verschillende grenzen tussen landen, volgens de seizoenen en voor de verschillende jaren van de bestudeerde periode.

Concreet werd voor de periode die in deze studie werd besproken de versterking van de verbinding 220 kV Aubange (B)-Moulaine (F) in 2010 en de installatie van drie nieuwe dwarsregeltransformatoren 380 kV (2 in Van Eyck en 1 in Zandvliet) op de Belgisch-Nederlandse grens eind 2008 in aanmerking genomen. Dankzij deze faseverschuivers kan de Belgische TNB meer capaciteit ter beschikking stellen van de markt, omdat hij zo de niet-genomineerde stromen beter kan controleren. De twee andere versterkingen die de voorbije jaren tussen Frankrijk en België werden gerealiseerd, worden beschouwd als in werking: de installatie van de tweede draadstel op de lijn 380 kV Avelgem (B)-Avelin en de bouw van een faseverschuiver 220/150 kV, 400 MVA op de lijn 220 kV Chooz (F)-Monceau (B).

In de prospectieve studie werden alleen de besliste versterkingen in aanmerking genomen. Zo werd geen rekening gehouden met het recente project van de versterking van de koppelingen 220 kV naar het Groothertogdom Luxemburg, aangezien de te gebruiken data op een moment moest worden afgesloten. Deze versterking beïnvloedt de resultaten van de studie niet grondig. De andere versterkingen met de buurlanden bevinden zich nog in de fase van haalbaarheidsstudies, zoals bv. de nieuwe verbindingen met het Verenigd Koninkrijk en Duitsland.

2.4.2. De vraag naar elektriciteit

Wat betreft de vraag voeren de overheden op de verschillende bevoegdheidsniveaus (hoofdzakelijk op regionaal niveau) een beleid om op lange termijn het elektriciteitsverbruik te verminderen. Het is duidelijk dat een actief beleid van beheer van de vraag de meest efficiënte manier is zowel voor de bevoorradingszekerheid (vraag en aanbod op elkaar afstemmen, minder energie-afhankelijkheid) als voor de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen.

Parallel met dit beleid op middellange en lange termijn werden ook noodmaatregelen getroffen om aan een probleem met de bevoorrading op zeer korte termijn of zelfs plots het hoofd te kunnen bieden:

- de afschakelcontracten;
- het afschakelplan.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De afschakelcontracten

Bij het beheer van het productiepark kunnen de producenten contracten afsluiten met bepaalde afnemers die ermee instemmen een belasting voor een beperkte periode te laten vallen, enerzijds per dag, anderzijds over een heel jaar. Deze contracten maken het mogelijk bepaalde pieken in verbruik af te vlakken, de productiemiddelen beter te gebruiken en aan productie-incidenten het hoofd te bieden. Er moet echter rekening worden gehouden met het feit dat dit afschakelbaar vermogen overeenstemt met fysieke industriële installaties die niet altijd in werking zijn of die op het ogenblik van de onderbreking reeds tegen een verminderd vermogen functioneren. Als gevolg daarvan bedraagt het totale reële volume waarop de producent kan rekenen altijd aanzienlijk minder dan de som van de afgesloten contracten.

De transportnetbeheerder van zijn kant heeft ook afschakelcontracten met afnemers afgesloten. Deze vermogens zijn eerder voorbehouden aan het beheer van de “systeem”diensten of aan noodgevallen.

Gezien het beperkte beschikbare reële volume en de modelleringsproblemen is er in de prospectieve studie met deze contracten geen rekening gehouden.

Het afschakelplan

Om voorbereid te zijn op extreme situaties zoals bijvoorbeeld een plots en onverwacht onevenwicht tussen vraag en aanbod of bijvoorbeeld een uitval van de bevoorrading of een black-out van het net, heeft de federale regering op voorstel van de transportnetbeheerder een afschakelplan goedgekeurd. Dit plan is gericht op een geleidelijke of plotse onderbreking van de elektriciteitslevering, rekening houdend met een bepaalde prioriteit van de verschillende verbruikers. Er werd een lijst van prioritaire afnemers opgesteld. Op basis hiervan worden ziekenhuizen bijvoorbeeld afgeschakeld na afnemers met een contract waarbij de mogelijkheid van een onderbreking van hun levering zonder voorafgaande kennisgeving mogelijk is.

In deze prospectieve studie is geen rekening gehouden met het afschakelplan omdat dit bedoeld is om bevoorradingsonderbrekingen op korte termijn op te lossen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3. De uitwerkingsprocedure van de prospectieve studie

De uitwerkingsprocedure van de prospectieve studie omvat vier grote stappen:

1. de uitwerking van een ontwerp van prospectieve studie;
2. de organisatie van een milieueffectenbeoordeling;
3. de organisatie van raadplegingen;
4. de aanpassing van het ontwerp van prospectieve studie en de uitwerking van een verklaring.

3.1. De uitwerking van een ontwerp van prospectieve studie

De wet van 1 juni 2005 heeft de uitwerking van het ontwerp van prospectieve studie toegekend aan de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau. Met het oog op deze nieuwe uitdaging achtte de Algemene Directie Energie het noodzakelijk om in de werkgroep specialisten uit andere organisaties op te nemen. Zo komt het dat het team geleidelijk werd versterkt met vertegenwoordigers van Elia, dat een grondige kennis van het elektriciteitssysteem in België bezit en ook de opsteller is van het ontwikkelingsplan van het transmissienet voor elektriciteit (vgl. 1.1.2). Daarnaast werd het team versterkt met vertegenwoordigers van de CREG, dat de indicatieve programma's heeft uitgewerkt (vgl. 1.1.2) naast vertegenwoordigers van de NBB, dat verschillende economische studies naar de elektriciteits- en aardgasmarkt heeft uitgevoerd.⁹²

Volgens de wet van 1 januari 2005 en het uitvoeringsbesluit van 7 maart 2006⁹³ moest de uitwerking van prospectieve studie aanvangen op 1 september 2006 en eindigen op 1 december 2007. Deze termijn werd echter met verschillende maanden verlengd wegens de milieueffectenbeoordeling tijdens welke de termijn van de uitwerking van prospectieve studie werd opgeschort. 1 december 2007 werd beschouwd als de uiterste datum voor de uitwerking van een eerste ontwerp van prospectieve studie.

De besprekingen over de organisatie van het werk en de modellen zijn begonnen in de herfst van 2006, waarbij maandelijks een vergadering werd belegd. De algemene methodologie werd in het voorjaar van 2007 vastgelegd en in de herfst van 2007 heeft de werkgroep de definitieve resultaten van de simulaties (uitgevoerd met het PRIMES-model door de National Technical University of Athens (NTUA)) ontvangen. De vervalddag van 1 december 2007 voor het eerste ontwerp van prospectieve studie kon echter niet worden gerespecteerd bij gebrek aan voldoende menselijk kapitaal en financiële middelen⁹⁴. Dit ontwerp werd beëindigd in september 2008.

⁹² De vertegenwoordiging van de CREG en Elia bij de uitwerking van het project van prospectieve studie gebeurde zonder hun onafhankelijkheid tijdens het overleg te hypothekeren.

⁹³ Koninklijk besluit tot vaststelling van de datum van inwerkingtreding van bepaalde bepaling van de wet van 1 juni 2005 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (B.S. van 23.03.2006).

⁹⁴ In 2007 kon geen koninklijk besluit voor de organisatie van de financiering van prospectieve studies betreffende elektriciteit en gas via de federale bijdrage worden genomen wegens de lange periode van lopende zaken die het land heeft gekend. In 2008 heeft de Regering 400.000 euro toegekend aan twee prospectieve studies (inclusief een



De resultaten van sommige bijkomende analyses stonden nog niet in het eerste ontwerp. De aanvankelijke versie van die resultaten is aan de leden van groep half september 2008 meegedeeld. De uiteindelijke versie is hun in de maand november 2008 bezorgd. Er is een tweede ontwerp van studie opgemaakt die aan de minister eind november 2008 is voorgelegd.

Een derde ontwerp van studie de dato 3 december 2008 vormde de afsluiting van de eerste uitwerkingsfase. In verband met dat laatste ontwerp heeft een milieueffectenbeoordeling plaatsgevonden waarvoor een consultatieronde is georganiseerd.

3.2. De organisatie van een milieueffectenbeoordeling

Zoals hoger vermeld (zie 1.1.4) behoort de prospectieve studie hoe dan ook tot de toepassings sfeer van de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek in de opstelling van de plannen en de programma's betreffende het milieu.

De milieueffectenbeoordeling moet worden toevertrouwd aan een consultant. In de herfst van 2007 werd een procedure van offerteaanvraag gelanceerd. Hoewel begin 2008 een kandidaat werd weerhouden, kon de opdracht niet voor augustus 2008 worden toegekend wegens een gebrek aan financiële middelen⁹⁵.

De werkzaamheden zijn van start gegaan in september 2008, onder impuls van de Algemene Directie Energie en onder toezicht van een opvolgingscomité dat grotendeels bestaat uit leden van de werkgroep die de prospectieve studie gerealiseerd heeft.

In februari 2009 is aan het Adviescomité SEA in overeenstemming met de wet een ontwerp van lijst overhandigd met alle informatie die in het milieueffectenrapport diende te worden opgenomen. In maart 2009 heeft dat comité zijn advies uitgebracht. Met dat advies is rekening gehouden bij de beoordeling van de milieueffecten en bij het opstellen van het rapport dat daaruit is voortgevloeid.

Het opstellen van het milieueffectenrapport was half mei 2009 voltooid.

3.3. De organisatie van raadplegingen

De prospectieve studie moet twee consultatieronden doorlopen:

- a) overeenkomstig de wet van 1 juni 2005;
- b) overeenkomstig de wet van 13 februari 2006.

De wet van 1 juni 2005 voorziet bovendien in overleg met de gewesten voor wat betreft het stimuleren van het gebruik van hernieuwbare energieën, het rationele energieverbruik en het inlassen van milieuverplichtingen. Vanaf de winter 2006-2007 werden de gewesten ter gelegenheid van informele gesprekken tussen de vertegenwoordigers van de gewestelijke administraties en de Algemene Directie Energie verzocht,

milieueffectenbeoordeling ervan) in het kader van het opstellen van de begroting van 2008. Deze begroting werd pas op 22 mei 2008 goedgekeurd.

⁹⁵ Idem.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

aan die vertegenwoordigers de meest recente gegevens (of informatie over de bronnen van die gegevens) mee te delen over:

- de huidige situatie en de vooruitzichten op het gebied van ontwikkeling (technisch en economisch potentieel, beleidsdoelstellingen, ...) van het gedecentraliseerde productiepark voor elektriciteit (met inbegrip van de installaties die werken op hernieuwbare energiebronnen en de WKK-installaties) van het gewest;
- de door het gewest genomen en geplande maatregelen met betrekking tot rationeel energiegebruik en milieubescherming.

3.3.1. De consultatie voorzien door de wet van 1 juni 2005

De wet van 1 juni 2005 bepaalt dat verschillende instanties over het ontwerp van prospectieve studie moeten geraadpleegd worden. Dat zijn de CREG, de gewesten, Elia en de Interdepartementale Commissie Duurzame Ontwikkeling (ICDO).

De consultatie is opgestart in januari 2009. De instanties hadden 90 dagen om te reageren. De Algemene Directie Energie heeft de adviezen gekregen in de loop van de maand april 2009.

3.3.2. De consultatie voorzien door de wet van 13 februari 2006

De wet van 13 februari 2006 schrijft voor dat de auteurs van de studie, in verband met het ontwerp van prospectieve studie en van het milieueffectenrapport, het advies moeten vragen van verschillende instanties en van het publiek.

De instanties

Volgende instanties zijn geraadpleegd: het Adviescomité SEA, de FRDO en de gewesten.

Deze instanties hebben eind mei 2009 een schrijven ontvangen waarin hen gevraagd werd binnen de 60 dagen advies uit te brengen. Het adviescomité SEA en dat van de FRDO hebben aan de Algemene Directie Energie in de maand juli 2009 hun advies meegedeeld. Het advies van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest bereikte de Algemene Directie Energie op het einde van de maand september 2009. Op het ogenblik van het opstellen van de eindversie van de prospectieve studie, hadden het Vlaams Gewest en het Waals Gewest nog niet gereageerd.

Het publiek

De Algemene Directie Energie heeft ervoor gekozen het publiek te bevragen langs elektronische weg waarbij aan geïnteresseerden de mogelijkheid is gegeven kennis te nemen van de organisatie van de bevraging, nuttige documenten te downloaden en via voorgedrukte formulieren te antwoorden.

Hiervoor werden een speciale internetsite (www.reactricity.fgov.be) en een mailadres (reactricity@economie.fgov.be) gecreëerd.

De consultatie werd half juni 2009 aangekondigd in het Belgisch Staatsblad, op de federale portaalsite en op de internetsite van de FOD Economie. Eind juni is een perscommuniqué verspreid en hebben de betrokken partijen bij de Algemene Directie Energie en de Algemene Directie Leefmilieu van de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de voedselketen en Leefmilieu een mail ontvangen. Begin juli 2009 is een artikel verschenen in de elektronische nieuwsbrief van de FOD Economie.



De consultatie die 60 dagen zou duren maar overeenkomstig de wet tussen 15 juli en 15 augustus is opgeschort, ging van start op 1 juli en liep ten einde op 28 september 2009.

Tien reacties werden gestuurd naar de Algemene Directie Energie. Zes ervan kwamen van particulieren. De vier overige van organisaties.

3.3.3. De resultaten van de consultaties

De adviezen die de instanties in het raam van de consultaties hebben voorgelegd en een samenvatting van antwoorden van de publieksbevraging kunnen op de website van de FOD Economie geraadpleegd worden (<http://economie.fgov.be>).

In de volgende regels wordt de teneur ervan weergegeven.

De consultaties die voorzien zijn door de wet van 1 juni 2005

De adviezen bevatten opbouwende en afbrekende kritiek, verzoeken tot toelichting en suggesties tot verbetering.

Zo worden de volledigheid van de studie, de omvangrijke interessante informatie en de betrokkenheid van talrijke spelers bij de uitwerking van de studie geprezen.

Als minpunten qua vorm en inhoud van de studie wordt het volgende aangehaald:

- qua vorm:
 - diversiteit aan gebruikte eenheden;
 - sommige grafieken zijn moeilijk te lezen;
- qua inhoud:
 - sommige gegevens, benamingen of vertalingen zijn onnauwkeurig;
 - onsamenvattendheid tussen bepaalde gegevens;
 - sommige informatie of gegevens en de daaruit voortvloeiende resultaten zijn economisch verouderd;
 - gebrek aan duidelijkheid of nauwkeurigheid m.b.t. sommige gegevens, informatie, hypothesen of resultaten;
 - sommige hypothesen zijn irrelevant;
 - zwakke methodologie;
 - leemten in de scenario's;
 - gebrek aan informatie voor de besluitvorming door de overheden;
 - de uitwerking vertoont zwakke punten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De consultaties die voorzien zijn door de wet van 13 februari 2006

Al naar gelang betreffen de adviezen het ontwerp van prospectieve studie en/of het milieueffectenrapport.

De adviezen betreffen het ontwerp van prospectieve studie zijn identiek met degene die tijdens de door de wet van 1 juni 2005 bedoelde raadplegingen werden gegeven.

De adviezen over het milieueffectenrapport leggen de nadruk op de volledigheid en de kwaliteit van bepaalde analyses. Ze bevatten ook kritiek en suggesties tot verbetering van de vorm en inhoud van het rapport. In het bijzonder slaat de kritiek over de inhoud op de toepassings sfeer (op tijdsvlak, geografisch, sectoraal en thematisch vlak) van de evaluatie en de methode die werd gebruikt om bepaalde milieuaspecten te analyseren.

Wat de kritiek op de toepassings sfeer van de evaluatie betreft, erkennen de auteurs niettemin dat die grotendeels inherent is aan de kenmerken van het ontwerp van prospectieve studie, voornamelijk de aard hiervan (het is een studie en niet een plan of een programma) en het niveau van detail (bijvoorbeeld, de ligging van de productie-eenheden wordt niet vermeld). Bovendien kan men hieraan toevoegen dat de kritiek soms niet relevant (bijvoorbeeld, men betreurt het feit dat er geen evaluatie is gemaakt van de effecten op de menselijke gezondheid van de risico's van proliferatie van kernwapens terwijl dit onder de nationale veiligheid valt en door de betrokken instanties wordt bestudeerd) of te ambitieus is (bijvoorbeeld, men vindt het jammer dat het effectenrapport beperkt is tot het leefmilieu en men vraagt dat het zou worden uitgebreid tot de sociale en economische pilaren van duurzame ontwikkeling, terwijl dit niet bedoeld is in de wet van 13 februari 2006, ook al is dit zeker interessant).

De kritiek op de gebruikte methode geeft aanleiding tot twee opmerkingen. Eerst worden sommige betwiste methodes internationaal op grote schaal gebruikt (bijvoorbeeld, de methode voor de evaluatie van de effecten op de menselijke gezondheid, gebaseerd op de Daly-eenheden). Ten tweede is het ontbreken aan bepaalde informatie te wijten aan het feit dat die niet openbaar, niet tegen een redelijke prijs beschikbaar is (bijvoorbeeld, de informatie die via het APHEIS-model zou kunnen worden bekomen) of dat die gewoon niet bestaat.

3.4. De aanpassing van het ontwerp van prospectieve studie en de uitwerking van een verklaring

Het ontwerp van prospectieve studie werd aangepast in functie van de resultaten van de verschillende consultaties en van de elementen van het milieueffectenrapport. Tenslotte werd een verklaring opgesteld waarin deze aanpassing werd toegelicht. Krachtens de wet van 1 juni 2005 werd de eindversie van de prospectieve studie gepubliceerd en meegedeeld aan de federale wetgevende vergaderingen en de gewestelijke regeringen. Krachtens de wet van 13 februari 2006 werd deze eindversie samen met bovenvermelde verklaring bij uittreksel in het Belgisch Staatsblad gepubliceerd, via de site van het Federaal Portaal verspreid en aan de geraadpleegde instanties meegedeeld. Ze is bovendien beschikbaar op de website van de FOD Economie (<http://economie.fgov.be>).

Ook in het milieueffectenrapport zijn wijzigingen aangebracht die beperkt zijn tot het verbeteren van drukfouten, foutieve vertalingen en onduidelijke bewoordingen en formuleringen. De wet bepaalt immers niet dat het rapport dient te worden aangepast. De gewijzigde versie hiervan staat op de website van de FOD Economie (<http://economie.fgov.be>).



3.4.1. Wijzigingen in het ontwerp van prospectieve studie naar aanleiding van de raadplegingen

De adviezen die naar aanleiding van de volledige bevraging zijn uitgebracht, werden onderzocht door het PSE-team. Ook het resultaat van de raadplegingen voorzien door de wet van 13 februari 2006 zijn voorgelegd aan het opvolgingscomité op het gebied van de milieueffecten en aan de consultant. Sommige elementen uit de adviezen zijn geschrapt omdat zij onjuist of niet relevant waren. Andere elementen waren wel waardevol maar aangezien ze niet van toepassing waren voor de prospectieve studie 2008-2017 zullen zij gebruikt worden bij de uitwerking van volgende studies. De elementen die behouden zijn, zijn door het PSE-team nog verder aangepast.

Sommige relevante elementen zijn verwezen naar volgende studies omdat zij bijkomende simulaties behoefden of omdat zij een grondige herziening van het ontwerp van studie impliceerden. In het eerste geval was de reden ervan het tijdsverschil tussen het ogenblik van de simulaties (herfst 2007) en het einde van de consultaties (herfst 2009). In die tijdspanne zijn de basisparameters van het PRIMES-model immers geëvolueerd (Energie-klimaatpakket, economische context, prijs van de fossiele brandstoffen). De resultaten van de bijkomende simulaties hadden dus niet kunnen vergeleken worden met die van de simulaties van het ontwerp van prospectieve studie. In het tweede geval bleek het interessanter grondige wijzigingen te integreren in volgende studies.

Na afloop van de werkzaamheden waren de verzoeken om toelichting in de mate van het mogelijke ingewilligd.

De meeste negatieve kritiek en suggesties tot verbetering hebben aanleiding gegeven tot aanpassing van de studie. Zo is met betrekking tot de diversiteit aan gebruikte eenheden op het einde van de studie een omzettingstabel ingevoegd.

Ook met de inhoudelijke kritiek werd grotendeels rekening gehouden. Informatie, benamingen en onjuiste vertalingen zijn verbeterd en onsamenhangende gegevens zijn geharmoniseerd. Bijlage 7 geeft toelichting over de manier waarop met de kritiek en de suggesties rekening is gehouden.

3.4.2. Wijzigingen in het ontwerp van prospectieve studie naar aanleiding van het milieueffectenrapport

Het milieueffectenrapport heeft aanleiding gegeven tot het inlassen, in de eindversie van de prospectieve studie, van een bijkomend hoofdstuk (hoofdstuk 9), waarin de voornaamste conclusies van het rapport zijn overgenomen.

Deze elementen dienen in aanmerking te worden genomen samen met de resultaten van de prospectieve studie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

4. De vraag en het aanbod van elektriciteit in België

In 2007 bedroeg het totaal waargenomen elektriciteitsverbruik⁹⁶ 86082 GWh. Dit verbruik kwam zowel van de energiesector zelf (4 %) als van de eindverbruikers (96 %).

Bepaalde elektriciteitsverbruikers (de grote industriële afnemers) zijn rechtstreeks op het transmissienet aangesloten en krijgen elektriciteit op zeer hoge tot hoge spanning (van 380 kV tot 30 kV). Anderen zijn op distributienetten aangesloten en krijgen elektriciteit op een gemiddelde tot lage spanning (minder dan 30 kV).

De industriële klanten verzekeren meer dan 48 % van het totale verbruik, waarvan 2/3 hoogspanning en 1/3 laagspanning.

Tenslotte zorgen een aantal verbruikers van uiterst verschillende omvang – de zogenaamde zelfproducenten - geheel of gedeeltelijk voor hun eigen bevoorrading door zelf een hoeveelheid elektriciteit op te wekken van ongeveer 2000 GWh per jaar.

Na een korte voorstelling van de eindverbruikers van elektriciteit behandelt onderstaande tekst de kenmerken van de vraag naar elektrische energie, waarna beknopt het afgenomen vermogen wordt aangesneden.

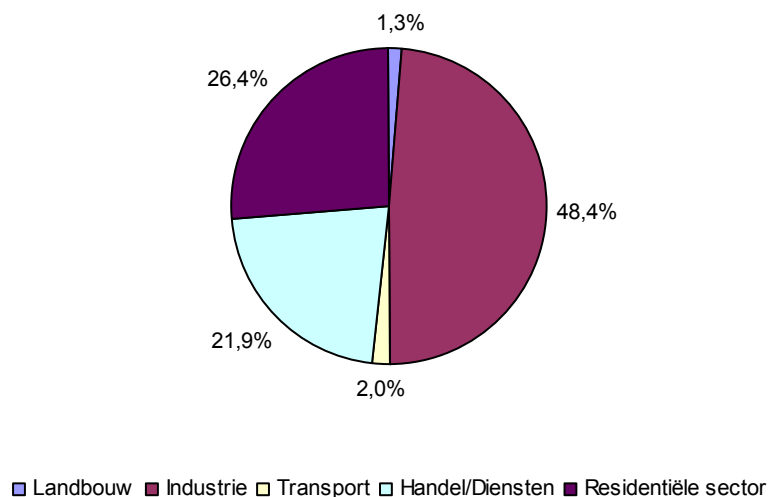
4.1.1. De eindverbruikers van elektriciteit

Zoals figuur 7 hieronder aantoont, zijn de belangrijkste eindverbruikers van elektriciteit de industrie (48,4 %), de residentiële sector (26,4 %) en de handel en diensten (21,9 %).

⁹⁶ Hoeveelheid energie die effectief bij de verschillende verbruikers werd geregistreerd tijdens de enquêtes. Het totale waargenomen elektriciteitsverbruik stemt overeen met de opgevraagde energie op het net, na aftrek van de verliezen op de lijnen (op de transmissie- en distributienetten van elektriciteit).



Figuur 7: De verdeling van het jaarlijkse elektriciteitsverbruik per eindverbruikerscategorie, 2007



Bron: FOD Economie

In de industrie zijn de grootste elektriciteitsverbruikers de chemische en petrochemische sector, evenals de staalindustrie (vgl. tabel 6).

Tabel 6: Het jaarlijkse elektriciteitsverbruik van subsectoren in de industrie, 2007

Sector	GWh
Staalindustrie	6488,2
Chemie/Petrochemie	13176,3
Non-ferrometalen	2298,4
Niet-metaalhoudende minerale producten	2370,3
Transportmaterieel	1199,2
Machines	2149,2
Extractiebedrijven	723,0
Voeding, drank, tabak	4573,7
Drukkerijen, papierdeeg en papier	2848,1
Hout, houtnijverheid	1549,4
Bouw	788,1
Textiel en leder	1686,1
Niet gespecificeerd	284,6
Totaal	40134,6

Bron: FOD Economie

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

4.1.2. De kenmerken van de vraag naar elektriciteit

De vraag naar elektriciteit wordt gekenmerkt door een zwakke prijselasticiteit omdat er weinig substitutiemogelijkheden zijn (vooral op korte termijn). De vraag naar elektriciteit kent ook een sterke volatiliteit. Ze wordt in feite gekenmerkt door sterke fluctuaties, zowel tijdens eenzelfde jaar als tussen verschillende jaren, die gelinkt zijn met de weersomstandigheden, de economische activiteit en het levensritme van de bevolking.

De invloed van de weersomstandigheden

De weersomstandigheden en in het bijzonder de temperatuur hebben een invloed op het “residentieel” en “tertiair” verbruik. Toch zijn ook sommige “industriële” verbruikers gevoelig voor de temperatuur, zoals bijvoorbeeld het elektrische verbruik dat ontstaat door de productie van dranken of van sectoren die gebruik maken van koeling, waarvan de behoeften hoger liggen bij warm weer.

De vraag in België wordt vooral in de winter door de temperatuur beïnvloed, meer bepaald door de elektrische verwarming. Een daling van de temperatuur van een graad betekent grosso modo een stijging van het gevraagde vermogen of belasting met 50 tot 115 MW, afhankelijk van het uur van de dag.

De gevoeligheid aan zomertemperaturen (door bvb. airconditioning) is in België relatief klein. Afhankelijk van het uur van de dag varieert de stijging van het gevraagde vermogen als gevolg van een stijging van de temperatuur met een graad van 0 tot maximaal 20 MW.⁹⁷

De invloed van andere factoren

De economische activiteit en het levensritme van de bevolking kent cyclische fluctuaties die verschillen afhankelijk van het type verbruik.

Bij “residentieel” verbruik zijn de verschillen in verbruik in de loop van een dag relatief repetitief, met in de winter hogere niveaus dan in de zomer en met in de winter een piek rond 18 uur, doordat er vroeger licht en verwarming nodig is.

Bij “tertiair” verbruik zijn de verschillen in verbruik ongeveer gelijk op werkdagen, maar atypisch tijdens het weekend. De piek in het midden van de dag valt op zondag later dan op zaterdag. Het verbruiksprofiel van zaterdag ligt vaak tussen dat van een weekday en een zondag.

Bij “industriële” verbruik is het verbruik in het algemeen constanter in de loop van het jaar. Tijdens de vakantieperiodes kunnen echter wel dalingen in het verbruik worden genoteerd. Soms zijn ook de pauzes van arbeiders merkbaar. Wanneer het een industriële activiteit betreft waarbij veel elektriciteit wordt verbruikt, ligt de verbruikspiek soms ‘s nachts.

⁹⁷ Met betrekking tot deze schatting is voorzichtigheid geboden. Wij beschikken immers niet over voldoende gegevens om deze informatie te interpreteren. Bovendien zijn die cijfers samengevoegd en kunnen zij kenmerkende lokale fenomenen verbergen (onder andere, zones met een hoge concentratie van tertiaire activiteiten worden reeds gekenmerkt door een grote temperatuurgevoeligheid, om reden van een intens gebruik van airconditioning). Tenslotte kan men een intensivering van de penetratie van airconditioning niet uitsluiten ingeval een opeenvolging van zeer warme zomers, hetgeen deze schattingen obsoleet zou maken.

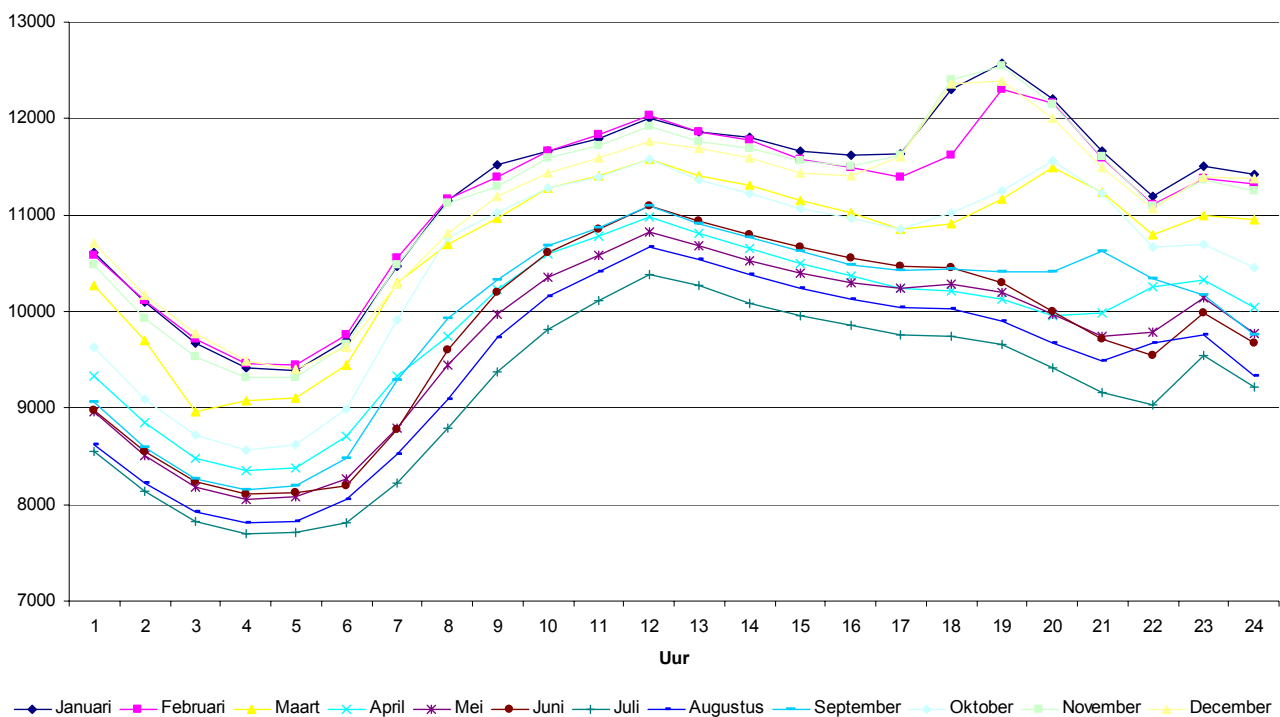


De maandelijkse, wekelijkse en jaarlijkse evolutie van het opgevraagde vermogen

In figuur 8 wordt de maandelijkse periodiciteit van de Belgische elektriciteitsbelasting weergegeven (referentiejaar: 2007). De figuur bevat voor elke maand de Belgische belasting volgens het uur van de dag.

Zowel in juli als augustus, beide maanden met lagere activiteit maar ook met hogere temperaturen, wordt het minste energie verbruikt. December en januari daarentegen, de koudste maanden van het jaar (meer verwarming!) die ook de kortste dagen bevatten (meer verlichting!), worden gekenmerkt door het hoogste opgevraagde vermogen in België. Deze figuur toont ook het gevolg aan van het gebruik van verlichting op het opgevraagde vermogen. Naarmate de dagen korter (langer) worden, kan worden vastgesteld dat de belastingstoename 's avonds wordt vervroegd (verlaat). De overschakeling van zomer- op wintertijd versterkt dit effect nog: tussen maart en april wordt de belastingstoename 's avonds met 2 uur verlaat, terwijl deze in september en oktober met 2 uur wordt vervroegd.

Figuur 8: De maandelijkse periodiciteit van de elektrische belasting in België, 2007 (MW)



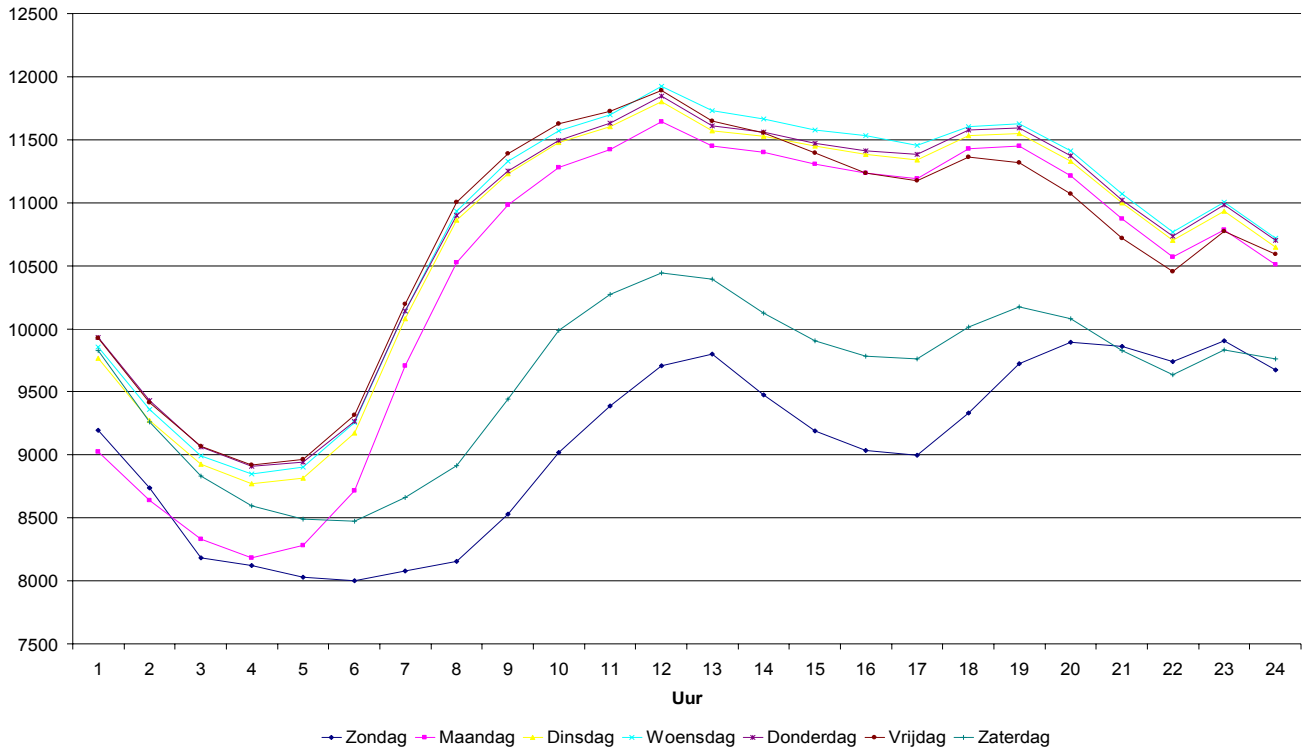
Bron: Elia

In figuur 9 wordt de wekelijkse periodiciteit van de belasting weergegeven (referentiejaar: 2007). De figuur bevat voor elke week de Belgische belasting volgens het uur van de dag.

Op zaterdag ligt de activiteit wat hoger dan op zondag. Zondag is de dag waarop het activiteitsniveau het laagst is van de hele week. In de activiteit van de weekdays zijn er twee pieken, een eerste in het midden van de dag en een tweede aan het einde van de dag, wat overeenstemt met het elektriciteitsverbruik dat verbonden is met menselijke activiteiten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 9: De wekelijkse periodiciteit van de elektrische belasting in België, 2007 (MW)



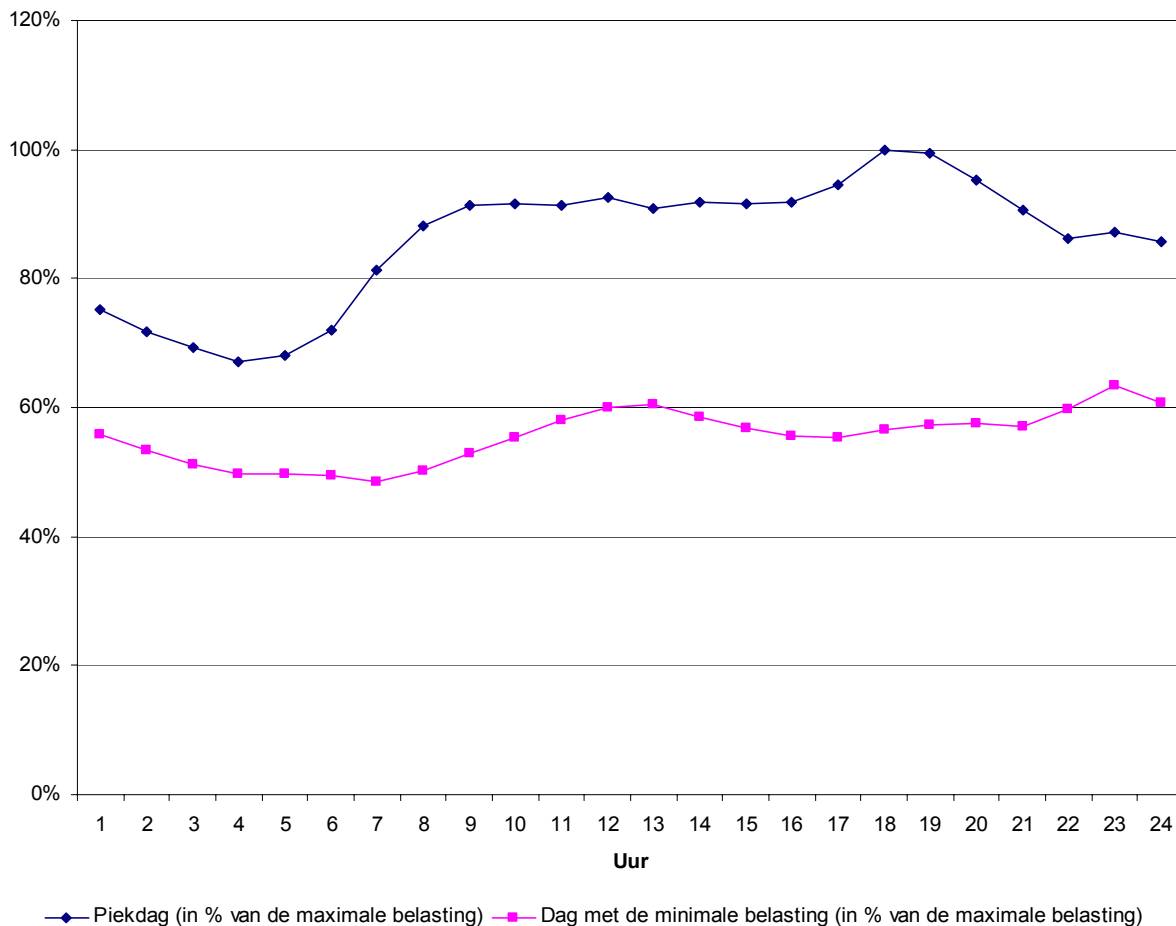
Bron: Elia

Figuur 10 geeft de evolutie weer van de belasting voor de twee “extreme” dagen van 2007: de dag met de maximale belasting – of piek – (in december) en de dag met de minimale belasting (in augustus).

Het beheer van het nationale productiepark, in voorkomend geval gecombineerd met uitwisselingen over de grenzen heen, moet dus voldoende flexibel zijn om aan de soms sterke fluctuaties van de onmiddellijke vraag te kunnen voldoen.



Figuur 10: Evolutie van de elektrische belasting in België voor de dagen met een maximale belasting (of piek) en een minimale belasting, 2007



Bron: Elia

4.1.3. Het gevraagde vermogen tijdens de piekperiode

Zoals hierboven aangehaald (vgl. 2.2) betekent de zekerheid van elektriciteitsbevoorrading op het vlak van productie ervoor zorgen dat op elk ogenblik het opgevraagde vermogen wordt geleverd, in het bijzonder in de piekperiodes.

Het piek opgevraagde vermogen doet zich minstens een keer per jaar voor gedurende een korte periode: een tot twee uur per jaar. In 2007 bedroeg het 14234 MW.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

4.2. Het aanbod van elektriciteit

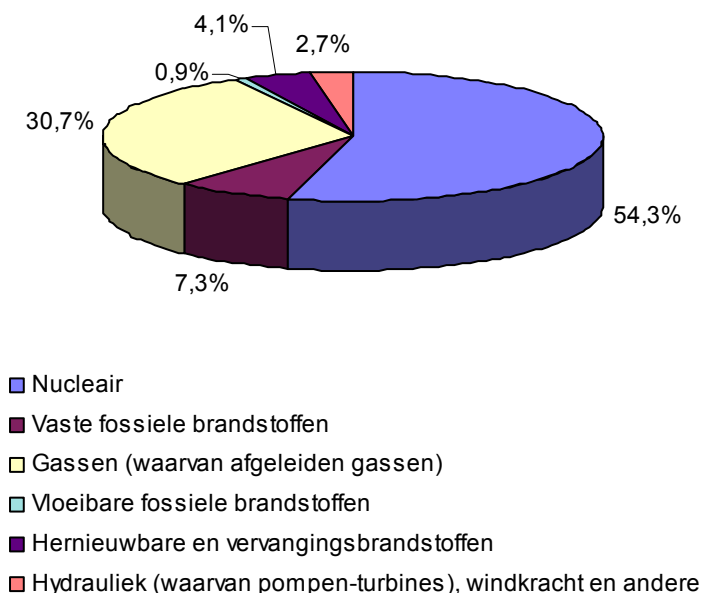
Deze sectie schetst eerst de elektriciteitsproductie in België. Het beschrijft vervolgens de kenmerken van het Belgische productiepark, daarna de evolutie ervan door een onderscheid te maken naar gecentraliseerde en gedecentraliseerde deel.

4.2.1. De productie van elektriciteit

In 2007 bedroeg de totale brutoproductie van elektriciteit 88820 GWh.

Zoals aangetoond in figuur 11 is deze productie voor meer dan de helft gebaseerd op nucleaire brandstof (54,3 %). De fossiele brandstoffen maken 38,9 % van de productie uit, waarvan de gasvormige brandstoffen het leeuwendeel innemen (30,7 %).

Figuur 11: De brutoproductie van elektriciteit per primaire energiebron in België, 2007



Bron: FOD Economie

Binnen de fossiele brandstoffen vertoont het aandeel van de vloeibare brandstoffen sinds vele jaren een dalende tendens. Dit aandeel is van 38 % in 1968 naar 53 % in 1971 gegaan, en bedraagt nog slechts 0,9% in 2007. De vaste brandstoffen vertonen ook een lichte daling, terwijl aardgas blijft toenemen.

Tabel 7 hieronder geeft de brutoproductie van de verschillende types van centrales weer voor het jaar 2007.


Tabel 7: De brutoproductie van elektriciteit per type centrale in België, 2007

Type centrale	GWh	Percentage
Kerncentrales	48227	54,3%
Thermische centrales	38413	43,2%
Aardgas	27238	30,7%
Steenkool	6473	7,3%
Stookolie	813	0,9%
Hernieuwbare en vervangingsbrandstoffen	3889	4,3%
Waterkrachtcentrales	1683	1,9%
Centrales voor pompen-turbines	1294	1,5%
Riviercentrales	389	0,4%
Windkrachtcentrales	491	0,6%
Zonnecentrales	6	0,0%
Totale brutoproductie van elektriciteit	88820	

Bron: FOD Economie

Het zijn de kerncentrales en de thermische centrales die voor het merendeel van de brutoproductie van elektriciteit zorgen (meer dan 97 %). De rest is hoofdzakelijk afkomstig van waterkracht accumulatiecentrales.

4.2.2. Het bestaande Belgische productiepark

Voor de studie werd de situatie van het productiepark eind 2006 bekeken. De technisch-economische kenmerken van de eenheden zijn afkomstig van de bedrijven uit de sector. Ze werden conform de behoeften van het PRIMES-model geconfigureerd.

Om echter een actueel beeld van het park weer te geven, wordt de toestand op 31 december 2007 weergegeven, uitgedrukt in termen van geïnstalleerd nettovermogen, voorgesteld in tabel 8.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tabel 8: De productiecapaciteit van elektriciteit in België, 31 december 2007

Type centrale	MW
Kerncentrales	5825
Thermische centrales	8842
Waarvan WKK	2092
Windkracht	276
Zonnekracht	20
Waterkrachtcentrales	1417
Centrales voor pompen-turbines	1307
Riviercentrales	110
Totaal	16380

Bron: FOD Economie

Het Belgische productiepark wordt gekenmerkt door een groot aantal gecentraliseerde productie-eenheden die uitsluitend zijn bestemd voor de productie van elektriciteit en die door elke beheerder van het productiepark worden beheerd met het oog op een economisch optimum.

Naast deze gecentraliseerde productie-eenheden ontwikkelt zich stap voor stap een park met kleinere, gedecentraliseerde productie-eenheden. Deze eenheden zijn meestal slechts weinig regelbaar.

De kenmerken en het gebruik van deze twee categorieën van eenheden evenals de gevolgen voor de samenstelling en de afmetingen van het productiepark worden hieronder besproken.

De gecentraliseerde productie-eenheden

Het bepalen van een economisch optimum hangt af van verschillende factoren die hieronder beschreven staan, waarbij deze optimalisatie-oefening moet worden omgezet in gebruik van de types centrales.

Factoren om de productie te optimaliseren

De optimalisering van het beheer van de gecentraliseerde productie-eenheden is gebaseerd op de proportionele productiekosten en op het profiel van de vraag. Deze optimalisering wordt door elke producent gerealiseerd in functie van zijn productiepark, van zijn afnemers en van zijn aankoop- of verkoopmogelijkheden aan de verschillende actoren op de elektriciteitsmarkt.

De proportionele productiekosten van een eenheid worden in hoofdzaak bepaald door haar energierendement en de kosten voor haar primaire energie. Maar ook de kosten die het gevolg zijn van de milieuvoorschriften en verband houden met het type van de gebruikte brandstof moeten worden geïntegreerd.



Prioriteit bij het gebruik van centrales

De optimalisering leidt naar het gebruik van de kerncentrales om de basisbelasting te dekken en hen meestal tegen een maximaal vermogen te laten draaien. Vervolgens komen de steenkool- en de gascentrales met gecombineerde cyclus (STEG – stoom- en gasturbine). Om de gemiddelde en laagste belasting te dekken, doen de producenten een beroep op oudere productie-eenheden op basis van aardgas.

De turbogascentrales met een open cyclus en de eenheden van het type “turbo jet” op basis van vliegtuigreactoren zijn bedoeld om de uitzonderlijke piekperiodes te dekken of om tijdelijk productieproblemen op te vangen. De centrales waarvan het rendement lager ligt, worden slechts een paar keer per jaar enkele uren na elkaar gebruikt om aan een jaartotaal van 100 uur te komen.

De waterkracht centrales voor pompen/turbines maken het mogelijk een bepaalde hoeveelheid energie op te slaan om tijdens piekperiodes te kunnen aanwenden. Zo kunnen de eenheden voor de basisproductie op een meer con-stante wijze worden gebruikt. Deze eenheden spelen ook een belangrijke rol in het verzekeren van het evenwicht tussen vraag en aanbod door constant verschillen op te vangen en in geval van productieproblemen.

De gedecentraliseerde productie-eenheden

Tot de gedecentraliseerde productie-eenheden behoren de hydro-elektrische eenheden waarvan de productie afhankelijk is van het verval van het water waarop ze zijn geïnstalleerd en dus vaak ook van de neerslag. Daarnaast zijn er ook de eenheden met warmtekrachtkoppeling waarvan de werking meestal door de plaatselijke warmtebehoefte wordt opgelegd. Ten slotte zijn er nog de windparken waarvan de productie wordt bepaald door de aanwezigheid en de sterkte van de wind.

De productie van al deze eenheden wordt zo opgenomen met een minimum aan regeling.

Het gebruik van productie-eenheden

Zoals hiervoor vermeld worden niet alle productie-eenheden op dezelfde manier gebruikt. Om ze met elkaar te vergelijken, mag men zich dus niet beperken tot hun nominale geïnstalleerde vermogen. Er moet ook rekening worden gehouden met het gebruik ervan, zodat hun reële energieproductie over het hele jaar kan worden bekeken.

Het gebruik van een productie-eenheid wordt gedefinieerd als de theoretische duur waarin deze eenheid tegen maximaal nominaal vermogen moet draaien om dezelfde hoeveelheid energie te leveren als ze in werkelijkheid in een jaar levert. Zo heeft een nucleaire eenheid van 1000 MW die 8000 GWh heeft geleverd, een gebruik van 8000 uur. Een STEG-installatie van 460 MW daarentegen, die 2800 GWh heeft geleverd, heeft een gebruik van 6090 uur, zelfs als ze gedurende 8500 uur op het net was aangesloten. Een windkrachtcentrale met een nominaal vermogen van 8 MW die 14000 MWh produceert, heeft een gebruik van 1750 uur, zelfs als ze gedurende 8000 uur op het net was aangesloten. Bovengenoemde waarden worden gegeven ter informatie, maar stemmen overeen met waarden die voor bestaande eenheden werden geregistreerd.

De duur van de aansluiting op het net wordt beïnvloed door de periode dat de eenheden niet beschikbaar waren, bv. door geplande onderhoudswerken of als gevolg van problemen waarvoor niet geplande interventies vereist zijn.

Dit alles maakt de vergelijking van productieparks met een verschillende structuur moeilijker en vereist een simulatie van de productie tijdens het jaar door rekening te houden met de typische eigenschappen van de afzonderlijke eenheden.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De samenstelling en afmetingen van het productiepark

Een productiepark moet worden gedimensioneerd om de verschillen in productie/verbruik en eventuele productieproblemen te kunnen opvangen. De samenstelling van het park is belangrijk, want als de grootste eenheid van het park een vermogen van 1000 MW heeft, moet het verlies van deze eenheid op elk ogenblik kunnen worden opgevangen. Indien een park een groot aantal “intermitterende” productie-eenheden heeft, moet er ook voldoende regelvermogen beschikbaar zijn om een eventueel productietekort van deze “intermitterende” eenheden te kunnen compenseren.

4.2.3. De evolutie van het gecentraliseerde productiepark

De evolutie van het gecentraliseerde productiepark wordt geschetst in twee stappen: eerst de gekende evolutie van het park, vervolgens de productie-eenheden die door het PRIMES-model worden voorgesteld en die dus het productiepark kunnen aanvullen.

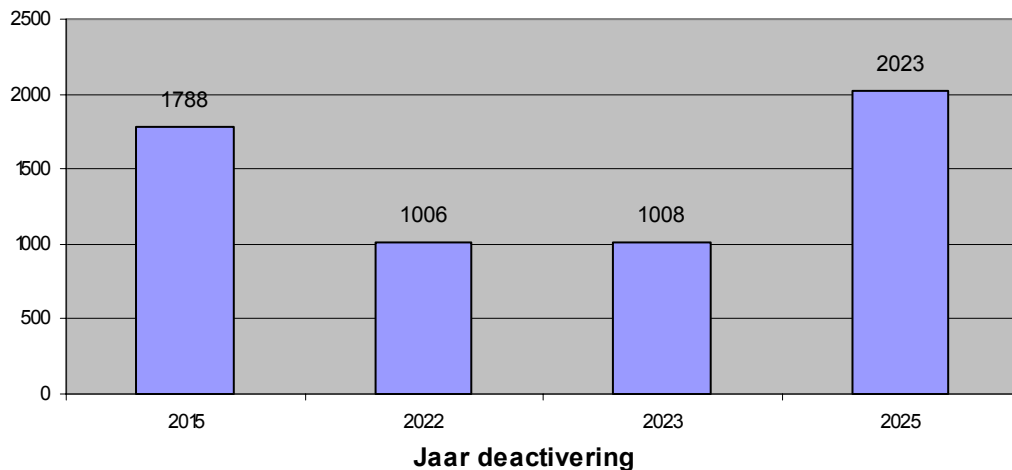
De gekende evolutie van het gecentraliseerde productiepark

Vandaag kennen we reeds enkele van de wijzigingen aan het gecentraliseerde productiepark. Bepaalde eenheden worden buiten gebruik gesteld en nieuwe eenheden worden gebouwd.

De buitengebruikstellingen

Wat betreft het nucleaire park houdt de studie rekening met de wet op de uitstap uit kernenergie (vgl. 1.1.3) waarvan de gevolgen in termen van een vermindering van de productiecapaciteit worden aangetoond in figuur 12⁹⁸.

Figuur 12: De vermindering van de productiecapaciteit afhankelijk van het jaar dat de Belgische kerncentrales worden gedesactiveerd (MW)



Bron: wet op uitstap uit kernenergie, FOD Economie en Elia

⁹⁸ In de hoofdstukken 6 en 7 houdt de vermindering van de nucleaire capaciteit rekening met de precieze data van buitengebruikstelling tijdens het jaar van ontmanteling.

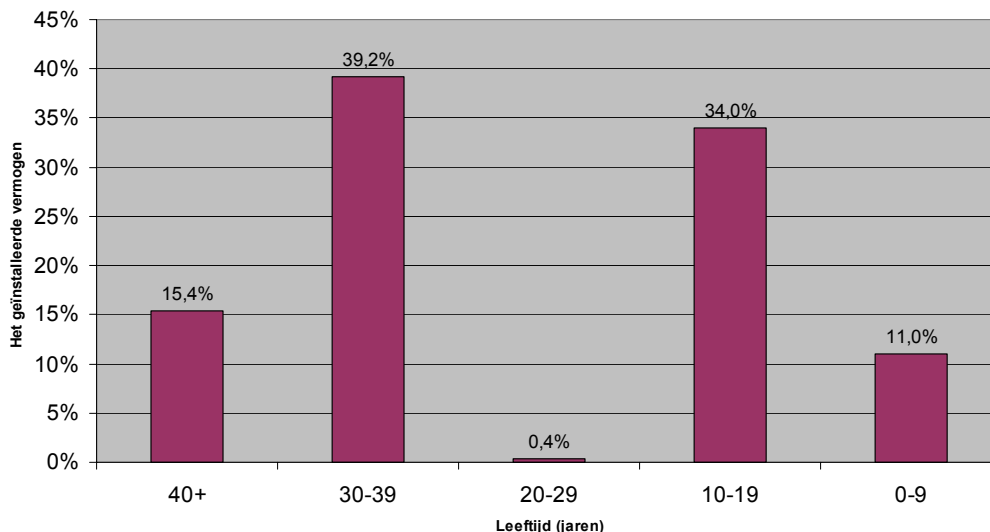


Op het einde van de looptijd van de studie zijn de eenheden van Doel 1 en 2 en de eenheid van Tihange 1 niet meer in werking. Dit leidt tot een daling van de productiecapaciteit met 1788 MW, of meer dan een derde van de nucleaire capaciteit (5824,5 MW), en een vermindering van de productie van ongeveer 14700 GWh per jaar, of ongeveer 18 % van de nationale productie.

Voor de thermische centrales die zijn voorbehouden voor de productie van elektriciteit kunnen de bedrijven uit de sector niet veel informatie over de agenda van buitengebruikstelling geven. Er zijn momenteel nog te veel onzekerheden, vooral wat betreft de gevolgen van de verschillende milieuvorschriften. Daarom werden bepaalde buitengebruikstellingen in het kader van de studie gesimuleerd op basis van de leeftijd van de respectieve eenheden of informatie van de producenten zelf over hun milieu-investeringen.

Wat betreft hun leeftijd hebben bepaalde oude eenheden weinig kans om nog tot na de studie beschikbaar te blijven. Deze stelling wordt geïllustreerd in figuur 13 die de thermische gecentraliseerde productie-eenheden⁹⁹ voorstelt per leeftijdscategorie (ongeveer 6800 MW in totaal, uitgedrukt in percentage van het geïnstalleerde vermogen in 2008.)

Figuur 13: De verdeling per leeftijd van de thermische productie-eenheden, 2008



Bron: Elia

Momenteel is bijna 55 % van de thermische eenheden ouder dan 30 jaar. Na afloop van de studieperiode zijn deze eenheden ouder dan 40 jaar, de leeftijd waarop ze waarschijnlijk worden vervangen. De laatste jaren heeft zich evenwel een vernieuwing voltrokken.

Wat betreft het milieu mogen de eenheden die niet zijn aangepast aan de nieuwe normen van de Europese Richtlijn 2001/80/EG inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties (vgl. 1.1.4) van 1 januari 2008 tot 31 december 2015 nog slechts een beperkt aantal uren actief zijn. Voor het overige is het rendement van bepaalde oudere eenheden zo laag geworden vergeleken met de nieuwe eenheden dat hun gebruik geleidelijk zal worden afgebouwd.

⁹⁹ Onder "gecentraliseerde productie-eenheid" wordt verstaan dat ze is voorbehouden voor de productie van elektriciteit en dat ze kan bijdragen aan het behoud van het evenwicht van het elektrische systeem door haar productie snel op verzoek te verhogen of verlagen. De centrales voor warmtekrachtkoppeling waarvan de elektrische output weinig regelbaar is (hangt vooral af van de warmtebehoefte) en de kleine eenheden van zelfopwekkers die quasi onafhankelijk functioneren, vallen hier niet onder.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De investeringen

In de nieuwe voorziene eenheden werden voornamelijk die eenheden weerhouden en geïntegreerd waarvoor de beslissing tot het bouwen ervan werd genomen voor 31 december 2006. Zo was tegen 2011 1800 MW aan nieuwe, grote eenheden goedgekeurd en voorzien, zoals blijkt uit tabel 9.

Tabel 9: De nieuwe gecentraliseerde productie-eenheden voor 2011, eind 2006

Vermogen (MW)	Investeerder	Opmerking
400	T-Power	
420	Marcinelle Energie	
420	Electrabel	Repowering Amercœur
310	Arcelor Mittal (ex-Sidmar) - Electrabel	
126	SPE Ham	
126	SPE Angleur	

Bron: investeerders

De inwendige evolutie van het gecentraliseerde productiepark

Bovenop bestaande eenheden en geplande investeringen zijn er bijkomende capaciteiten nodig om tegen 2020 aan de vraag naar elektrische energie tegemoet te komen. Het PRIMES-model kiest deze bijkomende capaciteiten, rekening houdend met de economische en milieuvorschriften, uit een geheel van mogelijkheden die technologieën en op de markt beschikbare brandstoffen vertegenwoordigen. Deze mogelijkheden worden hieronder voorgesteld.

De steenkooltechnologieën

Er kunnen verschillende technologieën in aanmerking worden genomen om elektriciteit te produceren op basis van steenkool. Op Europees niveau bestaat er opnieuw interesse in deze technologie en concrete projecten voor de bouw van nieuwe eenheden verschijnen. De belangrijkste obstakels hiervoor zijn de milieuvorschriften, want ze produceren meer CO₂ dan de aardgascentrales (verhouding bij benadering: 1 op 2) en ze stoten gewoonlijk ook meer luchtverontreinigende stoffen uit (SO₂, NO_x, ...).

De poederkoolcentrales

Voor deze nieuwe eenheden evolueert de weerhouden drukstoomcyclus naar een cyclus met bovenkritische stoom en een geavanceerde cyclus met bovenkritische stoom. Dankzij deze cycli is een hoger rendement mogelijk (43 % tot 45 %).

Om aan de milieuvorschriften te beantwoorden, zijn deze eenheden uitgerust met systemen voor de behandeling van dampen, waardoor er minder SO₂ en NO_x wordt uitgestoten. Deze systemen vereisen echter bijkomende investeringen en zorgen voor enkele percentages rendementverlies.

Deze eenheden kunnen ook worden uitgerust met een systeem voor de behandeling van “naverbranding”, waardoor CO₂ kan worden opgevangen om op te slaan. Een dergelijk systeem is duur op het vlak van investeringen en energie (rendementverlies).



Andere technieken worden onderzocht, zoals de verbranding van steenkool in aanwezigheid van zuurstof waardoor de opvang van CO₂ wordt vergemakkelijkt.

De centrales met gecombineerde cyclus en geïntegreerde kolenvergassing

De eenheden met gecombineerde cyclus en geïntegreerde kolenvergassing (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) zijn gebaseerd op een vergassing van steenkool voor de productie van een synthesesgas dat wordt gebruikt in een gecombineerde gasturbinecyclus gekoppeld aan de recuperatie van de warmte in een stoomturbine (technologie vergelijkbaar met STEG).

Dankzij deze technologie geniet men van de voordelen van alle ontwikkelingen op het gebied van gasturbines en wordt met deze installaties een heel hoog rendement behaald. Bovendien kan CO₂ worden opgevangen via “voorverbranding” van het synthesesgas. In dat geval is het gas dat in de turbine wordt gebruikt bijna zuivere waterstof, wat de schadelijke emissies sterk vermindert.

De wervellaagverbrandingscentrales

Deze technologie werd ontwikkeld om de schadelijke emissies te verminderen. Het is mogelijk de uitstoot van zwaveldioxide te verminderen door kalksteen in de verbrandingslaag te injecteren. De vorming van NO_x wordt verminderd doordat verbranding tegen een lagere temperatuur plaatsvindt. Maar voor de opvang van CO₂ zijn technieken vereist die vergelijkbaar zijn met die van poederkoolcentrales (“naverbranding”).

Deze centrales dragen niet zozeer de voorkeur weg van de producenten, gezien het arbeidsintensieve beheer en de ontwikkeling van andere technologieën.

De opvang en de opslag van CO₂

Het lijkt voorbarig om eenheden te voorzien in deze studie. Momenteel bestaat er geen enkele industriële installatie en de opslagmogelijkheden in België moeten nog nader worden bestudeerd voor ze effectief kunnen worden gebouwd. Indien er echter nieuwe steenkoolcentrales in België zouden worden gebouwd, moeten ze zo worden ontworpen dat CO₂ kan worden opgevangen en opgeslagen zodra de omstandigheden het toelaten (“capture ready”).

De gastechnologieën

Twee grote gaseenheden zijn weerhouden: de gasturbines met gecombineerde cyclus (STEG) en de gasturbines met open cyclus. Het rendement van gasturbines gaat er constant op vooruit, wat voor de STEG een rendement van bijna 60 % tot gevolg heeft en voor de gasturbines met open cyclus een rendement van bijna 45 %.

De gasturbines met open cyclus worden zo concurrerend voor een gemiddeld gebruik en zijn niet meer uitsluitend bestemd voor het opvangen van de piekperiodes.

Deze productie-eenheden worden gekenmerkt door hun hoog rendement, hun lage investeringskosten en hun korte leveringstermijn. Gezien hun succes hebben de leveranciers van turbines momenteel evenwel heel wat moeite om de wereldwijde vraag bij te houden.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De nucleaire technologieën

In sommige van de beschreven scenario's voorziet de studie de toepassing van artikel 9 van de wet op de uitstap uit kernenergie¹⁰⁰. Toch worden alleen de verlenging en “upgrade” van de bestaande eenheden overwogen. Er worden geen bijkomende centrales gebouwd.

De kosten voor de verlenging staan beschreven in de studie Commissie Energie 2030. Voor Tihange 1 bedragen deze kosten 25 % van de kosten voor een nieuwe eenheid en voor Doel 1 en 2 is dat 30 %. Voor de andere, meer recente kerncentrales beperken de kosten voor de verlenging zich tot de kosten voor tienjaarlijkse revisies.

4.2.4. De evolutie van het gedecentraliseerd productiepark

Hieronder worden de verschillende technologieën beschreven die in een gedecentraliseerd productiepark aanwezig zijn. Ook hier wordt de evolutie van het productiepark grotendeels bepaald met het PRIMES-model. Er werd echter rekening gehouden met de eind 2006 gekende en vaststaande projecten die in totaal (alle technologieën samen) goed zijn voor 400 MW.

Wat betreft het potentieel van de hernieuwbare energiebronnen baseert deze studie zich op de waarden zoals bepaald door professor J. De Ruyck voor de studie Commissie Energie 2030.¹⁰¹

De warmtekrachtkoppeling

Eind 2006 bestaat het park reeds uit 1900 MW aan warmtekrachtkoppeling. Voor de komende jaren zijn talrijke projecten van diverse omvang gepland. Men kan zich dus verwachten aan een verdere ontwikkeling van dit type productie zolang de economische toestand en de steunmaatregelen gunstig blijven.

Voor de simulaties werd het potentieel niet beperkt. De investeringskalender van het PRIMES model voorziet in de toename van het aandeel van warmtekrachtkoppeling met minimum 200 MW tegen 2011 naar gelang van de evolutie van de economische situatie en de milieubeperkingen.

De biomassa

Biomassa kan op twee manieren worden gebruikt:

- door gedeeltelijke (“samenverbranding”) of totale verbranding in de plaats van steenkool in bestaande eenheden voor de klassieke productie van steenkool;
- door gebruik in een nieuwe productie-eenheid die uitsluitend bedoeld is voor biomassa. Deze eenheden zijn vaak kleiner. In bepaalde gevallen wordt de productie-eenheid gevoed door biogas dat afkomstig is van de methanisering van biomassa.

¹⁰⁰ “Art. 9. In geval van bedreiging van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit, kan de Koning, bij een besluit vastgelegd na overleg in de Ministerraad, na advies van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, de noodzakelijke maatregelen nemen en dit onverminderd de artikelen 3 tot 7 van deze wet, tenzij in geval van overmacht. Dit advies zal inzonderheid betrekking hebben op de weerslag van de evolutie van de productieprijs op de bevoorradingszekerheid.”

¹⁰¹ Dit punt focust op de potentiële; het houdt geen rekening met de ontwikkelingen van de netten die ze vereisen.



Wat betreft biomassa worden er enkele projecten voorzien voor de volgende jaren voor een totaal vermogen van 552 MW tot 2009. Aan deze projecten wordt een bepaald potentieel toegevoegd om de mogelijke evoluties in aanmerking te nemen.

De windkracht

Op 31 december 2006 telt het bestaande park alleen windmolenparken op land (onshore) voor een totaal van 200 MW. Veel projecten voor windmolenparken aan land zijn in voorbereiding, maar het is soms moeilijk in te schatten wanneer ze zullen worden voltooid. De investeringskalender van het PRIMES-model voorziet in de groei van het aandeel van dit type energie met 200 MW tegen 2011.

Enkel de twee eerste projecten van windmolens in zee (offshore) die al een domeinconcessie verkregen hadden op 31 december 2006, werden geïntegreerd in de investeringskalender van het Primes model. Men heeft verondersteld dat het eerste windmolenpark, met een vermogen van 300 MW, zou gefinaliseerd worden in 2010 en het tweede met een vermogen van 216 MW, voor 2015.

Naast de besloten investeringen, zijn bijkomende investeringen in windmolenparken berekend door dit model. De potentiële voor maximum ontwikkeling die voor de simulaties werden weerhouden, zijn 2026 MW voor windmolenparken op land en 3800 MW voor windmolenparken in zee tegen 2020.

Fotovoltaïsche energie

Fotovoltaïsche zonnepanelen zijn in België nog niet echt verspreid, ook al is er voor deze technologie een groeiende belangstelling merkbaar. Eerder dan het productievermogen zijn het de grote potentiële die in het model worden voorzien: 10000 MW.

De hydraulische energie

Het hydraulische potentieel in België wordt reeds grotendeels uitgebaat en de mogelijkheden voor nieuwe ontwikkelingen zijn tamelijk beperkt. De beste plaatsen zijn in gebruik, maar kunnen in bepaalde gevallen met meer krachtige installaties worden uitgerust. Daarom werd voor de simulaties slechts 200 MW weerhouden.

De nieuwe technologische mogelijkheden

Bepaalde mogelijkheden werden nog niet voorzien en hebben dus nog geen potentieel gekregen. Het is heel waarschijnlijk dat ze in de volgende prospectieve studies opduiken wanneer ze voldoende ontwikkeld zijn of zelfs op de markt beschikbaar zijn. Het zijn bijvoorbeeld technologieën voor het beheer van de energie uit de golven van de Belgische Noordzee of de technologie van de brandstofcellen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Synthese betreffende de investeringsprojecten

De investeringen waarover voldoende zekerheid bestond op het einde van 2006, werden geïntegreerd in het PRIMES-model, voor een totaal van ongeveer 2700 MW. Deze 2700 MW bestaan uit 1800 MW afkomstig van grote gecentraliseerde eenheden, 400 MW van gedecentraliseerde eenheden en 500 MW van offshore windenergie.

Op het ogenblik waarop de laatste hand wordt gelegd aan deze studie, kan men vaststellen dat:

- geen enkel van de vermelde grote gecentraliseerde projecten werd opgegeven. Bepaalde eenheden zijn al in gebruik genomen (Ham en Amercoeur), andere zijn in aanbouw. Nieuwe belangrijke projecten werden besproken en goedgekeurd (Seneffe en Wezet). Deze investeringen maken dus geen deel uit van de gekende evolutie van het gecentraliseerde productiepark, maar zij kunnen deel uitmaken van de endogene evolutie van het productiepark, berekend volgens het PRIMES-model;
- de 400 MW aan gedecentraliseerde projecten worden geleidelijk verwezenlijkt; de productie van een wkk-centrale op gas werd opgestart in het begin van 2009, twee andere zouden binnenkort moeten volgen en de 200 MW onshore windenergie die gepland waren volgens de investeringskalender 2006-2010 zijn thans al voorbijgestreefd. De huidige totale geïnstalleerde capaciteit overschrijdt de gekende evolutie van het gedecentraliseerde productiepark (eind 2006). Deze verhoging kadert in de endogene evolutie van het productiepark, berekend volgens het PRIMES-model;
- 31 MW offshore windmolens werden in dienst genomen in het begin van 2009 en er zullen geregeld nieuwe volgen voor 2012. Vijf domeinconcessies werden toegekend voor een toegestaan totaal van 1350 tot 1620 MW. Aanvragen voor de concessie voor de twee laatste vrije zones worden nog onderzocht.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

5. De methodologie

Het kwantitatieve gedeelte van de prospectieve studie elektriciteit 2008-2017 is gebaseerd op een methodologie die uit twee delen bestaat:

1. een algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading in België tegen 2020 in een globale energiecontext, en
2. aanvullende analyses die geïntereerd zijn op het beheer van het elektriciteitssysteem.

De algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading heeft tot doel de vooruitzichten van de evolutie van de energievraag in België te bepalen, alsook de behoeften aan elektrische productiecapaciteit die nodig zijn om de elektriciteitsvraag en het -aanbod op elkaar af te stemmen. Daarbij wordt rekening gehouden met de evolutie van de Belgische economie en van de internationale energieprijzen, mogelijkheden tot grensoverschrijdende elektriciteitshandel en eventuele wijzigingen in het energie- en klimaatbeleid. Deze algemene analyse steunt op het PRIMES-model.

De aanvullende analyses bestaan uit twee analyses die zich meer specifiek richten op het beheer van het elektriciteitssysteem. De eerste aanvullende analyse heeft tot doel het in de algemene analyse geraamde gecentraliseerde elektriciteitsaanbod te verfijnen door rekening te houden met de kansen op falen van het elektriciteitssysteem. Hiervoor wordt beroep gedaan op het model PROCREAS. De tweede aanvullende analyse bestaat erin de grensoverschrijdende stromen die in de algemene analyse berekend werden te valideren door beroep te doen op een fijnere modellering van de werking van de centrales dankzij een meer gedetailleerde voorstelling van de belastingscurve. Dat gebeurt aan de hand van het model SPARK.

5.1. De algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading

Om nationale energievoorzichten op te stellen en hun weerslag op het Belgische elektriciteitsproductiepark te analyseren, rekening houdend met de mogelijkheden om elektriciteit uit te wisselen met de buurlanden, werd het geïnterconnecteerde PRIMES-model gebruikt. Het geïnterconnecteerde PRIMES-model is een bijzondere versie van PRIMES¹⁰² waarin de elektriciteitsmodules van de lidstaten van de EU27 geïntegreerd worden en die het mogelijk maakt de in- en uitvoerstromen van elektriciteit tussen de Europese landen endogeen te bepalen. In het kader van deze prospectieve studie werden enkel de stromen tussen België, Frankrijk, Duitsland, Nederland, Luxemburg, Zwitserland en Oostenrijk¹⁰³ geëndogeniseerd. Met andere woorden, de stromen van en naar de overige Europese landen werden exogeen vastgelegd.

5.1.1. Het PRIMES-model

PRIMES is een partieel evenwichtsmodel: het zoekt een evenwicht op de vraag- en aanbodsmarkten voor energie (“evenwicht”), zonder echter de gevolgen op macro-economisch niveau te evalueren (“partieel”). Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijs van om het even welke energievorm zodanig is dat het aanbod dat de producenten willen genereren, overeenstemt met de vraag van de consumenten. Het

¹⁰² Het laboratorium E3M van de NTUA (National Technical University of Athens) onder leiding van Professor P. Capros zorgt voor de ontwikkeling en het beheer van het PRIMES-model.

¹⁰³ Die landen vormen het noordwestelijke blok (zie de analyses “System Adequacy Forecast” verwezenlijkt door ENTSO-E, de nieuwe vereniging van beheerders van het elektriciteitstransportnet).



PRIMES-model beschrijft niet alleen het gedrag van de verschillende actoren (elektriciteitsproducenten, gezinnen, enz.), maar ook de technologieën op het vlak van energieproductie en -consumptie en de technologieën ter vermindering van bepaalde vervuilende stoffen. Het evenwicht is dynamisch, het wordt simultaan over de volledige projectieperiode bepaald (“perfect foresight”).

Het economische systeem is exogeen aan het PRIMES-model en steunt op coherente sectorale evolutievooruitzichten op mondiaal en Europees vlak, die onder andere gedefinieerd werden op basis van het algemene evenwichtsmodel GEM-E3. Dat geldt ook voor de energieprijzen op de internationale markten, die bepaald worden op basis van de mondiale energiemodellen POLES en PROMETHEUS en die door meerdere experts herzien worden, en voor de ontwikkeling van de vervoersactiviteit die geraamd wordt op basis van het Europese model van het vervoersnet SCENES.

PRIMES is uiterst geschikt voor het opstellen van energievooruitzichten op lange termijn (20-30 jaar) op supranationaal (Europees) en nationaal (bv. Belgisch) niveau. Het genereert ook projecties voor een termijn van 10 jaar zoals in de prospectieve studie. Voor een dergelijke termijn is de kwaliteit van de gegevens voor het startjaar (namelijk 2005) cruciaal. Er werd dan ook bijzonder veel zorg besteed aan de gegevens van 2005 die betrekking hebben op de elektriciteitssector, met inbegrip van de beschrijving van het productiepark, het niveau en het profiel van de elektriciteitsvraag. De meest recente informatie over de goedgekeurde investeringen en buitengebruikstellingen werd ook in het model opgenomen (zie sectie 4.2).

Naast energievooruitzichten geeft PRIMES ook emissievooruitzichten op nationaal en sectoraal niveau. Het gaat vanzelfsprekend alleen om de emissies als gevolg van de energieproductie en -consumptie. In dit rapport zullen wij ons toespitsen op de evolutie van de uitstoot van koolstofdioxide (CO₂) - het voornaamste broeikasgas. Bovendien zullen we de vooruitzichten voor de elektriciteitssector aanvullen met die voor het gehele Belgische energiesysteem. De emissies van andere pollutanten die met name een impact hebben op de luchtkwaliteit (zoals SO₂ en NO_x, twee verzurende pollutanten die heel belangrijk zijn op het niveau van de elektriciteitsproductie) werden niet geraamd met het PRIMES-model, maar werden becijferd in het kader van de strategische milieueffectrapportering van de PSE.

5.1.2. Het referentiescenario

De prospectieve studie elektriciteit is opgebouwd rond een referentiescenario dat een beeld schetst van het Belgische energiesysteem waarbinnen het gevoerde en goedgekeurde beleid en de huidige trends worden doorgetrokken tot 2030. Het referentiescenario geeft dus een coherent beeld van de langetermijnontwikkeling van ons nationaal energiesysteem, maar het is niet de bedoeling om het meest realistische of meest waarschijnlijke beeld te schetsen. Het scenario wil veeleer de weerslag simuleren van het gevoerde beleid in België tot eind 2006 op het Belgische energiesysteem en op de geproduceerde CO₂-uitstoot, rekening houdend met de evolutie van de determinanten van het aanbod en de vraag naar energie.

Het referentiescenario omvat de actuele kennis over het beleid op het vlak van energie-efficiëntie, hernieuwbare energiebronnen en klimaatverandering zonder daarbij echter uit te gaan van de realisatie van specifieke vastgelegde doelstellingen. Het eventuele verschil tussen de resultaten van het referentiescenario en de (indicatieve of bindende) beleidsdoelstellingen weerspiegelt, naast de noodzaak om (bijkomende) acties te ondernemen indien de doelstellingen moeten worden bereikt, de uitdagingen waarmee de beleidsmakers de eerstvolgende jaren zullen worden geconfronteerd.

Het referentiescenario van deze studie is ruimschoots geïnspireerd op de projectie van de DG TREN van de Europese Commissie (die dateert van juli 2007), waarin ook energievooruitzichten voor België waren opgenomen. Het steunt op dezelfde hypothesen voor de demografische en economische context (activiteit van de sectoren, internationale brandstofprijzen, enz.) en op dezelfde beleidsmaatregelen op het vlak

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

van energie, vervoer en milieu die eind 2006 in voege waren. De voornaamste hypothesen die gebruikt werden om het referentie-scenario op te stellen, worden beschreven in sectie 6.1.

In tegenstelling tot de projectie van de DG TREN, die de netto-elektriciteitsinvoer als exogeen beschouwt, laat men bij de berekening van de energievoorzichten in deze studie het model het optimale uitwisselingsniveau van elektriciteit tussen de beschouwde landen bepalen, rekening houdend met de relatieve productiekosten, de vorm van de belastingscurve en de interconnectiecapaciteit.

Om rekening te houden met de onzekerheden eigen aan elke prospectieve analyse werden er meerdere varianten of alternatieve scenario's bepaald. Door de verschillende daaruit voortvloeiende projecties ontstaat er een marge rond de resultaten van het referentiescenario. Die marge kan het gevolg zijn van de onzekerheid over een welbepaalde exogene parameter (economische groei, prijs van de fossiele energiebronnen, enz.) of van een wijziging van het energie- of klimaatbeleid ten opzichte van het referentie-scenario of van een combinatie van beiden.

5.1.3. De onzekerheden en alternatieve scenario's

Deze prospectieve studie behandelt drie soorten onzekerheden (of alternatieven), namelijk:

1. de onzekerheid over de evolutie van de elektriciteitsvraag;
2. de toepassing van een klimaatbeleid na 2012 en de weerslag hiervan op de prijzen van de CO₂-emissiequota's en op de koolstofwaarde in het algemeen;
3. de mogelijkheid om de levensduur van de bestaande kerncentrales te verlengen tot langer dan de 40 jaar die in de wet over de nucleaire uitstap beschreven staat.

De onzekerheid over de evolutie van de elektriciteitsvraag kan meerdere oorzaken hebben: een grotere of een kleinere economische groei dan in het referentiescenario, een verschillende evolutie van de energieprijzen, de toepassing van bijkomende ambitieuze beleidsmaatregelen om de energievraag te beheersen, ... Voor deze studie werd er besloten twee varianten voor de elektriciteitsvraag te definiëren: een hoge en een lage variant. De hoge variant doet zich vooral voor bij een meer optimistische hypothese over de economische groei in België en in de andere Europese landen. De lage variant komt voor bij een meer gematigde economische groei en ambitieuze energiebesparende programma's in Europa. Die alternatieve hypothesen worden beschreven in sectie 6.2.

In het referentiescenario werd er aan koolstof een waarde toegekend. Op die manier houdt men rekening met de bestaande beleidsmaatregelen om de reductiedoelstellingen voor de uitstoot van broeikasgassen, zoals bepaald in het Kyoto-protocol, na te leven. Dat Protocol heeft alleen betrekking op de periode 2008-2012. In maart 2007 is de Raad van de Europese Unie echter nieuwe verbintenissen ter zake aangegaan, namelijk een unilaterale vermindering van de uitstoot van broeikasgassen in de Europese Unie met 20 % in 2020 ten opzichte van 1990. Die nieuwe bindende doelstelling voor de periode na 2012 zal leiden tot hogere koolstofwaarden in 2020 dan in het referentiescenario. Om alternatieve koolstofwaarden over de periode 2008-2017 te bepalen, hebben wij ons gebaseerd op het rapport van België in het kader van het Toezichtsmechanisme op de broeikasgassen van maart 2007 (Monitoring Mechanism, 2007) en op de suggesties van de NTUA die deelneemt aan de werkzaamheden van de Europese Commissie rond de lastenverdeling in 2020. Die alternatieve waarden worden toegepast op alle Europese landen en voorgesteld in het punt 6.2.4.¹⁰⁴

¹⁰⁴ Op het ogenblik waarop de alternatieve scenario's werden opgesteld en gekwantificeerd, was de verdeling van de BKG-doelstelling over de lidstaten nog niet bekend.



Voor de kernenergie wijzen recente studies en het huidige politieke debat op een mogelijke verlenging van de in de wet bepaalde termijn¹⁰⁵ voor de sluiting van de kerncentrales. De wet op de geleidelijke uitstap uit de kernenergie bepaalt dat de kerncentrales hun elektriciteitsproductie moeten stopzetten na 40 jaar dienst. Dit betekent concreet dat gedurende de volledige tijdsspanne van de prospectieve studie (2008-2017) drie kerncentrales (Doel 1&2 en Tihange 1) het Belgische productiepark “verlaten”. Die uitstap is door de wet immers gepland in 2015. In die context werd er een alternatief uitgewerkt, nl. de levensduur van alle kerncentrales te verlengen tot 60 jaar zodat het gehele bestaande nucleaire park operationeel blijft tijdens de volledige periode van de prospectieve studie. De mogelijkheid om te investeren in nieuwe nucleaire productiecapaciteit werd niet in overweging genomen. De hypothesen op het vlak van de ontwikkeling (of de stopzetting) van kernenergie in de andere lidstaten bleven dezelfde als in het referentiescenario¹⁰⁶

Elf verschillende combinaties van hypothesen die betrekking hebben op de 3 soorten van onzekerheden die hierboven worden beschreven, werden gemaakt en geëvalueerd aan de hand van het geïnterconnecteerde PRIMES-model. De resultaten van al die combinaties worden in dit rapport niet met hetzelfde niveau van detail weergegeven. De nadruk wordt vooral gelegd op de resultaten die het meest afwijken van het referentiescenario. De secties 7.4 en 7.3 geven deze resultaten weer.

De 11 alternatieve scenario's worden schematisch beschreven in de tabel 10.

¹⁰⁵ Belgisch Staatsblad van 28 februari 2003, blz. 9879-9880.

¹⁰⁶ Het gaat vooral om de nucleaire uitstap in Duitsland die een belangrijke weerslag op de grensoverschrijdende handel heeft en dus ook op de resultaten van de prospectieve studie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tabel 10: De definitie van de alternatieve scenario's

	Referentie- elektriciteitsvraag (*)	Hogere elektrici- teitsvraag (**)	Lagere elektrici- teitsvraag (***)	Nucleaire optie	Referentie-CV	Hogere CV
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 = koolstofwaarde.

(*) de exogene determinanten van de elektriciteitsvraag (macro-economische context, internationale prijs van verbrandingsproducten, politiek en maatregelen) zijn die van het referentiescenario.

(**) de exogene determinanten van de elektriciteitsvraag zijn die van het HiGro scenario (economische groei is sterker dan in het referentiescenario).

(***) de exogene determinanten van de elektriciteitsvraag zijn die van het LoGro scenario (economische groei is minder sterk dan in het referentiescenario en invoering van politiek en ambitieuze maatregelen ivm energie-economie).

5.2. De aanvullende analyses

5.2.1. Het model PROCREAS

Als aanvulling op de algemene analyse heeft de CREG het model PROCREAS¹⁰⁷ ingezet om voor het referentiescenario de investeringskalender in eenheden van het gecentraliseerde park te bepalen. Specifiek aan deze kalender is dat het mogelijk wordt om het criterium van betrouwbaarheid dat reeds werd gebruikt in de indicatieve programma's 2002-2011 en 2005-2014, met name een LOLE¹⁰⁸ van 16 uur per jaar, na te leven.

Het PROCREAS-model is een software van probabilistische evaluatie van een elektriciteitsproductiesysteem. Het simuleert de exploitatie van dit systeem in een modelisering in één enkel knooppunt. De vraag

¹⁰⁷ Het model PROCREAS (“PROduction Costing, Reliability & Environmental Analysis System”) is een informatiesoftware die reeds sedert de jaren 1990 werd ontwikkeld door Tractebel Engineering. De CREG heeft er de gebruiksrechten van verworven en heeft het model inzonderheid gebruikt voor de uitwerking van de twee indicatieve programma's inzake elektriciteitsproductie van 2002-2011 en 2005-2014.

¹⁰⁸ LOLE (Loss Of Load Expectation) is een betrouwbaarheidsindex die gebruikt wordt om het vermogen van een bepaald elektriciteitsproductiepark te evalueren om de elektriciteitsvraag te dekken.



is exogeen en wordt op chronologische wijze weergegeven, per stap van een uur. De berekeningen worden per jaar uitgevoerd. Een jaar is samengesteld uit een geheel aantal weken.

De aanpak van het PROCREAS-model wordt geleid door het voldoen van de vraag – dit wil zeggen de betrouwbaarheid van het productiepark – niet door de gegenereerde cashflow. Zo zal een productie-eenheid worden gebruikt indien ze beschikbaar is, indien ze noodzakelijk is om de vraag te dekken en indien er geen goedkopere, ongebruikte eenheid beschikbaar is. De probabilistische benadering van het model berust op het opnemen van gegevens van gemiddelde beschikbaarheid van de productie-eenheden.

Het PROCREAS-model bepaalt niet op endogene wijze in welke eenheden er moet worden geïnvesteerd om een park met vooraf bepaalde betrouwbaarheid te verkrijgen. De investeringen worden op exogene wijze bepaald en PROCREAS evalueert of de nieuwe samenstelling van het productiepark die hieruit resulteert, een voldoende niveau van betrouwbaarheid biedt.

De bijdrage van de gedecentraliseerde productiemiddelen, de netto-invoer van elektrische energie en de evolutie van de elektriciteitsvraag zijn inputs in het model. Zij stemmen overeen met de resultaten van het model PRIMES.

5.2.2. Het model SPARK

SPARK is een elektrisch multi-regio marktmodel. Aan de hand van een economische stapeling van de individuele productie-eenheden in de verschillende gemodelleerde elektriciteitsmarkten en rekening houdend met de interconnecties tussen deze landen worden voor een aantal representatieve dagen de elektriciteitsprijzen en uitwisselingsstromen bekomen. SPARK voert geen endogene simulaties aangaande de evolutie van de elektriciteitsvraag en de evolutie van de geïnstalleerde productiecapaciteit uit. Deze gegevens worden exogeen via scenario's in rekening genomen.

In het kader van de prospectieve studie werden met SPARK 5 landen gemodelleerd, meer bepaald België, Duitsland, Frankrijk, Luxemburg en Nederland. De uitwisselingen met niet-gemodelleerde landen werden als exogene gegevens ingevoerd en, in de mate van het mogelijke, gelijk gesteld aan de door PRIMES gebruikte waarden.

5.3. Het verschil met het Indicatief Programma 2005-2014

De uitwerking van het Indicatief Programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014 (CREG, 2005 en in wat volgt PI2005 genoemd) verliep in drie fasen waarbij telkens gebruik werd gemaakt van de resultaten van de vorige fase: een macro-economische studiefase, een studiefase van het energiesysteem en een studiefase van het elektriciteitssysteem. In de prospectieve studie elektriciteit 2008-2017 worden die 3 fasen geïntegreerd en gelijktijdig behandeld. Ze vormen samen de algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading die werd beschreven in sectie 5.1. Aangezien het model dat gebruikt wordt in die algemene analyse (geïnterconnecteerde PRIMES-model) niet hetzelfde betrouwbaarheids criterium voor het elektriciteitspark hanteert dan het PI2005 (het LOLE-criterium), heeft de prospectieve studie dezelfde methodologie gebruikt als die uit de derde fase van het PI2005 om de dimensionering van het park te analyseren en aldus de algemene analyse te vervolledigen. Voor zover de vereiste gegevens beschikbaar zijn, is die studie gebaseerd op de gegevens van de algemene analyse.

Een ander verschil tussen het PI2005 en de PSE is het exogene of endogene karakter van bepaalde parameters die een impact hebben op de behoefte aan elektrische productiecapaciteit. Aldus worden in het PI2005 de omvang van de netto-elektriciteitsinvoer en de investeringen in hernieuwbare energiebronnen (HEB), in warmtekrachtkoppelingseenheden en in rationeel energiegebruik exogeen bepaald, alsook de

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

evolutie van de elektriciteitsvraag. De onzekerheid rond die parameters wordt besproken op basis van varianten. Samengevat: het PI2005 evalueert de investeringen in nieuwe productie-eenheden van het ge-centraliseerde park vanuit een benadering waarbij de productiekosten geminimaliseerd worden. Daarbij wordt een specifiek betrouwbaarheids criterium nageleefd en rekening gehouden met specifieke hypothesen over het niveau van de gedecentraliseerde elektriciteitsproductie, de omvang van de invoer en de elektriciteitsvraag.

In de PSE worden de grensoverschrijdende elektriciteitshandel en de ontwikkeling van HEB en warmtekrachtkoppeling endogeen bepaald door het geïnterconnecteerde PRIMES-model. Daarbij worden de kosten in elk land geminimaliseerd, rekening houdend met de ondersteunende beleidsmaatregelen voor deze methoden voor elektriciteitsproductie. Aangezien het PRIMES-model een geïntegreerd vraag/aanbod-model is, simuleert het gelijktijdig de evolutie van het energieaanbod en van de energievraag. Aan de aanbodzijde wordt daarbij een kleiner geheel gevormd door de elektriciteitsproductie en de elektrische capaciteit en, aan de vraagzijde, door de elektriciteitsvraag. Alternatieve hypothesen over de koolstofwaarde of over de toekomst van nucleaire energie wijzigen niet alleen de structuur van de elektriciteitsproductie, maar ook de omvang van de elektriciteitsvraag.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

6. De hypothesen en het beleidskader

Om de prospectieve studie over de productiemiddelen van elektriciteit op te stellen, was het noodzakelijk een aantal hypothesen te formuleren. Wanneer deze hypothesen wijzigen of anders worden gecombineerd, laten ze toe een aantal scenario's op te bouwen. Met behulp van het model PRIMES worden in totaal twaalf scenario's geanalyseerd (met verschillend niveau van detail). Enkele van deze scenario's worden eveneens bestudeerd met de modellen SPARK en PROCREAS. De resultaten van de scenario's en hun respectievelijke analyses worden in de twee volgende hoofdstukken uit de doeken gedaan.

Enkele cruciale hypothesen worden in dit hoofdstuk bondig besproken. Er wordt een onderscheid gemaakt naar hypothesen gebruikt om het referentiescenario op te bouwen (in sectie 6.1) en deze gebruikt voor het opstellen van de alternatieve scenario's (sectie 6.2). In sectie 6.1 wordt gestart met de uiteenzetting van enkele belangrijke determinanten van de evolutie van de langetermijnvraag naar elektrische energie, nl. de economische groei, demografie en internationale energieprijzen. Daarnaast worden ook hypothesen geformuleerd over het milieubeleid (met in haar kielzog de koolstofwaarde of carbon value) en de veronderstelde potentiële hernieuwbare energiebronnen (HEB). Om bovendien rekening te houden met de mogelijke wijzigingen binnen het vigerende wettelijke kader over kernenergie worden de weerhouden hypothesen voor nucleaire energie uit de doeken gedaan. Ook wordt kort stilgestaan bij een belangrijke bepalende factor voor de uitbouw van het Belgische productiepark, nl. de grensoverschrijdende uitwisselingen van elektriciteit. Enkele algemene hypothesen die dezelfde zijn voor alle onderzochte scenario's komen vervolgens aan bod.

Het is van belang om te onderstrepen dat de definitie van de hypothesen, de uitwerking van de scenario's en de kwantificering ervan plaatsvond in 2007 (zie sectie 3.1.), dus vóór de presentatie (januari 2008) en de goedkeuring (april 2009) van het Energie-klimaatpakket. De scenario's van de PSE zijn dus geen exacte weergave van de nieuwe Europese beleidslijnen tegen 2020 over de evolutie van hernieuwbare energiebronnen en de vermindering van de broeikasgasemissies. In het licht van een studie van 2008 (FPB, 2008) over de impact van het Energie-klimaatpakket op het energiesysteem en de Belgische economie kon het verschil tussen de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading zoals voorgesteld in deze studie en de verwachte evolutie naar aanleiding van de uitvoering van het Energie-klimaatpakket in België onderzocht en gekwantificeerd worden. De resultaten van deze analyse worden voorgesteld in bijlage 5.

Tenslotte wordt dit hoofdstuk afgesloten met een korte vergelijking van de gebruikte hypothesen in deze prospectieve studie elektriciteit (kortweg PSE genoemd) met de aannames zoals gehanteerd in het Indicatief Programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014 (CREG, 2005), kortweg PI2005, en in de langetermijnenergievooruitzichten voor België tegen 2030 in opdracht van de Commissie Energie 2030 (CE2030), in het leven geroepen door minister Verwilghen om de energietoekomst voor België te bestuderen (FPB, 2006b).

6.1. De hypothesen voor het referentiescenario

6.1.1. De macro-economische en demografische hypothesen

De macro-economische en sectorale langetermijnprojecties die in het referentiescenario worden gebruikt, komen uit de vooruitzichten gemaakt voor DG TREN in 2007 en gepubliceerd in april 2008. Ze dienden als basis voor de opmaak van het Energie-klimaatpakket voor de periode na 2012 (de Europese Raad van 8 en 9 maart 2007 schoof immers een aantal doelstellingen naar voor, waaronder de reductie van de Europese broeikasgasemissies in 2020 met ten minste 20 % ten opzichte van 1990 en de realisatie in 2020 van een doelstelling van 20 % HEB in het bruto finaal Europees energieverbruik). De macro-

economische en sectorale hypothesen worden samengevat in onderstaande tabel 11. Aangezien die hypothesen gedefinieerd werden in de loop van het jaar 2007, houden ze geen rekening met de economische en financiële crisis die ontstond in de tweede helft van 2008. Die crisis leidt op korte termijn tot een aanzienlijke daling van het bbp¹⁰⁹. Men kan zich dus op korte termijn verwachten aan een daling van het elektrische energieverbruik *ceteris paribus*, en meer bepaald in de industrie. Momenteel heerst er onzekerheid over de duur van de crisis en de omvang van het herstel.

Tabel 11: De macro-economische en demografische assumpties voor België, referentiescenario, periode 2005-2020

	2005	2010	2015	2020	20//05
Bevolking (in miljoen)	10,446	10,583	10,674	10,790	0,2 %
Aantal huishoudens (in miljoen)	4,445	4,642	4,808	4,995	0,8 %
Gezinsgrootte (inwoners per gezin)	2,350	2,280	2,220	2,160	-0,6 %
Gezinsinkomen (in euro van 2005 per capita)	14890	16408	17880	19191	1,7 %
Bbp (in 000 miljoen euro van 2005)	298,5	335,9	373,6	409,2	2,1 %
Sectorale toegevoegde waarde (in miljoen euro van 2005)	264966	295673	327912	358615	2,0 %
Industrie	51511	56165	61317	65985	1,7 %
<i>Ijzer en staal</i>	2887	2947	3051	3124	0,5 %
<i>Non-ferrometalen</i>	932	946	987	1026	0,6 %
<i>Chemie</i>	10933	12244	13667	15020	2,1 %
<i>Niet-metaalhoudende minerale producten</i>	2369	2611	2834	3018	1,6 %
<i>Papier en drukkerijen</i>	3753	4158	4584	4973	1,9 %
<i>Voeding, drank en tabak</i>	5728	6307	6859	7307	1,6 %
<i>Textiel, leer en kleding</i>	2513	2362	2292	2274	-0,7 %
<i>Metaalverwerking</i>	17782	19325	21285	23023	1,7 %
<i>Overige</i>	4613	5265	5757	6221	2,0 %
Bouw	13108	14131	15208	16271	1,5 %
Tertiair	191816	216659	242237	266824	2,2 %
<i>Marktdiensten</i>	77699	89802	100771	111551	2,4 %
<i>Niet-marktdiensten</i>	56099	61686	67669	72775	1,8 %
<i>Handel</i>	54080	61030	69448	78000	2,5 %
<i>Landbouw</i>	3939	4141	4349	4498	0,9 %
Energiesector	8531	8718	9150	9535	0,7 %

Bron: NTUA, DG TREN (2007)

//: gemiddelde jaarlijkse groeipercentage (%).

In tabel 11 worden zowel absolute waarden als jaarlijkse groeipercentages (gemiddeld tussen 2005 en 2020) van enkele sleutelvariabelen van de Belgische economie weergegeven. De tabel start met de voor-

¹⁰⁹ Zoals blijkt uit de economische vooruitzichten 2009-2014 die in april 2009 door het Federaal Planbureau werden gepubliceerd.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

uitzichten voor het totale Belgische bevolkingsaantal en de gemiddelde gezinsgrootte voor de periode 2005-2020. Demografie is een belangrijke factor aangezien het de evolutie van de economie op lange termijn beïnvloedt en bijgevolg een essentiële determinant is voor de evolutie van de vraag naar energie. Zo hebben de bevolking en het aantal gezinnen een rechtstreekse impact op het energieverbruik van de residentiële sector omdat ze het aantal huishoudtoestellen en de totale woonoppervlakte die verwarmd en verlicht moet worden, bepalen. Eveneens hebben ze een invloed op het gebruik van transportdiensten en op de omvang van het wagenpark. De bevolking en het aantal gezinnen zijn daarnaast factoren die bepalen hoeveel gebouwoppervlakte er nodig is voor de activiteit van de tertiaire sector.

Het aantal inwoners in België zou tussen 2005 en 2020 toenemen met ongeveer 344000 personen. In 2020 zou dit leiden tot een totaal bevolkingsaantal van 10.790.000 mensen woonachtig in België. Vertaald naar jaarlijkse aangroei betekent dit een toename van de bevolking met gemiddeld 0,2 % per jaar. Dit is coherent met de bevolkingsvooruitzichten gebruikt in het Jaarlijks Verslag van de Studiecommissie voor de Vergrijzing (Hoge Raad van Financiën, 2007) en met de demografische vooruitzichten zoals gehanteerd in de jongste Economische Vooruitzichten 2007-2012 (FPB, 2007). Ze verschillen daarentegen van de meer recente bevolkingsvooruitzichten die in april 2008 door de AD SEI van de FOD Economie en het Federaal Planbureau gepubliceerd werden. Concreet leiden de in 2008 opgestelde vooruitzichten in 2020 tot een Belgische bevolking die 7 % hoger ligt dan de geprojecteerde bevolking in tabel 11. Die meer recente evolutie zal onder overigens gelijke omstandigheden leiden tot een toename van het elektrische energieverbruik in de residentiële sector in het bijzonder, in vergelijking met de vooruitzichten van de PSE.

De gemiddelde gezinsgrootte heeft eveneens een vinger in de pap in het bepalen van het toekomstige energieverbruik. Het aantal personen per gezin zou verder afnemen in de volgende 15 jaar. Gecombineerd met een toenemend aantal personen leidt de kleinere gezinsomvang tot een groei in het aantal huishoudens.

In de tabel volgen daarna het bbp en de toegevoegde waarden, voorgesteld per (sub)sector. De groei van de Belgische economie zou gemiddeld 2,1 % per jaar bedragen over de periode 2005-2020. De economische groei zou lichtjes versnellen over de projectieperiode: 1,9 % tussen 2000 en 2010, wat coherent is met de Economische vooruitzichten 2007-2012 (FPB, 2007), 2,0 % tussen 2010 en 2020.

Bekeken per subsector, valt op dat de economische groei de lijn van de structurele veranderingen die de Belgische economie de laatste jaren vorm hebben gegeven, volledig doortrekt: ook hier merken we een relatieve afname van het belang van de industrie in de Belgische economie ten voordele van een voortgezette ontwikkeling van de tertiaire sector. De meest frappante kenmerken van de subsectoren opgesomd:

- een groei van de toegevoegde waarde van de tertiaire sector met gemiddeld 2,2 % per jaar tussen 2005 en 2020. Het aandeel van de tertiaire sector in de totale toegevoegde waarde van de Belgische economie komt aan het einde van deze periode uit op 74 %, vergeleken met 70 % in 1990 en 72 % in 2005;
- de toegevoegde waarde van de verwerkende nijverheid groeit tussen 2005 en 2020 aan een gemiddeld jaarlijks ritme van 1,7 %. Het aandeel van de verwerkende nijverheid in de totale toegevoegde waarde bevindt zich op 18 % in 2020 waar het in 1990 nog 21 % was en in 2005 19 %;
- de groei van de verwerkende nijverheid is voornamelijk op het conto te schrijven van de chemische sector waarin activiteiten met een hoge toegevoegde waarde en een lagere energieintensiteit (cosmetica en farmaceutica) aan belang blijven winnen ten opzichte van meer energieintensieve activiteiten (meststoffen en petrochemie). Daarnaast daalt het belang in de toegevoegde waarde van traditionele sectoren zoals non-ferrometalen en textiel.

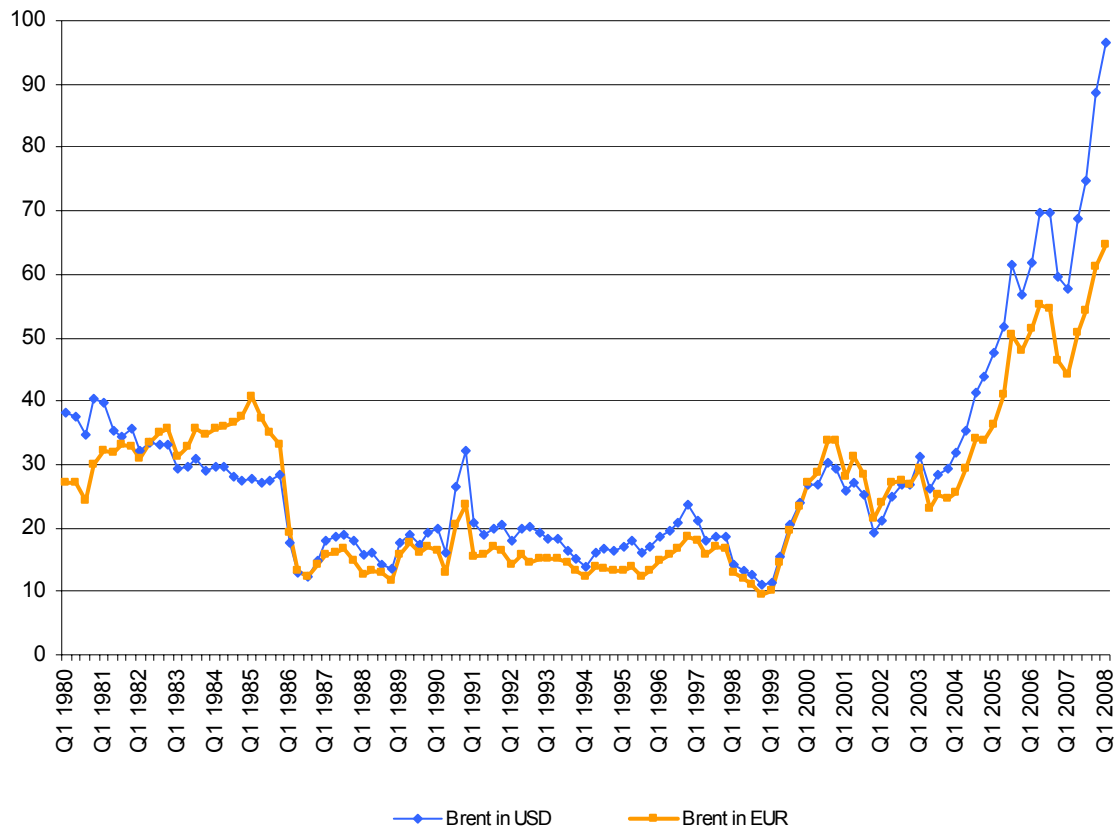


6.1.2. De internationale brandstofprijzen

De recente evolutie

De laatste jaren zijn de internationale energieprijzen aan een stevige opmars begonnen. Olieprijzen zijn daarvan het beste voorbeeld¹¹⁰. Vanaf het midden van de jaren '80 tot eind de jaren '90 schommelde de Brent ruwe olieprijs rond 20 USD per vat. Deze situatie veranderde drastisch bij de eeuwwisseling. Voor de eerste keer in jaren schoot de Brentprijs uit de startblokken naar een niveau boven 30 USD per vat. In 2002 leek de situatie even terug te normaliseren, maar dit bleek een illusie. De ruwe olieprijs zette haar opmars ongestoord verder om in 2005 pieken te bereiken van 55 USD. Begin 2008 worden zelfs waarden van 100 USD en meer per vat opgetekend.

Figuur 14: De Brent olieprijsen in USD en euro per vat



Bron: Thomson Datastream

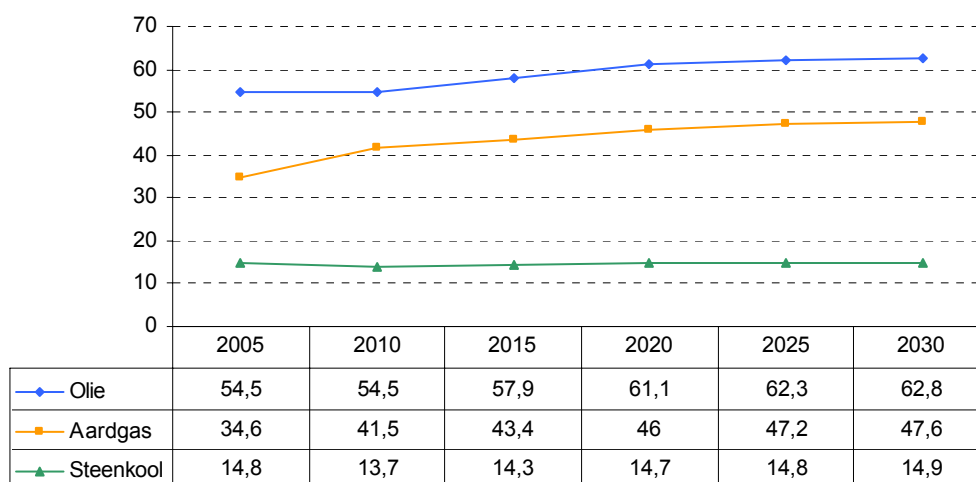
¹¹⁰ En trekken de kar, aangezien olie- en gasprijzen een gekoppelde evolutie kennen. Gasprijzen volgen m.a.w. de evolutie van de olieprijs, weliswaar met enige vertraging.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De prijsvooruitzichten gebruikt in de scenario's

Voor de scenario's worden de veronderstellingen voor de toekomstige brandstofprijzen van figuur 15 gebruikt. Deze vloeien voort uit de resultaten van het POLES-model en het door NTUA ontwikkelde PROMETHEUS, nadien gereviseerd door tal van experts¹¹¹.

Figuur 15: De internationale energieprijsvoruitzichten, periode 2005-2030 (USD/boe in prijzen van 2005)



Bron: NTUA, DG TREN (2007)

Boe: barrel of oil equivalent, of vat olie-equivalent.

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

6.1.3. Het milieubeleid

De broeikasgassen

Naast macro-economische en prijshypothesen bevindt een andere belangrijke aanname zich op het terrein van de kostprijs van de CO₂-emissievergunningen. Daarbij dient onmiddellijk opgemerkt dat de kostprijs voor de emissievergunning op Europees of zelfs internationaal niveau bepaald wordt en niet op Belgisch niveau. De Europese handel in vergunningen voor CO₂-emissies is in alle lidstaten van de EU27 op 1 januari 2005 van start gegaan. Daarbij is het aandeel van België in de CO₂-emissies op Europees vlak erg beperkt en bedraagt minder dan 4 % van de Europese uitstoot (Gusbin en Henry, 2007).

In het referentiescenario wordt een koolstofwaarde geïntroduceerd om rekening te houden met de in voege zijnde of zich in de pipeline bevindende beleidsmaatregelen die als doel hebben de klimaatverandering tegen te gaan, wat voornamelijk slaat op het ETS-systeem. De koolstofwaarde (in prijzen van 2005) in de ETS-sectoren stijgt aldus geleidelijk van 20 euro/t CO₂ in 2010 naar 22 euro/t CO₂ in 2020 (en 24 euro/t CO₂ in 2030) zodoende dat het huidige prijsniveau weergegeven wordt en de aanpak in het referentie-

¹¹¹ Voor een meer uitgebreide uiteenzetting over het totstandkomen van deze prijzen wordt doorverwezen naar De-vogelaer en Gusbin, 2007.



scenario van de voortzetting van het hedendaagse beleid behouden blijft – maar waarbij rekening gehouden wordt met het feit dat CDM/JI-kredieten¹¹² duurder kunnen worden in de tijd.

SO₂ en NO_x

Wat de uitstoot van verzurende pollutanten betreft, houdt het referentiescenario rekening met de investeringen die nodig zijn om te voldoen aan de emissienormen zoals bepaald in verschillende Europese richtlijnen (bv. de richtlijn over de grote verbrandingsinstallaties). Het houdt echter geen rekening met eventueel meer strikte normen bepaald door de lidstaten zelf of de gewesten. Voor België impliceert dit dat er geen rekening wordt gehouden met de strengere normen die door het Vlaams Gewest worden toegepast voor de stationaire verbrandingsinstallaties. De vooruitzichten voor de evolutie van het energiesysteem in België en haar buurlanden zijn dan ook niet gebonden aan de emissieplafonds voor SO₂, NO_x en VOC (ook NEC –National Emission Ceilings – genoemd) die op Europees niveau zijn vastgelegd. Tot slot houdt de evolutie van de structuur van het Belgische productiepark tevens geen rekening met de regionale emissieplafonds voor SO₂ en NO_x die bepaald zijn voor de elektriciteitsproductie.

6.1.4. De hernieuwbare energiebronnen en de warmtekrachtkoppeling

Wat de hernieuwbare energiebronnen (HEB) betreft, werd gekeken naar de mogelijk te bereiken bijdragen van deze bronnen aan het Belgisch energetisch systeem tegen 2030. Potentiëlen werden opgesteld voor windkracht en fotovoltaïsche cellen. Deze potentiëlen vertegenwoordigen redelijke maximaal bereikbare “technische” potentiëlen tegen de horizon 2030. Volgende cijfers worden geponeerd: 2026 MW voor onshore wind, 3800 MW voor off-shore wind en 10000 MW voor fotovoltaïsche cellen (J. De Ruyck, 2006). Kostencurven voor het aanbod worden geassocieerd met de drie technologieën om stijgingen in de kosten in rekening te brengen in functie van het geïnstalleerde niveau van capaciteit. Deze stijgingen weerspiegelen bijkomende kosten geïnitieerd door minder interessante of moeilijker toegankelijke productiesites of additionele investeringen in het elektriciteitsnet om de toename in hernieuwbare capaciteit op te vangen. Voor biomassa wordt geen beperking gesteld op het aanbod op het Belgische grondgebied (totaal aanbod vertegenwoordigt zowel binnenlandse productie als invoer). Er wordt wel een aanbodskostencurve met biomassa verbonden die kostenstijgingen van het aanbod weergeeft wanneer de vraag naar biomassa toeneemt.

Op te merken valt evenwel dat de productie op basis van en de capaciteit geïnstalleerd aan HEB en WKK endogeen bepaald wordt (en dus een resultaat is van het model).

¹¹² Het Kyoto-protocol bevat drie flexibele instrumenten waarmee landen hun emissiereducties op een kostenefficiënte manier kunnen bereiken:

- 1) Internationale CO₂-emissiehandel (ETS);
- 2) Joint Implementation (gemeenschappelijke uitvoering);
- 3) Clean Development Mechanism (mechanisme voor schone ontwikkeling).

De kern van CDM en JI is dat landen met reductieverplichtingen deze (ten dele) in andere landen kunnen realiseren. Een land met een reductieverplichting investeert, bij zowel CDM als JI, in een project waarmee broeikasgasemissies worden verminderd in een ander land. Het investerende land krijgt vervolgens de behaalde emissiereducties in de vorm van emissierechten. De stelling dat deze projecten duurder zouden worden in de tijd, is gebaseerd op de hypothese dat meer landen bereid zullen zijn hun emissies te verminderen in de periode na Kyoto en zo de prijzen voor “goedkope projecten” de hoogte indrijven, samen met het feit dat in een eerste fase de goedkoopste projecten worden uitgevoerd, waardoor na verloop van tijd enkel de duurdere overblijven.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

6.1.5. De kernenergie

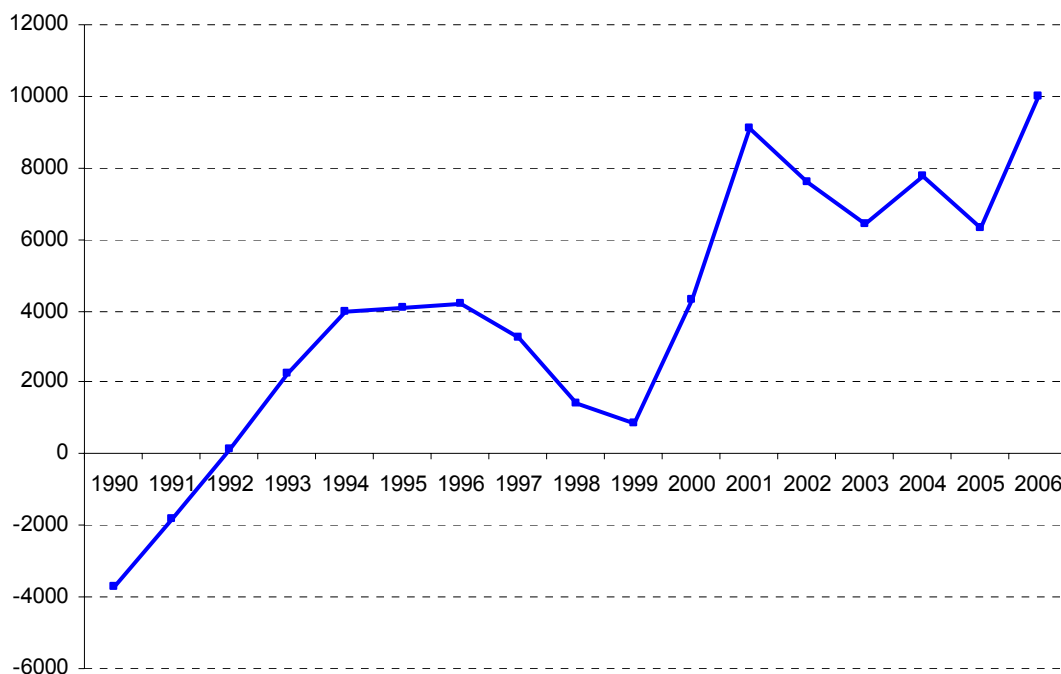
Het referentiescenario schrijft zich in in de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie die werd uitgevaardigd op 31 januari 2003. Het referentiescenario houdt dus rekening met de graduele ontmanteling van kerncentrales van zodra ze de leeftijd van 40 jaar hebben bereikt. Voor de specifieke data van uitdienstname van elke centrale wordt de lezer verwezen naar het hoofdstuk 4.

6.1.6. De grensoverschrijdende in- en uitvoer van elektriciteit

De transversale in- en uitvoer van elektriciteit is een belangrijke parameter in de modellering en het “design” van het toekomstig productiepark, maar blijkt erg moeilijk te voorspellen. Bewijs daarvan wordt geleverd door figuur 16 die de historische evolutie schetst van de netto-invoer van elektriciteit (zijnde de invoer van elektriciteit in België minus de uitvoer uit België). Deze vertoont een grillige vorm, wat te wijten is aan het feit dat de in- en uitvoer resulteren uit prijsverschillen tussen de nationale markten voor elektriciteit en dus erg gevoelig zijn aan schommelingen in vraag en aanbod in elk land. Invoer is vaak een “ultieme” manier om het evenwicht tussen vraag en aanbod te verzekeren. In de context van de Europese interne elektriciteitsmarkt wordt de elektriciteitsinvoer een aanvullende pijler om aan de binnenlandse vraag te beantwoorden.

Bovendien geeft deze figuur weer dat hoewel België in het begin van de jaren 90 een netto-elektriciteitsuitvoerder is geweest, het een netto-elektriciteitsinvoerder wordt vanaf 1993. Sinds 2000 ligt de netto-invoer van België trouwens systematisch boven 6 TWh.

Figuur 16: De historische evolutie van de netto-invoer van elektriciteit in België, 1990-2006 (GWh)



Bron: NewCronos, Elia

Binnen de PRIMES-omgeving wordt de in- en uitvoer gemodelleerd via een zogenaamd “geïnterconnecteerd” model. Deze (ver)nieuw(d)e versie van PRIMES integreert een land-per-landmodellering die focust op de dynamiek van het energiesysteem binnen een land, terwijl het de handel in energie (en dus ook



elektriciteit) tussen landen in rekening brengt. De analyse houdt volledig rekening met de economische opportuniteiten van de elektriciteits- en gashandel binnen de EU Interne Energiemarkt evenals met de engineering en operationele beperkingen van het Europese transmissiesysteem dat evolueert naargelang de voltooiing van de nieuwe interconnectoren zoals gepland in het kader van de Transeuropese Energie-Netwerken. Op bepaalde momenten werden deze cijfers echter aangepast, met name wanneer de transmissienetbeheerder Elia over andere cijfers van geplande NTC's beschikte. In die specifieke gevallen werden de NTC-verwachtingen van Elia gebruikt. De versterking en stabilisatie van het UCTE-systeem werd eveneens opgenomen. De endogene behandeling van de in- en uitvoer van elektriciteit en gas is een nieuw kenmerk van het PRIMES-model en onderscheidt PRIMES van veel andere modellen.

6.1.7. De andere hypothesen

- Het actualiseringspercentage speelt een belangrijke rol in het PRIMES-model. Dat percentage beïnvloedt de investeringsbeslissingen van de economische actoren op het vlak van energie-uitrusting. Er wordt algemeen aangenomen dat de tijdschikhorizon waartegen een economische actor een investeringsbeslissing overweegt, kleiner wordt als hij gevoeliger is voor het risico. Technisch gezien zal zich dat uiten in een hoger actualiseringspercentage zodat de beslissingen op korte termijn belangrijker worden. Drie verschillende actualiseringspercentages worden gebruikt in de projecties. Het eerste betreft de elektriciteitsbedrijven en bedraagt 9 %, het tweede betreft de industrie en de tertiaire sector en bedraagt 12 %. Het derde wordt gebruikt voor beslissingen van de huishoudens over investeringen op het gebied van vervoer en huishoudelijke uitrustingen en bedraagt 17,5 %.
- De energiebalansen die gebruikt worden voor het opstellen van het referentiescenario lopen tot en met 2005. Ze worden aangevuld met gegevens voor 2006 indien deze beschikbaar zijn.
- De evolutie van de door het model berekende productiecapaciteit houdt niet alleen rekening met de energiestromen in normale omstandigheden (bepaald door de elektrische energievraag), maar ook met het beheer van het elektrische productiesysteem onder uitzonderlijke omstandigheden. Met andere woorden, de ramingen van de toekomstige capaciteit respecteren een betrouwbaarheids criterium, namelijk een reservemarge voor het elektrische productiesysteem. Die reservemarge die in het Engels "system reserve margin" wordt genoemd, is de ratio tussen totale netto geïnstalleerde capaciteit en bruto piekvraag. Die werd gelegd op 21 % zowel voor België als voor de buurlanden. Praktisch omvat de berekening van de investeringskalender in elektrische productie-eenheden de voorwaarde dat de totale te installeren capaciteit elk jaar minstens gelijk moet zijn aan 1,21 keer de piekvraag. Die marge van 21 % vloeit voort uit de volgende hypothesen:
 - de noodzakelijke marge om de gemiddelde onbeschikbaarheid van centrales tijdens de winter weer te geven werd geraamd op 11 % (gebaseerd op geobserveerde cijfers in 2005-2007);
 - een marge van 5 % om ELIA's systeemdiensten te dekken;
 - tot slot een marge van 5 % om random fluctuaties van belasting (bvb. de impact van koudegolven) en productie (bvb. een meer dan gemiddelde onbeschikbaarheid van productie) te kunnen opvangen (criterium gehanteerd door UCTE voor de "System Adequacy"-publicaties).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- De gebruikte emissiefactoren voor de berekening van de emissies van energetische oorsprong zijn de volgende (uitgedrukt in duizend ton CO₂ per PJ):

Tabel 12: De CO₂-emissiefactoren per vector gebruikt in PRIMES en vergelijking met deze van IPCC (kton CO₂/PJ)

Brandstof	Emissiefactoren PRIMES	Emissiefactoren IPCC 1995 & 1996
Cokeskolen	94,2	94,6
Cokes	106,0	108,2
Andere vaste	99,3	-
LPG	62,5	63,1
Benzine	68,6	69,3
Kerosine	70,8	71,5 (luchtvaart)
Nafta ¹¹³	-	73,3
Gas- en dieselolie	73,3	74,1
(Extra) zware stookolie	76,6	77,4
Andere vloeibare	99,8/73,5 (1)	-
Aardgas	55,8	56,1
Cokesovengas	47,4	47,7
Hoogovengas	106,0	242,0

(1) Emissiefactor enkel van toepassing voor de energiesector, emissiefactor raffinaderijgas is hier inbegrepen.

Bron: PRIMES, IPCC 1995 en IPCC 1996 revised guidelines

6.2. De hypothesen voor de alternatieve scenario's

Aan de basis van de alternatieve scenario's liggen per definitie andere hypothesen dan deze gehanteerd voor het opstellen van het referentiescenario (zie ook FPB, 2006a). Nochtans zijn niet alle hypothesen verschillend. In wat volgt, worden de grote afwijkingen tussen de aannames voor het referentiescenario enerzijds en voor de alternatieve scenario's anderzijds kort toegelicht.

6.2.1. De macro-economische hypothesen

Voor de alternatieve scenario's waarbij de evolutie van de vraag naar elektriciteit verschillend is dan deze verondersteld in het referentiescenario¹¹⁴ (de scenario's HiGro, LoGro, HiGro_HiCV, LoGro_HiCV, HiGro_Nuc, LoGro_Nuc, HiGro_HiCV_Nuc, LoGro_HiCV_Nuc) is de macro-economische context anders dan in het referentiescenario. Dit wordt voorgesteld in tabel 13.

¹¹³ Aangezien nafta niet voorkomt in de energiebalansen van Eurostat werd hiervoor geen emissiefactor berekend.

¹¹⁴ En enkel voor deze, de andere alternatieve scenario's hanteren dezelfde macro-economische en demografische hypothesen als het referentiescenario.

Tabel 13: Vergelijking macro-economische hypothesen voor België: referentiescenario, scenario's van het type HiGro- en LoGro, periode 2005-2020 (miljard euro van 2005)

	2005	2010	2015	2020	20//05
HiGro¹					
bbp	298,5	336,5	377,3	421,5	2,3 %
TW industrie	51,5	56,2	61,7	67,6	1,8 %
TW tertiair	191,8	217,0	244,0	274,8	2,4 %
LoGro²					
bbp	298,5	335,2	368,0	394,9	1,9 %
TW industrie	51,5	56,0	60,3	63,8	1,4 %
TW tertiair	191,8	216,1	237,7	256,7	2,0 %
Referentie³					
bbp	298,5	335,9	373,6	409,2	2,1 %
TW industrie	51,5	56,2	61,3	66,0	1,7 %
TW tertiair	191,8	216,7	242,2	266,8	2,2 %

Bron: NTUA

//: gemiddelde jaarlijkse groeipercentage (%).

¹: Dit staat voor de scenario's HiGro, HiGro_Nuc, HiGro_HiCV en HiGro_HiCV_Nuc.

²: Dit staat voor de scenario's LoGro, LoGro_Nuc, LoGro_HiCV en LoGro_HiCV_Nuc.

³: Dit staat voor de scenario's Referentiescenario, Base_Nuc, Base_HiCV, Base_HiCV_Nuc.

6.2.2. De energie-efficiëntie

In de LoGro-scenario's wordt niet enkel een lagere economische groei verondersteld, maar wordt er eveneens beleid geïmplementeerd om het energieverbruik, waarvan het elektriciteitsverbruik een onderdeel is, af te remmen. Het Groenboek over Energie-efficiëntie van 2005 vermeldt immers dat met behulp van technologie die vandaag reeds beschikbaar is, het mogelijk is om op een kostenefficiënte manier ongeveer 20 % van het Europees energieverbruik te besparen door een verbetering van de energie-efficiëntie. Verschillende richtlijnen werden aangenomen om ervoor te zorgen dat, indien volledig uitgevoerd, grote delen van dit enorme besparingspotentieel aangeboord kunnen worden. Onder deze richtlijnen tellen we de richtlijn betreffende de energieprestatie van gebouwen van 2002, de richtlijn over de bevordering van warmtekrachtkoppeling van 2004, de eco-designrichtlijn van 2005 en de richtlijn rond energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten van 2006, naast verschillende richtlijnen rond energielabelling. Daarnaast werden met sommige sectoren minimefficiëntienormen afgesproken en in overeenkomsten vastgelegd. De effecten van de implementatie van deze richtlijnen in de lidstaten zijn niet onmiddellijk zichtbaar, ze hebben tijd nodig om ten volle te "renderen", maar er wordt verwacht dat ze, eenmaal volledig operationeel, aanzienlijke resultaten zullen opleveren gezien energie-efficiëntieprogramma's samengaan met een juistere inschatting van de reële kosten van energie, waardoor rationele economische agenten energie-efficiëntere oplossingen zullen verkiezen. In dit type van scenario wordt dan ook verondersteld dat het energie-efficiëntiebeleid nauwgezet wordt toegepast binnen de lidstaten. Nuttige energie (energiediensten zoals verlichting, verwarming, beweging, communicatie) wordt aangeleverd op een meer efficiënte manier die volgt op keuzes van de consumenten die op hun beurt gebaseerd zijn op de waargenomen kosten die de voordelen van energie-efficiëntie beter reflecteren. Energieverbruikers verbeteren met andere woorden hun indruk van de energiekosten waardoor ze

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

kiezen voor meer kosten- en energie-efficiënte oplossingen in hun aankoop- en investeringsbeslissingen. Daarbij komt nog dat de energie-uitrusting iets betere efficiëntie-eigenschappen bezit (vergeleken met het referentiescenario) door efficiëntiestandaarden die de minst energie-efficiënte goederen uit de markt verdringen. Verbeteringen bij het bouwen leiden tot aanzienlijke winsten in isolatie en lagere energiebehoeften. Naast deze verwezenlijkingen aan de vraagzijde worden er ook verbeteringen verondersteld aan de aanbodzijde door het ondersteunde gebruik van warmtekrachtkoppeling en een snellere technologische evolutie waardoor meer efficiënte machines op de markt komen op lange termijn.

Technisch gebeurt dit alles door een relaxatie van de actualiseringspercentages van de verschillende agenten waardoor hun perceptie van de kosten voor energie wijzigt en ze sneller zullen overgaan tot kosten- en energie-efficiënte aankopen.

6.2.3. De internationale brandstofprijzen

In tegenstelling tot de studie uitgevoerd in opdracht van de Commissie Energie 2030 of het Indicatief Programma van de Productiemiddelen 2005-2014 van de CREG werd er in de PSE voor gekozen geen alternatieve prijsvarianten te bestuderen. Twee redenen liggen hieraan ten grondslag: 1) om het aantal alternatieve scenario's niet te multipliceren, 2) omdat het effect van hogere energieprijzen eveneens geëvalueerd kan worden via de integratie van een koolstofwaarde in de prijs van de fossiele energiebronnen en/of via een lagere elektriciteitsvraag. Beide alternatieven worden wel onderzocht in de alternatieve scenario's met HiCV en LoGro.

6.2.4. Het milieubeleid

Om met de onzekerheid rekening te houden die gepaard gaat met de inspanningen van de Europese Unie na de Kyoto-engagementsperiode, worden er alternatieve scenario's gedraaid die een hogere waarde van de prijs voor de emissievergunningen incalculeren. Bovendien heeft, in de scenario's die deze hogere prijs incorporeren, de koolstofwaarde betrekking op alle sectoren (en niet enkel op de ETS-sectoren¹¹⁵ zoals in de scenario's die gebaseerd zijn op dezelfde hypothese van de koolstofprijs als die in het referentiescenario).

Gegeven het recent Europees post-2012 engagement (-20 % (eventueel -30 %) van broeikasgassen in 2020 tegenover 1990) is het erg waarschijnlijk dat de prijs van koolstof in de periode 2013-2030 verder zal stijgen (boven de prijzen gehanteerd in het referentiescenario). Ons baserend op het in maart 2007 verschenen rapport van België in het kader van het EU Monitoring mechanism van BKG¹¹⁶, kortweg MM genoemd, werd een alternatieve route gedefinieerd voor de evolutie van de koolstofprijs¹¹⁷, namelijk 27 euro/t CO₂ in 2010, 39 euro/t CO₂ in 2015 en 54 euro/t CO₂ in 2020. Op te merken valt dat de route afwijkt van wat strikt voorgesteld werd in het geciteerde rapport aangezien de oorspronkelijke waarde in

¹¹⁵ Wat slaat op de sectoren die deel uitmaken van het huidige communautaire systeem van uitwisseling van emissiequota.

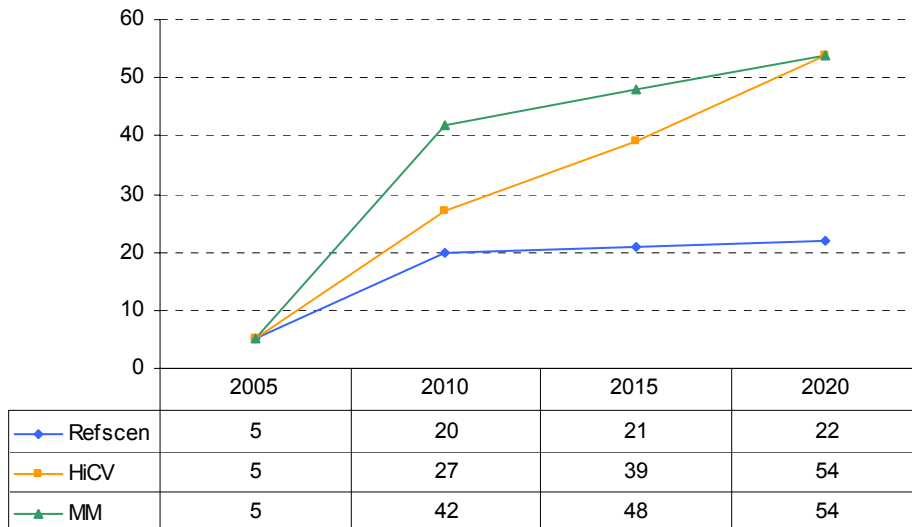
¹¹⁶ Report by Belgium for the assessment of projected progress under Decision n° 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol (see section 2. Projections of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

¹¹⁷ Er dient op gewezen te worden dat op het ogenblik dat de scenario's werden opgesteld en gekwantificeerd, het Energie-klimaatpakket en de impact ervan op de koolstofprijs nog steeds niet bekend waren. Bijlage 5 vergelijkt de in de PSE gekozen hypothese voor de evolutie van de koolstofprijs met die die voortvloeit uit de analyse van de impact van het Energie-klimaatpakket.



2010 (zijnde 42 euro/t CO₂) als te hoog werd ingeschat rekening houdend met de verwachte evolutie van de markt voor vergunningen en het Europese beleid op een zo beperkte tijdshorizon. Een afwijkend evolutieprofiel werd dan gehanteerd dat ietsje langzamer van start gaat, maar tot eenzelfde eindwaarde komt in 2020 (54 euro/t CO₂ in 2020). Beide evolutiepatronen worden afgebeeld in figuur 17, naast de evolutie van de koolstofprijs die gevolgd wordt in het referentiescenario.

Figuur 17: Vergelijking evolutie koolstofwaarden: referentiescenario, HiCV alternatieve scenario's en MM, 2005-2020 (euro/t CO₂ in prijzen van 2005)



Bron: NTUA, MM (2007)

6.2.5. De kernenergie

In sommige alternatieve scenario's (de scenario's Base_Nuc, LoGro_Nuc, HiGro_Nuc, LoGro_HiCV_Nuc, HiGro_HiCV_Nuc en Base_HiCV_Nuc) wordt de these onderzocht van een voortzetting van de nucleaire filière voor de productie van elektriciteit. Om dat te doen, wordt de hypothese die gehanteerd wordt in het referentiescenario, nl. de stopzetting van de nucleaire centrales vanaf de leeftijd van 40 jaar sinds hun ingebruikname, herzien en wordt de maximale levensduur gezet op 60 jaar. Kerncentrales kunnen dus, mits dit commercieel optimaal is, werkzaam blijven tot ze een "pensioenleeftijd" van 60 jaar hebben bereikt. Praktisch gezien betekent dit dat binnen de periode die bestudeerd wordt in de PSE¹¹⁸, 3 nucleaire centrales de mogelijkheid hebben om operationeel te blijven, m.n. Doel 1 & 2 en Tihange 1 (met een gezamenlijk vermogen van 1830 MW¹¹⁹ en ongeveer 8000 uren per jaar functionerend).

Binnen het kader van de PSE wordt de mogelijkheid evenwel niet geboden om nieuwe kerncentrales voor industriële elektriciteitsproductie op te richten en/of in exploitatie te stellen, enkel een verlenging van de operationele levensduur van de bestaande centrales is toegestaan.

¹¹⁸ Wettelijk gezien is hun stopzetting voorzien in de loop van het jaar 2015.

¹¹⁹ Inclusief repoweringen voorzien in 2009-2010.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

6.3. Vergelijking met het PI2005 en het rapport CE2030

In dit deel wordt een korte vergelijking gemaakt van de hypothesen zoals beschreven in 6.1 en 6.2 met de hypothesen die als basis dienden voor het opstellen van het PI2005 (CREG, 2005), en deze opgesteld in het kader van de werkzaamheden van de Commissie Energie 2030 (CE2030, 2007).

6.3.1. De macro-economische en demografische hypothesen

Wanneer we enkele macro-economische en demografische parameters van de drie studies naast elkaar leggen, merken we dat de verschillen niet erg groot zijn: de drie studies hanteren eenzelfde ritme van bevolkingsaan groei (gemiddeld 0,2 % per jaar), ongeveer dezelfde evolutie in de tertiaire sector (jaarlijks gemiddeld 2,0 à 2,3 %) en het bbp neemt toe met iets meer dan 2 % per jaar (iets lagere vooruitzichten in het PI2005).

Tabel 14: Vergelijking macro-economische en demografische assumpties voor België: PSE, PI2005 en CE2030, gemiddelde jaarlijkse groeipercentages, periode 2005-2020

	PSE	PI2005	CE2030
Bevolking	0,2 %	0,2 %	0,2 %
bbp	2,1 %	1,9 %	2,2 %
Industrie	1,7 %	2,0 %	1,7 %
Tertiair	2,2 %	2,0 %	2,3 %

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

6.3.2. De internationale brandstofprijzen

De prijshypothesen voor de PSE wijken daarentegen behoorlijk af van deze voor het PI2005 en deze opgesteld in het kader van de langetermijnenergievooruitzichten voor België voor de Commissie Energie 2030. Zowel olie- als aardgasprijzen van het PSE-referentiescenario zijn aanzienlijk hoger.

Tabel 15: Vergelijking evolutie van de internationale energieprijzen: PSE, PI2005 en CE2030, 2010 en 2020 (USD/boe, in prijzen van 2005)

	2010			2020		
	PSE	PI2005	CE2030	PSE	PI2005	CE2030
Olie	54,5	22,3	44,6	61,1	26,4	48,1
Aardgas	41,5	18,1	33,9	46,0	22,9	37,0
Steenkool	13,7	8,0	12,5	14,7	7,8	14,1

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

Boe: barrel of oil equivalent, of vat olie-equivalent.

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

6.3.3. Het milieubeleid

Ook de gehanteerde koolstofwaarden in de drie studies verschillen sterk. De waarden toegepast in het referentiescenario van de PSE zijn superieur aan de twee andere beschouwde studies. Zelfs de hoge variant van het PI2005 is lager dan de hoge variant van de PSE (HiCV-scenario's).

Tabel 16: Vergelijking evolutie van de koolstofwaarde: PSE, CE2030 en PI2005, periode 2005-2020 (euro/t CO₂)

		2005	2010	2015	2019/ 2020 (*)
PSE	Referentiescenario	5	20	21	22
	HiCV	5	27	39	54
PI2005	Medium waarde	5	5	10	16
	Hoge waarde	10	10	21	45
CE2030	Referentiescenario	5	5	5	5

Bron: NTUA (2007), CE2030, PI2005

(*): 2019 voor PI2005, 2020 voor PSE en CE2030.

PSE in euro van 2005, PI2005 in euro van 2003 en CE2030 in euro van 2000.

6.3.4. De HEB en de WKK

Dit zijn resultaten van het model in de PSE en in CE2030, terwijl het exogene aannames zijn in het PI2005.

6.3.5. De kernenergie

De elektriciteitsproductie op basis van nucleaire energie binnen de drie studies wordt telkens anders gemodelleerd. In de PSE worden twee verschillende opties onderzocht, nl. de nucleaire uitstap zoals beschreven in het Belgisch Staatsblad (en aangeduid in de tabel als "Nucleaire uitstap") en de optrekking van de operationele levensduur tot zestig jaar (aangeduid als "Verlenging levensduur").

In het Indicatief Programma werden de scenario's steeds ingeschreven in het kader van de wet over de geleidelijke uitstap uit kernenergie, terwijl de Commissie Energie 2030 naast een nucleair afbouwend referentiescenario ook enkele alternatieve scenario's heeft onderzocht waarin, naast de verlenging van de operationele ouderdom, ook de mogelijkheid werd geboden om te investeren in één nieuwe nucleaire eenheid van 1700 MW na 2020 (aangeduid als "Nieuwe investering").

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tabel 17: Vergelijking modaliteit elektriciteitsproductie op basis van kernenergie: PSE, CE2030 en PI2005

		Nucleaire uitstap	Verlenging levensduur	Nieuwe investering
PSE	Referentiescenario	x		
	Nuc-scenario's		x	
PI2005	Alle scenario's	x		
CE2030	Referentiescenario	x		
	CO ₂ -reducties zonder nucleair	x		
	CO ₂ -reducties met nucleair		x	x

Bron: NTUA (2007), CE2030, PI2005

6.3.6. De grensoverschrijdende in- en uitvoer van elektriciteit

Dit zijn resultaten van het model in de PSE en in het referentiescenario (baseline) van de CE2030, terwijl het exogene aannames zijn in de alternatieve scenario's van de CE2030 en in het PI2005.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

7. De resultaten van de algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading

Dit hoofdstuk valt uiteen in vier delen. Het eerste deel (sectie 7.1) is gewijd aan de vooruitzichten van de elektriciteitsbevoorrading van het referentiescenario. Het tweede deel (sectie 7.2) bestudeert hoe deze vooruitzichten kunnen wijzigen in functie van enkele sleutelhypothesen. Vier alternatieve scenario's worden daarbij onder de loep genomen. Het derde deel (sectie 7.3) vervolledigt de voorgaande analyses door het veld van scenario's te vergroten en de tijdshorizon van de studie te verruimen. Het vierde en laatste deel (sectie 7.4) vergelijkt dan enkele resultaten van de PSE met deze van het PI2005 en het rapport voor de CE2030.

De vooruitzichten van bevoorrading bestaan uit volgende indicatoren: de vraag naar en het aanbod van elektrische energie, de investeringen in nieuwe productiecapaciteit, de geïnstalleerde capaciteit van het Belgische elektriciteitspark, het aardgasverbruik van de elektriciteitssector, de uitstoot van vervuilende stoffen en de grensoverschrijdende stromen.

Een synthetische tabel met resultaten van het referentiescenario en de alternatieve scenario's wordt weergegeven in bijlage 3.

7.1. Het referentiescenario

Hoewel deze prospectieve studie de periode 2008-2017 beschrijft, besloten wij de evoluties tussen 2005 en 2020 te analyseren en dit omwille van twee redenen: (1) de meest recente volledige energiestatistieken van Eurostat dateren van het jaar 2005 en (2) het gebruikte model (geïnterconnecteerde PRIMES-model) maakt projecties per vijf jaar. Uiteraard zijn er recentere gedetailleerde statistieken (2006) bij de DG Energie van de FOD Economie, meer bepaald voor de elektriciteitssector. Die statistieken werden echter nog niet behandeld en gepubliceerd door Eurostat, de belangrijkste bron voor de energiegegevens (niet uitsluitend elektriciteitsgegevens) in het model. Wat de tijdsspanne van de prospectieve studie betreft, werden er berekeningen uitgevoerd om jaarlijkse cijfers tussen 2008 en 2017 te verkrijgen voor de meeste indicatoren die hierna worden bestudeerd. Die evaluaties worden in bijlage 3 weergegeven. Om ook in dit deel zo dicht mogelijk aan te sluiten bij de opgelegde tijdshorizon van de PSE werden de ramingen voor het jaar 2017 vermeld aan het einde van elk punt.

7.1.1. De elektriciteitsvraag

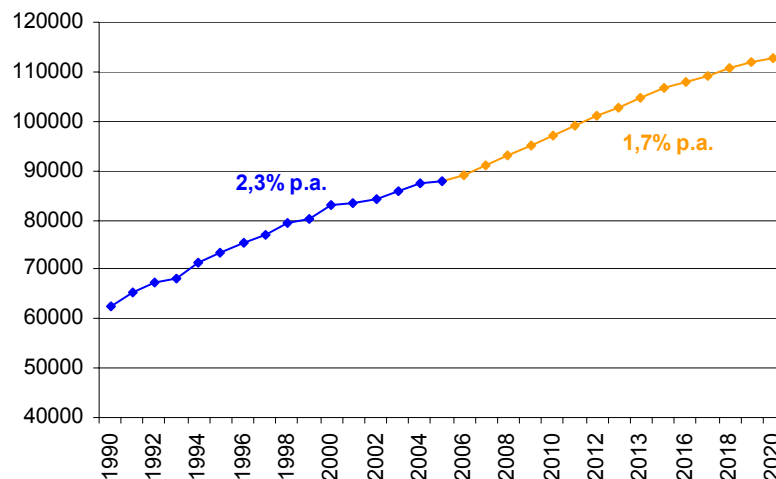
De vraag naar elektriciteit uitgedrukt in termen van opgevraagde energie¹²⁰) groeit met 1,7 % per jaar tussen 2005 en 2020 (zie figuur 18). Die evolutie vloeit voort uit een evenwicht tussen het aanbod en de vraag voor alle vormen van energie en niet alleen voor elektriciteit. Dat evenwicht hangt van meerdere factoren af, zoals de relatieve prijs van de verschillende energievormen, rekening houdend met de CO₂-prijs, de evolutie van de economie en de bevolkingsvooruitzichten. In 2020 zou de vraag naar elektriciteit 112,9 TWh bedragen tegenover 87,9 TWh in 2005.

¹²⁰ De hoeveelheid elektrische energie die wordt geproduceerd door de centrales, verminderd met het eigen verbruik van de centrales, alsook met de hoeveelheid elektrische energie verbruikt voor het pompen en verhoogd (of verminderd) met de hoeveelheid uit het buitenland ingevoerde of uitgevoerde elektrische energie. De opgevraagde energie stemt overeen met het totaal waargenomen elektrisch verbruik, verhoogd met de verliezen op de lijnen (op de transmissie- en distributielijnen van elektriciteit).



Ten opzichte van de periode 1990-2005, toen de vraag naar elektriciteit gemiddeld met 2,3 % per jaar groeide, zou het gemiddelde groeitempo van nu tot 2020 dus iets gematigder zijn. In absolute termen is de stijgende vraag naar elektriciteit echter vergelijkbaar in de twee periodes: 25 TWh op vijftien jaar tijd.

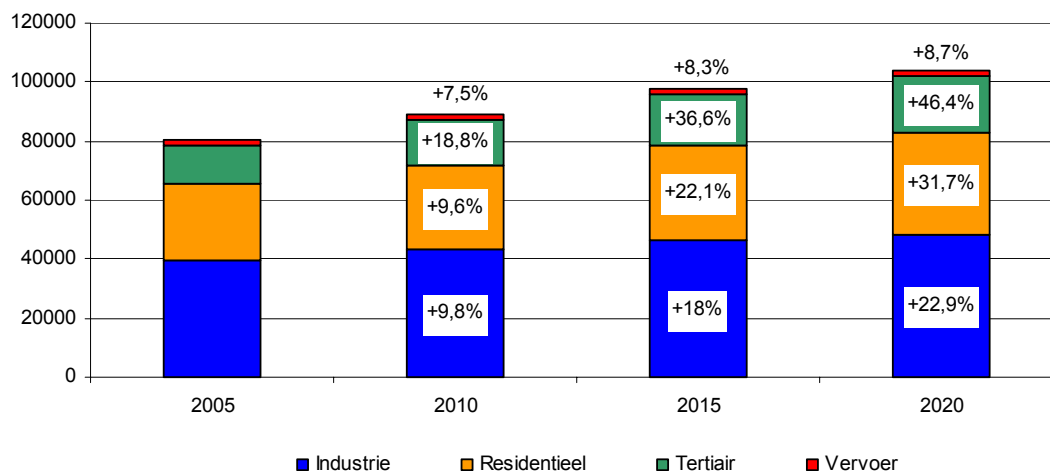
Figuur 18: Evolutie van de opgevraagde energie, referentiescenario (GWh)



Bron: Eurostat (Newcronos), PRIMES

Figuur 19 splitst de evolutie van het eindverbruik van elektriciteit¹²¹ uit per grote economische sector, namelijk de industrie, de residentiële sector, de tertiaire sector (landbouw inbegrepen) en het vervoer.

Figuur 19: Evolutie van het eindverbruik van elektriciteit door de belangrijkste sectoren (GWh) en het verschil ten opzichte van 2005 (%), referentiescenario



Bron: PRIMES

¹²¹ Het eindverbruik van elektriciteit is de opgevraagde energie zonder de verliezen op het net en zonder het verbruik van de energiesector (raffinaderijen enz.).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

In de tertiaire sector stijgt het elektriciteitsverbruik het sterkst tussen 2005 en 2020 (+46 %), gevolgd door de residentiële sector (+32 %) en de industrie (+23 %). Het vervoer is de hekkensluiter met een toename van ongeveer 9 %. Uitgedrukt in gemiddelde jaarlijkse groei over de periode 2005-2020 ziet die groei er respectievelijk als volgt uit: 2,6 %, 1,9 %, 1,4 % en 0,6 %.

In de residentiële en tertiaire sector is het toenemende verbruik op rekening te schrijven van verlichting en elektrische toestellen (volume-effect). De verklaring hiervoor ligt niet alleen in de economische activiteit en in het stijgende aantal woningen, maar ook in het feit dat het aantal elektrische toestellen per woning of per eenheid activiteit in de tertiaire sector stijgt. Dat volume-effect is in omvang groter dan het energie-efficiëntie-effect waardoor het eindverbruik aan energie voor een bepaalde energiedienst daalt.

In de industrie “trekken” de chemische sector en de staalindustrie het elektriciteitsverbruik naar omhoog. Die twee activiteitensectoren dragen voor ongeveer 80 % bij tot de stijging van het elektriciteitsverbruik in de industrie.

Bij het vervoer is de stijging van het elektriciteitsverbruik toe te schrijven aan de uitbreiding van de activiteit van het spoorwegvervoer.

In bijlage 4 vindt de lezer andere indicatoren over de elektriciteitsvraag die beschrijven hoe de efficiëntie en de intensiteit van elektriciteit evolueren in de verschillende sectoren van de eindvraag.

In 2017 werd de opgevraagde energie geraamd op 109,3 TWh, wat +24 % is ten opzichte van het niveau van 2005 of +21,4 TWh.

7.1.2. Het elektriciteitsaanbod

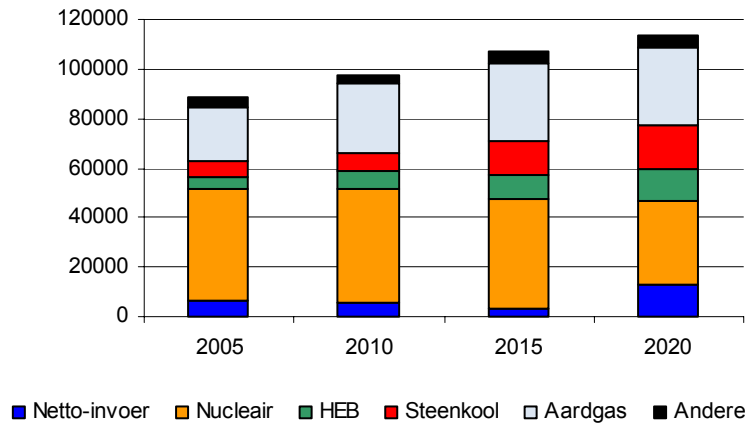
Om tegemoet te komen aan de vraag naar elektriciteit zijn er twee opties mogelijk: elektriciteit produceren op Belgisch grondgebied of elektriciteit invoeren vanuit de buurlanden. Het geïnterconnecteerde PRIMES-model bepaalt op een endogene manier de bijdrage van die twee “bevoorradsingsbronnen” tot het aanbod aan elektrische energie. De omvang van de netto-invoer is dus a priori niet vastgelegd zoals in de vroegere indicatieve programma’s.

Het is van belang te benadrukken dat de opties voor het elektriciteitsaanbod, namelijk de binnenlandse productie en de invoer, enkel betrekking hebben op de elektrische energiestromen. Met andere woorden, de elektriciteitsinvoer kan de plaats niet innemen van de binnenlandse productiecapaciteit. Wat ook de netto-elektriciteitsinvoer van België is, de productiecapaciteit op het Belgische grondgebied is altijd minstens gelijk aan 1,21 keer de piekvraag (zie 6.1.7 en het concept van “system reserve margin”). De grensoverschrijdende uitwisselingen zijn het gevolg van de minimalisering van de kosten van elektriciteitslevering in het gehele noordwestelijke blok. Ze spelen een essentiële rol in de werking van de elektriciteitsmarkt.

De evolutie van het aanbod aan elektrische energie wordt weergegeven in figuur 20. Het aanbod wordt in twee componenten ingedeeld: nationale productie en invoer. Bovendien wordt de elektriciteit die in België wordt geproduceerd opgedeeld naar energievorm. Het gaat om de nettoproductie, het eigenverbruik van de centrales wordt dus niet meegerekend.



Figuur 20: Evolutie van de geproduceerde en ingevoerde energie, referentiescenario (GWh)



Bron: PRIMES

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Andere = afgeleide gassen, olieproducten.

De netto-invoer van elektriciteit blijft positief over de volledige projectieperiode. In 2010 is de invoer vergelijkbaar met het niveau van 2005 (ongeveer 6 TWh). In 2015, daarentegen, daalt de invoer met ongeveer de helft (3,5 TWh). Daarna stijgt hij terug en bereikt 12,7 TWh in 2020. Meer details over de grensoverschrijdende stromen worden in punt 7.1.7 gegeven.

Tussen 2005 en 2020 grijpen er een aantal veranderingen plaats in de structuur van de Belgische elektriciteitsproductie. Ten eerste daalt de productie van nucleaire oorsprong als gevolg van de wet van 2003 over de uitstap uit kernenergie: van 55 % in 2005 daalt het aandeel van kernenergie naar 42 % in 2015 en naar 34 % in 2020. Het is immers in 2015 dat de eerste kerncentrales hun deuren sluiten¹²². Vervolgens neemt de productie op basis van aardgas toe tot 2015 waarna een stabilisering volgt: aardgas vertegenwoordigt 31 % van de productie in 2015 en 2020 tegenover 26 % in 2005. De stabilisering van de productie op basis van aardgas kan verklaard worden door de stijgende internationale aardgasprijzen. Hierdoor wijzigt de concurrentiekracht van de gascentrales ten voordele van de steenkoolcentrales voor wat de werkingsduur van meer dan 5000 uur per jaar betreft. Om de geleidelijke afbouw van de kerncentrales te compenseren die in basislast produceren en voordeel halen uit het verlies aan comparatief voordeel van aardgas, herstelt steenkool zich vanaf 2015: steenkool dekt respectievelijk 13 % en 17 % van de elektriciteitsproductie in 2015 en 2020 tegenover 9 % in 2005. Ten slotte maken de hernieuwbare energiebronnen (HEB) een sprong voorwaarts, gezien hun bijdrage tot de productie meer dan verdubbelt tussen 2005 en 2020. In 2020 vertegenwoordigen zij 13 % van de totale nettoproductie. Die merkbare ontwikkeling kan verklaard worden door de hypothesen over de ongunstige prijsevolutie van fossiele energiebronnen (de internationale prijzen van aardgas stijgen sterk en fossiele energie wordt afgestraft door de koolstofwaarde).

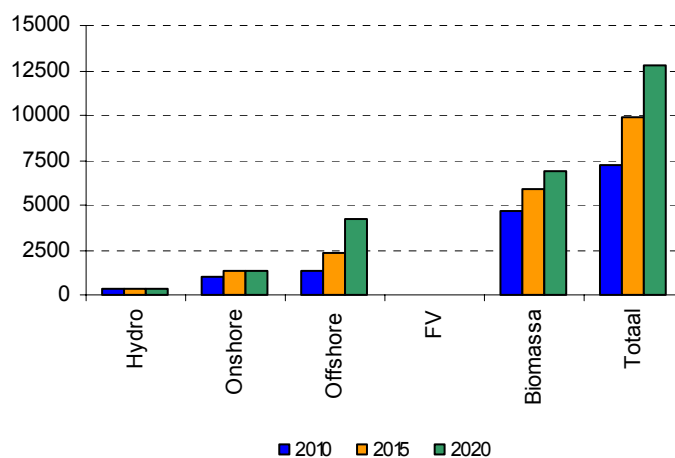
¹²² De productie van de centrales van Doel 1&2 en Tihange 1 in 2015, het jaar van de sluiting, wordt berekend op basis van de wettelijke sluitingsdatum.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 21 hierna geeft een meer gedetailleerd beeld van de evolutie van de elektrische energie die op basis van HEB wordt geproduceerd. De sprong voorwaarts komt vooral van offshorewindmolens en biomassa die ofwel in elektrische centrales wordt gebruikt ofwel in warmtekrachtkoppelingcentrales. De geproduceerde 12,8 TWh in 2020 is als volgt opgesplitst: 0,4 TWh komt van waterkracht, 1,3 TWh van onshorewindmolens, 4,2 TWh van offshorewindmolens en 6,9 TWh van de verbranding van biomassa.

De gemiddelde productiekosten worden geraamd op 52,9 euro/MWh¹²³ in 2020, of een stijging van 16 % ten opzichte van 2005.

Figuur 21: Evolutie van de geproduceerde energie op basis van HEB, referentiescenario (GWh)



Bron: PRIMES

FV = fotovoltaïsche zonnecellen.

N.B. De term biomassa omvat de eigenlijke biomassa en de afvalstoffen waarbij stortgas wordt gerekend.

Er dient te worden onderstreept dat de ontwikkeling van HEB voor de elektriciteitsproductie (zie figuur 21) verenigbaar is met de Belgische indicatieve doelstelling voor 2010 zoals bepaald in de Europese Richtlijn 2001/77/EG van 27 september 2001 betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt. Het aandeel elektriciteit uit HEB in het bruto finale elektriciteitsverbruik bedraagt 7 % in 2010. De Belgische indicatieve doelstelling bedraagt 6 %.

In bijlage 6 vindt de lezer een overzicht van hoe de evolutie van HEB in het referentiescenario van de PSE zich verhoudt tot het “hernieuwbare” luik van het Energie-klimaatpakket dat in april 2009 werd goedgekeurd en waarmee in deze studie geen rekening kon worden gehouden. Deze doelstelling, die in Richtlijn 2009/28/EG ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG¹²⁴ zich bevindt, bedraagt 13 % van de bruto finale energievraag in 2020. In die context is het nuttig twee kenmerken van die nieuwe richtlijn te belichten. Ten eerste, de nieuwe richtlijn definieert HEB-doelstellingen voor het energiesysteem in zijn totaliteit. Ze omvat dus geen specifieke doelstelling voor de sector van de elektriciteitsproductie, noch voor

¹²³ In prijzen van 2005.

¹²⁴ PB L 140 van 5.6.2009.



de andere sectoren¹²⁵. Ten tweede, de volledige HEB-doelstelling dient niet gerealiseerd te worden op het nationale territorium. België kan immers een beroep doen op flexibiliteitsmechanismen (statistische overdrachten tussen lidstaten, gezamenlijke projecten of gezamenlijke steunregelingen) als blijkt dat HEB voordeliger kunnen geproduceerd worden in andere landen van de Europese Unie.

Tot slot neemt de gecombineerde productie van elektriciteit en stoom (of warmtekrachtkoppeling) ook toe tot 2020. Het aandeel elektriciteit dat in warmtekrachtkoppelingcentrales wordt geproduceerd, wordt op iets meer dan 20 % geraamd in 2020. Deze centrales verbranden voornamelijk aardgas of biomassa.

In 2017 bedraagt de netto-elektriciteitsinvoer 7,2 TWh en de binnenlandse productie 102,4 TWh. Laatstgenoemde productie is als volgt verdeeld over de verschillende energievormen: 43 % voor kernenergie, 26 % voor aardgas, 17 % voor steenkool, 10 % voor HEB en 4 % voor olieproducten en afgeleide gassen.

7.1.3. De investeringen in nieuwe productiecapaciteit

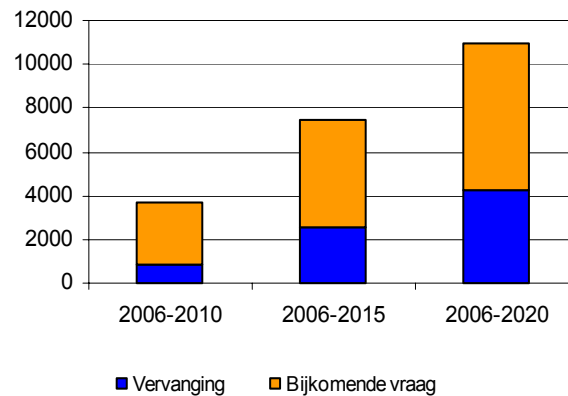
De omvang van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit hangt van meerdere factoren af. De belangrijkste zijn: de evolutie van de vraag naar elektriciteit, het niveau van invoer, de hypothesen over de buitengebruikstelling van bestaande centrales, de keuze van het betrouwbaarheids criterium van het productiesysteem en het soort centrale. Algemeen beschouwd kan men stellen dat hoe groter de vraag is, hoe strenger het betrouwbaarheids criterium en hoe groter het aantal buitengebruikgestelde centrales, hoe belangrijker de behoefte wordt aan nieuwe productiemiddelen. Daartegenover staat dat een grote invoer van elektriciteit de productiebehoefte kan doen afnemen in België. Ten slotte, onder overigens gelijke omstandigheden, hoe meer er een beroep wordt gedaan op intermitterende energiebronnen, hoe groter het investeringsvolume wordt omdat er bijkomende capaciteit nodig is wanneer die centrales niet werken.

Figuur 22 toont de evolutie van de gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit in 2010, 2015 en 2020. Een onderscheid is gemaakt naar investeringen die nodig zijn om de toegenomen elektriciteitsbehoeften op te vangen (de elektriciteitsvraag stijgt gemiddeld met 1,7 % per jaar tussen 2005 en 2020) en investeringen die noodzakelijk zijn om verouderde of buitengebruikgestelde eenheden te vervangen.

¹²⁵ Overeenkomstig de richtlijn dient elke lidstaat echter een nationaal actieplan op te stellen tegen 30 juni 2010 dat onder meer doelstellingen voor het aandeel van hernieuwbare bronnen in 2020 in de transportsector (HEB-T), de sector van de elektriciteitsproductie (HEB-E) en de sector van verwarming/koeling (HEB-H) dient te omvatten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 22: Evolutie van de gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit, referentiescenario (MW)



Bron: PRIMES, eigen berekeningen

Over de periode 2006-2010 wordt de geïnvesteerde capaciteit geraamd op ongeveer 3600 MW waarvan 3/4e bestemd is voor de bijkomende vraag. Tegen 2015 is een additionele capaciteit van 3800 MW nodig. Dat brengt de investeringen in nieuwe productiecapaciteit op 7400 MW tussen 2006 en 2015. Tot slot worden de sinds 2006 gecumuleerde investeringen op 11000 MW geraamd in 2020, waarvan 60 % dient om het toegenomen elektriciteitsverbruik op te vangen. In de resterende 40 % bedraagt het aandeel van de benodigde capaciteit om de kerncentrales die in overeenstemming met de wet op de nucleaire uitstap buiten gebruik zijn gesteld, te vervangen, iets meer dan één derde. De lezer kan een gedetailleerde kalender van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit per type centrale terugvinden in bijlage 2.

Het gaat om aanzienlijke investeringen. Tegen 2020 vertegenwoordigen ze ongeveer 75 % van de totale capaciteit van het productiepark in 2005. Het is dus interessant om dieper in te gaan op de rol van de verschillende bovenvermelde factoren in die evolutie. De respectievelijke impact van de vraag en van de hypothesen over de buitengebruikstelling van de centrales wordt getoond in de bovenstaande figuur. In sectie 7.2 waarin de alternatieve scenario's aan bod komen, zal de impact van de elektriciteitsvraag op de nood aan nieuwe productiecapaciteit meer in detail worden bestudeerd.

Daarnaast is het invoerniveau ook niet onbelangrijk, vooral in 2020 wanneer de invoer twee keer hoger ligt dan in 2005 en 10 % van het totale aanbod aan elektrische energie bestrijkt. Indien dat niveau lager zou zijn, dan zouden de vereiste investeringen nog groter moeten zijn. De verhoging van het aandeel¹²⁶ van de intermitterende energiebronnen in het productiepark (voornamelijk windmolens) verklaart ook de evolutie van de te investeren capaciteit. Voor een gegeven elektriciteitsproductie leidt de vereiste om te beschikken over complementaire capaciteit tot een verhoging van de totale geïnstalleerde capaciteit gezien deze hernieuwbare eenheden slechts gedurende een aantal uren produceren dat gemiddeld lager ligt dan dat van klassieke centrales. HEB hebben wel als voordeel dat ze geen CO₂ uitstoten. Tot slot beïnvloedt ook het gekozen betrouwbaarheids criterium de evolutie van de te investeren capaciteit. Een versoepeling van dat criterium zou de behoefte aan nieuwe productiecapaciteit verkleinen, maar ons elektriciteitssysteem kwetsbaarder maken. Als de system reserve margin verlaagd wordt tot 11 % (tegenover 21 % in het referentiescenario), zouden de investeringen in nieuwe capaciteit tegen 2020 2500 MW lager liggen.

¹²⁶ Van 1% in 2005 klimt dat aandeel naar 9% in 2020.



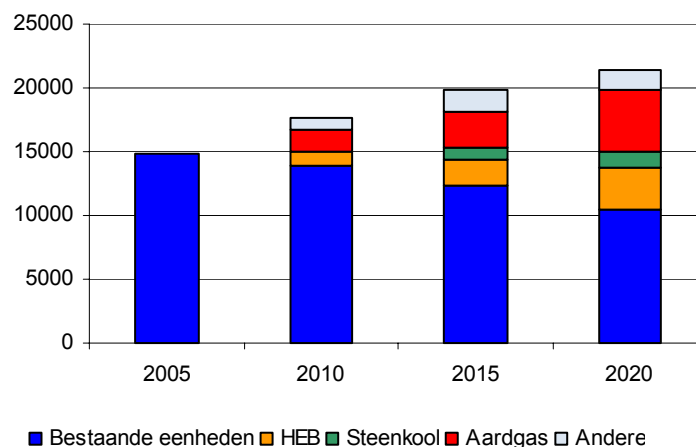
De investeringsuitgaven tot 2020 worden geraamd op 8,5 miljard euro. Dat cijfer beslaat enkel de uitgaven die gelinkt zijn aan de productie. Het omvat dus niet de uitgaven die samenhangen met transport en distributie van elektriciteit, noch deze die verbonden zijn met de infrastructuur van aardgas om, indien nodig, de nieuwe centrales op aardgas te bevoorraden.

De capaciteit die in de periode 2008-2017 geïnvesteerd moet worden, wordt geraamd op ongeveer 9000 MW, de investeringsuitgaven in nieuwe productiemiddelen op 7,3 miljard euro.

7.1.4. De geïnstalleerde capaciteit van het Belgische elektriciteitspark

Figuur 23 en figuur 24 tonen de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit¹²⁷ in België per energievorm en per type productie-eenheid. Dat onderscheid heeft evenwel alleen betrekking op de nieuwe eenheden. De capaciteit van het bestaande park (in 2005) wordt ondergebracht in één categorie genaamd “bestaande eenheden”¹²⁸. Die figuren moeten vergeleken worden met die de evolutie van de geproduceerde energie per energievorm weergeeft.

Figuur 23: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per energievorm, referentiescenario (MW)



Bron: PRIMES

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Andere = Afgeleide gassen en olieproducten.

In 2010 zou de geïnstalleerde capaciteit oplopen tot 17,6 GW. Meer dan de helft van de nieuwe capaciteit bestaat uit aardgasgestookte centrales. Die capaciteit omvat zowel gascentrales met gecombineerde cyclus (STEG's) als open-cyclusgasturbines (GT's) en WKK-installaties op aardgas. In de volledige groep

¹²⁷ In de geïnstalleerde capaciteit wordt de capaciteit van de pomp-turbinecentrales (1308 MW) niet meegerekend.

¹²⁸ Het verschil tussen de capaciteit van de ‘bestaande eenheden’ in 2020 en in 2005 stemt overeen met de capaciteit van de buitengebruikgestelde centrales tussen die beide data die neerkomt op ongeveer 4300 MW. De kerncentrales tellen voor 1800 MW, de steenkoolcentrales voor 700 MW, de gascentrales voor 1000 MW en de overige centrales (die afgeleide gassen of olieproducten stoken) voor 800 MW.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

vertegenwoordigen de STEG-centrales van de gecentraliseerde producenten 800 MW of 22 % van de totale geïnvesteerde capaciteit, de GT's 280 MW en de aardgaseenheden van de industriële producenten 650 MW. De geïnvesteerde capaciteit in de categorie “andere” heeft voornamelijk betrekking op de centrales op hoog- en cokesovengas (Carsid, Sidmar). Geen enkele nieuwe steenkoolcentrale wordt gebouwd. Tot slot wordt het aandeel hernieuwbare energie in het elektriciteitspark in 2010 met 1000 MW van de geïnstalleerde capaciteit versterkt.

In 2015 zouden nieuwe steenkoolcentrales op het toneel verschijnen. In 2020 vertegenwoordigen ze 1200 MW van de geïnstalleerde capaciteit op een totaal van 21,5 GW. Het zijn geavanceerde superkritische centrales¹²⁹ die voornamelijk in basislast werken en die de drie kernreactoren vervangen die in 2015 buiten werking worden gesteld op grond van de wet op de nucleaire uitstap. Nog steeds in 2020 zou de capaciteit van de centrales op aardgas 4900 MW bedragen, het aandeel van de STEG-centrales daarin bedraagt 3900 MW. Tot slot zou de capaciteit van de centrales op hernieuwbare energie 3200 MW bedragen.

Opvallend is dat, ondanks het feit dat de elektriciteitsproductie op basis van aardgas stabiel blijft tussen 2015 en 2020, het aardgaspark blijft groeien. Die schijnbaar tegenstrijdige evolutie is het gevolg van de verschuiving naar boven van die centrales in het belastingsduurdiagram¹³⁰, meer bepaald van de STEG-centrales. Hoewel de gemiddelde belastingsfactor¹³¹ van de STEG's schommelt tussen 0,64 en 0,70 tussen 2005 en 2015, bedraagt hij slechts 0,47 in 2020.

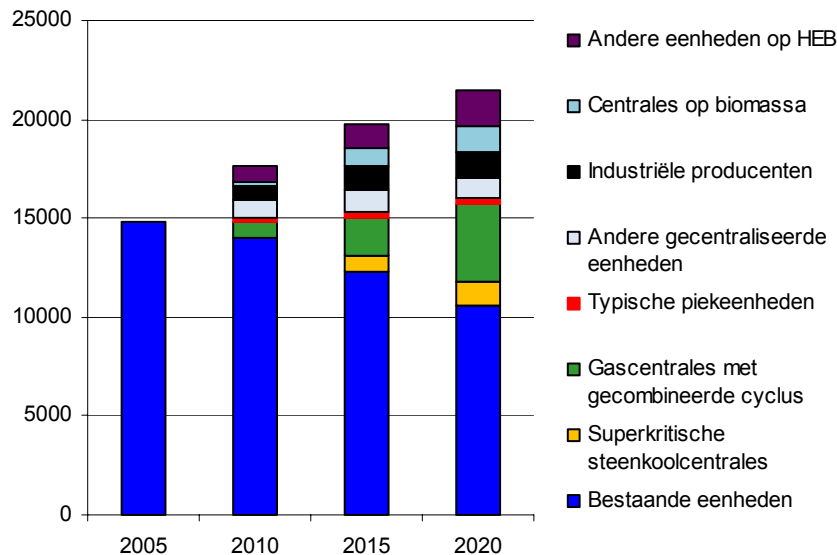
¹²⁹ In het huidige stadium van technologische ontwikkeling zouden de relatieve kosten van de steenkooltechnologieën gunstiger uitvallen voor de geavanceerde superkritische centrales dan voor de technologie van steenkoolvergassing.

¹³⁰ In het belastingsduurdiagram worden de centrales gerangschikt op basis van hun werking (of werkingsduur): eerst de centrales die werken in basislast, vervolgens de centrales met een gemiddelde gebruiksduur en tot slot de piekcentrales.

¹³¹ De gemiddelde belastingsfactor is een indicator van de werking van een centrale; hij wordt gedefinieerd als de verhouding tussen de productie en de capaciteit gedeeld door 8760, het aantal uren per jaar.



Figuur 24: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, referentiescenario (MW)



Bron: PRIMES

N.B.: de andere gecentraliseerde eenheden hergroeperen voornamelijk stoomturbines met of zonder WKK en de repowering van bestaande centrales.

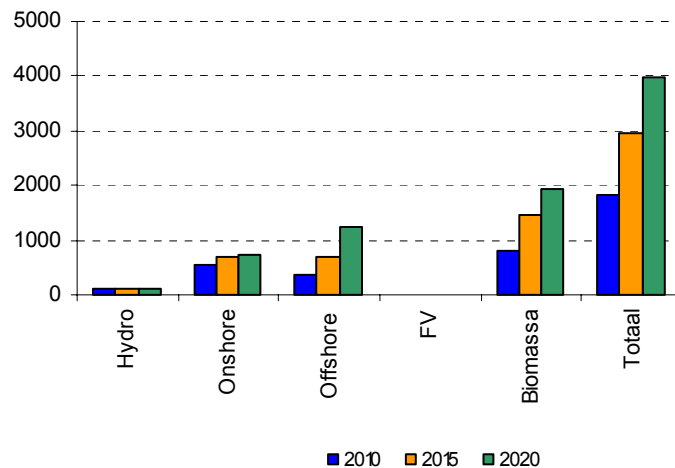
Figuur 25 geeft een toelichting bij de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit van de eenheden op hernieuwbare energie. Het gaat hier om de totale geïnstalleerde capaciteit met inbegrip van de geïnvesteerde capaciteit tijdens de periode voor 2005 (2005 inbegrepen)¹³².

De geïnstalleerde capaciteit van de HEB-eenheden stijgt geleidelijk tussen 2005 en 2020. Om de vijf jaar groeit het HEB-park aan met een extra capaciteit van ongeveer 1000 MW. In 2020 belooft de capaciteit van de HEB-eenheden 3900 MW die als volgt verdeeld is: 1900 MW van de centrales op biomassa (met inbegrip van de WKK-centrales), 1200 MW van de offshorewindmolenparken, 700 MW van de onshorewindmolenparken en iets meer dan 100 MW van de waterkrachtcentrales.

¹³² In Figuur 23 en Figuur 24 heeft de verdeling per energievorm of per type productie-eenheid enkel betrekking op de nieuwe vanaf 2006 geïnvesteerde capaciteit.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 25: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit van HEB-centrales, referentiescenario (MW)



Bron: PRIMES

FV = fotovoltaïsche zonnecellen.

N.B.: De term biomassa omvat de eigenlijke biomassa en de afvalstoffen waarbij stortgas wordt gerekend.

Tot slot bedraagt de geïnstalleerde capaciteit van de WKK-centrales 3900 MWe in 2020, of een verdrievoudiging ten opzichte van 2005¹³³. De meeste van die centrales worden op aardgas gestookt, maar er zijn ook WKK-centrales die biomassa verbranden.

De evolutie van de productiecapaciteit zoals berekend door het model en voorgesteld in figuur 23 houdt in zekere mate rekening met omstandigheden die ervoor zorgen dat het Belgische productiesysteem kan afwijken van de normale leveringsvoorwaarden. Dat is essentieel voor de zekerheid van de elektriciteitsbevoorrading van het land. Het Belgische productiepark moet het betrouwbaarheids criterium naleven, namelijk beschikken over een reservemarge van 21 % (zie 6.1.7 en het concept “system reserve margin”). Die reservemarge¹³⁴ houdt onder meer rekening met uitzonderlijke omstandigheden die de belasting of de productie beïnvloeden, de onverwachte onbeschikbaarheid van bepaalde productiemiddelen en het intermitterende karakter van bepaalde HEB. Het onderstaande schema illustreert het verband tussen de geïnstalleerde capaciteit berekend door het model en de capaciteit die vereist is om in normale omstandigheden te voldoen aan de (piek)vraag.

¹³³ De definitie die hier gebruikt wordt voor de elektrische capaciteit van de warmtekrachtkoppelingcentrales is dezelfde als die gehanteerd in Eurostat. Het gaat om de capaciteit die overeenstemt met een totaal omzettingrendement (gedefinieerd als de verhouding tussen de hoeveelheid elektriciteit en geproduceerde stoom en het brandstofverbruik) van minstens 80 %.

¹³⁴ Er dient evenwel te worden opgemerkt dat de reservemarge deterministisch wordt geraamd en niet voortvloeit uit een diepgaande waarschijnlijkheidsanalyse.



Figuur 26: Geïnstalleerde productiecapaciteit en betrouwbaarheids criterium: illustratie voor het jaar 2020

(Netto) productie- capaciteit	Gemiddelde onbeschikbaarheid (pannes/revisies)	11 %	= 3,4 GW
	Elia's systeemdiensten	5 %	
	Belastings/productieschommelingen	5 %	= 1,8 GW
	"Non dispatchable" capaciteit	90 % van "intermittente" HEB	
	Beschikbare capaciteit = piekvraag		
Totaal			= 21,5 GW

N.B.: de gebruikte schaal in het bovenstaande schema geeft niet exact de aangeduide cijfers weer.

In 2017 bedraagt de geïnstalleerde capaciteit 21,4 GW. Die capaciteit bestaat voor 44 % uit nieuwe centrales die na 2005 in gebruik zijn genomen, waarvan 4100 MW van aardgas, 1200 MW van steenkool en 2500 MW op basis van hernieuwbare energie. 3/4e van de aardgascentrales zijn eenheden met een gecombineerde cyclus (STEG's). In 2017 loopt de geïnstalleerde capaciteit van de HEB-eenheden op tot ongeveer 3300 MW, die als volgt is verdeeld: 1600 MW van centrales op biomassa (met inbegrip van de warmtekrachtkoppelingcentrales), 900 MW van offshorewindmolenparken, 700 MW van onshorewindmolenparken en 100 MW van waterkrachtcentrales.

7.1.5. Het jaarlijkse aardgasverbruik

De evolutie van het aardgasverbruik voor de elektriciteitsproductie vereist bijzondere aandacht op het vlak van de bevoorradingszekerheid op het gebied van energie, of het nu gaat om de beschikbaarheid van aardgas, de kostprijs ervan of de infrastructuur nodig voor haar transport. De elektriciteitssector wordt sinds een aantal jaren immers afgeschilderd als de voornaamste verantwoordelijke voor de "stormloop" op aardgas.

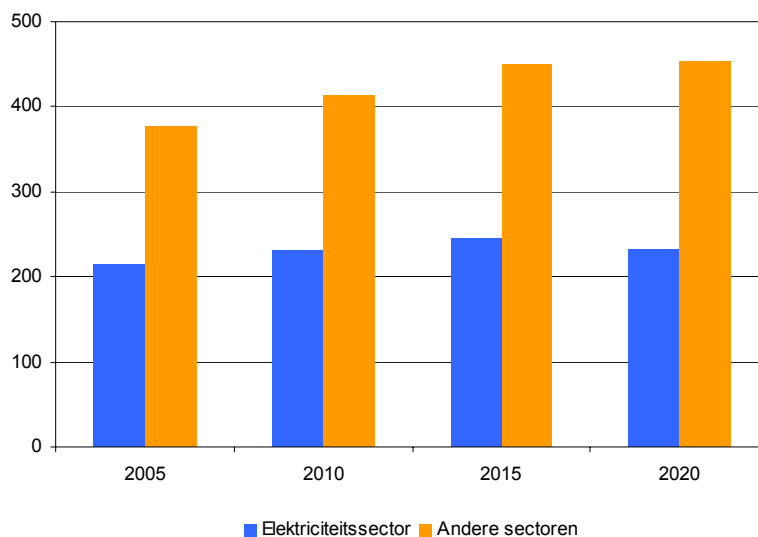
Het geïnterconnecteerde PRIMES-model beschrijft overigens niet alleen de ontwikkeling van de aardgasvraag in de elektriciteitssector, maar ook in de overige sectoren (voornamelijk van de eindvraag). Al die informatie samen vormt een relevante input voor de prospectieve studie gas (PSG). Er dient evenwel te worden onderstreept dat de resultaten enkel betrekking hebben op de jaarlijkse aardgasvolumes, terwijl

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

voor bepaalde delen van de prospectieve studie gas kennis vereist is over de vraagprofielen per uur en per seizoen.

In figuur 27 wordt de evolutie van het aardgasverbruik van de elektriciteitssector vergeleken met de vraag van de overige sectoren. In tegenstelling tot de vooruitzichten die de voorbije jaren gepubliceerd werden, stijgen de aardgasvolumes die bestemd zijn voor de elektriciteitsproductie slechts in zeer beperkte mate: +8 % of 0,5 % gemiddeld per jaar tussen 2005 en 2020. De hypothesen over de evolutie van de aardgasprijs en het bestaan van een vervangende energievorm – steenkool – liggen aan de basis van die ontwikkeling. In de overige sectoren is de groei van aardgas aanzienlijker: +21 % of 1,3 % gemiddeld per jaar tussen 2005 en 2020. In die sectoren zijn de substitutiemogelijkheden kleiner aangezien ook de olieprijs heel hoog is. In 2020 vertegenwoordigt de elektriciteitssector een derde van de totale vraag naar aardgas tegenover 36 % in 2005.

Figuur 27: Evolutie van het aardgasverbruik, referentiescenario (PJ)



Bron: PRIMES

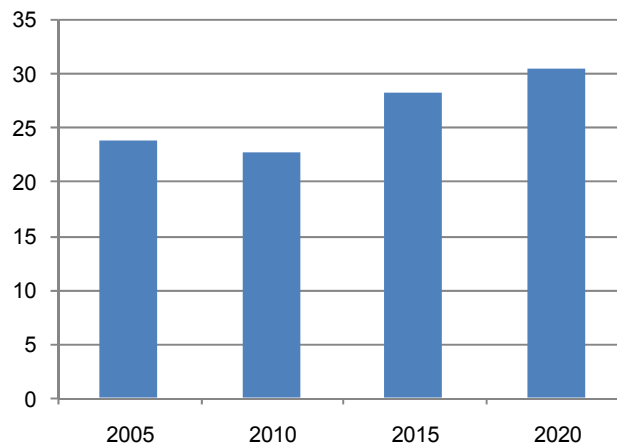
7.1.6. De uitstoot van koolstofdioxide (CO₂)

De evolutie van de CO₂-uitstoot van de elektriciteits- en WKK-centrales weerspiegelt de evolutie van de productiestructuur. In een eerste periode, van 2005 tot 2010, daalt de uitstoot met 5 %, enerzijds door een verbetering van het gemiddelde rendement van het park en anderzijds door de groei van HEB. Die twee factoren vormen meer dan een compensatie voor de toegenomen elektriciteitsproductie op basis van aardgas die, hoewel in mindere mate dan steenkool en olie, toch CO₂-vervuilend is.

Vervolgens beginnen de emissies aan een opwaartse klim tot ze, in 2020, 28 % boven het niveau van 2005 uitstijgen. Die toename is vooral te wijten aan de opmars van de steenkoolcentrales die de kerncentrales, zodra die niet meer operationeel zijn, vervangen, maar die ook aan de toegenomen vraag beantwoorden op een ogenblik dat de aardgasprijzen pijlsnel de hoogte inschieten en de concurrentiekracht van de aardgascentrales zodoende achteruitgaat.



Figuur 28: Evolutie van de CO₂-uitstoot van het Belgische elektriciteitspark, referentiescenario (Mt)



Bron: PRIMES

Het geïnterconnecteerde PRIMES-model laat niet enkel toe de CO₂-emissies van het Belgische park te berekenen, maar ook de uitstoot van het volledige energiesysteem kan via dit model geëvalueerd worden. Het evolutieprofiel van de totale uitstoot is vergelijkbaar met dat in figuur 28, maar de schommelingen zijn kleiner. De totale energetische CO₂-uitstoot in België evolueert weinig in de periode 2005-2010 (-0,5 %), maar stijgt daarna gestaag: in 2020 ligt de uitstoot 4,8 % hoger dan in 2005. De ontwikkeling van de uitstoot van de elektriciteitssector is daar niet vreemd aan: die sector tekent immers de hoogste groei qua CO₂-uitstoot op. Het aandeel van de elektriciteitssector in de totale uitstoot kent een aanzienlijke stijging, van 24 % in 2005 naar 30 % in 2020.

In 2017 wordt de energetische CO₂-uitstoot van het Belgische elektriciteitspark geraamd op iets minder dan 29 Mt. Dat is iets meer dan 20 % hoger dan het niveau in 2005.

7.1.7. De grensoverschrijdende stromen

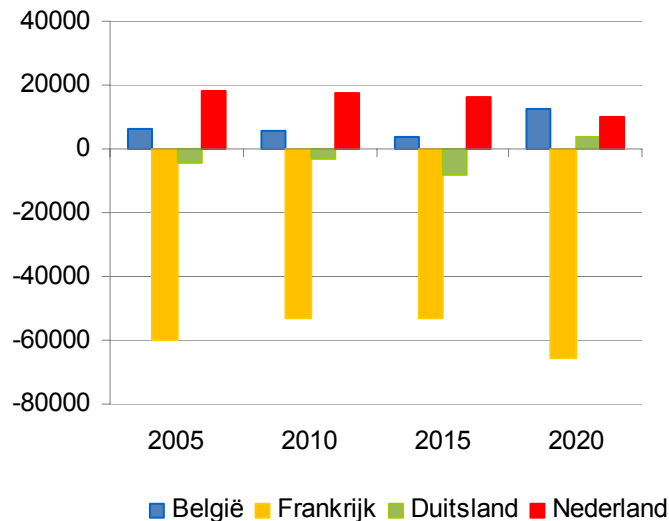
De ontwikkeling van de totale netto-elektriciteitsinvoer werd beschreven in punt 7.2.1. In dit punt wordt de evolutie van die indicator toegelicht door de evolutie in België te vergelijken met die in de buurlanden (figuur 29) en door de netto-invoer op te splitsen in zijn componenten "invoer" en "uitvoer", per land van oorsprong en bestemming en op basis van het tijdstip van de dag waarop de uitwisselingen plaatsvinden. Om de voorstelling te vereenvoudigen, werden de dagen opgedeeld in 3 periodes: de eerste periode dekt de piekvraag, de tweede de vraag in middenlast en de derde de vraag in basislast. Op jaarbasis tellen die 3 periodes respectievelijk 250, 6360 en 8760 uren.

Figuur 29 toont dat Nederland, net zoals België, netto-invoerder van elektriciteit is tijdens de ganse periode 2005-2020. In tegenstelling tot België daalt de netto-invoer van Nederland geleidelijk tussen 2005 en 2020 (-42 %) om in 2020 onder het niveau van België uit te komen (10,3 TWh tegenover 12,7 TWh). Daarnaast wordt Duitsland netto-invoerder in 2020 (3,4 TWh). Tot slot blijft Frankrijk de grootste netto-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

uitvoerder van Europa¹³⁵. Het evolutieprofiel van haar uitvoer heeft de vorm van een omgekeerde U. In 2020 bedraagt haar netto-uitvoer 65,6 TWh of 5,3 TWh meer dan in 2005.

Figuur 29: Evolutie van de netto-elektriciteitsinvoer van België en haar buurlanden, referentiescenario (GWh)



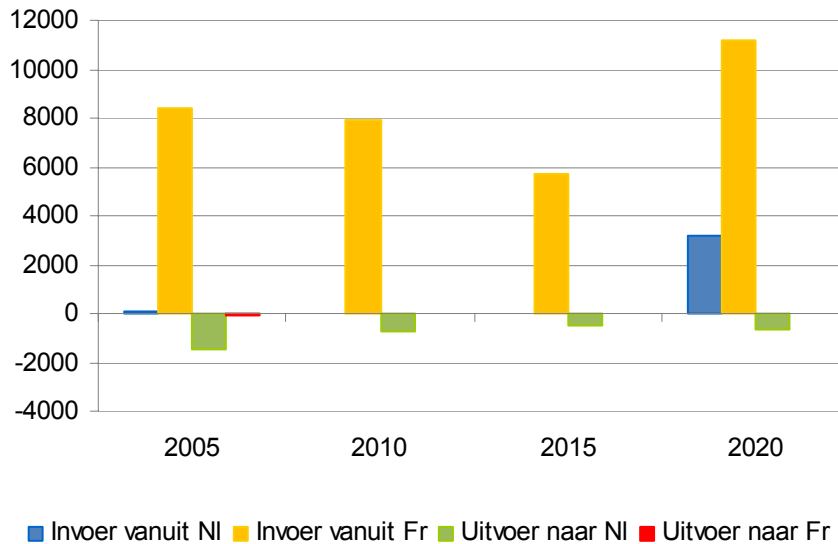
Bron: PRIMES

De grensoverschrijdende stromen van België vinden plaats hetzij van en naar Nederland, hetzij van en naar Frankrijk (er bestaat geen verbinding tussen België en Duitsland). Figuur 30 geeft toelichting over de oorsprong en de bestemming van die grensoverschrijdende stromen. De invoer vanuit Frankrijk blijft de uitwisselingen tot 2020 domineren. In 2020 komt de invoer vanuit Nederland van ongeveer 3,2 TWh daarbovenop. De uitvoer naar Frankrijk blijft beperkt en die naar Nederland schommelt rond 500-700 GWh tussen 2010 en 2020.

¹³⁵ Frankrijk voert uit naar al haar buurlanden: België, het Verenigd Koninkrijk, Italië, Duitsland, Zwitserland en Spanje.



Figuur 30: Evolutie van de grensoverschrijdende stromen met Frankrijk en Nederland, referentiescenario (GWh)



Bron: PRIMES

N.B.: de invoer is positief, de uitvoer is negatief.

toont dat België vooral elektriciteit die werd opgewekt in middenlast en basislast invoert. De uitvoer naar Nederland bestaat uit elektriciteit die opgewekt werd in pieklast of middenlast. Dat België (in 2020) elektriciteit uit middenlast invoert vanuit Nederland en uitvoert naar datzelfde land kan verklaard worden door het feit dat de vraagprofielen in beide landen buiten de piek- en basislastperiodes complementair zijn. Tot slot, tijdens de piekperiodes exporteert België een honderdtal GWh per jaar naar Nederland over de volledige projectieperiode.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 31: Evolutie van de uitwisselingen per belastingssegment, referentiescenario (GWh)



Bron: PRIMES

In punt 7.1.2 hebben we vastgesteld dat de elektriciteitsinvoer binnen een internationale context een belangrijke optie vormt om te voldoen aan de binnenlandse vraag, op zijn minst tot 2020. In 2020 worden de netto-invoerstromen geraamd op 12,7 TWh, of 50 % meer dan het gemiddelde over de laatste 5 jaar (2004-2008). De bijdrage van de netto-invoer tot de Belgische elektriciteitsvraag (11 % in 2020) blijft echter vergelijkbaar met de waarden die de voorbije jaren werden opgetekend (11 % in 2006, 8 % in 2007 en 12 % in 2008).

Om de bevoorradingszekerheid van België in dergelijke omstandigheden te evalueren, dient men de door het model berekende invoerstromen te vergelijken met de interconnectiecapaciteit of eerder met het “minimaal” elektrisch vermogen dat wordt gewaarborgd door de transportnetbeheerder Elia op jaarbasis. Het “gewaarborgd minimum” vermogen is de invoercapaciteit die op elk uur van het jaar beschikbaar is voor de marktspelers en die een maximale garantie biedt voor de bevoorradingszekerheid¹³⁶. Het “gewaarborgd minimum” onderscheidt zich van de gemiddelde commerciële capaciteit die ter beschikking staat van de markt en van de toegewezen maximumcapaciteit, die allebei hoger zijn. Het “gewaarborgd mini-

¹³⁶ Zie Standpunt van Elia met betrekking tot de ontwerpstudie over de vooruitzichten voor elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 (3 april 2009).

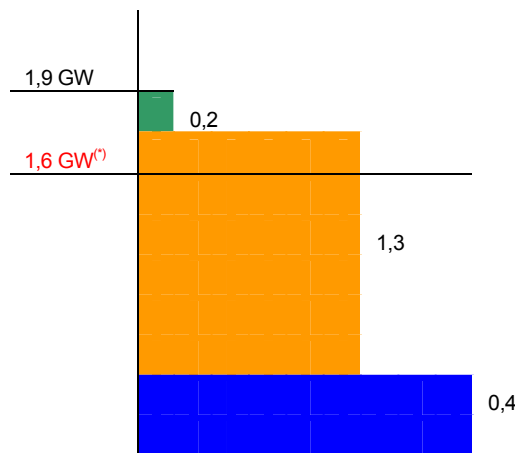


“mum” wordt ex ante voor elk van de grenzen gedefinieerd (zuidelijke grens met Frankrijk en noordelijke grens met Nederland). In 2008 bedroeg het “gewaarborgd minimum” vermogen 1600 MW aan de zuidgrens en 833 MW aan de noordgrens, of 2433 MW in totaal¹³⁷.

Op basis van de invoerstromen die worden voorgesteld in figuur 31 en de duur van de belastingssegmenten kan de elektriciteitsinvoer worden vertaald in termen van vermogen en kan het resultaat vervolgens vergeleken worden met het ‘gewaarborgd minimum’ vermogen in 2008. Aldus krijgt men een indicatie¹³⁸ van de graad van bevoorradingszekerheid van het land.

De berekening is vooral interessant voor de invoer vanuit Frankrijk en voor het jaar 2020. Het resultaat wordt voorgesteld in figuur 32. Men stelt vast dat de invoercapaciteit in 2020 1900 MW zou bedragen, of 300 MW meer dan het “gewaarborgd minimum” vermogen in 2008. Dat betekent dat indien het “gewaarborgd minimum” vermogen in 2020 gelijk blijft aan dat van 2008 (d.w.z. onder gelijkblijvende omstandigheden), er een risico bestaat dat op bepaalde momenten de geplande invoer niet kan worden verwezenlijkt. Men mag evenwel veronderstellen dat tegen 2020 nieuwe investeringen (phase-shifters, nieuwe interconnectiecapaciteiten) het mogelijk zullen maken het “gewaarborgd minimum” vermogen in 2020 te verhogen en aldus het risico te verkleinen of weg te nemen. En indien dat niet het geval zou zijn, kan men desgevallend een beroep doen op het beschikbare productiepark in het land¹³⁹ dat zodanig is ontworpen om te beantwoorden aan de piekvraag gelet op een bepaald reserveniveau dat exogeen en deterministisch is bepaald (zie punt 7.1.4).

Figuur 32: Opgevraagd invoervermogen in 2020 aan de zuidgrens vs. het “gewaarborgd minimum”, 2008



(*) gewaarborgd minimum 2008.

¹³⁷ Ter vergelijking, de gemiddelde commerciële invoercapaciteit bedroeg 3880 MW in 2008 en de toegewezen maximumcapaciteit 5000 MW.

¹³⁸ Het gaat hier wel degelijk om een indicatie en niet om een precieze berekening aangezien de vereenvoudigde opsplitsing van de elektriciteitsstromen over 3 belastingssegmenten slechts een beknopte evaluatie van de invoercapaciteit mogelijk maakt.

¹³⁹ Wat evenwel leidt tot hogere kosten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

7.2. De alternatieve scenario's

Naast de analyse van het referentiescenario werden ook enkele alternatieve scenario's onder de loep genomen. Ter herinnering: de alternatieve scenario's zijn eigenlijk combinaties van drie verschillende typen onzekerheid, met name de onzekerheid rond de elektriciteitsvraag, de koolstofwaarde en de nucleaire uitstap. In totaal werden er elf alternatieve scenario's gedefinieerd; in dit deel worden er enkele in meer detail onderzocht. De keuze viel op vier “enkelvoudige” (slechts één type onzekerheid wordt meegenomen) scenario's aangezien de resultaten van deze vier globaal gezien het meest afwijken van het referentiescenario¹⁴⁰. Dat zijn:

- Base_Nuc: de exogene determinanten van de elektriciteitsvraag en de koolstofwaarde zijn dezelfde als in het referentiescenario, maar dit scenario laat de nucleaire optie open. De levensduur van de kerncentrales wordt met andere woorden opgetrokken naar 60 jaar, geen enkele nieuwe kerncentrale wordt bijgebouwd.
- Base_HiCV: de exogene determinanten van de elektriciteitsvraag zijn dezelfde als deze verondersteld in het referentiescenario, nucleaire afbouw wordt voorzien conform de wet op de nucleaire uitstap, maar de koolstofwaarde wordt verondersteld hoog te zijn (zie ook figuur 17).
- LoGro: koolstofwaarde en nucleaire uitstap zijn zoals verondersteld in het referentiescenario, maar de vraag naar elektriciteit is lager dan deze in het referentiescenario wegens een tragere economische groei en ambitieuze maatregelen op het vlak van energiebesparingen.
- HiGro: koolstofwaarde en nucleaire uitstap zijn zoals verondersteld in het referentiescenario, maar de vraag naar elektriciteit is hoger dan in het referentiescenario wegens een sterkere economische groei.

In de hierna volgende analyse worden dezelfde indicatoren onderzocht als in sectie 7.1. Verschillen tussen de scenario's worden onderstreept aan de hand van beeldende figuren. Elke figuur bevat bovendien de afbeelding (niveau, structuur, evolutie) van het referentiescenario, zodat de lezer de vergelijking met het referentiescenario dat in sectie 7.1 uitvoerig werd besproken, makkelijk kan aangaan.

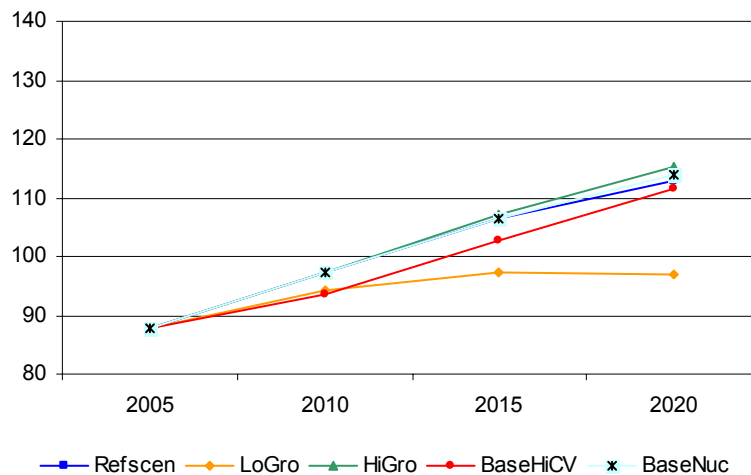
¹⁴⁰ Enkele markante resultaten van de andere alternatieve scenario's (waar meerdere types onzekerheid gecombineerd worden) worden bondig beschreven in deel 7.3. De vooruitzichten in een breder kader.



7.2.1. De elektriciteitsvraag

Figuur 33 geeft, voor de periode 2005-2020, de evolutie van de opgevraagde energie weer.

Figuur 33: Vergelijking evolutie van de vraag naar elektriciteit: referentiescenario en alternatieve scenario's, periode 2005-2020 (TWh)



Bron: PRIMES

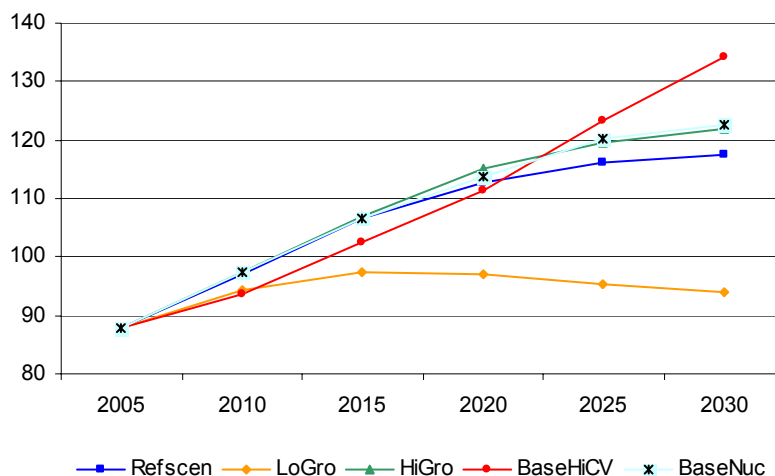
Wat opvalt, is dat het vraagniveau van het scenario LoGro een stuk onder dat van de andere scenario's ligt. Op zich dient dit geen verwondering op te wekken omdat dit scenario is gestoeld op energie-efficiëntie, vraagbeheersing en een tragere economische groei. Wat wel wenkbrauwgefrons veroorzaakt, is het vraagniveau van het scenario Base_HiCV dat zich onder de niveaus van de drie overige scenario's bevindt en in 2020 dicht aanleunt bij het referentiescenario (maar nog steeds lager is). Deze beweging is in feite het resultaat van twee afzonderlijke effecten, nl. 1) het feit dat de koolstofwaarde tot een algemene daling van de vraag naar energiediensten leidt, 2) het optreden van een "fuel switch" bij de installatie van een hogere koolstofwaarde waardoor, indien mogelijk, fossiele CO₂-ejecterende brandstoffen vervangen worden door elektriciteit. Elektriciteit wordt immers minder afgestraft door een koolstofwaarde dan de fossiele brandstoffen, een (hogere) koolstofwaarde veroorzaakt dan ook eerder een stijging van het elektriciteitsverbruik. Bij de aanvang van de projectieperiode is het voornamelijk het eerste effect dat zichtbaar is (omwille van het "voorraadeffect"). Wanneer we de tijdslijn echter doortrekken (zie figuur 20), merken we de invloed van het tweede effect, zij het dan na 2020¹⁴¹ wanneer de groeicurve van Base_HiCV snel klimt en in 2030 het hoogste vraagniveau optekent van alle scenario's. De gemiddelde jaarlijkse groeivoet over de periode 2005-2030 van Base_HiCV is zelfs 1,7 % vergeleken met 1,2 % in het referentiescenario.

In bijlage 4 vindt de lezer andere indicatoren m.b.t. de elektriciteitsvraag die het mogelijk maken de evolutie van de efficiëntie en de intensiteit van elektriciteit in de verschillende bestudeerde scenario's te vergelijken.

¹⁴¹ De koolstofwaarde in Base_HiCV loopt dan op tot 58 euro/tCO₂ in 2025 en 60 euro/tCO₂ in 2030 ten opzichte van respectievelijk 23 en 24 euro/tCO₂ in het referentiescenario.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 34: Vergelijking evolutie van de vraag naar elektriciteit: referentiescenario en alternatieve scenario's, periode 2005-2030 (TWh)



Bron: PRIMES

Bij het verlengen van de tijdshorizon merken we eveneens op dat de vraagcurve voor Base_Nuc na 2015 boven deze van het referentiescenario gaat uitsteken. Dat is op rekening te schrijven van het feit dat in Base_Nuc het totale nucleaire park dat bovendien helemaal is afgeschreven, volledig operationeel blijft. De gemiddelde productiekost voor dergelijke afgeschreven kerncentrales ligt heel wat lager dan deze van om het even welke nieuwe centrale (zie Devogelaer en Gusbin, 2007), wat in het model een gevoelige daling in de prijzen van elektriciteit veroorzaakt, wat op haar beurt een stijging in het elektriciteitsverbruik initieert.

Ter informatie wordt ook nog een tabel (tabel 18) meegegeven die de gemiddelde jaarlijkse groeivoeten van alle beschouwde scenario's afficheert over de twee verschillende periodes die figuur 31, figuur 33 en figuur 34 afgebeeld staan.

Tabel 18: Vergelijking van de gemiddelde jaarlijkse groeipercentages: referentiescenario en alternatieve scenario's, periodes 2005-2020 en 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 %

Bron: PRIMES

//: taux de croissance annuel moyen.



7.2.2. Het elektriciteitsaanbod

Om aan de vraag tegemoet te komen, is er een aanbod nodig. Dat aanbod kan komen van invoer uit geconnecteerde landen en van binnenlandse productie. Uit onderstaande figuur blijkt dat het niveau van netto-invoer danig afwijkt naargelang het beschouwde scenario. Het is het hoogst in het LoGro-scenario, het laagst in het Base_Nuc-scenario.

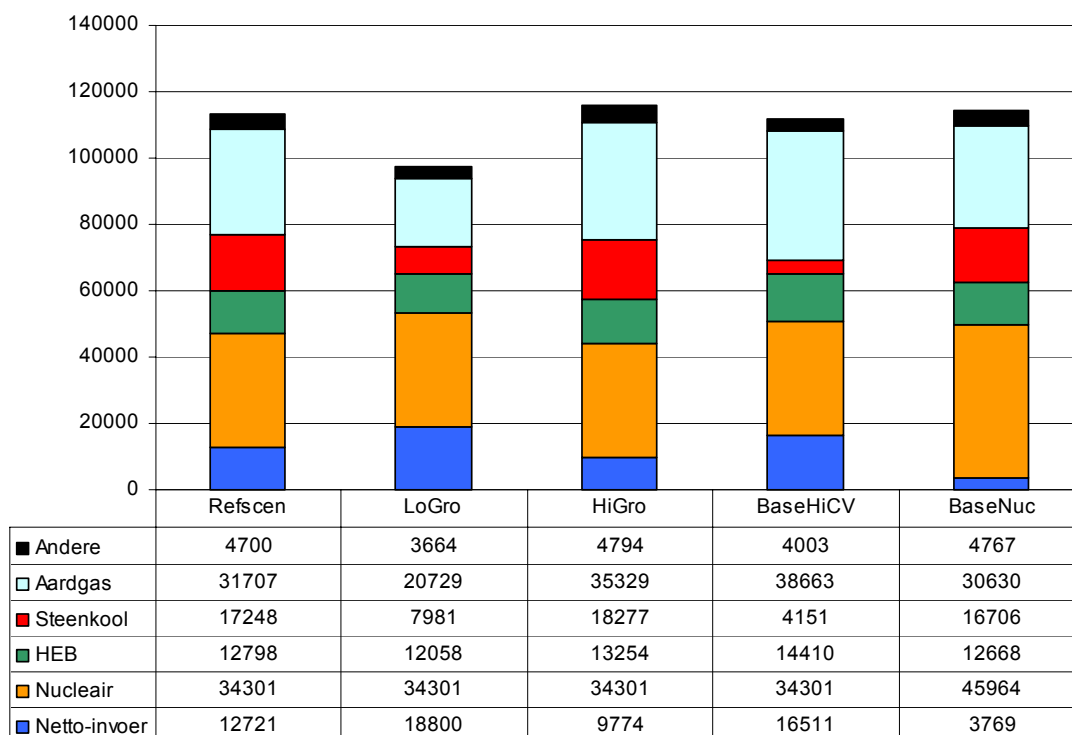
Het hoge netto-invoerniveau in LoGro is toe te schrijven aan het feit dat alle ons omringende landen eveneens een lagere groei in elektriciteitsverbruik kennen¹⁴², maar dat omwille van de economische wetmatigheid hun geïnstalleerde capaciteit dient te renderen. Overtollige productie die niet ingezet kan worden om de eigen vraag te dekken, wordt dan op het net gezet en getransporteerd naar landen waarvoor het economisch rendabel is elektriciteit aan te kopen uit het buitenland (in plaats van zelf te produceren). Dat leidt ertoe dat België in 2020 netto ongeveer 50 % meer gaat importeren vergeleken met het referentiescenario (hoofdzakelijk uit Frankrijk).

In het Base_Nuc-scenario is de netto-invoer dan weer erg laag (70 % lager in 2020 vergeleken met het referentiescenario). Hoofdoorzaak dient gezocht te worden in het feit dat in dit scenario volledig afgeschreven kerncentrales ingezet kunnen worden. Hun gemiddelde productiekost is lager dan die van om het even welke nieuwe centrale, wat de basisproductie een stuk voordeliger maakt en de concurrentie met beterkope stroom uit de buurlanden kan doorstaan.

¹⁴² De hypothesen die voor België werden gedefinieerd in het LoGro-scenario werden ook in de andere landen toegepast. Hierdoor tuimelt de Franse vraag tussen 2005 en 2020 van gemiddeld 1,0% naar 0,0%, Duitsland duikt van 1,0% naar jaarlijks 0,4% en Nederland van 2,0% naar 0,8%.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 35: Vergelijking geproduceerde en geïmporteerde energie: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2020 (GWh)



Bron: PRIMES

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Andere = afgeleide gasen en olieproducten.

Net zoals het invoerniveau varieert ook het totale productieniveau naargelang het scenario. Ten opzichte van het referentiescenario in 2020 bevindt de totale productie van het scenario Base_HiCV zich 5 % lager, Base_Nuc 10 % hoger, LoGro situeert zich 22 % lager, terwijl HiGro 5 % meer elektriciteit genereert.

Qua samenstelling merken we dat het niveau van nucleaire elektriciteitsproductie in alle scenario's waarin de nucleaire uitstap wordt nageleefd, hetzelfde is; enkel Base_Nuc kan meer beroep doen op kernenergie wegens de verlenging van de levensduur van de bestaande kerncentrales. In dit scenario zal kernenergie dan ook 42 % uitmaken van de elektriciteitsproductie in 2020 (ten opzichte van maximaal 36 % in de andere scenario's).

Het inzetten van steenkool verschilt sterk van scenario tot scenario. Het referentiescenario maakt in 2020 voor 17 % van de elektriciteitsproductie gebruik van steenkool (zie ook punt 7.1.2), net zoals het scenario waarin een hogere vraag naar elektriciteit wordt verwacht. Ook het Base_Nuc-scenario rekent voor 15 % op steenkool, gezien de in functie gehouden kerncentrales alleen niet volstaan om de baseload op te vullen. De scenario's LoGro en Base_HiCV tekenen relatief lage waarden op voor productie op basis van steenkool, dit omwille van verschillende redenen. LoGro rekent minder op steenkool omdat een groot deel van de vraag reeds opgevangen wordt door kernenergie en invoer van elektriciteit, Base_HiCV verkiest andere brandstoffen die een lager koolstofgehalte hebben dan steenkool.

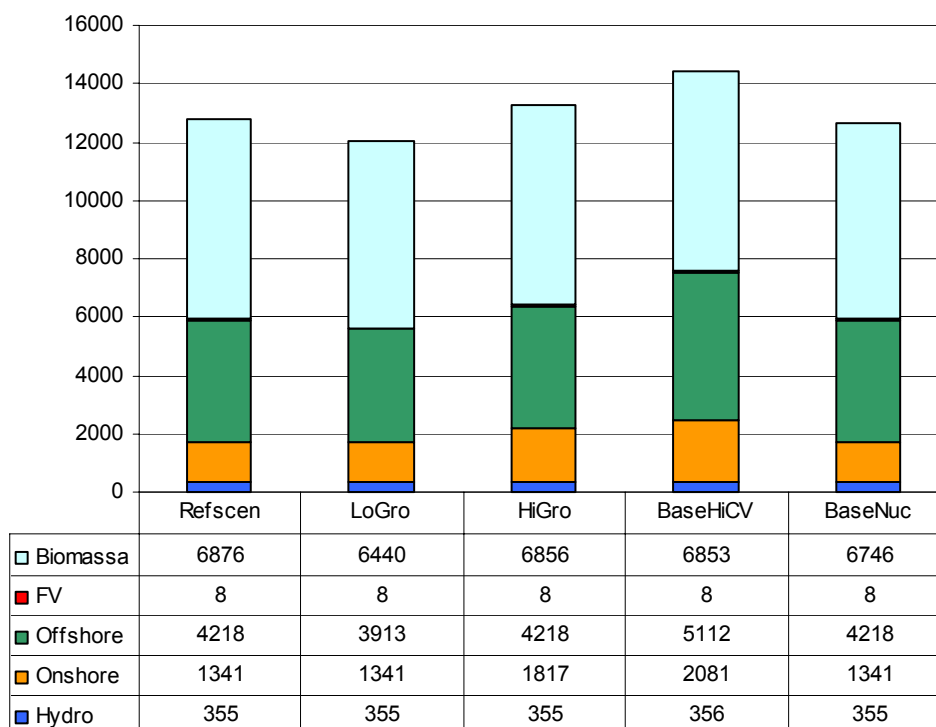
In het referentiescenario staat aardgas in 2020 in voor ongeveer één derde van de productie, net zoals in HiGro. LoGro en Base_Nuc doen veel minder beroep op aardgas, LoGro omdat de vraag lager is en net-



to-invoer al een aanzienlijk deel van de vraag invult, Base_Nuc omdat de kerncentrales relatief gezien een groot deel van de productie opvangen. In Base_HiCV is het aandeel van aardgas het hoogst in 2020 (40 %), voornamelijk omdat aardgas een lagere koolstofinhoud heeft dan steenkool (en olie) en dus minder afgestraft wordt door de hogere koolstofwaarde.

Naargelang het scenario maken hernieuwbare energiebronnen in 2020 tussen 11 en 15 % uit van de binnenlandse productie. Het percentage (en het absolute niveau) ligt het hoogst in het scenario Base_HiCV omdat in dat scenario de hogere koolstofwaarde zorgt voor een relatief kostenvoordeel voor HEB. Het zijn vooral on- en offshore wind die meer ingezet worden (zie figuur 36).

Figuur 36: Vergelijking van de geproduceerde energie op basis van HEB: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2020 (GWh)



Bron: PRIMES

FV = fotovoltaïsche zonnecellen.

N.B.: de term biomassa omvat de eigenlijke biomassa en de afvalstoffen waarbij stortgas wordt gerekend.

De evolutie van de HEB in de alternatieve scenario's werd eveneens vergeleken met de Belgische doelstelling van 13 % zoals voorgesteld door de Europese Commissie in het Energie-klimaatpakket. Deze vergelijking kan teruggevonden worden in bijlage 5.

De gemiddelde productiekosten verschillen ook van het ene scenario tot het andere. De verschillen vinden hun oorsprong in het niveau van de binnenlandse productie, de koolstofwaarde of nog de behoeften aan productiecapaciteit (die in hoofdzaak afhangen van de evolutie van de elektriciteitsvraag). In het scenario LoGro stijgen de gemiddelde productiekosten het minst tussen 2005 en 2020: + 13 % (tegenover + 16 % in het referentiescenario). Dit scenario wordt immers gekenmerkt door lagere behoeften aan productiecapaciteit en een lager binnenlands productieniveau dan in de andere scenario's. In de andere alternatieve scenario's bedraagt de toename van de productiekosten ongeveer 18-19 % tussen 2005 en

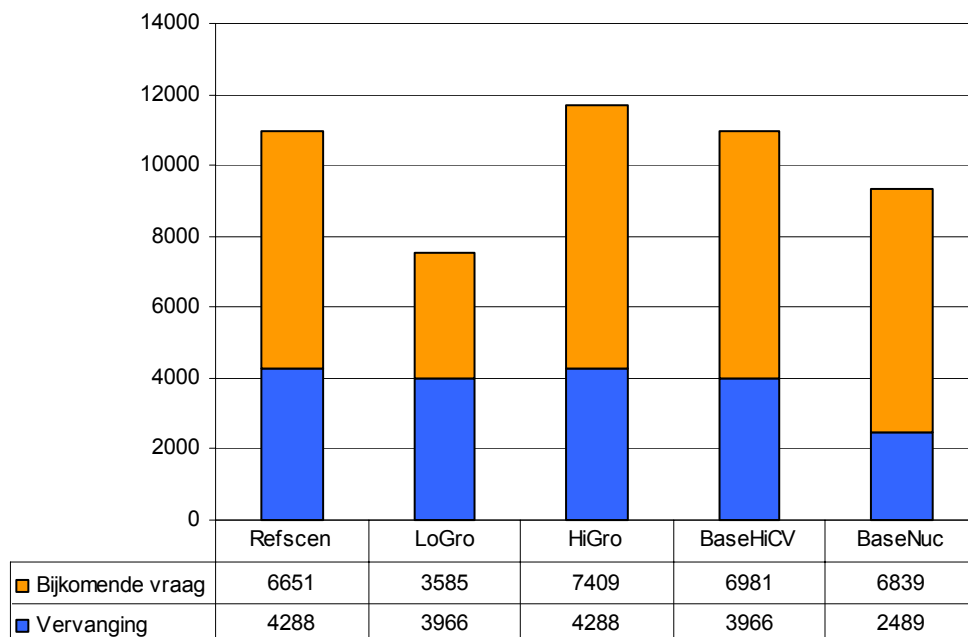
“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2020. Er moet worden benadrukt dat de gemiddelde productiekosten, per definitie, geen rekening houden met de kosten van elektriciteitsinvoer. Ze beantwoorden dus niet aan de totale kosten van het elektrische energieaanbod in België.

7.2.3. De investeringen in nieuwe productiecapaciteit

Figuur 37 vergelijkt de (gecumuleerde) investeringen in nieuwe productiecapaciteit op het einde van de projectieperiode. Een onderscheid is gemaakt naar investeringen die nodig zijn om de toegenomen elektriciteitsbehoeften in te vullen (“bijkomende vraag”) en investeringen die noodzakelijk zijn om verouderde of buitengebruikgestelde eenheden te vervangen (“vervanging”¹⁴³).

Figuur 37: Vergelijking van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit: referentiescenario en alternatieve scenario's, periode 2006-2020 (MW)



Bron: PRIMES

Twee dingen springen onmiddellijk in het oog: het lage niveau van bijkomende vraag van LoGro en de beperkte nood aan vervangingsinvesteringen in Base_Nuc.

Gezien LoGro rekt op een bescheiden groei in de elektriciteitsvraag (gemiddeld jaarlijks groeiritme in de periode 2005-2020 is 0,7 % vergeleken met 1,7 % in het referentiescenario) die bovendien voor een aanzienlijk deel door import wordt opgevangen, zijn de noodzakelijke investeringen veel lager (-3400 MW ten opzichte van het referentiescenario). Dat heeft uiteraard een impact op de investeringsuitgaven voor de productie tot 2020. Deze belopen nu nog 6,1 miljard euro, hetzij 28 % lager dan deze geschat in het referentiescenario.

Het lage niveau van Base_Nuc (-1600 MW ten opzichte van het referentiescenario) is te verklaren door het feit dat de kerncentrales in dit scenario over de gehele overschouwde periode tot het productie-

¹⁴³ Deze vervangingen dienen niet noodzakelijk te gebeuren aan het einde van de technische levensduur van de centrales, het model bepaalt zelf in elk scenario wanneer overgegaan wordt tot vervanging.



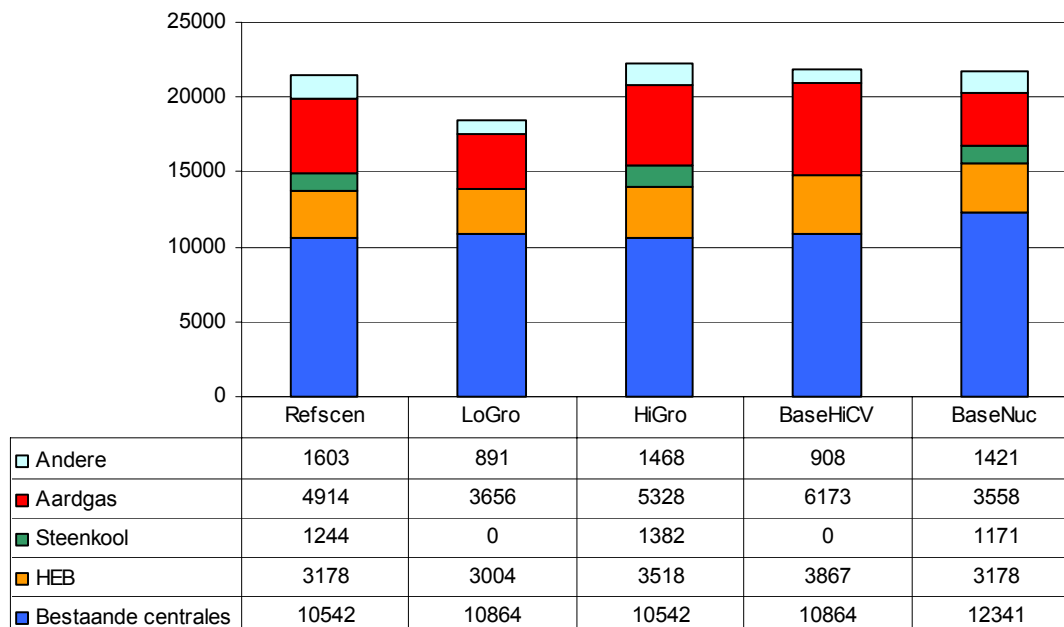
arsenaal blijven behoren. Hun pensioengerechtigde leeftijd wordt opgetrokken tot 60 jaar, waardoor zij minder snel aan vervanging toe zijn en de benodigde vervangingsinvesteringen aldus naar beneden duwen. Het gevolg is dat de uitgaven voor investeringen 10 % lager liggen dan in het referentiescenario.

Het scenario Base_HiCV heeft een gelijkaardige totale investeringsnood als het referentiescenario, maar kent wel een andere samenstelling (zie 7.2.4). In het HiGro-scenario vallen de investeringen 750 MW hoger uit vergeleken met het referentiescenario. In termen van investeringsuitgaven leiden deze evoluties tot respectievelijk een daling van 1 % en een stijging van 8 % ten opzichte van het referentiescenario.

7.2.4. De geïnstalleerde capaciteit van het Belgische elektriciteitspark

Voortbouwend op punt 7.2.3 schetst figuur 38 de totale geïnstalleerde capaciteit van het Belgische productiepark. Deze figuur deelt de capaciteit op naar bestaande¹⁴⁴ en nieuwe centrales (per brandstof).

Figuur 38: Vergelijking van geïnstalleerde capaciteit: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2020 (MW)



Bron: PRIMES

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Andere = afgeleide gassen en olieproducten.

Het aantal MW aan bestaande centrales wijkt enkel in Base_Nuc sterk af: dat heeft te maken met het openhouden in dat scenario van alle bestaande kerncentrales. Nog opmerkelijk is dat de aanwezigheid van nucleaire eenheden de uitbouw van HEB niet in de weg staat: dezelfde additionele capaciteit aan HEB als in het referentiescenario wordt geïnstalleerd.

¹⁴⁴ Deze centrales bestaan reeds in 2005 en worden voorgesteld als één blok, waarbij geen onderscheid wordt gemaakt naar energievorm.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Er worden geen nieuwe steenkoolgestookte centrales bijgebouwd in de scenario's LoGro en Base_HiCV, in het eerste geval omdat het verbruik kleiner is en andere centrales (en invoer) dit economischer kunnen opvangen, in het tweede geval omdat niet-steenkoolgestookte centrales (omwille van de hogere koolstofwaarde) concurrentiëler zijn.

In alle scenario's winnen de centrales op aardgas terrein vergeleken met 2005: het meest in Base_HiCV omwille van de lagere koolstofinhoud van aardgas, het minst in Base_Nuc omdat de volledig afgeschreven kerncentrales tot het productiepark blijven behoren.

Tenslotte nog dit: hoewel de productie in 2020 in Base_HiCV 5 % lager ligt dan in het referentiescenario, is de geïnstalleerde capaciteit toch lichtjes hoger (+330 MW in 2020). Deze extra capaciteit dient eigenlijk om de sterke vertegenwoordiging van HEB met een intermitterend karakter (voornamelijk windmolenparken) te compenseren. Complementaire capaciteit¹⁴⁵ is immers vereist om een bepaald productieniveau op jaarbasis te garanderen, wat de totale geïnstalleerde capaciteit doet aangroeien (en dus een impact heeft op de investeringen in nieuwe productiecapaciteit, zie punt 7.2.3).

De evolutie van de geïnstalleerde capaciteit tussen 2005 en 2020 per type centrale wordt in bijlage 2 voor elk scenario (het referentiescenario en de vier alternatieve scenario's) afgebeeld. Deze bijlage geeft eveneens de kalender van investeringen in nieuwe productiecapaciteit voor elk van de scenario's.

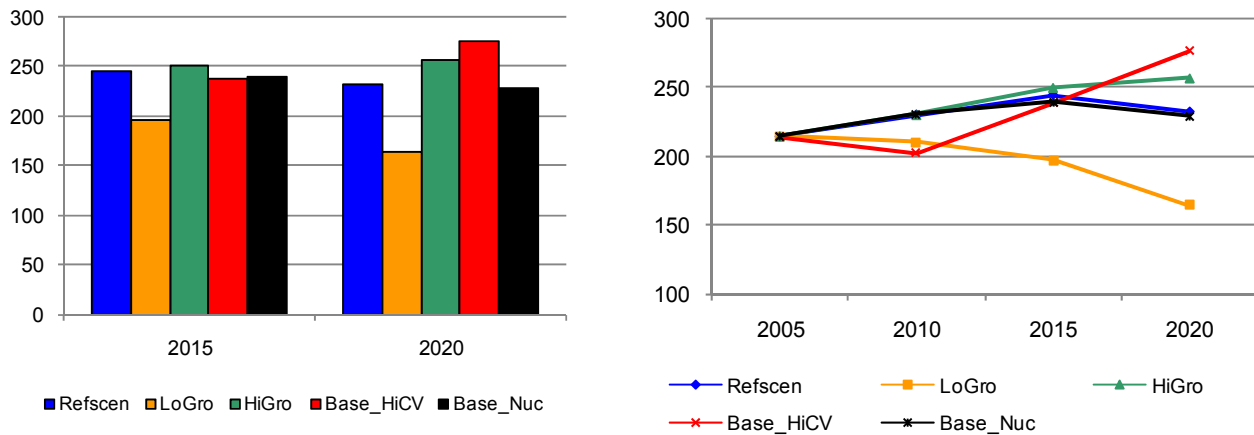
7.2.5. Het jaarlijkse aardgasverbruik

Wat de jaarlijkse consumptie van aardgas van de elektriciteitssector betreft, wordt het grootste verbruik in 2020 geregistreerd in Base_HiCV, wat op rekening te schrijven is van het koolstofwaardevriendelijke aardgas. Hoewel de prijzen van aardgas erg hoog liggen op het einde van de beschouwde periode (ter waarde van 46 USD/boe in 2020), blijkt deze brandstof met incalculering van de hogere koolstofwaarde (54 euro/t CO₂ in 2020) bij uitstek geschikt voor de productie van elektriciteit.

Het referentiescenario en Base_Nuc kennen na 2015 een lichte terugval in aardgasverbruik, dit hoofdzakelijk omwille van de hoge aardgasprijzen. Het verbruik in LoGro is het laagst, wat weerom te wijten is aan de lagere elektriciteitsvraag, dus lagere nood aan brandstof. Relatief gezien verschilt het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie niet sterk ten opzichte van het referentiescenario (26 % in 2020 ten opzichte van 31 % in het referentiescenario).

¹⁴⁵ De bijkomende capaciteit waarvan hier sprake resulteert uit het evenwicht tussen vraag en aanbod van energie gedurende een bepaald jaar.

Figuur 39: Vergelijking evolutie van het aardgasverbruik in de elektriciteitssector: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2005 en 2020 (PJ)



Bron: PRIMES

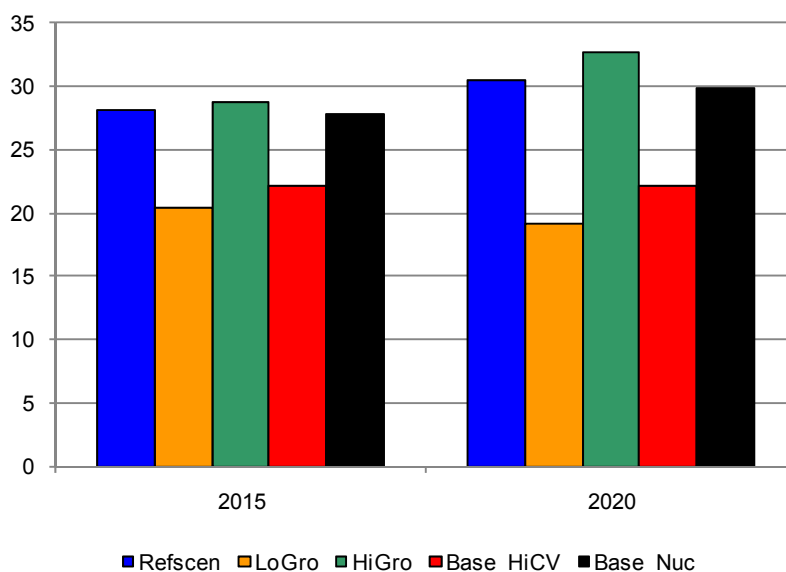
7.2.6. De CO₂-emissies

Wijzigingen in de structuur van het productiepark hebben een weerslag op het verloop van de CO₂-emissies van de elektriciteitssector. De evolutie van de CO₂-emissies van het referentiescenario werd reeds besproken in punt 7.1.6. Figuur 40 herneemt deze evolutie, samen met de CO₂-projecties van de alternatieve scenario's. Er wordt onmiddellijk duidelijk dat het referentiescenario gechaperonneerd wordt door de emissies van de scenario's HiGro en Base_Nuc. HiGro bevindt zich iets boven het referentiescenario (+7 % in 2020) wegens de grotere elektriciteitsproductie op basis van steenkool (en aardgas); Base_Nuc bevindt zich ietsje onder het referentiescenario (-2 % in 2020). Dit laatste resultaat is eigenlijk de som van twee effecten die in omgekeerde richting werken: enerzijds een daling van de emissies veroorzaakt door de voortzetting van de werking van de drie kerncentrales die in het referentiescenario hun deuren dienen te sluiten conform de wet op de geleidelijke uitstap uit kernenergie, anderzijds een stijging van de emissies te wijten aan een lagere invoer van elektriciteit. Het volle effect van het Base_Nuc-scenario (het langer openhouden van de bestaande kerncentrales) wordt pas echt zichtbaar na 2020 (conform de wet op de nucleaire uitstap sluit de laatste kerncentrale haar deuren immers in 2025).

De scenario's LoGro en Base_HiCV hebben merkelijk lagere CO₂-emissies. Ten opzichte van 2005 bevinden de CO₂-emissies van Base_HiCV zich in 2020 7 % lager (27 % lager dan het referentiescenario in 2020) en 20 % lager in LoGro (37 % lager dan het referentiescenario in 2020). In het scenario LoGro is dat toe te schrijven aan de algemeen lagere productie en dus uitstoot, in het scenario Base_HiCV is dat omwille van de grotere vertegenwoordiging van HEB in het aanbod en de significant lagere productie op basis van steenkool.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 40: Vergelijking van de CO₂-emissies van het Belgische productiepark: referentiescenario en alternatieve scenario's, 2015 en 2020 (Mt)



Bron: PRIMES

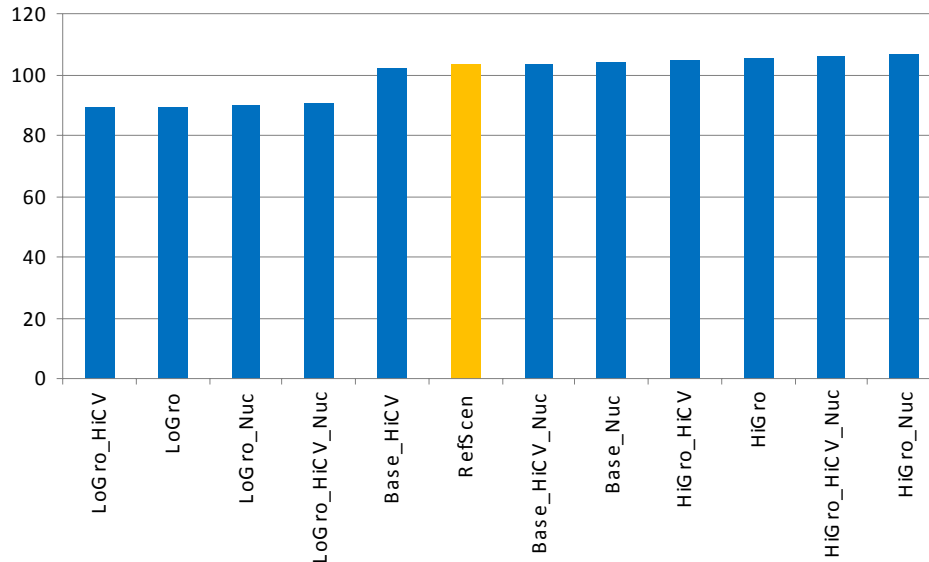
7.3. De vooruitzichten in een breder kader

In dit deel wordt de analyse van het referentiescenario en van de vier voorgestelde alternatieve scenario's aangevuld met belangrijke informatie uit de overige alternatieve scenario's en met ontwikkelingen op langere termijn (2030). Om te weten welke hypothesen achter de verschillende scenario's schuilgaan, wordt verwezen naar tabel 10 van punt 5.1.3.

Figuur 41 vergelijkt het niveau van de eindvraag naar elektriciteit in 2020 in de verschillende scenario's. De nucleaire optie leidt, onder overigens gelijke omstandigheden, tot een lichte stijging van het elektriciteitsverbruik, terwijl een hogere koolstofwaarde een lichte daling tot gevolg heeft. De impact is evenwel marginaal en bedraagt ongeveer 1 procent.



Figuur 41: Het eindverbruik van elektriciteit in 2020, alle scenario's (TWh)



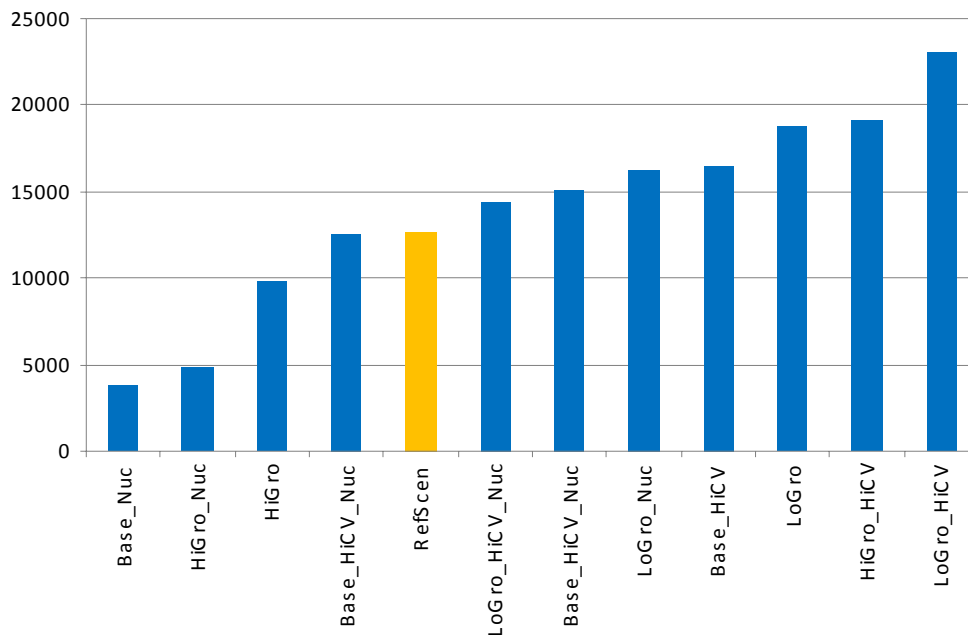
Bron: PRIMES

Tegen 2030 is de impact van de nucleaire optie en de koolstofwaarde op de elektriciteitsvraag veel aanzienlijker en in het voordeel van elektriciteitsverbruik. In 2030 is het gehele nucleaire park immers betrokken partij (niet enkel een deel), het gebruik van volledig afgeschreven nucleaire capaciteit zorgt dan voor een daling van de gemiddelde productiekosten. Dat komt in het model tot uiting in een prijsdaling met een stijgend verbruik tot gevolg. De koolstofprijs bereikt in 2030 waarden (60 euro/t CO₂) die de fossiele brandstoffen nog meer benadelen ten gunste van elektriciteit. Voor een scenario met een gegeven vraag (scenario's Base, LoGro of HiGro) heeft het behoud van kernenergie tot gevolg dat het elektriciteitsverbruik met 4 tot 5 % stijgt, terwijl de impact van een hogere koolstofwaarde iets meer dan 10 % bedraagt.

Figuur 42 vergelijkt de netto-elektriciteitsinvoer. Zonder in te gaan op de details, stippen we toch enkele trends aan. Een eerste is dat de hypothese van een meer gematigde elektriciteitsvraag in alle bestudeerde landen leidt tot een overschot aan productiecapaciteit die benut kan worden door verschillende landen, waaronder België. Dat heeft tot gevolg dat de netto-invoer stijgt en dat de behoefte aan nieuwe productiecapaciteit daalt (zie infra). Omgekeerd zou het behoud van de nucleaire optie de invoer beperken. De impact van de koolstofprijs ten slotte is moeilijker in te schatten aangezien die waarde een verschillende weerslag heeft op de landen, afhankelijk van de structuur van hun elektriciteitsproductie. Het lijkt er wel op dat een hogere koolstofwaarde (HiCV) België ertoe aanspoort om meer elektriciteit in te voeren.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 42: De netto-elektriciteitsinvoer in België in 2020, alle scenario's (GWh)

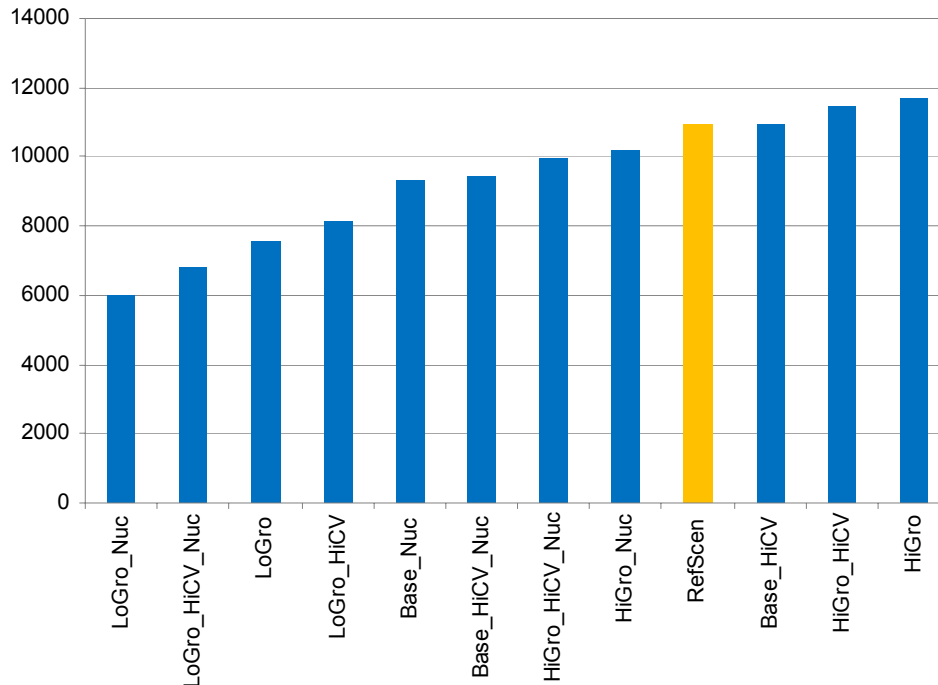


Bron: PRIMES

De nood aan nieuwe productiecapaciteit kan in 2020 erg variëren (van enkel tot dubbel) naargelang het scenario (figuur 43). Het minimum (6000 MW) komt overeen met het scenario waarin de elektriciteitsvraag gematigd is en de nucleaire productie wordt behouden. Het maximum (12000 MW) stemt overeen met het scenario waarin de elektriciteitsvraag hoog is en de wet op de nucleaire uitstap wordt toegepast. De geïnvesteerde capaciteit tegen 2020 is steeds lager dan de capaciteit waarvan in het referentiescenario wordt uitgegaan wanneer de groei van de elektriciteitsvraag matig is en/of wanneer het nucleaire park wordt behouden. Wat de impact van de koolstofwaarde op de investeringen betreft, stelt men in het algemeen vast dat een stijging van de koolstofprijs leidt tot bijkomende investeringen. Dat kan worden verklaard door het groter gebruik van HEB waarvan sommigen intermitterend functioneren en waarvoor zodoende extra capaciteit nodig is om te allen tijde aan de vraag te kunnen voldoen.



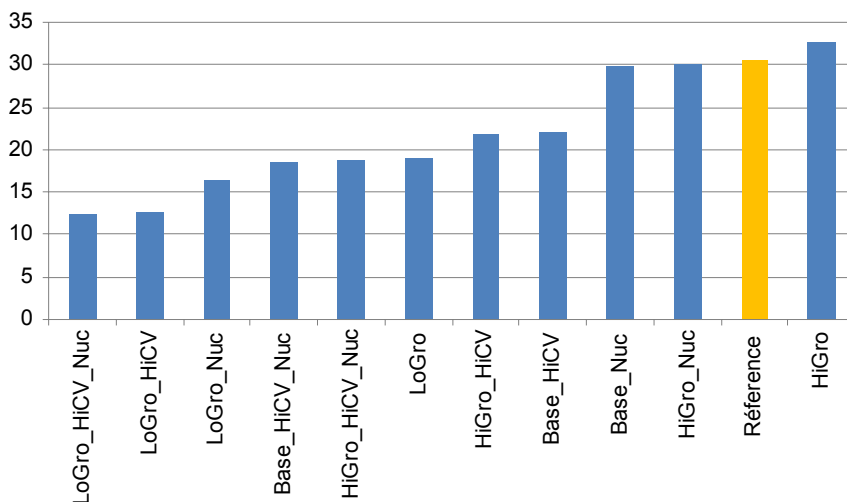
Figuur 43: De investeringen in nieuwe productiecapaciteit, alle scenario's (MW)



Bron: PRIMES

Figuur 44 toont de invloed van de verschillende (combinaties van) hypothesen op de energetische CO₂-uitstoot van de elektriciteitssector.

Figuur 44: De energetische CO₂-uitstoot van de elektriciteitssector in 2020, alle scenario's (Mt)



Bron: PRIMES

Het verschil tussen het laagste en het hoogste niveau is groot en bedraagt maar liefst een factor 2,5. Zonder grote verrassing zijn de scenario's met de laagste emissieniveaus (tussen 12 en 16 Mt) degene die

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

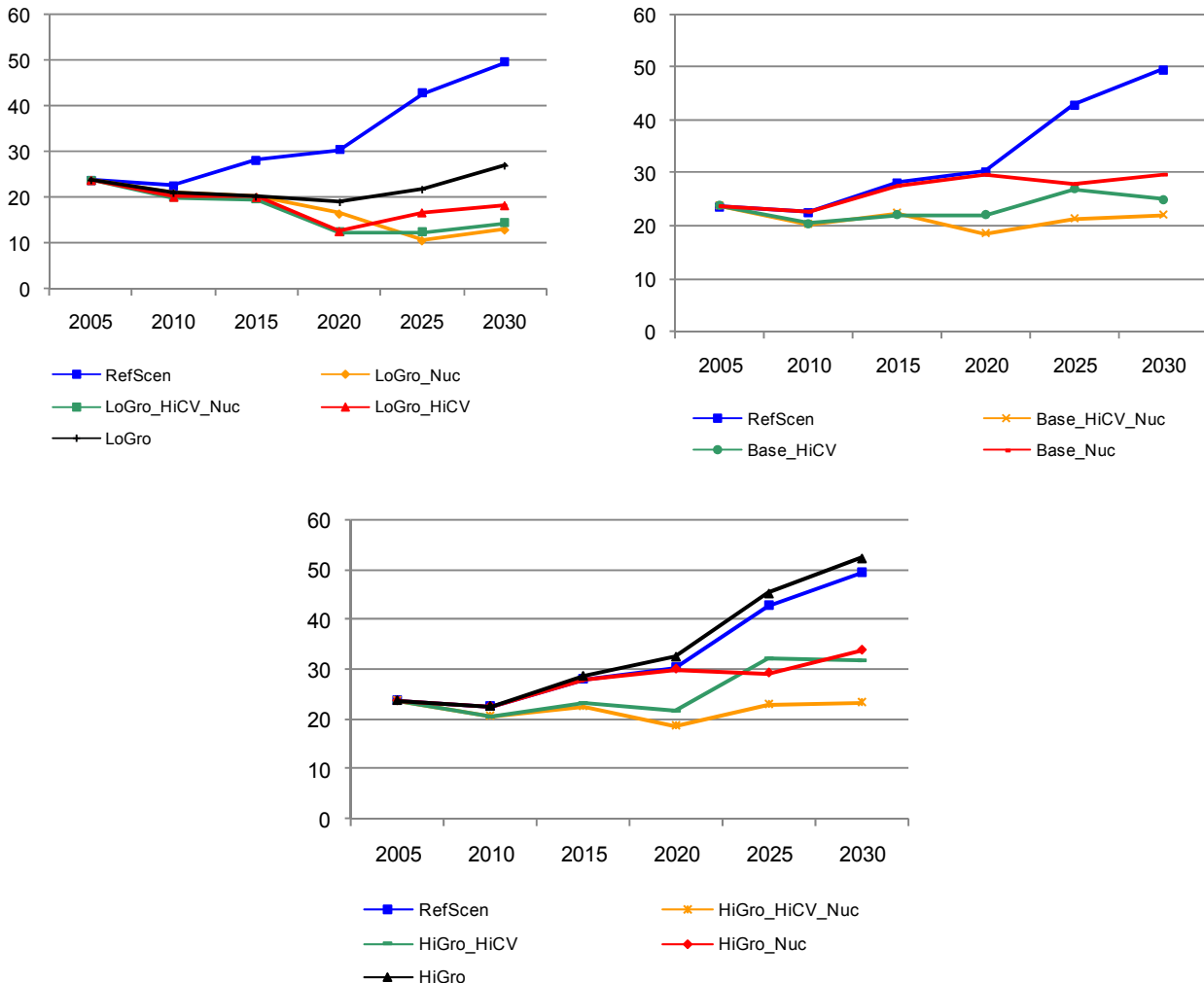
minstens twee van de drie types onzekerheden combineren, zijnde een gematigde elektriciteitsvraag, een hoge koolstofwaarde en het behoud van kernenergie. Daartegenover staat dat een onbeheerste groei van het elektriciteitsverbruik gecombineerd met matige koolstofwaarden leidt tot emissies die schommelen rond 30 Mt (of één vijfde van de huidige totale broeikasgasuitstoot in België). Het behoud van kernenergie heeft uiteraard een positieve invloed op de CO₂-emissies van de elektriciteitssector, maar de impact is beperkt aangezien de maatregel slechts betrekking heeft op één derde van de Belgische nucleaire capaciteit in 2020.

In het Belgische energiesysteem (alle sectoren samen) is een hoge koolstofwaarde de factor die de meest doeltreffende impact heeft op de CO₂-emissies. Ze beïnvloedt immers niet enkel de structuur van de elektriciteitsproductie, maar ook het niveau en de samenstelling van het totale energieverbruik. Een meer gematigde elektriciteitsvraag en de nucleaire optie hebben eveneens een positief effect op de emissies, maar dat effect is toch vooral het resultaat van de evolutie van de emissies in de elektriciteitssector.

In de secties 7.1 en 7.2 werd de analyse van de verschillende scenario's toegespitst op de periode 2005-2020 en op de jaren 2008 en 2017, de tijdshorizon van de voorliggende prospectieve studie. Aangezien de impact van sommige onzekerheden groter is op lange termijn, leek het ons eveneens nuttig de evolutie van de CO₂-uitstoot van de elektriciteitssector tot 2030 te tonen voor alle scenario's.



Figuur 45: Evolutie van de energetische CO₂-uitstoot van de elektriciteitssector tot 2030, alle scenario's (Mt CO₂)



Bron: PRIMES

Eerste les: het verschil tussen het hoogste en laagste niveau wordt groter. In 2030 is er een factor 4 verschil tussen de twee uiterste emissieniveaus. Daarnaast heeft de hypothese betreffende kernenergie een veel grotere impact. In 2030 en in overeenstemming met de wet op de nucleaire uitstap zal het totale nucleaire park worden stilgelegd (ongeveer 6000 MW) en vervangen door andere productiemiddelen. Via verschillende combinaties van onzekerheden, ten slotte, kunnen intermediaire emissieniveaus worden bereikt (tussen 20 en 35 Mt) zonder dat één factor een overheersende rol speelt wat de impact betreft. De laagste niveaus zijn echter altijd die waar er een samenspel is van de hypothesen over een gematigde elektriciteitsvraag, een hoge koolstofwaarde en het behoud van kernenergie.

7.4. Vergelijking met het PI2005 en het rapport CE2030

Na de beschrijving in sectie 6.3 van de verschillen tussen de hypothesen in de PSE en deze in het Indicatief Programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014 door de CREG (CREG, 2005) en in het rapport van de Commissie Energie 2030 (CE2030, 2007) wordt in wat volgt de impact op een aantal

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

indicatoren geschetst. Aan de hand van enkele figuren worden de grootste discrepanties weergegeven en, waar mogelijk, verklaard.

Om deze analyse uit te voeren, werd uit de multitude aan scenario's in de drie studies gekozen te werken met één scenario per studie, dit om het overzicht te bewaren en de vergelijkbaarheid te vergemakkelijken. De gekozen scenario's zijn het referentiescenario voor de PSE en de CE2030-studie, voor het PI2005 wordt het S2, autonoom België-scenario¹⁴⁶ geanalyseerd.

7.4.1. De elektriciteitsvraag

De evolutie van de eindvraag naar energie in het referentiescenario van de PSE

De groei van de eindvraag naar elektriciteit in het referentiescenario van de PSE is heel wat hoger dan die in het referentiescenario van de CE2030 of die in het PI2005. Dat resultaat kan verrassend lijken indien men het niet in perspectief zet met de evolutie van de consumptie van de andere energievormen op het niveau van de eindvraag.

Bij een vergelijking van de vooruitzichten van de totale eindvraag naar energie in de referentiescenario's van de PSE en de CE2030¹⁴⁷, stelt men vast dat die vraag in 2020 kleiner is in het eerste scenario dan in het tweede. Het verschil bedraagt 1350 ktoe of iets minder dan 4 % van het eindverbruik van energie in 2005. Hogere prijzen voor fossiele brandstoffen en een hogere koolstofwaarde leiden tot een lager niveau van de totale energievraag, wat gepaard gaat met wijzigingen in de samenstelling van de vraag. Het verbruik van steenkool, olieproducten en aardgas ligt in het referentiescenario van de PSE lager dan in het referentiescenario van de CE2030, terwijl dit omgekeerd is voor het verbruik van elektriciteit, stoom en HEB. De tabel 19 illustreert die veranderingen.

Een eerste vergelijking van de drie studies gebeurt op het vlak van de vraag naar elektriciteit. Hoewel de vraag in de PSE vertrekt van een niveau dat iets lager ligt dan de twee andere studies¹⁴⁸ wordt dit verschil snel bijgebeend en kent de PSE in het verdere verloop het hoogste vraagniveau. Overheen de projectieperiode 2005-2020 groeit de vraag aan aan een ritme van gemiddeld 1,7 % per jaar, terwijl dat in het CE2030-rapport aan 1,1 % gebeurt en in het PI2005 aan 1,4 %¹⁴⁹. Een mogelijke verklaring voor de snelle stijging in de PSE is de aanwezigheid van een hoge koolstofwaarde (ter waarde van 22 euro/tCO₂ in 2020 vergeleken met 16 euro/tCO₂ in het PI2005 en 5 euro/tCO₂ in CE2030) die het gebruik van elektriciteit ten opzichte van de andere energievormen bevoordeelt.

¹⁴⁶ Dat gebeurde na raadpleging van de CREG die dit scenario voorstelde om de vergelijking met de PRIMES-scenario's aan te gaan.

¹⁴⁷ De PI2005 is toegespitst op de elektriciteitsvraag en geeft geen vooruitzichten voor de andere energievormen.

¹⁴⁸ Dat is te verklaren door het feit dat de cijfers van het jaar 2005 statistische gegevens zijn in de PSE, terwijl het projecties zijn in de twee andere studies.

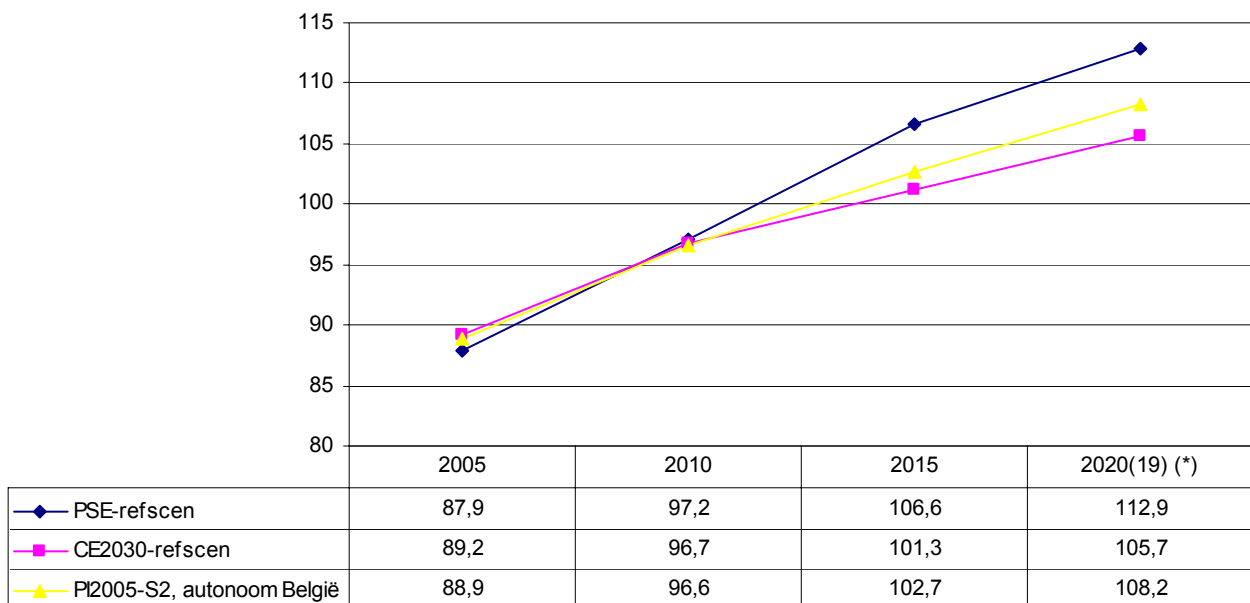
¹⁴⁹ In vergelijking met de geobserveerde verbruikscijfers van 2005 worden de groeipercentages respectievelijk 1,2% en 1,5%.

Tabel 19: Vergelijking van de eindvraag naar energie: referentiescenario's van PSE en CE2030, 2020 (ktoe)

	PSE-refscen	CE2030-refscen
Vaste brandstoffen	1747	2143
Olieproducten	16198	17003
Gas	9680	11052
Elektriciteit	8915	8597
Stoom	1924	1529
HEB	1382	873
Totaal	39845	41197

Bron: PRIMES, CE2030

Figuur 46: Vergelijking evolutie van de vraag naar elektriciteit: PSE, PI2005 en CE2030, periode 2005-2020 (TWh)



Bron: PRIMES, CE2030, PI2005

(*): 2019 in PI2005, 2020 in PSE en CE2030.

7.4.2. Het elektriciteitsaanbod

Om aan deze vraag tegemoet te komen, dient het aanbod te volgen. In dit punt kijken we in meer detail naar het niveau van netto-invoer gezien import een middel kan zijn om de vraag te dekken. In punt 7.4.3 en 7.4.4 wordt dan verder ingegaan op de capaciteit nodig om de resterende vraag te voldoen. Een echte vergelijking van binnenlandse productiewaarden tussen de drie studies wordt niet gegeven aangezien de drie studies elk een andere definitie hanteren van productie (verschil tussen netto- en brutoproductie, wel of niet meerekenen van pompturbineervermogen) wat een betrouwbare vergelijking sterk bemoeilijkt.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

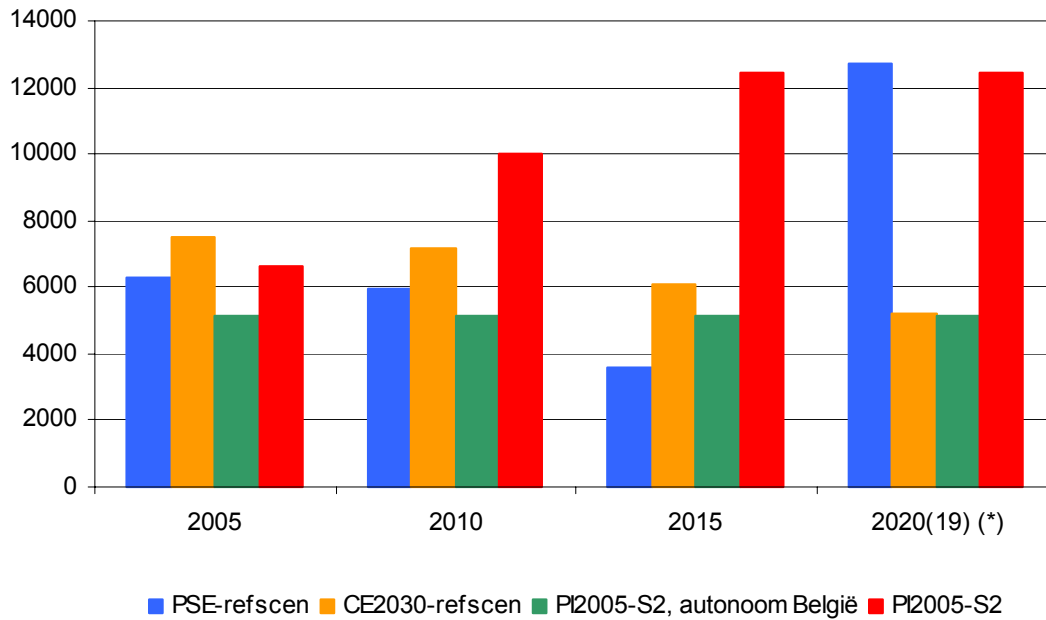
Uit figuur 47 blijkt dat in 2010 het netto-invoerniveau van de PSE zich tussen dat van de twee andere beschouwde scenario's bevindt, vervolgens een duik maakt, om na 2015 de twee andere scenario's te overtreffen en in 2020 af te sluiten met een netto-invoerniveau dat meer dan het dubbele bedraagt van beide andere scenario's.

Wat vooral opvalt, is de variatie in het niveau van de PSE. Dat is toe te schrijven aan het gebruik van het geïnterconnecteerde PRIMES-model waarbij de in- en uitvoer endogeen gemodelleerd worden. Daarbij wordt een land-per-landmodellering geïntegreerd die focust op de dynamiek van het energiesysteem binnen een land, terwijl het de handel in o.a. elektriciteit tussen de landen in rekening brengt (zie ook punt 6.1.6).

In het referentiescenario van de CE2030 (eveneens opgesteld aan de hand van PRIMES) wordt de netto-invoer ook endogeen bepaald, het niveau is evenwel lager dan in de PSE. Een aantal hypothesen kunnen ingeroepen worden als verklaring: de lagere koolstofwaarde, de lagere energieprijzen, ... Hiermee wordt in één adem de sterke gevoeligheid van de elektrische uitwisselingen aan de hypothesen die bij de start worden aangenomen, genoemd. De netto-invoer in het PI2005 wordt daarentegen exogeen bepaald. Het scenario dat wij kozen om de vergelijking met de twee andere studies aan te gaan (S2, België autonoom), veronderstelt nationale zelfvoorziening op het vlak van elektriciteitsproductie, of een relatief onafhankelijk België. Enkel de participaties van Electrabel en SPE in de elektriciteitsproductie in de centrales van Chooz (F) werden daarbij in rekening gebracht als invoer, wat overeenstemt met een jaarlijkse importbalans ter waarde van 5,1 TWh. Het PI2005 voorziet echter ook scenario's waarin het netto-invoerniveau aanzienlijk hoger ligt. Bij wijze van informatie wordt in onderstaande figuur dan ook een tweede scenario van het PI2005 weergegeven, het S2-scenario, waarbij het invoerniveau correspondeert met de “hoge importvariant” (voor meer informatie, zie CREG, 2005). De vooruitzichten voor de PSE en de gehanteerde hypothese van het S2-scenario van het PI2005 eindigen op quasi hetzelfde niveau.



Figuur 47: Vergelijking evolutie van de netto-import: PSE, PI2005 en CE2030, periode 2005-2020 (GWh)



Bron: PRIMES, CE2030, PI2005

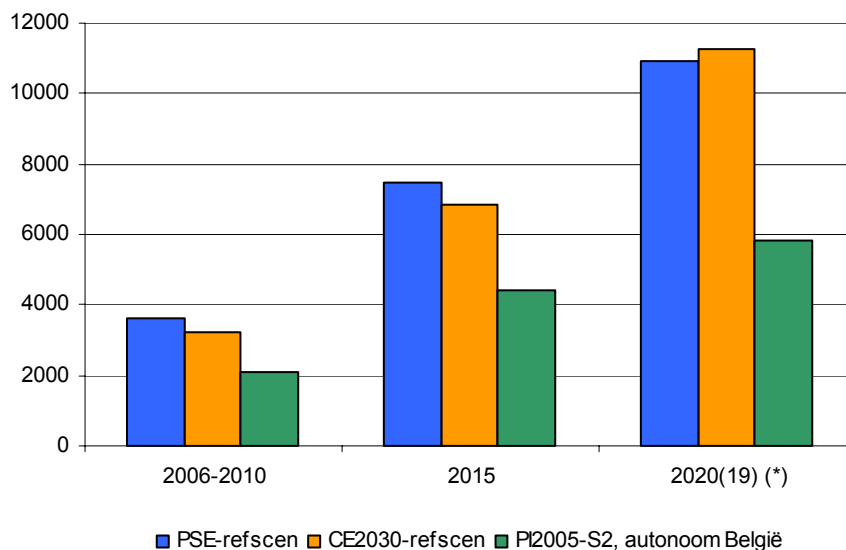
(*): 2019 in PI2005, 2020 in PSE en CE2030.

7.4.3. De investeringen in nieuwe productiecapaciteit

Kijken we naar het verschil in investeringen noodzakelijk om aan de Belgische vraag te voldoen, zien we dat het investeringsniveau in het PI2005 een stuk onder dat van beide andere studies ligt.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 48: Vergelijking van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit: PSE, PI2005 en CE2030 (MW)



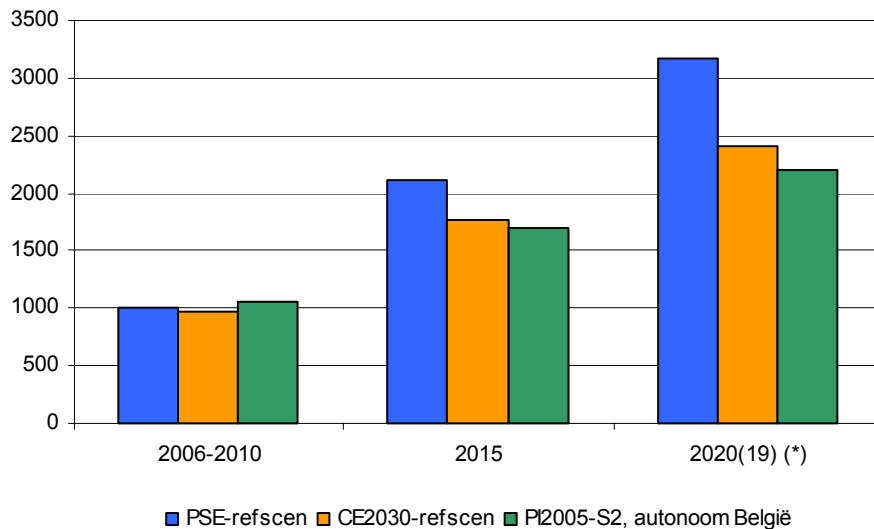
Bron: PRIMES

(*): 2019 in PI2005, 2020 in PSE en CE2030.

Een deel van dit verschil is te wijten aan de hypothese rond de buitengebruikstelling van bestaande centrales. Het PI2005 beschouwt enkel en alleen de buitengebruikstelling van de kerncentrales vanaf 2015 (alle andere centrales worden verondersteld operationeel te blijven over de ganse duur van de projectie). Een andere verklaring is het feit dat de PSE en CE2030 meer investeren in HEB, wat naast de investeringen zelf ook extra capaciteit noodzaakt om het hoofd te bieden aan het intermitterend (en dus niet constant beschikbaar) karakter van een aantal HEB. Bij wijze van informatie worden in figuur 49 de nieuwe investeringen specifiek in HEB weergegeven.



Figuur 49: Vergelijking van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit in HEB: PSE, PI2005 en CE2030 (MW)



Bron: PRIMES

(*): 2019 in PI2005, 2020 in PSE en CE2030.

Opvallend is dat de PSE vanaf 2015 duidelijk meer investeert in HEB dan de twee andere studies, een gevolg van enerzijds het gunstigere post-Kyotoklimaat met relatief hoge koolstofwaarden (ter waarde van 22 euro/t CO₂ in 2020), anderzijds de hogere prijzen voor fossiele brandstoffen.

7.4.4. De geïnstalleerde capaciteit van het Belgische elektriciteitspark

Bij het bekijken van figuur 50 valt op dat het PSE-blokje systematisch groter is dan de blokjes van de twee andere studies. Twee elementen kunnen met de vinger gewezen worden:

- de hogere productie van elektriciteit¹⁵⁰ in de PSE in 2015: aan deze hogere productie dient tegevoet gekomen te worden door een meercapaciteit.
- het hogere aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de PSE: een hoger aandeel van intermitterende energiebronnen noodzaakt complementaire capaciteit, waardoor de totale geïnstalleerde capaciteit de hoogte wordt ingeduwd.

Hierdoor loopt het verschil tussen de PSE en het PI2005 op tot 3400 MW in 2015 en tot iets minder dan 3900 MW in 2020. Het verschil tussen de PSE en CE2030 is kleiner (iets minder dan 1700 MW in 2015, ongeveer 1900 MW in 2020, of ongeveer de helft van het verschil tussen PSE en PI2005).

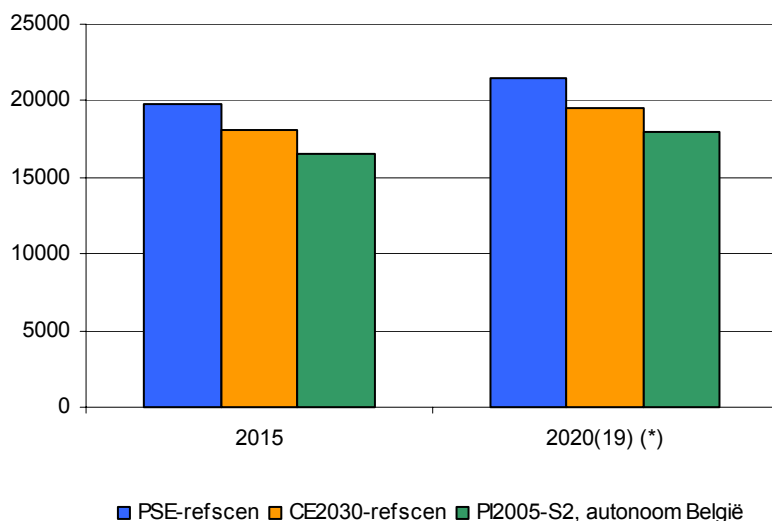
Bovendien is er een derde factor in het spel: het betrouwbaarheids criterium. In de PSE en CE2030 werd dit gedefinieerd als de system reserve margin (zie punt 6.1.7). In de PSE is deze hoger dan in de

¹⁵⁰ Het is de productie die relevant is eerder dan de vraag *an sich*, aangezien de vraag ook door import opgevangen kan worden. Ondanks de moeilijkheid om de verschillende productieniveaus van de drie studies te vergelijken (zie 7.4.2), kunnen we toch stellen dat de elektriciteitsproductie in 2015 hoger is in de PSE dan in de twee andere studies, gezien in dat jaar de vraag hoger is en de netto-invoer lager.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

CE2030, wat *ceteris paribus* voor een identieke piekvraag een grotere capaciteit vereist. In het PI2005 wordt een andere methode gevolgd (op basis van de LOLE¹⁵¹). Hierdoor kan een verschil in geïnstalleerde capaciteit optreden.

Figuur 50: Vergelijking evolutie van de geïnstalleerde capaciteit: PSE, PI2005 en CE2030, 2015 en 2020 (MW)



Bron: PRIMES, CE2030, PI2005

(*): 2019 in PI2005, 2020 in PSE en CE2030.

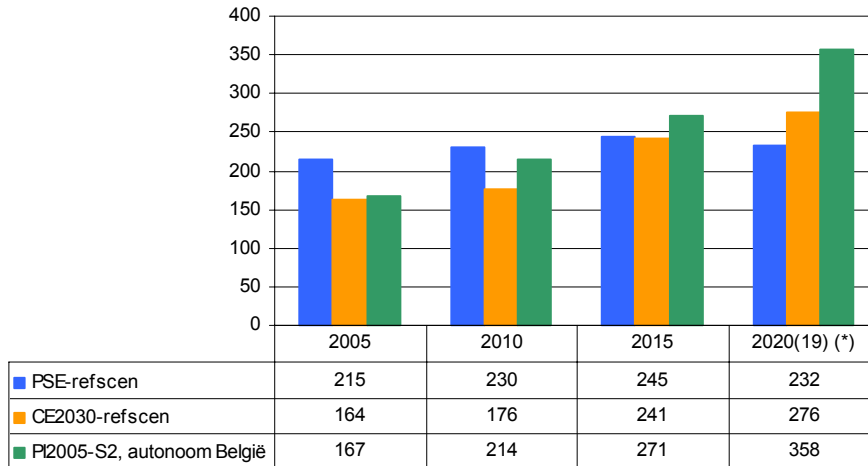
7.4.5. Het jaarlijkse aardgasverbruik

Ook het jaarlijkse aardgasverbruik in de elektriciteitssector verschilt tussen de drie studies. Terwijl in 2015 de aardgasinput nog redelijk gelijkaardig is, wordt de kloof in 2020 duidelijk zichtbaar. In de PSE legt het aardgasverbruik een omgekeerde U-curve af (hoofdzakelijk omwille van de hoge aardgasrijzen op het einde van de periode), terwijl in de andere studies een stijgend verbruik wordt vastgesteld. Het grootste verbruik in 2020 wordt opgetekend in het PI2005, wat toe te schrijven is aan haar veel lagere prijshypothesen voor aardgas (in 2020 is deze 18,4 USD/boe vergeleken met 46 USD/boe in de PSE) en het feit dat er meer gasgestookte centrales zijn in het PI2005 in de periode 2015-2019.

¹⁵¹ Loss Of Load Expectation.



Figuur 51: Vergelijking evolutie van het jaarlijkse aardgasverbruik in de elektriciteitssector: PSE, PI2005 en CE2030, periode 2005-2020 (PJ)



Bron: PRIMES, CE2030, PI2005

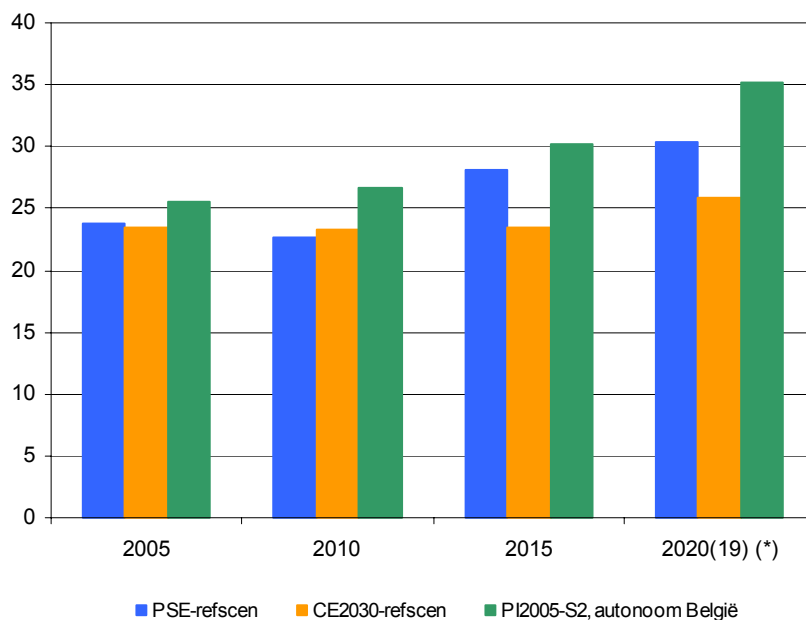
(*): 2019 in PI2005, 2020 in PSE en CE2030.

7.4.6. De CO₂-emissies

Opvallend is dat het PI2005 de energetische CO₂-emissierangschikking aanvoert, en dit ondanks het lagere verbruiksniveau (1,4 à 1,5 % gemiddelde jaarlijkse groei tussen 2005 en 2020 naargelang het gehanteerde niveau in 2005 (zie voetnoot 149) ten opzichte van 1,7 % in de PSE) en de grotere gasconsumptie. De verklaring dient dan ook eerder gezocht te worden in het feit dat het PI2005 minder HEB inzet (HEB hebben helemaal geen vervuilende uitstoot), meer produceert naar het einde van de periode toe (haar netto-invoer blijft immers constant, terwijl die van de PSE de hoogte inschiet) en opmerkelijk meer aardgas consumeert (dat CO₂-vriendelijker is dan steenkool, maar niet CO₂-arm is).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Figuur 52: Vergelijking van de energetische CO₂-emissies van het Belgische productiepark: PSE, PI2005 en CE2030, periode 2005-2020 (Mt)



Bron: PRIMES

(*): 2019 in PI2005, 2020 in PSE en CE2030.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

8. De resultaten van de aanvullende analyses

De aanvullende analyses spitsen zich toe op het beheer van het elektriciteitssysteem. De eerste aanvullende analyse heeft tot doel het in de algemene analyse geraamde gecentraliseerde elektriciteitsaanbod te verfijnen door rekening te houden met de kansen op falen van het elektriciteitssysteem. Hiervoor wordt beroep gedaan op het model PROCREAS (zie 8.1).

De tweede aanvullende analyse bestaat erin de grensoverschrijdende stromen die in de algemene analyse berekend werden te valideren door beroep te doen op een fijnere modellering van de werking van de centrales dankzij een meer gedetailleerde voorstelling van de belastingscurve. Dat gebeurt aan de hand van het model SPARK (zie 8.2).

8.1. De betrouwbaarheid van het park en de investeringskalender

8.1.1. De hypothesen en het analysekader

Als aanvulling op de algemene analyse voorgesteld in hoofdstuk 1 werd het model PROCREAS ingezet om de investeringskalender die het mogelijk maakt om het betrouwbaarheids criterium dat reeds werd gebruikt in de indicatieve programma's 2002-2011 en 2005-2014 (LOLE van 16 uur per jaar) na te leven, te bepalen voor de eenheden van het gecentraliseerde park.

Deze bijkomende analyse werd enkel uitgevoerd voor het referentiescenario. Hierdoor bevinden de gebruikte gegevens zich in de lijn van de hypothesen en resultaten die het referentiescenario van de prospectieve studie typeren.

De elektriciteitsvraag en de uitwisselingen met het buitenland

Het PROCREAS-model maakt gebruik van een exogene chronologische uurcurve. Deze curve wordt verkregen door de waarden van de jaarlijkse energievraag voor de periode 2008-2017 afkomstig van het model PRIMES¹⁵² toe te passen op de gemiddelde gebruiksprofielen van de Belgische vraag.

De netto-uitwisselingen met het buitenland werden gemodelleerd als exogeen in PROCREAS; de netto-invoer wordt dus uit de vraag genomen. Het jaarvolume van de invoer komt voort uit het model PRIMES, alsook de ventilering tussen piekuren, daluren en tussenliggende uren.

De prijs van de brandstoffen

De evolutie van de brandstofprijzen die wordt gebruikt bij de simulaties met PROCREAS is coherent met deze die is gebruikt in de PRIMES-analyse.

De prijs van de koolstof

De evolutie van de CO₂-prijs is eveneens gelijk aan deze gebruikt in het referentiescenario van de prospectieve studie.

¹⁵² Aangezien het model PRIMES normaliter enkel output genereert per stap van 5 jaar (2005, 2010, 2015 en 2020) werd een interpolatie uitgevoerd om de tussenliggende jaarlijkse waarden te verkrijgen.



Het productiepark

Het gecentraliseerde productiepark dat werd ingevoerd in PROCREAS is gebaseerd op de parkgegevens afkomstig van de simulaties met PRIMES voor het referentiescenario. Een voorafgaandelijke analyse van de resultaten was noodzakelijk om een brug te slaan tussen de vermogenscategorieën die op verschillende wijze werden gedefinieerd in de twee modellen.

Op het gebied van de aanvullende investeringen in productie-eenheden van het gecentraliseerde park beschouwt PROCREAS eenheden van 400 MW voor de STEG (turbines met gecombineerde stoomgascyclus), van 80 MW voor de gasturbines met een open cyclus en van 600 MW voor de eenheden op steenkool.

De evoluties van de in WKK-eenheden geïnstalleerde capaciteiten en in eenheden die hernieuwbare energiebronnen gebruiken (het gedecentraliseerde park), werden gespecificeerd op exogene wijze in PROCREAS op basis van de resultaten van het model PRIMES voor het referentiescenario.

Bij gebrek aan andere informatie werd de productie van de WKK-eenheden en de productie van kleine hydraulische eenheden, van eenheden die werken op biomassa en op zonne-energie verwijderd uit de vraag, door het in aanmerking nemen van een productie in een constante bandsterkte tijdens het jaar, maar die kan verschillen van jaar tot jaar.

De offshore windmolens werden ingevoerd in de vorm van één enkele productie-eenheid in PROCREAS, teneinde rekening te houden met de overheersing van de gemeenschappelijk modi voor deze eenheden. De geïnstalleerde capaciteit van het offshore windpark varieert van jaar tot jaar.

Men heeft op gelijkaardige wijze gehandeld voor het onshore windpark door het bepalen van vier productie-eenheden met gelijke geïnstalleerde capaciteiten, die van jaar tot jaar kunnen variëren.

8.1.2. De resultaten

Voor het gecentraliseerde park werden de investeringen als dusdanig hernomen, terwijl voor de hernieuwbare energie en de gedecentraliseerde WKK enkel de nettoverschillen op het gebied van geïnstalleerde capaciteit werden hernomen, bij gebrek aan een kalender van uitdienstneming.

De PROCREAS-simulaties werden uitgevoerd voor twee configuratietypes van het productiepark: in het eerste werden enkel investeringen in gascentrales overwogen, in het tweede werden investeringen in gas- en steenkoolcentrales gecombineerd.

De investeringen in gascentrales

In deze configuratie mogen enkel STEG's van 400 MW en gasturbines met een open cyclus van 80 MW worden toegevoegd aan het gecentraliseerde park.

De tabel 20 toont de geïnstalleerde capaciteit die elk jaar ontbreekt in het bestaande gecentraliseerde park om het aanvaarde betrouwbaarheids criterium te halen. De getallen tussen haakjes hernemen het aantal eenheden van het beschouwde type. De investeringen die in de gegevens als reeds beslist bepaald werden, zijn niet hernomen in deze tabel. Zij vertegenwoordigen een geïnstalleerde capaciteit van 1676 MW en vinden plaats tussen 2008 en 2011.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tabel 20: De capaciteiten die jaarlijks noodzakelijk zijn in het gecentraliseerde park om het criterium van betrouwbaarheid na te leven (MW en in overeenstemming met aantal eenheden)

	STEG's	Gasturbines
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)

Bron: PROCREAS

Het is niet realistisch om aan te nemen dat investeringen waarover totnogtoe geen enkele duidelijke beslissing werd genomen, nog voor 2011 in dienst kunnen worden genomen. Bijgevolg kunnen de capaciteiten die voor het jaar 2011 vereist zijn niet worden weerhouden. Dit leidt er weliswaar toe dat het criterium van betrouwbaarheid van 16 uur per jaar voor de jaren 2008 tot 2010 niet nageleefd kan worden, waardoor het Belgische elektrische systeem zich in die periode dus in een delicate situatie zal bevinden, aangezien het ontoereikend zal zijn in termen van productiecapaciteit. Dit risico werd al gesignaleerd in het indicatieve programma van de productiemiddelen 2005-2014 en in de studie van de CREG over ondercapaciteiten¹⁵³.

De investeringskalender in nieuwe productiecapaciteiten van het gecentraliseerde productiepark dat hieruit resulteert, wordt hernomen in tabel 21. Elke investering wordt er geassocieerd met het jaar waarin hij in dienst genomen zou moeten worden.

¹⁵³ Studie (F)070927-CDC-715 betreffende de ondercapaciteit inzake productie in België, CREG, 27 september 2007.



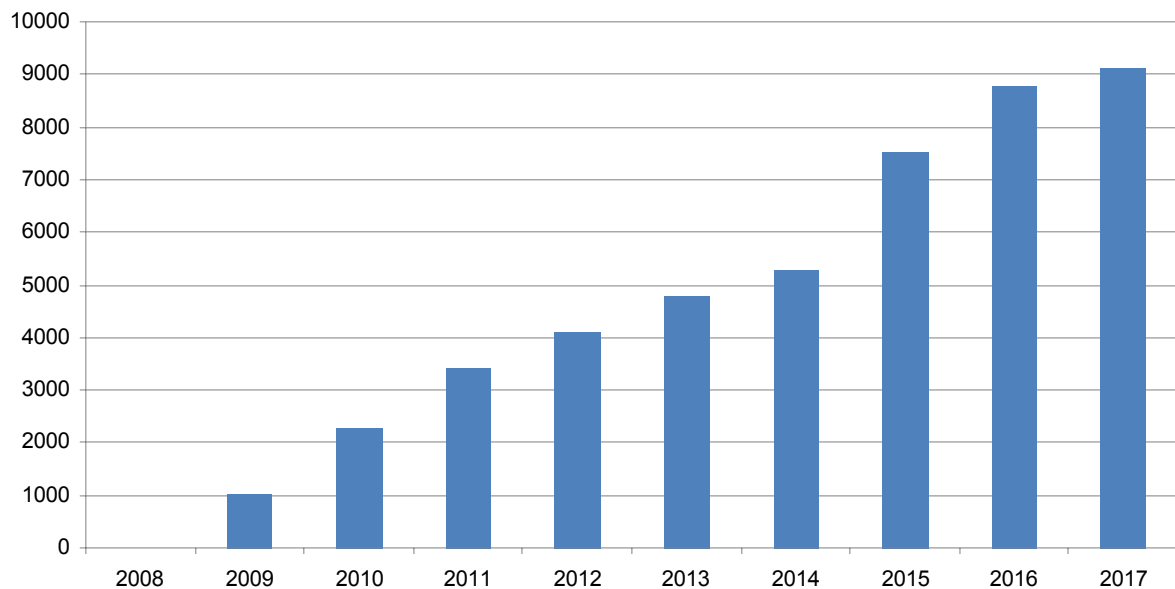
Tabel 21: Kalender van de niet besliste investeringen in het gecentraliseerde park, noodzakelijk om de betrouwbaarheid na te leven vanaf 2011 (MW en overeenstemmend aantal eenheden)

	STEG's	Gasturbines
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

Bron: PROCREAS

Wanneer men de investeringen die hernomen zijn in tabel 21, de investeringen in het gecentraliseerde park waartoe reeds werd besloten, alsook de investeringen in het gedecentraliseerd park (hernieuwbare energiebronnen en WKK) bepaald als exogenen in de simulaties van PROCREAS, optelt, verkrijgt men de figuur 53 die de evolutie illustreert van de gecumuleerde investeringen ten opzichte van 2008.

Figuur 53: Evolutie van de gecumuleerde investeringen ten opzichte van 2008 (MW)



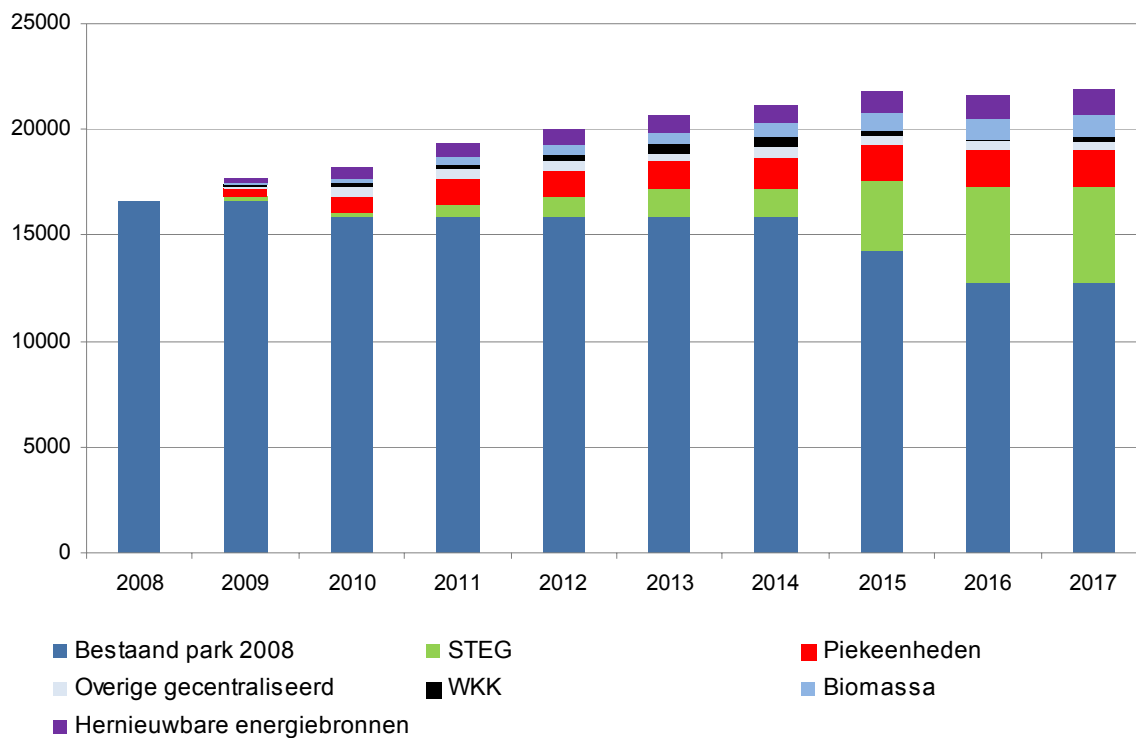
Bron: PROCREAS

Figuur 54 geeft de evolutie weer van de geïnstalleerde capaciteiten tijdens de periode 2008-2017. De geïnstalleerde capaciteit van het bestaande park in 2008 omvat zowel de gecentraliseerde eenheden als de gedecentraliseerde eenheden. Voor de jaren nadien betreffen de waarden aangaande de STEG's, piekeenheden en andere eenheden van het gecentraliseerde park ("Overige gecentraliseerd") nieuwe investe-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

ringen. De waarden op het gebied van WKK, biomassa en hernieuwbare energiebronnen betreffen netto-verhogingen van geïnstalleerde capaciteit voor deze types van eenheden ten opzichte van 2008.

Figuur 54: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteiten (MW)

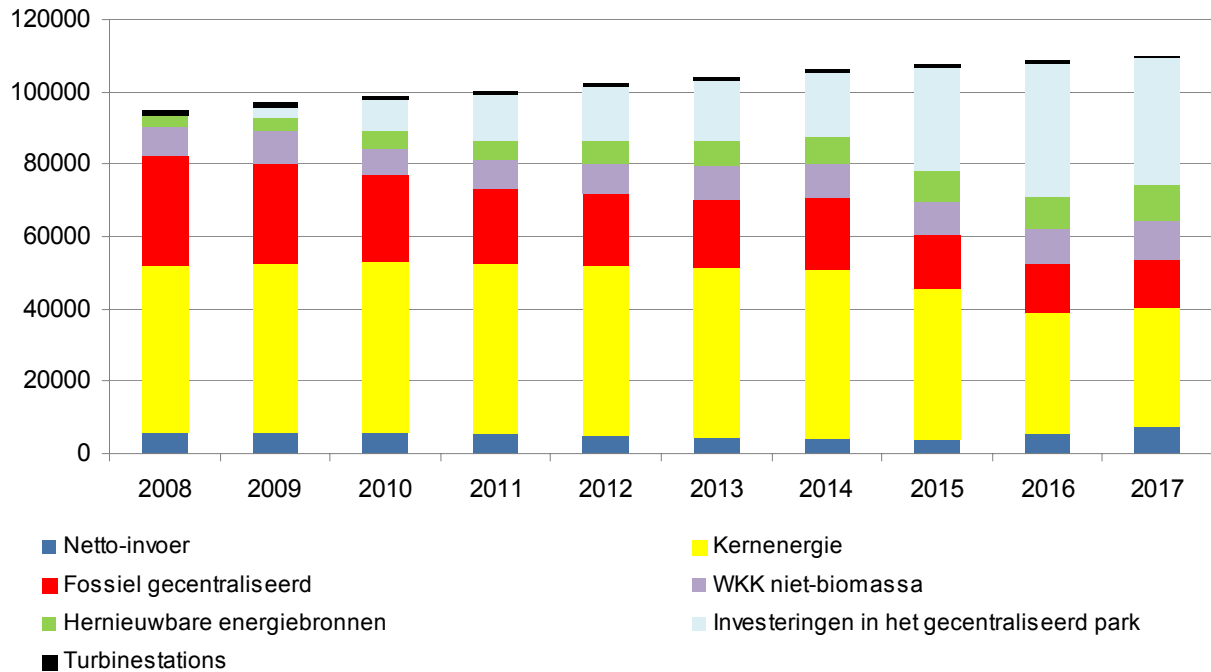


Bron: PROCREAS

De figuur 55 herneemt, voor dezelfde periode, de evolutie van de energie geproduceerd per type eenheid, alsook de netto-ingevoerde energie. De som van deze elementen dekt de som van de vraag en de opgepompte energie.



Figuur 55: Evolutie de geproduceerde elektrische energie per type eenheid en netto-ingevoerde energie (GWh)



Bron: PROCREAS

De investeringen in gas- en steenkoolcentrales

De opname van de mogelijkheid om te investeren in eenheden die steenkolen verbranden, leidt tot resultaten die afhankelijk zijn van de omvang van de overwogen eenheden op steenkool. Uitgaande van de vaststelling dat de eenheden van 400 MW kleiner zijn dan wat recentelijk werd aangekondigd over grote eenheden die steenkool verbranden, werd gekozen voor een intermediaire capaciteit van 600 MW. De investeringskalender die voortvloeit uit de opname van eenheden op steenkool wordt voorgesteld in tabel 22. In vergelijking met tabel 21 merkt men dat in 2015 de investeringen in de drie STEG's van 400 MW werden vervangen door investeringen in twee eenheden op steenkool van 600 MW.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 22: Kalender van niet besliste investeringen in het gecentraliseerde park, noodzakelijk om de betrouwbaarheid na te leven vanaf 2011 (MW en overeenstemmend aantal eenheden)
Optie van investeringsmogelijkheid in eenheden op steenkool**

	Steenkool	STEG's	Gasturbines
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

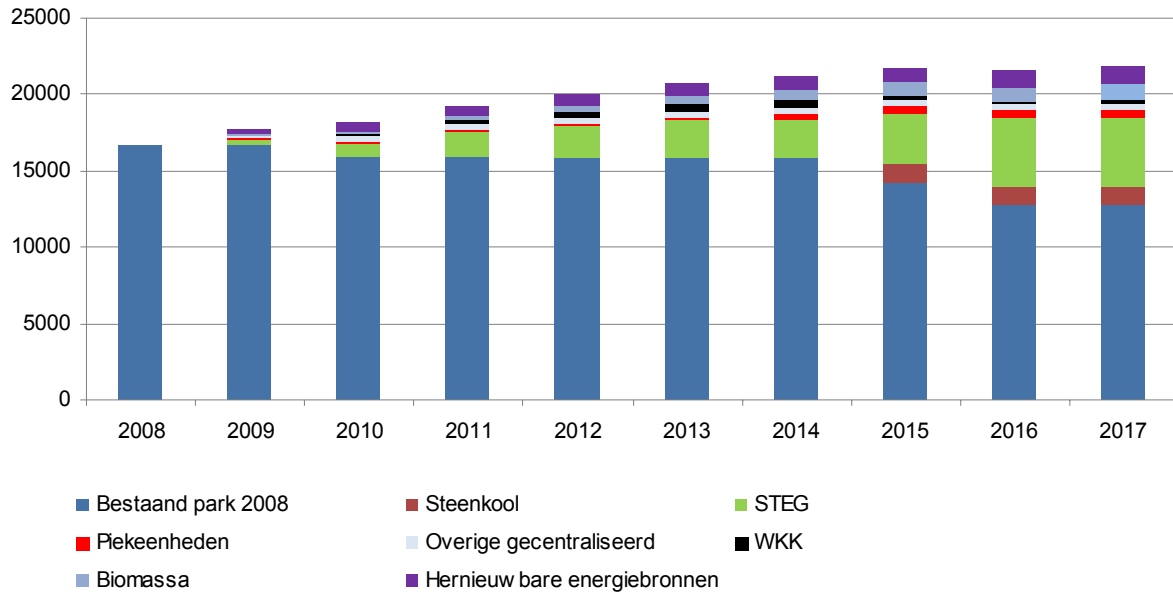
Bron: PROCREAS

Het evolutieprofiel van de gecumuleerde investeringen ten opzichte van 2008 is hetzelfde als deze van de figuur 53.

De evolutie van de capaciteiten per type eenheid wordt weergegeven in figuur 56.



**Figuur 56: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteiten (MW)
Optie van investeringsmogelijkheid in eenheden op steenkool**

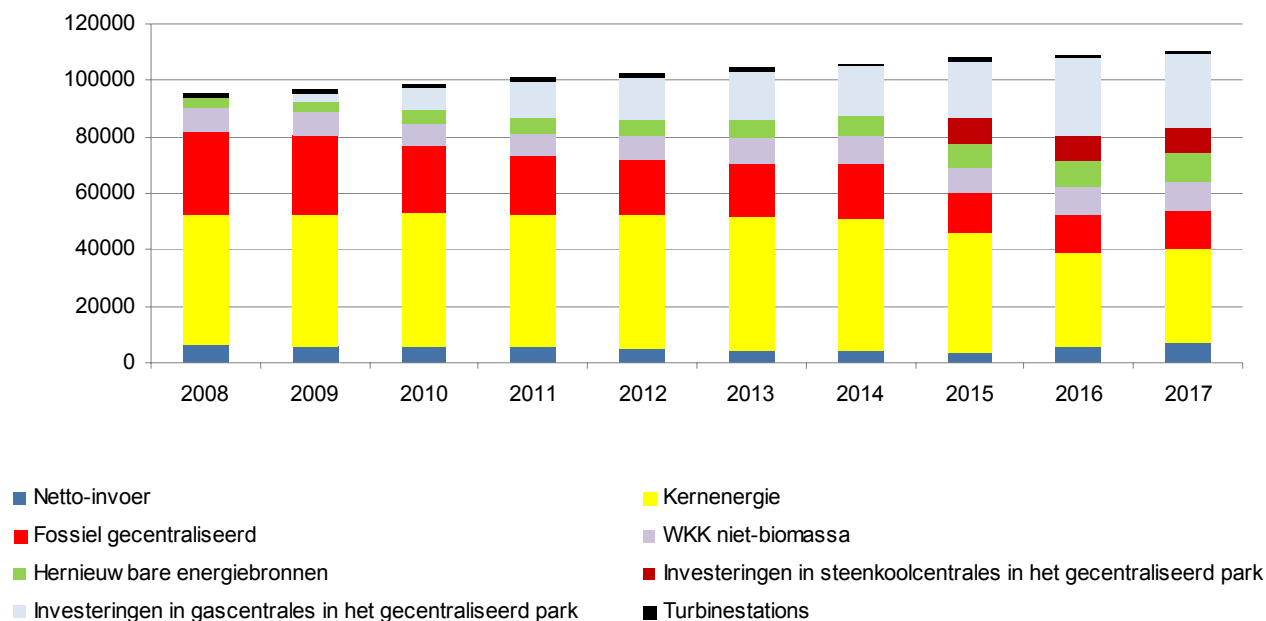


Bron: PROCREAS

De verdeling van het aanbod van elektrische energie tussen netto-invoer en productie per type eenheid wordt geïllustreerd in figuur 57.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 57: Evolutie van de geproduceerde energie per type eenheid en van de netto-ingevoerde energie (GWh)
Optie van investeringsmogelijkheid in eenheden op steenkool**



Bron: PROCREAS

Een economische evaluatie van de twee investeringsstrategieën leidt tot het verkiezen van de investeringsportefeuille die steenkoolcentrales omvat. Opvang en opslag van CO₂ werden echter niet beschouwd binnen dit kader. Bovendien kunnen ook andere criteria worden toegepast. Dit zou er toe kunnen leiden dat deze keuze genuanceerd dient te worden.

8.1.3. Bespreking

De resultaten van de aanvullende analyse in verband met de betrouwbaarheid van het park en de investeringskalender verschillen niet fundamenteel van de resultaten van de algemene analyse, tenminste wat het einde van de projectieperiode betreft (2017). Voor de tussenliggende jaren stelt men daarentegen grotere verschillen vast. In het algemeen zijn de investeringen in nieuwe productiecapaciteit en de totale geïnstalleerde capaciteit in de PRIMES-analyse groter dan de cijfers berekend met PROCREAS tussen 2011 en 2014. In 2015 en 2016 zijn ze dan weer lager. Voor de twee periodes bedraagt het verschil 1000 MW of tussen 5 en 6 % van de totale geïnstalleerde capaciteit. In 2017, ten slotte, verkleint het verschil en bedraagt het nog ongeveer 400 MW.

Die verschillen tonen dat de resultaten gevoelig zijn voor het gebruikte modeltype en vooral voor de technische en operationele bijzonderheden van de gecentraliseerde en gedecentraliseerde productie-eenheden die niet altijd dezelfde zijn in de twee benaderingen.



8.2. De evolutie van grensoverschrijdende stromen

8.2.1. De hypothesen en studiekader

Voor deze bijkomende analyse betreffende de uitwisselingen van België met andere landen werd een beroep gedaan op het elektrische multiregiomarktmodel SPARK. Er werd gestreefd naar een zo hoog mogelijke coherentie met de hypothesen en het beleidskader die gebruikt werden in het kader van het lange termijn energetisch model PRIMES. De uitgevoerde SPARK-simulaties veronderstellen daarom een perfecte marktomgeving.

Deze complementaire analyse werd uitgevoerd voor 2 scenario's, meer bepaald voor het referentiescenario en het alternatieve scenario LoGro. Het referentiescenario werd geselecteerd omdat dit het basisscenario is voor de prospectieve studie. Daarnaast werd het alternatieve scenario LoGro gekozen omdat dit scenario volgens de PRIMES-berekeningen zal resulteren in importstromen in België die relatief hoger zijn dan in de andere scenario's.

De elektriciteitsvraag

In de PRIMES-simulaties wordt rekening gehouden met 11 belastingssegmenten per jaar. SPARK daarentegen simuleert per jaar 576 belastingssegmenten. Deze worden bekomen door 24 representatieve dagen te weerhouden waarvoor de 24 uren van de dag gesimuleerd worden.

De evolutie van de elektriciteitsvraag die een output is van het PRIMES-model werd in de SPARK-simulaties als input overgenomen. Doordat PRIMES tevens rekening houdt met de evolutie in de verschillende subsectoren is de relatieve verhouding van de 11 gesimuleerde belastingssegmenten niet constant over de tijd, deze informatie kon echter niet omgezet worden naar de 576 belastingssegmenten die gesimuleerd worden in SPARK. Voor de SPARK-simulaties werd er verondersteld dat de relatieve verhouding tussen de gesimuleerde belastingssegmenten constant blijft over de tijd. Dit betekent dat de belastingscurve in elk land op een evenredige manier verhoogd wordt rekening houdend met de door PRIMES berekende jaarlijkse aangroei van de elektriciteitsvraag.

De internationale brandstofprijzen

De evolutie van de brandstofprijzen gebruikt in het PRIMES-model werden tevens gebruikt in de SPARK-simulaties.

De koolstofwaarde

De evolutie van de koolstofwaarde gebruikt in het PRIMES-model werd tevens gebruikt in de SPARK-simulaties.

De geïnstalleerde capaciteit van het elektriciteitspark

Aangezien het SPARK-model werkt op basis van scenario-analyse kon het productiepark, endogeen bepaald door het PRIMES-model, overgenomen worden voor de SPARK-analyses. Om een goede werking van SPARK te verkrijgen, was het echter nodig om bepaalde omslagsleutels te gebruiken die toelieten om de totaal geïnstalleerde productiecapaciteit per technologie bekomen op basis van de PRIMES-simulaties om te zetten naar individuele productie-eenheden.

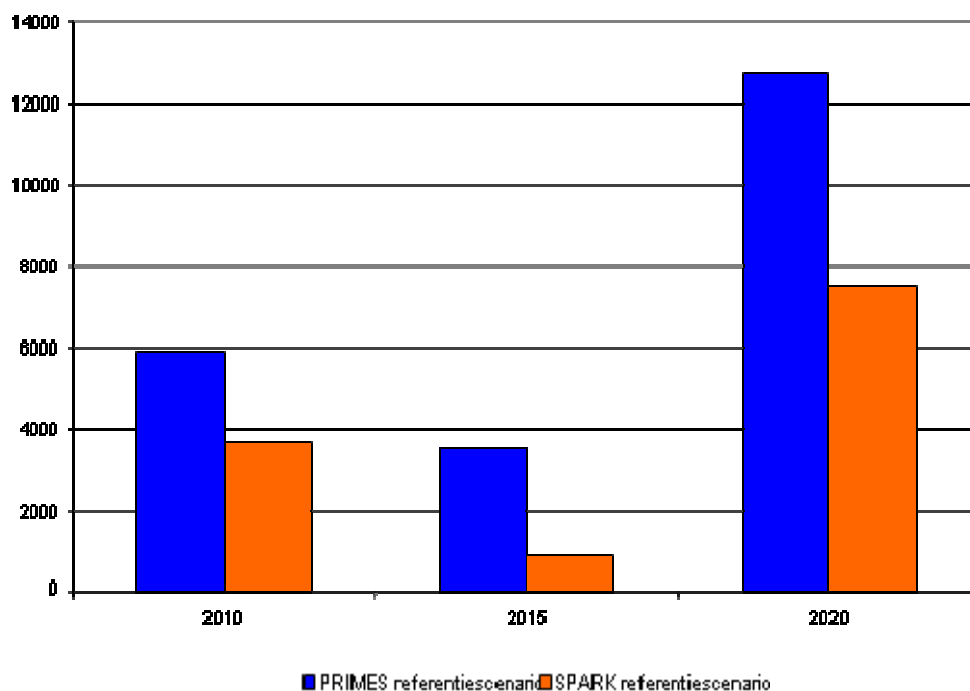
“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

8.2.2. De resultaten

Het referentiescenario

De Belgische uitwisselingen met de omliggende landen op basis van de SPARK-simulaties tonen hetzelfde verloop over de jaren als deze op basis van het PRIMES-model voor het referentiescenario, maar zijn veel lager, respectievelijk met 2,2 TWh in 2010, 2,7 TWh in 2015 en 5,3 TWh in 2020.

Figuur 58: Vergelijking geïmporteerde energie in het referentiescenario (GWh)



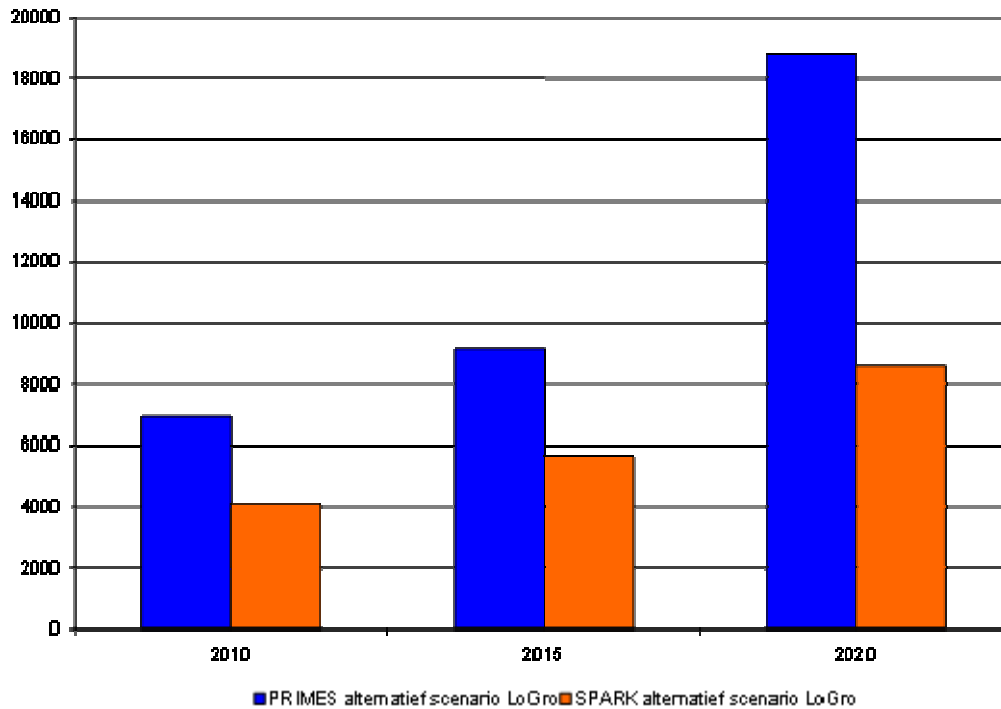
Bron: SPARK, PRIMES

Het alternatief scenario: LoGro

De Belgische uitwisselingen met de omliggende landen op basis van de SPARK-simulaties tonen hetzelfde verloop over de jaren als deze op basis van het PRIMES-model voor het referentiescenario, maar zijn veel lager, respectievelijk met 2,8 TWh in 2010, 3,5 TWh in 2015 en 10,2 TWh in 2020.



Figuur 59: Vergelijking geïmporteerde energie in het alternatief scenario LoGro (GWh)



Bron: SPARK, PRIMES

8.2.3. Bespreking

De aanvullende analyse in verband met de uitwisselingen van België met de overige landen bevestigt, voor de twee bestudeerde scenario's, het evolutieprofiel van de ingevoerde elektrische energie dat werd berekend in de algemene analyse (hoofdstuk 1). In het referentiescenario daalt de ingevoerde energie geleidelijk tot 2015 en stijgt daarna aanzienlijk tussen 2015 en 2020. In het LoGro-scenario daalt de ingevoerde energie tot 2010 en stijgt daarna gestaag tussen 2010 en 2020.

De niveaus van de in de aanvullende analyse berekende invoerstromen daarentegen liggen systematisch lager dan in de algemene analyse. Het verschil tussen de resultaten is significant, vooral in 2020.

Dit resultaat toont de hoge mate waarin de uitwisselingen gevoelig zijn voor de uitwisselingen tussen landen indien men rekening houdt met andere vraag- en productiepatronen bij een identiek totaal productiepark en totale elektriciteitsvraag.

Het beschouwde vraagpatroon in SPARK wijkt af van dit in PRIMES om drie redenen:

- in SPARK worden 576 belastingssegmenten beschouwd, terwijl er 11 belastingssegmenten worden beschouwd in PRIMES;

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- in PRIMES worden de 11 belastingssegmenten afzonderlijk gesimuleerd. SPARK houdt rekening met 24 representatieve dagen, d.w.z. dat er telkens 24 belastingssegmenten samen worden berekend;
- in SPARK blijft de relatieve verhouding tussen de 576 belastingssegmenten constant over de jaren. PRIMES houdt rekening met de evolutie in verschillende subsectoren waardoor de relatieve verhouding van de 11 beschouwde belastingssegmenten niet constant blijft over de tijd.

Het productiepatroon zal enerzijds afhankelijk zijn van het beschouwde vraagpatroon en anderzijds van de in rekening genomen technische karakteristieken van het productiepark. Het productiepatroon dat volgt uit de SPARK-simulaties wijkt af van datgene dat volgt uit de PRIMES-analyses om twee redenen:

- SPARK neemt wel dezelfde energie in rekening als PRIMES, maar niet hetzelfde vraagpatroon;
- de totale geïnstalleerde productiecapaciteit die bepaald werd in de PRIMES-analyse werd omgezet naar individuele eenheden in SPARK zodanig dat er kon worden rekening gehouden met opstart- en afschakeltijden van productie-eenheden, de opstartkosten van productie-eenheden, de vereiste minimale productiecapaciteit per eenheid, reservoirbeperkingen op dagbasis, ... De beschouwde technische karakteristieken van individuele productie-eenheden zijn niet noodzakelijk identiek aan deze gebruikt in PRIMES.

Die verschillen tussen de twee benaderingen kunnen een grote impact hebben op de ingevoerde elektrische energiestromen. Om dat te illustreren kan men de gemiddelde gebruiksratio van het overeenkomstige productiepark evalueren en vergelijken in beide analyses en een verband leggen tussen het niveau van de ingevoerde stromen en de gemiddelde gebruiksratio van het park. Op die manier kan men aantonen dat de resultaten gevoelig zijn voor de technische kenmerken van de productie-eenheden.

In de algemene analyse met PRIMES is de gemiddelde gebruiksratio van het productiepark (d.w.z. de verhouding tussen de elektriciteitsproductie enerzijds en de totale geïnstalleerde capaciteit x 8760 uren anderzijds) gelijk aan 54 % in 2020 (referentiescenario). In de aanvullende analyse met SPARK bedraagt de gemiddelde gebruiksratio van het productiepark daarentegen 56 % (ook in het referentiescenario), of twee procentpunt meer. Dit betekent met andere woorden dat een licht hogere gemiddelde gebruiksratio (wellicht als gevolg van het feit dat in de SPARK-simulaties rekening werd gehouden met de tijd voor het opstarten en het uitschakelen) het *ceteris paribus* mogelijk zou maken de invoer van 5,3 TWh elektriciteit te vermijden¹⁵⁴.

¹⁵⁴ 5,3 TWh is het verschil tussen de met PRIMES berekende ingevoerde energie en die berekend met SPARK in 2020 in het referentiescenario (zie Figuur 57). 5,3 TWh komt ook overeen met de productie van ongeveer drie gascentrales met gecombineerde cyclus (1200 MW) die 4500 uren per jaar werken.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

9. De voornaamste conclusies uit het milieueffectenrapport

Dit hoofdstuk stelt de voornaamste resultaten voor betreffende de beoordeling van de milieueffecten van de prospectieve studie, die gerealiseerd werd in toepassing van de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het leefmilieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma's in verband met het milieu (zie 1.1.4). Dit hoofdstuk is ruim geïnspireerd door de niet-technische samenvatting betreffende de milieueffecten die bijgevoegd is bij het rapport. Het beschrijft de milieueffecten per thema en evocert eerst de huidige toestand, en vervolgens de scenario's.

Alvorens de volgende regels te lezen, moet worden genoteerd dat:

- het milieueffectenrapport betrekking heeft op het referentiescenario en op vier van de elf alternatieve scenario's van de prospectieve studie, die werden weerhouden omdat ze de meest geconstrasteerde resultaten bieden: Base_Nuc, Base_HiCV, LoGro en HiGro;
- bij bepaalde scenario's (Base_HiCV en LoGro) is de netto-invoer van elektriciteit groter dan bij de overige scenario's. Voor de eerstgenoemde scenario's kon een gedeelte van de eventuele milieueffecten die verbonden zijn met plaats van productie niet worden geanalyseerd.

9.1. Impact op het landschap en het zeegezicht

Een onderscheid wordt gemaakt tussen productie-eenheden in open ruimte, in industriële omgeving en in niet-industriële (residentiële) omgeving. Daarnaast is er een onderscheid tussen eenheden die goed zichtbaar zijn en deze die minder goed tot niet zichtbaar zijn.

In de actuele toestand is vooral de impact van de windturbines relevant. Voor andere vormen van elektriciteitsvoorziening (klassieke thermische centrales, kerncentrales, etc.) kan aangenomen worden dat de inplanting ervan conform is aan de landschappelijke voorwaarden en kan besloten worden dat de impact laag tot matig is.

Voor de scenario's wordt besloten dat de impact van het referentiescenario en het scenario Base_Nuc gelijkaardig is en net iets belangrijker is dan voor het scenario LoGro. De impact van de scenario's HiGro en Base_HiCV is belangrijker dan die van het referentiescenario en is voor het scenario Base_HiCV aanzienlijker dan voor het scenario HiGro. De relatieve verschillen worden voornamelijk bepaald door de bouw van windturbines, aangezien de geproduceerde energie door waterkrachtcentrales bij alle scenario's quasi gelijk is.

9.2. Aanrijking van de oppervlaktewaterkolom

Voor de actuele situatie is er in Vlaanderen zeer weinig oppervlaktewater met goede fysisch-chemische waterkwaliteit. Hoewel er zich de voorbije 10-15 jaar een verbetering heeft voorgedaan, worden de normen nog niet gehaald. In Brussel heeft het kanaalwater een middelmatige kwaliteit en verbetert het water van de Zenne sinds er in 2007 een waterzuiveringsinstallatie in gebruik werd genomen. In Wallonië is waterkwaliteit goed ten zuiden van Sambre en Maas. Ten noorden hiervan is de waterkwaliteit minder.

De werking van elektriciteitscentrales leidt mogelijks tot emissies van verontreinigd hemelwater, procesafvalwater en koelwater. Het bedrijfsafvalwater is over het algemeen weinig verontreinigd.



Het verschil tussen de scenario's is zwak. De laagste totale vrachten worden bekomen voor de scenario's Base_HiCV en LoGro.

9.3. Wijziging in de watertemperatuur van het oppervlaktewater

Voor de actuele situatie bedraagt de gemiddelde temperatuurstijging van de oppervlaktewateren, veroorzaakt door het gebruikte koelwater, 6,5°C.

Voor de scenario's hangt de impact veel af van het waterbekken, waarin zich de oppervlaktewateren bevinden die de lozingen ontvangen. De temperatuur van oppervlaktewateren met een beperkt stromingsdebiet ondergaat een toename die hoger is dan deze die onder de natuurlijke variabiliteit valt. Steenkoolcentrales veroorzaken, omwille van het hoger geïnstalleerde vermogen, een belangrijker bijdrage tot de watertemperatuur dan STEG centrales (stoom en gas). Hybride koeltorens leveren een kleinere bijdrage dan natte koeltorens, omwille van het lagere lozingsdebiet.

9.4. Aanrijking van de waterbodem

Voor de actuele situatie in Vlaanderen is 40 % van de waterbodems sterk verontreinigd, 58 % licht verontreinigd tot verontreinigd en 2 % niet verontreinigd.

Voor de scenario's werd het effect van de lozing van effluënten onderzocht voor de centrales met een gecombineerde cyclus (stoom en gas) en de steenkoolcentrales. Geen enkele van deze centraletypes levert een significante bijdrage tot de metaalconcentratie. Voor zink en kwik kan de bijdrage echter belangrijk zijn (hoger dan 1 %) op die meetplaatsen waar voor deze metalen reeds een afwijking wordt waargenomen van de referentiewaarde.

9.5. Aanrijking van de lucht

Voor de actuele luchtkwaliteit worden de jaargemiddelde doelstellingen voor NO₂ in België nog steeds overschreden in de grote agglomeraties. Voor PM10¹⁵⁵ wordt de jaargemiddelde luchtkwaliteitsdoelstelling op het volledige grondgebied gerespecteerd, maar kent een relevant deel van het grondgebied mogelijk een probleem door het overschrijden van het maximum toegelaten aantal overschrijdingen van de daggrenswaarde.

Voor de scenario's blijft de immissiebijdrage voor alle pollutanten ongeveer op hetzelfde niveau als in de actuele situatie en dit ondanks een stijging van het geïnstalleerde vermogen. Noch voor NO₂, noch voor PM10 dient gevreesd te worden voor een overschrijding van de jaargrenswaarde. Voor PM10 is er wel het risico op een overschrijding van het maximum toegelaten aantal overschrijdingen van de daggrenswaarde.

¹⁵⁵ Zwevend stof met een aërodynamische doorsnede van minder dan 10 micron.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

9.6. Impact op het klimaat

In de actuele toestand maakt de CO₂ emissie van de elektriciteitssector 14,7 % uit van de totale broeikasgasemissie in België.

Voor alle scenario's is de bijdrage van de CO₂ emissie hoger dan in de actuele situatie. De scenario's Base_HiCV en LoGro kennen significante reducties in de emissies van broeikasgassen, ten opzicht van het referentiescenario, maar kennen tevens de hoogste netto invoer, wat betekent dat deze lagere emissies op het Belgische grondgebied zouden kunnen gecompenseerd worden door hogere emissies in de buurlanden (afhankelijk van de daar gebruikte productiemethode).

Maar ook in alle scenario's is de bijdrage van de emissie van de elektriciteitsproductie hoog ten opzichte van de bestaande klimaatdoelstellingen 2008-2012 (Kyotoprotocol). Het is op dit ogenblik nog niet duidelijk of na 2012 nog nationale emissieplafonds zullen gehanteerd worden en welke activiteiten en sectoren daar mogelijks onder zullen vallen.

9.7. Aanrijking van de bodem

In de actuele situatie worden binnen België de volgende bedreigingen waargenomen voor de bodem: bodemverontreiniging, dalend organisch stofgehalte, bodemafdichting, bodemerosie, verdroging, verdichting, verlies aan bodembiodiversiteit, verzilting en overstroming, massatransport en geulerosie.

De bijdrage van de elektriciteitsproductie in België tot de gemiddelde verzurende depositie neemt af voor alle scenario's t.o.v. de huidige situatie. De scenario's Base_HiCV en LoGro leveren de laagste bijdrage op, en dit als gevolg van de hogere netto import en de lagere bijdrage van kolencentrales tot de elektriciteitsproductie in deze scenario's. Nochtans als gevolg van de hogere netto-invoer kunnen emissies in buurlanden worden genereerd, die eveneens bijdragen tot de verzurende depositie in België en Europa kunnen veroorzaken.

Voor alle scenario's wordt de maximale gemiddelde verzurende depositie als gevolg van de elektriciteitsproductie in België, op het Belgisch grondgebied, beperkt tot 16-21 Zeq/ha/jaar¹⁵⁶, hetgeen als aanvaardbaar wordt beschouwd.

9.8. Niet-nucleaire afvalstromen

In de actuele situatie is vooral de productie van bedrijfsafvalstoffen en bijproducten verontrustend. Uit de literatuur blijkt dat de elektriciteitssector in België ongeveer 27,3 kt bedrijfsafvalstoffen per jaar produceert. Verder ontstaan bijproducten zoals bodem- en vliegassen en gips. Al deze stromen worden momenteel hergebruikt.

Voor de scenario's is de jaarlijks geproduceerde hoeveelheid bedrijfsafvalstoffen enkel in het HiGro scenario hoger dan in het referentiescenario. In sommige scenario's dient met een significante stijging van de hoeveelheid bijproducten rekening gehouden te worden. De afzet van bodem- en vliegassen stelt hoogstwaarschijnlijk geen probleem, maar de afzet van gips kan wel problemen stellen.

¹⁵⁶ Zuurequivalent per hectare per jaar.



9.9. Nucleaire afvalstromen

Voor de actuele situatie geldt een gemiddelde jaarlijkse productie over de laatste 3 jaar van geconditioneerd laag- en middelradioactief afval uit Belgische kerncentrales van 4,01 m³/TWh nucleaire productie. Daarnaast ontstaat in België elk jaar nog 120 t hoogactieve bestraalde kernbrandstof.

Bij de beoordeling van de impact van de scenario's op de generatie van nucleaire afvalstromen, dient enkel een onderscheid gemaakt te worden tussen het scenario dat een langere levensduur van kerncentrales toelaat (i.c. Base_Nuc) en de overige scenario's (i.c. referentiescenario, Base_HiCV, LoGro en HiGro).

De impact van de beslissing om kerncentrales 20 jaar langer open te houden heeft slechts een beperkte impact (5 %) op de generatie van laag- en middelradioactief en van hoogradioactief afval binnen de periode die in het kader van de prospectieve studie wordt bekeken. Over de volledige levensduur van alle kerncentrales betekent dit echter wel een stijging van de hoeveelheid laag- en middelradioactief afval met 3683 m³ en een stijging van de hoeveelheid hoogradioactief afval met 2400 t.

9.10. Hinder

Naast visuele hinder (hierboven reeds besproken) is vooral de hinder door geluid relevant voor de werking van elektriciteitscentrales.

Voor de actuele situatie blijkt uit een aantal literatuurgegevens dat bij de werking van elektriciteitscentrales geen verhoging van het omgevingsgeluid wordt waargenomen en dat de installaties kunnen voldoen aan de wettelijke normen, desgevallend mits het nemen van een aantal reductiemaatregelen.

Wanneer het totale geluidsvermogeniveau van de verschillende scenario's wordt beschouwd, blijft het verschil tussen de vier alternatieve scenario's klein ten opzichte van het referentiescenario (kleiner dan 1 dB(A)¹⁵⁷). Er wordt besloten dat er geen significant verschil is met het referentiescenario.

9.11. Impact op de menselijke gezondheid

Voor de impact op menselijke gezondheid, is vooral de lucht-, water- en bodemkwaliteit belangrijk, als ook de productie van afval en hinder. Deze aspecten werden al hierboven besproken.

Voor de scenario's werd de impact van luchtkwaliteit op de gezondheid van de mens uitgedrukt in "verloren levensjaren" (DALY's). Op basis van dergelijke berekeningen werd bepaald dat het verschil tussen de vier scenario's en het referentiescenario minimaal is en als niet-significant wordt beoordeeld.

9.12. Impact op ecosystemen

Voor de actuele toestand geldt dat in België ongeveer 12,6 % van het grondgebied beschermd is onder "Natura 2000". Hierin komen 59 habitattypes voor. 1,1 % van het grondgebied is aangeduid als natuurreserveaat.

¹⁵⁷ A-gewogen decibel = eenheid voor het meten van een geluidsniveau dat de gevoeligheden in intensiteit en frequentie van het menselijke gehoor geeft.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Ten gevolge van de bouw en werking van elektriciteitscentrales kunnen effecten ontstaan als gevolg van:

1. ruimte-inname: voor de verschillende scenario's wordt geen significant effect voorzien ten gevolge van biotoopverlies en/of biotoopwijzing;
2. versnippering en barrièrewerking: aangezien de locatie van nieuw te bouwen installaties nog niet gekend is, kan slechts aanbevolen worden om de bouw van installaties te vermijden op plaatsen waar een versnippering of barrièrewerking kan optreden;
3. de stijgende vraag naar biomassa: in globo kan gesteld worden dat een stijgende vraag naar biomassa een impact kan hebben op de biodiversiteit. De nodige gegevens ontbreken om de impact van verschillende scenario's te berekenen;
4. geluidshinder: effecten worden beperkt wanneer bij locatiekeuze rekening wordt gehouden met de aanwezigheid van natuurgebieden;
5. emissie naar lucht, water en bodem:
 - a) lucht: voor NO₂ kan een mogelijk significant negatief effect op flora voor alle scenario's uitgesloten worden op het globale niveau, maar niet voor de grote steden. Ook voor SO₂ wordt geen belangrijke negatieve impact verwacht. Ook het effect van stof wordt als niet significant beschouwd;
 - b) bodem: geen van de bestudeerde scenario's laat een significant negatief effect van verzuurende depositie op ecosystemen vermoeden;
 - c) water: de globale invloed op aquatische fauna en flora wordt als minimaal tot nihil beoordeeld. Er is enkel enige (niet significante) druk te verwachten in waterlopen met een zwak debiet. Verder zijn er geen significante verschillen tussen de scenario's te verwachten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Conclusies

Hieronder staan de voornaamste conclusies voor de evolutie van de elektriciteitsvraag, van het elektriciteitsaanbod en van de investeringen die nodig zijn om hieraan tegemoet te komen van de simulaties die werden uitgevoerd op basis van de belangrijkste scenario's die werden geselecteerd. Parallel met deze conclusies, getrokken uit de eigenlijke studie, wordt bijzondere aandacht besteed aan een aantal punten omdat ze te maken hebben met de fundamentele kwestie van de bevoorradingszekerheid.

Het doel van deze prospectieve studie is de economische actoren en de openbare instanties een referentiekader te bieden voor het definiëren van een in economische termen optimaal elektriciteitsproductiepark, rekening houdend met de evolutie van de elektriciteitsvraag, de afbouw van de bestaande kerncentrales, de randvoorwaarden op het gebied van leefmilieu en de mogelijkheden om elektriciteit uit te wisselen met de buurlanden. De studie is ook nuttig voor de toekenningsprocedure van de individuele vergunningen voor de vestiging van nieuwe productie-eenheden.

Eenzijds toont deze studie hoe de energievraag, en de elektriciteitsvraag in het bijzonder, zal evolueren in een bepaald hypothese-kader (referentiescenario) en wat de invloed is van onzekerheidsfactoren op deze evolutie (alternatieve scenario's). Anderzijds beschrijft ze de productiecapaciteiten die nodig zijn om te voldoen aan deze elektriciteitsvraag, met vermelding van de primaire energiebronnen, de types centrales, de investeringskalender en de verhoudingen van binnenlands geproduceerde en ingevoerde elektriciteit.

In dit verband moet eraan herinnerd worden dat het modelleren van de evolutie van het energieaanbod en de energievraag een oefening is die onzekerheden inhoudt en dat de vooruitzichten die eruit voortvloeien niet beschouwd moeten worden als exacte voorspellingen, maar eerder als een toelichting van de uitdagingen voor de komende tien-vijftien jaar. De oefening zal regelmatig worden herhaald en bijgesteld worden zoals bij wet voorzien.

Waarschuwing

De cijfergegevens van de prospectieve studie 2008-2017 dateren van 2007. Hierin wordt dus geen rekening gehouden met het Energie-klimaatpakket dat in januari 2008 voorgelegd en in april 2009 goedgekeurd is, noch met de economische en financiële crisis die in het tweede semester 2008 is ontstaan, noch de beslissing van oktober 2009 van de federale regering om de drie oudste kerncentrales langer open te houden.

Niettemin was het mogelijk het verschil te analyseren tussen de in deze studie vooropgestelde elektriciteitsbevoorradingsperspectieven en de ontwikkelingen die naar aanleiding van de uitvoering van het Energie-klimaatpakket in België worden verwacht, dankzij een studie over de invloed van dit pakket op het energiesysteem en de economie in België die in 2008 door het FPB werd verricht. Die analyse wordt toegelicht in bijlage 5.

Wat de recente beslissing van de federale regering i.v.m. kernenergie betreft, maakt de prospectieve studie het mogelijk het effect hiervan op de elektriciteitsbevoorrading te evalueren, gezien dit scenario in sectie 7.2 wordt ontleed.



Herhaling van de verschillende scenario's

De studie is opgebouwd rond een referentiescenario dat gebaseerd is op de laatste gepubliceerde energiestatistieken, op referentiehypothesen en op in 2006 bestaande Belgische beleidslijnen en maatregelen. Het energiesysteem van België en van de buurlanden wordt vervolgens "geprojecteerd" tot 2030¹⁵⁸ met het geïnterconnecteerde PRIMES-model. Deze projectie geeft een beeld van wat ons nationaal energiesysteem zou zijn bij een onveranderd beleid (bijvoorbeeld op het gebied van energie-efficiëntie, hernieuwbare energiebronnen, vermindering van broeikasgasemissies, enz.) en rekening houdend met de geraamde evolutie van meerdere sleutelvariabelen zoals het bbp, de bevolking, de prijzen van fossiele energie, enz. Het elektrische gedeelte van het energiesysteem wordt vervolgens meer in detail geanalyseerd aan de hand van de elektrische modellen SPARK en PROCREAS.

Naast het schetsen van een basisprojectie is het doel van het referentiescenario ook om te dienen als referentiepunt voor de analyse van alternatieve scenario's, om de gevolgen te kunnen inschatten van politieke keuzes (strenger milieubeleid, verlenging van de levensduur van de kerncentrales, ...) of de impact van alternatieve hypothesen wat de evolutie betreft van bepaalde exogene parameters (internationale prijzen van de fossiele brandstoffen, zwakkere of sterkere economische groei, ...).

Er werden verschillende alternatieve scenario's uitgewerkt waarin drie bepalende elementen gecombineerd worden: 1° de onzekerheid over de evolutie van de elektriciteitsvraag, 2° het klimaatbeleid dat de prijs van de CO₂-emissievergunningen rechtstreeks beïnvloedt en dus de waarde van koolstof, en 3° de mogelijkheid om al dan niet de werkingduur van de bestaande kerncentrales te verlengen (meer dan 40 jaar). Van deze alternatieve scenario's werden de vier belangrijkste (die de meest contrasterende variaties opleveren ten opzichte van het referentiescenario) grondig geanalyseerd:

- het Base_Nuc-scenario: dezelfde bepalende elementen van de elektriciteitsvraag en dezelfde koolstofwaarden als in het referentiescenario, maar de kernoptie wordt open gelaten (verlenging van de levensduur van de bestaande centrales na 40 jaar, zonder bouw van een nieuwe eenheid);
- het Base_HiCV-scenario: dezelfde bepalende elementen van de elektriciteitsvraag als in het referentiescenario, met behoud van de uitstap uit kernenergie, maar de koolstofwaarde is hoger (tot 54 euro/t CO₂ in 2020 tegenover 22 euro/t CO₂ in het referentiescenario);
- het HiGro-scenario: dezelfde koolstofwaarden als in het referentiescenario en geprogrammeerde uitstap uit de kernenergie, maar de elektriciteitsvraag is hoger wegens een sterkere economische groei in België en op Europees niveau;
- het LoGro-scenario: dezelfde koolstofwaarden als in het referentiescenario en geprogrammeerde uitstap uit de kernenergie, maar de elektriciteitsvraag is gematigder door een zwakkere economische groei en de uitvoering van ambitieuze energie-efficiëntieprogramma's in België en in de buurlanden.

Het elektriciteitsgedeelte van het energiesysteem in de alternatieve scenario's wordt vervolgens meer in detail geanalyseerd aan de hand van de elektrische modellen SPARK en PROCREAS, maar voor een beperkt aantal scenario's.

¹⁵⁸ Daar de tijdsspanne van de prospectieve studie elektriciteit loopt tot 2017 worden enkel de resultaten tot 2020 voorgesteld en geanalyseerd.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De belangrijkste resultaten van de simulaties

De belangrijkste resultaten van de prospectieve studie elektriciteit worden hierna samengevat. Ze zijn onderverdeeld in drie thema's: de elektriciteitsvraag, het elektriciteitsaanbod en de behoeften aan nieuwe productiecapaciteiten. Voor elk thema worden eerst de resultaten van het referentiescenario voorgesteld. Ze worden vervolgens aangevuld met de meest significante resultaten van de alternatieve scenario's. Tenzij anders vermeld hebben de beschreven waarden betrekking op de periode 2005-2020.

Op het vlak van elektriciteitsvraag

1. In het referentiescenario bedraagt de gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van de vraag naar elektriciteit 1,7 %. In 2020 wordt de elektriciteitsvraag geraamd op 112,9 TWh en ligt ze 28 % boven het niveau van 2005.
2. Het is in de tertiaire sector dat het elektriciteitsverbruik het sterkst stijgt (2,6 % per jaar), gevolgd door de residentiële sector (1,9 % per jaar) en de industrie (1,4 % per jaar). Het vervoer is de hekkensluis met een groeiritme van gemiddeld 0,6 % per jaar.
3. In de alternatieve scenario's is de evolutie van de elektriciteitsvraag vergelijkbaar met deze die berekend werd in het referentiescenario (tussen 1,6 % en 1,8 % per jaar) op één uitzondering na, het LoGro-scenario, waarin het groeiritme van de vraag gemiddeld 0,7 % per jaar bedraagt.

Op het vlak van het elektriciteitsaanbod

4. In het referentiescenario verandert de structuur van de elektriciteitsproductie gevoelig: de respectievelijke bijdragen van de kernenergie, van de fossiele energie¹⁵⁹ en van de hernieuwbare energiebronnen bedragen 34 %, 53 % en 13 % in 2020, tegenover 55 %, 39 % en 6 % in 2005.
5. Binnen de hernieuwbare energiebronnen neemt biomassa de eerste plaats in, gevolgd door de offshore windmolens, waarvan het ontwikkelingspotentieel veel groter is dan dat van de onshore windmolens. De hydro-elektriciteit is stabiel, aangezien het potentieel ervan reeds in ruime mate werd geëxploiteerd. Tegen 2020 blijven de fotonvoltaïsche zonnecellen nog marginaal.
6. De netto-invoer van elektriciteit wordt geschat op 12,7 TWh in 2020, d.w.z. twee keer meer dan het niveau waargenomen in 2005.
7. De energetische CO₂-uitstoot van het Belgische elektrische productiepark wordt geschat op 30 Mt in 2020, d.w.z. 28 % boven het niveau van 2005.
8. De structuur van de elektriciteitsproductie hangt ook sterk af van de hypothesen van het (nucleair) energiebeleid en het klimaatbeleid (koolstofwaarde) die geëvalueerd worden in de alternatieve scenario's. Men stelt niettemin vast dat de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen niet echt gevoelig is voor het al dan niet uitstappen uit de kernenergie. Ze is veel afhankelijker van de koolstofwaarde die de prijzen beïnvloedt met betrekking tot de verschillende energievormen.
9. Het meest gunstige scenario voor de hernieuwbare energiebronnen is het scenario Base_HiCV waarin ze 15 % vertegenwoordigen van de totale elektriciteitsproductie in 2020.

¹⁵⁹ Steenkool en aardgas dragen respectievelijk voor 9 % en 26 % bij in de elektriciteitsproductie in 2005, en voor 17 % en 31 % in 2020.



10. De elektriciteitsproductie op basis van steenkool is vooral gevoelig voor de koolstofwaarde¹⁶⁰ en voor het niveau van de elektriciteitsvraag. In 2020 daalt deze productie met drie vierde in het Base_HiCV-scenario en met de helft in het Lo_Gro-scenario in vergelijking met deze berekend in het referentiescenario. Omgekeerd is ze 6 % hoger in het Hi_Gro-scenario.
11. Aardgas is de primaire energiebron waar in alle scenario's het meeste gebruik van wordt gemaakt (buiten de kernenergie). Van 31 % in 2020 in het referentiescenario zal het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie tot 40 % bedragen in het Base_HiCV-scenario.
12. Ondanks het feit dat er steeds meer gebruik van wordt gemaakt, nemen de volumes aardgas die bestemd zijn voor de elektriciteitsproductie echter slechts matig toe in het referentiescenario (+ 8 % tussen 2005 en 2020). Dat kan worden verklaard door een gevoelige stijging van het gemiddelde conversierendement van de gaseenheden (STEG, warmtekrachtkoppeling). Zoals men kan verwachten is het in het Base_HiCV-scenario dat het aardgasverbruik het meest toeneemt (+ 29 % tussen 2005 en 2020). De vraag van de beschikbaarheid van de transportcapaciteiten op de verschillende plaatsen van invoer van gas in België maakt het voorwerp uit van de prospectieve studie gas, die op dit ogenblik uitgewerkt wordt op basis van dezelfde hypothesen als deze studie.
13. In alle bestudeerde alternatieve scenario's blijft België duidelijk netto-invoerder van elektriciteit, maar de ingevoerde hoeveelheden verschillen sterk van het ene scenario tot het andere. Het is in de scenario's Lo_Gro en Base_HiCV dat de elektriciteitsinvoer het grootst is (respectievelijk 18,8 TWh en 16,5 TWh in 2020) en in het scenario Base_Nuc dat deze lager ligt (3,8 TWh in 2020).
14. Tot slot is het in de scenario's Base_HiCV en Lo_Gro dat de CO₂-uitstoot van de elektriciteitssector het laagst ligt, lager zelfs dan deze berekend in het Base_Nuc-scenario.

Op het vlak van investering in nieuwe productiecapaciteiten

15. De evolutie van het productiepark van elektriciteit verdient onze volle aandacht: ongeveer een derde (4300 MW) van het huidige productiepark (15000 MW zonder pompturbinecentrales) zal tegen 2020 vervangen moeten worden, zonder de uitbreiding van het park met zo'n 6700 MW mee te rekenen om het hoofd te kunnen bieden aan de groeiende elektriciteitsvraag. In het referentiescenario worden de gecumuleerde investeringen van 2006 tot 2020 dan ook geraamd op 11000 MW, waarvan 60 % bestemd is om te beantwoorden aan de groei van de vraag en 40 % bestemd om de installaties te vervangen die buiten werking worden gesteld (met name de nucleaire eenheden die 40 jaar oud zijn).
16. De investeringen die tegen 2020 moeten worden toegestaan in de nieuwe productie-eenheden zullen dus aanzienlijk zijn. In tabel 23 wordt de planning weergegeven van de investeringen per type centrale.

¹⁶⁰ Er dient te worden onderstreept dat tegen 2020 de technisch-economische hypothesen die vooropgesteld worden voor de systemen voor het opvangen en opslaan van koolstof nog geen rendabele optie zijn, gelet op de hypothesen over de brandstofprijzen en de koolstofwaarde.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Tabel 23: De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, referentiescenario (MW)

	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Superkritische steenkoolcentrales	0	817	427
Gascentrales met gecomb. cyclus	812	1118	1986
Typische piekeenheden	279	0	0
Andere gecentraliseerde eenheden ^(*)	904	138	0
Industriële producenten	639	632	0
Biomassacentrales	246	666	468
Andere eenheden gebaseerd op de hernieuwbare energiebronnen	760	450	588
Totaal (afgeronde cijfers)	3600	3800	3500

(*): hoofdzakelijk stoomturbines met of zonder warmtekrachtkoppeling, repowering van bestaande centrales.

Wanneer we de behoeften van nu tot 2010 (3600 MW) vergelijken met de investeringen die reeds werden gedaan en deze die tegen 2010 operationeel zouden moeten zijn (ongeveer 2700 MW) zien we dat er ongeveer 900 MW ontbreekt, waarvan we eind 2006 voldoende zeker zijn, om te beantwoorden aan de geplande vraag¹⁶¹. Deze werd waarschijnlijk overschat, aangezien de EPE geen rekening heeft gehouden met de impact van de economische en financiële crisis op het elektriciteitsverbruik¹⁶². De voorlopige cijfers van de energie die werd opgevraagd in 2008 liggen zo 3,5 TWh onder het niveau dat geschat werd voor het model voor hetzelfde jaar¹⁶³

17. De analyse van de alternatieve scenario's voor dezelfde tijdsspanne (2010) leidt eveneens tot discrepanties ten opzichte van de besliste investeringen. Het kleinste verschil tussen de investeringen en de projecten bedraagt 600 MW (scenario's Lo_Gro en Base_HiCV), het grootste 1000 MW (scenario's Hi_Gro en Base_Nuc).
18. Wanneer de studie over de vereiste investeringen over een langere periode (2020) beschouwd wordt, worden de verschillen met het referentiescenario nog significanter. De beheersing van de elektriciteitsvraag die geëvalueerd wordt in het scenario Lo_Gro verlaagt trouwens de gecumuleerde investeringen die nodig zijn van 2006 tot 2020 naar 7600 MW (tegenover 11000 MW in het referentiescenario). In het scenario Base_Nuc bedragen deze investeringen 9300 MW rekening houdend met het behoud van de activiteit van het bestaande kernpark. In het scenario Hi_Gro bedraagt de vereiste investering 11700 MW. Tot slot, hoewel de totale te investeren capaciteit tegen 2020 vergelijkbaar is met deze van het referentiescenario in het scenario Base_HiCV, verschilt de verdeling per type centrale zeer sterk (meer eenheden gebaseerd op hernieuwbare energiebronnen en aardgas, geen enkele steenkoolcentrale).

¹⁶¹ Deze bewering veronderstelt impliciet dat de projecten overeenstemmen met de behoeften op het vlak van productieprofiel, wat niet noodzakelijk het geval is.

¹⁶² Aangezien het kwantitatieve gedeelte van de EPE gerealiseerd werd in 2007, voor het ontstaan van de economische en financiële crisis.

¹⁶³ Berekend op basis van de gemiddelde jaarlijkse groeivoet van de opgevraagde energie tussen 2005 et 2010.



Wat veranderd is tegenover de vorige studies

19. De gemiddelde jaarlijkse groei van de elektriciteitsvraag is hoger in het referentiescenario van deze prospectieve studie (1,7 %) dan in die van de studie van de Commissie Energie 2030 (1,2 %) of van het vorige indicatief programma (1,5 %). De versterking van de "elektrificatie" van het energiesysteem is hoofdzakelijk het gevolg van hogere prijshypotheseën voor de fossiele brandstoffen en van de invoering van een hogere koolstofwaarde. De combinatie van deze twee factoren benadeelt het verbruik van stookolie- en aardgasproducten (in het transport, de industrie en de huishoudelijke verwarming) meer dan dat van elektriciteit. Wanneer substitutie mogelijk is, komt het ten goede aan deze laatste energievorm.
20. De behoefte aan nieuwe productiecapaciteiten is groter in deze prospectieve studie dan in de twee hoger genoemde studies. De evolutie van de elektriciteitsvraag is een verklarende factor, maar het is niet de enige. De studies zijn eveneens gebaseerd op verschillende kalenders voor de afbouw van de bestaande centrales en op contrasterende evoluties van de elektriciteitsinvoer en van de structuur van de productie, drie factoren die ook het niveau van de te investeren capaciteit beïnvloeden.
21. Wat de kalender voor de afbouw van de bestaande centrales betreft, ging het vorige indicatieve programma uit van de hypothese dat alle actieve thermische centrales operationeel bleven tot in 2019 met uitzondering van de kerneenheden die 40 jaar oud zijn. In deze studie worden bepaalde thermische centrales vervangen.
22. Het evolutieprofiel van de elektriciteitsinvoer verschilt: het berekende niveau ligt lager in 2015 in de prospectieve studie elektriciteit dan in de twee andere studies, maar hoger in 2020.
23. Tot slot zijn de investeringen in "hernieuwbare" productiecapaciteit groter in de prospectieve studie elektriciteit. Aangezien een deel ervan gebaseerd is op bronnen met een minder hoge gebruiksratio is extra capaciteit nodig om op ieder moment te kunnen voldoen aan de vraag.

Aandachtspunten

Naast wat voorafgaat, zijn er een reeks specifieke punten die bijzondere aandacht verdienen:

- de sleutelrol van aardgas;
- de bevoorradingszekerheid van elektriciteit;
- de ontwikkeling van de netten;
- de problematiek van de uitvoeringstermijnen.

De sleutelrol van aardgas

Rekening houdend met de evolutie op middellange termijn voor alle scenario's blijft gas na kernenergie de belangrijkste energiebron voor de productie van elektriciteit tegen 2017. Bovendien zal het verbruik van aardgas ook in de andere sectoren regelmatig stijgen¹⁶⁴. In het referentiescenario zal het aardgasverbruik

¹⁶⁴ Men dient echter op te merken dat het totale aardgasverbruik de tendens vertoont om zich te stabiliseren tussen 2015 en 2020.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

tegen 2020 met 8 % toenemen in de elektriciteitssector en met 21 % in de andere sectoren tegenover de niveaus van 2005 (in 2005 werd gas voor 28 % gebruikt in de elektriciteitsproductie, voor 35 % in de industrie en voor 37 % in de tertiaire en huishoudelijke sector).

Dit zal belangrijke gevolgen hebben:

- de afhankelijkheid van België ten aanzien van ingevoerd aardgas zal toenemen. Naarmate de historische aankoopovereenkomsten van gas hun eindvervaldag naderen, zal de onzekerheid toenemen zowel op het niveau van de bronnen als van de routes en de gasvolumes die bestemd zijn voor verbruik in België. Deze onzekerheden zullen de dimensionering en het ontwerp van de Belgische gasinfrastructuur nog complexer maken (ingangspunten, transportnet, opslag, LNG-terminal, ...);
- gelet op de geleidelijke daling van de gasproductie in West-Europa zal de gasinvoer afkomstig van het Midden-Oosten en Rusland alsmaar groter worden. Dit zal als gevolg hebben dat het geopolitieke risico over de bevoorradingszekerheid zal toenemen. Temeer daar bijbehorende investeringen moeten worden gedaan in de hele gasketen, zowel wat de productie als wat het transport betreft;
- de gevolgen van deze evoluties zullen in detail worden geanalyseerd in het kader van de prospectieve studie aardgas die in uitvoering is.

Aanbeveling

De Algemene Directie Energie geeft de aanbeveling om nauwlettend te blijven toezien op de energiesituatie in België, in het bijzonder wat de Belgische afhankelijkheid van aardgasinvoer in de komende jaren betreft. In dit opzicht zal de prospectieve studie over de bevoorradingszekerheid voor aardgas (in uitwerking) een kostbaar hulpmiddel zijn.

De bevoorradingszekerheid van elektriciteit

De resultaten van deze analyses tonen duidelijk aan dat de elektriciteitsvraag zal blijven toenemen in alle scenario's. De investeringen die nodig zijn voor het vervangen van de installaties die het einde van hun levensduur hebben bereikt alsook de nieuwe investeringen bestemd om de toename te dekken van de binnenlandse vraag zijn echter niet noodzakelijk gewaarborgd in een geliberaliseerde markt. Men stelt ook vast dat de reservecapaciteiten overal afnemen. Sinds de Europese markt geliberaliseerd is, wegen immers nieuwe onzekerheden op de investeringsbeslissingen. In het bijzonder de overgang van gereguleerde prijzen naar marktprijzen heeft als gevolg dat de operatoren geen zekerheid meer hebben dat al hun kosten gedekt zullen worden. In een "perfecte" markt zou het prijssignaal moeten toelaten (opnieuw) de nodige capaciteiten op te bouwen om het hoofd te bieden aan de vraag en het evenwicht te verzekeren van het elektrische systeem. Gelet op de tijd die nodig is om nieuwe installaties te bouwen (het duurt bijvoorbeeld ten minste 4 jaar om een STEG-centrale in werking te stellen, en dat is dan nog het snelste systeem) en rekening houdend met de beperktere reservecapaciteiten bestaat echter het risico dat het aanbod tijdelijk ontoereikend is om te voldoen aan de vraag. De resultaten van de prospectieve studie die voortvloeien uit het PRIMES-model houden geen rekening met deze problematiek van de uitvoeringstermijnen. De investeringen worden zodanig bepaald dat voor elk jaar van de geplande periode het evenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar elektriciteit verzekerd is.

- Als het hoger vermelde risico zich voordoet en de bevoorradingszekerheid in het gedrang komt, beschikt de overheid over de wettelijke mogelijkheid om een aanbesteding uit te schrijven met het oog op de bouw van productie-installaties. De uitvoeringsmaatregelen van de wet moeten echter nog worden genomen om de reële werking van de aanbestedingsprocedure te verzeke-



ren. Een dergelijke aanbesteding zal immers enkel effect hebben als ze gecombineerd wordt met een stimulerend systeem voor de investering. Als de vereiste investeringen niet worden gerealiseerd binnen de normale marktvoorwaarden is er trouwens geen enkele reden dat een aanbesteding in gelijkaardige omstandigheden een ander effect zou opleveren. Er moet dan ook een stimulerend systeem georganiseerd worden alsook de financiering ervan. Men dient er echter op te wijzen dat het effect van de aanbesteding (installatie van een nieuwe centrale) pas enkele jaren later vruchten zal afwerpen.

- Het invoeren van elektriciteit kan ook bijdragen tot het beantwoorden aan de binnenlandse vraag. Om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, is het dus van belang dat de buurlanden over productiecapaciteit beschikken die uitgevoerd kan worden naar ons land, over de hele periode. In de verschillende bestudeerde scenario's blijft België duidelijk netto-invoerder van elektriciteit. PRIMES modelleert de stromen met de buurlanden op endogene wijze en de bijdragen met betrekking tot de import en de binnenlandse productie voor het bevredigen van de vraag vloeien voort uit een economisch optimum. In de evaluatie van de investeringen die nodig zijn in België, wordt impliciet verondersteld dat de investeringen in productiemiddelen in de buurlanden gerealiseerd worden volgens de projecties van het model. Tot voor kort bestond er geen forum of organisatie die het evenwicht onderzocht tussen het aanbod en de vraag op het niveau van een Europese regio. Op 7 juni 2007 werd het pentalaterale forum opgericht, waarin de Beneluxlanden, Frankrijk en Duitsland verenigd zijn en waarin België een actieve rol speelt. Deze samenwerkingsstructuur heeft ondermeer als taak een "system adequacy forecast" uit te werken over bevoorradingszekerheid, alsook een ontwikkelingsplan van het transportnetwerk op regionale schaal van de vijf landen. De volgende prospectieve studies zullen kunnen steunen op de werkzaamheden en de resultaten die behaald werden binnen dit forum.

Invoer en bevoorradingszekerheid

De uitwisselingsvooruitzichten van elektriciteit tussen landen vormt een belangrijk element in de bepaling van het Belgische elektriciteitspark. Het is ook een factor die aanleiding geeft tot grote onzekerheid, daar deze gebaseerd is op evolutieperspectieven in de buurlanden waarop België geen vat heeft (zoals bijvoorbeeld de evolutie van de vraag, de investeringsplannen, enz.). Het bewijs hiervan is dat andere studies over de evolutie van de elektriciteitssector, op nationaal of Europees niveau, vaak vrij verschillende elektrische uitwisselingen vertonen¹⁶⁵.

Rekening houdend met het belang van het criterium van de zekerheid van de elektriciteitsbevoorrading zou het dus interessant geweest zijn om een scenario te bestuderen waarin België een netto saldo heeft wat de elektriciteitsuitwisselingen betreft dat gelijk is aan nul voor de ganse projectieperiode. Het voordeel van een dergelijk scenario zou geweest zijn dat het verschil ingeschat zou kunnen worden, waarbij overigens alle andere elementen gelijk blijven, tussen de investeringsbehoeften berekend in deze prospectieve studie en deze die nodig zouden zijn indien België niet kon rekenen op een dergelijk productiepark. Dit verschil had ook afgemeten kunnen worden ten aanzien van andere actiemiddelen om de

¹⁶⁵ In deze context kan men de prospectieve studie citeren die werd uitgevoerd door de DGEMP (Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (Directoraat-generaal van Energie en van Grondstoffen), Observatoire de l'Energie (Waarnemingscentrum van de Energie), Frankrijk), gepubliceerd op 2 april 2008 en die voorziet dat de Franse export zal dalen met 63,3 TWh in 2006 tot 53 TWh in 2020 en tot 22,8 TWh in 2030. Het Nederlandse rapport "Referentieramingen energie en emissies 2005-2020" van het ECN (Energieonderzoek Centrum Nederland), gepubliceerd in 2005, voorziet, van zijn kant, een structurele daling van de netto-invoer voor de periode 2005-2020. Deze evoluties hebben gediend als basis voor de studie "European Energy and transport - Trends to 2030" van het DG TREN (Directoraat-generaal Energie en Vervoer) van de Europese Commissie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

zekerheid van de bevoorrading te waarborgen in het geval dat de invoermogelijkheden beperkter zouden zijn, zoals de beheersing van de elektriciteitsvraag of het beheer van de belasting.

Een dergelijk "extreem" scenario werd niet bestudeerd in het kader van deze prospectieve studie waarin eerder het accent werd gelegd op de onzekerheden die verband houden met de evolutie van de elektriciteitsvraag, het klimaatbeleid en de "energiemix". Er dient echter te worden onderstreept dat de verschillende bestudeerde scenario's sterk contrasteren op het vlak van de elektriciteitsuitwisselingen, aangezien deze laatste op endogene wijze worden bepaald aan de hand van de evolutieperspectieven van de vraag naar en van het aanbod aan elektriciteit in België en in de buurlanden. Het laagste en het hoogste niveau verschillen in 2020 met een factor 5 (zie supra). Deze scenario's tonen expliciet het belang aan van de factor "invoer" in de bepaling van de behoeften aan elektrische productie en laten toe de discussies over de zekerheid van onze elektriciteitsbevoorrading te stofferen.

- Men moet zich eveneens bewust zijn van het feit dat deze studie gebaseerd is op hypothesen van gemiddelde meteorologische omstandigheden en op een gekende beschikbaarheid van de productiemiddelen. Niettemin zou de bevoorradingzekerheid van het elektrische systeem in moeilijkheden kunnen komen als de omstandigheden op significante wijze afwijken van de gebruikelijke omstandigheden zoals:
 - een intense en langdurige koudegolf over heel Europa met een hoge elektriciteitsvraag in alle landen en eventueel problemen voor bepaalde productie-eenheden die zouden kunnen samengaan met een hogere vraag naar aardgas bestemd voor de verwarming, wat de werking van bepaalde aardgascentrales zou kunnen belemmeren;
 - een hittegolf over heel Europa met een grotere elektriciteitsvraag (behoefte aan klimaatregeling), koelproblemen in bepaalde thermische centrales wegens watergebrek (wat ook de output verlaagt van de waterkrachtcentrales) en een anticyclon die de windproductie sterk zou doen dalen (wat altijd optreedt tijdens de zomermaanden met een zeer lage gemiddelde output);
 - algemene bevoorradingproblemen voor bepaalde brandstoffen die gebruikt worden in de elektriciteitsproductie die eveneens gemobiliseerd worden voor andere doeleinden zoals verwarming;
 - generieke problemen die de beschikbaarheid van bepaalde productie-eenheden die sterk verspreid zijn in Europa in grote mate verlagen (technische problemen, onderhoud,...).
- Er moet ook aandacht worden besteed aan specifieke kenmerken van de verschillende energievectoren. Voor de elektriciteitsproductie heeft elke energievector, op inherente wijze, een bepaald aantal voor- en nadelen, met name voor de volgende aspecten:
 - de beschikbaarheid: bepaalde centrales zijn instelbaar op basis van de vraag (behalve tijdens de periodes van onderhoud, herstelling of defect), andere werken ongeacht het niveau van de vraag (de windmolens, de waterkrachtcentrales, de kerncentrales, ... die 's nachts of tijdens het weekend functioneren, met een relatief geringe manoeuvreerruimte);
 - de onderbreking en de seizoensschommelingen: als er geen wind is, functioneren de windmolens niet; als er geen licht is, zijn het de fotonvoltaïsche panelen die buiten dienst zijn; in het geval van hittegolf of droogte kennen de waterkracht- en de thermische centrales een regimedaling (de laatste wegens de temperatuurgrenzen die opgelegd zijn aan hun lozingen in het water). Dit vereist op sommige momenten reservecapaciteiten;



- de CO₂-uitstoot: aan elke energievectoor is een specifiek emissieniveau van CO₂ gekoppeld, gaande van 0 voor de hernieuwbare energiebronnen of de kerncentrales tot hoge niveaus voor de klassieke steenkoolcentrales;
- de afhankelijkheid van de import: alle primaire fossiele energiebronnen die nodig zijn voor de elektriciteitsproductie moeten ingevoerd worden, aangezien België over geen enkele binnenlandse productie meer beschikt; de hernieuwbare energiebronnen zijn dan weer wel hoofdzakelijk in ons land te vinden (met uitzondering van de ingevoerde biomassa);
- de flexibiliteit van het gebruik: bepaalde types centrales bieden veel flexibiliteit; hun werking kan op ieder moment, naar gelang van de omstandigheden, worden aangepast aan de vraag; andere vertonen een vrij grote inertie en zijn dus veel minder flexibel;
- de decentralisatie van de productie: bepaalde types centrales zijn typische netwerkcentrales met een groot geïnstalleerd vermogen die elektriciteit produceren die bestemd is voor een uitgestrekt hinterland, via een transportnetwerk. In de toekomst zullen steeds meer productie-eenheden (gebaseerd op hernieuwbare energiebronnen of warmtekrachtkoppeling) gedecentraliseerd worden, met gevolgen voor het transmissienet, waarbij de elektriciteit eventueel op het distributienet of rechtstreeks naar de eindklant wordt gebracht. Het gebruiksniveau van bepaalde gedecentraliseerde opwekeenheden, zoals windmolens en fotovoltaïsche panelen, ligt lager dan deze van de klassieke gedecentraliseerde productie-eenheden. Aangezien de productie meer schommelt, dient er bovendien voor een backup te worden gezorgd, d.w.z. bijkomende gecentraliseerde productie-eenheden die het transmissienet altijd zullen gebruiken. Meldenswaardig is ook dat in sommige gebieden het potentieel aan gedecentraliseerde energiebronnen de plaatselijke vraag ruim overschrijdt. Er zullen dan ook belangrijke injecties gebeuren vanuit de distributie naar de transmissie. De huidige transmissie-infrastructuur is echter niet aangepast aan deze atypische stromen, zodat de transmissiesysteembeheerder (Elia) in structurele aanpassingen van het transmissienet moet investeren. Dit decentralisatieproces van de elektriciteitsproductie zal op termijn gevolgen hebben op de netwerken, op de netverliezen, op de ruimtelijke ordening, op de reservecapaciteiten, op de mogelijkheden tot uitwisseling en voor het uitbalanceren, enz. Deze kwestie van de decentralisatie is relatief complex en vereist een reflectie op lange termijn over het ontwerp van de netwerken. Deze reflectie behoort tot de opdrachten van de interuniversitaire think-tank (Be Prone) die zich over de bedrijfszekerheid van de netten buigt en die in 2009 onder de vorm van een vereniging zonder winstoogmerk werd opgericht en waarbij alle stakeholders bij het Belgische elektriciteitssysteem en de betrokken wetenschappers van het land gegroepeerd zijn: de Algemene Directie Energie, Elia, de CREG en verschillende universiteiten (ULB, KULeuven, ULg, etc.).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Aanbevelingen

De Algemene Directie Energie geeft de aanbeveling om de grootste aandacht te besteden aan de bevoorradingszekerheid voor primaire energiebronnen en elektriciteit.

Rekening houdend met de bovenvermelde specifieke kenmerken van elke energiedrager zorgt een gedi- versifieerde, evenwichtige energiemix op zich voor zekerheid. De combinatie van al deze dragers biedt het productiepark immers de nodige flexibiliteit om aan de schommelingen van de vraag tegemoet te komen en leidt tot een economische optimalisering.

Men dient ook in de komende jaren waakzaam te blijven t.o.v. elektriciteitsinvoer. Per definitie houdt de invoer in dat er in het buitenland uitvoercapaciteiten bestaan. Een specifiek kenmerk van de Europese interne elektriciteitsmarkt is het tot stand brengen van handelsstromen in elektriciteit door de mededinging tussen de verschillende Europese operatoren te laten spelen. Gezien de recurrente tekortkomingen op de elektriciteitsmarkt dient de overheid erop toe te zien dat er voldoende geïnvesteerd wordt in de productie- capaciteiten om de bevoorradingszekerheid op zowel nationaal als Europees vlak te kunnen garanderen. Er dienen specifieke mechanismen te worden ingevoerd. In het bijzonder moeten de bepalingen betreffende de procedure van offerteaanvraag zoals bedoeld in de wet van 29 april 1999 om het gebrek aan vrijwillige investeringen tegen te gaan via koninklijk besluit worden toegepast.

De ontwikkeling van de netten

De prospectieve studie definieert de middelen voor elektriciteitsproductie die geïnstalleerd moeten worden om het hoofd te bieden aan de voorziene elektriciteitsvraag met behulp van simulaties uitgevoerd door PRIMES. Deze resultaten zijn van kwantitatieve (geïnstalleerde capaciteit in MWe per periode) en kwalita- tieve (types centrales en primaire energiebronnen) aard. Deze resultaten geven echter geen aanwijzing over de grootte, noch over de precieze ligging van de diverse centrales die op het grondgebied geïnstal- leerd zullen moeten worden.

Het spreekt vanzelf dat elke elektriciteitscentrale (hoewel in mindere mate deze die in zelfproductie functi- oneren) moet worden aangesloten op het elektriciteitsnet om bij te dragen tot de algemene bevrediging van de vraag en, bijgevolg, tot de bevoorradingszekerheid. De ligging van een nieuwe productie-eenheid tegenover het net is dus zeer belangrijk voor de configuratie en de dimensionering van het net. Ze kan zich op een gunstige plaats bevinden voor de aansluiting op het net of op een ongunstige en zelfs af te raden plaats, als de aansluiting niet mogelijk is zonder nieuwe grote investeringen in het genoemde net- werk en vaak ook in het gasnetwerk.

De investeringsprojecten in de productie-eenheden van elektriciteit moeten dus rekening houden met mo- gelijke aansluitingsbeperkingen op het net en, in voorkomend geval, rekening houden met de ontwikke- lingsplannen en realisatietermijnen betreffende de netontwikkeling als het bestaande net niet gemakkelijk een nieuwe elektriciteitscentrale kan integreren op de voorziene plaats.

Aanbeveling

De Algemene Directie Energie geeft de aanbeveling om alles in het werk te stellen opdat de nodige investeringen zouden worden gedaan oom de elektriciteitsnetten aan te passen aan de nieuwe marktbeperkingen (groeïende integratie van gedecentralisatie en/of intermitterende productie-eenheden, netten die op de vraag reageren en waarbij de elektriciteit in beide richtingen kan worden getransporteerd, ...).

De investeringen in de productiemiddelen moeten rekening houden met de beperkingen van de bestaande netten en daarbij met de nodige termijnen om deze netten te ontwikkelen en aan te passen. Bovendien moeten de investeringen voor de uitbreiding van het net worden gepland opdat België haar doelstellingen zou kunnen bereiken, bijvoorbeeld wat de penetratie van hernieuwbare energiebronnen betreft.

Zoals hogervermeld zal het ontwikkelingsplan voor het elektriciteitstransmissienet worden opgesteld en door de TSB (Elia) ter goedkeuring van de federale minister van Energie worden voorgelegd. De auteurs van deze studie zijn bij deze werkzaamheden betrokken.

De problematiek van de uitvoeringstermijnen

Aangezien het PRIMES-model vooral een model is voor de middellange en lange termijn integreert het niet de problematiek van de uitvoeringstermijnen, die bijzonder gevoelig is op korte termijn: namelijk de tijd tussen het ogenblik dat een beslissing wordt genomen voor een bepaalde investering (investering in een nieuwe productie-eenheid, bijvoorbeeld) en het ogenblik dat deze investering daadwerkelijk operationeel is. In de elektriciteitssector (zowel op het niveau van de productie als van het transport) zijn de totale termijnen in verband met de bouw van nieuwe installaties echter relatief lang door diverse redenen:

- door de liberalisering van de elektriciteitssector in Europa met als gevolg de diverse institutionele en reglementaire aanpassingen die eruit voortvloeien, werden heel wat investeringsbeslissingen uitgesteld. Na een lange periode van "onderinvestering" tekent zich een zekere inhaalbeweging af;
- de onzekerheden met betrekking tot bepaalde politieke beslissingen, zowel op Europees niveau (betreffende de "unbundling" van eigendom van de netten, de versterking van de interne markt, het "Emission Trading System", de doelstellingen op het vlak van hernieuwbare energiebronnen, ...) als op nationaal niveau (in verband met het feit dat de kernenergie opnieuw in vraag wordt gesteld, met de fusie van Suez en GDF, ...), vormen geen gunstig investeringsklimaat. Er moet een voldoende stabiel juridisch en reglementair kader gewaarborgd worden om de potentiële investeerders toe te laten de rentabiliteit vast te stellen voor de volledige levensduur van investeringen die ze zullen moeten doen en die in het algemeen vrij belangrijk zijn. Wanneer de knoop is doorgehakt, zullen we wellicht te maken krijgen met een "inhaalbeweging", maar de uitvoeringstermijn van deze nieuwe investeringen zal ondertussen vereisen dat de oude productie-eenheden operationeel blijven (en dus bevoorrad worden met gepaste brandstoffen);
- aan de orderboekjes van de fabrikanten die reeds goed gevuld zijn met bestellingen wegens de groei in de Aziatische landen, wordt nu de vraag toegevoegd van de Europese elektriciteitsproducenten. De leveringstermijnen van de turbines, van de ketelbuizen, van de transformatoren, ... worden daardoor aanzienlijk langer. De losstaande bestellingen worden vaak naar de tweede

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

plaats verwezen na de groepsbestellingen. Er ontstaan wachtlijsten met leveringstermijnen die in sommige gevallen langer kunnen zijn dan twee jaar¹⁶⁶;

- de administratieve procedures van de toekenning van bouw-, concessie-, toelatings-, milieuvergunningen, enz. zijn relatief lang, zowel voor de productie-eenheden als voor de aanpassingen van de netten. De mogelijkheden om beroep aan te tekenen bij een rechterlijke instantie vormen eveneens een factor die termijnen verlengt (bijv. advies van de regulators met betrekking tot het beroep ingesteld voor het niet aansluiten van hernieuwbare eenheden op het distributienetwerk). De niet-in-mijn-achtertuinthouding maakt de dingen vaak nog ingewikkelder, waarbij de procedures langer worden en soms zelfs mislukken. Een vereenvoudiging en een rationalisering van de verschillende administratieve procedures is wenselijk om de uitvoering te bevorderen van de investeringen die noodzakelijk zijn binnen de opgelegde termijnen.

Aanbeveling

Op basis van het voorafgaande en de bovenvermelde elementen betreffende de voorbereiding van de kernuitstap (zie 1.1.3) geeft de Algemene Directie Energie de aanbeveling om zo spoedig mogelijk, ten laatste in 2009, een beslissing te nemen over het al dan niet opnieuw ter discussie stellen van de kernuitstap. Bij de voltooiing van deze studie is het gebleken dat deze aanbeveling reeds is ingewilligd. De federale regering heeft immers begin oktober 2009 de beslissing genomen om de drie oudste kerncentrales langer open te houden.

¹⁶⁶ Er dient te worden vermeld dat deze situatie leidt tot een prijsstijging, die nog versterkt wordt door de prijsverhoging van de grondstoffen.

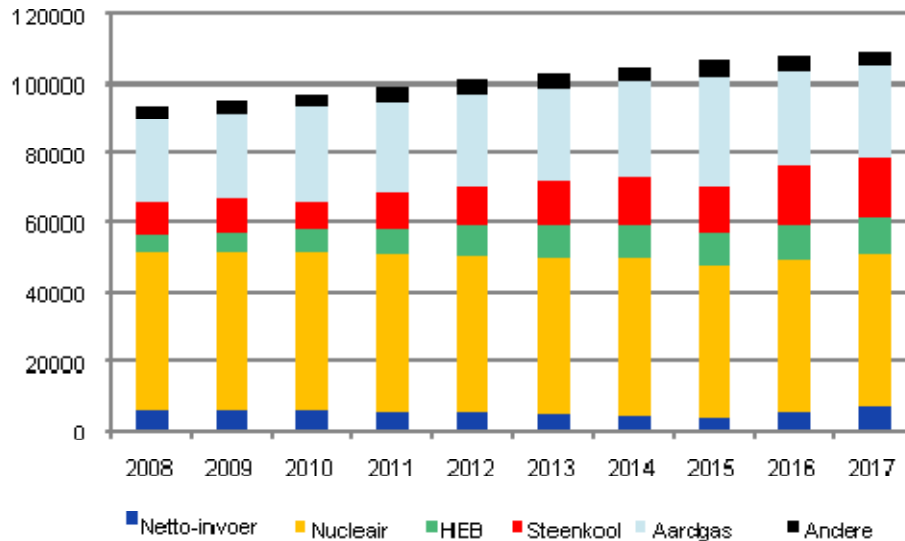
“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlagen

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 1: De resultaten van het referentiescenario op jaarlijkse basis tussen 2008 en 2017

Figuur 60: Evolutie van de geproduceerde en ingevoerde energie, periode 2008-2017 (GWh)

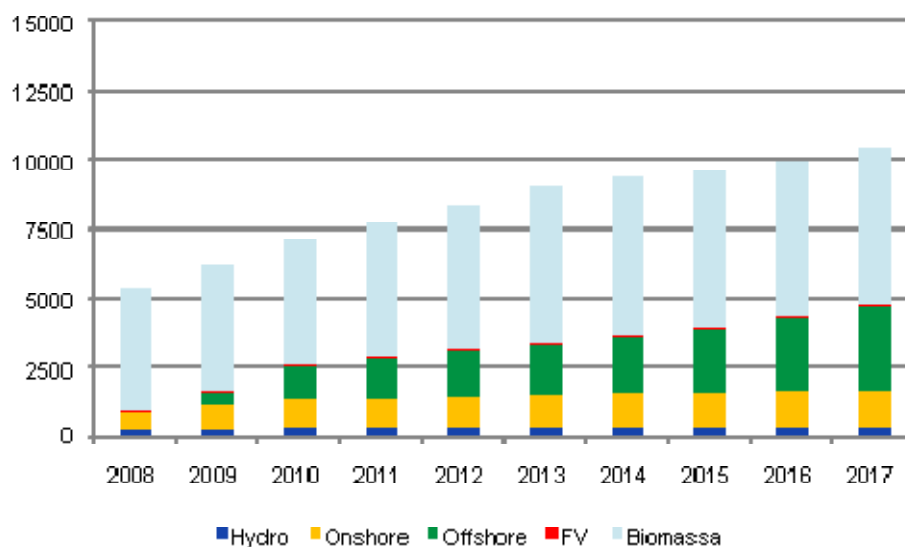


Bron: PRIMES

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Andere = afgeleide gassen, olieproducten.

Figuur 61: Evolutie van de geproduceerde energie op basis van HEB, periode 2008-2017 (GWh)



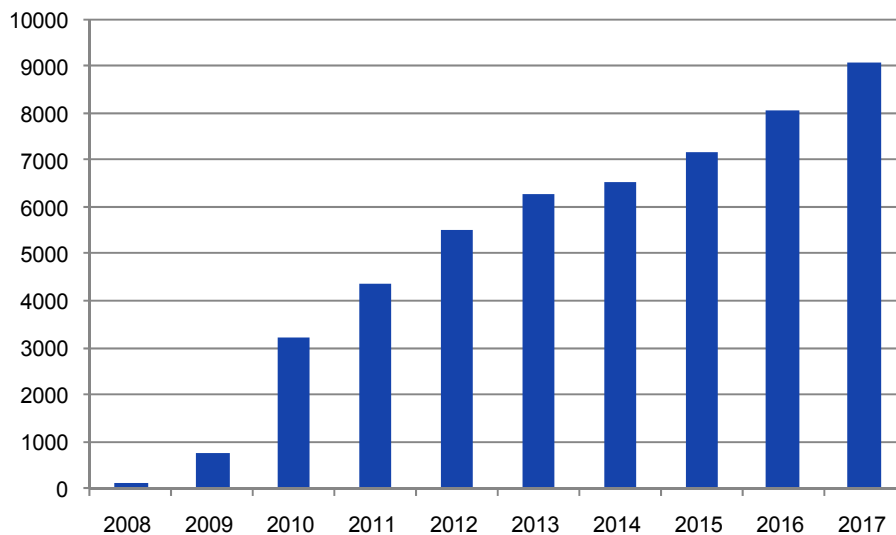
Bron: PRIMES

FV = fotovoltaïsche zonnecellen.

N.B.: De term biomassa omvat de eigenlijke biomassa en de afvalstoffen waarbij stortgas wordt gerekend.

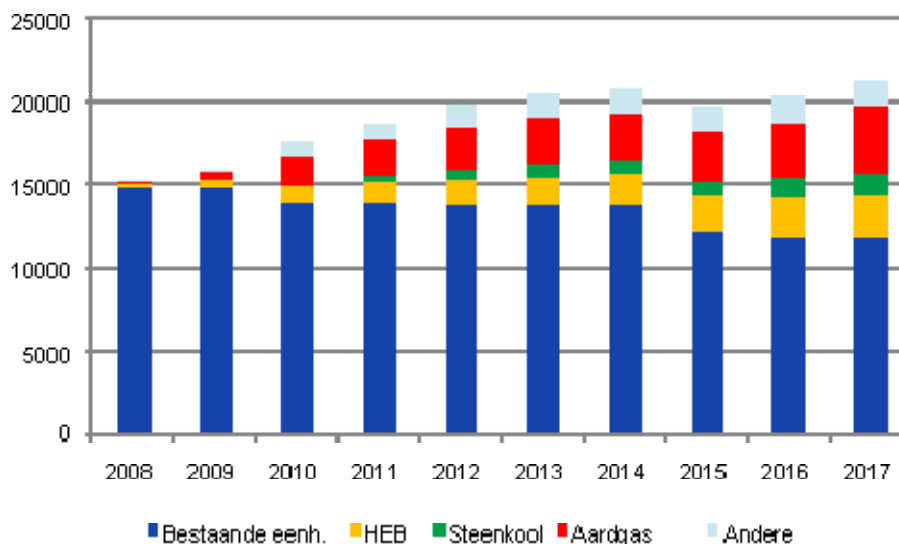


Figuur 62: Evolutie van de gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit tussen 2008 en 2017 (MW)



Bron: PRIMES

Figuur 63: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per energievorm, periode 2008-2017 (MW)



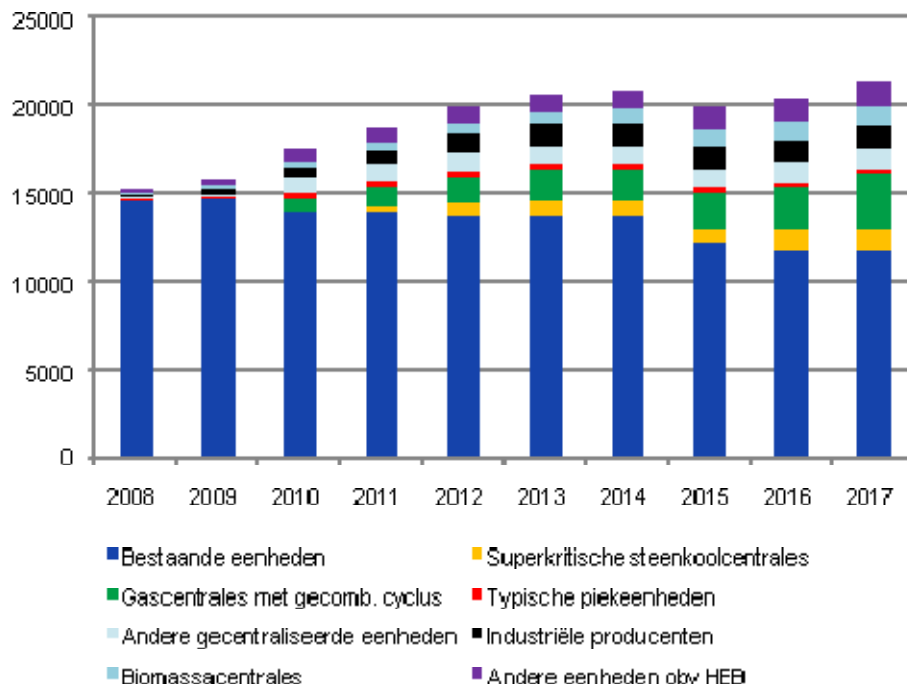
Bron: PRIMES

HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Andere = afgeleide gassen, olieproducten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

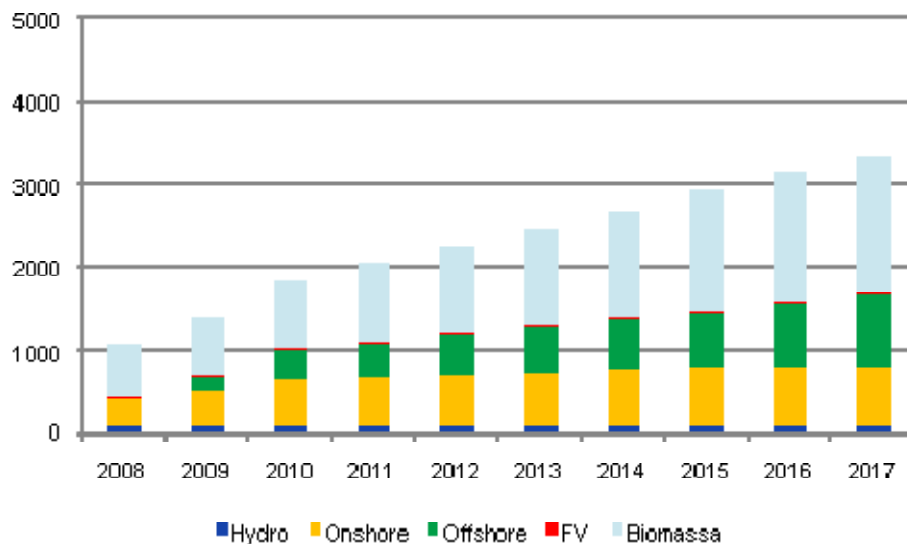
Figuur 64: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, periode 2008-2017 (MW)



Bron: PRIMES

N.B.: de andere gecentraliseerde eenheden hergroeperen voornamelijk stoomturbines met of zonder WKK en de repowering van bestaande centrales.

Figuur 65: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit van HEB-centrales, periode 2008-2017 (MW)



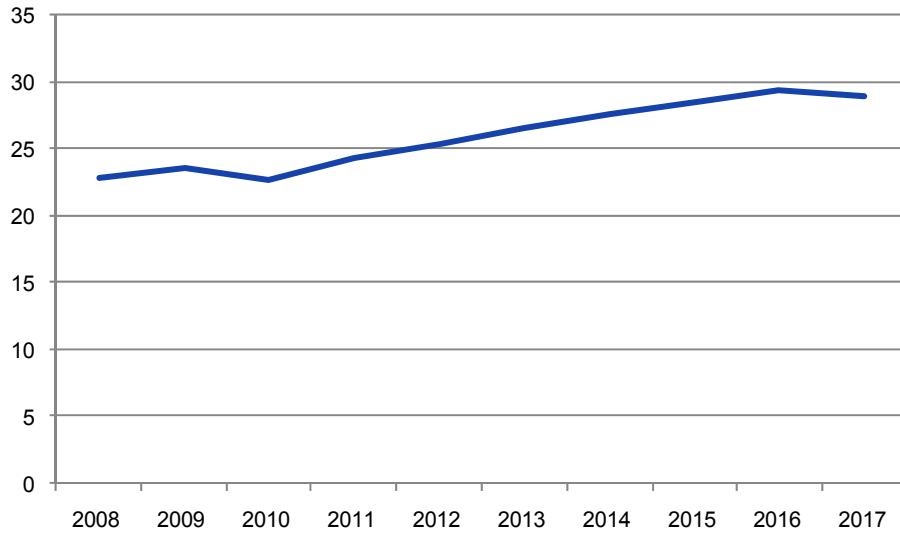
Bron: PRIMES

FV = fotovoltaïsche zonnecellen.

N.B.: de term biomassa omvat de eigenlijke biomassa en de afvalstoffen waarbij stortgas wordt gerekend.



Figuur 66: Evolutie van de CO₂-uitstoot van het Belgische park, periode 2008-2017 (Mt)



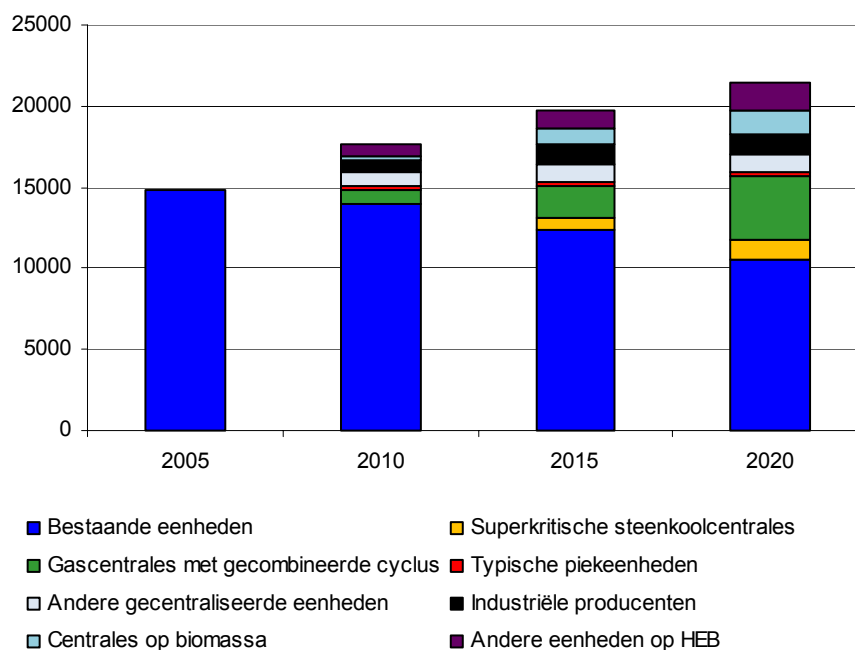
Bron: PRIMES

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 2: De kenmerken en de investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten voor verschillende scenario's

Het referentiescenario (Refscen)

Figuur 67: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, referentiescenario (MW)



N.B.: dit is dezelfde figuur als figuur 24 van het rapport.

Tabel 24: De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, referentiescenario (MW)

	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Superkritische steenkoolcentrales	0	817	427
Gascentrales met gecomb. cyclus	812	1118	1986
Typische piekeenheden	279	0	0
Andere gecentraliseerde eenheden	904	138	0
Industriële producenten	639	632	0
Biomassacentrales	246	666	468
Andere eenheden op HEB	760	450	588
Totaal¹	3600	3800	3500

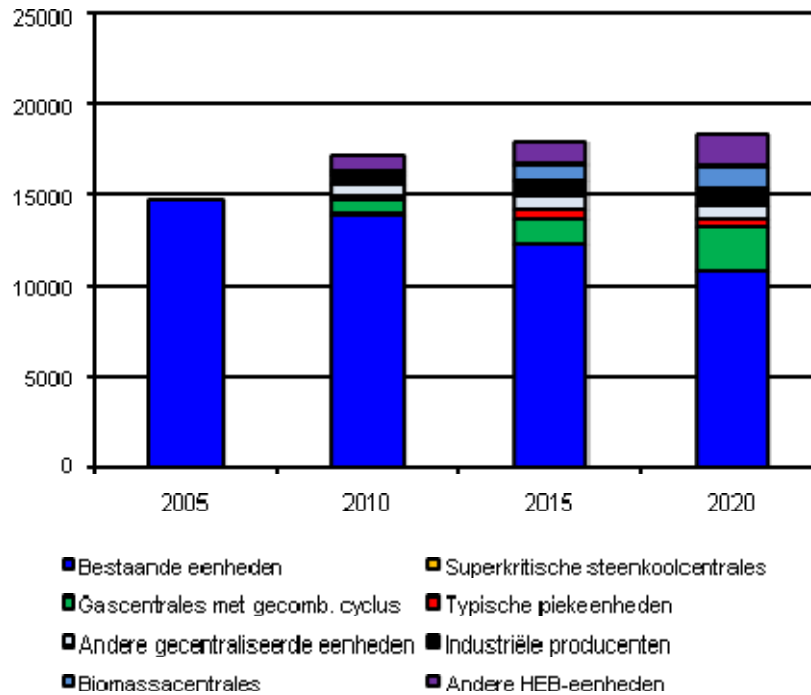
¹ Afgeronde cijfers

N.B.: dit is dezelfde tabel als tabel 23 van het rapport.



Het LoGro-scenario

Figuur 68: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, LoGro-scenario (MW)



Tabel 25: De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, LoGro-scenario (MW)

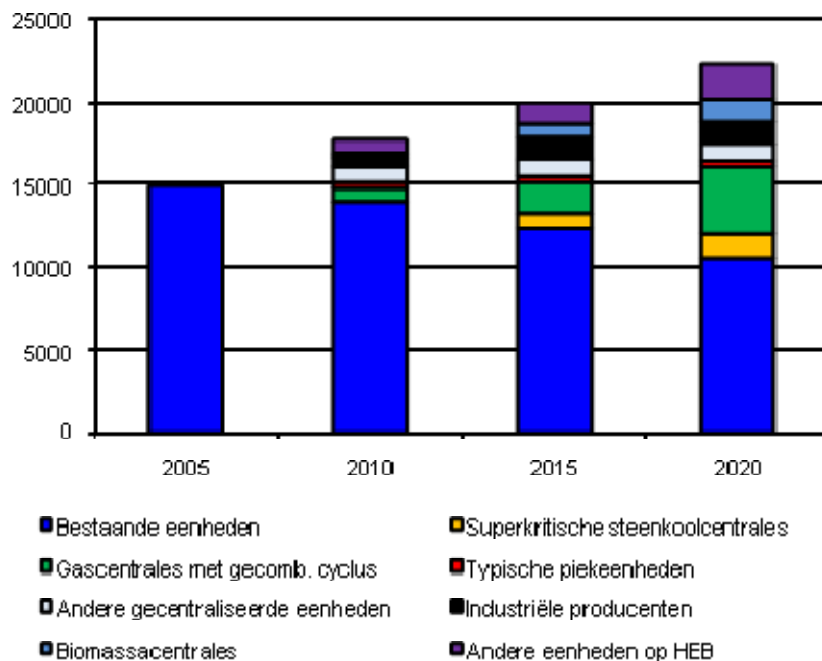
	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Superkritische steenkoolcentrales	0	0	0
Gascentrales met gecomb. cyclus	812	693	977
Typische piekeenheden	252	211	0
Andere gecentraliseerde eenheden	582	107	0
Industriële producenten	632	273	0
Biomassacentrales	246	685	364
Andere eenheden op HEB	760	434	515
Totaal¹	3300	2400	1900

¹ Afgeronde cijfers.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Het HiGro-scenario

Figuur 69: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, HiGro-scenario (MW)



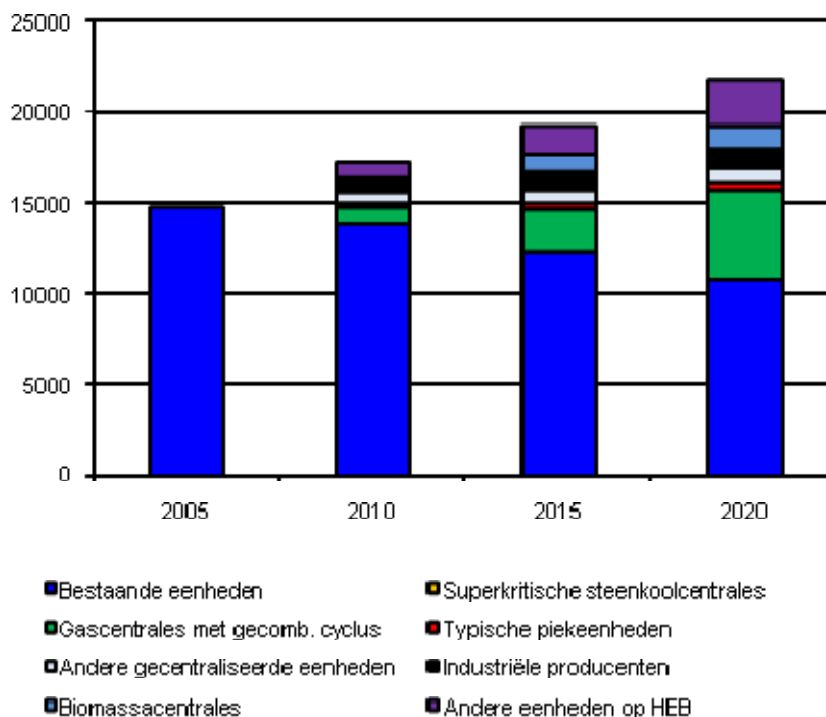
Tabel 26: De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, HiGro-scenario (MW)

	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Superkritische steenkoolcentrales	0	868	514
Gascentrales met gecomb. cyclus	812	1092	2217
Typische piekeenheden	296	83	0
Andere gecentraliseerde eenheden	904	132	0
Industriële producenten	639	608	0
Biomassacentrales	246	666	468
Andere eenheden op HEB	760	450	928
Totaal¹	3700	3900	4100

¹ Afgeronde cijfers.

Het Base_HiCV-scenario

Figuur 70: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, Base_HiCV-scenario (MW)



Tabel 27: De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, Base_HiCV-scenario (MW)

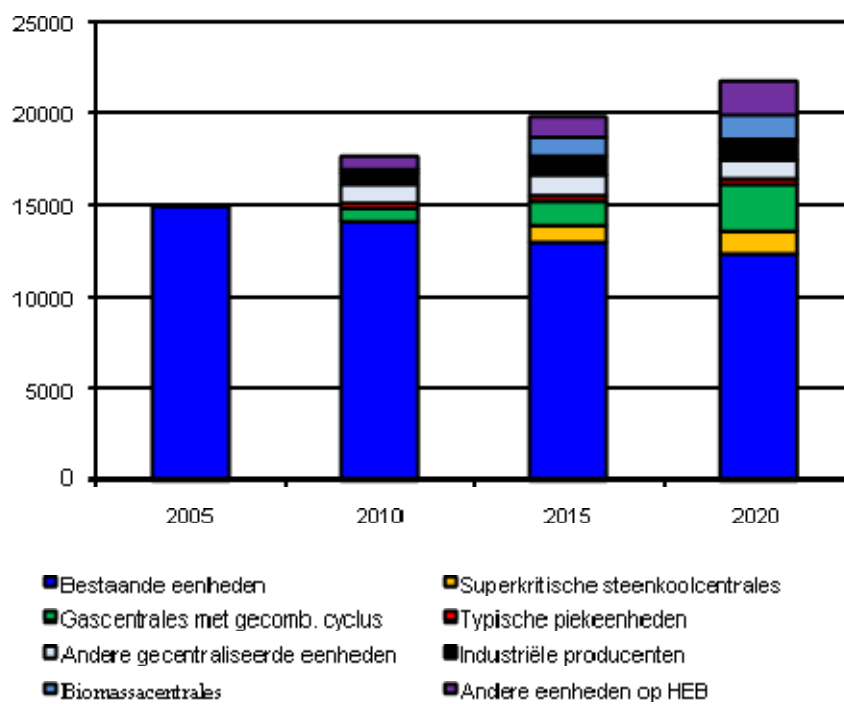
	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Superkritische steenkoolcentrales	0	0	0
Gascentrales met gecomb. cyclus	812	1546	2564
Typische piekeenheden	252	110	0
Andere gecentraliseerde eenheden	582	132	0
Industriële producenten	632	379	0
Biomassacentrales	246	707	342
Andere eenheden op HEB	760	834	977
Totaal¹	3300	3700	3900

¹ Afgeronde cijfers.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Het Base_Nuc-scenario

Figuur 71: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, per type centrale, Base_Nuc-scenario (MW)



Tabel 28: De investeringskalender van nieuwe productiecapaciteiten, per type centrale, Base_Nuc-scenario (MW)

	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Superkritische steenkoolcentrales	0	811	360
Gascentrales met gecomb. cyclus	812	625	1088
Typische piekeenheden	299	1	0
Andere gecentraliseerde eenheden	904	132	15
Industriële producenten	639	466	0
Biomassacentrales	246	667	467
Andere eenheden op HEB	760	450	588
Totaal¹	3700	3100	2500

¹ Afgeronde cijfers.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 3: Berekende resultaten van het referentiescenario en vier alternatieve scenario's

	2005	2010	2015 Refscen	2020	2020			
					LoGro	HiGro	Base_HiCV	Base_Nuc
Opgevraagde energie (TWh)	87,9	97,2	106,6	112,9	97,0	115,1	111,5	113,9
Eindverbruik van elektriciteit (TWh)	80,2	89,1	97,9	103,7	89,1	105,8	102,2	104,6
Industrie	39,4	43,3	46,5	48,5	45,7	49,3	46,9	49,1
Gezinnen	26,0	28,5	31,7	34,2	25,4	35,1	38,2	34,1
Tertiair	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
Netto-invoer (TWh)	7,0	7,2	5,2	13,6	18,8	9,8	16,5	3,8
Invoer uit Frankrijk	8,4	7,9	5,8	11,1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Invoer uit Nederland	0,0	0,0	0,0	3,2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Uitvoer naar Frankrijk	0,1	0,0	0,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Uitvoer naar Nederland	1,5	0,7	0,5	0,7	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Binnenlandse elektriciteitsproductie (TWh)	82,1	91,8	103,6	100,8	78,7	106,0	95,5	110,7
Nucleair	45,1	45,4	44,0	34,3	34,3	34,3	34,3	46,0
HEB	4,6	7,3	9,8	12,8	12,1	13,3	14,4	12,7
Steenkool	7,2	7,6	13,1	17,2	8,0	18,3	4,2	16,7
Aardgas	21,1	27,9	31,8	31,7	20,7	35,3	38,7	30,6
Andere	4,1	3,5	4,8	4,7	3,7	4,8	4,0	4,8
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	14,8	17,6	19,8	21,5	21,5	18,4	22,2	21,8
Bestaande capaciteit	14,8	14,0	12,3	10,5	10,5	10,9	10,5	10,9
Nieuwe capaciteit	0,0	3,6	7,5	10,9	10,9	7,6	11,7	10,9
<i>HEB</i>	<i>0,0</i>	<i>1,0</i>	<i>2,1</i>	<i>3,2</i>	<i>3,2</i>	<i>3,0</i>	<i>3,5</i>	<i>3,9</i>
<i>Steenkool</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,8</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>	<i>0,0</i>	<i>1,4</i>	<i>0,0</i>
<i>Aardgas</i>	<i>0,0</i>	<i>1,8</i>	<i>2,9</i>	<i>4,9</i>	<i>4,9</i>	<i>3,7</i>	<i>5,3</i>	<i>6,2</i>
<i>Andere</i>	<i>0,0</i>	<i>0,8</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>	<i>0,9</i>	<i>1,5</i>	<i>0,9</i>
Aardgasverbruik van de elektriciteitssector (PJ)	215	230	245	233	165	257	276	229
CO₂-emissies van de elektriciteitssector (Mt CO₂)	23,8	22,7	28,2	30,4	19,1	32,6	22,1	29,8
Elektriciteit geproduceerd op basis van HEB (GWh)	4569	7274	9837	12798	12058	13254	14410	12668
Hydro	280	340	346	355	355	355	356	355
Onshore wind	227	1005	1284	1341	1341	1817	2081	1341
Offshore wind	0	1281	2331	4218	3913	4218	5112	4218
FV zon	1	3	5	8	8	8	8	8
Biomassa	4062	4645	5871	6876	6440	6856	6853	6746

N.B.: de cijfers voor het jaar 2005 zijn deze gepubliceerd door Eurostat voor de zomer van 2008. Ze kunnen verschillen van de statistieken gepubliceerd door Eurostat vanaf september 2008.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 4: Elektriciteitsefficiëntie- en intensiteitsindicatoren voor de verschillende bestudeerde scenario's

Deze bijlage toont de evolutie van verschillende elektriciteitsefficiëntie- en intensiteitsindicatoren voor de verschillende bestudeerde scenario's. De twee eerste indicatoren hebben betrekking op het elektriciteitsaanbod, de volgende op de vraag.

Tabel 29: Het gemiddelde rendement van het thermische productiepark (*) (%)

	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

(*): WKK-eenheden inbegrepen.

Tabel 30: De (netto) elektriciteit geproduceerd in WKK-eenheden () (%)**

	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

(**): de productie van alle eenheden met gecombineerde productie van elektriciteit en warmte is in rekening genomen, zelfs indien deze eenheden geen kwaliteits-WKK-eenheden zijn.

Tabel 31: Het totaal finale elektriciteitsverbruik per inwoner (kWh/inw)

	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 %

//: gemiddelde jaarlijkse groeipercentage.

Tabel 32: De elektriciteitsintensiteit van de tertiaire sector (kWh/TW; 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 %

//: gemiddelde jaarlijkse groeipercentage.

Tabel 33: De elektriciteitsintensiteit van de tertiaire sector (kWh/TW; 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 %

//: gemiddelde jaarlijkse groeipercentage.

Tabel 34: Het elektriciteitsverbruik van de gezinnen (kWh/gezin)

	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 %

//: gemiddelde jaarlijkse groeipercentage.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 5: Vergelijking van de resultaten van de PSE met die van de studie over de impact van het Energie-klimaatpakket (Working Paper 21-08 van het FPB)

De kwantitatieve analyse uit 2007 waarop de voorliggende studie over de elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 gebaseerd is, houdt geen rekening met de doelstellingen van het wetgevende Energie-klimaatpakket dat werd voorgesteld in januari 2008 en goedgekeurd in april 2009. Deze bijlage heeft tot doel de resultaten van beide studies te vergelijken, de voornaamste verschillen te belichten en te verklaren.

Het feit of er al dan niet rekening werd gehouden met het Energie-klimaatpakket is niet het enige verschil tussen beide studies. Er bestaan ook verschillen op het vlak van de hypothesen en de methodologie, wat tevens een impact heeft op de resultaten. De twee studies verschillen meer bepaald wat betreft de evolutie van de staalindustrie en de evolutie van de elektriciteitsuitwisselingen tussen België en de buurlanden. In de PSE werd de hypothese gehanteerd van een vermindering van het geïntegreerde staalproductie-procédé, terwijl men in WP 21-08 uitging van de uitbouw van dat procédé ten opzichte van de situatie in 2005. Tot slot worden in de PSE de elektriciteitsuitwisselingen door het model en dus endogeen berekend, terwijl deze in WP 21-08 a priori en dus exogeen bepaald worden. Concreet berust het elektrische energieaanbod in de PSE dus meer op de invoer (tussen 10 % en 15 % in 2020 voor de onderstaande scenario's) dan in WP 21-08 (5 % in 2020 in alle scenario's).

Om de impact van die verschillen duidelijk te maken, heeft de vergelijking zowel betrekking op de referentiescenario's van beide studies (Refscen_PSE en Refscen_WP21) als op de scenario's die een verstrenging van het klimaatbeleid tegen 2020 simuleren (het scenario Base_HiCV in de PSE en het scenario 20/20 in WP 21-08). De vergelijking is toegespitst op de elektriciteitssector en op het jaar 2020, maar omvat ook relevante indicatoren voor het Energie-klimaatpakket, zoals het aandeel van HEB in het bruto finaal energieverbruik.

Tabel 35 geeft een overzicht van de resultaten van die vergelijking, terwijl figuur 72 vooral aandacht heeft voor het niveau en de energiemix van de binnenlandse elektriciteitsproductie.

Tabel 35: Een overzicht van de verschillen tussen de PSE en WP 21-08

2020		PSE		WP 21-08	
		Refscen_PSE	Base_HiCV	20/20	Refscen_WP21
CV ETS	euro/t CO ₂	22	54	33,5	22
CV non-ETS	euro/t CO ₂	0	54	25	0
RV	euro/MWh	0	0	49,5	0
Totale CO₂-uitstoot	Mt	113	93	107	122
Elektriciteitssector	Mt	30	22	25	33
Overige sectoren	Mt	83	71	81	89
Eindvraag naar energie	Mtoe	41	37	40	42
HEB	Mtoe	3,2	3,2	4,9	3,2
Aandeel HEB	%	7,9	8,8	12,3	7,5
Gemiddelde productiekosten	euro/MWh	52,9	53,9	61,4	53,6
Netto elektriciteitsproductie	TWh	100,8	95,5	101,7	106,6
Geïnstalleerde capaciteit	GW	21,5	21,8	21,0	20,8
Netto elektriciteitsinvoer	TWh	12,7	16,5	5,9	5,9
HEB in de elektriciteitssector	TWh	12,8	14,4	19,5	13,2
HEB in de elektriciteitssector	%	12,7	15,1	19,2	12,4
Eindvraag naar elektriciteit	TWh	104	102	99	103

CV = koolstofprijs; RV = waarde van de hernieuwbare energie; HEB = hernieuwbare energiebronnen; ETS = sectoren onderworpen aan het Europese systeem van emissiehandel; non-ETS = sectoren die niet onderworpen zijn aan het Europese systeem van emissiehandel.

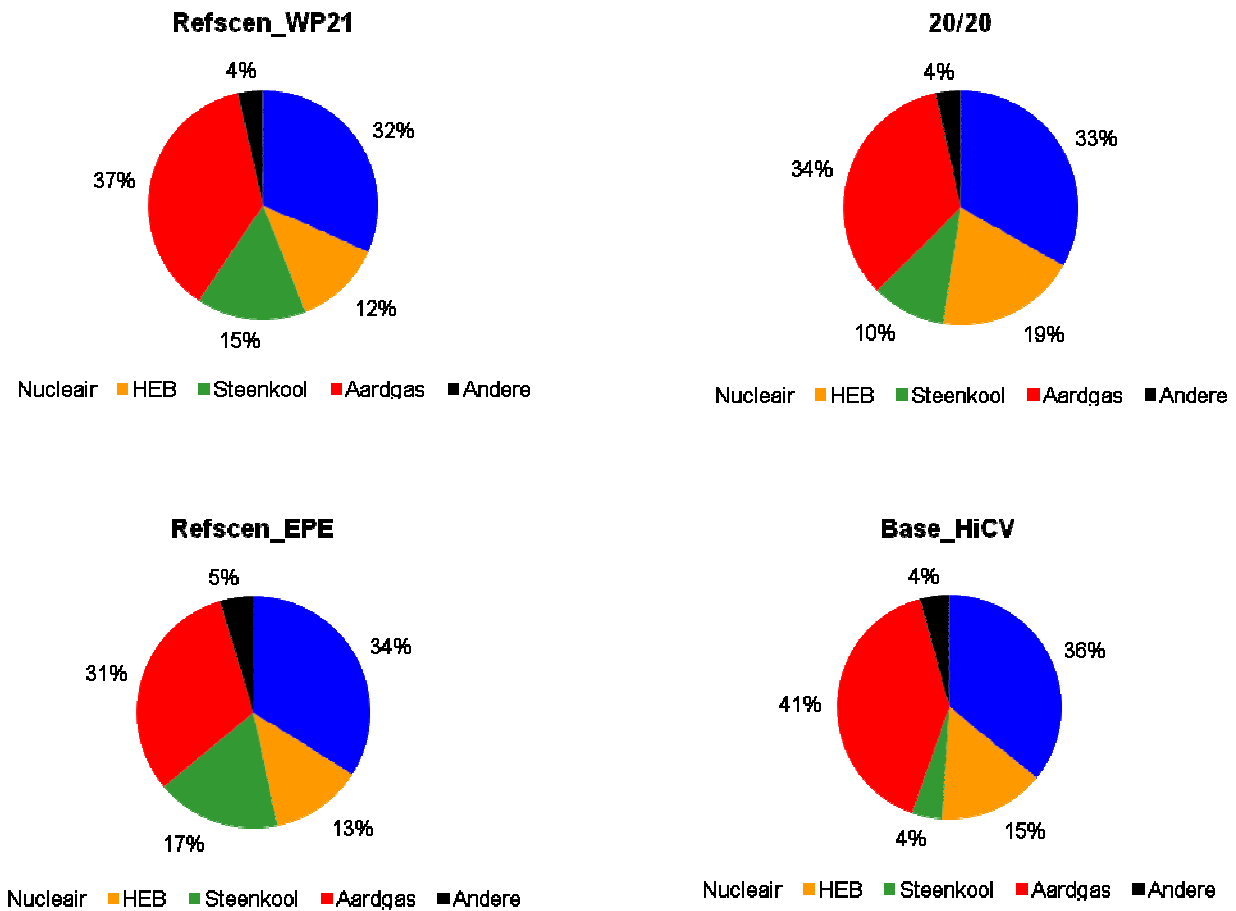
Wanneer we de referentiescenario's van beide studies vergelijken (de twee buitenste kolommen), tonen bepaalde resultaten meteen de verschillen qua hypothesen en methodologie. Zo komt de uitbouw van het geïntegreerde staalproductieproces in het scenario Refscen_WP21 tot uiting in een grotere CO₂-uitstoot in de andere sectoren dan de elektriciteitssector (89 Mt vergeleken met 83 Mt in het scenario Refscen_PSE). De CO₂-uitstoot van de elektriciteitssector is in het scenario Refscen_WP21 tevens hoger dan in het scenario Refscen_PSE. Dat is ditmaal toe te schrijven aan het feit dat er meer gebruik wordt gemaakt van binnenlandse productie (en dus minder van invoer) om tegemoet te komen aan een eindvraag naar elektriciteit die vergelijkbaar is in de beide referentiescenario's. Op het vlak van energiemix (zie figuur 72) heeft het verschil qua productie vooral een impact op de elektriciteitsproductie op basis van aardgas: van 31 % in het scenario Refscen_PSE stijgt het aandeel tot 37 % in het scenario Refscen_WP21. De elektriciteitsinvoer vervangt dus vooral de productie op basis van aardgas.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Wanneer we nu de twee andere scenario's vergelijken (Base_HiCV en 20/20), worden de verschillen grotendeels verklaard door de koolstofwaarden en de waarden van hernieuwbare energie, zonder daarbij de rol van de elektriciteitsinvoer uit het oog te verliezen. In de PSE ging men ervan uit dat de koolstofprijs gelijk is in alle sectoren en hoger (54 euro/t CO₂) dan de prijzen die zouden voortvloeien uit de toepassing van het Energie-klimaatpakket gelet op de mogelijkheid om gebruik te maken van flexibiliteitsmechanismen (33,5 euro/t CO₂ in de ETS-sector en 25 euro/t CO₂ in de non-ETS-sectoren). Dat leidt tot een grote daling van de eindvraag naar energie en bijgevolg tot een sterkere vermindering van de CO₂-uitstoot, vooral in de non-ETS-sectoren (71 Mt in het scenario Base_HiCV tegenover 81 Mt in het scenario 20/20). In de PSE werd daarentegen geen rekening gehouden met een doelstelling voor de ontwikkeling van de HEB (RV=0). Dat heeft uiteraard een impact op de ontwikkeling van de HEB in het algemeen en in de elektriciteitsproductie in het bijzonder, maar ook op de energiemix in de elektriciteitssector, op de gemiddelde productiekosten en op de eindvraag naar elektriciteit. Ondanks de huidige beleidsprijken en de stijging van de koolstofprijs blijft het aandeel van de HEB in de bruto finale energievraag in het scenario Base_HiCV (8,8 %) ruim onder de Belgische doelstelling van 13 %. In de elektriciteitsproductie is het aandeel van HEB ook lager dan het in het 20/20-scenario berekende percentage (15 % tegenover 19 %). Dat heeft ook een ietwat gematigder weerslag op de gemiddelde productiekosten van elektriciteit en bijgevolg op de eindvraag naar elektriciteit. In het 20/20-scenario daalt de eindvraag naar elektriciteit met 4,5 % ten opzichte van het referentiescenario terwijl die vermindering in de PSE amper 1,4 % bedraagt. Op het vlak van de energiemix in de elektriciteitssector is het aandeel van de HEB niet het enige verschil tussen de twee scenario's. Ten eerste sluit een lagere koolstofprijs in het 20/20-scenario (33,5 euro/t CO₂ tegenover 54 euro/t CO₂ in het Base_HiCV-scenario) niet langer uit dat er in 2020 in nieuwe steenkoolcentrales geïnvesteed wordt. Ten tweede daalt het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie in het scenario 20/20 ten opzichte van het referentiescenario (34 % tegenover 37 %), terwijl het aanzienlijk stijgt in het Base_HiCV-scenario (41 % tegenover 31 %).



Figuur 72: De energiemix in de elektriciteitssector in 2020, volgens studie en scenario



Tot besluit kunnen we stellen dat het Energie-klimaatpakket een impact zal hebben op de elektriciteitsbevoorrading van België. Ten opzichte van het scenario van de PSE dat een verstrenging van het klimaatbeleid simuleert (Base_HiCV), zijn de vier voornaamste effecten een daling van de elektriciteitsvraag, een toename van de elektriciteitsproductie op basis van HEB, de mogelijkheid om te investeren in steenkoolcentrales (in aantal beperkt echter) en een gematigder ontwikkeling van de productie op basis van aardgas dat een positief effect zal hebben op de zekerheid van de gasbevoorrading in België.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 6: De HEB in de PSE en de Belgische HEB-doelstelling van 13 % tegen 2020 vastgelegd in het kader van het Energieklimaatpakket

De PSE is toegespitst op de evolutie van de behoefte aan productiemiddelen voor elektriciteit voor de periode 2008-2017 en dus op de elektriciteitssector. HEB zijn zonder twijfel energievormen die ingezet kunnen worden voor de productie van elektriciteit (en van stoom in WKK-installaties), maar ook andere sectoren bieden perspectieven voor HEB: de tertiaire en de residentiële sector met de plaatsing van zonneboilers en het gebruik van biomassa voor verwarming en de transportsector met de verwachte komst van de biobrandstoffen. Aangezien het PRIMES-model dat in deze studie wordt gebruikt vooral een energiemodel is (en niet enkel een model voor elektriciteit) dat de horizon 2020 dekt, is het mogelijk de resultaten van de verschillende bestudeerde scenario's (en uitgewerkt vóór de presentatie van het Energieklimaatpakket door de Europese Commissie op 23 januari 2008) te toetsen aan de Belgische bindende doelstelling van Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 23 april 2009¹⁶⁷.

De resultaten worden samengevat in tabel 36. Het totale aandeel van HEB wordt opgesplitst in een aandeel dat afgeleid is uit de elektriciteits- en stoomproductie (in WKK-installaties) en een aandeel van de sectoren van de eindvraag (industrie, tertiaire en residentiële sector en transport).

Tabel 36 : Het aandeel van HEB in de bruto eindvraag naar energie t.o.v. de Belgische doelstelling van 13 % in 2020

2020	Belgische doelstelling	Refscen	Base_Nuc	Base_HiCV	LoGro	Higro
% HEB	13,0	7,9	7,9	8,8	8,3	7,9
Elektriciteit + stoom		4,5	4,5	5,1	4,5	4,4
Sectoren van de eindvraag		3,4	3,4	3,7	3,7	3,5

Eerst en vooral valt op dat de bestudeerde scenario's een kleinere HEB-bijdrage leveren dan de voorgestelde Belgische doelstelling. De verklaring daarvoor is dat de scenario's geen rekening houden met de beleidsmaatregelen die nodig zijn om de recentelijk door het Europees Parlement en de Raad goedgekeurde doelstelling te bereiken. De cijfers uit de scenario's zijn enkel gebaseerd op hypothesen over de energieprijzen, kosten en groei van de energievraag. Bovendien moet erop gewezen worden dat Richtlijn 2009/28/EG voorziet dat de lidstaten een deel van hun HEB-doelstelling kunnen verwezenlijken door een beroep te doen op flexibiliteitsmechanismen, met name de statistische overdrachten tussen lidstaten, de gezamenlijke projecten en de gezamenlijke steunregelingen. Het is dus niet nodig dat de totale doelstelling van 13 % op het Belgische grondgebied gerealiseerd wordt.

Tot slot ziet men dat het HEB-aandeel schommelt binnen een vrij smalle marge naargelang het scenario. De hoogste waarde (8,8 %) wordt in het scenario met een hogere koolstofwaarde (Base_HiCV) opgetekend. Die hypothese wijzigt immers de relatieve concurrentiekracht van de verschillende energievormen ten gunste van HEB. In de overige scenario's oscilleert het percentage rond 8 %.

¹⁶⁷ Richtlijn ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van richtlijn 2001/77/EG en richtlijn 2003/30/EG (PB L 140 van 5.6.2009).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bijlage 7: De aanpassing van het ontwerp van prospectieve studie

Voorbeelden van kritieken en/of suggesties voor verbeteringen betreffende de grond van de studie	Auteur(s)	Resultaat van de behandeling
De zwakke punten van het elaboratieproces		
Het starre karakter van de studie en het belang om de studie te actualiseren telkens als dit noodzakelijk is	ICDO (p. 1)	De wet van 29 april 1999, zoals gewijzigd op 1 juni 2005, dan op 6 mei 2009, voorziet in een periodiciteit van 3, dan 4 jaar.
Het laattijdig overleg van de instanties	ICDO (p. 1)	De wijziging van 6 mei 2009 van de wet van 29 april 1999 officialiseert de voortijdige samenwerking met de werkzaamheden betreffende de opstelling van de studie van bepaalde instanties, namelijk de netbeheerder, de CREG en de NBB. De ICDO en de Centrale raad voor het Bedrijfsleven komen later tussen in het proces, bij het verstrekken van een advies over het studieontwerp.
De onvoldoende bestudeerde tijdruimte	FRDO (p. 2) Adviescomité SEA (p. 4)	De wet van 29 april 1999, zoals gewijzigd op 1 juni 2005, bepaalt dat de prospectieve studie zich over 10 jaar uitstrekt. Ook al wordt de studie “prospectief” genoemd, toch kadert ze niet in een prospectieve aanpak want deze betreft de lange tijd en beoogt een periode die veel langer is dan die waarover de studie zich uitstrekt (tientallen jaren). De wijziging van 6 mei 2009 die in de wet van 29 april 1999 is aangebracht, maakt het mogelijk de beoogde periode te verlengen en bepaalt dat ze ten minste 10 jaar moet bedragen, zonder echter te verduidelijken dat het om een prospectieve aanpak gaat.
Het niet in aanmerking nemen van de infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit en het vervoer van aardgas	Adviescomité SEA (p. 5) Publiek (p. 1)	De infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit en het vervoer van gas maken geen deel uit van de elementen die in de prospectieve studie moeten staan. Daarentegen is het elektriciteitstransmissienet het onderwerp van een ontwikkelingsplan (zie artikel 13 van de wet van 29 april 1999) en het gasvervoer wordt bekeken in het kader van de prospectieve studie over de bevoorradingszekerheid van aardgas (zie artikel 15/13 van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen).
De zwakke punten van de methodologie		
De onderbenutting van de (resultaten van de) modellen PROCREAS et SPARK	ICDO (p. 3) CREG (p. 12)	Het hoofdstuk 8 van de prospectieve studie 2008-2017 werd behandeld.
Het ontbreken van een evaluatie betreffende de milieu-impact van de alternatieve scenario's (behalve de CO ₂)	BHG wet 1.6.2005 (p. 2)	Deze evaluatie werd gerealiseerd in het kader van de toepassing van de wet van 13 februari 2006. Zij werd geconcretiseerd in een verslag over de milieueffecten.
De lacunes van de scenario's		
Het ontbreken van een scenario dat de autonomie van België op het gebied van elektriciteitsproduct overweegt	CREG (p. 13)	Dit punt wordt toegelicht in de punten 7.1.2. en 7.1.4. Kortom, de invoer van elektriciteit vervangt de binnenlandse productiecapaciteiten niet. Wat ook de netto-invoer van elektriciteit van België moge zijn, zal de productiecapaciteit op het Belgisch grondgebied minstens gelijk zijn aan 1,21 maal de piekvraag in normale omstandigheden. Bijgevolg is de autonomie van België verzekerd in termen van productiecapaciteiten (in normale omstandigheden).
Het niet in aanmerking nemen van bepaalde milieuverplichtingen, inzonderheid de internationale en Belgische verplichtingen betreffende de uitstoten van CO ₂	BHG wet 1.6.2005 (p. 2)	De nieuwe milieuverplichtingen van het Energie-klimaatpakket tegen het jaar 2020 werden niet in beschouwing genomen, aangezien zij onbekend waren op het ogenblik van de kwantitatieve evaluatie. Op het gebied van de elektriciteitssector, die deel uitmaakt van de ETS sector, worden de objectieven bepaald op het Europees niveau en niet langer op het nationale niveau.
Het gebrek aan relevantie van bepaalde hypothesen		
De potentiëlen van de HEB (inzonderheid de invoer van biomassa)	Vlaams Gewest (p. 2)	In de kwantitatieve studie, omvat het aanbod aan biomassa, zowel de binnenlandse productie als de invoer. Een verklaring wordt gegeven onder het punt 6.1.4. en in bijlage 6 die de HEB vergelijkt in de EPE en het Belgische HEB-objectief van 13 % tegen 2020, vastgelegd in het kader van Energie-klimaatpakket.
De limieten van de benadering van de evolutie van de brandstofreserves gebaseerd op de verhouding tussen de bewezen voorraden en de productie en het belang om andere benaderingen in overweging te nemen (bijvoorbeeld: deze op het gebied van de productiepieken van de olie- en gasvelden)	ICDO (p. 2)	Deze suggestie komt erop neer om analyses uit te voeren betreffende de gevoeligheid voor de internationale energieprijzen. Deze sensitiviteitsanalyses werden niet uitgevoerd in de prospectieve studie 2008-2017, maar zij zullen in overweging worden genomen bij de opstelling van de volgende studies.

Verouderde informatie, gegevens of resultaten		
De perspectieven inzake bevolking	BHG wet 1.6.2005 (p. 3)	Het punt 6.1.1. werd aangepast.
De "actuele" gegevens over de brandstofreserves en het verbruik en productie van elektriciteit (2006)	Waals Gewest (p. 10)	De gegevens van 2006 werden voor zover mogelijk vervangen door deze van 2007.
De steunmechanismen voor de productie van groene elektriciteit en de investeringen	Waals Gewest (p. 10)	Het punt 1.1.3. werd aangepast.
Het niet in overweging nemen van het Energie-klimaatpakket en de noodzaak om de studie te actualiseren op basis van de Working Paper 21-08 van het FPB, alsook het duidelijk signaleren van deze lacune in de inleiding en de conclusies	ICDO (p. 2) CREG (p. 20) Elia (p. 22) BHG wet 1.6.2005 (p. 1) Waals Gewest (p. 8) FRDO (p. 2) Adviescomité SEA (p. 4) Publiek (p. 1)	De verschillende passages van de prospectieve studie die betrekking hebben op het Energie-klimaatpakket werden geactualiseerd en een bijlage werd bijgevoegd die de resultaten confronteert van de EPE met deze van de Working Paper 21-08 van het FPB (bijlage 5). Het is vanzelfsprekend dat de maatregelen, die zullen worden genomen op het Belgisch niveau om het Energie-klimaatpakket uit te voeren, zullen worden geïntegreerd in de volgende studies.
Het gebrek aan duidelijkheid of nauwkeurigheid m.b.t. sommige gegevens, informatie, hypothesen of resultaten		
De declasseringen van niet-nucleaire buiten gebruik gestelde eenheden	CREG (p. 10) BHG wet 1.6.2005 (p. 3)	Verduidelijkingen werden aangebracht in het punt 7.1.4. en in de voetnota 128.
De beleidsvormen die moeten worden aangewend om het niveau van energetische doeltreffendheid van het scenario LoGro te bereiken	ICDO (p. 2)	Een bijlage werd toegevoegd die de indicatoren op het gebied van elektrische doeltreffendheid en intensiteit voor de verschillende scenario's voorstelt (bijlage 4). Zij maakt het mogelijk om zich een beeld te vormen van de impact van de beleidsvormen en de maatregelen die overwogen werden bij dit scenario.
De productiekosten	ICDO (p. 3)	Informatie betreffende de productiekosten werden bijgevoegd bij het hoofdstuk 7.
Het gebrek aan informatie dat de overheden belet om te beslissen		
Aanbevelingen	CREG (p. 6)	Aanbevelingen werden bijgevoegd bij de conclusies.
Selectiecriteria voor het productiepark	ICDO (p. 3)	Deze suggestie kan niet worden toegepast in de prospectieve studie 2008-2017, maar zal in overweging worden genomen bij de opstelling van de volgende studies.
Variabelen waarop kan worden ingespeeld om de productie en het verbruik van elektriciteit te oriënteren	ICDO (p. 3)	Deze suggestie kan niet worden toegepast in de prospectieve studie 2008-2017, maar zal in overweging worden genomen bij de opstelling van de volgende studies.

BHG wet 1.6.2005 = Brussels Hoofdsteljk Gewest, in het kader van de raadpleging zoals bepaald door de wet van 1 juni 2005.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Bibliografie

Documenten

België (2002), *Nationaal Klimaatplan 2002-2012*.

België (2007), *Actieplan (2008-2010) inzake energie-efficiëntie van België in het kader van de Europese Richtlijn 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.

Commissie AMPERE (oktober 2000), *Rapport van de Commissie voor de analyse van de middelen voor productie van elektriciteit en de reëvaluatie van de energievectoren (AMPERE) aan de Staatssecretaris voor Energie en Duurzame ontwikkeling-Hoofdrapport*.

Commission Energy 2030 (2007), *Belgium's energy challenges towards 2030*, Final report (http://www.ce2030.be/finalrep_publ.htm).

Coppens F., D. Vivet (2004), *Liberalisering van netwerksectoren: is de elektriciteitssector een uitzondering op de regel?*, Nationale Bank van België, Working Paper 59.

CREG (2002), *Voorstel voor een indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2002-2011*, (C)021219-CREG-96 (<http://www.creg.info/pdf/Voorstellen/C096NL.pdf>).

CREG (2005), *Voorstel voor een indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014*, (C)050120-CREG -388 (<http://www.creg.info/pdf/Voorstellen/C388NL.pdf>).

De Ruyck J. (2006), *Maximum potentials for renewable energies*, Supporting document for the Commission 2030 (http://www.ce2030.be/public/documents_publ/REN_for_CE2030_V5.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), met de steun van RISE en van het Waalse Gewest.

Devogelaer D., D. Gusbin (2007), *Energievooruitzichten voor België tegen 2030 in een tijdperk van klimaatverandering*, Federaal Planbureau, Planning Paper 102.

EurActiv (28 oktober 2005), *Libéralisation des secteurs européens du gaz et de l'électricité* (Liberalisering van de Europese gas- en elektriciteitssectoren) (<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*.



Europese Commissie (2001), *Op weg naar een Europese strategie voor een continue energievoorziening*, Groenboek.

Europese Commissie (2004), Directoraat-generaal Energie en Vervoer, Noten voor de interpretatie van de Richtlijnen 2003/54/CE en 2003/55/CE met betrekking tot de binnenlandse elektriciteit- en aardgasmarkt.

Federaal Planbureau (2007), *Economische vooruitzichten 2007-2012*.

Federaal Planbureau (juli 2006), *Het klimaatbeleid na 2012: Analyse van scenario's voor emissiereductie tegen 2020 en 2050*.

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), *Toelichting bij enkele uitdagingen voor het Belgische energiebeleid geconfronteerd met de klimaatproblematiek*, Federaal Planbureau, Working Paper 01-07.

Hoge Raad van Financiën, Studiecommissie voor de vergrijzing (2007), *Jaarlijks verslag*.

Marty F. (février 2007), *La sécurité de l'approvisionnement électrique: quels enjeux pour la régulation ?*, Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE), Werkdocument, nr. 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*.

Waals Gewest (2003), *Plan pour la maîtrise durable de l'énergie* (Plan voor de duurzame beheersing van de energie).

Waals Gewest (2008), *Plan Air-Climat* (<http://airclimat.wallonie.be/spip/-Plan-Air-Climat-.html>).

Websites

Energieportaal van het Waals Gewest: <http://energie.wallonie.be>.

Portaal van de Belgische federale overheden: <http://www.belgium.be>.

Portaal van de Europese Unie: <http://europa.eu>.

Site van de Economische commissie van de Verenigde Naties voor Europa (EEC-VN): <http://www.unece.org>.

Site van de Federale Overheidsdienst Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu: <https://portal.health.fgov.be>.

Site van de Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake klimaatverandering (CCNUCC): <http://unfccc.int>.

Site van de Reguleringscommissie voor gas en elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (BRUGEL): <http://www.brugel.be>.

Site van de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG): <http://www.vreg.be>.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Site van de Waalse Energiecommissie (CWaPE): <http://www.cwape.be>.

Site van het Centre de recherche et d'information socio-politiques (CRISP) (Socio-politiek onderzoek- en informatiecentrum) gewijd aan de bevoegdheden in Wallonië: <http://www.crisp.be/wallonie>.

Site van het Centre d'information sur l'Europe (Informatiecentrum over Europa) (CIE): <http://www.touteurope.fr>.

Site van het Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (Interprofessioneel technisch studiecentrum van de luchtverontreiniging) (CITEPA): <http://www.citepa.org>.

Site van het tijdschrift "Passages" en van de Vereniging van de vrienden van Passages (ADAPes): <http://www.passages-forum.fr/index.html>.

Site van het Vlaams Energieagentschap, met betrekking tot het rationele energiegebruik: <http://www.energiesparen.be>.

Site van Leefmilieu Brussel–BIM, de administratie voor leefmilieu en energie van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest: <http://www.ibgebim.be>.

Site van Synergrid, de federatie van de netbeheerders van elektriciteit en gas in België: <http://www.synergrid.be>.

Site van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas: <http://www.creg.be>.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Lijst van afkortingen

Kilo (k)	10 ³
Mega (M)	10 ⁶
Giga (G)	10 ⁹
Tera (T)	10 ¹²
Peta (P)	10 ¹⁵
AOK	Afvang en opslag van koolstof
ARP	Access Responsible Party
bbp	bruto binnenlands product
BG	Broeikasgas
BRUGEL	Brussel Gas Elektriciteit (Reguleringscommissie voor gas en elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest)
BS	Belgisch Staatsblad
CAFE	Clean Air For Europe
cal	Calorie
CCEG	Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas
CDM	Mechanisme voor schone ontwikkeling
CGEE	Beheerscomité van de elektriciteitsondernemingen
CH₄	Methaan
CO₂	Koolstofdioxide
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
CWaPE	Waalse Commissie voor Energie
DNB	Distributienetbeheerder
EC2030	Energiecommissie 2030
EG	Europese Gemeenschap



ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ETS	Emission Trading System
ETSO	European Transmission System Operators
FOD	Federale Overheidsdienst
FPB	Federaal Planbureau
FRDO	Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling
GC	Groen certificaat
GT	Gasturbine (met open cyclus)
GTE	Gas Transmission Europe
HEB	Hernieuwbare energiebron
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IP005	Indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014
IPCC	Intergouvernementeel Panel over klimaatverandering
J	Joule
JI	Joint Implementation (Gezamenlijke uitvoering)
KMO	Kleine en middelgrote onderneming
LNG	Vloeibaar aardgas
LOLE	Loss Of Load Expectation
LRTAP	Long-Range Transboundary Air Pollution
N₂O	Distikstofoxide
NBB	Nationale Bank van België
NEC	National Emission Ceilings
NH₃	Ammoniak
NIS	Nationaal Instituut voor de Statistiek (= ADEIS: Algemene Directie Economische Informatie en Statistiek)
NO₂	Stikstofdioxide

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Nordel	Nordic Transmission System Operators
NO_x	Stikstofoxiden
NTC	Net Transfer Capacity
NTUA	National Technical University of Athens
O₃	Ozon
ODV	Openbare-dienstverplichting
PB	Publicatieblad van de Europese Gemeenschappen/ Europese Unie
PSE	Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017
PV	Fotovoltaïsch zonnepaneel
REG	Rationeel Energiegebruik
RER	Regionaal expresnet
SAF	System adequacy forecast
SO₂	Zwaveldioxide
STEG	Gas-stoomturbine
t	Ton
TNB	Transportnetbeheerder
toe	Ton olie-equivalent
tske	Ton steenkoolequivalent
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
V	Volt
VOS	Vluchtige organische stof
VREG	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en de Gasmarkt
W	Watt
We	Watt (elektrische)
Wh	Wattuur

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Omzettingstabel van eenheden

Van	Naar	Gcal	GJ	MWh	toe	tstke
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	$10 \times \frac{3,6}{4,1868}$	$7 \times \frac{3,6}{4,1868}$
toe		10	$10 \times 4,1868$	$\frac{10 \times 4,1868}{3,6}$	1	$\frac{10}{7}$
tstke		7	$7 \times 4,1868$	$\frac{7 \times 4,1868}{3,6}$	$\frac{7}{10}$	1

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Glossarium

Aangetoonde reserves	Hoeveelheden fossiele of nucleaire brandstof die, volgens de beschikbare geologische en technische informatie, een grote probabilliteit hebben (> 90 %) om in de toekomst ontgonnen te worden, op basis van de gekende afzettingen en in de bestaande technisch-economische omstandigheden. Deze raming wordt dus permanent opnieuw geëvalueerd aan de hand van de nieuwe ontdekkingen en van de verbetering van de ontginning op de bestaande velden.
Aansluiting	Actie die toelaat een gebruiker fysiek aan te sluiten op het net.
Aardopwarmingspotentieel (GWP)	Verhouding van de opwarming die veroorzaakt wordt door een stof tot de opwarming veroorzaakt door een vergelijkbare massa koolstofdioxide (CO ₂). Methaan (CH ₄) heeft een GWP van 23 en distikstofoxide heeft een GWP van 296.
Afname(punt)	Fysiek afnamepunt op het transportnet van de elektriciteit die verbruikt wordt door een installatie. Ook "aftappunt" genoemd.
Antropogeen	Duidt op een emissie of een impact die verband houden met de menselijke activiteit.
Basiscentrale	Centrale die normaal gezien continu functioneert bij een constant vermogen, om te beantwoorden aan alle of een deel van de belasting van een netwerk die het hele jaar door aanwezig is.
Belasting	Totale hoeveelheid elektriciteit die op een bepaald ogenblik wordt verbruikt.
Belastingafschakeling	Tijdelijke stroomonderbreking, van bepaalde klanten, in bepaalde sectoren van een elektriciteitsnet, doorgevoerd om snel het evenwicht te herstellen tussen het aanbod van en de vraag naar elektriciteit en om de zekerheid van de werking van het elektriciteitssysteem te vrijwaren.
Belastingscurve	Grafische voorstelling van het elektriciteitsverbruik naar gelang van de tijd.
Beleid van het beheer van de vraag	Algemene of geïntegreerde benadering die erop gericht is de omvang en het ogenblik van het elektriciteitsverbruik te beïnvloeden om het primaire energieverbruik en de piekbelasting te verlagen. Dit wordt gedaan door voorrang te verlenen aan investeringen op het gebied van energie-efficiëntie of andere maatregelen in plaats van aan investeringen die bestemd zijn om de productiecapaciteit te vergroten, in het geval de eerste de meest doeltreffende en economische oplossing bieden.
Biogas	Gas verkregen door vergisting van de biomassa.



Biomassa	Geheel van niet-fossiel organisch materiaal van biologische oorsprong. Het omvat planten die rechtstreeks bruikbaar zijn en de resten van een eerste exploitatie van de biomassa (landbouwafval, huishoudafval, dierlijke uitwerpselen, houtafval).
Brandstof	Elke materiële stof die kan worden verbrand om warmte of energie te leveren, met name steenkool, stookolie, aardgas (fossiele brandstoffen), uranium, biomassa, synthetisch aardgas of waterstof.
Broeikaseffect	<p>Natuurlijk fenomeen waarbij een groot gedeelte van de zonnestraling die wordt geabsorbeerd door het aardoppervlak en hierdoor opnieuw wordt uitgestraald, in de vorm van infraroodstraling, wordt tegengehouden door de wolken en bepaalde atmosferische gassen, die de naam "broeikasgassen" kregen.</p> <p>Dit fenomeen is onmisbaar voor het leven op aarde. Het laat toe de gemiddelde temperatuur van de planeet rond de 15 °C te houden, een niveau dat toereikend is om de groei van de planten en de dieren te waarborgen. Daarzonder zou deze temperatuur -18 °C bedragen.</p>
Broeikasgas	<p>Gas dat in de atmosfeer de zonnestraling absorbeert en opnieuw uitstraalt.</p> <p>De broeikasgassen bevatten met name koolstofdioxide (CO₂), methaan (CH₄), stikstofoxide (N₂O), fluorkoolwaterstoffen (HFK), perfluorkoolwaterstoffen (PFK) en zwavelhexafluoride (SF₆).</p> <p>De broeikasgassen verschillen, zowel wat hun verblijfsduur in de atmosfeer betreft (sommige, die chemisch zeer stabiel zijn, kunnen er enkele tienduizenden jaren in blijven) als wat hun vermogen tot opwarming van de atmosfeer betreft.</p> <p>Zo heeft methaan bijvoorbeeld een "aardopwarmingspotentieel" dat 21 keer hoger ligt dan koolstofdioxide. Dit betekent dat de uitstoot van één kg methaan dezelfde hoeveelheid energie zal terugsturen naar de bodem als 21 kg CO₂. Het aardopwarmingspotentieel dat op dit ogenblik wordt beschouwd als het hoogste is dat van SF₆, dat 23.900 bedraagt. Indien men wereldwijd het broeikas-effect wil evalueren dat veroorzaakt wordt door emissies, rekent men de hoeveelheden broeikasgassen om in equivalent CO₂ of Eq CO₂, waarbij wordt overeengekomen dat CO₂ een aardopwarmingspotentieel heeft gelijk aan 1.</p>
Broker	Makelaar die bemiddelt tussen de verkoper en de koper. Hij wordt bezoldigd op commissie. Hij komt niet tussen op de beurs en neemt geen financieel risico.
Bruto productie	Elektriciteitsproductie van een centrale, met inbegrip van het gedeelte dat haar eigen behoeften dekt.
Capaciteit	Vermogen waarmee een generator, een centrale of een toestel die elektriciteit produceren, kunnen functioneren. De courante eenheden van vermogen zijn kilowatt (kW), megawatt (MW) of gigawatt (GW).
Centrale met gecombineerde cyclus	Thermische centrale die over het algemeen functioneert met turbogenerators op gas, waarin de elektriciteit geproduceerd wordt op twee opeenvolgende niveaus: in eerste instantie door de recuperatie van de verbrandingswarmte van het gas in de gasturbines, en, in tweede instantie, door het gebruik van de energie die nog beschikbaar is in de verbrandingsgassen in de ketels die stoomturbogenerators bevoorraden. Dit procédé laat toe hoge thermische rendementen te bereiken (55 tot 60 %, tegenover slechts 33 tot 35 % voor de klassieke thermische

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

centrales).

CO₂-equivalent	Metrieke maat die dient om de emissies van de diverse broeikasgassen te vergelijken op basis van hun algemeen aardopwarmingspotentieel (GWP). De CO ₂ -equivalenten worden uitgedrukt in ton CO ₂ -equivalent en kunnen worden uitgedrukt in verhouding tot andere maateenheden, met name megawatt uur elektriciteit. Men vindt de CO ₂ -equivalenten van de andere gassen door de tonnen van het gas in kwestie te vermenigvuldigen met zijn bijbehorende GWP-potentieel.
Congestie	Verzadiging van het elektriciteitsnet doordat de capaciteit kleiner is dan de vraag naar transportcapaciteit.
Coverbranding	Terugwinningstechniek van de biomassa in een klassieke thermische centrale, waar een deel van de traditionele brandstof (meestal steenkool) wordt vervangen door biomassa.
Distributie	Transport van elektriciteit op distributienetten, met het oog op de levering ervan aan de klanten, op een spanning die lager is dan of gelijk aan 70 kV in het Vlaams Gewest, op een spanning lager dan 36 kV in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en op een spanning lager dan 30 kV in het Waals Gewest, met uitzondering van de levering zelf aan de klanten.
Distributienetbeheerder (DNB)	Natuurlijk of rechtspersoon verantwoordelijk voor het beheer, de exploitatie en de ontwikkeling van een distributienet in een bepaalde zone en, in voorkomend geval, de interconnecties met andere systemen om te trachten de capaciteit van het systeem te waarborgen op lange termijn en tegemoet te komen aan de redelijke vragen van elektriciteitsdistributie.
Draaistroomkabel	Geheel van de drie geleiders die overeenstemmen met de drie fasen van de driefasige elektrische stroom, waaraan eventueel een nulleider wordt toegevoegd. Een elektrische verbinding wordt "met één draaistroomkabel" genoemd als ze ten minste één van deze combinaties bevat. Ze kan bestaan uit meerdere draaistroomkabels als de masten hiervoor gebouwd en uitgerust zijn.
Ecosysteem	Biologische basiseenheid gevormd door het milieu en de organismen die erin leven (dieren en planten).
Eindenergieverbruik	Hoeveelheid energie die voor de eindverbruiker beschikbaar is, met uitsluiting van de distributieverliezen en de energiebronnen die als grondstoffen worden gebruikt (bijvoorbeeld aardolie in de chemische industrie) en/of het zelfverbruik van de energieproducerende industrieën.
Eindklant	Natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit koopt voor eigen gebruik.
Elektriciteitsbeurs	Ontmoetingsplaats van het aanbod van en de vraag naar elektriciteit en van anonieme commerciële transacties tussen partijen, tegen een "clearingprijs" die wordt vastgelegd door het mechanisme van vraag en aanbod.



Elektriciteitsproductie	Proces waardoor elektrische energie wordt geproduceerd door andere energievormen te transformeren.
Emissies	Stoffen die uitgestoten worden in de atmosfeer door om het even welke bron: vaste bron (elektriciteitscentrale, industrie), verspreide bron (huishoudelijke verwarming, veeteelt) of mobiele bron (wegvervoer).
Energetisch rendement	Verhouding tussen de nuttige energie die geleverd wordt door een toestel en de uiteindelijk geleverde energie. Meting van de energetische performantie van de uitrustingen.
Energie opgeroepen op het net	Hoeveelheid elektrische energie geproduceerd door de centrales, verminderd met het zelfverbruik van de centrales en met de hoeveelheden elektrische energie die worden geabsorbeerd voor het pompen (Coo, Plate-Taille) en vermeerderd (of verminderd) met de hoeveelheden uit het buitenland ingevoerde elektrische energie (of naar het buitenland uitgevoerde elektrische energie). De op het net opgeroepen energie staat gelijk met het totaal vastgestelde verbruik van elektriciteit, vermeerderd met de verliezen op de lijn (bij transmissie en distributie).
Energiebalans	Formele balans van alle geproduceerde, verwerkte en verbruikte hoeveelheden energie in een geografische zone en in een bepaalde periode.
Energie-efficiëntie	Parameter die de verhouding uitdrukt tussen het nuttige effect en de verbruikte energie.
Energie-intensiteit	Energieverbruik per monetaire of fysieke eenheid, die de hoeveelheden energie meet die nodig zijn voor de productie van een eenheid toegevoegde waarde of een fysieke productie-eenheid.
Energiemix	Combinatie van verschillende types productiebronnen (bijvoorbeeld verschillende types brandstoffen) die dienen om elektriciteit te produceren in een bepaald elektriciteitsnet.
ETSO (European transmission system operators)	Vereniging van de Europese transportbeheerders van elektriciteit, die werd opgericht in juli 1999. Het is de gesprekspartner bij uitstek van de Europese Commissie in het kader van de liberalisering van de energiemarkt en ze werkt in nauw overleg met deze laatste samen. De ETSO richt haar werkzaamheden, in het bijzonder, op de tarifiering van de internationale transit, het beheer van de interconnectielijnen en de installatie van een informatiesysteem tussen de beheerders.
Flexibele mechanismen	<p>Mechanismen bedoeld in het Protocol van Kyoto om, ter aanvulling van de nationale maatregelen, op vrij soepele wijze de objectieven voor de verlaging van de CO₂-emissies te bereiken.</p> <p>Deze mechanismen zijn driedelig: de handel in emissierechten, de gezamenlijke inspanning (investering in een verlagingsproject in een ander industrieland) en het mechanisme van de eigen ontwikkeling (financiering van projecten die CO₂ besparen in de landen van het Zuiden).</p>

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Fossiele brandstof	Elke organische brandstof van natuurlijke oorsprong, zoals stookolie, steenkool en aardgas.
Fotochemische verontreiniging	Verontreiniging die het gevolg is van een reactie tussen meerdere chemische substanties door de katalyserende werking van de zonnestralen.
Fotovoltaïsch zonnepaneel	Inrichting bestemd om zonne-energie om te zetten in gelijkstroom.
Fotovoltaïsche cel	Toestel dat toelaat de straling van de zon rechtstreeks om te zetten in elektrische energie. De cellen zijn geordend in modules die de zonnepanelen vormen.
Gebruiker van het net	Natuurlijk of rechtspersoon die fysiek verbonden is met het net om elektriciteit in te brengen of af te nemen.
Geothermische energie	Warmte die in de aardkorst en in de oppervlaktelagen van de aarde zit.
Groenstroomcertificaat	Onlichamelijke zaak waaruit blijkt dat een producent een bepaalde hoeveelheid elektriciteit heeft geproduceerd op basis van hernieuwbare energiebronnen, binnen een bepaald tijdsinterval.
Groene elektriciteit	Elektriciteit die geproduceerd wordt op basis van hernieuwbare energiebronnen (zonne-energie, waterkracht, windenergie, geothermische energie of biomassa) en van de kwaliteitsvolle warmtekrachtkoppeling.
Hernieuwbare energie	Energie gehaald uit een permanent hernieuwbare bron: biomassa, waterkrachtelektriciteit, windenergie, zonne-energie, geothermische energie, enz.
Hernieuwbare energiebronnen	Andere energiebronnen dan fossiele brandstoffen en kernsplijting, die niet opgeraken door hun gebruik: met name waterkrachtenergie, windenergie, zonne-energie, biogas, de organische producten en afval van de landbouw en van de bosbouw en huishoudelijk afval.
Hoogrenderende warmtekrachtkoppeling	Warmtekrachtkoppeling die voldoet aan de criteria van bijlage III van Richtlijn 2004/8/EG van het Europees Parlement en de Raad van 11 februari 2004 inzake de bevordering van warmtekrachtkoppeling op basis van de vraag naar nuttige warmte binnen de interne energiemarkt en tot wijziging van Richtlijn 92/42/EEG: “ <ul style="list-style-type: none">• de warmtekrachtkoppelingproductie afkomstig van warmtekrachtkoppelingseenheden levert een besparing op primaire energie op van ten minste 10 % ten opzichte van de referenties voor de gescheiden productie van warmte en elektriciteit;• de productie afkomstig van kleinschalige en micro-warmtekrachtkoppelingseenheden die een besparing op primaire energie opleveren, kan mogelijk worden aangemerkt als hoogrenderende warmtekrachtkoppeling”.



Hoogspanningsnet (HS)	Elektriciteitsnet bestaande uit luchtleidingen, ondergrondse kabels, transformatieposten en andere uitrustingen die nodig zijn voor het transport van elektriciteit op spanningen van 30 kV tot 70 kV.
Hydraulische energie	Potentiële energie in het water. De hydro-elektrische centrale transformeert de energie van de graviteit van het water in elektrische energie.
Hydro-elektrische productie	<p>De hydro-elektrische productie, ook waterkrachtenergie genoemd, verwijst naar de elektriciteit die wordt geproduceerd door de verplaatsing van water. De hydro-elektrische energie wordt geproduceerd in drie hoofdvormen: door stuwmeercentrales, door riviercentrales en door accumulatie door oppompen.</p> <p>Stuwmeercentrale: productie waarvoor de bouw van een stuwdam vereist is en een reservoir moet worden aangelegd wat een bepaald overstromingsniveau veroorzaakt. Het vrijgeven van het water voor de productie kan gebeuren op verzoek of voor het behoud van het waterpeil stroomafwaarts.</p> <p>Riviercentrale: centrale waar het water niet in een reservoir wordt gehouden, maar eerder van zijn natuurlijke loop wordt afgebracht door een bepaalde vorm van kanaal tot aan een turbine.</p> <p>Accumulatiecentrale door pompen (of centrale voor pompen-turbines): het water wordt van een intern reservoir naar een hoger reservoir gepompt naar gelang van de energievraag. Het water wordt over het algemeen stroomopwaarts gepompt tijdens de periodes dat de vraag laag ligt en vrijgegeven tijdens periodes van grote vraag en hoge elektriciteitsprijzen. Dit type centrale houdt niet altijd de bouw van een stuwmeer in.</p>
Injectie(plaats)	Fysieke injectieplaats op het transportnet van de elektriciteit die geproduceerd wordt door een installatie of van ingevoerde elektriciteit van op een buitenlands net.
Installatie voor verschillende brandstoffen	Generator die elektriciteit kan produceren door gebruik te maken van meerdere brandstoffen.
Interconnecties	Uitrustingen (hoofdzakelijk luchtleidingen) die dienen om de transport- en distributienetten van elektriciteit, alsook de elektriciteitsnetten van de buurlanden, onderling te verbinden.
IPCC (Intergouvernamenteel Panel over klimaatverandering)	Groep die in 1988 werd opgericht op vraag van de G7, door twee organisaties van de VN: de Wereld Meteorologische Organisatie en het Milieuprogramma van de Verenigde Naties (UNEP).
Kernbrandstof	Splijtstof die wordt gebruikt in een reactor om er een nucleaire kettingreactie te ontwikkelen. De nieuwe brandstof van een reactor met water onder druk bestaat uit met uranium 235 (tussen 3 en 4 %) verrijkt urani-umoxide.
Kernbrandstofcyclus	Alle stappen die de nucleaire splijtstof aflegt: ontginnen van het eerst, samenstellen en conditioneren van de brandstof, gebruik in een reactor, opwerking en latere recyclage.
Kernenergie	Energie geproduceerd in een centrale waar de stoom die de turbines doet draaien, geproduceerd wordt door middel van kernreactie (splijting), in de plaats van door verbranding van een brandstof zoals steenkool, stookolie of aardgas.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Klassieke thermische centrale Geheel van elektrische productie-eenheden die de warmte gebruiken die vrijkomt bij de verbranding van steenkool, gas of stookolie, in tegenstelling tot de thermische kerncentrales die de warmte gebruiken die vrijkomt door de splijting van atomen. Deze warmte dient om water om te zetten in stoom, waarvan de ontspanning een turbine doet draaien die een wisselstroomgenerator aandrijft die elektriciteit produceert.

Klimaatveranderingen Duidt op elke vorm van klimaatincoherentie.

In de loop der tijden is het klimaat van onze planeet constant geëvolueerd van warm naar koud en omgekeerd. Vandaag tonen de waarnemingen over heel de planeet aan dat het klimaat van de aarde opwarmt. In de loop van de twintigste eeuw is de gemiddelde temperatuur van het aardoppervlak immers met ongeveer 0,6 C tot 0,7 C gestegen. In Europa is de gemiddelde temperatuur in de loop van de twintigste eeuw gestegen met 0,95 C, dat is een stijging die 35 % hoger ligt dan deze van de gemiddelde temperatuur van de planeet. Hoewel deze klimaatschommelingen normaal zijn in het licht van de geschiedenis, zijn het de snelheid en zelfs het op hol slaan van de algemene gemiddelde temperatuurstijging die verontrustend zijn.

Volgens wetenschappelijke studies zijn de menselijke activiteiten verantwoordelijk voor het grootste gedeelte van de opwarming die de afgelopen vijftig jaar werd waargenomen. De zogenaamde "broeikasgassen" die door de mens worden uitgestoten in de atmosfeer, versterken het natuurlijke broeikas effect.

Vandaag reeds hebben de klimaatveranderingen, met name de temperatuurstijgingen, gevolgen op bepaalde fysische en biologische systemen in vele streken van de aardbol. Het 3^{de} rapport van het IPCC bevestigt dan ook dat:

- de klimaatveranderingen op significante wijze hebben bijgedragen tot de stijging van het zeepil (20 cm) die in de 20^{ste} eeuw werd waargenomen;
- de omvang van het sneeuwdek is sinds het einde van de jaren zestig met gemiddeld 10 % afgenomen;
- de neerslag met 5 tot 10 % gestegen is op de meeste van de hoge en middelhoge breedtegraden van het noordelijke halfrond.

Op lange termijn kunnen de snelheid en de omvang van de klimaatveranderingen talloze gevolgen hebben op onze maatschappij:

- een geografische uitbreiding van bepaalde tropische ziektes en een toename van de cardiovasculaire ziektes, gekoppeld aan een toenemende frequentie van de hittegolven;
- een herverdeling van de regionale beschikbaarheid van voedsel, met risico's op hongersnood;
- een verandering van de intensiteit en/of van de frequentie van bepaalde extreme meteorologische fenomenen (zoals orkanen), met ernstige socio-economische gevolgen.

Koolstofdioxide (CO₂) Kleurloos, geurloos en niet-giftig gas, bestaande uit koolstof en zuurstof, dat op natuurlijke wijze ontstaat in de atmosfeer van de aarde en als nevenproduct van de verbranding van fossiele brandstoffen. CO₂ is een broeikasgas.

Kwaliteitsvolle warmtekrachtkoppeling Gecombineerde productie van warmte en elektriciteit, ontworpen in functie van de warmtebehoefte van de afnemer, die energie bespaart ten opzichte van de afzonderlijke productie van dezelfde hoeveelheden warmte en elektriciteit in moderne referentie-installaties, bepaald op basis van de criteria van elk gewest.

Laagspanningsnet (LS) Elektriciteitsnet bestaande uit luchtleidingen, ondergrondse kabels en andere uitrustingen die nodig zijn voor het transport van elektriciteit op



een spanning van 400 V.

Leverancier	Natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit verkoopt aan (een) eindklant(en). De leverancier produceert zelf of koopt elektriciteit bij producenten die hij verkoopt aan de eindklanten.
Makelaar	Tussenpersoon die verkopers van elektriciteit in contact brengt met kopers, mits rechten.
Methaan (CH₄)	Kleurloze, ontvlambare en geurloze koolwaterstof die het hoofdbestanddeel is van aardgas. Het is ook een belangrijke bron van waterstof in diverse industriële procédés. Methaan is een broeikasgas dat 23 keer het aardopwarmingspotentieel heeft van koolstofdioxide.
Middenspanningsnet (MS)	Elektriciteitsnet bestaande uit luchtleidingen, ondergrondse kabels, transformatieposten en andere uitrustingen die nodig zijn voor het transport van elektriciteit op spanningen van 1 kV tot 26 kV.
Milieuvergunning	Vergunning die nodig is voor de activiteiten die dreigen een gevolg te hebben op het leefmilieu.
Net voor de hoogste spanning (HS)	Elektriciteitsnet bestaande uit luchtleidingen, ondergrondse kabels, transformatieposten en andere uitrustingen die nodig zijn voor het transport van elektriciteit op spanningen van 150 kV tot 380 kV.
Netto geïnstalleerd vermogen	Som van de productievermogens van de geïnstalleerde centrales die aangesloten zijn op het net, die in het net gebracht kan worden als reactie op de vraag.
Netto productie	Elektriciteitsproductie van een centrale, na aftrek van het gedeelte dat haar eigen behoeften dekt. Het is de productie die daadwerkelijk in het net wordt gebracht.
Nevendiensten	Functies die nodig zijn voor de betrouwbaarheid van de werking en van de veiligheid van de transportnetten en de productie-uitrusting.
Niet genomineerde stroom	Stroom die voortvloeit uit het fysische gedrag van elektriciteit en dat niet overeenstemt met de contractuele weg die werd meegedeeld aan de netbeheerders. Elektriciteit volgt de weg van de minste weerstand (impedantie). Ze zal dus op natuurlijke wijze diverse trajecten volgen om van punt A naar punt B te gaan. Dat is de reden waarom deze fysische stromen afwijken van het contractuele traject dat gedefinieerd is door de actoren van de markt. Enkel de netbeheerders die zich langs het contractuele traject bevinden worden geïnformeerd over de elektriciteitsstroom door middel van de programma's (nominaties) ingevoerd door deze actoren. Een deel van deze stromen gaan echter fysiek door de netten van andere netbeheerders. Deze worden dan geconfronteerd met niet-genomineerde stromen, die ook loop-flows of parallelle stromen worden genoemd. Als deze fysieke stromen te sterk worden, kunnen ze de operationele veiligheid van de netten in gevaar brengen. Aangezien deze niet-genomineerde stromen per definitie niet vooraf gekend zijn door de netbeheerder, kan deze de beschikbare capaciteit voor de commerciële uitwisselingen moeilijk inschatten.
Nivellering van de tarieven	Middel om de gelijke behandeling te waarborgen van de gebruikers voor de openbare elektriciteitsdienst. Deze gelijke behandeling leidt ertoe dat dezelfde prijsvoorwaarden geboden worden aan typisch identieke klanten, ongeacht de plaats op het nationale grondgebied waar ze

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

zich bevinden. De nivellering wordt verkregen door de gemiddelde kosten van de levering te laten dragen door elk van de gebruikers.

Nominaal vermogen	Maximaal continu vermogen dat een productie-eenheid kan ontwikkelen in contractuele gebruiksvoorwaarden of volgens de normen (omgevingstemperatuur, temperatuur van het koelmedium, samenstelling van de brandstof,...).
Nominale (productie)capaciteit	Maximaal vermogen van een generator, gewoonlijk uitgedrukt in megawatt (MW) of in kilowatt (kW).
Nordpool	Elektriciteitsbeurs van de Noordse landen, opgericht in 1993, en behorend tot de twee nationale transportnetbeheerders van elektriciteit Statnett SF (Noorwegen) en Affärsverket Svenska Kraftnät (Zweden).
NTC-waarde (Net Transfer capacity)	Capaciteit van een interconnectie die ter beschikking kan worden gesteld van de gebruikers voor hun uitwisselingen, na aftrek van de veiligheidsmarges en reserves.
Nucleaire thermische centrale	Geheel van productie-eenheden van elektrische energie die de warmte gebruiken die vrijkomt door de splijting van atomen in een reactor. Het werkingsprincipe ervan is hetzelfde als dat van de "klassieke" thermische centrales. Enkel de gebruikte brandstof en de toegepaste technologie zijn specifiek.
NYMBY (not in my backyard)	Syndroom van verwerping door de buurtbewoners van geplande installaties in de buurt van hun woningen (letterlijk, "niet in mijn achtertuin").
Off-shore	Op zee, langs de kusten (gebruikt voor de ligging van de windmolenparken).
Onderbreekbare belasting	Beschikbare energie krachtens een overeenkomst die toelaat de levering naar keuze van een leverancier of van een netwerkexploitant stop te zetten of te onderbreken, volgens de onderling gedefinieerde modaliteiten.
On-shore	Op het vasteland, in tegenstelling tot off-shore (gebruikt voor de ligging van de windmolenparken).
Ontbundeling	Operationele en/of wettelijke scheiding tussen entiteiten of activiteiten van verschillende aard (hoofdzakelijk gereguleerd versus niet-gereguleerd). Vertaling van de Engelse term "unbundling".
Ozon (O₃)	Gas dat bestaat uit drie zuurstofatomen. Men treft het aan in de stratosfeer, waar het de aarde beschermt tegen de ultraviolette stralen van de zon, die zeer gevaarlijk zijn, maar ook in de troposfeer, waar het een belangrijke fotochemische verontreiniging genereert, als de concentratie te hoog is.

De ozon in de troposfeer wordt gevormd door de inwerking van de zonnestraling op de primaire verontreinigers, die ook "ozonprecursors" worden genoemd, zoals de stikstofoxiden (NO en NO₂, gegroepeerd onder de noemer "NO_x") en de vluchtige organische stoffen (VOS).

De fotochemische pollutie is een typisch fenomeen voor de zomer, want de stabiliteit van de lucht-massa belet dan elke dispersie van de verontreinigende stoffen. Dit fenomeen is het best gekend als



de zomerse "ozonpiek".

Ozon kan een negatieve impact hebben op:

- de gezondheid van de mens: naar gelang van de concentratie ervan in de lucht, irriteert het de luchtwegen en de ogen, kan het tijdelijke aantastingen veroorzaken van de longfunctie, ontstekingen veroorzaken van de luchtwegen en de symptomen verergeren van de personen met long- en hartproblemen;
- de planten, waarvan het de fotosyntheseactiviteit vermindert, waardoor de groei vertraagt en dat dus leidt tot rendementsverliezen van de land- en bosbouwgewassen;
- de materialen: het draagt bij tot de beschadiging van talloze materialen, waaronder verf, kunststof, rubber en nylon.

Bovendien kan ozon de gevoeligheid van de ecosystemen accentueren voor het effect van de zure verontreinigers en speelt het een rol in de versterking van het broeikas-effect.

Piekproductiecapaciteit

Capaciteit van een productiepark die normaal voorbehouden is voor de exploitatie tijdens de uren waarop de dagelijkse, wekelijkse of seizoensbelasting het hoogst is of om te beantwoorden aan snelle productiebehoeften.

Precursor

Chemische molecule waarvan de transformatie leidt tot een actief product. Stikstofoxiden (NO_x) en de vluchtige organische stoffen (VOS) zijn precursors van troposferisch ozon.

Primair energieverbruik

Bevrediging van de algemene energiebehoeften, met inbegrip van de energie die gebruikt wordt door de eindverbruiker, het niet-energetische verbruik, het intermediaire gebruik van energie om één energievorm te transformeren in een andere (bijvoorbeeld steenkool in elektriciteit) en de energie die verbruikt wordt door de leveranciers om de markt te voorraden met energie (bijvoorbeeld de pijplijnbrandstof).

Primaire energie

Geheel van energieproducten die niet getransformeerd, rechtstreeks geëxploiteerd of ingevoerd worden. Het zijn hoofdzakelijk ruwe stookolie, bitumineuze gesteenten, aardgas, vaste minerale brandstoffen, biomassa, zonnestraling, hydraulische energie, windenergie, geothermie en energie uit de splijting van uranium.

Primaire reserve

Vermogensreserve die onmisbaar is om de frequentie van het onderling verbonden Europese netwerk te stabiliseren en black out-situaties te voorkomen.

Ze wordt automatisch geactiveerd op installaties die een schommeling van de frequentie kunnen detecteren en er snel op kunnen reageren (binnen de 0 tot 30 seconden). Deze reserve zal pas worden gebruikt na 15 minuten. Ze wordt geleverd door bepaalde productie-eenheden, die beantwoorden aan de technische vereisten.

Producent

Natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit produceert, met inbegrip van de zelfopwekker.

Productie met enkelvoudige cyclus

Manier om elektriciteit te produceren die aardgas impliceert waarvan de verbranding gebeurt in een gasturbine met enkelvoudige cyclussen waarin de verloren warmte die geproduceerd wordt door dit proces niet gerecupereerd of gebruikt wordt.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Proportionele productiekosten	Productiekosten die afhangen van de gerealiseerde productie, zoals het verbruik van brandstoffen en bepaalde maintenance- en onderhoudskosten, die in verhouding staan tot de werkingsuren, in tegenstelling tot de vaste productiekosten, die onafhankelijk zijn van de gerealiseerde productie (bijvoorbeeld de financiële en afschrijvingskosten).
Rationeel energiegebruik (REG)	Alle acties gericht op het optimaal gebruiken van de energiehulpbronnen in de verschillende activiteitssectoren van de maatschappij: verbetering van de energieprestaties van de bestaande uitrustingen (machines, gebouwen, enz.) door een doeltreffend beheer, beheersing, zelfs verlaging van het energieverbruik door gedragsmaatregelen, toepassing van de meest energie-efficiënte technologieën en technieken in de verschillende functies van een gebouw, van een bedrijf, ...
Rechtstreekse elektriciteitsleiding	Transport- of distributieleiding van elektriciteit die een productie-installatie van elektriciteit verbindt met een verbruiker van elektrische energie ter aanvulling van het transport- of distributienet van de elektriciteit.
Regelzone	Geografische zone waarin het transportnet van elektriciteit beheerd wordt door één enkele beheerder. Er bestaat één enkel regelzone in België, maar bepaalde landen kunnen er meerdere tellen.
Repowering	Belangrijke wijziging die wordt aangebracht aan een bestaande productie-eenheid die het nominale vermogen van deze eenheid verhoogt.
Reserve(productie)capaciteit	Productiecapaciteit beschikbaar om te beantwoorden aan de onzekerheden van het evenwicht tussen productie-vraag (bijvoorbeeld de piekvraag of de abnormaal hoge vraag naar energie, de voorziene of onvoorziene onderbrekingen in de productie,...).
Sectorovereenkomst	Overeenkomst afgesloten met een industriële sector.
Secundaire reserve	Vermogenreserve die wordt gebruikt door de netbeheerder om zijn regelzone in evenwicht te brengen. Ze dient eveneens om de frequentie van het net opnieuw op 50 Hz te brengen. Ze wordt continu, automatisch geactiveerd, zowel naar boven als naar beneden toe. Ze reageert snel (tussen 30 seconden en 15 minuten) en blijft actief zolang nodig is. De gebruiker van het net die deze reserve ter beschikking stelt, moet uitgerust zijn met installaties die hem toelaten te communiceren met de nationale dispatching van de netbeheerder. Zijn eenheden moeten beantwoorden aan bepaalde technische eisen.
Steenkool	Gemakkelijk brandbaar zwart (steenkool) of bruinzwart (bruinkool) gesteente waarvan de samenstelling, met inbegrip van zijn inherente vochtigheid, meer dan 50 % per gewicht en meer dan 70 % per volume koolstofmaterie bevat. Het wordt gevormd door plantenresten die werden samengedrukt, die verhard zijn en die door de warmte en de druk in de loop van de opeenvolgende geologische tijdperken een metamorfose hebben ondergaan.
Steenkoolcentrale met wervelbed	Centrale waarin de steenkool wordt verbrand op een bed van vaste deeltjes die in suspensie worden gehouden in een opwaartse luchtstroom.



Het bed bestaat hoofdzakelijk uit inerte materialen. Het betreft zand bij de eerste opstart en as bij normale werking. De totale fractie steenkool in het bed is relatief gering (enkele %). Er wordt kalk of dolomiet geïnjecteerd in het bed om de SO₂-emissies te verlagen.

Steenkoolvergassing

Proces dat erin bestaat stookolie om te zetten in brandbaar synthetisch gas. Hiertoe wordt verpulverde steenkool opgewarmd in aanwezigheid van stoom en zuurstof om gas te produceren, wat op zijn beurt geraffineerd wordt om het gehalte zwavel en andere onzuiverheden te verlagen. Het gas kan dienen als brandstof of worden verwerkt en geconcentreerd in chemische of vloeibare brandstof.

Stratosfeer

Zone van de atmosfeer van de aarde gelegen op een hoogte die van 15 tot 50 km gaat.

Systeem (elektrisch -)

Georganiseerde combinatie van elementen die de productie, het transport, de distributie en het verbruik van elektriciteit toelaten.

Tertiaire reserve

Vermogenreserve die toelaat het hoofd te bieden aan een belangrijk of systematisch onevenwicht van de regelzone en om belangrijke congestieproblemen op te lossen.

Ze wordt minder snel geactiveerd als de eerste twee reserves, maar zal in het algemeen worden gebruikt tot het probleem is opgelost. Deze vermogenreserve wordt ter beschikking gesteld van de netbeheerder door bepaalde gebruikers. Ze bestaat uit twee luiken: de tertiaire productiereserve, d.w.z. de injectie van extra vermogen door producenten, en de tertiaire afnamereserve, d.w.z. een verlaging van de afnamen doorgevoerd door gebruikers die een contract voor onderbreekbaarheid hebben afgesloten.

Thermisch zonnepaneel

Inrichting bestemd om de zonnestraling op te vangen om ze om te zetten in thermische energie en ze over te dragen op een warmte-overdrachtmedium (lucht, water).

Toegang van derden tot het net (TDN)

Recht dat elke gebruiker (klant, distributeur, producent) wordt verleend om toegang te krijgen tot de transport- en distributienetten met de ondertekening van een toegangscontract en de betaling van een toegangsrecht.

Totaal vastgesteld verbruik van elektriciteit

Hoeveelheid elektrische energie die werkelijk geregistreerd is in het onderzoek bij de verschillende afnemers. Het totaal vastgestelde verbruik van elektriciteit stemt overeen met de op het net opgeroepen energie verminderd met de verliezen op de lijn (bij de transmissie en de distributie).

Trader

Persoon, buiten een producent of een distributeur, die elektriciteit koopt met het oog ze door te verkopen.

Transport

Transport van elektriciteit op de onderling verbonden netten voor de hoogste en de hoogspanning, voor de levering aan eindklanten die grootverbruikers zijn van elektriciteit of aan distributeurs, maar zonder deze levering zelf.

Transportnetbeheerder (TNB)

Natuurlijk of rechtspersoon verantwoordelijk voor het beheer, de exploitatie en, indien nodig, de ontwikkeling van het transportnet in een bepaalde zone en, in voorkomend geval, de interconnecties ervan met andere netten, om te trachten de capaciteit van het net te waarborgen

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

op lange termijn en tegemoet te komen aan de redelijke vragen van elektriciteitstransport.

Troposfeer

Zone van de atmosfeer van de aarde die van de grond tot op een hoogte van 15 km reikt.

UCTE (Unie voor de coördinatie van het transport van elektriciteit in Europa)

Vereniging van de Europese netbeheerders die synchroon werken, d.w.z. waarvan de onderling verbonden netten synchroon functioneren. De UCTE werd opgericht in de jaren 1950 en heeft als opdracht de exploitatieregels te bepalen van het onderling verbonden Europees systeem. De UCTE is één van de vier oprichtende leden van de ETSO.

Uitschakelen

Equivalent van "afschakelen", d.w.z. een onderbreekschakelaar openen.

Upgrade

Verbetering, versterking.

Verliezen

Fysiek verlies van elektriciteit, hoofdzakelijk in de elektriciteitsnetten, door het Joule-effect.

Vermogen

Productie-, transfer- of gebruikscapaciteit van de energie, het vaakst in verband met elektriciteit. Men meet het vermogen in watt en men drukt het vaak uit in kilowatt (kW) of in megawatt (MW).

Verontreinigende stof

Stof die schadelijke gevolgen kan hebben op de menselijke gezondheid en/of het leefmilieu in zijn geheel.

Verzuring

Verandering van het natuurlijk chemisch evenwicht van een milieu, veroorzaakt door een toename van de concentratie aan zure elementen.

Verzuring, die oorspronkelijk een natuurlijk fenomeen is, werd in grote mate versterkt en versneld sinds het begin van het industriële tijdperk op het einde van de 18^{de} eeuw. Het heeft hoofdzakelijk te maken met de uitstoot van drie verontreinigende stoffen: zwaveldioxide (SO₂), stikstofoxiden (NO_x) en ammoniak (NH₃). Ze slaan gedeeltelijk neer in de buurt van de uitstotende bronnen, maar ze kunnen ook door de atmosfeer over langere afstanden meegevoerd worden en hebben dan gevolgen zowel op lokale schaal als op het niveau van een heel continent. Tijdens het transport ervan in de atmosfeer ondergaan deze verontreinigende stoffen fysische, chemische en fotochemische veranderingen. SO₂ en NO_x bijvoorbeeld, oxideren en veranderen respectievelijk in zwavelzuur (H₂SO₄) en in salpeterzuur (HNO₃).

De verzuring berokkent ernstige schade aan planten, maar tast ook de bodem aan, wijzigt het evenwicht van de oppervlaktewateren, corrodeert gebouwen en is ook schadelijk voor de gezondheid van de mens wat de ogen, de slijmvliezen en de ademhalingswegen betreft.

Volt (V)

Volt is de meeteenheid van elektrisch potentiaal of de elektromotorische kracht van het internationale eenhedenstelsel (SI). Een potentiaal van één volt verschijnt aan de klemmen van een weerstand van één ohm als een stroom van één ampère door deze weerstand gaat.

Warmtekrachtkoppeling

Gecombineerde productie van elektriciteit en van nuttige warmte op basis van één enkele brandstofbron. De warmte die wordt verkregen om elektriciteit te produceren, kan in fabrieken worden gebruikt voor fabricageprocedures en voor de verwarming van lokalen alsook voor de klimaatregeling in stedelijke residentiële ontwikkelingen. De warmtekrachtkoppelinginstallaties gebruiken veel minder brandstof om elektriciteit en thermische energie te produceren dan nodig zou zijn om deze



energie afzonderlijk te produceren.

Watt (W)

Eenheid van elektrisch vermogen gelijk aan één ampère onder een kracht van één volt.

Wattuur (Wh)

Eenheid van elektrische energie gelijk aan één watt vermogen die ononderbroken geleverd wordt aan een elektrische kring of afgenomen wordt van zo'n kring, gedurende één uur. Een toestel dat één watt vermogen trekt in één uur, verbruikt één wattuur energie, zoals een lamp van 60 watt die gedurende één minuut brandt.

Windenergie

Energie geproduceerd op basis van een toestel dat voorzien is van vleugels of schoepen die een as doen draaien om de kinetische energie van de wind op te vangen. De hoeveelheid energie in de wind is evenredig met de derde macht van de snelheid van de wind.

Zelfopwekker

Natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit produceert, hoofdzakelijk voor zijn eigen gebruik.

Zonne-energie

Stralingsenergie van de zon die omgezet kan worden in andere energievormen, zoals warmte (voor warm water, bijvoorbeeld) of elektriciteit.

Zure regen

Neerslag die salpeterzuur (HNO_3) en zwavelzuur (H_2SO_4) bevat, hoofdzakelijk gevormd uit zwaveldioxide (SO_2) en stikstofoxiden (NO_x) die vrijkomen in de atmosfeer door de verbranding van fossiele brandstoffen.





Vooruitgangstraat 50
B-1210 Brussel
Ondernemingsnummer: 0314.595.348
<http://economie.fgov.be>