


Energievooruitzichten 2000-2020

Verkennde scenario's
voor België

Christophe Courcelle
Dominique Gusbin

Januari 2001



Federaal Planbureau

Het Federaal Planbureau (FPB) is een instelling van openbaar nut.

Het FPB voert beleidsrelevant onderzoek uit op het economische, sociaal-economische en leefmilieuterrein.

Hiertoe verzamelt en analyseert het FPB gegevens, onderzoekt het aanneembare toekomstscenario's, identificeert het alternatieven, beoordeelt het de gevolgen van beleidsbeslissingen en formuleert het voorstellen.

Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de Regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen.

Het FPB zorgt voor een ruime verspreiding van haar werkzaamheden. De resultaten van haar onderzoek worden ter kennis gebracht van de gemeenschap en dragen zo bij tot het democratische debat.

Internet

URL: <http://www.plan.be>

E-mail: contact@plan.be

Publicaties

Terugkerende publicaties:

De economische vooruitzichten
De economische begroting
De "Short Term Update"

Planning Papers (de laatste nummers)

Het doel van de "Planning Papers" is de analyse- en onderzoekswerkzaamheden van het Federaal Planbureau te verspreiden.

- 85 *Duurzame ontwikkeling: een project op wereldschaal*
N. Gouzée, N. Zuinen, S. Willems - Februari 1999
- 86 *Vergrijzing en financiering van de sociale zekerheid: een haalbare uitdaging?*
Handelingen van het door het Federaal Planbureau georganiseerde Colloquium, Brussel, 2 en 3 december 1997
- 87 *Overheidsparticipaties in de marktsector in België*
H. Spinnewyn - Februari 2000

Working Papers (de laatste nummers)

- 10-00 *The NIME Model Specification and Estimation of the Enterprise Sector*
Eric Meyermans and Patrick Van Brusselen - December 2000
- 11-00 *Simulations with the HERMES II model for Belgium*
F. Bossier, F. Vanhorebeek - December 2000
- 1-01 *La réforme de l'impôt des personnes physiques*
Effets macroéconomiques, budgétaires, et sur la pression fiscale
Michel Saintrain - Janvier 2001

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.
Drukwerk: Ministerie van Economische Zaken.

Verantwoordelijk uitgever: Henri Bogaert
Wettelijk Depot: D/2001/7433/3

Dankwoord

Deze studie kwam tot stand in samenwerking met de Universiteit van Athene. Professor Pantelis Capros en de heer Leonidas Mantzos zorgden voor de resultaten van de simulaties in dit rapport. Zij zijn, samen met andere collega's van de Universiteit van Athene, de bedenkers en beheerders van het PRIMES-model waarop deze vooruitzichten steunen.

Wij danken hen voor die samenwerking, voor de aandacht die zij schonken aan dit project en voor hun assistentie bij de uitwerking van de scenario's en de opstelling van de Planning Paper.

Onze dank gaat ook uit naar de leden van het Federaal Planbureau – te talrijk om ze allemaal te vermelden. Hun voorstellen en opmerkingen waren een verrijking voor deze Planning Paper.

Tot slot danken wij Brenda Breugelmans die de lay-out van dit document verzorgde en Chantal Vandevoorde, Fons Arijs en Erik Janssens die de tekst vertaalden naar het Nederlands.



Inhoudstafel

Symbolen en afkortingen	1
Executive summary	3
1. Methodologie en voornaamste hypothesen	3
2. Basisscenario	4
3. Onzekerheden	5
4. Kyoto-scenario's	6
5. Besluit	7
I Studieomkadering en methodologische aspecten	9
A. Studieomkadering	9
B. Bestudeerde scenario's	12
C. Keuze van het energiemodel	15
D. Voorstelling van de resultaten	17
II De gemeenschappelijke hypothesen bij de scenario's	19
A. Demografie	19
1. Bevolking van het koninkrijk	20
2. Omvang van de gezinnen	20
B. Klimathypothesen	20
C. De internationale energieprijzen	21
D. De economische groeihypothesen	22
E. De elektriciteitsproductie	25
1. Het productiepark	25
2. Technisch-economische hypothesen	26
F. Hypothesen over de toenemende transportactiviteit	28

G.	Emissiefactoren voor CO ₂	29
H.	Beleidskeuzen	30
I.	Andere hypothesen	31
	1. Actualiseringspercentage	31
	2. Technologische vooruitgang	31
III	De resultaten van het basisscenario	33
A.	De energievraag	33
	1. Globale tendensen	33
	2. Verloop van de eindvraag naar energie	36
B.	Het energie-aanbod	55
	1. Aanbod en productie van primaire energie	55
	2. Productie van elektriciteit en warmte	58
	3. Trend in de productiekost van elektriciteit	66
C.	De CO ₂ -emissies	67
IV	De resultaten van de varianten	71
A.	Impact van de vervanging van het elektronucleaire park	71
	1. Bruto binnenlands verbruik	71
	2. Elektriciteitsproductie	73
	3. Leveringskosten van elektriciteit en warmte	74
	4. CO ₂ -uitstoot	74
B.	Impact van de macro-economische variant	75
	1. Hypothesen van de macro-economische variant	75
	2. Bruto binnenlands verbruik	77
	3. Eindvraag naar energie	78
	4. Elektriciteitsproductie	79
	5. CO ₂ -uitstoot	80
C.	Impact van de variant van de energieprijis	80
	1. Hypothesen van de variant van de energieprijis	80
	2. Bruto binnenlands verbruik	81
	3. Eindvraag naar energie	82
	4. Elektriciteitsproductie	83
	5. CO ₂ -uitstoot	84

V	De resultaten van de “Kyoto“-scenario's	85
	A. De hypothesen van de Kyoto-scenario's	85
	B. “Permanent Kyoto“-scenario	87
	1. Bruto binnenlands verbruik	87
	2. Eindvraag naar energie	89
	3. Elektriciteitsproductie	91
	4. Kosten van de beperking van de CO ₂ -uitstoot	93
	5. Leveringskosten van elektriciteit en warmte	94
	C. “Groeiend Kyoto“-scenario	95
	1. Bruto binnenlands verbruik	95
	2. Eindvraag naar energie	96
	3. Elektriciteitsproductie	97
	4. Kosten van de beperking van de CO ₂ -uitstoot	98
VI	Synthese en besluiten	99
	A. Kader, hypothesen en methodologie	99
	B. Basisscenario en varianten	101
	1. Bruto binnenlands verbruik en totale CO ₂ -emissies	101
	2. Eindvraag naar energie	105
	3. Elektriciteitsproductie	108
	4. CO ₂ -uitstoot per sector	110
	C. Kyoto-scenario's	112
	1. Bruto binnenlands verbruik en totale CO ₂ -uitstoot	113
	2. Eindvraag naar energie	115
	3. Elektriciteitsproductie	117
	4. CO ₂ -uitstoot per sector	118
	5. Marginale kosten van de CO ₂ -vermindering	120
	6. Besluit	120
	D. Algemene besluiten	121
VII	Bibliografie	123
VIII	Bijlage 1: Korte beschrijving van het PRIMES-model	125
IX	Bijlage 2: Omzettingstabel NACE-R25 – NACE-BEL	129
X	Bijlage 3: energiebalansen van het basisscenario	131
XI	Bijlage 4: Berekening van het niveau van de CO ₂ -uitstootbeperking voor België	135



Symbolen en afkortingen

10 : kilo (k)

10E6: mega (M)

10E9: giga (G)

10E12: tera (T)

10E15: peta (P)

//: gemiddelde jaarlijkse groei

bbp: bruto binnenlands product

bbv: bruto binnenlands verbruik

BEF: Belgische frank

BFE: Beroepsfederatie van de Producenten en Verdelers van Elektriciteit in België

bnp: bruto nationaal product

CBW: calorische bovenwaarde

CHP: Combined Heat and Power (warmtekrachtkoppeling)

CO₂: koolstofdioxide

COW: calorische onderwaarde

CREG: Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

DSM: Demand Side Management (beheer van de vraag naar elektriciteit)

Ene: eindvraag naar energie

GCC: gasturbine met gecombineerde cyclus

Gj: gigajoule

GW: gigawatt

Gwh: gigawattuur

HFC: hydrofluorocarbon

IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle

J: joule

kJ: kilojoule

kW: kilowatt

kWh: kilowattuur

kWhe: kilowattuur elektriciteit

kWh th: kilowattuur thermisch
LNG: vloeibaar aardgas
Mt: miljoen ton
Mtoe: megaton olie equivalent
MW: megawatt
MWe: megawatt elektriciteit
MWh: duizend kWh
MWth: megawatt thermisch
N₂O: distikstofoxide
PFC: perfluorocarbon
PWR: Pressurized Water Reactor
REG: rationeel energiegebruik
SF₆: zwavelhexafluoride
t: ton
Tj: terajoule
toe: ton olie equivalent
tse: ton steenkool equivalent
TWh: terawattuur
USD: US dollar
USKS: ultra super kritische steenkoolcentrale
W: watt



Executive summary

Deze studie verkent de energiescenario's voor België tegen 2020. Het hoofddoel bestaat erin om de voornaamste problemen en onzekerheden te identificeren en te bespreken, waarmee het Belgische energiesysteem de komende twintig jaar geconfronteerd zal worden. Voor elk scenario wordt de overeenkomstige CO₂-uitstoot berekend.

Bijgevolg levert deze studie nuttige informatie voor de uitwerking van zowel een indicatief programma over de middelen voor de elektriciteitsproductie als van een indicatief plan voor de aardgasbevoorrading. Beide programma's moeten binnenkort in het kader van de wetten van 29 april 1999 betreffende de liberalisering van de elektriciteits- en de gasmarkt worden uitgewerkt. Met deze studie kan ook een idee verkregen worden over de inspanning die geleverd moeten worden om de CO₂-uitstoot te verminderen om de Kyoto-doelstellingen te bereiken. Ook de uitstootbeperking in de verschillende sectoren kan hiermee worden toegelicht.

1. Methodologie en voornaamste hypothesen

De langetermijnontwikkeling van de vraag, het aanbod en de energieprijzen is voor een groot gedeelte onzeker. In deze studie geeft het basisscenario energieprojecties weer op basis van de voortzetting van recente trends en huidige beleidslijnen. Een ontmanteling van de kerncentrales zit erin vevat, een beleid ter beperking van de uitstoot van broeikasgassen niet. Op basis daarvan werden een aantal varianten geformuleerd die het mogelijk maken de impact van drie belangrijke onzekerheden op de ontwikkeling van het energiesysteem en van de CO₂-uitstoot te bespreken: de toekomst van kernenergie bij de elektriciteitsproductie, de ontwikkeling van de internationale brandstofprijzen en de ontwikkeling van de economische groei.

Met het oog op de ratificering van het Protocol van Kyoto en de toepassing van beleidsmaatregelen, die bedoeld zijn om de Belgische verbintenissen na te komen, werden er twee bijkomende scenario's opgesteld op basis van dezelfde macro-economische en technisch-economische hypothesen als in het basisscenario. Hierin werden echter de doelstelling van Kyoto voor 2010 en twee verschillende doelstellingen voor de beperking van de CO₂-uitstoot voor de periode na 2010 opgenomen. Door die scenario's kan een beeld verkregen worden over de omvang, de verdeling en het soort inspanningen voor de producenten en de verbruikers van energie om aan de doelstellingen ter beperking van de CO₂-uitstoot te voldoen. Dit soort analyse behandelt niet de beleidsmaatregelen die moeten worden aangewend om te komen tot de ontwikkelingen in die scenario's.

De basisprojectie, de varianten en de Kyoto-scenario's werden verwezenlijkt met behulp van het PRIMES-model. Dit is een partieel evenwichtsmodel van het energiesysteem dat door de Universiteit van Athene werd ontwikkeld in het kader van onderzoeksprogramma's van de Europese Commissie. Hoewel dit model zeer gedetailleerd is voor de technische en economische voorwaarden voor de productie en het verbruik van energie, houdt het geen rekening met de weerslag van de verschillende scenario's op de economische groei, de verdeling ervan over de sectoren en op de werkgelegenheid.

De voornaamste hypothesen uit het basisscenario en de Kyoto-scenario's zijn:

- Een geleidelijke vertraging tegen 2020 van de bevolkingsgroei: de gemiddelde jaarlijkse groeivoet zou dalen van 0,1 % over de periode 2000-2010 tot 0,01 % over de periode 2010-2020. Het aantal gezinnen echter zou tussen 1998 en 2020 met 10 % toenemen als gevolg van de kleinere gemiddelde gezinsomvang.
- De economische groei zou tussen 2000 en 2005 gemiddeld 2,6 % per jaar bedragen en nadien, tussen 2005 en 2020, iets trager groeien met gemiddeld 1,75 % per jaar.
- Tussen 2000 en 2020 zou de olieprijs gemiddeld met 1,12 % per jaar toenemen en uiteindelijk 29,4 dollar (prijzen van 1999) bereiken. De contractuele aardgasprijs zou gedeeltelijk aan de prijs van de olieproducten gekoppeld blijven en zou over dezelfde periode gemiddeld met 1,35 % per jaar stijgen. De steenkoolprijs daarentegen zou tegen 2020 tamelijk stabiel blijven¹.
- Overeenkomstig het regeerakkoord van 7 juli 1999 worden de kerncentrales ontmanteld zodra zij 40 jaar oud zijn en zij worden niet vernieuwd.

2. Basisscenario

Het basisscenario voorziet tussen 1998 en 2020 een stijging van het bruto binnenlands verbruik met 17 %. Die stijging komt overeen met een gemiddelde jaarlijkse groeivoet van 0,7 %, wat in feite een vertraging is ten opzichte van het verleden. Hieruit volgt een verbetering van de energie-intensiteit van het bbp, die over de projectieperiode met gemiddeld 1,7 % per jaar daalt. De olieproducten zouden een prominente plaats behouden in het energieverbruik maar met een even groot aandeel als aardgas, dat door een intensiever gebruik in de elektriciteitsproductie de grootste groei kent. Het verbruik van steenkool zou met de helft verminderen. Hernieuwbare energie zou regelmatig stijgen maar in 2020 toch niet meer dan 3 % van het bruto binnenlands verbruik vertegenwoordigen.

Ten opzichte van 1990 zou de CO₂-uitstoot in 2010 met 21 % toenemen en in 2020 met 30 %. De voornaamste factoren hiervoor zijn de groeiende vraag naar elektrische diensten en vervoersdiensten. Het koolstofgehalte van het bruto binnenlands verbruik zou daarentegen met gemiddeld 0,2 % per jaar dalen.

1. De projecties van de internationale olie-, aardgas- en steenkoolprijzen steunen op de resultaten van het POLES-model dat in december 1999 door de Europese Commissie werd voorgesteld.

De eindvraag naar energie zou in 2020 21 % hoger liggen dan in 1998. De meest opmerkelijke ontwikkelingen zijn: de stijging van 5 procentpunt van het aandeel van elektriciteit en de verdere achteruitgang van de vaste brandstoffen, de regelmatige groei van de vraag naar elektriciteit (gemiddeld +2,1 % per jaar) en een sterke stijging van de eindvraag in de tertiaire sector en het vervoer van respectievelijk gemiddeld 1,8 % en 1,2 % per jaar.

Om aan de toegenomen vraag naar elektriciteit te kunnen voldoen, zou de geïnstalleerde capaciteit in 2020 met 12 GW moeten toenemen ten opzichte van 1998 (+73 % t.o.v. 2000). De structuur van het productiepark zou veranderen in het voordeel van de gascentrales met gecombineerde cyclus: hun aandeel in de elektriciteitsproductie zou in 2020 oplopen tot 60 % tegenover 23 % in 2000. Het aandeel van de klassieke thermische steenkoolcentrales en van de kerncentrales zou afnemen. In het eerste geval om economische redenen en in het tweede geval als gevolg van de ontmanteling van de oudere kerncentrales. De hernieuwbare energie, ten slotte, zou 7 % van de totale elektriciteitsproductie vertegenwoordigen.

De grootste CO₂-vervuilers zouden in 2020 de volgende zijn: het vervoer (27 %), de elektriciteitsproductie (26 %) en de industrie (21 %). Hun uitstoot zou echter een uiteenlopende ontwikkeling kennen. De uitstoot door de industrie zou met 18 % dalen van 1990 tot 2020 (door de betere energie-efficiëntie, de onderlinge substitutie van brandstoffen en de structurele veranderingen ten gunste van de minder energie-intensieve industriële sectoren). De CO₂-uitstoot door de transportsector en de elektriciteitsproductie kent een belangrijke toename van ongeveer 62 % over dezelfde periode (in de eerste plaats door de grotere vraag van de transportsector en in de tweede plaats, door de toegenomen elektriciteitsproductie en haar structurele ontwikkeling).

3. Onzekerheden

De impact van drie onzekerheden op de ontwikkeling van het energiesysteem werd geëvalueerd. In de hypothese met een heropbouw van de kerncentrales tot hun huidige capaciteit (ofwel zouden de buitengebruikgestelde kerncentrales worden vervangen, ofwel zou hun levensduur worden verlengd) zou de totale CO₂-uitstoot in 2020 5 % lager zijn dan die in de basisprojectie. De impact van de elektriciteitssector op de CO₂-uitstoot is belangrijker en wordt op 18 % geraamd. Tegen 2030 is de impact van die variant belangrijker: de totale uitstoot zou 20 % lager zijn dan in het basisscenario en de uitstoot van de elektriciteitssector zou 47 % lager liggen (dat is het resultaat van de substitutie van kerncentrales door nieuwe steenkooltechnologieën). Over de periode 2020-2030 zou de totale CO₂-uitstoot zich stabiliseren op een niveau dat 24 % hoger ligt dan dat van 1990.

Hogere energieprijzen (+21 % voor ruwe olie, +19 % voor aardgas en +3 % voor steenkool in 2020 ten opzichte van het basisscenario) zouden leiden tot een lichte stijging van het bruto binnenlands verbruik (+2,7 %), een grotere toename van de CO₂-uitstoot (+10 %) en een daling van de eindvraag naar energie (-2 %). De elektriciteitsproductie zou echter stijgen (+2,6 %). Die trends kunnen worden verklaard door de achteruitgang van het concurrentiële voordeel van aardgas ten voordele van steenkool vooral in de elektriciteitsproductie, de daaruit voort-

vloeiende daling van het gemiddelde thermische rendement van de elektriciteitsproductie en een rationeler energiegebruik in de vraagsectoren. Behalve in de elektriciteitssector zou de CO₂-uitstoot in alle sectoren afnemen.

Een sterkere economische groei tussen 2005 en 2020 (elk jaar 0,55 procent meer dan in de basisprojectie) zou leiden tot een stijging van de energiebehoeften en, bijgevolg, tot een toename van de CO₂-uitstoot (+10 % in 2020). De eindvraag stijgt in alle sectoren maar sterker in de industrie en het vervoer. De vaste brandstoffen (+15 %) en elektriciteit (+7 %) kennen de sterkste groei. Die macro-economische variant heeft geen belangrijke wijzigingen in de structuur van het productiepark tot gevolg.

4. Kyoto-scenario's

De Kyoto-scenario's steunen op de hypothese dat België zijn CO₂-uitstoot in 2010 met 6,8 % moet verminderen ten opzichte van 1990¹. Na die datum worden er twee pistes gevolgd: het behoud van de Kyoto-doelstelling ("permanent Kyoto"-scenario) en de geleidelijke versterking van die doelstelling om in 2030 te komen tot een uitstootbeperking van 13,6 % ("groeiend Kyoto"-scenario). De toepassing van die doelstellingen gebeurt in het PRIMES-model via een koolstofaks, die de marginale kosten van de vermindering weergeeft. Het energiesysteem past zich aan via twee mechanismen waarbij een keuze gemaakt wordt op basis van de kosten ("least-cost approach"): een onderlinge substitutie van brandstoffen ten voordele van die met een laag koolstofgehalte en een verbetering van de energie-efficiëntie bij eenzelfde dienstverlening.

Om aan de doelstellingen van de Kyoto-scenario's te kunnen voldoen, zou het bruto binnenlands verbruik in 2010 met 13 % moeten dalen ten opzichte van het basisscenario en met respectievelijk 18 tot 20 % in het "permanent Kyoto"- en het "groeiend Kyoto"-scenario. Dat geldt ook voor het aandeel van de fossiele brandstof in de primaire energiebehoeften, dat niettemin overheersend zou blijven (80 % in de Kyoto-scenario's tegenover 86 % in het basisscenario). De kleine manoeuvreerruimte voor de onderlinge substitutie van fossiele en niet-fossiele brandstoffen vloeit vooral voort uit de hypothese over de buitengebruikstelling van de kerncentrales en uit de kosten en/of het beperkte potentieel van hernieuwbare energie.

De totale eindvraag zou ook dalen en zou zich in het "permanent Kyoto"- en het "groeiend Kyoto"-scenario tussen 1998 en 2020 stabiliseren. De oorzaken hiervoor zijn structurele en gedragsveranderingen en het gebruik van efficiëntere technologie. Alleen het verbruik van de tertiaire sector en het vervoer zouden toenemen. Ten opzichte van het basisscenario zou de eindvraag naar elektriciteit het minst dalen: zij zou regelmatig blijven groeien maar trager, nl. gemiddeld 1,9 % per jaar (1990-2020).

1. De Belgische doelstelling inzake de uitstootbeperking in het protocol van Kyoto is een vermindering van 7,5 % over de periode 2008-2012, en ten opzichte van 1990, van de uitstoot van een korf van zes broeikasgassen, waaronder CO₂.

Door dit gematigder groeitempo kan de geïnstalleerde capaciteit in 2020 worden verminderd (2 GW minder). De structuur van de elektriciteitsproductie zou veranderen. Van 63 % in 2020 in de basisprojectie zou de elektriciteitsproductie in gascentrales (vooral gasturbines met gecombineerde cyclus) volgens de Kyoto-scenario's niet meer dan 50 % of 35 % bedragen. De hernieuwbare energie, daarentegen, (vooral windturbines) zou 15 % van de elektriciteitsproductie vertegenwoordigen en de brandstofcellen 4 % tot 18 % naargelang het scenario¹.

Tot slot zouden vooral de industrie en de elektriciteitssector de belangrijkste CO₂-uitstootbeperkingen kennen: van 37 % naar 42 % in 2020 ten opzichte van het basisscenario. Ten opzichte van 1990 zou de uitstoot door de industrie en de residentiële sector in 2010 en 2020 verminderen maar die van het vervoer en de tertiaire sector zouden toenemen. De CO₂-uitstoot door elektriciteitsproductie zou in 2010 23 % lager zijn dan in 1990. In 2020 hangt de evolutie af van het gebruikte scenario: een toename van 2 % in het "permanent Kyoto"-scenario of een daling van ongeveer 6 % in het "groeiend Kyoto"-scenario.

De totale kosten van de CO₂-beperking voor het energiesysteem worden in het "permanent Kyoto"-scenario voor 2010, 2020 en 2030 geraamd op respectievelijk 0,55 %, 0,75 % en 1,1 % van het bbp. Voor het "groeiend Kyoto"-scenario zijn de cijfers respectievelijk 0,55 %, 0,94 % en 1,9 %. Die ramingen moeten met de nodige omzichtigheid worden behandeld. Aan de ene kant steunen zij op hypothesen en aan de andere kant wordt er onder andere geen rekening gehouden met de secundaire voordelen van de CO₂-beperking (vermindering van andere verontreinigende stoffen, vermindering van de energiefactuur, enz.) of de mogelijkheid die België heeft om uitstootvergunningen met andere landen te ruilen.

5. Besluit

Deze verkennende studie van energiescenario's maakt het mogelijk de energiesituatie in België in 2020 toe te lichten en bijgevolg nuttige informatie te geven in het kader van de toepassing van de wetten van 29 april 1999 betreffende de liberalisering van de elektriciteits- en gasmarkt. Zij maakt het ook mogelijk om de omvang, de verdeling en het soort inspanningen te evalueren voor de producenten en consumenten van energie om aan de doelstellingen ter beperking van de CO₂-uitstoot te voldoen tijdens de periode 2010-2020.

Het zou echter nuttig en noodzakelijk zijn om de uitgewerkte energieprojecties in deze studie (de onderliggende hypothesen meegerekend) te vergelijken met gelijkaardige studies waarin andere modellen worden gebruikt en ze aan te vullen met diepgaandere analyses over de haalbaarheid en de economische, ecologische en politieke gevolgen.

1. De resultaten van het PRIMES-model voor 2020 steunen op zeer optimistische hypothesen over de capaciteit en de gemiddelde gebruiksduur van de windturbines in België en over de capaciteit en het globale rendement van de brandstofcellen (cf. *Syntheserapport van de Commissie AMPERE*, oktober 2000).



Studieomkadering en methodologische aspecten

A. Studieomkadering

Dit rapport geeft vooruitzichten weer voor de energievraag, het energieaanbod en de energieprijzen voor België tot 2020. Dit werk ligt in de lijn van de wetten die twee Europese richtlijnen omzetten in Belgisch recht. Het gaat om de richtlijnen 96/92/CE en 98/30/CE over de gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en gas¹. Binnen de wetten van 29 april 1999 zal het Federaal Planbureau, in overleg met verschillende instellingen, deelnemen aan de uitwerking van drie programma's die als richtsnoer dienen voor het Belgische energiebeleid:

1. Een indicatief programma van de middelen voor elektriciteitsproductie. Er wordt een schatting gemaakt van het verloop van de elektriciteitsvraag op middellange en lange termijn. Verder worden de behoeften aan productiemiddelen die hieruit voortvloeien geïdentificeerd. Het programma omschrijft de aard van de productieketens die bevoordeeld moeten worden en de keuze voor bepaalde grondstoffen waarbij rekening gehouden wordt met de beperkingen van het milieu. Het evalueert of de openbare diensten al dan niet moeten tussenkomen in de elektriciteitsproductie, de efficiëntie en de kostprijs.
2. Een plan voor de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit. Het bevat een gedetailleerde schatting van de behoeften aan transportcapaciteiten en het geeft het investeringsprogramma weer dat de netbeheerder moet uitvoeren.
3. Een indicatief bevoorradingplan voor aardgas. Het bevat:
 - a. een schatting van de ontwikkeling van de vraag naar aardgas op middellange en lange termijn,
 - b. de keuzes voor diversificatie van de bevoorradingsbronnen en identificatie van de nieuwe bevoorradingsbehoeften aan aardgas.
 - c. een investeringsprogramma om de transportinfrastructuur en de stockering te onderhouden en te ontwikkelen.
 - d. de criteria en maatregelen om de bevoorrading te beveiligen.

1. Zie de wetten van 29 april betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de organisatie van de gasmarkt en het fiscaal statuut van de elektriciteitsproducenten (Belgisch Staatsblad 11.05.1999).

Dit rapport kwam tot stand op eigen initiatief van het Federaal Planbureau. Het is niet de bedoeling om alle bovenvermelde domeinen te bespreken of de programma's en het plan waarvan sprake is hierboven volledig af te werken. De belangrijkste doelstelling van dit werk is het advies voorbereiden dat het Federaal Planbureau zal moeten geven in het kader van de overlegprocedures, zoals voorzien in de wetten van 29 april 1999. Dit rapport is gebaseerd op de energievooruitzichten van het PRIMES-model en geeft nuttige informatie over de uitwerking van zowel het indicatief programma van de middelen voor elektriciteitsproductie als van het bevoorradingsplan voor aardgas.

Met de resultaten in dit rapport kan de situatie in België tot 2020 verduidelijkt worden voor:

1. de ontwikkeling van de vraag naar verschillende energievectoren (elektriciteit en aardgas meegerekend) door de bijdrage te identificeren die de verschillende sectoren van de Belgische economie leveren in die ontwikkeling,
2. de ontwikkeling van de behoeften aan primaire energie en de impact hiervan op de energie-invoer van België,
3. de ontwikkeling van de middelen voor de elektriciteitsproductie op basis van de economische kostprijs van die productie (investerings- en exploitatiekosten), de vraag en de CO₂-emissies,
4. de ontwikkeling van de productiekosten en de elektriciteitsprijs die voortvloeien uit de samenstelling van het park voor elektriciteitsproductie,
5. de ontwikkeling van de CO₂-emissies van energetische oorsprong door de bijdrage van de verschillende sectoren in die ontwikkeling te onderscheiden.

Dit rapport behandelt niet expliciet de problemen rond de ontwikkeling van een transmissie- en distributienet voor aardgas en elektriciteit, de veiligheid en de diversificatie van de aardgasbevoorrading en de verplichtingen van de openbare diensten. Bepaalde resultaten (bijvoorbeeld de vooruitzichten voor de binnenlandse vraag naar elektriciteit en de invoer van elektriciteit, de ontwikkeling van de gedecentraliseerde elektriciteitsproductie enz.) zouden als onderliggende hypothesen kunnen dienen om een plan op te stellen over de ontwikkeling van een transmissienet voor elektriciteit.

Deze vooruitzichten staan niet alleen en kunnen aangevuld en verbeterd worden door werk op Belgisch niveau en werk dat parallel loopt met deze studie. Hierbij kunnen we ondermeer verwijzen naar:

- a. Een groep Belgische experts werd belast met de Analyse van de Middelen voor Productie van Elektriciteit en de Reëvaluatie van de Energievectoren (de commissie AMPERE). De resultaten van hun werk staan in een rapport dat 'aanbevelingen en voorstellen formuleert op basis van de in België bestaande situatie, over de toekomstige keuzen inzake elektriciteitsproductie om deze te laten overeenstemmen met de noden van de samenleving en het milieu van de éénnentwintigste eeuw (...)'.¹ Dit rapport bevat onder andere een analyse van de verschillende productietechnologieën voor elektriciteit vanuit de invalshoek '3E': energie (rendement van de centrales, exploitatiesoepelheid enz.), economie (investeringskosten, levensduur enz.) en ecologie (emissies, veiligheid, visuele impact enz.). Het bevat ook een studie over het ontwikkelingspotentieel van hernieuwbare energie.²
- b. Op het Federaal Planbureau worden nog andere vooruitzichten gemaakt waarin het luik energie zit. Met behulp van het econometrisch model HERMES geven de economische vooruitzichten van het Federaal Planbureau³ jaarlijks een middellangetermijnprojectie van de macro-economische rekeningen en van de energievraag in België. Die vooruitzichten werden door het Nationaal Comité voor de Energie (NCE) gebruikt bij zijn onderzoek naar de uitrustingsplannen over de middelen voor productie en transport van elektrische energie. Het Federaal Planbureau is ook betrokken bij GECS- en NEMESIS-projecten van de Europese Commissie. Bij het GECS-project ligt de nadruk op de ontwikkeling van wereldscenario's die de effecten van de uitwerking van flexibiliteitsmechanismen analyseren zoals in het Kyoto-protocol in verband met de vermindering van emissies. Het NEMESIS-project heeft als doel het E3ME-model te verbeteren dat dateert van 1992. De oorspronkelijke doelstelling van dat onderzoek was de opbouw van een geïntegreerd Europees model gericht op de interactie tussen economie, energie en milieu.

Ten opzichte van het werk dat met het HERMES-model en de GECS- en NEMESIS-projecten verricht werd, legt deze studie in geringere mate de nadruk op de interactie tussen economie, energie en milieu. Het macro-economisch kader wordt als exogeen beschouwd binnen deze studie terwijl de analyse van de milieuproblemen beperkt blijft tot de CO₂-emissies van energetische oorsprong. Gelet op het gebruik van de resultaten, werd voor deze studie (PRIMES) een model gekozen waarmee een grondigere analyse van de energiemarkten kan gemaakt worden en in het bijzonder, van de technologische keuzen in verband met de energievraag en het energieaanbod. Het PRIMES-model bevat onder andere een autonome module voor de elektriciteits- en warmteproductie waarbij bijzondere aandacht besteed wordt aan de warmtekrachtkoppeling, de nieuwe technologieën en de hernieuwbare energie.

-
1. Koninklijk besluit van 19 april 1999 gewijzigd bij de koninklijke besluiten van 18 oktober 1999 en 25 november 1999. Het eindrapport van de commissie AMPERE is beschikbaar op de site http://www.mineco.fgov.be/energy/index_nl.htm sinds 14 december 2000.
 2. De meeste parameters van die technische analyse van de elektriciteitscentrales zijn gegevens die als exogeen beschouwd worden in deze oefening en maken deel uit van de databank van het PRIMES-model.
 3. De recentste resultaten van de economische vooruitzichten worden in het volgende document voorgesteld: Federaal Planbureau (2000), *Economische vooruitzichten 2000-2005*, april 2000.

B. Bestudeerde scenario's

De energievoorzichten in dit rapport bevatten twee scenario's en binnen elk scenario zijn er meerdere varianten:

1. 'Het basisscenario'. Een eerste projectie, de basisprojectie genoemd, wordt verkregen in de veronderstelling dat de wetgeving en het energiebeleid onveranderd blijven. Verder worden de meest waarschijnlijke ontwikkelingen voor de exogenen van het model opgenomen (verloop van de energieprijzen op de internationale markten, groei van de economische activiteit, ontwikkeling en selectie van technologieën, bevolkingsgroei enz.). Gelet op het feit dat het Kyoto-protocol momenteel nog niet van kracht is¹ en dat de uitwerking ervan een verandering van de wetgeving en de ontwikkeling van nieuwe beleidsinstrumenten vereist, werd er beslist om in het basisscenario geen verplichtingen op te nemen in verband met de vermindering van broeikasgasemissies.

Vanuit dat centrale scenario werden drie varianten uitgewerkt om te kunnen analyseren wat er zou gebeuren wanneer bepaalde fundamentele hypothesen van het basisscenario waarover moeilijk met zekerheid iets kan worden gezegd tot 2020 zouden veranderen:

- a. 'Variant van de reconstructie van het elektronucleaire park'. In overeenstemming met de regeringsverklaring van 7 juli 1999², zou België zijn kerncentrales moeten ontmantelen als ze 40 jaar oud zijn. De ontmanteling van de kerncentrales werd in het basisscenario opgenomen hoewel er van de uitwerking van dat scenario momenteel nog een haalbaarheidsstudie wordt gemaakt, meer bepaald via een raadpleging van een internationale expertencommissie en het Europees Milieuagentschap. Omdat het Federaal Planbureau zich niet uitspreekt over dat probleem in het kader van deze studie, beschouwt een eerste variant de mogelijkheid om het elektronucleaire park te reconstrueren en/of de levensduur van de bestaande kerncentrales te verlengen naar een lagere capaciteit of gelijk aan de huidige capaciteit van het elektronucleaire park (6 GW).
- b. Variant op de internationale energieprijzen'. De prijsontwikkeling van ruwe aardolie en aardgas op de internationale markten is moeilijk te voorspellen, zeker over een tijdsspanne van 20 jaar. Zij hangt met name af van vraag en aanbod, bevoorradingsomstandigheden en beschikbare reserves. In het basisscenario is de stijging van de internationale energieprijzen matig. Een tweede variant bestudeert de impact die een snellere stijging van de energieprijzen op de internationale markten heeft op het Belgische energiesysteem.

1. Om van kracht te worden is een ratificatie van ten minste 55 % van de landen uit 'bijlage 1' nodig die 55 % van de totale CO₂-uitstoot vertegenwoordigen in 1990.

2. Zie De brug naar de 21ste eeuw - regeerakkoord- 7 juli 1999 <http://www.fgov.be/abtb/gov/regeerakkoord.htm>.

- c. Variant op de economische groei'. De economische groei van het basisscenario steunt op een hypothese van de convergentie van het inkomen per inwoner van de Europese economieën tegen 2030. Die groei zou relatief zwak zijn (gemiddeld 1,75 % tussen 2005 en 2020) en zou zich uiten in een verdere verschuiving van de economie naar de tertiaire sector. Een derde variant steunt op een hypothese met een snellere groei (gemiddeld 2,3 % tussen 2005 en 2020) en op een verdeling die de verwerkende nijverheid meer bevoordeelt.
2. 'Kyoto-scenario'. Een tweede scenario, het Kyoto-scenario, werd gemaakt op basis van dezelfde hypothesen als het basisscenario maar waarbij een vermindering van de CO₂-emissies werd ingevoerd zoals bepaald in het Kyoto-protocol. De bedoeling van dit scenario is niet een uitspraak te doen over de concrete beleidsmaatregelen waarmee België haar internationale verbintenissen over de vermindering van de broeikasgassen zou kunnen naleven. Wel is het de bedoeling de impact van emissiebeperkingen op het Belgische energiesysteem te verduidelijken in een kader van gegeven hypothesen over het potentieel van energie-besparingen en energietechnologieën.
- Eigenlijk worden twee scenario's onderzocht waarbij twee verschillende doelstellingen voor de emissievermindering van CO₂ behouden worden voor de periode na de verbintenis van Kyoto (2010).
- a. Het permanent Kyoto-scenario. Voor de periode 2010-2030 beschouwt dat scenario een stabilisering van de CO₂-emissies op een peil waarmee België kan voldoen aan de emissiebeperking die in Kyoto bepaald werd (nl. -6,8 %¹ ten opzichte van 1990).
- b. Het groeiend Kyoto-scenario. In dat scenario wordt verondersteld dat de vermindering van de emissies tussen 1990 en 2010 (-6,8 %) lineair verdergezet wordt tussen 2010 en 2030. Bijgevolg zouden de emissies in die tweede variant dalen met 13,6 % tussen 1990 en 2030.

Het is wel zo dat het in het Kyoto-scenario niet de bedoeling was om, in vergelijking met het basisscenario, een grotere waaier aan technologieën en maatregelen te beschouwen om de verbintenissen van Kyoto te kunnen nakomen. In ons scenario, wordt het Kyoto-protocol dus voorgesteld als een exogene beperking op de CO₂-emissie van het hele Belgische energiesysteem. Het model bepaalt de toewijzing van de inspanningen die de verschillende sectoren moeten leveren om de beperking na te leven. Die beperking komt neer op het wijzigen van de relatieve prijs van de verschillende energievectoren naargelang hun CO₂-gehalte, zoals bij een belasting volgens brandstoftype. Bij fiscale maatregelen, situeert de impact zich vooral op de brandstofkeuze naargelang het CO₂-gehalte, maar ook indirect op de keuze van de uitrusting naargelang de energie-efficiëntie. Parallel met die maatregelen zouden de verbintenissen van Kyoto geconcretiseerd moeten worden in sectorale maatregelen die ruimer en daadkrachtiger zijn zodat de manier gewijzigd kan worden waarop een dienst die energie vereist, verkregen wordt (bijvoorbeeld het soort urbanisme, het transportmiddel voor verplaatsingen enz.). In het PRIMES-model wordt de uitwerking van maatregelen waarmee de doelstelling van Kyoto bereikt kan worden, bepaald door de belasting op CO₂. De maatregelen voor rationeel energieverbruik, voor het gebruik van min-

1. In bijlage 4 wordt uitgelegd hoe het niveau van de CO₂-uitstootbeperking berekend wordt.

der vervuilende brandstoffen, maatregelen die vooruitlopen op technologische verandering enz. worden in PRIMES impliciet aangenomen als de kostprijs van de uitwerking lager is dan de prijs van de uitgespaarde of vervangen energie (belasting op CO₂ meegerekend). Gelet op de impliciete vertegenwoordiging van die mechanismen in PRIMES, is het moeilijk om de effecten van een specifiek beleid te onderscheiden en zich uit te spreken over de kosten en baten verbonden aan dat beleid (zie hoofdstuk 6).

Dankzij de bestudeerde scenario's kan veeleer de energiesituatie in België tegen 2020 vanuit verschillende hypothesen verduidelijkt worden dan dat er krachtige en definitieve conclusies voor het energiebeleid kunnen worden getrokken. Zoals eerder werd vermeld, is het de bedoeling in dit werk informatie aan te reiken. Die informatie kan aangevuld worden met analyses van sectoralere maatregelen en met een evaluatie van de secundaire voordelen bij een beleid dat de CO₂-uitstoot vermindert (minder plaatselijke vervuiling (SO₂, NO_x enz.) en minder energieafhankelijkheid). Een indicatief programma voor de productiemiddelen, een ontwikkelingsplan voor een transmissienet en een indicatief programma voor bevoorrading in aardgas kunnen zo opgesteld worden. In deze studie heeft geen enkel scenario of variant dus een grotere waarschijnlijkheidsgraad. Het Kyoto-scenario wordt apart bekeken omdat hier een tussenkomst van het milieubeleid nodig is (op nationaal en internationaal niveau) die niet spontaan op de markt ontstaat en niet omdat het Kyoto-scenario minder waarschijnlijk zou zijn dan het basisscenario. Door een contrastrijk beeld te tonen van de energievoorzichten in België, kan deze studie in het bijzonder de beleidsmakers duidelijkheid verschaffen over de mogelijke gevolgen van hun beslissingen: de ontmanteling van het elektronucleaire park, de vermindering van de CO₂-uitstoot in 2010 in overeenstemming met de verbintenissen van Kyoto en op langere termijn enz.

C. Keuze van het energiemodel

De keuze van het energiemodel werd ingegeven door de nieuwe opdrachten van het Federaal Planbureau in het kader van de omzetting van de Europese richtlijnen in Belgisch recht. Het gaat om de richtlijnen 96/92/CE en 98/30/CE over de gemeenschappelijke regels voor de interne elektriciteits- en gasmarkt¹. Uit de verschillende modellen voor vooruitzichten die op de markt beschikbaar zijn, werd het PRIMES-model versie 2 gekozen omdat dit model het meest beantwoordde aan de behoeften van het Federaal Planbureau. Dat gebeurde op basis van de volgende overwegingen²:

1. In het model worden vraag en aanbod met een maximale coherentie gemodeleerd. Modellen die ofwel enkel de energievraag ofwel enkel het energieaanbod weergaven, waren dus niet geschikt.
2. Richtlijn 96/92/CE legt de nadruk op de technologiekeuze bij de elektriciteitsproductie. Daarom werd er voor een model gekozen dat expliciet de productietechnologie weergeeft (modelvorming van het type 'bottom-up'³ van het aanbod) zoals het PRIMES-model.
3. Het PRIMES-model vormt een compromis tussen de top-down- en bottom-up-benaderingen. Een top-down-model dat zijn vooruitzichten baseert op historische trends die geschat worden door econometrische methodes, zou slecht beantwoorden aan de veranderingen bij de herstructurering van de elektriciteits- en gasmarkt, en vooral de technologische veranderingen die in dit kader plaatsvinden. De zuivere bottom-up-modellen hebben verschillende nadelen voor de analyse van het energiebeleid. Het belangrijkste nadeel is dat er geen expliciete en coherente weergave is van de mechanismen van de energiemarkten, de beleidsinstrumenten hieromtrent en het gedrag van economische agenten.
4. Dankzij de internationale dimensie en de opbouw (beleidsvariabelen) van het PRIMES-model, kunnen de Europese energiesystemen en de milieuproblemen bij de energieproductie en het energiegebruik coherent en harmonisch bestudeerd worden. Hierdoor biedt het PRIMES-model nuttige informatie voor de openstelling van de elektriciteits- en gasmarkt en de uitwerking van het Kyoto-protocol.

-
1. Voor een inventaris van de beschikbare modellen voor België die aangepast zijn aan de studie over het liberaliseringsproces van de markten zie Bureau van Dijk (1998) *Identification des modèles prévisionnels d'offre et de demande d'énergie les plus appropriés aux besoins spécifiques de l'Administration de l'Energie du Ministère des Affaires économiques*.
 2. Een korte omschrijving van het model staat in bijlage 1. Voor een gedetailleerde omschrijving van het model zie NTUA et al., *The PRIMES Energy System Model: Reference Manual*, beschikbaar op de site: <http://www.e3mlab.ntua.gr/> van de Universiteit van Athene.
 3. Bij het modeleren van energie wordt vaak een onderscheid gemaakt tussen de 'top-down'- en 'bottom-up'-methodologieën. De modellen van het type 'top-down' hechten vooral belang aan het economisch luik. Het energiesysteem wordt enkel geaggregeerd in aanmerking genomen als één van de vier productiefactoren: kapitaal, arbeid, energie en grondstoffen. De bottom-up-modellen richten zich vooral op het energieluik en sommen de productie- en consumptiesectoren op, de productietechnologieën, de brandstoffen en het eindverbruik van energie. In dit soort modellen wordt de economie als exogeen beschouwd (Bureau van Dyck (1998)).

5. Volgens de wetten van 29 april 1999 moeten er middellange- en langetermijnvooruitzichten gemaakt worden over vraag en aanbod van aardgas en elektriciteit. Bij de energievooruitzichten gaat het meestal om vooruitzichten van 20-30 jaar omdat de impact van beleidsmaatregelen voor energie en milieu en de technologische veranderingen (vooral voor de elektriciteitsproductie) niet bestudeerd kunnen worden op korte termijn. Een derde reden om de middellange en lange termijn te beschouwen bij de energievooruitzichten, is dat er rekening gehouden wordt met de beperkingen van de beschikbaarheid van energie (energievoorraad van een land, ontwikkelingspotentieel van nieuwe energie enz.)
6. Het PRIMES-model beschikt over een databank van elk land dat lid is van de Europese Unie en kan dus rechtstreeks toegepast worden op België.

Omdat het momenteel niet mogelijk is dit erg recente model te verwerven, werden de scenario's opgesteld op het Federaal Planbureau en gesimuleerd door het team van professor Capros van de Universiteit van Athene.¹ Het gaat om een nieuwe werkbenadering voor het Federaal Planbureau omdat het normaal vooruitzichten maakt aan de hand van eigen modellen. De onderaanneming van de modelvorming heeft vooral de volgende voordelen:

1. Er kan snel gebruik gemaakt worden van de resultaten van een recent model dat erg ver staat in de modelering van energie en dat het best beantwoordt aan de behoeften van het Federaal Planbureau. Om een vergelijkbaar model te ontwikkelen op Belgisch niveau en gegevens te verzamelen om er simulaties op uit te voeren, zijn meerdere jaren werk nodig. Dat kan echter niet gecombineerd worden met de timing van de wetten van 29 april 1999.²
2. Door de onderaanneming kan vóór elke vooruitzichtsoefening gezocht worden naar het model dat het best aangepast is aan de voorziene oefening en kan er gebruik gemaakt worden van de recentste ontwikkelingen in modelvorming voor energie. Een model zoals PRIMES uitbaten en onderhouden zou het Federaal Planbureau afhankelijk maken van dat model.

1. Voor een overzicht van het werk van het team van professor Capros zie de website www.e3mlab.ntua.gr.

2. Het eerste indicatieve programma van de productiemiddelen zou ten laatste opgesteld moeten zijn in januari 2002. Het indicatief plan van bevoorrading in aardgas zou ten laatste in september 2001 opgesteld moeten zijn. Het ontwikkelingsplan voor het transmissienet wordt voor het eerst opgesteld binnen de twaalf maanden na de aanwijzing van de eerste beheerder van het transmissienet (op het ogenblik dat het rapport werd opgesteld, was de beheerder van het transmissienet nog niet aangeduid).

Het belangrijkste nadeel om noch ontwerper, noch uitbater te zijn van het PRIMES-model werd al door het Commissariat General du Plan van Frankrijk naar voren gebracht toen de scenario's van de energievoorzichten met het MIDAS-model¹ aan het team van professor Capros in onderaanneming werd gegeven:

'Het omvangrijke model met 10 000 vergelijkingen maakt de toe-eigening voor experts en de rechtstreekse gebruikers die het niet ontworpen hebben, niet eenvoudig. Vandaar dat dit model als een 'zwarte doos' ervaren wordt omdat experts die vertrouwd zijn met de realiteit in bepaalde sectoren niet kunnen oefenen met de resultaten die ze met het model verkregen hebben (Commissariat Général du Plan)².

D. Voorstelling van de resultaten

Het PRIMES-model versie 2 werd ontworpen om een vijfjaarlijkse projectie te verwezenlijken voor het energiesysteem voor een periode van 20-30 jaar. De meeste resultaten van de projectie betreffen de periode 2000-2020 omdat de onzekerheidsgraad te hoog is tegen 2030. Bepaalde resultaten, meer bepaald de resultaten voor de elektriciteitsproductie, worden echter voorgesteld tegen 2030 om de effecten te verduidelijken die de herstructurering van het elektronucleaire park zou hebben op het Belgisch energiesysteem. De projecties worden weergegeven per schijf van vijf jaar vanaf 1995, het kalibratiejaar van het model. De resultaten van de tussenliggende jaren vloeien voort uit een lineaire interpolatie. De historische gegevens voor de periode 1980-1998 die de resultaten van de vooruitzichten van het basisscenario vervolledigen, zijn afkomstig van energiebalansen van Eurostat, tenzij anders vermeld. De resultaten van de vraagvoorzichten die in de grafieken voorgesteld worden met een historische reeks, houden geen rekening met hernieuwbare energie. Dat soort energie is in de energiebalansen van Eurostat slechts vanaf 1991 weergegeven.

Het rapport is op de volgende manier gestructureerd. Hoofdstuk 2 stelt de belangrijkste hypothesen voor waarop de energievoorzichten steunen. Ze betreffen vooral de ontwikkeling van de economische activiteit, de demografie, het transport, de energieprijzen op de internationale markten en de beleidskeuzen waar rekening mee gehouden wordt in de verschillende scenario's. Hoofdstuk 3 en de volgende hoofdstukken bevatten een gedetailleerde voorstelling van de resultaten. Nadat de resultaten van het basisscenario besproken zijn in hoofdstuk 3, worden de resultaten van de drie varianten besproken in hoofdstuk 4. Die varianten zijn opgebouwd rond het basisscenario. Hoofdstuk 5 bevat de resultaten van het Kyoto-scenario. Tot slot bevat hoofdstuk 6 de synthese van de resultaten en geeft het de belangrijkste conclusies weer van de studie.

-
1. Het MIDAS-model werd ontworpen in het kader van het Joule-II-programma van de Europese Commissie. Het gaat om een model van de vorige generatie van het PRIMES-model. Het is minder verfijnd en minder krachtig dan dit laatste model. Voor een omschrijving van het MIDAS-model zie P. Capros, E. Kokkolakis, L. Mantzos, Y. Antoniou en G. Astabes, *MIDAS 5.1 for EU-15. Model Description* Group on Economy-Energy-Environment Modelling, National Technical University of Athens, november 1996.
 2. Commissariat Général du Plan (1998), *Energie 2010-2010: Trois scénarios énergétiques pour la France*, september 1998.



De gemeenschappelijke hypothesen bij de scenario's

Dit hoofdstuk geeft de belangrijkste hypothesen weer bij de opbouw van het basisscenario en het Kyoto-scenario. De meeste hypothesen in het kader van deze oefening zijn conform met de hypothesen van de energievoorzichten van de Europese Commissie (1999) die in het kader van het project 'Shared Analysis Project'¹ werden verwezenlijkt. Een aantal hypothesen werd echter aangepast om rekening te kunnen houden met de specificiteit van de energie- en macro-economische context in België. Bij overeenkomst zijn de hierna vermelde hypothesen gemeenschappelijk voor het basisscenario en het Kyoto-scenario. In de beschouwde tijdsspanne (tot 2020 of 2030) zijn bepaalde hypothesen onderworpen aan een grote onzekerheid (bijvoorbeeld het verloop van de internationale energieprijzen en de economische activiteit) of worden nog besproken zoals bij de ontmanteling van de kerncentrales. Bijgevolg werden varianten op de hypothesen bestudeerd in het kader van het basisscenario. De hypothesen van de varianten en hun impact op de energievoorzichten worden weergegeven in hoofdstuk 5 van dit rapport.

A. Demografie

De demografische hypothesen beïnvloeden op verschillende manieren de ontwikkeling van de vraag naar energie. In de eerste plaats is het aantal gezinnen één van de belangrijkste determinanten van het residentiële energieverbruik omdat dit het aantal huishoudtoestellen en de woonoppervlakte die verwarmd en verlicht moet worden, bepaalt. Vervolgens heeft de bevolking een invloed op het gebruik van transportdiensten en op het aantal particuliere voertuigen. Ten slotte is de bevolkingsdichtheid één van de factoren die de oppervlakte van de gebouwen bepaalt, die nodig is voor de activiteit van de tertiaire sector.

TABEL 1 - Aantal gezinnen en bevolking – 1000 personen

	90	98	05	10	20	30
Aantal gezinnen	3966	4175	4324	4415	4589	4755
Bevolking	9967	10203	10304	10332	10340	10304

Bron: NIS, FPB (1996), Bevolkingsvoorzichten 1995-2050

1. Voor meer informatie over dit werk zie website <http://www.shared-analysis.fhg.de>

1. Bevolking van het koninkrijk

De groeivoeten van de bevolking komen uit de 'Bevolkingsvooruitzichten 1995-2050' (NIS, FPB (1996)). Die groeivoeten werden toegepast op de recentste beschikbare waarneming van de bevolking van het rijk (situatie op 30 juni 1998). Hieruit vloeit een zwakke bevolkingsgroei voort voor de bestudeerde periode (+0,03 % over de periode 1998-2030; of ongeveer 101 000 extra personen). De bevolkingsgroei zou geleidelijk vertragen tijdens de projectieperiode. Terwijl de gemiddelde jaarlijkse groeivoet +0,29 % bedroeg tussen 1990 en 1998, zou die groeivoet +0,10 % zijn over de periode 2000-2010 en daarna naar +0,01 % zakken over de periode 2010-2020. Na 2020 wordt een daling van de bevolking verwacht: de jaarlijkse groeivoet over de periode 2020-2030 zal - 0,04 % bedragen.

2. Omvang van de gezinnen

De omvang van de gezinnen zou kleiner worden van gemiddeld 2,51 personen per gezin in 1990 naar 2,17 personen in 2030. Die hypothese geeft de verandering van de leeftijdsstructuur van de bevolking weer en de verandering van levensstijl waardoor de gemiddelde omvang van de gezinnen kleiner wordt. De kleinere gemiddelde omvang van de gezinnen en de lichte bevolkingsgroei die voorzien wordt in de bestudeerde periode, zorgen voor een groter aantal gezinnen: 13,90 % tussen 1998 en 2030, wat ongeveer neerkomt op 580 000 gezinnen.

B. Klimaathypothesen

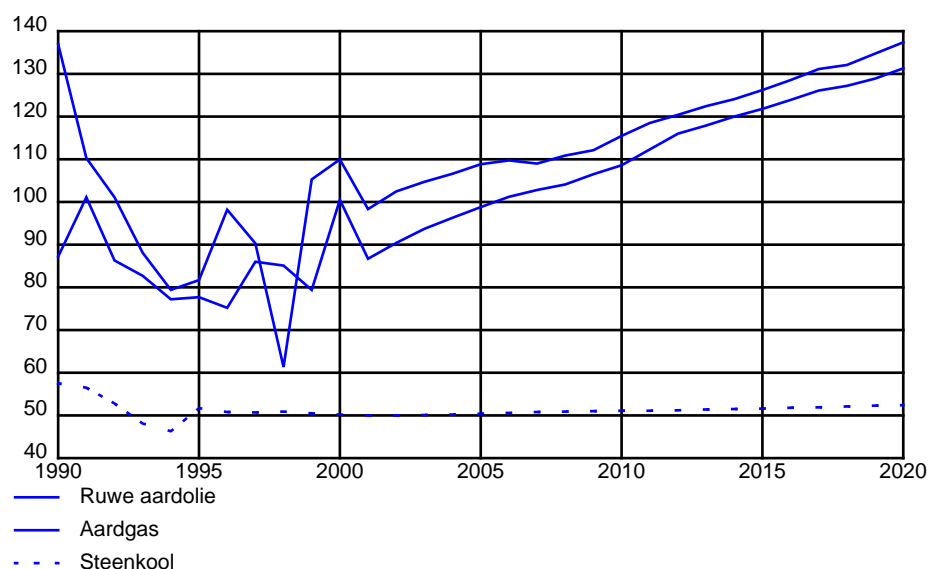
De klimaatomstandigheden zijn een belangrijke determinant voor het energieverbruik van de gezinnen en van de tertiaire sector, die vooral verwarming nodig hebben. Het aantal graden-dagen vormt een goede indicator om tegelijk het belang van de koude en de behoefte aan verwarming weer te geven in de loop van een periode. Het is gelijk aan de som van de verschillen tussen de binnentemperaturen (gemiddelde verwarmingstemperatuur van de ruimtes) en de buitentemperaturen van elke dag van de periode voor zover de buitentemperaturen lager zijn dan de grens waarop de verwarming aanslaat. Hoe hoger het aantal graden-dagen in de loop van een periode, hoe groter de verwarmingsbehoeften zijn (lage temperaturen).

De energievoorzichten werden opgesteld in de veronderstelling dat het aantal graden-dagen constant zal blijven in de bestudeerde periode. In plaats van het aantal graden-dagen te bepalen op het niveau van het historisch gemiddelde, gaven wij de voorkeur aan het kalibratiejaar van het model, namelijk 1995, dat als basisjaar wordt gebruikt. Door het aantal graden-dagen op het niveau van het historisch gemiddelde te bepalen, zou er immers geen rekening gehouden worden met de dalende trend op lange termijn van het aantal graden-dagen (stijging van de temperatuur). Het jaar 1995 (1922¹ graden-dagen) is een goede basis voor onze vooruitzichten met temperaturen die onder het gemiddelde liggen van de periode 1980-1998 (2027 graden-dagen), zonder er sterk van af te wijken.

1. Aantal graden-dagen 15/15 wat betekent dat de gemiddelde basisbinnentemperaturen en het aanslaan van de verwarming bepaald zijn op 15°C. Gegevens van het Koninklijk Meteorologisch Instituut.

C. De internationale energieprijsen

FIGURE 1 - Internationale energieprijsen – Euro 90 per toe



De vooruitzichten voor de internationale prijzen voor petroleum, aardgas en steenkool die in onze simulaties gebruikt worden, zijn gebaseerd op de resultaten van het POLES-model¹ dat de Europese Commissie in december 1999 voorstelde. Tussen 2000 en 2005 zijn de geformuleerde hypothesen in overeenstemming met de hypothesen van de vooruitzichten op middellange termijn van het Federaal Planbureau² en zijn verbonden met de productiequota's van de landen uit de Golf. De olieprijs voor 2000 steunt op de noteringen van de termijnmarkten in mei 2000. Op dat ogenblik verwachtten de experts, na een forse stijging van de prijzen in 1999 en in het eerste kwartaal van 2000, grotere productiequota's van de OPEC-landen zodat de prijs per vat zich rond 23,5 USD zou stabiliseren (USD van 1999) voor het gemiddelde van het jaar 2000. Die hogere productiequota's zouden de prijs doen dalen tot 21 USD per vat in 2001 (USD van 1999). Tussen 2001 en 2005, zou de prijs per vat moeten stijgen aan het tempo van de wereldinflatie namelijk 2,6 % per jaar. Voor de langere termijn zijn de vooruitzichten voor de olieprijs in het POLES-model gebaseerd op een schatting van de beschikbare reserves en de vraag. In het basisscenario zou de olieprijs gemiddeld stijgen met 1,12 % per jaar tussen 2000 en 2020 zodat in 2020 de prijs van 29,40 USD (USD van 1999) wordt bereikt. In 2030 zou de prijs per vat een beetje hoger zijn dan in 1990 (29,30 dollar per vat).

1. Het POLES-model is een sectoraal model dat het wereldenergiesysteem weergeeft. De ontwikkeling van het POLES-model werd gedeeltelijk gefinancierd door de JOULE II- en JOULE III-programma's van de DGXII van de Europese Commissie. Het POLES-model geeft langetermijnvooruitzichten (2030) van de vraag, het aanbod en de prijzen van de verschillende energieproducten, zo ook de CO₂-uitstoot voor de belangrijkste geografische zones (voor meer details, zie het rapport 'Economic Foundations for Energy Policy: World Energy Scenarios, beschikbaar op de website <http://www.shared-analysis.fhg.de>.)
2. Federaal Planbureau (2000), *Economische vooruitzichten 2000-2005*, april 2000.

De contractuele prijzen voor aardgas zouden gedeeltelijk geïndexeerd blijven met de prijzen van de olieproducten. Bijgevolg zou de geleidelijke prijsverhoging van de ruwe aardolie gepaard moeten gaan met een stijging van de aardgasprijzen. Gemiddeld zou de prijs van aardgas aan de grens met 1,35 % toenemen tussen 2000 en 2020. Het basisscenario steunt op de hypothese dat een belangrijke prijsstijging die uit een grotere vraag en hogere exploitatie- en transportkosten¹ kan voortvloeien, bedwongen zou worden door nieuwe aardgasproducenten (met name in het Midden-Oosten), concurrentiedruk door de liberalisering van de Europese gasmarkt en de technische vooruitgang in het gastransport.

De prijs van steenkool zou los blijven staan van de prijs van olieproducten en zou relatief stabiel zijn in de projectieperiode. Een groot aantal concurrerende projecten voor de productie van steenkool tegen lage kosten in landen zoals Colombia, Australië, Indonesië, Zuid-Afrika en Venezuela, zou de prijs van steenkool op een relatief laag peil kunnen houden.

Het basisscenario steunt op een optimistische hypothese over de beschikbaarheid van oliebronnen. De wereldvooruitzichten voor energie, verkregen met het POLES-model, bevatten een alternatief scenario waarin een kleinere beschikbaarheid van de bronnen, de oliepunten sneller omhoog zou duwen. De resultaten van die variante staan in hoofdstuk 5 sectie C.

D. De economische groeihypothese

Periode 2000-2005

De macro-economische en sectorale groeivoorzichten voor de periode 2000-2005 steunen op de resultaten van de economische vooruitzichten op middellange termijn die het Federaal Planbureau met behulp van het HERMES-model heeft bekomen [Federaal Planbureau (2000)]². Die projecties zijn gebaseerd op gegevens van het nieuwe Europese rekeningenstelsel ESR95 waarbij gebruik wordt gemaakt van de NACE-BEL-nomenclatuur³.

In overeenstemming met de projecties van het Federaal Planbureau, zou het bbp gemiddeld met 2,75 % stijgen tussen 2000 en 2005. Die gunstige ontwikkeling van de Belgische economische groei steunt zowel op externe als interne factoren. De Belgische export zou voordeel halen uit de groei bij onze belangrijkste handelspartners en uit de verbetering van de ruiltermen in het begin van de periode. De maatregelen die op Belgisch niveau genomen worden in verband met de loonnorm en de vermindering van de sociale bijdragen zouden ook gunstig zijn voor de export. Tijdens de projectieperiode zou de interne vraag geschaagd worden door de bruto-investeringen in vaste activa van de ondernemingen en door een opleving van de overheidsinvesteringen waarvan een jaarlijkse groei van 2,7 % verwacht wordt over de periode 2000-2005. De versnelling van de groei van het

-
1. De bronnen liggen inderdaad verder verwijderd van de consumentenmarkt en er wordt een stijging van de exploitatiekosten vastgesteld. Die stijging is te wijten aan een verschuiving van de Europese productie naar zones die steeds moeilijker te exploiteren zijn in een diepe off-shore [Beheerscomité der Elektriciteitsondernemingen (1995), Nationaal uitrustingsprogramma inzake de middelen voor productie en transport van elektrische energie 1995-2005].
 2. Federaal Planbureau (2000), *Economische vooruitzichten 2000-2005*, april 2000.
 3. Het PRIMES-model gebruikt de NACE-R25-nomenclatuur die overeenkomt met het Europees rekeningenstelsel ESER79. Om de resultaten van de HERMES-projectie te kunnen integreren in het PRIMES-model, werd de overgang van de NACE-BEL-nomenclatuur naar de NACE-R25-nomenclatuur uitgevoerd. De omzettingstabel staat in bijlage 2.

reëel beschikbaar inkomen zou moeten leiden tot een groei van de finale consumptieve bestedingen van de particulieren van 2,10 % per jaar tussen 2000 en 2005.

TABEL 2 - Structuur van de bruto toegevoegde waarde aan de basisprijs - % in prijzen van 1990

	90	98	05	10	20	30
Landbouw	2,4	2,5	2,3	2,2	2,0	1,8
Energie	3,7	3,6	3,3	3,2	3,1	2,9
Verwerkende nijverheid	27,7	25,8	26,6	26,4	25,8	25,0
a. Energie-intensief	8,8	9,1	9,6	9,8	10,0	10,1
- Ijzer en staal en non-ferro	2,3	1,8	1,8	1,7	1,4	1,2
- Chemie	3,5	4,4	5,1	5,4	6,0	6,4
- Drukkerij, pulp en papier	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
- Niet-metaalhoudende mineralen	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
b. Niet-energie-intensief	18,9	16,8	17,0	16,7	15,8	14,9
- Uitrustingsgoederen	7,4	6,0	6,1	6,1	5,8	5,5
- Bouw	5,5	4,9	5,0	4,8	4,4	3,9
- Textiel	1,5	1,3	1,3	1,3	1,1	1,0
- Voeding	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	2,9
- Andere	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5
Diensten	66,2	68,1	67,8	68,2	69,1	70,2
- Andere verhandelbare diensten	39,9	43,0	42,6	43,5	45,2	47,0
- Niet-verhandelbare diensten	13,1	13,3	13,3	13,2	13,2	13,1
- Handel	13,2	11,8	11,9	11,4	10,7	10,1
Totaal	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Exportgerichte sectoren van de verwerkende nijverheid, zouden voordeel moeten halen uit de internationale conjuncturele heropleving. Dat zou zich uiten in een lichte stijging van het aandeel van de toegevoegde waarde van alle verwerkende ondernemingen in de totale toegevoegde waarde (26,6 % in 2005 ten opzichte van 26,2 % in 2000). Tussen 2000 en 2005 zou de chemische industrie verder groeien aan een tempo dat hoger ligt dan het bbp (4,1 % per jaar)¹. Haar gewicht in de totale toegevoegde waarde zou 5,1 % bereiken in 2005 ten opzichte van 4,7 % in 2000. De activiteiten van de uitrustingsgoederensector en bouwsector (industriële vraag naar niet-residentiële gebouwen) van de niet-energie-intensieve industrie zouden gestimuleerd worden door de kapitaalvorming van de ondernemingen. De bouwsector zou ook voordeel halen uit de opleving van de overheidsinvesteringen. Het aandeel van de sector van de uitrustingsgoederen en de bouw in de totale toegevoegde waarde zou respectievelijk 6,1 % en 5,0 % bedragen in 2005.

1. Het gaat hier om een hypothese en niet om een resultaat van het HERMES-model. Het HERMES-model levert geaggregeerde resultaten voor de sector 'intermediaire goederen' waarin de niet-metaalhoudende mineralen, chemie, ijzer- en staalnijverheid en non-ferro zitten. De groeiwoet van de sector 'intermediaire goederen' werd over de subsectoren verspreid op basis van het verband tussen hun groei en het bbp tijdens de laatste vijf jaren (1993-1998).

TABEL 3 - Groei van de bruto toegevoegde waarde -% van het totaal

	00//90	05//00	10//05	20//10	30//20
Landbouw	1,9	2,1	0,9	0,7	0,6
Energie	1,2	1,9	1,2	1,1	0,9
Verwerkende industrie	1,4	2,7	1,8	1,4	1,1
a. Energie-intensief	2,7	2,9	2,2	1,9	1,5
- Ijzer en staal en non-ferro	-0,3	1,6	0,5	-0,0	-0,2
- Chemie	5,2	4,1	3,1	2,6	2,1
- Drukkerij, pulp en papier	1,8	2,4	2,0	1,7	1,4
- Niet-metaalhoudende mineralen	0,6	0,8	0,9	0,9	0,7
b. Niet-energie-intensief	0,8	2,6	1,5	1,0	0,8
- Uitrustingsgoederen	-0,1	2,9	1,7	1,1	0,9
- Bouw	1,0	2,7	1,1	0,6	0,3
- Textiel	0,7	2,4	0,8	0,6	0,4
- Voeding	2,3	2,4	2,3	1,7	1,3
- Andere	1,6	2,4	1,4	1,2	1,0
Diensten	2,3	2,4	2,0	1,7	1,6
- Andere verhandelbare diensten	2,8	2,3	2,3	1,9	1,8
- Niet-verhandelbare diensten	2,1	2,4	1,8	1,6	1,4
- Handel	1,0	2,4	1,1	0,9	0,9
Bruto binnenlands product	2,0	2,6	2,0	1,7	1,6

Periode 2006-2030

Voor zover wij weten, bestaat er momenteel geen enkele studie over België waarin de resultaten van sectorale projecties op lange termijn staan voor het desaggregatieniveau dat nodig is voor het PRIMES-model¹. Voor de jaren na 2005 vloeien in deze studie de toegevoegde waarden tegen constante prijzen dus voort uit het macro-economisch en sectorale groeiscenario dat de Europese Commissie voor België maakte in het kader van haar recente energievoorzichten². Die toegevoegde waarden werden bijgesteld om rekening te kunnen houden met de overgang van de NACE-BEL-nomenclatuur naar de NACE-R25-nomenclatuur. Het scenario van de Europese Commissie werd op de volgende manier samengesteld:

- a. Het scenario steunt om te beginnen op een hypothese van convergentie van het inkomen per inwoner van de Europese economieën tegen 2030. De Belgische economie zou geleidelijk die evenwichtssituatie op lange termijn bereiken door een gemiddelde jaarlijkse groei te volgen van 2,3 % over de periode 2000-2010, daarna 1,7 % over de periode 2010-2020 waarna een groei van 1,6 % bereikt wordt tussen 2020 en 2030.

1. Het gaat om één van de te verwachten resultaten van het werk dat nog aan de gang is op het Federaal Planbureau in het kader van het project NEMESIS. Die werken zouden moeten uitmonden in macro-sectorale projecties voor 17 landen tot eind 2012 en in detail op het niveau van 32 sectoren.
2. Europese Commissie (1999), *European Union Energy Outlook to 2020*.

- b. Vervolgens werden de groeihypothese van het bbp omgezet in termen van sectorale groei op basis van het GEM-E3-model¹ en aangepast voor elk land. Hierbij wordt rekening gehouden met hun beginsituatie en met de belangrijkste motoren achter de economische groei.
- c. Tot slot geeft het scenario dat voortvloeit uit die hypothesen de grote tendensen weer van het laatste decennium. De achteruitgang in de 'traditionele industrie' waarin de ijzer- en staalindustrie en de textiel zitten, zou verdergezet worden. Het economisch gewicht van de chemiesector zou blijven toenemen. Zoals in het verleden, gaan in de chemiesector vooral de subsectoren met een grote toegevoegde waarde en een lage energie-intensiteit snel vooruit ten nadele van de basischemie en de organische en niet-organische meststoffen. De 'andere verhandelbare diensten' zouden de belangrijkste groeimotoren zijn van de tertiaire sector. Het aandeel van de reële toegevoegde waarde van de handel zou verder dalen terwijl die van de niet-verhandelbare diensten zich zou stabiliseren rond 13 % in de loop van de komende decennia. Het economisch gewicht van de diensten zou in totaal met 4 % stijgen tussen 2000 en 2030.

Voor de periode 2005-2030 werd een alternatief scenario van economische groei ontwikkeld waarmee de gevoeligheid van de resultaten van de vooruitzichten getest kan worden op de geformuleerde hypothesen (zie hoofdstuk 4 sectie B).

E. De elektriciteitsproductie

1. Het productiepark

De vooruitzichten houden rekening met de beslissingen tot uitbreiding en buitengebruikstelling van de capaciteit. Het gaat om de beslissingen die genomen werden bij het laatste nationale uitrustingsplan 1995-2005.² Die informatie werd aangevuld en geüpdatet aan de hand van de EPIC³-databank en de Eurprog-jaarverslagen die door Unipede gepubliceerd werden. Vanaf 2010 is de ontmanteling van de centrales geprogrammeerd op basis van hun technische levensduur. De uitbreiding van de productiecapaciteit (niet degene waarover al beslist is of die momenteel op het programma staan) die nodig is om aan de vraag te voldoen, is endogeen aan het model en gebaseerd op de minimalisering van de (geactualiseerde) productiekosten op lange termijn⁴.

In tabel 4 staan voor elk soort centrale de uitbreidingen en buitengebruikstellingen van de capaciteit waarover al beslist werd.

-
1. GEM-E3 is een algemeen evenwichtsmodel dat 14 landen van de Europese Unie verbindt.
 2. Beheerscomité der Elektriciteitsondernemingen (1995) Nationaal uitrustingsprogramma inzake de middelen voor productie en transport van elektrische energie: hoofdrapport.
 3. De EPIC-databank is beschikbaar bij de maatschappij ESAP. Hierin zitten onder andere het bruto- en nettovermogen, de datum van ingebruikstelling, de levensduur en de ontmantelingsdatum van de productie-eenheden met een vermogen groter dan 0,1 MWe.
 4. Buiten de scenario's over de emissievermindering van CO₂ (zie hoofdstuk 5) waarin een waarde wordt toegekend aan de ton uitgestoten CO₂, wordt er geen rekening gehouden met de externe kosten ontstaan door de elektriciteitsproductie bij de keuze van de technologieën voor elektriciteitsproductie.

TABEL 4 - Hypothesen over de geplande investeringen en buitengebruikstellingen van centrales

	Geïnstalleerd nettovermogen (MW)	geplande investeringen (MW)		geplande ontmantelingen (MW)	
	1995	1995-2000	2000-2005	1995-2000	2000-2010
Kerncentrales	5.884	147	0	0	0
Conventionele thermische centrales – polyvalent of monovalent op steenkool	5.454	0	0	1.467	2.944
Conventionele of geavanceerde thermische centrales met open cyclus	694	558	0	139	235
Conventionele thermische centrales – biomassa en afval	78	0	22	0	10
Kleine gasturbines en turbines met gecombineerde cyclus	1.938	1.407	4.268	40	509
Hydraulische en hernieuwbare centrales (pompcentrales niet meegerekend)	114	132	308	0	0
Totaal (pompcentrales niet meegerekend)	14.165	2.244	4.598	1.646	3.696

Bron: PRIMES gebaseerd op de Europrog-rapporten (Unipede) en de EPIC-databank (ESAP)

2. Technisch-economische hypothesen

De gebruikte hypothesen geven in termen van investeringskosten het economisch voordeel weer van gasturbines met gecombineerde cyclus (GGC) voor de basisproductie van elektriciteit. Het principe van de gecombineerde cyclus zou een thermisch rendement van 60 % kunnen halen tegen 2010 en van 62 % tegen 2020¹. Merk toch op dat, hoewel de energie-efficiëntie van de GGC's een hoge gecentraliseerde productie heeft, zij zwakker scoren op de gedecentraliseerde productie waar kleinere eenheden beschouwd worden. Bijvoorbeeld: de efficiëntie van een eenheid met gecombineerde cyclus van een industriële zelfopwekker wordt verondersteld een efficiëntie van 44 % te hebben tegen 2010 voor een totale kapitaalkost van 755 euro₉₀/kWe (vergeleken met 550 euro₉₀/kWe voor een GGC die gebruikt wordt voor de gecentraliseerde productie). Tijdens de projectieperiode zou de kostprijs van bepaalde technologieën gevoelig dalen. Dat is bijvoorbeeld het geval voor brandstofcellen waarvan de investeringskosten zouden dalen met 40 % tussen 2010 en 2030. Die centrales zouden een thermische efficiëntie behalen van 71 % in 2030.

TABEL 5 - Technisch-economische hypothesen over enkele representatieve centrales

	Investeringskosten van de capaciteit(Euro ₉₀ /kWe)*		thermisch rendement	
	2010	2030	2010	2030
Gasturbine met gecombineerde cyclus (gecentraliseerde productie)	550	528	60 %	62 %
Super kritische steenkoolcentrale	1262	1114	48 %	51 %
Wervelbedcentrale	1179	1040	45 %	47 %
Geïntegreerde vergassingscentrale	1552	1333	49 %	50 %
Kerncentrale (massieve investering)	1520	1520	33 %	33 %
Brandstofcellen	1128	820	66 %	71 %

Bron: PRIMES

1. Het thermisch rendement is de verhouding van geproduceerde energie tegenover de verbruikte energie. Beide metingen worden uitgedrukt in gemeenschappelijke eenheden.

Er bestaan verschillende instrumenten om het gebruik van hernieuwbare energie te stimuleren bij de elektriciteitsproductie: een subsidie per geproduceerde kWh, een subsidie om de investeringskosten bij hernieuwbare energie te verminderen, de ecotaks die het gebruik van fossiele energie wil ontmoedigen, groene certificaten die de leveranciers verplicht een percentage elektriciteit te kopen die gewonnen werd uit hernieuwbare energie enz. De Belgische regering meende dat een procedure van groene certificaten zou ingevoerd moeten worden om de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie te stimuleren. Tegen 2004 zouden de elektriciteitsleveranciers moeten aantonen dat 3 % van hun elektriciteit geproduceerd werd op basis van hernieuwbare energie.¹ Recenter kondigde een voorstel van richtlijn van het Europees Parlement en van de Raad een indicatief streefcijfer van 6 % aan voor België voor het aandeel van elektriciteit uit hernieuwbare energie tegen 2010.²

In het PRIMES-model werd, om analytische redenen, het certificaatsysteem omgezet in een investeringssubsidie. De vooruitzichten steunen op de hypothese dat zodra er rekening gehouden wordt met de subsidie op het kapitaal, de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energie concurrentie van andere brandstoffen ondergaat.

TABEL 6 - Hypothesen over de kapitaalkosten en subsidies voor de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energie³

	Investeringskosten zonder subsidie (Euro90/kWe)*			subsidie (%)		
	2000	2010	2030	2000	2010	2030
Hydraulische eenheid	2275	2218	2104	40	30	30
Windturbine	915	899	842	35	20	0
Fotovoltaïsche cel	3516	3150	2391	25	25	25

Bron: PRIMES

De maximale ontwikkelingscapaciteit van windenergie in België (on-shore en off-shore), ten slotte, steunt op de TERES-II-studie van het Algemeen Directoraat Energie en Transport van de Europese Commissie. Het raamt de capaciteit in 2020 op 3,4 GW, met een productie van 11,7 TWh per jaar (dat is het equivalent van 3440 uren op volle kracht). Die hypothesen zijn optimistisch vergeleken met de conclusies van de Commissie AMPERE. Zij raamt de capaciteit van windenergie op 1,5 tot 2 GW in 2020 met een productie van 4,2 tot 5,4 TWh per jaar.

1. Zie ministerraad van 05/04/2000 over de uitwerking van de liberalisering van de elektriciteitsmarkt.
2. Zie voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad betreffende de bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt (zie COM(2000) 279 eindversie).
3. De elektriciteitsproductie uit vergassing van de biomassa (hakhout in snelle rotatie) werd niet in aanmerking genomen als een alternatief voor de traditionele technologie van verbranding van de biomassa. Dat vloeit voort uit een conservatieve hypothese van de analyse met PRIMES in verband met de evolutie van het agrarisch beleid.

F. Hypothesen over de toenemende transportactiviteit

De energievoorzichten steunen op hypothesen over de evolutie van de globale activiteit van het goederentransport (aantal ton-kilometers) en het personenvervoer (aantal reizigers-kilometers). Hoewel die hypothesen een vervanging tussen de verschillende vervoersmiddelen en -alternatieven (auto, trein, bus, vliegtuig, enz.)¹ niet in de weg staan, bepalen zij sterk het verloop van de energievraag van de vervoersactiviteiten.

Goederentransport

Historisch gezien is het goederentransport toegenomen aan een tempo dat duidelijk hoger ligt dan het bbp. Het goederentransport over de weg dat momenteel meer dan 70 % van het vrachtverkeer bedraagt, is jaarlijks gemiddeld met 4,9 % gestegen tussen 1980 en 1995 terwijl tegelijk het bbp slechts jaarlijks gemiddeld met 1,7 % toenam. Tussen 1990 en 1995 werd er een groei opgetekend voor het volume vracht over de weg en over het water van respectievelijk 6,0 % en 1,3 % per jaar. Het aantal ton-kilometers per trein is echter gedaald in die periode (gemiddeld 2,7 % per jaar).² Alles bij elkaar genomen, groeide de verhouding tussen het aantal vervoerde ton-kilometers en het bbp gemiddeld met 2,26 % per jaar wat een elasticiteit groter dan één betekent.

Tussen 1995 en 2000 werd de groei van het goederentransport gekalibreerd waarbij ervan uitgegaan werd dat de elasticiteit die van de periode 1990-1995 zou benaderen. Daarna zou ze een aanzienlijke vertraging kennen. Na 2005 steunt het basisscenario immers op de hypothese van de elasticiteit die gelijk aan 1 is tussen de groei van het goederentransport en het bbp. Die hypothese geeft een kleiner gewicht weer van de traditionele industrieën met een intensief goederentransport ten voordele van de ondernemingen met een hoge toegevoegde waarde en de verhandelbare diensten.

Personenvervoer

Het personenvervoer kende de laatste jaren ook een snelle groei onder impuls van het particulier vervoer over de weg (ongeveer 80 % van het personenvervoer bestaat uit auto's en motors). Tussen 1980 en 1995 groeide het particulier personenvervoer over de weg gemiddeld met 3,48 % per jaar. Tussen 1995 en 1997 kende het aantal reizigers-kilometers een minder snelle groei (1,73 % per jaar). De jaren 1998 en 1999 worden gekenmerkt door een opleving van de groei van het aantal reizigers-kilometers (respectievelijk 3,7 % en 3,5 %).³

De evolutie van de gemiddelde afgelegde afstand per inwoner (verhouding tussen het aantal reizigers-kilometers en de bevolking) in de vooruitzichten werd gekalibreerd op basis van een logit-functie (in S-vorm), zodat er rekening wordt gehouden met een saturatie-effect van de infrastructuur. In die functie wordt de hypothese gemaakt dat de jaarlijkse afgelegde afstand per inwoner maximaal 20 500 kilometers kan zijn (saturatie-effect van het vervoersnet). In 2010 zou 65 % van de maximale afgelegde afstand bereikt worden (17 556 kilometer per inwoner). De groeivoeten van het aantal reizigers-kilometers die voortvloeien uit de schatting van die functie zijn de volgende: 3,17 % per jaar over de periode 1995-2000, 2,27 % per jaar over de periode 2000-2010 en 0,972 % per jaar over de periode 2010-2020.

1. In het PRIMES-model, hangt de verdeling tussen de verschillende vervoersmiddelen af van hun relatieve prijs die zelf beïnvloed wordt door de technologie van de nieuwe investeringen en het bestaande park.
2. Ministerie van Communicatie en Infrastructuur (1999), *Vervoersstatistieken in België*.
3. Ministerie van Communicatie en Infrastructuur (2000), *Vervoersinventaris 1999*.

G. Emissiefactoren voor CO₂

De CO₂-emissies zijn een belangrijk criterium geworden bij de keuze van brandstoffen, in het bijzonder bij de elektriciteitsproductie. Hun belang komt vooral tot uiting in de scenario's van CO₂-vermindering. De doelstelling van emissievermindering leidt ertoe een waarde toe te kennen per ton uitgestoten CO₂ zodat de relatieve prijs van de brandstof wijzigt (zie hoofdstuk 6). De volgende tabel geeft de emissiefactoren voor CO₂ weer voor enkele representatieve brandstoffen.

TABEL 7 - Emissiefactoren voor enkele representatieve brandstoffen

	Ton CO ₂ per toe
Steenkool	3,94
Diesel	3,07
Benzine	2,87
Aardgas	2,34

Bron: PRIMES

Voor het vervoer houdt het basisscenario rekening met de akkoorden die afgesloten zijn tussen de Europese Commissie en de Vereniging van Europese Autoconstructeurs (ACEA) en tussen de Koreaanse (KAMA) en Japanse (JAMA) autoproducenten over de beperking van CO₂-emissies door auto's. De constructeurs verbinden er zich toe om tegen 2008 de CO₂-emissies van nieuwe auto's te verminderen tot 140g/km wat een gemiddeld verbruik betekent van 5,7 l/100km. Ter vergelijking, de nieuwe voertuigen die in 1995 op de markt werden gebracht stootten gemiddeld 186g/km CO₂ uit. Een tussenniveau van 170g/km zou in 2003 bereikt moeten worden. In de simulaties veronderstellen we dat die doelstelling bereikt wordt zonder bijkomende kosten.

H. Beleidskeuzen

In het basisscenario en het scenario van Kyoto worden de volgende beleidskeuzen in overweging genomen:

1. In overeenstemming met het regeerakkoord van 7 juli 1999 wordt in het basisscenario de hypothese gevolgd dat 'België zich zal inschrijven in een scenario waarbij de desactivering van de nucleaire centrales wordt aangevat zodra ze veertig jaar oud zijn'. Gelet op de periodiciteit van vijf jaar van het PRIMES-model, is de timing van desactivering waarmee rekening wordt gehouden in het basisscenario de volgende:

TABEL 8 - Timing van de ontmanteling van de centrales

Jaar van desactivering	gedesactiveerde eenheden	gedesactiveerde MW
2015-2020	Doel 1, Doel 2, Tihange 1	1764
2020-2025	Doel 3 et Tihange 2	1970
2025-2030	Tihange 3 et Doel 4	2060

Bron ESAP EPIC-databank

Het basisscenario behoudt ook als bijkomende hypothese dat geen enkele nieuwe investering in de nucleaire capaciteit verwezenlijkt zal worden om de levensduur van de bestaande centrales te vervangen of te verlengen. Op termijn zullen de nucleaire technologieën dus verdwijnen uit het elektriciteitsproductiepark.

2. Gelet op het feit dat de uitwerking van het scenario, waarbij de desactivering van de nucleaire centrales begint zodra ze 40 jaar oud zijn, momenteel bestudeerd wordt in een haalbaarheidsstudie¹, werd er in onze projecties een variant opgenomen die rekening houdt met de heropbouw van het nucleaire park (zie hoofdstuk 5 sectie A). In die variant zouden de bestaande kerncentrales gedesactiveerd moeten worden zodra ze 40 jaar oud zijn. De elektriciteitsproducenten zijn echter vrij de gedesactiveerde capaciteit te vervangen door recentere nucleaire technologie of de buitengebruikstelling van de bestaande centrales uit te stellen door een kapitaalinvestering die de levensduur van de bestaande centrales verlengt. Welke keuze er ook gemaakt wordt, de totale nucleaire capaciteit wordt in de komende jaren beperkt door de huidige capaciteit.
3. De maatregelen om het gebruik van hernieuwbare energie aan te moedigen voor de elektriciteitsproductie via een subsidie op de investeringskost, zouden verdergezet worden (zie boven). Er wordt in het model niet expliciet rekening gehouden met de maatregelen om het rationeel gebruik van energie (RGE) langs de vraagzijde aan te moedigen. Het model veronderstelt daarentegen dat de actoren rationeel te werk gaan door de gunstigste energievectoren en technologie te kiezen op economisch vlak (rekening houdend met het comfortpeil).

1. De commissie voor de Analyse van de Middelen voor Productie van Elektriciteit en de Reëvaluatie van Energievectoren (AMPERE), begeleid door een internationaal evaluatiecomité dat samengesteld is uit vijf experts met internationale faam, zijn deels belast met een haalbaarheidsstudie over de ontmanteling van de kerncentrales.

4. De energietaksen zouden onveranderd blijven in reële termen tijdens de projectie en zijn in overeenstemming met de huidige wetgeving ter zake (situatie in april 2000).
5. De timing voor de openstelling van de gas- en elektriciteitsmarkten houdt zich aan de Europese richtlijnen ter zake (96/95CE wat elektriciteit betreft en 98/30CE wat gas betreft). Tegen 2010 zouden de markten volledig geliberaliseerd zijn.

I. Andere hypothesen

1. Actualiseringspercentage

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 tijds-horizon 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. Bijgevolg worden er drie verschillende actualiseringspercentages gebruikt in de projecties: het percentage van de gecentraliseerde producenten bedraagt 8 %, voor de industrie en de dienstensector is dat 12 % en voor de gezinnen 17,5 %.

2. Technologische vooruitgang

Het basisscenario houdt geen rekening met radicale technologische veranderingen die de energievraag en energieproductie zouden kunnen beïnvloeden. Er wordt alleen rekening gehouden met de op dit ogenblik voorziene technologische verbeteringen. In het PRIMES-model, worden de technologieën in drie categorieën ingedeeld:

- a. de binnen de huidige markt technologieën
- b. de verbeterde technologieën waarin de nieuwe technologieën zitten en waarmee rekening wordt gehouden als er tot een nieuwe investering wordt beslist
- c. de geavanceerde technologieën waarin de best beschikbare technologieën zitten maar die beschouwd kunnen worden als experimenteel of nog niet bruikbaar.

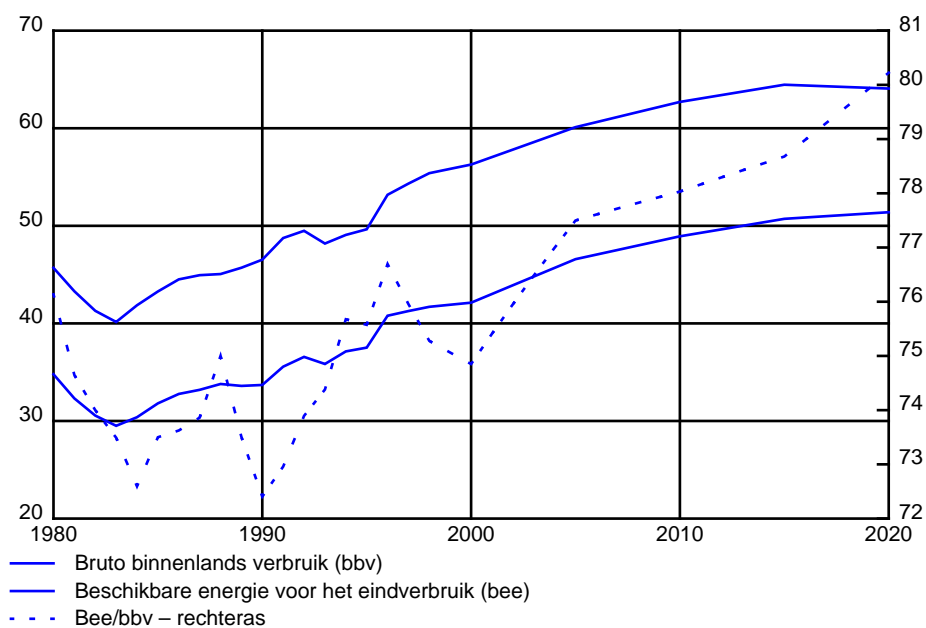


De resultaten van het basisscenario¹

A. De energievraag

1. Globale tendensen

FIGUUR 2 - Bruto binnenlands verbruik en beschikbare energie voor het eindverbruik Mtoe



1. De gedetailleerde balansen van het basisscenario staan in bijlage 3. De gebruikte nomenclatuur komt overeen met de nomenclatuur van de energiebalansen van Eurostat.

De energie die ter beschikking gesteld wordt van de eindverbruikers vertegenwoordigt slecht een deel van de energiehoeveelheid die nodig is voor het binnenlands verbruik van een land. Het bruto binnenlands verbruik bevat ook het verbruik van de energiebranche en de verliezen die te maken hebben met de elektriciteitsproductie en de transmissie en distributie van elektrische energie.¹

In België bedroeg de beschikbare energie voor het eindverbruik in de periode 1980-1998, gemiddeld 74 % van het bruto binnenlands verbruik.

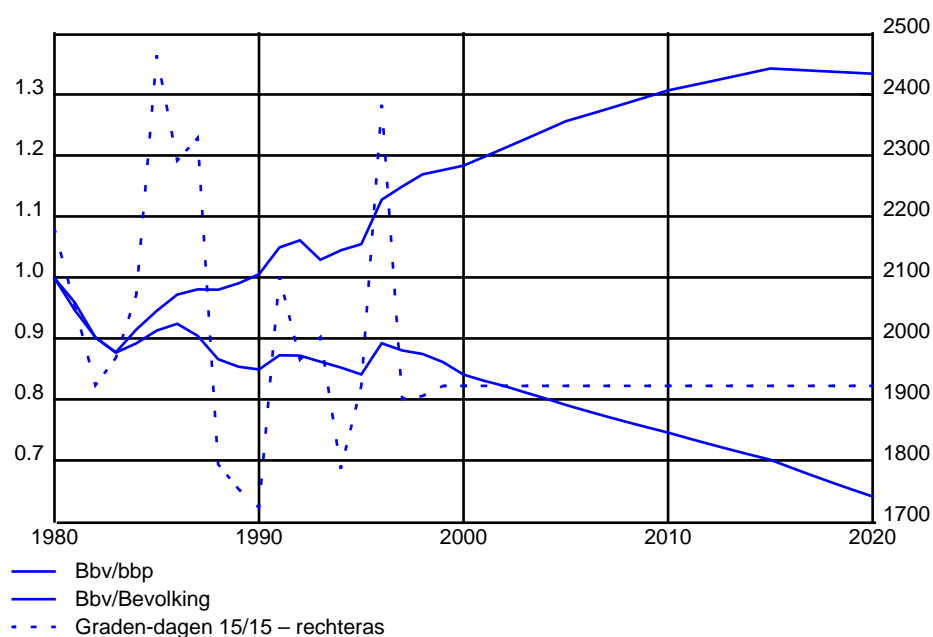
Zoals de grafiek aantoont, lag de verhouding tussen de beschikbare energie voor het eindverbruik en het bruto binnenlands verbruik in 1998 dicht bij het niveau van 1980, ondanks een sterk verschillend verloop in die periode. Tussen 1980 en 1998 groeide het bruto binnenlands verbruik jaarlijks met gemiddeld 1,08 % wat overeenkomt met een hoger verbruik van 10 Mtoe. Tegelijk nam de energie die aan de eindverbruikers bezorgd wordt, toe met een jaarlijks gemiddelde van 1,01 % of ongeveer 7 Mtoe.

In de loop van de projectieperiode (1998-2000) zou het bruto binnenlands verbruik minder snel groeien dan de energie voor de eindverbruikers (gemiddelde percentages van respectievelijk 0,66 % en 0,95 % per jaar). Bijgevolg zou het aandeel van de energie voor de eindverbruikers in het bruto binnenlandse verbruik stijgen van 75 % in 1998 naar 80 % in 2020. Die evolutie is vooral toe te schrijven aan twee tendensen die in tegengestelde zin werken. De eerste tendens is een grotere elektriciteitsvraag en een groter aandeel hiervan in de eindvraag. Dat heeft als gevolg dat de verliezen die te maken hebben met de productie en het transport van elektriciteit toenemen en de verhouding tussen geleverde energie en het bruto binnenlands verbruik afneemt. De verbetering van de efficiëntie in de elektriciteitsproductie is de tweede tendens. Hier verminderen de verliezen bij omzetting en wordt de verhouding tussen de geleverde energie en het bruto binnenlands verbruik groter. Wat het tweede effect betreft, tonen de resultaten van het scenario aan dat tussen 1998 en 2020 de verhouding tussen de elektriciteits- en stoomproductie en de brandstoffen die nodig zijn voor die productie zou toenemen van 38 % naar 56 % wat zich uit in een significatieve verbetering van de energie-efficiëntie in de elektriciteitsproductie (zie infra).²

In de periode 2015-2020 zou het verschil tussen de beschikbare energie voor het verbruik en het bruto binnenlands verbruik veel groter worden. In die periode zou de beschikbare energie voor het eindverbruik toenemen terwijl het bruto binnenlands verbruik iets zou afnemen door een daling van de brandstofhoeveelheid die nodig is voor de elektriciteitsproductie. Die daling zou komen na een groeivertraging van de binnenlandse elektriciteitsproductie die samen gaat met een stijging van de netto-elektriciteitsinvoer (zie infra).

-
1. Nauwkeuriger gezegd, gaat het om verliezen die te maken hebben met de omzetting van primaire energie in afgeleide energie en de verliezen die te maken hebben met de vermenging van energieproducten zonder dat er omzetting plaats heeft. De omzetting van primaire energie in elektrische energie bedraagt toch zo'n 90 % (cijfer voor 1998) van de verliezen van omzetting en vermenging.
 2. Het gaat dus om de verhouding tussen de rubrieken 'transformatie-outputs' en 'transformatie-inputs' van klassieke thermische centrales en kerncentrales zoals bepaald in de energiebalansen van Eurostat. De stoomproductie door industriële stoomketels wordt dus niet in aanmerking genomen bij de berekening.

FIGUUR 3 - Energie-intensiteit – index 1980 = 1



In de waargenomen periode (1980-1998) is de energie-intensiteit van het bbp (gemeten aan de hand van de verhouding tussen het bruto binnenlands energieverbruik en het bbp in volume) gedaald aan een gemiddeld tempo van 0,74 % per jaar. De hoge energieprijzen van begin jaren 80 hebben het rationele gebruik van energie versneld waardoor de energie-intensiteit gevoelig daalde (4,3 % per jaar tussen 1980 en 1983). In 1998 lag de energie-intensiteit van het bbp ongeveer op het niveau van 1984. In de loop van die 15 jaar, is de energie-intensiteit van het bbp erg onregelmatig verlopen. Een hogere energie-intensiteit (zowel per inwoner als per BEF toegevoegde waarde) werd genoteerd tussen 1983 en 1986, tussen 1990 en 1991 en tussen 1993 en 1996. Merk op dat het begin van die periodes samenvalt met een reële daling van de energieprijzen en een aanzienlijke stijging van het aantal graden-dagen wat op strengere weersomstandigheden wijst.

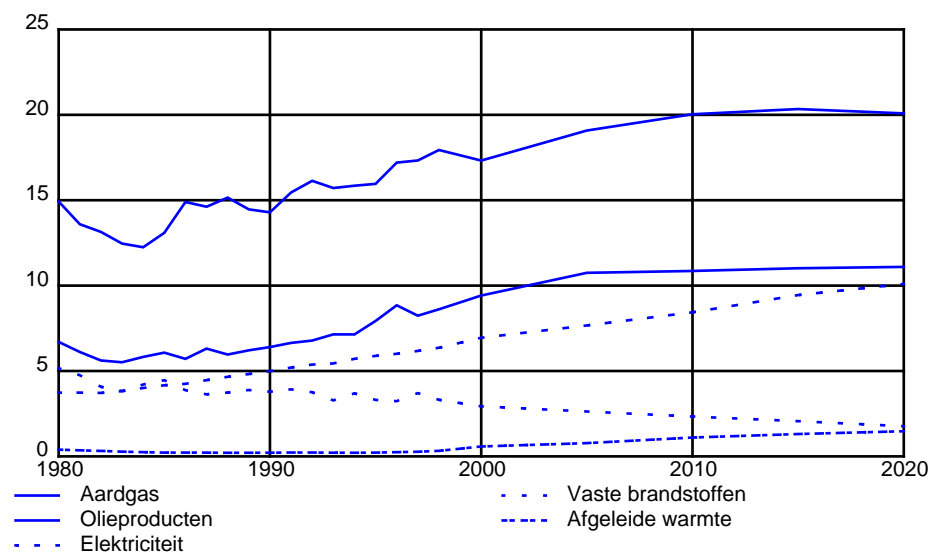
De resultaten van de projecties (1998-2020) wijzen op een verdere stijging van het bruto binnenlands verbruik, maar wel aan een zwakker tempo (gemiddeld jaarlijks groeipercentage van +0,66 %) in vergelijking met de jaren 1980-1998 (gemiddelde jaarlijkse groeivoet van +1,08 %). Het bbp zou ook sneller groeien in de projectieperiode (groeivoet van 1,83 % tussen 1980 en 1998 ten opzichte van 2,08 % tussen 1999 en 2020). Bijgevolg zou er een stevigere daling zijn van de energie-intensiteit van het bbp ten opzichte van de periode 1980-1998 (gemiddelde groeivoet van -1,74 %). Drie belangrijke factoren verklaren de daling van de energie-intensiteit van het bbp.

Ten eerste, wijzigt de samenstelling van het bbp ten gunste van de minder energie-intensieve activiteiten met een hogere toegevoegde waarde. Zo daalt het economisch gewicht van de verwerkende nijverheid ten voordele van de tertiaire sector die minder energie-intensief is. Binnen de activiteitensectoren van de verwerkende nijverheid gaat de herverdeling van de toegevoegde waarde naar de productieactiviteiten met een hogere toegevoegde waarde of naar activiteiten

voor en na de productie (research & development, marketing, verkoop, enz.).¹ Ten tweede zou de periode 1998-2020 gekenmerkt worden door een stijging van de reële energieprijzen, in tegenstelling tot de periode 1980-1998 waar de energieprijzen gemiddeld daalden. De sterke stijging van de energieprijzen in de jaren 1999 en 2000, samen met de snelle economische groei, zou moeten zorgen voor een snellere daling van de energie-intensiteit in die twee jaren. Ten derde zou met de technische vooruitgang energie bespaard kunnen worden meer bepaald in de residentiële sector en de tertiaire sector door de energie-efficiëntie van elektrische apparaten en verwarming te verbeteren. De verklarende factoren die eigen zijn voor elke sector zullen besproken worden in de volgende secties.

2. Verloop van de eindvraag naar energie

FIGUUR 4 - Eindvraag naar energie – Mtoe per brandstof



Olieproducten

De olieproducten vormen het grootste aandeel in de eindvraag naar energie. In de loop van de waargenomen periode (1980-1998) groeide de eindvraag naar olieproducten gemiddeld met 1,03% per jaar. De belangrijkste drijfkracht achter die groei was het wegtransport met een petroleumverbruik dat toenam met een gemiddeld percentage van 2,35 % per jaar tussen 1980 en 1998. Hiermee steeg het aandeel in de eindvraag naar olieproducten van 33 % naar 42 %. De resultaten van de projecties wijzen op een groeivertraging van het verbruik van olieproducten door het wegtransport tussen 1998 en 2020 (gemiddelde jaarlijkse groeivoet van +1,19 %). Dat wordt deels verklaard door een minder snelle stijging van die vervoersactiviteit (zie hoofdstuk 3 over de gemeenschappelijke hypothesen bij de scenario's). Het verbruik van olieproducten door het wegtransport zou echter sneller blijven groeien dan in de andere sectoren met een gemiddelde jaarlijkse groeivoet van +0,62 % tussen 1998 en 2020. Het aandeel van het wegtransport in de energie-eindvraag naar petroleum zou 52 % bereiken in 2020. In 1998 waren de tertiaire sector en de gezinnen samen goed voor 36 % van de eindvraag naar

1. Als het aandeel van de zogenaamde energie-intensieve industrie stijgt dan is dat vooral onder impuls van de chemische sector en meer bepaald de subsectoren van de chemie met een hoge toegevoegde waarde en een lage energie-intensiteit. Het economisch gewicht van de meest energie-intensieve sectoren namelijk de ijzer- en staalindustrie, non-ferrometalen, niet-metaalhoudende mineralen zou afnemen (zie infra).

olieproducten. Dat aandeel zou dalen naar 33 % in 2020. De vraag naar olieproducten door de verwerkende nijverheid zou dalen aan een gemiddeld jaarlijks tempo van 2,85 % in de loop van de projectieperiode. Hierdoor neemt het aandeel van de industrie in de eindvraag naar olieproducten maar de helft af (11,74 % in 1998 ten opzichte van 5,54 % in 2020).

Aardgas

De projecties tonen aan dat de eindbehoefte aan aardgas zouden toenemen van 8,61 Mtoe¹ in 1998 naar 10,75 Mtoe in 2005. Dat betekent een gemiddelde jaarlijkse groei van 3,22 % in die periode, wat een lichte vertraging ten opzichte van de laatste vijf jaar inhoudt (tussen 1993 en 1998 bedroeg de gemiddelde jaarlijkse groei 3,81 %). Tussen 2005 en 2010 zou het eindverbruik aan aardgas toenemen aan een veel zwakker tempo van 0,20 % per jaar en in 2010 10,86 Mtoe bereiken. In die periode zou de verwerkende nijverheid een vertraging van de eindvraag naar aardgas kennen. In 1998 was die nog goed voor 43 % van de energievraag. Die ontwikkeling wijst op een kleiner aardgasverbruik door industriële stoomketels om warmte te produceren, wat in het voordeel is van de warmtekrachtkoppeling (zie kader meting van de energievraag: 'eindgebruik energie' tegenover 'eindvraag naar energie' op pagina 55). De gemiddelde jaarlijkse groeivoet van het aardgasverbruik door de gezinnen zou ook een duidelijke vertraging kennen na 2005: van 2,90 % in de periode 1998-2005 naar 0,76 % over de periode 2005-2010. Die vertraging wordt onder andere verklaard door de hoge penetratiegraad die aardgas heeft bereikt in België in 2005 (in 2005 zou aardgas zorgen voor 38,58 % van de energiebehoeften van de gezinnen) en door de winst in energie-efficiëntie waardoor een lager verwarmingsverbruik mogelijk wordt (zie infra). De sterke groei van de eindvraag naar afgeleide warmte (7,20 % gemiddeld tussen 1998 en 2020) wijst op de ontwikkeling van de warmtekrachtkoppeling van elektriciteit en warmte.

Elektriciteit

In de loop van de komende jaren, zou het elektriciteitsverbruik blijven stijgen aan een gestaag tempo van +2,71 % tussen 1998 en 2005, +1,93 % tussen 2005 en 2010 en +1,81 % tussen 2010 en 2020. Gemiddeld zou het groeipercentage van de vraag naar elektriciteit over de periode 1998-2020 +2,12 % bereiken per jaar. Tegen 2020 zou de elektrische energie in 22 % van de eindbehoefte aan energie kunnen voorzien (ten opzichte van 17 % in 1998). Hiermee wordt een langetermijfenomeen bevestigd in de ontwikkelde landen nl. een groeiend belang van elektriciteit in de energievraag.

Vaste brandstoffen

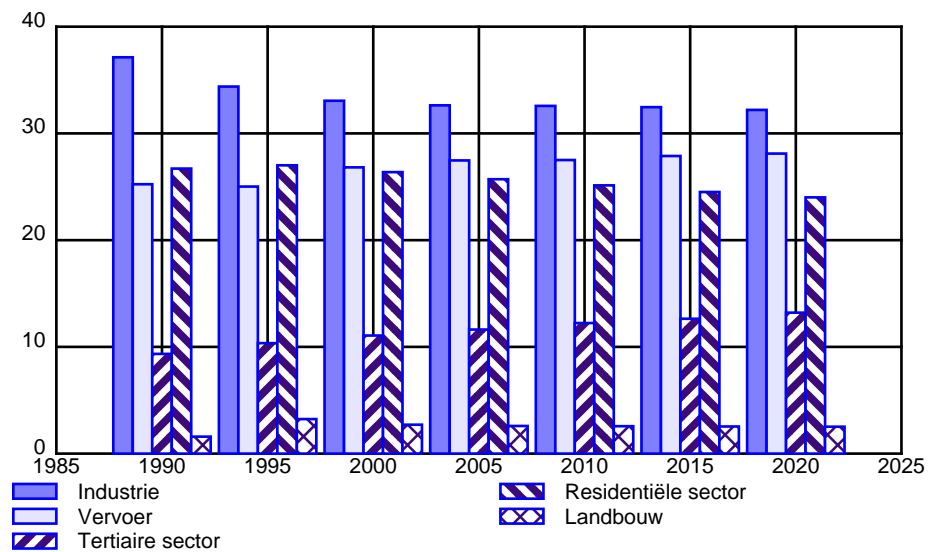
De elektriciteitsproducenten blijven de belangrijkste verbruikers van vaste brandstoffen: in 1998 vormden de beschikbare vaste brandstoffen voor het eindverbruik slechts 46 % van het bruto binnenlands verbruik van vaste brandstoffen. De ijzer- en staalindustrie is de grootste eindverbruiker van vaste brandstoffen (en vooral van cokes): het aandeel in de eindvraag naar vaste brandstoffen bedroeg ongeveer 80 % in 1998. In 1998 bedroeg de verkoop van vaste brandstoffen aan de gezinnen niet meer dan 7 % van het verbruik van vaste brandstoffen voor eindgebruik terwijl dat in 1980 21 % was. Tussen 1980 en 1998 kende het eindgebruik van de vaste brandstoffen gemiddeld een vermindering van 2,4 % per jaar. Tussen 1998 en 2020 zou het verbruik van vaste brandstoffen voor eindgebruik blijven dalen van 3,31 Mtoe in 1998 naar 1,76 Mtoe in 2020. Het aandeel vaste brandstoffen in het eindverbruik bij de gezinnen zou praktisch nul worden tegen 2020 (0,2 %). Het verbruik van vaste brandstoffen door de ijzer- en staalindustrie zou naar 1,3 Mtoe dalen in 2020 (tegenover 2,67 Mtoe in 1998).

1. Cijfers van Eurostat berekend vanuit Tjoules PCS.

Hernieuwbare energie en alternatieven

De resultaten tonen aan dat de technologieën op basis van hernieuwbare energie weinig concurrentieel zijn als ze niet gesubsidieerd worden. Hoewel er nieuwe energievormen in het vervoer gebruikt kunnen worden (waterstof en methanol), blijft het gebruik van die brandstoffen erg beperkt. Het gebruik van biomassa (erg beperkt in de verwerkende nijverheid en bij de gezinnen) daalt lichtjes na 2000. Het gebruik van andere hernieuwbare energievormen (zonne-energie, aardwarmte enz.) zoals bijvoorbeeld zonneboilers, blijft erg beperkt. Het is vooral in de elektriciteitsproductie dat de hernieuwbare energie (vooral windenergie) zich ontwikkelt (zie infra).

FIGUUR 5 - Eindvraag naar energie - % van het totaal per sector



Wat de sectorale verdeling van het energieverbruik betreft, kunnen we vaststellen dat tot 1990 de energiebalansen van Eurostat geen verdeling voorzagen tussen het energieverbruik van de gezinnen en dat van de diensten. Het aggregaat ‘gezinnen, handel, administratie enz’ van de energiebalansen van Eurostat was een erg heterogene post die berekend werd door het verbruik van de industrie en van het vervoer af te trekken van alle geleverde energie op de markt. Binnen dat aggregaat werd er toch een onderscheid gemaakt tussen het energieverbruik van de landbouw en dat van de visvangst. Daarna werd het energieverbruik van de gezinnen gescheiden van dat van de diensten waarbij het onderscheid voor het energieverbruik van de landbouw behouden bleef. Er werden reeksen gemaakt voor de jaren vóór 1990 op basis van hetzelfde onderscheid. De problemen rond de omschrijving en de statistieken bij het maken van die reeksen (vooral in verband met de verdeling van het verbruik van olieproducten tussen gezinnen en diensten) leiden ertoe dat de cijfers omzichtig bekeken moeten worden en dat de historische voorstelling van de resultaten voor diensten en gezinnen beperkt moet worden tot de resultaten na 1990.

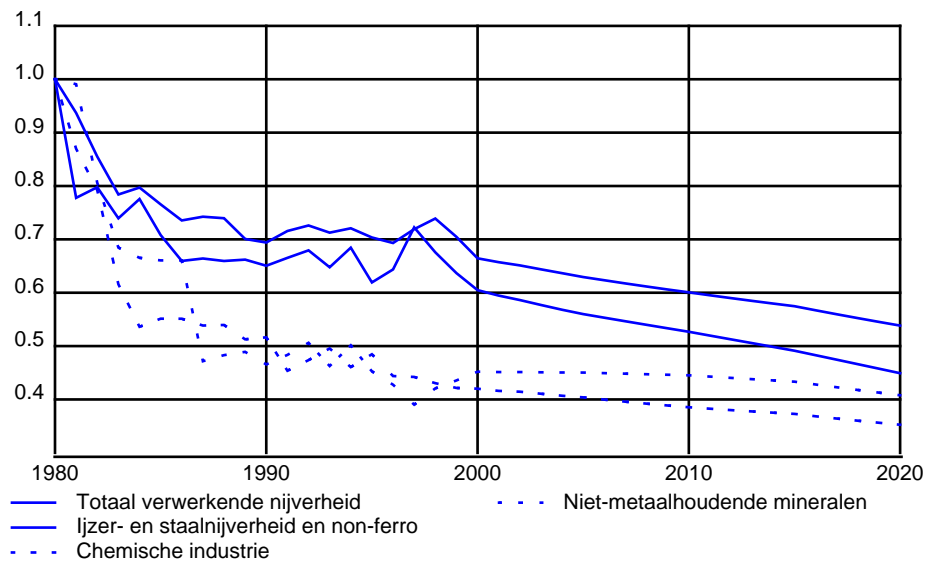
Merk ook op dat, in tegenstelling tot de methodologie die gevolgd wordt om de toegevoegde waarden te definiëren, de transportdiensten niet gegroepeerd zijn in de rubriek 'diensten' maar in de rubriek 'vervoer'. Die bevat het energieverbruik van de transportstromen van alle economische actoren (waterwegen, luchtvaart, spoorwegen en wegvervoer) met uitzondering van maritiem transport en landbouwvoertuigen. Het energieverbruik door de gezinnen voor transportdoeleinden wordt dus opgenomen in de rubriek 'vervoer' en niet in de rubriek 'gezinnen'.

De grafiek toont aan dat de verwerkende nijverheid de grootste energieverbruiker is met een aandeel in het energieverbruik dat ongeveer 34 % bedroeg in 1995 (35 % in 1998) terwijl het aandeel in de toegevoegde waarde rond 26 % was. De tertiaire sector is duidelijk minder energie-intensief: in 1998 was ze goed voor 68 % van de toegevoegde waarde terwijl het aandeel in de eindvraag naar energie maar 11 % bedroeg. Het energieverbruik voor verwarming, warmwaterproductie, verlichting en elektrische huishoudtoestellen vormden historisch gezien de op één na grootste post in het energieverbruik. Het verbruik van de transportdiensten bekleedde de derde plaats. In 1999, zou het energieverbruik van het transport dat van de gezinnen benaderen en het daarna inhalen. De landbouw is relatief energie-intensief maar vertegenwoordigde in 1998 slechts 2,59 % van de eindvraag naar energie.

Merk op dat in de loop van de volgende jaren, de vraag naar energie in alle sectoren zou stijgen. De tertiaire sector zou de grootste groei kennen (gemiddeld 1,85 % per jaar), gevolgd door het transport (1,20 % per jaar), de landbouw (0,64 % per jaar), de industrie (0,59 % per jaar) en ten slotte de gezinnen (0,44 % per jaar). De gemiddelde groei van de eindvraag naar energie zou 0,88 % zijn tussen 1999 en 2020. Uit die groeivoeten vloeit voort dat het aandeel van de tertiaire sector en van het transport in de eindvraag naar energie stijgt ten nadele van de andere sectoren. In 2020 zou het aandeel van het transport in de eindvraag naar energie ruim dat van de gezinnen overschrijden. De achteruitgang van het aandeel van de verwerkende nijverheid in het eindverbruik aan energie, zou minder snel gaan dan in het begin van de jaren 90. Dat is vooral te wijten aan een grotere toename van het energieverbruik in de chemische sector.

a. Eindvraag naar energie van de industrie

FIGUUR 6 - Energie-intensiteit van de industrie – index 1980 = 1

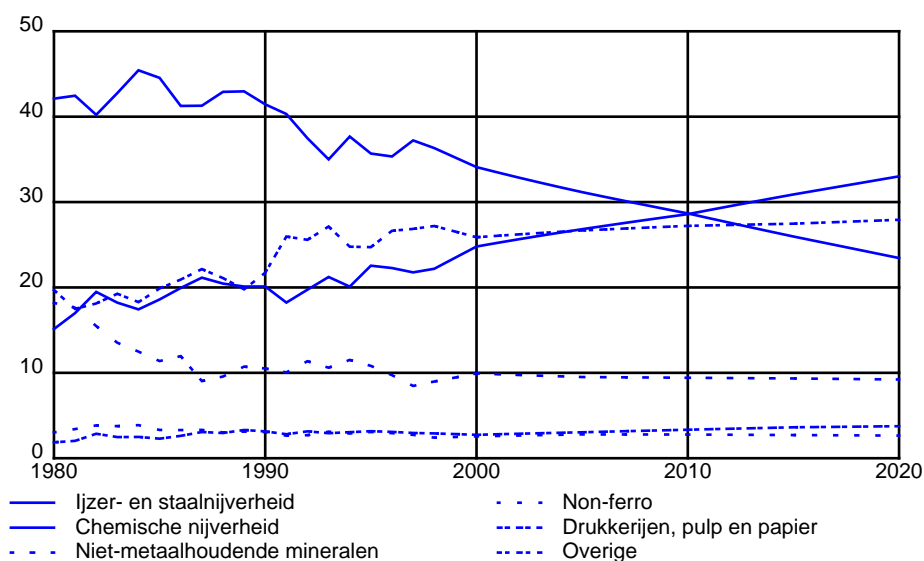


De energie-intensiteit van de industrie zou tussen 1980 en 1998 jaarlijks gemiddeld met 1,67 % gedaald zijn. Die daling vloeit enerzijds voort uit de zeer hoge energieprijzen van begin jaren 80 waardoor de invoering van minder energieverslindende technologieën werd bevorderd en anderzijds uit de snelle groei van de minder energie-intensieve sectoren ten nadele van de zware industrie. De stijging van de toegevoegde waarde in de chemische industrie vormt een goed voorbeeld van de trend. Zo werd tussen 1980 en 1998 een groter aandeel van de toegevoegde waarde in de zogenaamde energie-intensieve nijverheid genoteerd (van 6,69 % tot 9,07 %) vooral onder impuls van de groei van de chemische industrie waarvan het aandeel in de toegevoegde waarde gestegen is van 1,83 % naar 4,38 %. Het economisch belang van de meest energie-intensieve sectoren, namelijk de ijzer- en staalnijverheid, de non-ferrometalen en de niet-metaalhoudende mineralen, is gedaald. In de chemische sector zijn vooral de subsectoren met hoge toegevoegde waarde en lage energie-intensiteit snel gegroeid, ten nadele van de basischemie en de organische en niet-organische meststoffen.

Die structurele verandering ten gunste van een productie met een hogere toegevoegde waarde zou zich voortzetten. Bijgevolg wordt, net als in het verleden, verwacht dat de energie-intensiteit van het bbp de komende jaren zal dalen. De resultaten van het model tonen voor de verwerkende nijverheid een gemiddelde jaarlijkse daling van de energie-intensiteit met 1,43 % tussen 1998 en 2020.

Merk op dat tussen 1980 en 1998 de evolutie van de energie-intensiteit in de verwerkende nijverheid sterk afhankelijk was van de ontwikkeling van de ijzer- en staalnijverheid en de non-ferrometalen. Over die periode vertegenwoordigden zij gemiddeld 43 % van de eindvraag naar energie van de industrie. Die afhankelijkheid zou nochtans verminderen in de loop van de komende jaren omdat de ijzer- en staalnijverheid en de non-ferrometalen een snelle daling kennen van hun aandeel in de eindvraag naar energie. Vanaf 2010 zou de chemische industrie het grootste aandeel vormen van de eindvraag naar energie terwijl de sector van de niet- metaalhoudende mineralen vanaf 2012 de tweede grootste industriële energieverbruiker zou worden.

FIGUUR 7 - Eindvraag naar energie van de verwerkende nijverheid - % per sector



Ijzer- en staalnijverheid en non-ferrometalen

In de periode 1980-1998, is de toegevoegde waarde van de ijzer- en staalnijverheid en de non-ferrometalen gemiddeld gestegen met 1,3 % per jaar terwijl de energievraag van deze sector jaarlijks daalde met gemiddeld 0,9 % zodat de energie-intensiteit afnam met 2,15 % per jaar (dit is 32,43 % tussen 1980 en 1998). Verschillende factoren verklaren de lagere energie-intensiteit van de metaalverwerkende nijverheid. Eerst en vooral, zoals in de overige sectoren, werden er door de hoge energieprijzen van begin jaren 80 meer inspanningen geleverd voor rationeel energiegebruik en een optimalisering van de productietechnieken. Vervolgens weerspiegelt de lagere energie-intensiteit van de sector een verandering in de productieprocessen: hoewel de hoogovenproductie in 1998 het meest werd toegepast (79 %), heeft zij geleidelijk plaats geruimd voor de productie door elektrische ovens, waarvoor beduidend minder energie nodig is. Die trend zou zich voortzetten en in 2020 zou het aandeel van de productie door elektrische ovens 44 % bedragen (tegenover 19 % in 1995). In de metaalverwerkende nijverheid, ten slotte, is het aandeel van de toegevoegde waarde van de non-ferrometalen (met een veel lagere energie-intensiteit) gestegen ten nadele van de ijzer- en staalnijverheid. In het basisscenario zou die evolutie aanhouden: het economisch belang van de non-ferrometalen in de metaalverwerkende nijverheid zou stijgen van 37 % in 1998 tot 43 % in 2020.

Chemische industrie

Zoals hierboven reeds werd vermeld, wordt de forse daling van de energie-intensiteit (57 % tussen 1980 en 1998) gedeeltelijk verklaard door de structurele verandering die gericht is op de subsectoren met hoge toegevoegde waarde. Volgens de cijfers van de Federatie der Chemische Nijverheid van België¹, hebben tussen 1985 en 1998 verf, vernis en farmaceutische producten de snelste omzetsijging gekend (stijging van 9,1 % en 8,5 % tussen die twee jaren). Tussen 1985 en 1998 zou het aandeel van deze subsectoren in de totale omzet van de sector verdubbeld zijn, terwijl het economisch belang van de chemische basisproducten (die toch de grootste chemische subsector blijft) en de industriële en landbouwproducten gedaald zou zijn. De komende jaren zou het aandeel van de

1. Federatie der Chemische Nijverheid van België, rapport 1998.

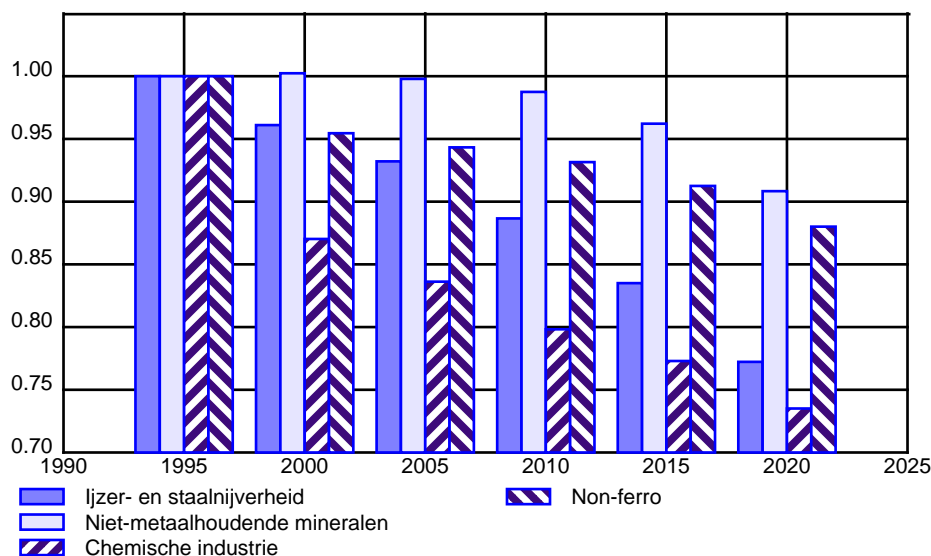
subsectoren met geringe energie-intensiteit zeer snel blijven toenemen ten nadele van de petrochemische nijverheid. De resultaten van de vooruitzichten tonen dat tussen 1998 en 2020 de energie-intensiteit van de chemische industrie verder zou dalen met 1,27 % per jaar. Merk op dat die resultaten geen rekening houden met de kosten van de chemische synthese van de petrochemie die in de niet-energetische eindvraag zijn vervat. Die kosten bedroegen in 1998 4,05 Mtoe, wat een groter verbruik is dan de eindvraag naar energie van de chemische sector. In 2020 zou de niet-energetische eindvraag van de chemische sector 5,77 Mtoe bedragen.

Niet-metaalhoudende mineralen

De sector van de niet-metaalhoudende mineralen is de tweede meest energie-intensieve sector. Hierin zitten vooral de industrieën waarvan de economische activiteit in verband staat met de bouwsector: cementindustrie, terracotta en keramische industrie, glasindustrie, enz. In de sector van de niet-metaalhoudende mineralen is de cementindustrie de grootste energieverbruiker (ongeveer 44 % van het energieverbruik van de sector), gevolgd door de keramische en de terracotta-industrie (18 %), de glasindustrie en gerecycleerd glas (20 %). De cementindustrie vertegenwoordigde in 1995 slechts 12 % van de toegevoegde waarde van de sector van de niet-metaalhoudende mineralen zodat deze subsector de meest energie-intensieve wordt¹. In 1995 vertegenwoordigde de subsector van de glasindustrie en de glasproducten 33 % van de toegevoegde waarde, terwijl de terracotta- en keramiekindustrie 15 % van de toegevoegde waarde vertegenwoordigde. Merk op dat tussen 1995 en 1997 de toegevoegde waarde van de industrie van de niet-metaalhoudende mineralen jaarlijks met 1,72 % afnam, wat gepaard ging met een daling van haar energievraag van 8,75 % per jaar. De lagere energie-intensiteit (met jaarlijks 7,15 %) die daaruit voortvloeit, kan gedeeltelijk worden verklaard door een daling van de tonnage van geproduceerde cement samen met een constante toename van de productie van glas en glasproducten met een hogere toegevoegde waarde per ton. De komende jaren zou, volgens onze vooruitzichten, het aandeel van de cement- en keramiekindustrie (ongeveer 75 % van de productie) in de fysische productie-index stabiel blijven. De markantste evolutie zou plaats hebben in de subsector van de glasindustrie waar het aandeel van gerecycleerd glas tegen 2020 zou toenemen met meer dan 2 % ten nadele van de productie van niet-gerecycleerd glas die meer energie verbruikt. Het gebruik van gerecycleerd glas blijft echter beperkt tot bepaalde producten en het aandeel ervan in de productie-index in volume zou slechts ongeveer 7 % bedragen in 2020. Bijgevolg zou de energie-intensiteit van de niet-metaalhoudende mineralen de komende jaren slechts lichtjes dalen (gemiddeld - 0,42 % per jaar tussen 1995 en 2020).

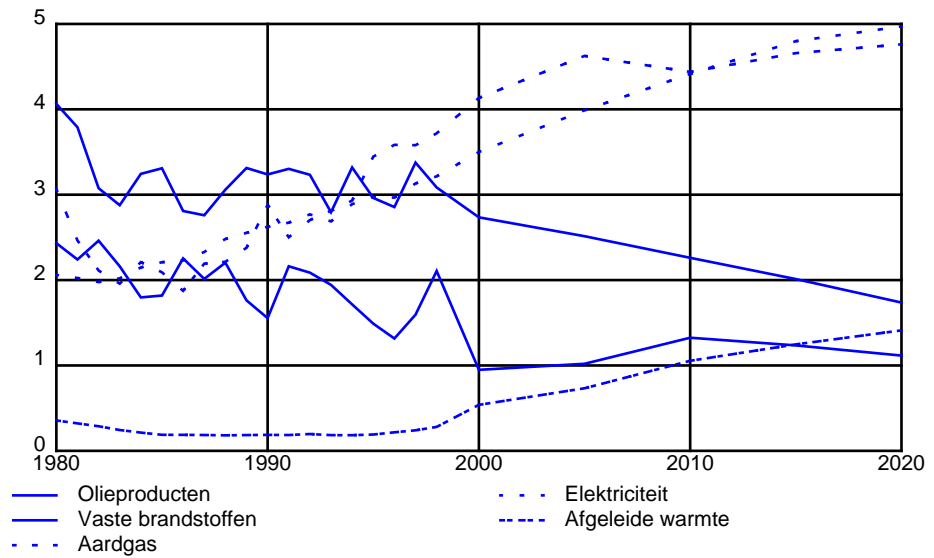
1. De subsector van de cementindustrie heeft een hoge energie-intensiteit wanneer hij gemeten wordt via de verhouding tussen de energievraag en de toegevoegde waarde. Als gevolg van een lage toegevoegde waarde per geproduceerde ton, heeft die subsector een lage energie-intensiteit wanneer deze wordt uitgedrukt per geproduceerde ton (zie volgende figuur).

FIGUUR 8 - Energie-efficiëntie – Eindvraag naar energie per fysische productie-eenheid (1995 = 1)



De verbetering van de energie-efficiëntie die wordt gemeten via de verhouding tussen de eindvraag naar energie en de fysische productie (bijvoorbeeld de geproduceerde tonnage) kan worden toegeschreven aan twee belangrijke factoren: enerzijds een structurele wijziging in de productiesamenstelling van de industrie en anderzijds een betere energie-efficiëntie van de productie-uitrusting en productiemethoden. De meest opmerkelijke verbetering van de energie-efficiëntie zou in de chemische industrie zijn. De zeer snelle groei van de subsectoren met lage energie-intensiteit en hoge toegevoegde waarde zou de komende jaren worden voortgezet. Tussen 1995 en 2020 zou de energie-efficiëntie van de chemische industrie toenemen met jaarlijks 1,19 %. Tegelijk zou de energie-efficiëntie van de ijzer- en staalnijverheid stijgen met gemiddeld 1,03 % per jaar, wat overeenkomt met een daling van ongeveer 23 % van de hoeveelheid energie die nodig is om één ton staal te produceren. Die verbetering is vooral het gevolg van het groter aandeel staal dat in elektrische ovens wordt geproduceerd (van 19 % in 1995 tot 44 % in 2020). De komende jaren zou de efficiëntie van de niet-metaalhoudende mineralen en de non-ferrometalen minder snel toenemen dan die van de ijzer- en staalnijverheid en de chemische industrie. Tussen 1995 en 2000 zou de energie-efficiëntie van de niet-metaalhoudende mineralen iets kunnen dalen als gevolg van een lichte toename van het aandeel van gerecycleerd glas en andere bouwmaterialen ten nadele van de cementproductie die minder energie-intensief is per fysische geproduceerde eenheid. Binnen die sector zou de subsector van gerecycleerd glas het meest aan energie-efficiëntie winnen (0,48 % per jaar). Die subsector zou de komende jaren ook de grootste groei kennen in termen van fysische productie. De energie-efficiëntie van de subsectoren van cement, glas, keramische producten en overige bouwmaterialen zou slechts matig toenemen, namelijk met 0,3 % per jaar. De brutoproductie van non-ferrometalen zou de komende jaren niet veel aan energie-efficiëntie winnen omdat koper en legeringen hier domineren; hiervoor worden rijpe en vrij energie-intensieve productieprocessen gebruikt.

FIGUUR 9 - Eindvraag naar energie van de verwerkende nijverheid – Mtoe per brandstof



Aardgas en elektriciteit zijn de meest gebruikte brandstoffen in de verwerkende nijverheid. De chemische industrie is de grootste verbruiker van aardgas, elektriciteit en olieproducten. In 1998 bedroeg het aandeel in het eindverbruik van elektriciteit, aardgas en aardolieproducten van de industrie respectievelijk 34 %, 32 % en 18 %. De metaalverwerkende nijverheid is de grootste verbruiker van vaste brandstoffen en vertegenwoordigde in 1998 alleen al 86 % van de eindvraag naar deze brandstof.

Het verbruik van aardgas door de industrie zou toenemen met gemiddeld 3,17 % per jaar tussen 1998 en 2005, met - 0,83 % tussen 2005 en 2010 en met 0,71 % tussen 2010 en 2020. De daling van de eindvraag naar aardgas is het gevolg van de ontwikkeling van de gecombineerde warmte- en elektriciteitsproductie ten nadele van de warmte die geproduceerd wordt met behulp van industriële stoomketels. Het aardgasverbruik in de warmtekrachtkoppeling-eenheden wordt immers verrekend in de transformatie-inputs van de elektriciteitssector (zie onderstaande kader: meting van de energievraag: “finaal energiegebruik” versus “finaal energieverbruik”). Dat fenomeen wordt vooral waargenomen in de chemische industrie, de textielnijverheid en de voedingsindustrie waar het meest een beroep wordt gedaan op warmtekrachtkoppeling.

Kader 1 - Kader: Meting van de energievraag: “finaal energiegebruik” versus “eindvraag naar energie”

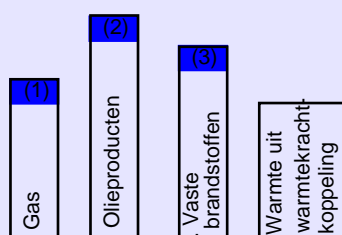
In PRIMES en in de energiebalansen van Eurostat wordt de eindvraag naar energie uitgesplitst per type brandstof: gas, vaste brandstoffen, olieproducten, elektriciteit, biomassa, afgeleide warmte, enz. De eindvraag naar afgeleide warmte is de warmte die geproduceerd wordt door warmtekrachtkoppeling (warmteproductie bij de elektriciteitsproductie). De brandstoffen die nodig zijn voor de productie van afgeleide warmte worden opgenomen in de transformatie-inputs voor de elektriciteitsproductie. Het verbruik van warmte die door industriële stoomketels wordt geproduceerd, wordt niet in aanmerking genomen in de rubriek “afgeleide warmte” als eindgebruik. De brandstoffen (olieproducten, vaste brandstoffen en aardgas) die voor deze productie nodig zijn, worden in de eindvraag naar energie opgenomen. Bij een vervanging van warmteproductie met industriële stoomketels door warmte die geproduceerd wordt door warmtekrachtkoppeling-eenheden, zal de eindvraag naar aardgas, olieproducten en vaste brandstoffen dus dalen. De eindvraag naar warmte daarentegen zal stijgen. In een context waarin de warmtekrachtkoppeling verder tot ontwikkeling komt, moeten de meetinstrumenten van de energievraag worden verfijnd. Een andere boeking dan die in Eurostat en het PRIMES-model zou erin bestaan elk finaal warmteverbruik door de consument op te nemen in de rubriek “afgeleide warmte”, ongeacht of die warmte geproduceerd wordt door industriële stoomketels of door warmtekrachtkoppeling-eenheden. Alle brandstoffen die nodig zijn voor die warmteproductie zouden dan opgenomen worden in de transformatie-inputs voor de productie van elektriciteit en warmte. Die boeking legt de nadruk op het finale energieverbruik terwijl de eerste de klemtoon legt op de eindvraag naar energie. Het PRIMES-model laat toe balansen op te maken die compatibel zijn met een boeking van het type “finaal energiegebruik”. Het concept “eindvraag naar energie”, dat in tabel 9 is opgenomen, wordt in heel het rapport gebruikt om de samenhang met de historische reeksen van Eurostat te verzekeren.

Boeking van het type “eindvraag naar energie” (Eurostat)

Transformatie-inputs:

Brandstoffen getransformeerd door elektriciteitscentrales voor de productie van elektrische energie en gecombineerde warmteproductie

Eindvraag naar energie:



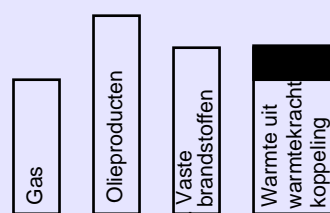
(1) (2) (3) = brandstoffen getransformeerd door industriële stoomketels voor de productie van warmte

Boeking van het type “finaal energiegebruik”

Transformatie-inputs:

Brandstoffen getransformeerd door elektrische centrales voor de productie van elektrische energie en de gecombineerde warmteproductie

Eindvraag naar energie:



■ = warmteproductie door industriële stoomketels

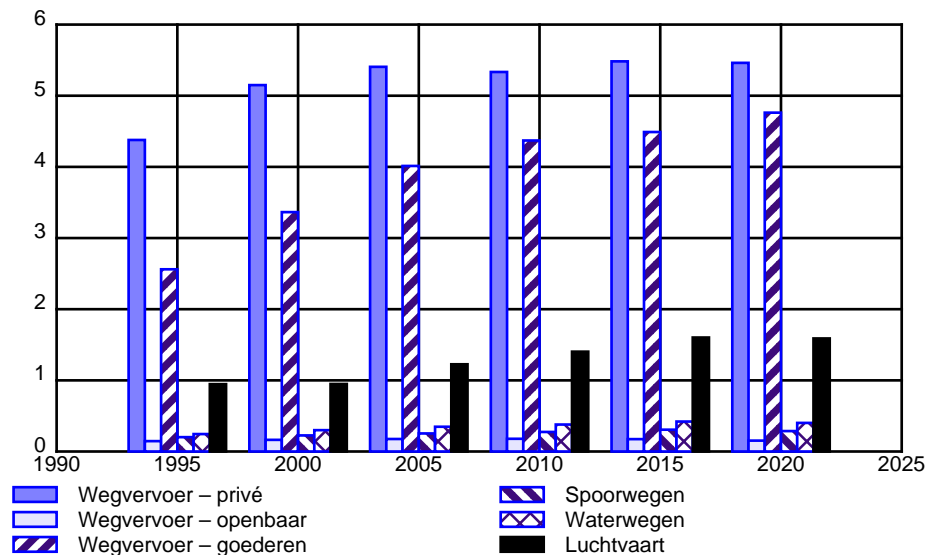
Terwijl de eindvraag naar aardgas tussen 2005 en 2010 zou dalen, zou het finaal aardgasgebruik blijven toenemen (zie tabel 9, volgende bladzijde). Het finaal warmtegebruik zou stijgen met 277 ktoe (verschil tussen de eindvraag naar energie voor warmte tussen 2005 en 2010). De warmte die geproduceerd wordt door warmtekrachtkoppeling zou toenemen en zou 322 ktoe bedragen. Dat toont aan dat de warmteproductie van industriële stoomketels daalt.

TABEL 9 - Eindvraag naar energie versus finaal energiegebruik in de industrie (ktoe)

	Eindvraag naar energie (1)		Finaal energiegebruik (2)		Verbruik van industriële stoomketels (1) – (2)	
	2005	2010	2005	2010	2005	2010
Vaste brandstoffen	2514	2261	2430	2203	84	58
Olieproducten	1020	1325	980	1012	40	313
Aardgas	5312	5086	4111	4167	1201	919
Warmte	733	1055	1990	2267	-	-
Biomassa	100	69	-	-	100	69

b. Eindvraag naar energie van het vervoer

FIGUUR 10 - Eindvraag naar energie van het vervoer – Mtoe per soort vervoer



Tussen 1995 en 2020 zou het energieverbruik door het vervoer toenemen met gemiddeld 1,61 % per jaar (wat een totale groei betekent van 49 % tussen 1995 en 2020). Die groei, die kleiner is dan in het verleden, vloeit vooral voort uit de twee hypothesen over vervoer waarop het basisscenario steunt: enerzijds de akkoorden tussen de autoconstructeurs ACEA/KAMA/JAMA om de CO₂-emissies van de voertuigen te verminderen en anderzijds de hypothese dat de groei van het reizigers- en goederenvervoer zou vertragen als gevolg van een saturatie-effect van de infrastructuur (zie hoofdstuk 3 over de gemeenschappelijke hypothesen bij de scenario's).

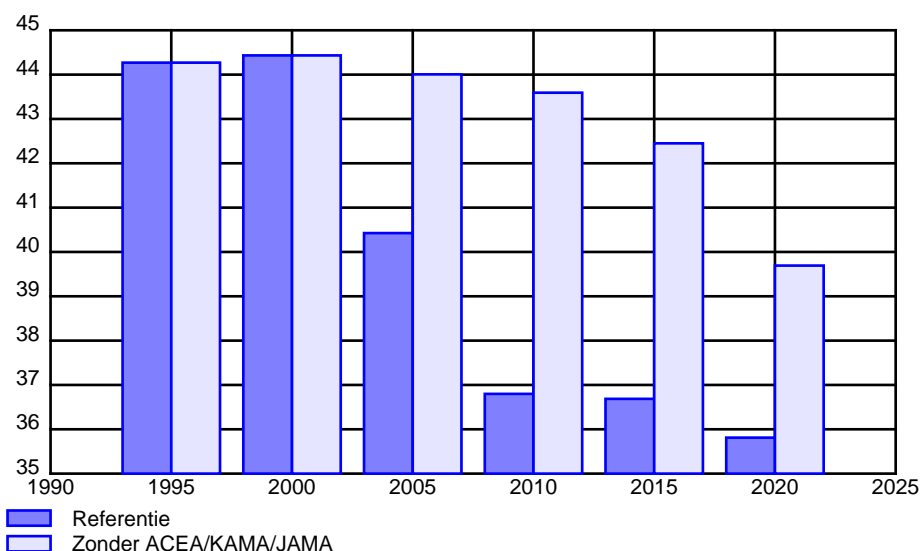
De resultaten van de projecties tonen ook aan dat het wegvervoer gedeeltelijk door het spoorwegvervoer wordt vervangen, dat minder energie-intensief is¹. Zo zou tussen 1995 en 2020 het aandeel van het reizigersvervoer over de weg dalen van 91 % tot 85 % ten voordele van het vervoer per spoor waarvan het aandeel fors zou toenemen (6,5 % in 1995 ten opzichte van 11 % in 2020). Het reizigersver-

1. In het PRIMES-model hangt de verdeling tussen de verschillende vervoermiddelen af van hun relatieve prijzen die zelf beïnvloed worden door de technologie van de nieuwe investeringen en het bestaande park.

voer in de luchtvaart zou stijgen met gemiddeld 4 % per jaar. Het aandeel in het totale reizigersvervoer zou tussen 1995 en 2020 verdubbelen, namelijk van 2 % tot 4 %. Hetzelfde vervangings-effect zou worden vastgesteld voor het goederen-transport. In 2020 zou 70 % van het goederen-transport over de weg gebeuren (ten opzichte van 73 % in 1995), 19 % via het spoor (ten opzichte van 15 % in 1995) en 11 % via de waterwegen (ten opzichte van 12 % in 1995).

Tussen 2005 en 2020 zou het energieverbruik van het particulier vervoer over de weg slechts in geringe mate toenemen terwijl de vraag naar dit soort vervoer in die periode met 15 % zou stijgen. Er wordt dus een gevoelige verbetering van de energie-intensiteit vastgesteld voor het particulier personenvervoer dat aanzienlijk toeneemt (gemeten via de verhouding tussen de eindvraag naar energie van auto's en motorfietsen en het aantal reizigers-kilometers). Dat wijst op een aanzienlijke verbetering van de energie-efficiëntie van de voertuigen¹. Die verbetering in het energieverbruik komt gedeeltelijk dankzij de technologische verbeteringen (frequenter gebruik van lichte legeringen in de productie van auto's, ontwikkeling en perfectionering van injectiemotoren, betere aërodynamica, enz.). De jongste jaren, werd die verbetering evenwel afgeremd door de trend om krachtigere en comfortabelere voertuigen te kopen (bv. uitgerust met airconditioning).

FIGUUR 11 - Energie-intensiteit van auto's – Mtoe per reiziger-kilometer

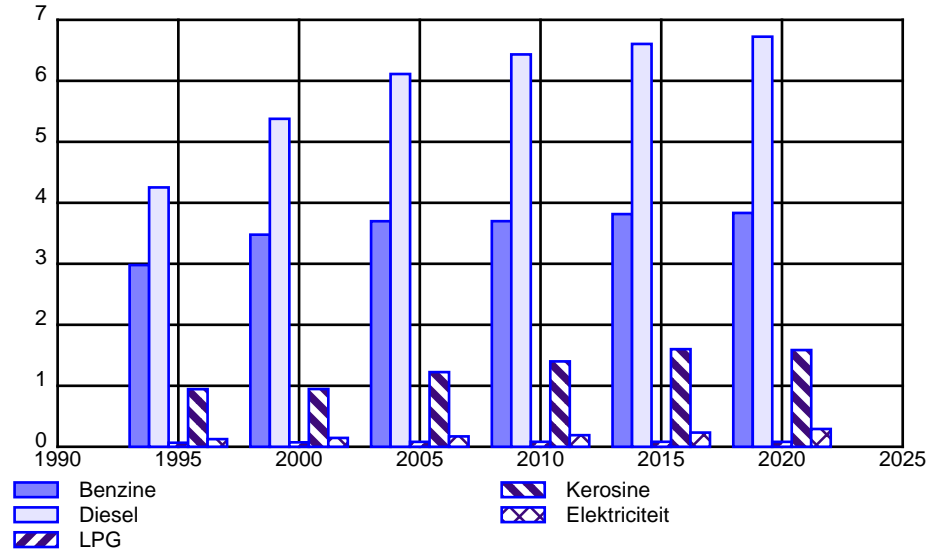


De grote daling van de energie-intensiteit tussen 2005 en 2010 vloeit voort uit de toepassing van de akkoorden die de autoconstructeurs ACEA/KAMA/JAMA sloten (zie hoofdstuk 3 over de gemeenschappelijke hypothesen bij de scenario's). De resultaten van een simulatie van het basisscenario waarin met deze akkoorden geen rekening werd gehouden, tonen dat de energie-intensiteit van de auto's in 2005 ongeveer 8 % groter zou zijn en in 2010 16 %. In die variant zou het energieverbruik van de voertuigen in 2010 6,3 Mtoe bedragen (een stijging van 18,5 % ten opzichte van het basisscenario) en in 2020 6,1 Mtoe (een stijging van 11 % ten op-

1. In de veronderstelling dat de gebruiksgraad van de voertuigen constant blijft tijdens de projectieperiode.

zichte van het basisscenario). Zonder de ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden zou tussen 1995 en 2020 de gemiddelde jaarlijkse groei van het energieverbruik van het vervoer 1,8 % bedragen of 0,2 % per jaar meer dan in het basisscenario.

FIGUUR 12 - Eindvraag naar energie van het vervoer-Mtoe per brandstof



In de loop van de komende jaren zou het dieselvebruik sneller blijven toenemen dan het benzineverbruik. Sinds het begin van de jaren 80 zorgden het lagere verbruik van de dieselmotoren en de gevoelig lagere prijs van diesel in vergelijking met benzine, voor een forse stijging van het aantal dieselveertuigen in het wagenpark. In 1980 vertegenwoordigden de dieselveertuigen slechts 7 % van het wagenpark terwijl dat aandeel in 1998 naar 37 % klon¹.

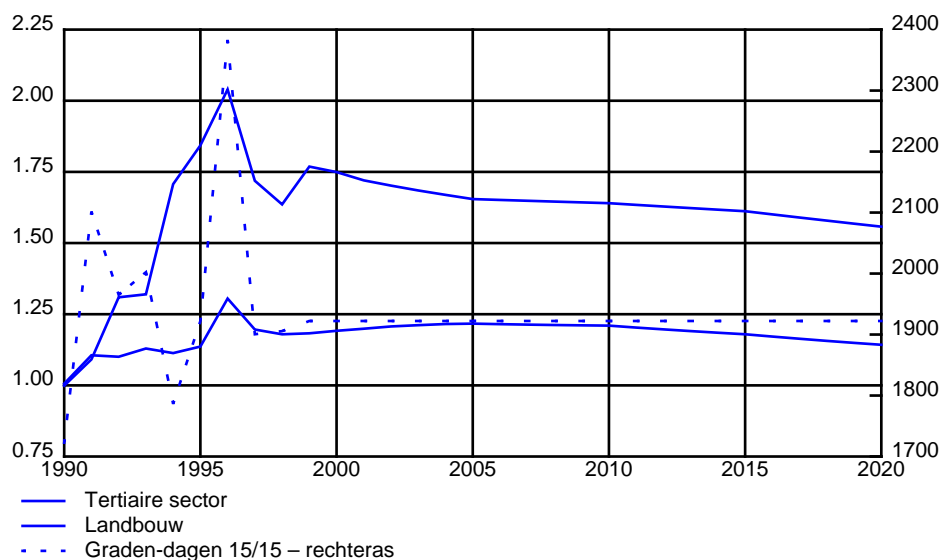
De factoren die de geringere toename van de vraag naar diesel en benzine vanaf 2005 kunnen verklaren zijn de vertraging van de activiteitsgraad van het personen- en goederenvervoer, de grotere energie-efficiëntie van de voertuigen, de vervanging van het wegvervoer door het vervoer per spoor, de toenemende elektrificatie van het spoorverkeer en het lagere verbruik van voertuigen als gevolg van de ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden. Desondanks zou de eindvraag naar energie van het vervoer tussen 1990 en 2010 met meer dan 50 % stijgen. Dat resultaat toont aan dat ruimere maatregelen nodig zijn (bv. bevordering van het openbaar vervoer, ontwikkeling van een minder energieverslindend vervoeraanbod, enz.) om de evolutie van het energieverbruik van het vervoer op ingrijpende wijze om te buigen.

Het elektriciteitsverbruik zou de snelste toename kennen tussen 1995 en 2020, namelijk van 125 ktoe (1,46 TWh) in 1995 tot 292 ktoe (3,39 TWh) in 2020. Het elektriciteitsverbruik zou echter laag blijven in volume en in 2020 slechts 2 % vertegenwoordigen van de eindvraag naar energie van het vervoer (tegenover 1 % in 1995). De snelle opmars van het personenvervoer in de luchtvaart zou het kerosineverbruik doen toenemen met 2,09 % per jaar.

1. Bron: Ministerie van Verkeer en Infrastructuur (1999), Statistiek van het vervoer in België.

c. Eindvraag naar energie van de tertiaire sector en de landbouw

FIGUUR 13 - Energie-intensiteit van de tertiaire sector en de landbouw – Index 1990 = 1



In de tertiaire sector wordt het meeste energie verbruikt (vervoerdiensten niet meegerekend) voor verwarming, airconditioning en verlichting in gebouwen. In 1996 ging 81 % van het energieverbruik in de tertiaire sector naar verwarming en airconditioning. Het aandeel van het specifieke elektriciteitsverbruik (verlichting, elektrische toestellen, enz.) bedroeg 19 %¹. Zoals ook het geval is voor de gezinnen, zijn de te verwarmen oppervlakten (afhankelijk van de activiteit van de sector), de klimatologische omstandigheden en de energie-efficiëntie van de uitrusting, factoren die bepalend zijn voor het energieverbruik van de tertiaire sector.

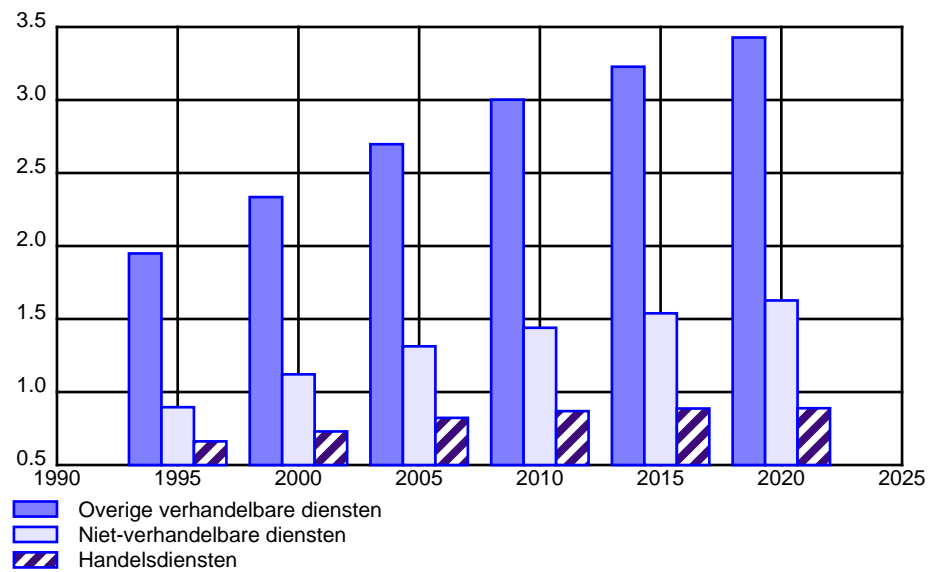
Tijdens de projectieperiode zou de energie-intensiteit dalen met gemiddeld 0,14 % per jaar (gemeten via de verhouding tussen de eindvraag naar energie van de diensten en hun toegevoegde waarde). Zij zou lichtjes stijgen tot 2010 en daarna dalen gedurende de tweede periode van de projectie (2010-2020).

De groei van de toegevoegde waarde van de tertiaire sector (gemiddeld 2,17 % per jaar tussen 1998 en 2020) zou leiden tot een toename van de totale gebruikte oppervlakten, wat gepaard zou gaan met een groter aantal verwarmingsinstallaties en elektrische toestellen, inclusief computers. Bijgevolg zou de eindvraag naar energie van de tertiaire sector stijgen met gemiddeld +2,6 % per jaar tussen 1998 en 2010. Tijdens de tweede periode van de projectie zou dat 1,3 % per jaar zijn. De daling van de energie-intensiteit tussen 2010 en 2020 zou vooral het gevolg zijn van de grotere energie-efficiëntie van de uitrusting (verwarming, airconditioning, elektrische toestellen).

De economische groei van de landbouw zou gematigd zijn tijdens de projectieperiode (gemiddelde jaarlijkse groeivoet van 0,98 % tussen 1998 en 2020). Gedurende die periode zou het energieverbruik slechts toenemen met 0,75 % per jaar en leiden tot een lichte daling van de energie-intensiteit.

1. Institut Wallon en Vito (1998), *Consommation énergétique dans le secteur tertiaire*.

FIGUUR 14 - Eindvraag naar energie van de tertiaire sector – Mtoe per sector



De energiebalansen van Eurostat maken geen onderscheid tussen het energieverbruik van de verhandelbare diensten, de niet-verhandelbare diensten en de handelsdiensten. De verdeling tussen de verhandelbare diensten, de niet-verhandelbare diensten en de handelsdiensten werd gekalibreerd op basis van gegevens uit de studie van het VITO en het Institut Wallon over het energieverbruik in de tertiaire sector¹. Overeenkomstig de methode die gebruikt werd voor de opmaak van de toegevoegde waarden, omvat de sector van de verhandelbare diensten vooral: de hotels en restaurants, de financiële activiteiten, de gezondheidszorg, de collectieve, sociale en persoonlijke diensten (ontspanning, culturele en sportactiviteiten), immobiliën en verhuur en diensten aan ondernemingen. De niet-verhandelbare diensten zijn hoofdzakelijk samengesteld uit het onderwijs en de overheidsadministratie.

In 1995 vertegenwoordigden de overige verhandelbare diensten, de niet-verhandelbare diensten en de handelsdiensten respectievelijk 55,5 %, 25,5 % en 19 % van de eindvraag naar energie van de diensten.

Tijdens de projectieperiode zou het energiebelang van de overige verhandelbare diensten met meer dan 2 % stijgen, namelijk van 42,55 % in 1995 tot 45,15 % in 2020. Die groei zou toe te schrijven zijn enerzijds, de vraag van de particulieren die een groter beschikbaar inkomen zouden hebben en anderzijds de diensten aan ondernemingen. Wat de gezinnen betreft, zou er een snellere groei opgetekend worden voor culturele en sportactiviteiten en telecommunicatiediensten waarvan de inkomenselasticiteit sterker is dan die van andere diensten. De diensten aan ondernemingen zouden verder blijven groeien als gevolg van het toenemend belang van activiteiten zoals informaticadiensten, beheeradvies, uitzendbureaus en activiteiten die uitbesteed worden zoals juridische, fiscale en boekhoudkundige opdrachten (Federaal Planbureau – 2000). Terwijl tussen 1995 en 2020 de toegevoegde waarde van de verhandelbare diensten met jaarlijks 2,45 % zou stijgen, zouden de oppervlaktes (vooral kantoren) die nodig zijn om die activiteiten uit te oefenen, toenemen met gemiddeld 1,40 % per jaar. In de loop

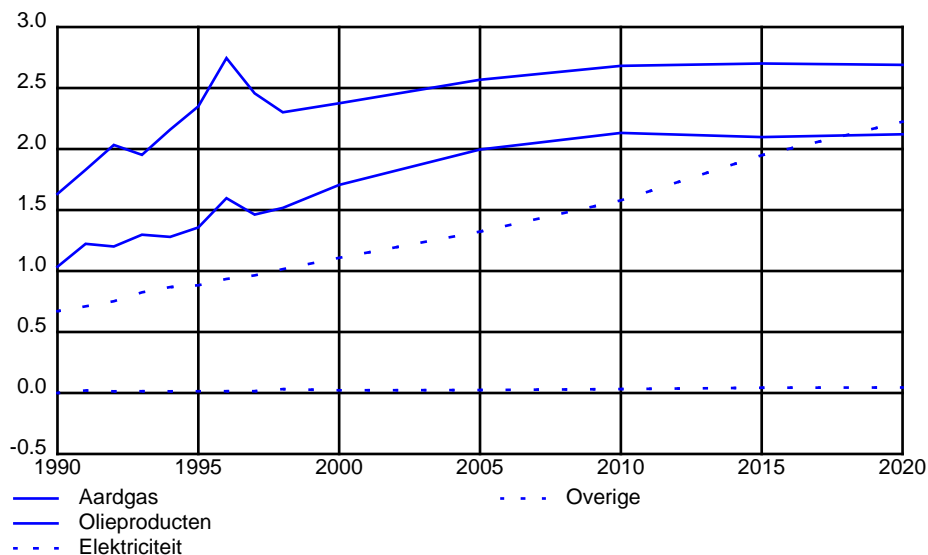
1. Institut Wallon en Vito (1998), *Consommation énergétique dans le secteur tertiaire*.

der jaren betekent dit dus een belangrijke verbetering van de productiviteit per vierkante meter, vooral als gevolg van het groter aantal uitrustingen (in het bijzonder de informatie- en communicatietechnologie). Door de toename van de activiteiten per oppervlakte en het groter aantal elektrische toestellen zou tussen 1995 en 2020 de energievraag stijgen met gemiddeld 2,28 % per jaar.

De toegevoegde waarde van de niet-verhandelbare diensten zou minder snel stijgen dan die van de verhandelbare diensten (gemiddeld 2,02 % per jaar), terwijl hun economisch belang tijdens de projectieperiode stabiel zou blijven rond 13 %. De activiteiten per oppervlakte zouden echter sneller toenemen dan bij de verhandelbare diensten (gemiddeld met 1,65 % per jaar). Over de hele projectieperiode zou de eindvraag naar energie van de niet-verhandelbare diensten stijgen met gemiddeld 2,41 % per jaar.

Wat de handel betreft, zou de energievraag minder toenemen dan bij de overige verhandelbare diensten en niet-verhandelbare diensten (gemiddeld 1,19 % per jaar). In het basisscenario zou de economische groei van die sector inderdaad trager verlopen en gekenmerkt worden door een daling van zijn economisch belang (12,25 % in 1995 tegenover 10,7 % in 2020). De handelsruimten zouden ook minder snel toenemen dan in de rest van de tertiaire sector (gemiddelde jaarlijkse groei van 1,19 %), vooral als gevolg van de grote doorbraak van nieuwe handelsvormen (elektronische handel), de concentratie van handel in handelscentra en een verzadiging van de handelszones.

FIGUUR 15 - Eindvraag naar energie van de tertiaire sector – Mtoe per brandstof



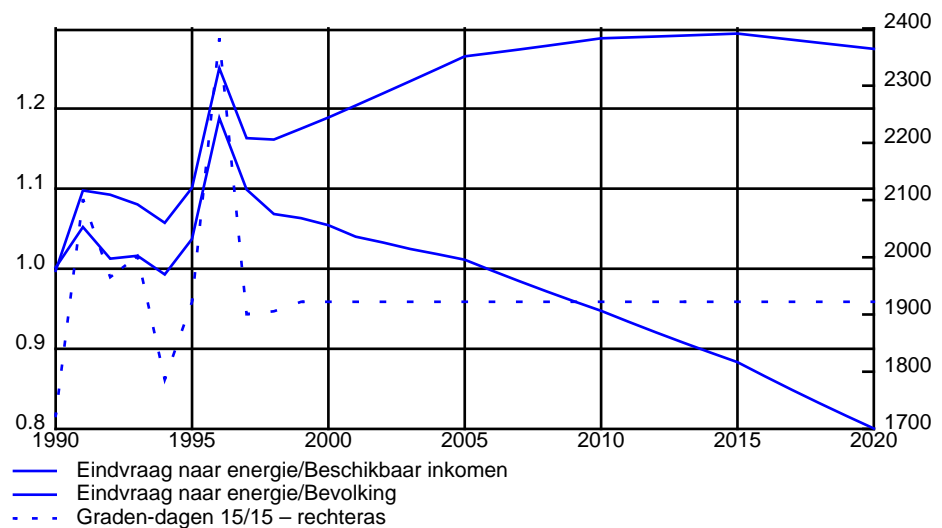
De uitsplitsing van het energieverbruik van de tertiaire sector en de landbouw per brandstof toont aan dat in 1998 de olieproducten 47 % van het energiegebruik vertegenwoordigden terwijl het aandeel van aardgas en elektriciteit respectievelijk 31 % en 21 % bedroeg. Een groot deel van het verbruik van olieproducten kan worden toegeschreven aan de landbouw. Indien we enkel de tertiaire sector beschouwen, is aardgas de meest gebruikte brandstof (39 % van de eindvraag naar energie), gevolgd door olieproducten (35 %) en elektriciteit (26 %).

Tijdens de projectieperiode zou de elektriciteitsvraag van de tertiaire sector gestaag toenemen met jaarlijks 3,63 % en stijgen van 1,02 Mtoe in 1998 tot 2,22 Mtoe in 2020. Het aandeel van de elektriciteit in het finale energieverbruik van de tertiaire sector en de landbouw zou stijgen met 10 % en in 2020 31 % bedragen.

Tijdens de projectieperiode zou het aardgasverbruik stijgen met gemiddeld 1,53 % per jaar. Net zoals het elektriciteitsverbruik zou het tussen 1998 en 2005 toenemen met bijna 4 % en zou zijn marktaandeel vergroten ten nadele van de olieproducten. Tussen 2005 en 2010 zou het aardgasverbruik stijgen met jaarlijks 1,33 % en na 2010 zou de aardgasverkoop aan de tertiaire sector zeer lichtjes stijgen, namelijk met 0,05 % per jaar. De vertraging in de vraag naar aardgas kan verklaard worden door: de vertraagde economische groei van de tertiaire sector, de grotere energie-efficiëntie van de uitrustingen, de saturatie van de markt en het dalende marktaandeel van verwarming ten voordele van elektriciteit.

d. Eindvraag naar energie van de gezinnen

FIGUUR 16 - Energie-intensiteit van de gezinnen – index 1990 = 1



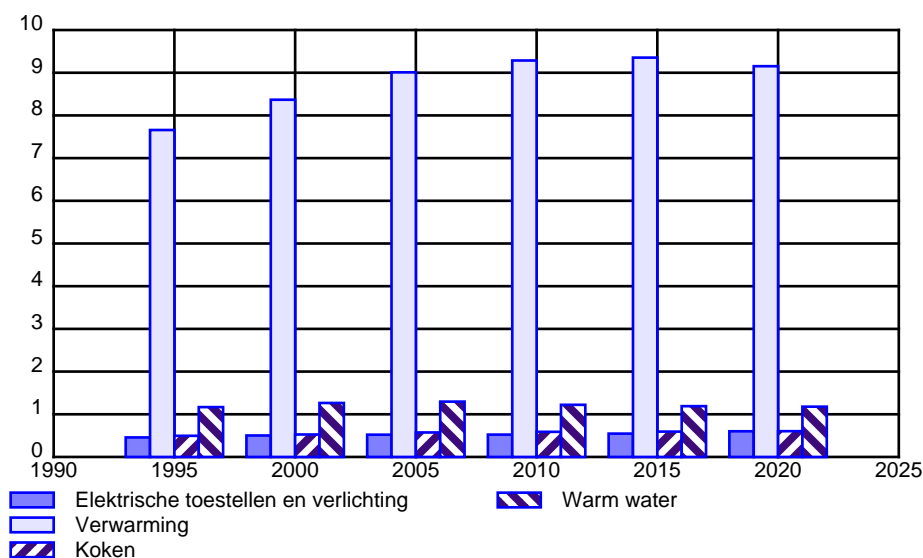
Tussen 1990 en 1991 en tussen 1994 en 1996 is de energie-intensiteit van de gezinnen zeer sterk toegenomen (gemeten zowel via de verhouding tussen de eindvraag en de bevolking als via de verhouding tussen de eindvraag en het beschikbaar inkomen). De klimatologische omstandigheden verklaren gedeeltelijk die ontwikkelingen: de pieken van energie-intensiteit stemmen inderdaad overeen met de pieken van het aantal graden-dagen. In 1996 bijvoorbeeld steeg, als gevolg van de strenge winter, het aantal graden-dagen tot 2,383 tegenover gemiddeld 2,031 tussen 1970 en 1998 ¹.

1. Aantal graden-dagen 15/15 te Ukkel. Bron: Koninklijk Meteorologisch Instituut.

In de veronderstelling dat het aantal graden-dagen constant zou blijven op het niveau van 1995, tonen de resultaten van het basisscenario een daling van de energie-intensiteit van de gezinnen (gemeten via de verhouding tussen de eindvraag naar energie van de gezinnen en het beschikbaar inkomen) van 1 % tussen 1999 en 2010 en vervolgens van 1,67 % tussen 2010 en 2020. Die resultaten kunnen optimistisch lijken vergeleken met de voorbije vijf jaar (1993 – 1998). Toen steeg de energie-intensiteit van de gezinnen met gemiddeld 1 % per jaar. In vergelijking met de periode 1993 – 1998 zou de periode 1998 – 2010 gekenmerkt worden door een sterkere groei van het beschikbaar inkomen die gepaard gaat met een kleinere toename van het energieverbruik. Ondanks de minder snelle bevolkingstoename tussen 1990 en 2010, zou de stijging van het aantal gezinnen gedurende de twee periodes identiek zijn (0,47 % per jaar). Dat kan dus niet de oorzaak zijn van een tragere toename van de energievraag. De zwakkere energievraag in de periode 1998 – 2010 wordt gedeeltelijk verklaard door een lager aantal graden-dagen dan in de periode 1993 – 1998, maar steunt hoofdzakelijk op de veronderstelling dat de energie-efficiëntie van de uitrusting (elektrische huishoudtoestellen en verwarmingsinstallaties) sterk verbetert.

De loskoppeling van de energievraag en de groei van het beschikbaar inkomen, wordt ook verklaard door het feit dat het energieverbruik van de gezinnen voor verwarming, koken en warm water meer een noodzaak dan een luxe is. Bijgevolg zal, vanaf een bepaalde levensstandaard, een sterke toename van het beschikbaar gezinsinkomen gepaard gaan met slechts een geringe stijging van het energieverbruik (inkomenselasticiteit is klein). Het elektriciteitsverbruik door elektrische huishoudtoestellen en de verlichting veroorzaakt hoofdzakelijk die toename omdat comfort eerder doorweegt dan energiebesparing bij de keuze en het gebruik van de toestellen.

FIGUUR 17 - Eindvraag naar energie van de gezinnen – Mtoe per gebruik

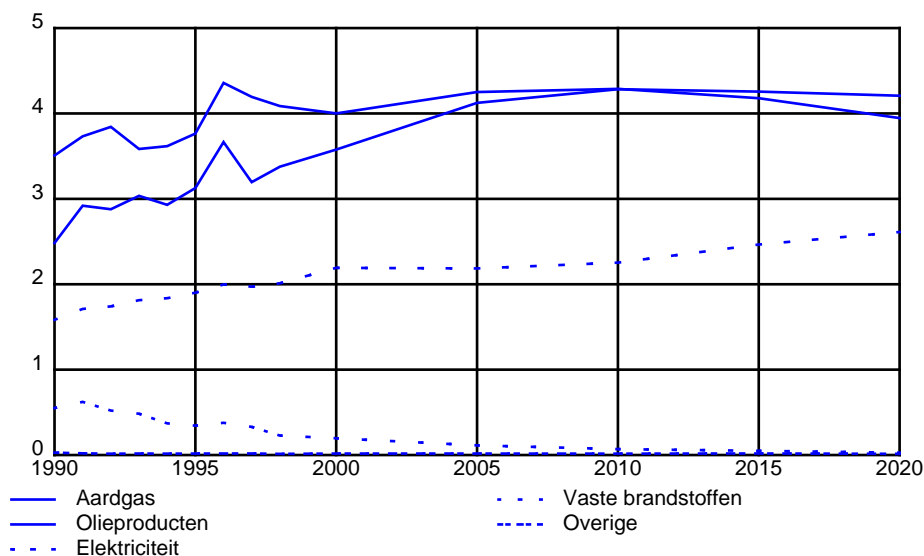


Verwarming neemt de belangrijkste plaats in bij het energieverbruik van de gezinnen (77,3 % van de eindvraag naar energie in 1995), gevolgd door de productie van warm water (12,5 %), koken (5,3 %) en het verbruik van elektrische toestellen en verlichting (4,9 % in 1995)¹.

Tussen 1995 en 2020 zou het groter aantal gezinnen, gekoppeld aan het hoger beschikbaar inkomen in reële termen, leiden tot een stijgende verkoop van elektrische huishoudtoestellen en een toename van de woningoppervlaktes die het energieverbruik schragen. Het energieverbruik voor verwarming zou stijgen met gemiddeld 0,72 % per jaar, namelijk van 7,66 Mtoe in 1995 tot 9,15 Mtoe in 2020. Het elektriciteitsverbruik voor specifieke doeleinden (elektrische huishoudtoestellen en verlichting) zou ook stijgen (604 ktoe in 2020 tegenover 496 ktoe in 1995).

Merk toch op dat het groter energieverbruik voor verwarming vooral zou toenemen tussen 1995 en 2010 (1,29 % per jaar). Het verbruik zou dalen tot +0,15 % per jaar tussen 2010 en 2015 en met 0,43 % per jaar tijdens de laatste vijf jaar van de projectie. Dit wordt verklaard door het feit dat naarmate de verwarmingsinstallaties worden vernieuwd, de energie-efficiëntie meer en meer toeneemt. Tussen 2015 en 2020 zou de winst aan efficiëntie groter zijn dan het stijgend verbruik als gevolg van het groter aantal gezinnen.

FIGUUR 18 - Eindvraag naar energie van de gezinnen – Mtoe per brandstof



1. De uitsplitsing van het energieverbruik per type van gebruik werd gekalibreerd op basis van de gegevens van VITO en het Institut Wallon. Zie Institut Wallon (1997), *Consommation énergétique des ménages en Région Wallonne et de Bruxelles-Capitale* en VITO (1997), *Energy consumption in households*.

De groei van de energievraag van de gezinnen tijdens de projectieperiode steunt op een stijging van de verkoop van aardgas (met 1,01 % per jaar) en elektriciteit (met 1,20 % per jaar) ten nadele van de verkoop van vaste brandstoffen (teruggelopen tot 27 ktoe in 2020) en olieproducten. Volgens de cijfers van het Bestuur Energie¹ benaderde het volume van de energievraag van de gezinnen in 1998 het niveau van 1979. De spreiding van de brandstoffen zou echter aanzienlijk geëvolueerd zijn. Zo zou het aandeel van aardgas in 20 jaar met meer dan 10 % gestegen zijn terwijl het aandeel van de olieproducten een achteruitgang van 10 % zou hebben gekend. Sinds het begin van de jaren 80 is het aantal met aardgas verwarmde woningen sneller blijven toenemen dan het aantal met stookolie verwarmde woningen. Die trend zou de komende jaren aanhouden maar daarna afnemen: het is pas vanaf 2010 dat aardgas de meest gevraagde brandstof bij de gezinnen zou worden.

De verkoop van elektriciteit zou het snelst stijgen tussen 1998 en 2020 (gemiddeld met 1,2 % per jaar). De elektriciteitsvraag van de gezinnen zou in 2000 2,19 Mtoe bedragen, stabiel blijven tussen 2000 en 2005 en een heropleving kennen na 2005. De vervanging van elektriciteit door aardgas, dat als verwarmingsbrandstof goedkoper is, en de grotere energie-efficiëntie van de elektriciteitsinstallaties zouden de stabiliteit van de elektriciteitsvraag tussen 2000 en 2005 kunnen verklaren.

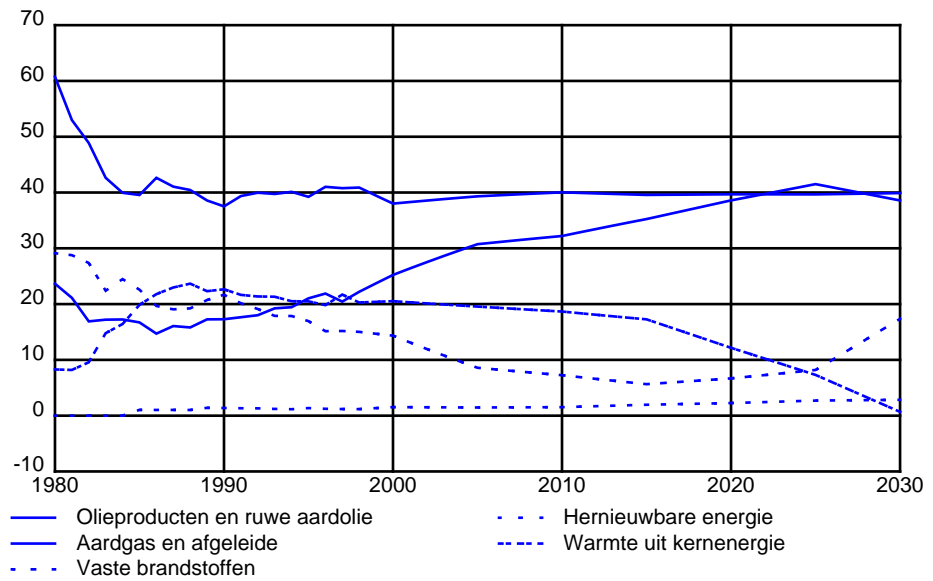
B. Het energie-aanbod

1. Aanbod en productie van primaire energie

Tussen 1980 en 1998 is het aanbod aan primaire energie gestegen van 45,7 Mtoe tot 55,4 Mtoe, wat een gemiddelde groei van 1,08 % per jaar betekent. Tijdens de periode 1998 – 2010 zou het aanbod aan primaire energie verder toenemen met jaarlijks 1,06 % en tussen 2010 en 2020 fors afzakken tot een stijging van 0,30 % per jaar. Twee belangrijke factoren zouden aan de basis liggen van die vertraging. Ten eerste zouden de eindvraag naar energie en niet-energie tussen 2010 en 2020 duidelijk minder snel stijgen (gemiddelde jaarlijkse groei van 0,49 %) dan tussen 1998 en 2010 (gemiddelde jaarlijkse groei van 1,34 %). Dat geldt voor alle brandstoffen, elektriciteit meegerekend. De daling van de eindvraag heeft een weerslag op het aanbod aan primaire energie, enerzijds via het aandeel van de primaire energie die gebruikt wordt voor de eindvraag en anderzijds, onrechtstreeks, via het lagere verbruik van primaire energie voor de elektriciteitsproductie. De grotere energie-efficiëntie in de elektriciteitsproductie vormt een tweede verklaring. Het effect hiervan komt bij een tragere stijging van de elektriciteitsvraag. Tegen 2015 zou het warmterendement van de elektriciteitsproductie zijn maximum bereiken en samen met een lager elektriciteitsverbruik, zou dit leiden tot een daling van de transformatie-inputs voor de elektriciteitsproductie na 2015. Over de projectieperiode 1998 –2020 zou de gemiddelde groei van het aanbod van primaire energie 0,70 % bedragen.

1. Ministerie van Economische Zaken (2000), *Energiestatistieken 1998*.

FIGUUR 19 - Aanbod van primaire energie - % per brandstof



Olieproducten en ruwe aardolie

Wat de uitsplitsing per brandstof betreft, tonen de resultaten dat de olieproducten en de ruwe aardolie het grootste deel van het aanbod aan primaire energie blijven vormen. Dat aandeel dat in 1998 ongeveer 41 % bedroeg, zou zich gedurende de projectieperiode handhaven.

Aardgas en afgeleide

Onder impuls van de vraag naar aardgas voor de elektriciteitsproductie zou het aandeel van gas zeer fors blijven toenemen en in 2020 hetzelfde peil bereiken als de vraag naar olieproducten en ruwe aardolie. Het zou stijgen van 22,21 % in 1998 tot 38,59 % in 2020. Merk op dat in 1998 ongeveer driekwart van de aangeboden hoeveelheid gas voor de eindconsumenten was, het resterende kwart werd gebruikt door de elektriciteitsproducenten. Als gevolg van de ingebruikname van een groot aantal gasturbines voor de elektriciteitsproductie zou het gasaandeel voor de eindconsumenten in 2020 nog slechts 50 % van de aangeboden hoeveelheid gas vertegenwoordigen. Het gasverbruik voor de productie van elektriciteit en stoom zou van 3,66 % Mtoe in 1998 stijgen tot 12,75 Mtoe in 2020.

Vaste brandstoffen

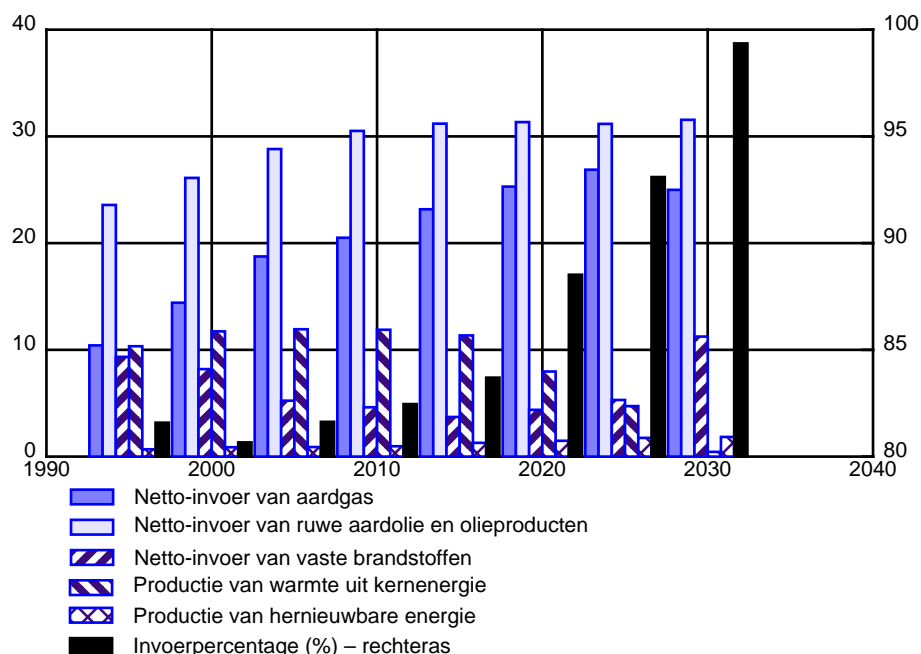
Het primaire aanbod aan vaste brandstoffen zou tijdens de projectieperiode dalen. De verklaring hiervoor is dat de vraag naar vaste brandstoffen door de eindconsumenten met de helft verminderd is (van 3,31 Mtoe in 1998 naar 1,76 Mtoe in 2020) en dat steenkool minder gebruikt wordt als brandstof voor de elektriciteitsproductie. Het is pas na 2020, wanneer de super kritische en ultra super kritische steenkoolcentrales tot ontwikkeling komen, dat de vaste brandstoffen opnieuw aan belang zouden winnen (zie afdeling 2 over de productie van elektriciteit en warmte).

Warmte uit kernenergie

Tegen 2015 zou de productiecapaciteit van de kerncentrales niet veel veranderen en het aanbod aan warmte uit kernenergie zou nagenoeg ongewijzigd blijven. Na 2015 zou dat aanbod snel afnemen en bijna nihil zijn in 2030 als gevolg van de ontmanteling van de kerncentrales.

Hernieuwbare energie

Het aandeel van de hernieuwbare energie in het aanbod aan primaire energie zou stijgen van 1,17 % in 1998 tot 2,26 % in 2010 en in 2030 een maximum van 2,80 % bereiken.

FIGUUR 20 - Productie en invoer van primaire energie – Mtoe*Energie-onafhankelijkheid*

België bezit geen enkel aardolieveld en produceert geen aardgas. Daarom heeft België gekozen voor de ontwikkeling van kernenergie om een zekere energie-onafhankelijkheid te waarborgen. Omdat de activiteiten in de steenkoolmijnen geleidelijk werden afgebouwd, werd de productie van steenkool in België in 1993 volledig stopgezet. België bezit geen uraniummijnen die economisch kunnen worden geëxploiteerd. De levering van uraniumerts wordt verzekerd via korte of langlopende contracten met vooral Australische, Canadese en Afrikaanse leveranciers. De kernenergie in de rubriek “productie van primaire energie” is de nucleaire warmte die vrijkomt door de splitsing van uranium in de reactoren. In 1998 vertegenwoordigde de nucleaire warmte 93,5 % van de productie van primaire energie in België. Een geringe hoeveelheid recuperatiesteenkool en hernieuwbare energie (biomassa en hydraulische energie) vormde de rest van de primaire energieproductie. België is dus sterk afhankelijk van de invoer (in bovenstaande figuur voorgesteld door het invoerpercentage¹): in 1998 werd ongeveer 81 % van het primaire energie-aanbod in België ingevoerd. De steenkool die in België gebruikt werd, was vooral afkomstig uit Zuid-Afrika (34 %), Australië (29 %) en de Verenigde Staten (21 %). De bevoorrading van aardgas werd verzekerd door Noorwegen (34 %), Nederland (34 %), Algerije (28 %) en Duitsland (4 %). België was afhankelijk van de OPEC-landen voor 52 % van de invoer van ruwe aardolie, voor 30 % van Noorwegen en voor de overige 18 % van Oost-Europa, Afrika en Amerika.

1. Het invoerpercentage wordt berekend door de netto-invoer van energie te delen door de som van de netto-invoer en de productie van primaire energie.

Tot 2015 zou het invoerpercentage slechts traag stijgen en in 2015 82 % bedragen. De ontmanteling van de kerncentrales "Doel 1 en 2" en "Tihange 1" tussen 2015 en 2020 zou het invoerpercentage bruusk doen stijgen tot 87 % in 2020, terwijl de basisproductie van elektriciteit meer zou steunen op centrales met steenkool en aardgas (turbines met gecombineerde cyclus). Tussen 2020 en 2030 zouden de super kritische en ultra super kritische steenkoolcentrales een hoge vlucht nemen wanneer zij niet alleen de ontmantelde kerncentrales (Doel 3 en 4 en Tihange 2 en 3) tijdens die periode vervangen maar ook een deel van de gascentrales die economisch minder rendabel zijn geworden door de hogere aardgasprijs. Bijgevolg zou de invoer van aardgas lichtjes dalen en zou de invoer van steenkool fors toenemen. De invoer zou in 2030 stijgen tot 96,80 %.

2. Productie van elektriciteit en warmte

TABEL 10 - Evolutie van de vraag en de productie van elektriciteit – twh

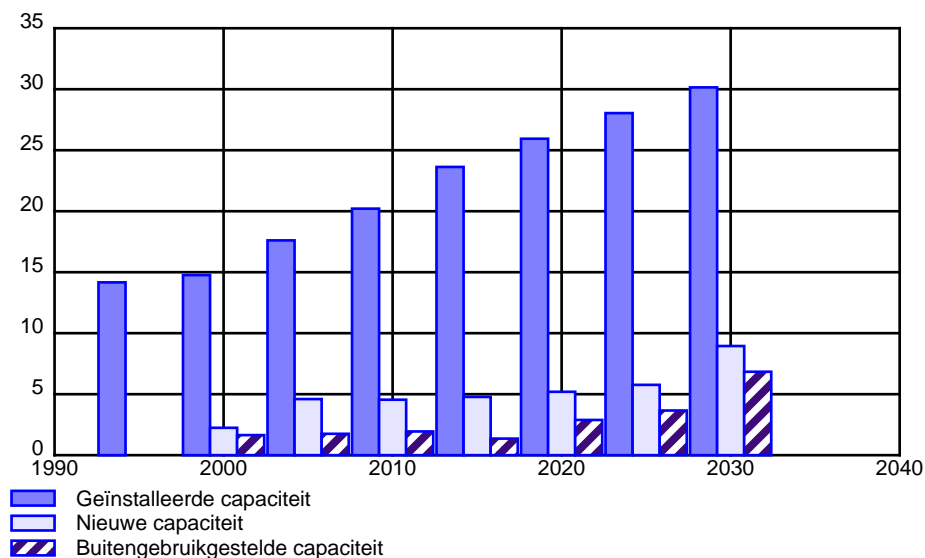
	95	05	10	20	30	05//95	10//05	20//10	30//20
Finale elektriciteitsvraag	68,4	89,2	98,1	117,4	131,7	2,7	1,9	1,8	1,2
Energiesector (exclusief eigen verbruik)	1,7	1,8	1,7	1,5	1,3	0,6	-0,9	-1,2	-1,7
Vervoer en distributieverlies	3,7	4,4	4,8	5,5	6,2	1,8	1,7	1,5	1,1
Eigen verbruik	3,8	5,0	5,5	6,8	8,8	2,7	1,9	2,3	2,6
Totale elektriciteitsvraag	77,6	100,3	110,0	131,3	148,0	2,6	1,9	1,8	1,2
Netto-invoer	4,1	2,4	2,4	4,8	4,8	-5,1	0,0	7,2	0,0
Brutoproductie	73,5	97,9	107,6	126,5	143,2	2,9	1,9	1,6	1,2

De resultaten van de projecties tonen dat de elektriciteitsproductie, zou stijgen met 2,9 % per jaar tussen 1995 en 2005, met 1,92 % per jaar tussen 2005 en 2010 en met 1,63 % per jaar tussen 2010 en 2020¹. Die waarden houden niet alleen rekening met de energievraag van de eindconsumenten maar ook met het vervoer- en distributieverlies, het elektriciteitsverbruik van de energiesector (inclusief eigen verbruik) en de elektriciteitshandel met het buitenland. De totale energievraag waaraan door de binnenlandse productie en de invoer moet worden voldaan, zou in 2005 100,28 TWh bedragen. In 2005 zou een hoeveelheid van 2,40 TWh worden ingevoerd terwijl 97,88 TWh in België zou worden geproduceerd. Tegen 2020 zou de bruto-elektriciteitsproductie 126,47 TWh bedragen. Merk op dat de simulaties in dit rapport gebaseerd zijn op een nationale versie van het PRIMES-model waarin de handel met het buitenland als exogeen wordt beschouwd. Om een grondigere studie te maken over de impact van het openstellen van de elektriciteitsmarkt, is een model nodig waarin de invoer en uitvoer van elektriciteit endogeen zijn en bepaald worden naargelang de comparatieve voordelen van de verschillende landen. Momenteel wordt door de Universiteit van Athene een mo-

1. Ter vergelijking, in het Nationaal Uitrustingsprogramma inzake de Middelen voor Productie en Transport van Elektrische Energie 1995 – 2005 van het Beheerscomité der Elektriciteitsondernemingen, werd de trendmatige evolutie van de elektriciteitsvraag in het basisscenario geraamd op gemiddeld 2,7 % per jaar tussen 1995 en 2005. De initiatieven voor een beter beheer van de elektriciteitsvraag (acties inzake tarieven en aanmoediging van rationeel energieverbruik) zouden die groei moeten kunnen beperken tot 1,8 % per jaar. Een vergelijking van verschillende studies door de commissie AMPERE toont een groei van de elektriciteitsvraag die schommelt tussen 0,9 % en 2 % tussen 2000 en 2010 (zie commissie AMPERE, *Syntheserapport van de Commissie*, beschikbaar op de site http://www.mineco.fgov/energy/index_nl.htm). De simulaties met behulp van het HERMES-model van het Federaal Planbureau geven de hoogste grens van die twee percentages (2,0 %).

del ontwikkeld waarin het elektriciteitsaanbod van België gekoppeld wordt aan dat van Duitsland, Frankrijk en Nederland. De resultaten daarvan zullen in een later rapport worden voorgesteld.

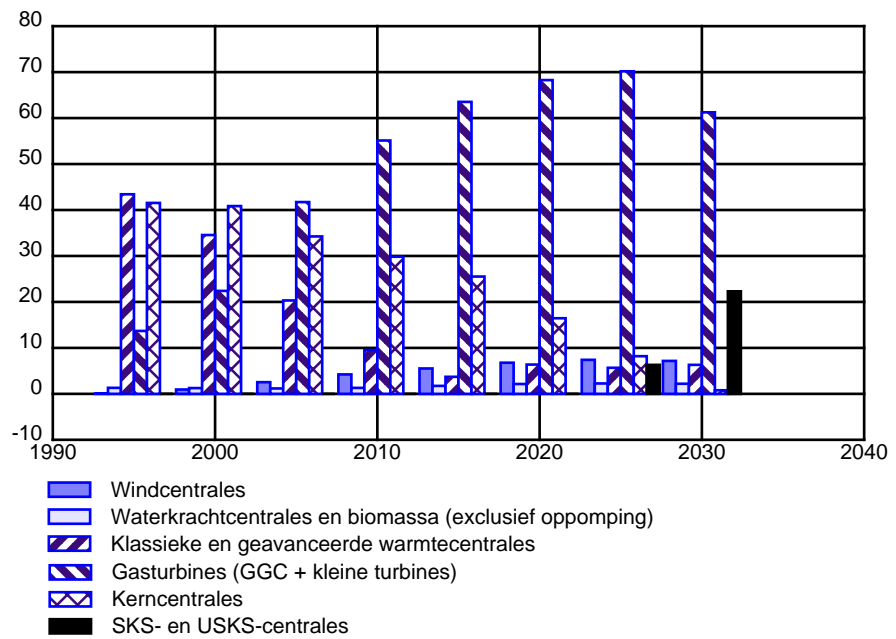
FIGUUR 21 - Geïnstalleerde, nieuwe en buitengebruikgestelde capaciteit – gw



Om in 2005 aan de elektriciteitsvraag te voldoen, zou de geïnstalleerde capaciteit¹ moeten stijgen tot 14,76 GW, wat overeenkomt met een nettotoename van het geïnstalleerde vermogen van 3,44 GW in vergelijking met 1995. Om in 2005 de nodige capaciteit te bereiken, zou er 6,84 GW nieuwe capaciteit worden geïnstalleerd om de buitengebruikstelling van 3,40 GW bestaande capaciteit te compenseren en tegemoet te komen aan de elektriciteitsvraag. Tegen 2010 zou de capaciteit van de elektriciteitsproductie 20,21 GW moeten bedragen. In 2030 zou die hoger zijn dan 30 GW. Het grootste aantal centrales zou buiten gebruik worden gesteld tussen 2025 en 2030. De centrales Tihange 3 en Doel 4 (2 GW) en de gascentrales zouden in die periode het grootste deel van de ontmantelde capaciteit vormen.

1. De pompcentrales voor energieopslag (spaarbekkencentrales) zijn niet in dit cijfer vervat.

FIGUUR 22 - Geïnstalleerde capaciteit - % per type centrale



Kerncentrales

Zoals reeds vermeld, steunt het basisscenario op de hypothese van een ontmanteling van de kerncentrales die 40 jaar oud zijn en op het verbod om nieuwe investeringen in kernenergie te doen om de bestaande capaciteit te vervangen of de levensduur ervan te verlengen. Hoofdstuk 3 behandelt de gemeenschappelijke hypothesen van de scenario's en geeft de timing van de desactivering weer. De buitengebruikstelling van de eerste centrales zou beginnen vanaf 2015 en van de bestaande 6031 MW capaciteit in 2000 zou in 2030 slechts 237 MW overblijven, of minder dan 1 % van het park voor elektriciteitsproductie.

Los van de hypothesen over de ontmanteling van kerncentrales en de reeds geplande investeringen en buitengebruikstellingen, worden in het basisscenario de methoden voor elektriciteitsproductie gekozen door de productiekosten voor elektriciteit te minimaliseren (de jaarlijkse kapitaalkost, de onderhoudskosten en de brandstofkosten zoals uit de PRIMES-databank). De gevolgen voor het milieu en de overwegingen over de diversificatie van de bevoorradingsbronnen en de energie-onafhankelijkheid spelen geen rol bij de keuze voor elektriciteitsproductietechnologieën. In hoofdstuk 6 worden de technologieën voor de elektriciteitsproductie gekozen door het economisch criterium af te wegen tegen de CO₂-emissies¹.

Klassieke thermische centrales

De resultaten van het basisscenario tonen aan dat de klassieke thermische centrales op steenkool massaal buiten gebruik zouden worden gesteld tegen 2015: hun aandeel in het productiepark zou dalen van 43,4 % in 1995 tot 3,70 % in 2015.

1. In alle scenario's hebben de externaliteiten in verband met de kans op ongevallen, het afvalbeheer, de geluidseffecten- en visuele gevolgen enz. geen invloed op de keuze van de productietechnologie.

Gasturbines met gecombineerde cyclus

Ondanks de prijsstijging van aardgas, zou het aantal gasturbines met gecombineerde cyclus (GTGC) en kleine gasturbines zeer snel toenemen. Hun aandeel in de geïnstalleerde capaciteit zou stijgen van 13,69 % in 1995 tot 74,90 % in 2025. Die opmerkelijke groei vloeit voort uit de technisch-economische voordelen van die technologieën (lage investeringskosten en hoog thermisch rendement). Zij kennen een gunstige ontwikkeling in het kader van de herstructurering van de elektriciteitsmarkt. Als gevolg van de geleidelijke prijsstijging van aardgas zou hun concurrentieel voordeel toch dalen in de loop van de projectie en hun aandeel zou in de laatste vijf jaar van de projectie verkleinen.

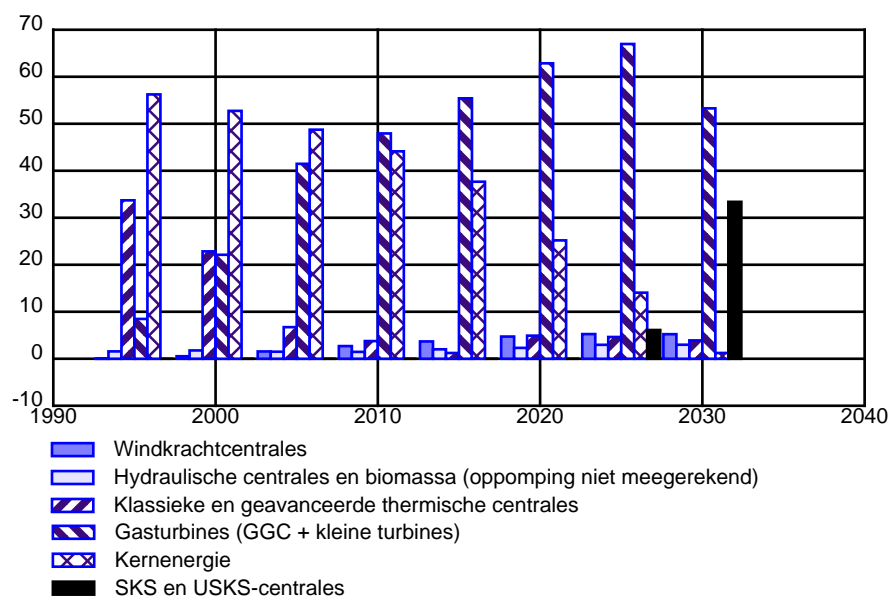
Super kritische en ultra super kritische steenkoolcentrales

Tegen 2025 zouden de super kritische en ultra super kritische steenkoolenheden verschijnen die een belangrijke rol spelen in de vervanging van het elektronucleaire park. Hun aandeel in de geïnstalleerde capaciteit zou in 2025 6,73 % bedragen en in 2030 bijna 30 % (28,71 %) bereiken.

Hernieuwbare energie

Het aandeel van hernieuwbare energie (biomassa meegerekend maar niet de pompcentrales voor energieopslag) in de totale geïnstalleerde capaciteit zou bijna 4 % bedragen in 2005 en meer dan 10 % in 2025. Het gaat vooral om riviercentrales en windkrachtcentrales. De overige vormen van hernieuwbare energie (zonne-energie, geothermische energie, enz.) en de brandstofcellen komen niet voor in het elektriciteitsproductiepark ¹.

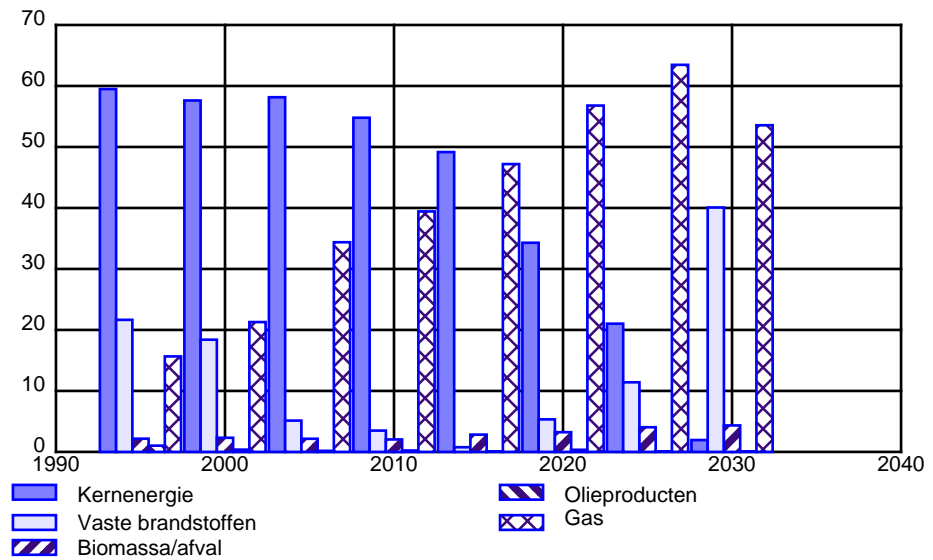
FIGUUR 23 - Elektriciteitsproductie - % per type centrale



- Indien een vermindering van de CO₂-emissies bereikt moet worden in het kader van de afspraken van Kyoto, zouden de brandstofcellen echter een grote rol kunnen spelen in de elektriciteitsproductie (zie hoofdstuk 6). Enkel de klassieke technologieën voor afvalverbranding worden in het PRIMES-model in aanmerking genomen. De vergassingstechnologieën van de biomassa zijn niet in PRIMES opgenomen. De komende jaren zou er een snelle vooruitgang worden geboekt en tegen 2005 wordt een jaarlijkse elektriciteitsproductie van 1000 Gwh verwacht (hakhout in korte omlopen) en zelfs het dubbele binnen 10 jaar (miscanthus) indien het landbouw- en energiebeleid hun inspanningen bundelen en erin slagen de eerste geïnteresseerden, namelijk de landbouwers, te mobiliseren (AMPERE, *Opvolgingsstudie van het uitrustingsplan, het ontwikkelingspotentieel van de hernieuwbare energie: syntheses en operationele conclusies*, studie uitgevoerd in opdracht van het Bestuur Energie, Conventie 96 – 07.

Met een aandeel van 56,24 % zorgen de kerncentrales in 1995 voor het grootste deel van de elektriciteitsproductie in België, gevolgd door de klassieke thermische centrales (polyvalente en monovalente) op steenkool (33,70 %). De gasturbines (kleine gasturbines en gasturbines met gecombineerde cyclus) vertegenwoordigden 8,47 % van de elektriciteitsproductie in 1995 terwijl de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energie (verbranding van biomassa en afval meegerekend) slechts 1,58 % van de totale elektriciteitsproductie vormde.

FIGUUR 24 - Brandstoffen voor de elektriciteitsproductie - %



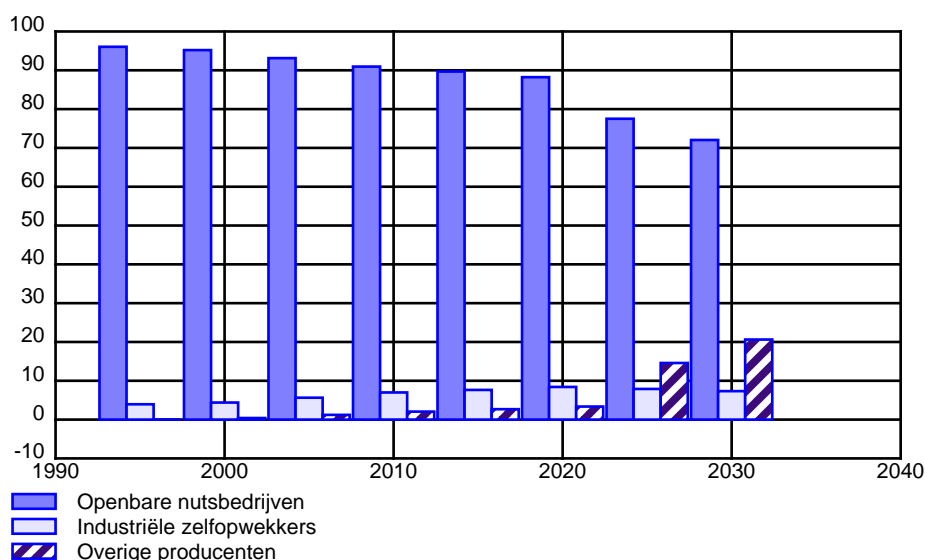
De meest gebruikte brandstoffen voor de elektriciteitsproductie zijn: warmte uit kernenergie (59,49 % in 1995), gevolgd door steenkool (21,65 %), aardgas (15,57 %), biomassa en afval (2,17 %) en ten slotte olieproducten (1,02 %).

De komende jaren zouden gekenmerkt worden door een aanzienlijk groter aardgasverbruik voor de elektriciteitsproductie. Dat zou gedeeltelijk het gevolg zijn van meer gedecentraliseerde warmtekrachtkoppeling (zie infra) en meer centrales met gecombineerde cyclus bij elektriciteitsbedrijven van openbaar nut. De resultaten van de projectie tonen dat de productie van die centrales zou stijgen van 6,19 TWh in 1995 (nauwelijks 8 % van de elektriciteitsproductie) tot 75,87 TWh in 2020 (of 60 % van de elektriciteitsproductie). Als basisproductie zouden die centrales een warmterendement kunnen bereiken van 60 % in 2010 en 62 % in 2030. Bovendien zou, volgens de hypothesen in onze simulatie, de investeringskost van een centrale met gecombineerde cyclus (uitgedrukt in geïnstalleerde kW en tegen 2010) meer dan twee keer lager zijn dan die van een super kritische of ultra super kritische steenkoolcentrale en meer dan drie keer lager dan die van een kerncentrale (zie hoofdstuk 3 over de gemeenschappelijke hypothesen bij de scenario's). Bij een beleid dat de ontwikkeling van kernenergie verbiedt, zijn de gecombineerde gasturbines het goedkoopste en meest flexibele alternatief voor de elektriciteitsproductie.

Indien de doorbraak van de gasturbines zou verlopen zoals in het model wordt voorspeld, zou het aardgasverbruik voor de elektriciteitsproductie vervijfvoudigen tijdens de projectieperiode, namelijk van 2,72 Mtoe in 1995 tot 12,75 Mtoe in 2020. Tegen 2020 zou aardgas 55,19 % vertegenwoordigen van de transformatie-inputs voor de elektriciteitsproductie. De zeer forse doorbraak van de centrales met gecombineerde cyclus zou het gemiddelde warmterendement van het elektriciteitsproductiepark sterk doen stijgen. Het zou toenemen van 39 % in 1995 tot 50 % in 2005, 51 % in 2010 en 53 % in 2020. Na 2020 zou het hernieuwde gebruik van steenkool in de elektriciteitsproductie het gemiddelde warmterendement van het elektriciteitsproductiepark lichtjes doen terugvallen op 52 %.

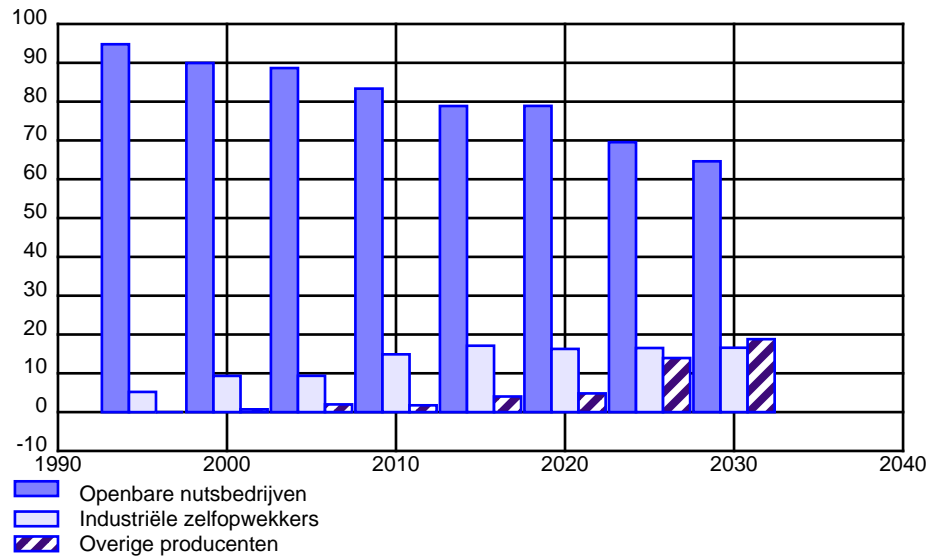
De elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie (inclusief biomassa en exclusief opslag via oppomping) zou stijgen van 1,58 % in 1995 tot 3,05 % in 2005 en bereikt 7,03 % in 2020 en 8,21 % in 2030. Het aandeel van de windturbines in de elektriciteitsproductie zou stijgen tot 1,55 % in 2005 en dat van de verbranding van biomassa (vergassing van de biomassa niet meegerekend) tot 1,16 % terwijl de productie van de hydraulische centrales (zonder oppomping) in 2005 0,34 % van de totale elektriciteitsproductie zou vertegenwoordigen. In 2020 zouden de windturbines bijna 5 % (4,73 %) van de totale elektriciteitsproductie uitmaken, wat een productie van bijna 6 TWh zou betekenen.

FIGUUR 25 - Elektriciteitsproductie - % per type producent



In België gebeurt de elektriciteitsproductie hoofdzakelijk gecentraliseerd. In 1995 bezaten de openbare nutsbedrijven¹ bijna 95 % van de 14,16 GW aan geïnstalleerde capaciteit op het Belgisch grondgebied (pompcentrales met energieopslag niet meegerekend). De geïnstalleerde capaciteit van de industriële zelfopwekkers bedroeg 738 MW². De geïnstalleerde capaciteit van de zelfopwekkers is vooral geconcentreerd in de ijzer- en staalnijverheid en de metaalverwerkende nijverheid (213 MW in 1994), de chemische industrie (171 MW) en de voedingsindustrie (152 MW)³. Aangezien de openbare nutsbedrijven meer basiselectriciteit produceren dan de zelfopwekkers, hebben zij een groter aandeel in de totale productie (96,08 %) dan in de geïnstalleerde capaciteit.

FIGUUR 26 - Geïnstalleerde capaciteit voor de elektriciteitsproductie - % per type producent



In de toekomst zou de sector van de elektriciteitsproductie evolueren naar een grotere decentralisatie.

De elektriciteitsproductie van de industriële zelfproducenten zou fors toenemen, namelijk van 3,92 % in 1995 tot 8,41 % in 2020. Zij zou daarna lichtjes dalen en op het einde van de projectieperiode (2030) 7,33 % bedragen. De ontwikkeling van de elektriciteitsproductie van de industriële zelfopwekkers is nauw verbonden met de evolutie van de warmtekrachtkoppeling (zie infra) omdat deze 98 % van hun elektriciteitsproductie vertegenwoordigt.

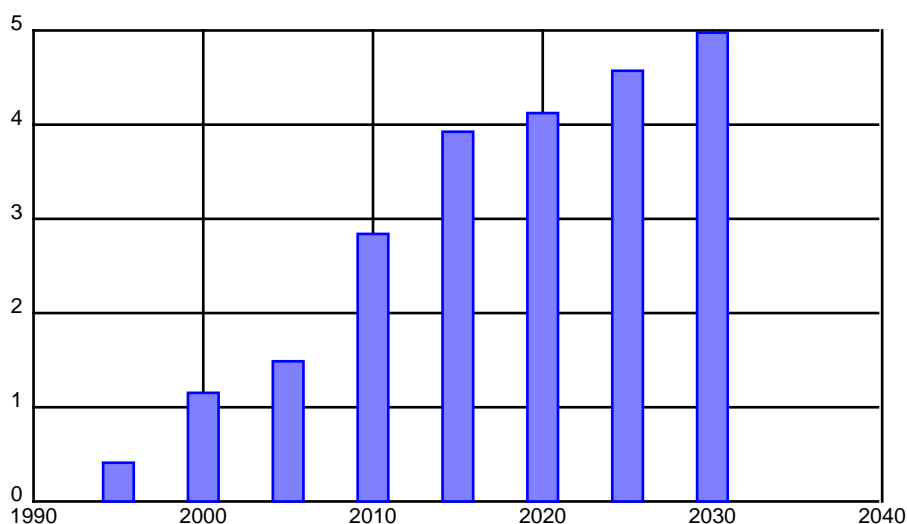
1. In PRIMES wordt een openbaar nutsbedrijf (of gecentraliseerde producent) gedefinieerd als een bedrijf met als hoofddoel de productie van elektriciteit en/of warmte, de transmissie en de distributie van elektriciteit en de transmissie van warmte naar andere bedrijven. De industriële zelfopwekkers zijn bedrijven die, naast hun hoofdactiviteit, elektrische energie en/of warmte produceren om te voldoen aan hun eigen behoeften. Zij kunnen hun overtollige elektriciteitsproductie aan het nutsbedrijf leveren maar kunnen geen warmte verdelen of uitwisselen voor andere doeleinden dan hun eigen behoeften. De autonome producenten zijn producenten met als hoofdactiviteit de productie van elektriciteit en/of warmte om ofwel hun elektriciteit te verkopen aan het net van openbare nutsbedrijven, ofwel rechtstreeks elektriciteit te leveren aan derden.
2. Bron: ESAP, EPIC-databank.
3. Volgens de cijfers van het repertorium van de elektriciteitscentrales, toestand op 31/12/1994.

Het aandeel van de overige producenten (autonome producenten en zelfopwekkers van de tertiaire sector) in de elektriciteitsproductie zou gering blijven tot 2020 (3,36 %) maar zou tijdens de laatste 10 jaar van de projectie zeer snel toenemen en in 2030 20,62 % bedragen. Verschillende factoren liggen aan de basis van die ontwikkeling.

Ten eerste maakt de ontmanteling van de kerncentrales tussen 2020 en 2030 (in die periode wordt een capaciteit van 4,3 GW buiten gebruik gesteld) die eigendom zijn van de openbare nutsbedrijven, het voor de autonome producenten mogelijk om toegang tot de markt te krijgen. Ten tweede wordt er verondersteld dat, als gevolg van de liberalisering van de gasmarkt, de kleine producenten aardgas kunnen kopen aan een concurrentiële prijs en zonder discriminatie ten opzichte van de openbare nutsbedrijven. Ten derde zijn de autonome producenten door hun kleine omvang benadeeld in termen van schaalrendement maar bevoordeeld in termen van flexibiliteit waardoor ze beter de schommelingen van de elektriciteitsvraag kunnen volgen.

Terwijl het aandeel van de overige producenten in de productie tegen 2030 bijna drie keer groter zou zijn dan dat van de industriële zelfopwekkers, zou hun aandeel in de totale geïnstalleerde capaciteit slechts iets groter zijn (18,79 % ten opzichte van 16,28 % in 2030). Het intensiever gebruik van de geïnstalleerde capaciteit door de overige producenten toont aan dat, in tegenstelling tot de industriële zelfopwekkers, hun elektriciteitsproductie niet bestemd is om aan de eigen behoeften te voldoen maar wel om opnieuw op de markt te worden verkocht. De elektriciteitsproductie van de autonome producenten zou hoofdzakelijk komen van gascentrales met gecombineerde cyclus.

FIGUUR 27 - Geïnstalleerde capaciteit in warmtekrachtkoppeling – GW



De geïnstalleerde capaciteit in de gecombineerde productie van warmte en elektriciteit (warmtekrachtkoppeling) bedroeg in 1995 minder dan 0,5 % GW. De resultaten van het basisscenario tonen een belangrijke toename van het aantal warmtekrachtkoppeling-eenheden waarvan de geïnstalleerde capaciteit 4,12 GW zou kunnen bereiken in 2020 en 4,98 GW in 2030.

Vroeger werd de ontwikkeling van warmtekrachtkoppeling ontmoedigd door de ongunstige voorwaarden voor de industriële zelfopwekkers en de tertiaire sector om hun overtollige elektriciteit terug te kopen en om de “back up”¹ van hun installatie te verzekeren. Het basisscenario steunt op de hypothese dat er gunstige technische en economische kenmerken aanwezig zijn voor de doorbraak van de warmtekrachtkoppeling. Ten eerste zouden de productiekosten van de kleine warmtekrachtkoppelingcentrales gevoelig dalen dankzij de technische vooruitgang. Hierdoor zou hun achterstand ten opzichte van de grotere installaties kleiner worden. Ten tweede zouden zowel de toegang tot het distributie- en transmissienet als de mogelijkheid om elektriciteit te kopen en weer te verkopen aan het net, billijk en flexibel verlopen. Ten derde zouden de warmtekrachtkoppelingcentrales aardgas kunnen kopen aan een concurrentiële prijs en zonder discriminatie ten opzichte van grotere eenheden die grotere hoeveelheden verbruiken.

3. Trend in de productiekost van elektriciteit

TABEL 11 - Gemiddelde kost van de levering van elektriciteit en warmte

	95	00	05	10	15	20	30
Totale kost van de levering van 1 kWh elektriciteit en warmte – BEF90 (kWhe + kWth)	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	1,0
- Jaarlijkse kapitaalkost	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3
- Onderhoud en leidingen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
- Brandstofkost	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
- Transmissie en distributie	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3
Investeringsuitgaven – Miljarden BEF 90	22,7	50,6	63,1	58,5	61,6	82,1	186,1

Op basis van de hypothesen van het PRIMES-model vertegenwoordigen de kosten voor de elektriciteitsproductie (alle producenten samen) ongeveer 70 % van de gemiddelde kost voor de levering van een kWh elektriciteit. Het vervoer van elektriciteit (transmissie en distributie) is de resterende 30 %. De resultaten van het basisscenario tonen dat gedurende de volgende vijf jaar de gemiddelde elektriciteitskost tegen constante prijs op zijn huidig niveau gehandhaafd zou blijven. Tussen 2005 en 2015 wordt een zeer lichte daling van de gemiddelde kost van de elektriciteitslevering verwacht (van 0,93 BEF naar 0,82 BEF), waarbij na 2015 een stijging volgt door de vervanging van de kerncentrales.

Tegen 2015 zorgt de toename van het aantal gasturbines met gecombineerde cyclus voor een gewijzigde structuur van de productiekost ten nadele van de klassieke steenkoolcentrales en de kerncentrales. Uitgedrukt in geproduceerde kWh is de kapitaalkost van de gascentrales met gecombineerde cyclus minder hoog dan bij de twee andere technologieën, maar de brandstofkost is hoger.

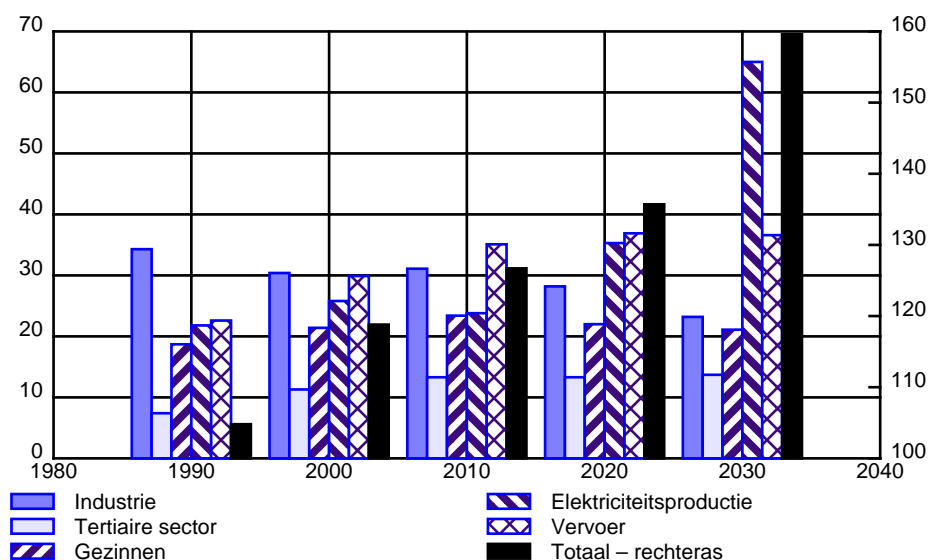
1. Fourniture d'électricité de secours par le producteur centralisé en cas de panne ou d'arrêt (zie het rapport van de werkgroep van experts inzake liberalisering van de elektriciteitssector in uitvoering van de beslissing van de ministerraad van 2 september 1999).

Tussen 2015 en 2020 zou het aantal gasturbines blijven toenemen wat zou leiden tot een hogere gemiddelde brandstofkost. De vervanging van de oudste kerncentrales zou resulteren in meer investeringskosten zodat de dalende trend in de kapitaalkost per geproduceerde kWh zou vertragen.

Tussen 2020 en 2030 zou de ontwikkeling van de steenkoolcentrales (super kritische en ultra super kritische steenkoolcentrales) een belangrijke rol spelen in de vervanging van de ontmantelde kerncentrales in die periode (4,3 GW). Het aandeel van de gasturbines in het elektriciteitsproductiepark zou dalen. Bijgevolg zou de brandstofkost verminderen maar hoger blijven dan in 2000 omdat de brandstofkost van de steenkoolcentrales hoger is dan die van de kerncentrales. De vervanging van de kerncentrales zou leiden tot een grote stijging van de investeringskosten waardoor de jaarlijkse kapitaalkost toeneemt.

C. De CO₂-emissies

FIGUUR 28 - CO₂-emissies van energetische oorsprong – miljoen ton



Het basisscenario steunt op de hypothese dat er de volgende 25 jaar geen enkele nieuwe maatregel wordt genomen om de broeikasgasemissies te verminderen ten aanzien van de verbintenissen in het kader van het Kyoto-protocol. In dit scenario zouden de CO₂-emissies als gevolg van het energieverbruik stijgen met gemiddeld 0,89 % per jaar tussen 1995 en 2010, met 0,69 % tussen 2010 en 2020 en met 1,64 % tussen 2020 en 2030.

Tegen 2010 zouden de CO₂-emissies ongeveer 20 % hoger zijn dan in 1990 en 126,70 miljoen ton bedragen. De resultaten van het basisscenario tonen dus dat zonder nieuwe maatregelen, België er niet zal in slagen om de CO₂-verminderingen zoals bepaald in het Kyoto-protocol te realiseren¹.

1. In overeenstemming met het Kyoto-protocol zou België tussen 2008 en 2012 de broeikasgasemissies (CO₂, NH₄, N₂O, HFK, PFK en SF₆) moeten verlagen met 7,5 % ten opzichte van het niveau van 1990.

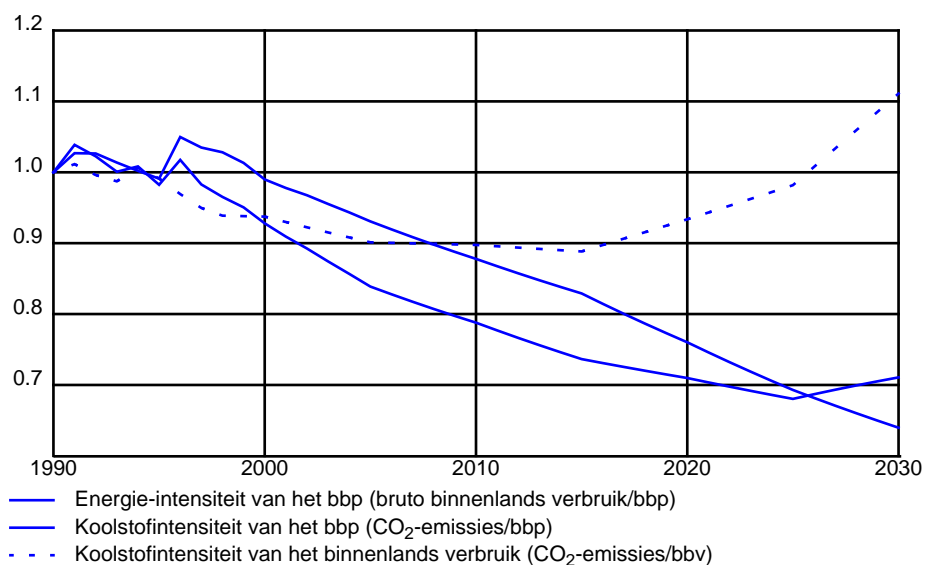
De drie activiteiten met de grootste CO₂-uitstoot zijn: de verwerkende nijverheid, vervoer en de elektriciteitsproductie. De komende jaren zou hun rangschikking volgens CO₂-emissie echter evolueren. Tussen 1990 en 2010 zou de CO₂-emissie van de verwerkende nijverheid dalen met bijna 10 % (9,33 %) terwijl de emissie in de transportsector fors zou toenemen (55,31 %). In 2010 zou de transportsector de grootste CO₂-hoeveelheid uitstoten, gevolgd door de verwerkende nijverheid die momenteel op de eerste plaats staat. De elektriciteitssector zou op de derde plaats blijven staan.

Tussen 1990 en 2010 zouden de CO₂-emissies in de tertiaire sector, waar de energievraag fors zou stijgen, het sterkst toenemen (79,73 % ten opzichte van 1990). Tegelijk zouden de CO₂-emissies uit het energieverbruik van de gezinnen en uit de elektriciteitsproductie stijgen met respectievelijk 25,13 % en 9,17 %.

Tijdens die periode zou de koolstofintensiteit (verhouding tussen de CO₂-emissies en de elektriciteitsproductie) aanzienlijk dalen in de sector van de elektriciteitsproductie. Die daling zou vooral voortvloeien uit de vervanging van de klassieke thermische centrales op steenkool door gascentrales met gecombineerde cyclus. Het warmterendement van die gascentrales zou tegen 2010 hoger zijn bij de steenkoolcentrales. Zo kan een identieke hoeveelheid elektriciteit geproduceerd worden waarbij minder primaire energie verbruikt wordt. Bovendien is het koolstofgehalte van aardgas kleiner dan dat van steenkool of olieproducten.

Vanaf 2010 zou de sector van de elektriciteitsproductie voornamelijk verantwoordelijk zijn voor de toename van de CO₂-emissies. Vooral in de periode 2020 – 2030 zou die trend duidelijk zijn: terwijl de emissies van de overige sectoren in deze periode hetzelfde zouden blijven of lichtjes dalen, zou de CO₂-emissie van de elektriciteitsproductie stijgen met 6,30 % per jaar. Die forse toename in de elektriciteitsproductie zou beginnen in 2015 en hoofdzakelijk aan twee factoren kunnen worden toegeschreven. Ten eerste zou de finale elektriciteitsvraag tijdens de periode fors blijven toenemen, in tegenstelling tot de vraag naar andere brandstoffen. Om aan de elektriciteitsbehoeften te voldoen, zou de bruto-elektriciteitsproductie stijgen met 1,22 % per jaar. Ten tweede zou de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie aanzienlijk toenemen doordat de kerncentrales door steenkoolcentrales worden vervangen. Tegen 2030 zou de elektriciteitsproductie verantwoordelijk zijn voor bijna 41 % van de CO₂-emissies uit energie.

Na 2010 zouden de CO₂-emissies van de transportsector en de tertiaire sector slechts lichtjes stijgen. Voor het transport, vloeit dit resultaat voort uit de minder snelle toename van het wegvervoer en de ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden om de uitstoot door auto's te verminderen. De CO₂-emissies van de gezinnen en de industrie zouden in de periode 2010 – 2030 gelijkmatig dalen.

FIGUUR 29 - Energie-intensiteit en koolstofintensiteit – index 1990 = 1

In figuur 29 werd de koolstofintensiteit van het bbp (verhouding tussen de CO₂-emissies en het bbp) opgesplitst in twee termen: de energie-intensiteit van het bbp (verhouding tussen het bruto binnenlands verbruik en het bbp) en de koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik (verhouding tussen de CO₂-emissies en het bruto binnenlands verbruik).

Tussen 1990 en 2010 zou de daling van de energie-intensiteit van het bbp gepaard gaan met een daling van de koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik. Bijgevolg zou de koolstofintensiteit van het bbp verminderen met 1,19 % per jaar. De afname van de koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik zou bijzonder uitgesproken zijn in de periode 2000 –2005. In die periode zouden dankzij de doorbraak van de gascentrales met gecombineerde cyclus de CO₂-emissies door elektriciteitsproductie fors kunnen verminderen.

Tussen 2010 en 2025 zou de koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik stijgen met gemiddeld 0,68 % per jaar. De daling van de energie-intensiteit van het bbp zou echter volstaan om de koolstofintensiteit van het bbp te doen afnemen. Vanaf 2025 zou dit niet meer het geval zijn.



De resultaten van de varianten

A. Impact van de vervanging van het elektronucleaire park

Om te kunnen nagaan welke impact de ontmanteling van de kerncentrales van 40 jaar oud zou hebben op het Belgische elektriciteitssysteem (in het basisscenario gebruikte hypothese), werd er een variant getest waarin de elektriciteitsproducenten de vrijheid kregen om de buitengebruikgestelde nucleaire capaciteit te vervangen of de levensduur van de centrales ouder dan veertig jaar te verlengen¹. Welke keuze er ook gemaakt wordt, de geïnstalleerde maximumcapaciteit is beperkt tot het peil van voor de ontmanteling (huidig peil), nl. 6031 MW.

1. Bruto binnenlands verbruik

TABEL 12 - Bruto binnenlands verbruik per brandstof in de variant met vervanging van de kernenergie

	Basis			Verv. kern-energie			% verschil		
	95	10	20	20	20	30	30	30	
Bruto binnenlands verbruik (Mtoe)	50,5	63,7	65,5	66,3	1,2	64,8	68,3	5,4	
Olieproducten en ruwe olie	19,8	25,5	26,0	26,0	0,0	25,9	25,7	-0,7	
Vaste brandstoffen	8,6	4,6	4,4	3,3	-25,3	11,2	3,8	-65,8	
Aardgas	10,6	20,5	25,3	24,5	-3,3	25,0	24,4	-2,4	
Kernenergie	10,3	11,9	8,0	10,8	35,2	0,4	11,9	2593,0	
Elektriciteit	0,4	0,2	0,4	0,4	0,0	0,4	0,4	0,0	
Hernieuwbare energie	0,7	1,0	1,5	1,4	-4,0	1,8	1,8	-0,2	
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	106,0	120,9	129,6	124,2	-4,6	152,3	123,1	-19,2	
Bruto binnenlands verbruik/bbp (toe/BEF90)	7,1	6,3	5,4	5,5	1,2	4,6	4,8	5,4	
Koolstofintensiteit (ton CO ₂ /toe)	2,2	2,0	2,1	2,0	-5,7	2,5	1,9	-23,3	
Invoerpercentage - %	80,6	81,3	86,7	83,0	-4,5	96,8	81,4	-18,9	

1. In de Verenigde Staten, bijvoorbeeld, wordt overwogen om de levensduur van de centrales te verlengen van 40 tot 60 jaar.

Op het vlak van de besparingen aan de kant van de productie (jaarlijkse kapitaal-kosten, onderhouds- en werkingskosten en brandstofkosten, zoals zij uit de PRIMES-databank¹ naar voren komen) wijzen de resultaten van die variant erop dat de heropbouw van het elektronucleaire park concurrentieel zou kunnen zijn voor de basiselektriciteitsproductie in België. De primaire behoeften inzake kern-energie zouden tijdens de periode 2010-2030 bijna onveranderd blijven wat erop wijst dat bijna alle ontmantelde kerncentrales bijna volledig door nieuwe eenheden vervangen zouden worden. Die vervanging zou gebeuren ten koste van de vaste brandstoffen waarvan het bruto binnenlands verbruik in 2030 met ongeveer 66 % zou dalen ten opzichte van het basisscenario. Het verbruik van de andere brandstoffen zou geen grote wijzigingen ondergaan.

Vergeleken met het basisscenario, waarin de kerncentrales zouden worden ontmanteld, zou met de heropbouw van het elektronucleaire park de CO₂-uitstoot tegen 2020 met 5 % kunnen verminderen en tegen 2030 met ongeveer 20 % (19,2 %). In deze variant zou de CO₂-uitstoot tussen 2010 en 2020 lichtjes toenemen en tussen 2020 en 2030 opnieuw dalen. Hij zou niettemin nog steeds 23,1 % boven het peil van 1990 liggen. Tijdens de periode 2010-2030 zou de koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik dalen, terwijl zij in het basisscenario toeneemt.

Door de ontmanteling van de kerncentrales zou België afhankelijker worden van de energie-invoer omdat de warmte uit kernenergie bijna volledig de primaire energieproductie in België vertegenwoordigt. Na de ontmanteling van de kerncentrales (2030) zou het invoerpercentage 96,80 % bedragen tegenover 81,40 % in de variant met heropbouw van de kerncentrales.

1. Wij wijzen erop dat de liberalisering van de elektriciteitsmarkt de marktlogica versterkt en, in het bijzonder, het zoeken naar een grotere rendabiliteit en het zo klein mogelijk houden van de investeringsrisico's. In dat geval zouden de technologieën met lage investeringskosten, die snel kunnen worden gebouwd en door het publiek goed worden onthaald, bevorderd worden. In het model wordt er rekening gehouden met de risicogevoeligheid van de actoren via het actualiseringspercentage. Voor de gecentraliseerde producenten werd een percentage van 8 % gebruikt. Indien de marktlogica sterker zou worden, dan zou het actualiseringspercentage meer dan 8 % kunnen zijn waardoor de uitgaven op korte termijn belangrijker worden en de toekomstige uitgaven minder belangrijk. In dat geval zou de nucleaire technologie (waarvan de investeringskosten zeer hoog zijn) niet langer concurrentieel blijken.

2. Elektriciteitsproductie

TABEL 13 - Elektriciteits- en warmteproductie in de variant met vervanging van de kernenergie

	95	10	20	20	20	30	30	30
			Basis	Verv. kern- energie	% verschil	Basis	Verv. kern- energie	% verschil
Transformatie-inputs voor de elektriciteitsproductie (Mtoe)	17,4	21,7	22,4	23,5	4,7	22,7	26,2	15,4
- Vaste brandstoffen	3,8	0,8	1,2	0,1	-92,2	9,1	1,7	-81,2
- Gas	2,7	8,5	12,7	11,9	-6,9	12,2	11,6	-4,9
- Biomassa/afval	0,4	0,4	0,7	0,7	-7,7	1,0	1,0	-0,3
- Kernenergie	10,3	11,9	7,7	10,8	39,9	0,4	11,9	2593,0
- Olieproducten	0,2	0,1	0,1	0,1	14,1	0,0	0,0	47,4
Elektriciteitsproductie (TWh)	73,5	107,6	126,5	126,3	-0,1	143,2	142,8	-0,3
- Kernenergie	41,3	47,5	31,9	43,0	35,1	1,8	47,6	2595,0
- Hydraulische en hernieuwbare energie	1,2	4,5	8,9	8,7	-2,2	11,8	11,7	-0,1
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	6,2	51,6	79,5	73,4	-7,7	76,3	72,6	-4,8
- Klassieke en geavanceerde thermische centrales	24,8	4,0	6,2	1,2	-81,3	5,6	0,7	-87,4
- SKS en USKS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,8	10,1	-78,8
Geïnstalleerde capaciteit	14,2	20,2	25,9	25,9	-0,3	30,7	30,1	-2,1
- Kernenergie	5,9	6,0	4,3	5,8	36,0	0,2	5,9	2397,9
- Hydraulische en hernieuwbare energie	0,2	1,1	2,3	2,3	-0,9	2,9	2,9	0,0
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	1,9	11,1	17,7	16,9	-4,3	18,8	17,8	-5,2
- Klassieke en geavanceerde thermische centrales	6,2	1,9	1,7	0,8	-50,6	1,9	0,6	-71,1
- SKS en USKS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,8	2,9	-57,9
Thermisch rendement van de elektriciteitsproductie (%)	39,0	51,0	53,0	53,0	0,0	52,0	54,0	3,8
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	104,8	108,8	161,8	132,85	-17,8	297,6	157,6	-47,1

De ontmanteling van de kerncentrales zou niet leiden tot belangrijke wijzigingen in de eindvraag naar energie en de daaraan verbonden CO₂-uitstoot. De structuur van de elektriciteits- en warmteproductie daarentegen zou aanzienlijk gewijzigd worden. In het scenario met heropbouw van de kerncentrales zou het aandeel van de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie dalen van 56 % in 1995 tot 34 % in 2020 en 33 % in 2030. De elektriciteitsproductie op basis van kernenergie zou veelal ten koste van de vaste brandstoffen gaan. Ten opzichte van het basisscenario zou het gebruik van vaste brandstoffen voor de elektriciteitsproductie dalen van 92 % in 2020 tot 81 % in 2030. Tegen 2030 zou de hoeveelheid elektriciteit, die geproduceerd wordt op basis van hernieuwbare energie bijna onveranderd blijven.

In 2030 zou de geïnstalleerde capaciteit aan kernenergie (5,92 GW) ongeveer het peil van voor de ontmanteling (6,03 GW) bereiken. De doorbraak van de super kritische steenkooleenheden zou duidelijk minder snel verlopen dan in het basisscenario. Bij heropbouw van de kerncentrales zou die technologie pas in 2030 op de markt verschijnen en tegen die tijd een geïnstalleerde capaciteit van 2,88 GW vertegenwoordigen (tegenover 6,85 GW in het basisscenario). De investeringen in gascentrales met gecombineerde cyclus daarentegen, zouden niet veel door de herinvoering van kernenergie aangetast worden. Die resultaten bevesti-

gen dat de nieuwe types steenkoolcentrales op economisch vlak het beste alternatief voor kernenergie zijn, gelet op de hypothesen over de prijsontwikkeling van koolwaterstoffen.

3. Leveringskosten van elektriciteit en warmte

Vergeleken met het basisscenario zou de vervanging van het elektronucleaire park hogere investeringskosten teweegbrengen nl. 50 % in 2020 en 20 % in 2030. De investeringskosten voor kerncentrales zijn immers veel hoger dan bij de andere technologieën. Bijgevolg zouden de jaarlijkse kapitaalkosten (uitgedrukt per geproduceerde kwh elektriciteit) in 2020 met ongeveer 11 % toenemen en in 2030 met 20 %. De stijging van de kapitaalkosten zou daarentegen gecompenseerd worden door een daling van de brandstofkosten. Bijgevolg zou de elektriciteitsprijs bij een vervanging van de kerncentrales iets lager zijn dan die in het basisscenario¹. Dat verklaart waarom er tussen beide scenario's geen duidelijk verschil te noteren valt voor de eindvraag naar energie.

TABEL 14 - Gemiddelde leveringskosten van elektriciteit en warmte in de variant met vervanging van de kerncentrales

	95	10	20	20	20	30	30	30
			Basis	Verv. kern-energie	% verschil	Basis	Verv. kern-energie	% verschil
Totale leveringskosten van 1 KWh elektriciteit en van warmte - BEF90 (Kwhe+KWhth)	1,0	0,9	0,9	0,9	0,1	1,0	0,9	-0,4
- Jaarlijkse kapitaalkosten	0,3	0,2	0,2	0,2	11,3	0,3	0,3	19,9
- Onderhoud en werking	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
- Brandstofkosten	0,2	0,2	0,3	0,3	-6,7	0,3	0,3	-14,6
- Transmissie en distributie	0,3	0,2	0,3	0,3	0,0	0,3	0,3	0,0
Investeringsuitgaven – Miljard BEF90	22,7	58,5	82,1	123,2	50,0	186,1	219,4	17,9

4. CO₂-uitstoot

In 2020 is de CO₂-uitstoot door elektriciteitsproductie in de variant met de heropbouw van de kerncentrales 18 % lager dan in het basisscenario. Voor de totale uitstoot komt dat neer op een daling van 5 %. Dat vertegenwoordigt ongeveer 16 % van de inspanning, die het Protocol van Kyoto vereist, indien de doelstelling in 2020 behouden zou blijven.

1. Dit laat veronderstellen dat het concurrentiële voordeel van de kerncentrales ten opzichte van de technologieën, die een belangrijke rol spelen bij de vervanging van de kerncentrales (voornamelijk de super kritische en ultra super kritische steenkooleenheden), niet erg gevoelig is.

B. Impact van de macro-economische variant

1. Hypothesen van de macro-economische variant

TABEL 15 - Structuur van de bruto toegevoegde waarde in basisprijzen in de macro-economische variant - % in prijzen van 1990

	80	90	98	98	05	05	20	20	30	30
			Basis	Macro.	Basis	Macro.	Basis	Macro.	Basis	Macro.
				variant		variant		variant		variant
Landbouw	2,3	2,4	2,5	2,5	2,3	2,3	2,0	1,7	1,8	1,3
Energie	4,1	3,7	3,6	3,6	3,3	3,3	3,1	3,0	2,9	2,8
Verwerkende nijverheid	27,0	27,7	25,8	25,8	26,6	26,6	25,8	27,2	25,0	27,6
a. Energie-intensief	6,7	8,8	9,1	9,1	9,6	9,6	10,0	10,4	10,1	11,0
- IJzer- en staalnijverheid en non-ferrometalen	2,1	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8	1,4	1,6	1,2	1,5
- Chemische industrie	1,8	3,5	4,4	4,4	5,1	5,1	6,0	6,4	6,4	7,3
- Drukkerijen, pulp en papier	1,3	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,6	1,5
- Niet-metaalhoudende mineralen	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	0,7
b. Niet energie-intensief	20,3	18,9	16,8	16,8	17,0	17,0	15,8	16,9	14,9	16,6
- Uitrustingsgoederen	7,4	7,4	6,0	6,0	6,1	6,1	5,8	6,5	5,5	6,7
- Bouwnijverheid	7,0	5,5	4,9	4,9	5,0	5,0	4,4	4,8	3,9	4,7
- Textielnijverheid	1,5	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1	1,3	1,0	1,2
- Voedingsindustrie	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	2,8	2,9	2,6
- Overige	1,5	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,3
Diensten	66,5	66,2	68,1	68,1	67,8	67,8	69,1	68,1	70,2	68,3
- Overige verhandelbare diensten	37,3	39,9	43,0	43,0	42,6	42,6	45,2	42,7	47,0	42,8
- Niet-verhandelbare diensten	12,6	13,1	13,3	13,3	13,3	13,3	13,2	13,8	13,1	14,1
- Handel	16,7	13,2	11,8	11,8	11,9	11,9	10,7	11,6	10,1	11,4
Totaal	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tijdens de jongste tien jaar heeft België in zijn economie een groeiende verschuiving naar de tertiaire sector gekend: het aandeel van de verwerkende nijverheid in de totale toegevoegde waarde is met ongeveer 2 % gedaald, nl. van 27,7 % in 1990 naar 25,8 % in 1998. Tegelijk is het economisch gewicht van de tertiaire sector opgelopen van 66,2 % naar 68,1 %. Tussen 1998 en 2005 wijzen de hypothesen die gebruikt worden voor de economische groei (die steunen op de middellangetermijnprojecties van het Federaal Planbureau [2000]), op een lichte kentering van die trend. Het aandeel van de verwerkende nijverheid in het reële bbp zou lichtjes groeien. Tanende sectoren tijdens de periode 1990-1998, zoals de bouwnijverheid en de uitrustingsgoederen, zouden een economische heropleving kennen. Tegen 2005 zou het aandeel van de tertiaire sector zich rond 68 % stabiliseren. Voor de jaren na 2005 werd in het basisscenario de hypothese gebruikt dat het proces van de verschuiving naar de tertiaire sector opnieuw op gang zou komen, waarbij het aandeel van de tertiaire sector in 2030 naar 70,2 % zou oplopen. Om de gevoeligheid van de resultaten voor die hypothese te toetsen, werd er voor de periode 2005-2030 een alternatief scenario van economische groei ontwikkeld. Dat scenario trekt in zekere zin de grote ontwikkelingen inzake toegevoegde waarde door, zoals de middellangetermijnvooruitzichten voor de periode 1998-2005 voorspelden.

TABEL 16 - Groei van de bruto toegevoegde waarde in basisprijzen in de macro-economische variant - %

	10//05	10//05	20//10	20//10	30//20	30//20
	Basis	Macro. variant	Basis	Macro. variant	Basis	Macro. variant
Landbouw	0,9	0,4	0,7	0,0	0,6	-0,5
Energie	1,2	1,7	1,1	1,6	0,9	1,6
Verwerkende nijverheid	1,8	2,5	1,4	2,4	1,1	2,4
a. Energie-intensief	2,2	2,8	1,9	2,8	1,5	2,9
- IJzer- en staalnijverheid en non-ferrometalen	0,5	1,5	-0,0	1,5	-0,2	1,5
- Chemische industrie	3,1	3,7	2,6	3,7	2,1	3,7
- Drukkerijen, pulp en papier	2,0	2,2	1,7	1,9	1,4	1,8
- Niet-metaalhoudende mineralen	0,9	0,8	0,9	0,8	0,7	0,8
b. Niet-energie-intensief	1,5	2,3	1,0	2,2	0,8	2,2
- Uitrustingsgoederen	1,7	2,7	1,1	2,7	0,9	2,7
- Bouwnijverheid	1,1	2,0	0,6	2,1	0,3	2,1
- Textielnijverheid	0,8	2,2	0,6	1,9	0,4	1,8
- Voedingsnijverheid	2,3	2,2	1,7	1,9	1,3	1,8
- Overige	1,4	1,9	1,2	1,4	1,0	1,3
Diensten	2,0	2,3	1,7	2,3	1,6	2,3
- Overige verhandelbare diensten	2,3	2,3	1,9	2,3	1,8	2,3
- Niet-verhandelbare diensten	1,8	2,5	1,6	2,5	1,4	2,5
- Handel	1,1	2,1	0,9	2,1	0,9	2,1
Bruto binnenlands product	2,0	2,3	1,7	2,3	1,6	2,3

De *hypothesen* van die variant zijn de volgende:

1. De gemiddelde jaarlijkse groei van het bbp zou over de periode 2005-2030 2,3 % bereiken¹. Hij zou dus gemiddeld 0,5 % hoger zijn dan in het basisscenario. De jaarlijkse groeivoet van 2,3 % wordt gedurende de periode 2005-2030 constant gehouden.
2. Vergeleken met het basisscenario zou de economische groei meer steunen op de technologie-intensieve sectoren en minder op de grondstof- of arbeidsintensieve sectoren. Het economisch gewicht van de chemische industrie en de uitrustingsgoederen zou toenemen ten opzichte van de basissituatie, terwijl dat bij de niet-metaalhoudende mineralen, de papier- en de voedingsnijverheid lichtjes zou verminderen. De heropleving van de activiteit in de sector van de uitrustingsgoederen is een trendbreuk met de jongste 15 jaar. De activiteit in de bouwsector zou ook sneller groeien dan in het basisscenario onder impuls van de sterkere groei in de overige sectoren van de verwerkende nijverheid. Ten opzichte van het basisscenario zouden zowel het aandeel in de toegevoegde waarde van de niet-energie-intensieve nijverheid als dat van de energie-intensieve sectoren erop vooruitgaan. Het groter gewicht van de verwerkende nijverheid zou ten koste van de landbouw en de diensten gaan. De reële toegevoegde waarde van de diensten zou toch sneller blijven stijgen dan in het basisscenario en er zou nog een lichte verschuiving naar de tertiaire sector

1. Dit stemt bij benadering overeen met de gemiddelde groeivoet van het bbp in volume (in prijzen van 1990) over de jongste 30 jaar.

van de economie te verwachten zijn. Alleen de landbouw en de niet-metaalhoudende mineralen zouden een kleinere groeivoet vertonen dan in het basisscenario.

2. Bruto binnenlands verbruik

TABEL 17 - Bruto binnenlands verbruik per brandstof in de macro-economische variant

		Basis	Macro. variant	% verschil	Basis	Macro. variant	% verschil	Basis	Macro. variant	% verschil
	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
Bruto binnenlands verbruik (Mtoe)	50,5	63,7	64,4	1,2	65,5	70,5	7,6	64,8	74,4	14,8
Olieproducten en ruwe olie	19,8	25,5	25,7	1,0	26,0	27,6	6,0	25,9	28,5	10,4
Vaste brandstoffen	8,6	4,6	4,8	2,8	4,4	6,8	56,0	11,2	15,6	39,1
Aardgas	10,6	20,5	20,9	1,7	25,3	26,0	2,8	25,0	27,5	9,9
Kernenergie	10,3	11,9	11,9	-0,0	8,0	8,0	0,0	0,4	0,4	0,0
Elektriciteit	0,4	0,2	0,2	0,0	0,4	0,4	0,0	0,4	0,4	0,0
Hernieuwbare energie	0,7	1,0	1,0	0,0	1,5	1,5	-0,4	1,8	1,8	0,2
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	106,0	120,9	122,4	1,2	129,6	142,3	9,7	152,3	175,0	14,8
bbv/bbp (toe/BEF90)	7,1	6,3	6,3	-0,1	5,4	5,5	0,6	4,6	4,6	0,3
Koolstofintensiteit (ton CO ₂ /toe)	2,2	2,0	2,0	0,0	2,1	2,1	2,0	2,5	2,5	0,0
Invoerpercentage - %	80,6	81,3	81,5	0,2	86,7	87,3	0,7	96,8	97,2	0,5

Ten opzichte van het basisscenario zouden de primaire energiebehoeften tegen 2010 met 1,16 % toenemen, met 7,62 % in 2020 en met 14,78 % in 2030. Tegen 2010 en 2030 zou de toename van de CO₂-uitstoot even groot zijn als de toename van het bruto binnenlands verbruik. In 2020 zou de koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik ten opzichte van het basisscenario lichtjes toenemen (2 % in 2020). Die hogere koolstofintensiteit die samengaat met de toename van het bruto binnenlands verbruik, zou in 2020 leiden tot een stijging van de CO₂-uitstoot met 10 %. Die stijging van de koolstofintensiteit ten opzichte van het basisscenario zou te wijten zijn aan een sterk stijgend verbruik van vaste brandstoffen waardoor de andere energievectoren marktaandeel verliezen. Tegen 2020 zou de toename van het verbruik van vaste brandstoffen ten opzichte van het basisscenario 56 % kunnen bereiken. Het verbruik van olieproducten zou tegen 2030 met 10 % toenemen. Die stijging zou voortvloeien uit een snellere groei van het goederenvervoer (jaarlijks gemiddeld +0,55 % van 2000 tot 2030 t.o.v. het basisscenario) en het personenvervoer (jaarlijks gemiddeld +0,05 % tussen 2000 en 2030), gekoppeld aan de snellere groei van het bbp en van het beschikbaar gezinkomen. Het verbruik van aardgas zou in 2030 27,46 Mtoe bereiken, wat een stijging van 9,87 % is ten opzichte van het basisscenario. De energie-intensiteit van de economische groei in de macro-economische variant zou identiek blijven aan die in het basisscenario.

3. Eindvraag naar energie

TABEL 18 - Eindvraag naar energie en CO₂-uitstoot in de macro-economische variant

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Macro. variant	% verschil	Basis	Macro. variant	% verschil	Basis	Macro. variant	% verschil
Totale eindvraag naar energie (Mtoe)	34,2	43,7	44,1	1,0	45,2	47,8	5,6	45,1	49,5	9,9
Verwerkende nijverheid	11,8	14,2	14,6	2,5	14,5	16,1	10,8	13,7	16,9	23,7
Tertiaire sector	4,6	6,4	6,4	-0,4	7,1	7,1	0,7	7,8	7,9	1,3
Gezinnen	9,3	11,1	11,1	-0,0	11,0	11,1	0,8	11,1	11,2	0,9
Vervoer	8,5	11,9	12,1	1,0	12,7	13,5	6,6	12,4	13,5	8,2
Vaste brandstoffen	3,3	2,3	2,4	3,6	1,8	2,0	15,0	1,0	1,2	20,8
Elektriciteit	5,9	8,4	8,5	1,1	10,1	10,8	6,5	11,3	13,0	14,3
Aardgas	7,9	10,9	11,0	1,1	11,1	11,7	5,1	11,0	12,4	12,3
Olieproducten	16,0	20,0	20,1	0,6	20,1	21,0	4,4	19,6	20,6	5,0
Overige	1,1	2,0	2,0	1,7	2,2	2,3	7,9	2,1	2,3	13,4
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	106,9	126,6	128,0	1,1	123,6	130,7	5,7	115,8	125,3	8,1
Verwerkende nijverheid	27,5	26,5	27,3	3,0	23,7	26,6	12,2	18,5	22,9	23,8
Tertiaire sector	10,4	13,3	13,2	-0,8	13,3	13,2	-0,8	13,7	13,5	-1,5
Gezinnen	20,1	23,4	23,4	0,0	22,0	22,2	0,9	21,1	21,2	0,5
Vervoer	24,9	35,1	35,5	1,1	36,9	39,4	6,8	36,6	39,6	8,2
Koolstofintensiteit (Mton CO ₂ /toe)	2,4	2,3	2,3	0,1	2,1	2,1	0,1	2,0	2,0	-1,6

De eindvraag naar energie van de verwerkende nijverheid zou ten opzichte van het basisscenario de grootste groei kennen, gevolgd door de transportsector. De groei van de eindvraag naar energie van de tertiaire sector en de gezinnen zou daarentegen beperkt blijven.

De eindvraag naar vaste brandstoffen zou tegen 2020 met 15 % toenemen. Die groei zou vooral voortvloeien uit het hogere verbruik van de ijzer- en staalnijverheid, die een sterkere economische groei zou kennen dan in het basisscenario (de ijzer- en staalnijverheid zou immers 80 % van het eindverbruik van vaste brandstoffen voor haar rekening nemen). Vergeleken met het basisscenario, zou de groei van de elektriciteitsvraag in 2010 één vijfde van de toename van de eindvraag naar energie vertegenwoordigen, in 2020 een kwart en in 2030 meer dan een derde. In 2030 zou de elektriciteit meer dan 26,26 % van de eindvraag naar energie vertegenwoordigen (tegenover 25,23 % in het basisscenario). Die groei komt vooral door de chemische industrie waarvan het economisch gewicht in de macro-economische variant sterk zou toenemen: in 2030 zou haar elektriciteitsverbruik met 35,9 % stijgen ten opzichte van het basisscenario. Het groter aandeel van elektriciteit in de eindvraag naar energie leidt in 2030 tot een lichte daling van de koolstofintensiteit van de eindvraag naar energie. In 2010 en 2020 zou de koolstofintensiteit van de eindvraag naar energie in de macro-economische variant identiek zijn aan die in het basisscenario.

4. Elektriciteitsproductie

TABEL 19 - Electriciteits- en warmteproductie in de macro-economische variant

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Macro. variant	% verschil	Basis	Macro. variant	% verschil	Basis	Macro. variant	% verschil
Transformatie-inputs voor elektriciteitsproductie (Mtoe)	17,4	21,7	21,9	0,9	22,4	24,8	10,6	22,7	27,0	18,8
- Vaste brandstoffen	3,8	0,8	0,8	-0,3	1,2	3,2	167,6	9,1	13,0	42,8
- Gas	2,7	8,5	8,7	2,2	12,7	12,6	-0,9	12,2	12,6	3,0
- Biomassa/afval	0,4	0,4	0,4	0,0	0,7	0,7	-3,3	1,0	1,0	0,1
- Kernenergie	10,3	11,9	11,9	0,0	7,7	8,2	7,0	0,4	0,4	0,0
- Olieproducten	0,2	0,1	0,1	8,0	0,1	0,1	-23,1	0,0	0,0	5,3
Elektriciteitsproductie (TWh)	73,5	107,6	108,9	1,2	126,5	135,2	6,9	143,2	164,7	15,0
- Kernenergie	41,3	47,5	47,5	0,0	31,9	32,9	3,4	1,8	1,8	-0,0
- Hydraulische en hernieuwbare energie	1,2	4,5	4,5	-0,0	8,9	8,8	-1,2	11,8	11,8	-0,0
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	6,2	51,6	52,9	2,5	79,5	78,1	-1,8	76,3	77,3	1,3
- Klassieke en geavanceerde thermische energie	24,8	4,0	4,0	-0,2	6,2	15,4	148,4	5,6	15,1	169,9
- SKS en USKS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,8	58,8	23,1
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	14,2	20,2	20,4	1,1	25,9	27,7	6,7	30,7	34,3	11,7
- Kernenergie	5,9	6,0	6,0	0,0	4,3	4,3	0,0	0,2	0,2	0,0
- Hydraulische en hernieuwbare energie	0,2	1,1	1,1	-0,0	2,3	2,3	-0,9	2,9	2,9	-0,0
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	1,9	11,1	11,4	2,0	17,7	17,9	-1,0	18,8	20,1	1,6
- Klassieke en geavanceerde thermische energie	6,2	1,9	1,9	0,0	1,7	3,2	93,4	1,9	2,9	51,9
- SKS en USKS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,8	8,1	18,9
Thermisch rendement van de elektriciteitsproductie (%)	39,0	51,0	51,0	0,0	53,0	51,0	-3,8	52,0	51,0	-1,9
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	104,8	108,8	110,9	1,7	161,8	196,6	21,5	297,7	372,0	24,9

Om aan de bijkomende elektriciteitsvraag te kunnen voldoen, zou de elektriciteitsproductie in 2020 met ongeveer 7 % moeten toenemen ten opzichte van het basisscenario en in 2030 met 15 %. Gelet op de ontmanteling van de kerncentrales, zou het grootste gedeelte van de elektriciteit geproduceerd worden in thermische steenkoolcentrales. De verbranding van steenkool voor de elektriciteitsproductie zou tegen 2020 met 168 % toenemen en tegen 2030 met 43 %. Die zeer grote stijging van het steenkoolverbruik voor de elektriciteitsproductie zorgt in 2020 voor een verslechtering van de koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik. De CO₂-uitstoot ten gevolge van de elektriciteitsproductie zou, ten opzichte van het basisscenario, in 2020 met meer dan 20 % stijgen en in 2030 met 25 %. Het gemiddelde thermische rendement van de centrales zou dalen doordat er meer een beroep gedaan wordt op thermische steenkoolcentrales.

5. CO₂-uitstoot

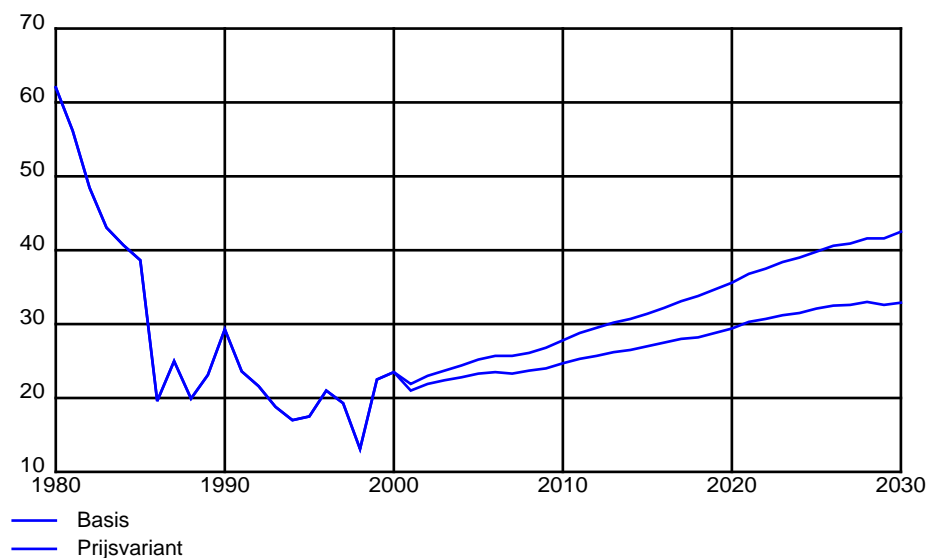
In de variant met economische groei stijgt de CO₂-uitstoot in 2020 en ten opzichte van het basisscenario het sterkst in de elektriciteitssector (+21 %), de industrie (+12 %) en de transportsector (+7 %), wat een weerspiegeling is van de grotere economische activiteit. De impact op de totale CO₂-uitstoot is een stijging van 10 % in 2020 ten opzichte van het basisscenario.

C. Impact van de variant van de energieprijzen

1. Hypothesen van de variant van de energieprijzen

Die variant analyseert de gevoeligheid van de resultaten uit het basisscenario bij een snellere stijging van de internationale prijzen voor aardgas, aardolie en steenkool. De prijsontwikkeling in dit scenario steunt op de vooruitzichten van het POLES-model, zoals die naar voren komen wanneer verondersteld wordt dat er minder aardolie beschikbaar zal zijn dan in het basisscenario¹. In dat scenario zou de prijs per vat ruwe olie 35,6 dollar (dollars van 1999) bedragen in 2020 en 42,5 dollar in 2030. In vergelijking met het basisscenario zou het hier gaan om een prijsstijging van ongeveer 21 % in 2020 en van 29 % in 2030. De prijs van aardgas zou gedeeltelijk aan de olieprijs gekoppeld blijven en zou, als alle andere factoren gelijk blijven, een even grote stijging kennen. De prijs van steenkool op de internationale markten zou tamelijk stabiel blijven en tegen 2030 gematigd stijgen met 4,8 %.

FIGUUR 30 - Prijs van de ruwe olie – USD van 1999 per vat



1. Zie scenario “moderate resources” in Criqui et al. (1999), *Economic Foundations for Energy Policy: World Energy Scenarios* beschikbaar op de webstek <http://www.shared-analysis.fhg.de>

TABEL 20 - Internationale prijzen van olieproducten, aardgas en steenkool in de variant van de energieprijzen – Euro90 per toe

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	prijsvariant	% verschil	Basis	prijsvariant	% verschil	Basis	prijsvariant	% verschil
Ruwe aardolie	81.7	115.5	130.1	12.7	137.4	166.6	21.2	153.9	199.0	29.3
Aardgas	77.7	108.6	120.0	10.5	131.3	155.3	18.3	140.7	178.9	27.1
Steenkool	51.7	51.1	51.7	1.2	52.4	53.8	2.7	54.3	56.9	4.8

2. Bruto binnenlands verbruik

TABEL 21 - Bruto binnenlands verbruik per brandstof in de variant van de energieprijzen

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Prijs-variant	% verschil	Basis	Prijs-variant	% verschil	Basis	Prijs-variant	% verschil
Bruto binnenlands verbruik (Mtoe)	50.5	63.7	63.4	-0.4	65.5	67.3	2.7	64.8	65.8	1.6
Olieproducten en ruwe olie	19.8	25.5	25.0	-1.9	26.0	25.2	-3.3	25.9	24.8	-4.0
Vaste brandstoffen	8.6	4.6	4.7	1.5	4.4	11.3	157.1	11.2	18.2	61.4
Aardgas	10.6	20.5	20.5	-0.2	25.3	20.1	-20.7	25.0	20.1	-19.6
Kernenergie	10.3	11.9	11.9	0.4	8.0	8.8	10.8	0.4	0.4	0.0
Elektriciteit	0.4	0.2	0.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.0
Hernieuwbare energie	0.7	1.0	1.1	13.3	1.5	1.6	8.1	1.8	1.9	1.8
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	106.0	120.9	119.7	-1.0	129.6	141.6	9.3	152.3	164.6	8.1
Bbv/bbp (toe/BEF90)	7.1	6.3	6.3	-0.4	5.4	5.6	2.7	4.6	4.7	1.6
Koolstofintensiteit (ton CO ₂ /toe)	2.2	2.0	2.0	-0.6	2.1	2.2	6.4	2.5	2.6	6.4
Invoerpercentage - %	80.6	81.3	81.5	0.2	86.7	87.3	0.7	96.8	97.2	0.5

De stijging van de internationale energieprijzen zou, ten opzichte van het basisscenario, leiden tot een lichte daling van het bruto binnenlands verbruik in 2010. Na 2010 zou het bruto binnenlands verbruik lichtjes toenemen (2,7 % in 2020 en 1,6 % in 2030). Die stijging zou vooral het gevolg zijn van de forse groei van de transformatie-inputs voor de elektriciteitsproductie (zie infra). Als gevolg van de gewijzigde relatieve prijs van de energievectoren zou er een substitutie plaatsvinden ten voordele van steenkool. In vergelijking met het basisscenario zou het verbruik van vaste brandstoffen zeer sterk toenemen in 2020 (157 %) en 2030 (61 %) terwijl, voor diezelfde jaren, het verbruik van aardgas met ongeveer 20 % zou verminderen. Het verbruik van olieproducten zou, ten opzichte van het basisscenario, in mindere mate dalen (-3,3 % in 2020 en - 4,0 % in 2030). Dat zou kunnen worden verklaard door het feit dat aardgas gebruikt wordt in sectoren die ontstaan voor concurrentie, waar het mogelijk is brandstoffen onderling te substitueren. De prijselasticiteit van aardolie zou duidelijk kleiner zijn omdat die brandstof hoofdzakelijk door de transportsector verbruikt wordt (waarvan het aandeel in het olieconsumptie gestaag toeneemt in de projectie). In 2010 zou de vermindering van het bruto binnenlands verbruik gepaard gaan met een lichte daling van de koolstofintensiteit. Bijgevolg zou de CO₂-uitstoot ten opzichte van het basisscenario met 1 % dalen. In 2020 en 2030 zou de CO₂-uitstoot toenemen, in vergelijking met het basisscenario, met respectievelijk 9,3 % en 8,1 %.

3. Eindvraag naar energie

TABEL 22 - Eindvraag naar energie en CO₂-uitstoot in de variant van de energieprijzen

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Prijs-variant	% verschil	Basis	Prijs-variant	% verschil	Basis	Prijs-variant	% verschil
Totale eindvraag naar energie (Mtoe)	34.2	43.7	43.2	-0.9	45.2	44.3	-2.0	45.1	43.7	-3.1
Verwerkende nijverheid	11.8	14.2	14.2	-0.3	14.5	14.4	-0.7	13.7	13.5	-1.4
Tertiaire sector	4.6	6.4	6.3	-1.4	7.1	6.8	-3.4	7.8	7.4	-5.1
Gezinnen	9.3	11.1	10.9	-1.3	11.0	10.7	-2.9	11.1	10.6	-4.0
Vervoer	8.5	11.9	11.8	-1.1	12.7	12.4	-1.9	12.4	12.1	-2.9
Vaste brandstoffen	3.3	2.3	2.4	2.3	1.8	1.9	6.1	1.0	1.0	2.8
Elektriciteit	5.9	8.4	8.6	1.6	10.1	10.3	2.1	11.3	11.6	2.8
Aardgas	7.9	10.9	10.7	-1.7	11.1	10.5	-5.0	11.0	10.1	-8.1
Olieproducten	16.0	20.0	19.6	-1.9	20.1	19.4	-3.4	19.6	18.7	-4.5
Overige	1.1	2.0	2.0	-1.6	2.2	2.2	0.7	2.1	2.1	0.7
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	106.9	126.6	124.7	-1.5	123.5	119.6	-3.1	115.8	109.7	-5.2
Verwerkende nijverheid	27.5	26.5	26.3	-0.8	23.7	23.4	-1.3	18.5	17.8	-3.8
Tertiaire sector	10.4	13.3	12.9	-3.0	13.3	12.4	-6.8	13.7	12.4	-9.5
Gezinnen	20.1	23.4	22.8	-2.6	22.0	20.9	-5.0	21.1	19.5	-7.6
Vervoer	24.9	35.1	34.8	-0.9	36.9	36.2	-1.9	36.6	35.5	-3.0
Koolstofintensiteit (ton CO ₂ /toe)	2.4	2.3	2.2	-0.6	2.1	2.1	-1.2	2.0	2.0	-2.2

De stijging van de energieprijzen zou uitmonden in investeringen in uitrustingen met een beter energieverbruik en in een substitutie van aardgas en olieproducten door elektriciteit en vaste brandstoffen. De eindvraag naar energie zou in alle sectoren dalen. In de tertiaire sector en bij de gezinnen zou het verbruik het sterkst verminderen. In alle sectoren (met uitzondering van de transportsector) zou de CO₂-uitstoot tweemaal sneller afnemen dan de eindvraag naar energie. De daling van de koolstofintensiteit weerspiegelt het groeiend aandeel van elektriciteit in de eindvraag naar energie.

4. Elektriciteitsproductie

TABEL 23 - Elektriciteits- en warmteproductie in de variant van de energieprij

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Prijs-variant	% verschil	Basis	Prijs-variant	% verschil	Basis	Prijs-variant	% verschil
Transformatie-inputs voor elektriciteitsproductie (Mtoe)	17.4	21.7	22.0	1.5	22.4	25.7	14.6	22.7	25.6	12.7
- Vaste brandstoffen	3.8	0.8	0.8	2.6	1.2	8.0	564.3	9.1	15.9	74.9
- Gas	2.7	8.5	8.7	1.7	12.7	8.1	-36.6	12.2	8.2	-32.5
- Biomassa/afval	0.4	0.4	0.6	25.3	0.7	0.8	7.2	1.0	1.0	0.3
- Kernenergie	10.3	11.9	11.9	0.4	7.7	8.8	14.7	0.4	0.4	0.0
- Olieproducten	0.2	0.1	0.0	-26.0	0.1	0.1	-14.1	0.0	0.0	68.4
Elektriciteitsproductie (TWh)	73.5	107.6	109.4	1.6	126.5	129.7	2.6	143.2	148.0	3.3
- Kernenergie	41.3	47.5	47.7	0.4	31.9	35.3	10.8	1.8	1.8	-0.0
- Hydraulische en hernieuwbare energie	1.2	4.5	4.9	9.8	8.9	9.1	2.2	11.8	11.8	0.5
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	6.2	51.6	52.7	2.1	79.5	48.1	-39.5	76.3	49.0	-35.8
- Klassieke en geavanceerde thermische energie	24.8	4.0	4.1	0.3	6.2	37.3	499.9	5.6	36.5	552.4
- SKS en USKS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	48.9	2.4
Geïnstalleerde capaciteit	14.2	20.2	20.6	2.1	25.9	27.1	4.3	30.7	31.4	2.4
- Kernenergie	5.9	6.0	6.0	0.0	4.3	4.3	0.0	0.2	0.2	0.0
- Hydraulische en hernieuwbare energie	0.2	1.1	1.2	3.2	2.3	2.3	-1.3	2.9	2.9	0.7
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	1.9	11.1	11.5	3.4	17.7	13.5	-23.9	18.8	15.3	-18.7
- Klassieke en geavanceerde thermische energie	6.2	1.9	1.9	0.0	1.7	7.0	326.5	1.9	6.8	250.9
- SKS en USKS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	6.2	-9.0
Thermisch rendement van de elektriciteitsproductie (%)	39.0	51.0	51.0	0.0	53.0	46.0	-13.2	52.0	48.0	-7.7
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	104.8	155.3	110.6	1.3	161.8	233.8	44.5	297.6	378.7	27.2

Om aan de toegenomen elektriciteitsvraag te kunnen voldoen zou de productie, ten opzichte van het basisscenario in 2030, met 3,3 % moeten toenemen. Aan een gedeelte van de groei van de elektriciteitsproductie zou worden voldaan door een hogere gebruiksgraad van de nucleaire en windcapaciteit (in 2020). Als gevolg van de hogere aardgasprijs zou de concurrentiekracht van de gasturbines ten opzichte van de steenkoolcentrales erop achteruitgaan. Bijgevolg zouden de investeringen in geavanceerde thermische steenkoolcentrales toenemen met meer dan 5 GW ten opzichte van het basisscenario, terwijl de investeringen in gasturbines met meer dan 4 GW zouden afnemen. Net als in het basisscenario zouden de super kritische steenkooleenheden na 2020 het uitgelezen middel zijn om kernenergie te vervangen. In 2030 zou het gebruik van steenkool als brandstof voor de elektriciteitsproductie met 75 % (+6,8 Mtoe) toenemen ten opzichte van het basisscenario, terwijl het gebruik van aardgas met bijna 33 % (-4 Mtoe) zou afnemen. Wij wijzen erop dat de vervanging van de gascentrales door steenkoolcentrales het gemiddelde thermische rendement van de elektriciteitsproductie gevoelig zou aantasten: in 2020 een daling van meer dan 13 % en in 2030 van ongeveer 8 % ten opzichte van het basisscenario. De achteruitgang van het gemiddelde thermische rendement en de groei van het geproduceerde elektrici-

teitsvolume zouden tegen 2020 zorgen voor een toename van de transformatie-inputs met 14,5 % (tegen 2030 met 12,7 %). Die ontwikkeling op het vlak van de elektriciteits- en warmteproductie zorgt ervoor dat de toename van de CO₂-uitstoot door elektriciteitsproductie in absolute waarde groter is dan de daling van de CO₂-emissies gekoppeld aan de eindvraag naar energie. Indien er geen enkele uitstootbeperking zou zijn, zou het massale gebruik van steenkool als brandstof voor de elektriciteitsproductie (als gevolg van de duurdere relatieve prijs voor aardgas) leiden tot een toename van de koolstofintensiteit met ongeveer 35 % in 2020 (0,25 ton CO₂ per geproduceerde kWh in het basisscenario tegenover 0,33 ton CO₂ per kWh in de prijsvariant) en met 22 % in 2030 (0,39 ton CO₂ per geproduceerde kWh in het basisscenario tegenover 0,47 ton CO₂ per kWh in de prijsvariant).

5. CO₂-uitstoot

In de variant met de energieprijzen daalt de CO₂-uitstoot in alle sectoren behalve in de elektriciteitsproductie (+45 % in 2020) door het toegenomen gebruik van steenkool. De totale CO₂-uitstoot stijgt in 2020 met 10 % ten opzichte van het basisscenario.



De resultaten van de “Kyoto“-scenario’s

De Kyoto-scenario’s willen een analyse maken van de omvang, de verdeling en het soort inspanningen voor de producenten en de consumenten van energie om in 2010 en op langere termijn (2020-2030) te kunnen voldoen aan de doelstellingen voor de beperking van de CO₂-uitstoot, in overeenstemming met de verbintenissen van Kyoto.

A. De hypothesen van de Kyoto-scenario’s

Afgezien van de beperking op de CO₂-uitstoot steunen de Kyoto-scenario’s op dezelfde macro-economische, technisch-economische en energiebeleidsmatige hypothesen als in het basisscenario (groei-voet van het bbp, ontwikkeling van de internationale brandstofprijzen, buitengebruikstelling van de kerncentrales na 40 jaar, kosten en rendement van de technologieën voor de productie en het verbruik van energie, enz.). Daarom werd er geen rekening gehouden met een bredere waaier aan nieuwe technologieën (met o.a. de vergassing van biomassa voor de elektriciteitsproductie), waarvan verwacht mag worden dat zij een versnelde ontwikkeling zullen kennen in het kader van de bestrijding van het broeikaseffect.

Die scenario’s steunen op de hypothese dat België in 2010 zijn CO₂-uitstoot van energetische oorsprong zou verminderen met 6,8 %. Het gaat meer bepaald om de volgende onderliggende hypothesen:

1. De vermindering van de uitstoot moet op Belgisch niveau worden verwezenlijkt. Met de uitwisseling van emissiequota’s - zoals voorzien in het Kyoto-protocol - wordt geen rekening gehouden;
2. Omdat het PRIMES-model alleen maar rekening houdt met de CO₂-emissie van energetische oorsprong, is de doelstelling voor uitstootvermindering enkel op die vervuulende stof van toepassing. De CO₂-uitstoot van energetische oorsprong vormt echter het overgrote deel van de broeikasgasemissies (76 % van de in 1996 uitgestoten broeikasgassen)¹;
3. In overeenstemming met het mechanisme van de lastenverdeling², zou België tussen 2008 en 2012 het CO₂-equivalent van een korf van zes broei-

1. Federaal Planbureau (1999), *Op weg naar een duurzame ontwikkeling? Federaal rapport inzake duurzame ontwikkeling*, Federaal Planbureau, Brussel.

2. Europese Raad van Ministers voor Leefmilieu van 17 juni 1998 inzake de verdeling van de lasten in toepassing van het Protocol van Kyoto.

kasgassen (CO₂, CH₄, N₂O, HFK, PFK, SF₆) met 7,5 % (t.o.v. 1990) moeten verminderen. De inspanningen van elk land zouden het mogelijk moeten maken om op Europees vlak de doelstellingen van Kyoto te verwezenlijken nl. tussen 2008 en 2012 het CO₂-equivalent van de zes broeikasgassen met 8 % verminderen (t.o.v. 1990). In deze analyse werd een hypothese over de doelstelling om de uitstoot in België te verminderen zo gedefinieerd¹ dat in het PRIMES-model¹ alleen maar rekening kan gehouden worden met de CO₂-uitstoot. Volgens die berekening (zie bijlage 4) zou België in 2010 zijn CO₂-uitstoot ten opzichte van 1990 met 6,8 % moeten verminderen.

In het PRIMES-model betekent het opleggen van een beperking van de CO₂-uitstoot zoveel als het invoeren van een variabele, die de economische kosten van een dergelijke beperking weerspiegelt. Die variabele geeft de marginale kosten weer van de uitstootvermindering die aan de beperking gekoppeld is. Dit komt er dus op neer aan koolstof een waarde te geven en, bijgevolg, de relatieve prijzen van de energievectoren te wijzigen naargelang hun koolstofinhoud. De wijziging van de relatieve prijzen leidt tot een onderlinge substitutie van brandstoffen ten nadele van de brandstoffen met een hoge koolstofinhoud (in volgorde: steenkool, olieproducten, aardgas) en moedigt een dalend verbruik van die brandstoffen aan.

Het gaat hier om een gedeeltelijke analyse omdat het PRIMES-model alleen maar rekening houdt met het energie-aanbod en de energievraag, waarbij de rest van de economie verondersteld wordt onveranderd te blijven. De macro-economische weerslag van een uitstootbeperking kan dus in het kader van deze studie niet worden onderzocht. Het model maakt evenmin een studie van het eventuele hergebruik van een fonds, dat bijvoorbeeld met de inkomsten uit een koolstoftaks zou worden samengesteld. Er wordt bijgevolg geen rekening gehouden met de onrechtstreekse effecten van de toewijzing van dat fonds, bijvoorbeeld, om de energie-efficiëntie van het aanbod en de vraag te verbeteren (door de meest efficiënte technologieën te subsidiëren) of de belastingen op arbeid te verlagen. Bovendien moet worden vermeld dat die kostenmaatregelen geen rekening houden met de secundaire voordelen van een CO₂-uitstootbeperking: minder andere vervuilende stoffen (SO₂, NO_x) en minder overige externe effecten (lawaai, visuele impact, risico's op ongelukken, enz.), kleinere energie-afhankelijkheid als gevolg van de daling van het bruto binnenlands verbruik, kosten voor de gevolgen van een opwarming van de aarde die vermeden worden, enz.

De toepassing van de Kyoto-scenario's via het PRIMES-model vertoont nogal wat grijze zones, die niet konden worden verduidelijkt. Bovendien werden de aanbevolen structurele, gedrags- en technologische wijzigingen nog niet diepgaand geanalyseerd (Wat is hun precieze aard? Met welke middelen kunnen ze toegepast worden? enz.). Ten slotte houdt de analyse geen rekening met bepaalde "feedbacks" op de economie zoals de impact van een CO₂-taks op de ontvangsten. Bijgevolg moeten de resultaten van die simulaties met de nodige voorzichtigheid geanalyseerd en geïnterpreteerd worden. Die scenario's moeten eerder beschouwd worden als een verkenning van de mogelijkheden voor het Belgische energiesysteem om zich aan de beperking op de CO₂-uitstoot aan te passen, dan

1. Als een korf van zes gassen in overweging was genomen, zou de afweging van de kosten bepalen hoe groot de CO₂-vermindering zou moeten zijn.

als een middel om een actieprogramma ter beperking van de CO₂-uitstoot uit te werken.

Gelet op het feit dat er in het Protocol van Kyoto voor de periode na 2008-2012 geen enkele beperking op de uitstoot van broeikasgassen werd vastgelegd, werden er twee alternatieve scenario's uitgewerkt. In het eerste scenario, dat "permanent Kyoto" wordt genoemd, wordt de uitstootbeperking van -6,8 % t.o.v. 1990 toegepast tegen 2010 en blijft die beperking tot 2030 onveranderd. In het tweede scenario, nl. het "groeiend Kyoto", zou de emissiebeperking die opgelegd werd voor de periode 1990-2010 (6,8 %) tussen 2010 en 2030 lineair worden doorgetrokken. Bijgevolg zou de uitstootbeperking tegen 2030 oplopen tot 13,6 % t.o.v. 1990.

B. "Permanent Kyoto"-scenario

1. Bruto binnenlands verbruik

Om de doelstelling inzake uitstootvermindering te bereiken, kan het energiesysteem zich via twee mechanismen aanpassen: de energie-intensiteit van het bbp doen dalen en/of de koolstofintensiteit van het energieverbruik verminderen. In het PRIMES-model, bijvoorbeeld, kan de verwerkende nijverheid haar energieverbruik verminderen via veranderingen in de productieprocedures, wijzigingen die de recyclage van materialen begunstigen, wijzigingen voor een minder energieverslindende productie met een hogere toegevoegde waarde, enz. De tertiaire en de residentiële sector kunnen aan rationeler energieverbruik doen (bijvoorbeeld, door vrijwillig de temperatuur en de verlichting in woningen en gebouwen te beperken, enz.), de isolatie van woningen en gebouwen verbeteren, enz. Het energieverbruik van de transportsector kan worden beperkt door het transportvolume te verminderen door de substitutie tussen de verschillende transportmiddelen te bevorderen, door voertuigen met kleine cilinderinhoud aan te kopen, enz. In alle sectoren kunnen de verbruikers de uitstootbeperking nakomen door de vervroegde vervanging van energieverslindende uitrustingen. Het gekozen aanpassingsmechanisme geeft een aanwijzing over de flexibiliteit van het energiesysteem. Indien de vermindering van de energie-intensiteit van het bbp de overhand krijgt op een daling van de koolstofintensiteit, betekent dit dat een rationeler energiegebruik goedkoper uitvalt voor het energiesysteem dan een onderlinge vervanging van brandstoffen.

TABEL 24 - Bruto binnenlands verbruik per brandstof in het 'permanent Kyoto'-scenario

	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	
	90	10	10	20	20	20	30	30	30	
Bruto binnenlands verbruik (Mtoe)	47.3	63.7	55.3	-13.1	65.5	53.8	-17.9	64.8	47.8	-26.3
Olieproducten en ruwe aardolie	17.7	25.5	21.4	-16.2	26.0	21.2	-18.3	25.9	20.2	-21.8
Vaste brandstoffen	10.2	4.6	2.4	-48.8	4.4	1.7	-61.5	11.2	1.2	-89.1
Aardgas	8.2	20.5	17.4	-15.3	25.3	19.9	-21.4	25.0	22.7	-9.1
Kernenergie	10.7	11.9	11.9	-0.0	8.0	8.0	0.0	0.4	0.4	0.0
Elektriciteit	-0.3	0.2	0.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.0
Hernieuwbare energie	0.6	1.0	2.1	118.9	1.5	2.6	76.2	1.8	2.8	49.7
Totale CO ₂ -uitstoot (1990=100)	100	120.9	93.2	-22.9	129.6	93.2	-28.0	152.3	93.2	-38.8
Marginale kosten van de uitstootvermindering (BEF99/ton CO ₂ -vermindering)			5208			7596			14300	
Bbv/bbp (toe/BEF90)	7.2	6.3	5.5	-13.1	5.4	4.5	-17.9	4.6	3.4	-26.3
Koolstofintensiteit (ton CO ₂ /toe)	2.2	2.0	1.8	-11.3	2.1	1.8	-12.3	2.5	2.0	-17.0
Invoerpercentage - %	75.8	81.3	76.8	-5.5	86.7	82.1	-5.5	96.8	94.0	-3.4

Die twee effecten worden in tabel 24 weergegeven. De resultaten wijzen erop dat, ten opzichte van het basisscenario, ongeveer 60 % (57 %¹) van de vermindering van de CO₂-uitstoot in 2010 zou worden bereikt door een lager energieverbruik. De resultaten van het PRIMES-model tonen dus aan dat de vermindering van de energie-intensiteit van het bbp goedkoper zou zijn voor het Belgische energiesysteem dan onderlinge substitutie van brandstoffen, die zou zorgen voor een lagere koolstofintensiteit van het energieverbruik. Dit betekent als dusdanig niet dat het bruto binnenlands energieverbruik tussen 1990 en 2010 zou dalen: in het "permanent Kyoto"-scenario zou het bruto binnenlands verbruik tijdens die periode met 17 % toenemen. De toename van het bruto binnenlands verbruik zou echter tweemaal lager liggen dan in het basisscenario. Na 2010 zou de vermindering van de energie-intensiteit van het bbp steeds meer gaan doorwegen in de uitstootvermindering. In 2020 zou de verbetering van de energie-intensiteit 64 %² van de daling van de CO₂-uitstoot vertegenwoordigen en in 2030 zou dat percentage oplopen tot 68 %³. De ontmanteling van de kerncentrales (vanaf 2015) verklaart grotendeels de kleinere speelruimte om de koolstofintensiteit van het energieverbruik te doen dalen na die periode (zie infra).

1. Verhouding tussen -13,1 % (daling van het bruto binnenlands verbruik ten opzichte van het basisscenario) en -22,9 % (daling van de totale CO₂-uitstoot ten opzichte van het basisscenario).
2. Namelijk een vermindering van het bruto binnenlands verbruik van 17,9 % naast een daling van de totale CO₂-uitstoot van 28 %.
3. Namelijk een vermindering van het bruto binnenlands verbruik van 26,3 % naast een daling van de totale CO₂-uitstoot met 38,8 %.

Vergeleken met het basisscenario zou het bruto binnenlands verbruik in 2030 met meer dan 26 % dalen. Het gebruik van hernieuwbare energie zou moeten toenemen (2,8 Mtoe in 2030 tegenover 1,8 Mtoe in het basisscenario), maar zou binnen het totale bruto binnenlands verbruik relatief klein blijven (6 % in 2030). Het gebruik van hernieuwbare energie zou zich vooral in de sector van de elektriciteitsproductie ontwikkelen (zie infra). Wegens de hoge koolstofinhoud zou het verbruik van vaste brandstoffen veel sneller dalen dan het totale bruto binnenlands verbruik. Het dalend verbruik van aardgas, olieproducten en ruwe olie zou veel kleiner zijn dan bij de vaste brandstoffen. Het aandeel van aardgas in het bruto binnenlands verbruik zou tussen 2020 en 2030 aanzienlijk toenemen doordat de technologieën voor elektriciteitsproductie op basis van aardgas een belangrijke rol spelen in de vervanging van de kerncentrales (zie infra).

De stijging van het aandeel van hernieuwbare energie in het bruto binnenlands verbruik zou ertoe leiden dat België iets minder afhankelijk wordt van de invoer.

2. Eindvraag naar energie

TABEL 25 - Eindvraag naar energie en CO₂-uitstoot in het 'permanent Kyoto'-scenario

	90	10	10	10	20	20	20	30	30	30
	Basis	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil
Totale eindvraag naar energie (Mtoe)	30.8	43.7	36.4	-16.6	45.2	35.9	-20.6	45.1	34.7	-23.0
Verwerkende nijverheid	11.5	14.2	11.9	-16.0	14.5	11.6	-20.4	13.7	11.2	-17.9
Tertiaire sector	3.3	6.4	4.9	-23.7	7.1	5.3	-24.8	7.8	5.5	-30.3
Gezinnen	8.3	11.1	9.1	-18.2	11.0	8.7	-20.6	11.1	8.5	-23.4
Vervoer	7.7	11.9	10.5	-12.1	12.7	10.3	-18.4	12.4	9.5	-23.5
Vaste brandstoffen	3.8	2.3	1.0	-56.6	1.8	0.5	-68.9	1.0	0.3	-73.0
Elektriciteit	5.0	8.4	7.9	-6.0	10.1	8.9	-12.0	11.3	9.6	-15.0
Aardgas	6.4	10.9	9.6	-11.9	11.1	9.2	-17.0	11.0	8.8	-20.4
Olieproducten	14.3	20.0	16.0	-20.1	20.1	15.4	-23.5	19.6	14.0	-28.4
Hernieuwbare energie	0.3	0.2	0.3	24.0	0.2	0.2	12.0	0.2	0.2	34.8
Warmte en afgeleide gassen	1.1	1.8	1.6	-10.1	2.0	1.7	-15.4	2.0	1.8	-7.2
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	100	126.6	99.0	-21.8	123.6	91.6	-25.8	115.8	82.6	-28.7
Verwerkende nijverheid	29.0	26.5	18.7	-29.4	23.7	15.0	-36.8	18.5	12.2	-34.2
Tertiaire sector	7.4	13.3	9.6	-27.8	13.3	9.8	-26.6	13.7	9.6	-29.8
Gezinnen	18.7	23.4	17.7	-24.4	22.0	16.2	-26.4	21.1	14.4	-31.8
Vervoer	22.6	35.1	30.8	-12.1	36.9	30.2	-18.0	36.6	27.9	-23.8
Koolstofintensiteit (ton CO ₂ /toe)	2.5	2.3	2.1	-6.2	2.1	2.0	-6.5	2.0	1.8	-7.5

Vergeleken met de resultaten voor het bruto binnenlands verbruik zou de vermindering van de CO₂-uitstoot op het niveau van de eindverbruikers meer te maken hebben met een daling van de energie-intensiteit (en van de energievraag) dan met een vermindering van de koolstofintensiteit. In vergelijking met het basisscenario zou de daling van de eindvraag naar energie tegen 2010 (2020-2030) 75 % (80 %) van de verklaring uitmaken voor de lagere CO₂-uitstoot.

De vaste brandstoffen vormen slechts een klein gedeelte van de eindvraag naar energie (ongeveer 9 % in 1998). In het basisscenario was het verbruik ervan tegen 2030 tot bijna niets herleid om redenen die niets met de CO₂-uitstoot te maken hebben (kosten van de technologie en energie-efficiëntie). Het wegvervoer is de grootste verbruiker van olieproducten. In die sector is onderlinge substitutie van brandstoffen mogelijk maar beperkt omwille van de hoge kosten van alternatieve technologieën. In het “permanent Kyoto“-scenario lijkt het gebruik van nieuwe brandstoffen (waterstof en methanol) zich niet meer te ontwikkelen dan in het basisscenario omwille van de hoge kosten voor de installatie van de nieuwe technologieën.

Voor alle vervoersactiviteiten samen zou een vertraagde stijging van de energievraag het voornaamste middel zijn om de CO₂-uitstoot af te remmen. In het “permanent Kyoto“-scenario zou de dalende energievraag van de transportsector deels het gevolg zijn van een vermindering van de totale vervoersactiviteit. Het zou echter vooral te danken zijn aan de verbeterde energie-efficiëntie van de voertuigen ten opzichte van het basisscenario. In de andere sectoren zou door een sterkere daling van de energievraag en meer mogelijkheden tot onderlinge substitutie van brandstoffen, een grotere vermindering van de CO₂-uitstoot verwezenlijkt kunnen worden.

De sectorale uitsplitsing van de eindvraag naar energie toont dat de belangrijkste onderlinge substitutie van brandstoffen zich in de verwerkende nijverheid zou voordoen: de daling van de CO₂-emissies ten opzichte van het basisscenario zou daar duidelijk groter zijn in de eindvraag naar energie. In de ijzer- en staalnijverheid zou de daling van de koolstofintensiteit het grootst zijn. De energieintensiteit van de ijzer- en staalproductie zou in 2020 meer dan tweemaal (120 %) lager zijn dan in het basisscenario. Vergeleken met het basisscenario zou een snellere groei van het aandeel van de metaalproductie in elektrische ovens (nl. 66 % in 2020 tegenover 44 % in het basisscenario) ten nadele van hoogovens, de vraag naar vaste brandstoffen, olieproducten en aardgas kunnen doen dalen. Door het grotere aandeel van de elektrische ovens zou de elektriciteitsvraag van de ijzer- en staalnijverheid (+0,09 % per jaar tussen 1998 en 2020) sneller groeien dan in het basisscenario. De daling van de koolstofintensiteit in de chemische industrie zou kleiner zijn (61 % ten opzichte van het basisscenario) dan in de ijzer- en staalnijverheid. Binnen de chemische sector zou de productie van de petrochemie, van organische en niet-organische meststoffen sterker afnemen dan in het basisscenario. De productie van scheikundige stoffen met een hoge toegevoegde waarde zou dan weer sneller toenemen. In die sector zou een daling van de vraag naar alle brandstoftypes worden opgetekend maar de vraag naar aardgas zou het sterkst dalen. Terwijl de vraag naar aardgas in het basisscenario tussen 1998 en 2020 met 1,47 % per jaar steeg, zou zij in het “permanent Kyoto“-scenario tijdens dezelfde periode met 0,55 % dalen.

In de residentiële en tertiaire sector zou de beperking van de CO₂-uitstoot leiden tot een vermindering van de vraag naar alle brandstoffen. Omdat die sectoren weinig vaste brandstoffen gebruiken, zouden de mogelijkheden om de koolstofintensiteit te verminderen beperkt zijn. Onderlinge substitutie van olieproducten, aardgas en elektriciteit zou in het voordeel zijn van de laatste twee brandstoffen. In 2020 zou aardgas in 42 % van de energiebehoeften van de gezinnen voorzien (tegenover 38 % in het basisscenario). Het aandeel van de olieproducten in de eindvraag naar energie van de gezinnen zou dalen van 36 % in het basisscenario tot 29 % in het “permanent Kyoto“-scenario. In de tertiaire

sector zou het aandeel van elektriciteit in de eindvraag naar energie tegen 2020 constant blijven. Aardgas zou iets aan belang winnen terwijl het aandeel van de olieproducten zou dalen.

Met uitzondering van de hernieuwbare energie zouden de sectorale ontwikkelingen leiden tot een daling van de eindvraag naar alle brandstoftypes.

3. Elektriciteitsproductie

TABEL 26 - Elektriciteits- en warmteproductie in het “permanent Kyoto“-scenario

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil
Tansformatie-inputs voor de elektriciteitsproductie (Mtoe)	17.4	21.7	19.8	-8.9	22.4	18.6	-17.2	22.7	14.1	-38.0
- Vaste brandstoffen	3.8	0.8	0.0	-100.0	1.2	0.0	-100.0	9.1	0.0	-100.0
- Aardgas	2.7	8.5	6.7	-21.6	12.7	9.2	-27.7	12.2	12.2	-0.1
- Biomassa/afval	0.4	0.4	1.0	133.2	0.7	1.3	83.9	1.0	1.5	49.1
- Kernenergie	10.3	11.9	11.9	0.0	7.7	8.0	3.5	0.4	0.4	0.0
- Olieproducten	0.2	0.1	0.1	182.0	0.1	0.1	-3.8	0.0	0.0	-31.6
Elektriciteitsproductie (TWh)	73.5	107.6	100.4	-6.7	126.5	109.9	-13.1	143.2	118.2	-17.5
- Kernenergie	41.3	47.5	47.5	0.0	31.9	31.9	0.0	1.8	1.8	0.1
- Hydraulische energie	0.3	0.3	0.4	9.8	0.3	0.5	36.4	0.3	0.5	49.5
- Windenergie	0.0	2.9	8.7	200.3	6.0	11.7	95.1	7.5	11.7	56.7
- Biomassa/afval	0.8	1.2	3.7	203.2	2.6	3.8	47.3	3.9	4.3	8.7
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	6.2	51.6	36.9	-28.5	79.5	54.6	-31.3	76.3	30.1	-60.5
- Klassieke en geavanceerde thermische centrales	24.8	4.0	3.1	-22.3	6.2	0.8	-86.3	5.6	0.0	-99.9
- Wervelbedcentrales en geïntegreerde vergassing	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	3.2	0.0
- SKC en USKC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	0.0	-100.0
- Brandstofcellen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	0.0	0.0	66.6	0.0
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	14.2	20.2	20.1	-0.7	25.9	23.7	-8.7	30.7	26.0	-15.4
Waaronder:- Kernenergie	5.9	6.0	6.0	0.0	4.3	4.3	0.0	0.2	0.2	0.0
- Hydraulische energie	0.1	0.1	0.1	9.7	0.1	0.1	35.6	0.1	0.2	48.1
- Windenergie	0.0	0.9	2.6	200.4	1.8	3.4	95.0	2.2	3.4	56.7
- Biomassa/afval	0.1	0.2	0.6	265.8	0.5	0.6	28.9	0.6	0.7	25.9
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	1.9	11.1	8.9	-20.4	17.7	13.0	-26.5	18.8	8.5	-54.9
- Klassieke en geavanceerde thermische centrales	6.2	1.9	1.9	0.0	1.7	0.8	-50.6	1.9	0.6	-71.1
- Wervelbedcentrales en geïntegreerde vergassing	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.4	0.0
- SKC en USKC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	0.0	-100.0
- Brandstofcellen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	11.9	0.0
Thermisch rendement van de elektriciteitsproductie (%)	39.0	51.0	49.0	-3.9	53.0	55.0	3.8	52.0	67.0	28.8
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	104.8	108.8	76.7	-29.4	161.8	102.4	-36.8	297.6	132.8	-55.4

In de sector van de elektriciteits- en warmteproductie zou, ten opzichte van het basisscenario, de grootste vermindering van de CO₂-uitstoot kunnen worden verwezenlijkt. De resultaten van het PRIMES-model tonen dat, in die sector, de CO₂-uitstoot consequent zou kunnen worden verminderd zonder een aanzienlijke daling van de elektriciteitsproductie. Tegen 2010 zou de vermindering van de elektriciteitsproductie met 6,7 % ten opzichte van het basisscenario gepaard gaan met een daling van de CO₂-uitstoot van ongeveer 30 %. Dit betekent dat de CO₂-uitstoot met 7 miljoen ton zou dalen, ofwel ongeveer 25 % ten opzichte van het basisscenario. De grote flexibiliteit van het elektriciteitsproductiepark om technologieën en brandstoffen onderling te vervangen, volgt gedeeltelijk uit een optimistische hypothese over de ontwikkelingsmogelijkheden van de hernieuwbare energiedragers meer bepaald de windturbines. In 2010 zou de geïnstalleerde capaciteit aan windturbines 2,56 GW bereiken en een elektriciteitsproductie van 8,72 TWh mogelijk maken. Tegen 2020 zou de geïnstalleerde capaciteit aan windturbines het maximaal vermogen van 3,4 GW bereiken en zorgen voor een elektriciteitsproductie van 11,72 TWh¹.

Naast het toegenomen gebruik van hernieuwbare energie voor de elektriciteitsproductie, zou een verbetering van het thermische rendement van de centrales kunnen zorgen voor een daling van de CO₂-uitstoot tegen 2020 en 2030 ten opzichte van het basisscenario. Die verbetering zou mogelijk worden dankzij het gebruik van brandstofcellen², die voor de elektriciteitsproductie concurrentieel zouden worden, als gevolg van de uitstootbeperking. Zo zou de geïnstalleerde capaciteit aan brandstofcellen in 2030 oplopen tot 11,9 GW waardoor het gemiddelde thermische rendement van de elektriciteitsproductie met ongeveer 30 % zou verbeteren. Die technologie zou steunen op het gebruik van aardgas, waardoor de transformatie-inputs van aardgas zich in 2030 zouden stabiliseren op het peil dat in het basisscenario bereikt werd³. De installatie van de brandstofcellen zou vooral plaats vinden bij de industriële zelfopwekkers (geïnstalleerde capaciteit in 2030 8,9 GW) en de zelfstandige producenten (geïnstalleerde capaciteit in 2030 2,2 GW), waardoor de decentralisatiegraad in de elektriciteitsproductie zeer sterk benadrukt wordt. In het “permanent Kyoto“-scenario zou slechts 39 % van de elektriciteitsproductie gecentraliseerd gebeuren, terwijl in het basisscenario het aandeel van de gecentraliseerde productie 72 % zou bedragen.

-
1. De hypothesen over de capaciteit en de gemiddelde gebruiksduur van de windturbines worden in hoofdstuk 2 uitgebreid beschreven.
 2. De brandstofcellen produceren elektriciteit en warmte op basis van een scheikundige reactie tussen waterstof en zuurstof. De waterstof, die in de brandstofcellen gebruikt wordt, kan worden geproduceerd ofwel via de omzetting van fossiele brandstoffen of biomassa (bijvoorbeeld het reformeren van aardgas) ofwel via waterhydrolyse.
 3. De resultaten van het PRIMES-model voor de periode 2020-2030 steunen op zeer optimistische hypothesen over de capaciteit en het globale rendement van de brandstofcellen (cf. *Syntheserapport van de Commissie AMPERE*, oktober 2000). Wanneer de productie van waterstof gebeurt via het traditionele reformeringsprocédé, dan daalt het globale rendement van het systeem inderdaad ten opzichte van het zeer hoge, eigen rendement van de brandstofcellen. Bovendien ontstaan er bij de installatie van zo'n capaciteit aan brandstofcellen verschillende problemen, die in deze studie niet aan bod kwamen, onder andere de impact op het net door een hoog percentage gecentraliseerde elektriciteitsproductie-eenheden.

4. Kosten van de beperking van de CO₂-uitstoot

Het opleggen van een uitstootbeperking zou zorgen voor een stijging van de kosten voor het energiesysteem. In het PRIMES-model worden de bijkomende kosten van de uitstootbeperking doorberekend aan de energiesector via de “marginale kosten van de beperking van de CO₂-uitstoot”. Dat begrip verwijst naar de kosten, die veroorzaakt worden door de vermindering van de laatste ton CO₂ die nodig is om de uitstootbeperking na te leven. Indien aan koolstof een waarde wordt toegekend, dan beïnvloedt dit de energieprijzen naargelang hun koolstofinhoud (de weerslag op de brandstofkosten van de elektriciteitsproductie wordt in tabel 27 geïllustreerd). De hogere prijzen leiden tot een daling van het energieverbruik (die des te groter is naarmate de brandstof een hogere koolstofinhoud heeft) waardoor het nut dat uit dat verbruik gehaald wordt, vermindert. De producenten van die brandstoffen die met een dalende vraag worden geconfronteerd, zouden ook een derving aan inkomsten ondergaan. Voor verschillende niveaus van uitstootvermindering kunnen de daaraan verbonden kosten berekend worden en kan er zo een curve van de marginale kosten van de uitstootvermindering verkregen worden (in het Engels: “marginal abatement cost curve”). De integraal van die curve (tussen de limieten 0 en de gewenste uitstootvermindering) geeft de totale vermindering weer van het consumenten- en producentensurplus die gekoppeld is aan de uitstootbeperking.

De marginale kosten van de aan de CO₂-beperking gekoppelde uitstootvermindering zouden oplopen tot 5 207 BEF per ton CO₂ in 2010¹, tot 7 596 BEF in 2020 en tot 14 300 BEF in 2030. De groei van de marginale kosten van de uitstootbeperking in de tijd illustreert dat de stabilisering van de uitstoot op een peil dat 6,8 % lager ligt dan in 1990, op lange termijn steeds moeilijker te verwezenlijken zou zijn, getuige het stijgend bruto binnenlands verbruik. De totale kosten van de beperking van de CO₂-uitstoot zouden voor 2010 oplopen tot ongeveer 70,59 miljard BEF (d.i. 0,55 % van het bbp), voor 2020 tot 108,92 miljard BEF (d.i. 0,75 % van het bbp in 2020) en in 2030 tot 193,63 miljard BEF (ofwel 1,1 % van het bbp in 2030).

Die resultaten moeten evenwel met de nodige omzichtigheid worden geïnterpreteerd. Wij wijzen er nog eens op dat maatregelen voor rationeel energieverbruik, maatregelen die anticiperen op technologische veranderingen, maatregelen voor het gebruik van minder vervuilende brandstoffen, enz. impliciet worden aangenomen in het PRIMES-model indien de kosten voor de toepassing ervan lager zijn dan de prijs (met daarin een koolstoftaks) van de bespaarde of vervangen energie. De kosten verbonden aan die beleidsmaatregelen voor uitstootvermindering zijn moeilijk te ramen. Bovendien hangen ze in grote mate af van enerzijds de hypothesen over de beschikbare middelen om de uitstoot van vervuilende stoffen te beperken (mogelijkheid of niet om emissiequota te verhandelen, aantal en kenmerken van de beschikbare technologieën, ontwikkelingspotentieel van hernieuwbare energie en energiebesparing, enz.) en anderzijds van het methodologische kader dat voor de analyse gebruikt wordt (bijvoorbeeld, al dan niet

1. Rekening houdend met drie broeikasgassen (CO₂, CH₄ en N₂O) toont een recente studie van de KUL en het VITO, die werd uitgevoerd op basis van het GEM-E3- en het MARKAL-model, dat de marginale kosten, gekoppeld aan de beperking van Kyoto, wanneer een uitstoottaks wordt opgelegd, ongeveer 1 830 BEF per uitgestoten ton gas zou bedragen (cijfer voor 2010). In 2020 en 2030 zouden de marginale kosten respectievelijk oplopen tot 3 435 BEF en 12 965 BEF. Zie KUL en VITO (2000), *Prospective Study of the Emissions in Belgium Until 2008/2012 of the Greenhouse Gasses Included in the Kyoto Protocol*, Study for the Federal Ministry of Environment.

rekening houden met het al dan niet opnieuw toepassen van een uitstoottaks om de belastingen op arbeid te verminderen, met de secundaire voordelen zoals een kleinere afhankelijkheid van energie en minder plaatselijke vervuiling, enz.).

Zoals reeds hiervoor vermeld, wordt er in onze analyse geen rekening gehouden met het feit dat België emissiequota kan verhandelen. De Universiteit van Athene maakte met behulp van het PRIMES-model een aantal simulaties. Zonder in details te treden tonen die aan dat, indien er een internationale markt voor uitstootrechten zou ontstaan, België bij de lidstaten eerder uitstootrechten zou kopen dan verkopen omdat de marginale kosten van de CO₂-uitstootbeperking elders lager zijn. Hierdoor zou België de totale kosten van de vermindering van de CO₂-uitstoot kunnen beperken (zie Capros et al. [2000]¹).

5. Leveringskosten van elektriciteit en warmte

De beperking van de CO₂-uitstoot zou de kosten van de elektriciteits- en warmteproductie gevoelig de hoogte injagen. Omwille van de waarde die aan koolstof toegekend is, zouden de brandstofkosten van de elektriciteitsproductie tegen 2030 met ongeveer 500 % kunnen toenemen ten opzichte van het basisscenario. De investeringskosten zouden tegen 2020-2030 dalen. Dat komt door de kleinere geïnstalleerde capaciteit dan in het basisscenario en door de sterke ontwikkeling van de brandstofcellen (en dit vooral tegen 2030) waarvan de eerste investeringskosten (uitgedrukt per kW) lager zouden uitvallen dan bij de super kritische en ultra super kritische steenkoolcentrales. De jaarlijkse kapitaalkosten (uitgedrukt per geproduceerde kWh elektriciteit en warmte) zouden tegen 2020-2030 evenwel met ongeveer 30 % toenemen. Omdat de elektriciteitsproductie meer gedecentraliseerd is (ten gevolge van de sterke doorbraak van brandstofcellen), wordt een daling van de transmissie- en distributiekosten verwacht. Ten opzichte van het basisscenario zouden de totale leveringskosten van elektriciteit tegen 2020 met 73,9 % toenemen en tegen 2030 met 160,7 %.

TABEL 27 - Gemiddelde kosten van de levering van elektriciteit en warmte in het “permanent Kyoto“-scenario

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil	Basis	Perma- nent Kyoto	% verschil
Totale leveringskosten van 1 kWh elektriciteit en warmte – BEF90/kWh _e +kWh _h	1.0	0.9	1.3	45.5	0.9	1.5	73.9	1.0	2.5	160.7
- Jaarlijkse kapitaalkosten	0.3	0.2	0.3	18.4	0.2	0.2	29.1	0.3	0.3	29.9
- Onderhoud en werking	0.2	0.2	0.2	2.3	0.1	0.2	7.7	0.1	0.2	47.9
- Brandstofkosten	0.2	0.2	0.6	150.3	0.3	0.9	195.4	0.3	1.7	453.9
- Transmissie en distributie	0.3	0.2	0.2	-1.7	0.3	0.2	-2.6	0.3	0.2	-10.3
Investeringskosten – Miljard BEF90	22.7	58.5	67.6	15.6	82.1	80.0	-2.6	186.1	148.1	-20.4

1. Capros et al. (2000), *The Economic Effects of Industry-Level Emission Trading to Reduce Greenhouse Gasses*.

C. “Groeierend Kyoto“-scenario

Het “groeierend Kyoto“-scenario steunt op de hypothese van een lineaire vermindering van de CO₂-uitstoot na 2010 om in 2030 een uitstootvermindering van 13,6 % te bereiken ten opzichte van het peil van 1990. In vergelijking met het “permanent Kyoto“-scenario worden dus alleen de resultaten na 2010 gewijzigd als gevolg van de grotere uitstootvermindering.

1. Bruto binnenlands verbruik

TABEL 28 - Bruto binnenlands verbruik per brandstof in het “groeierend Kyoto“-scenario

	Basis 90	Groeierend Kyoto 10	% verschil 10	Basis 20	Groeierend Kyoto 20	% verschil 20	Basis 30	Groeierend Kyoto 30	% verschil 30	
Bruto binnenlands verbruik (Mtoe)	47.3	63.7	55.3	-13.1	65.5	52.4	-20.1	64.8	45.0	-30.5
Olieproducten en ruwe aardolie	17.7	25.5	21.4	-16.2	26.0	20.8	-19.9	25.9	17.8	-31.1
Vaste brandstoffen	10.2	4.6	2.4	-48.8	4.4	1.6	-63.0	11.2	11.1	-0.9
Aardgas	8.2	20.5	17.4	-15.3	25.3	18.9	-25.1	25.0	22.5	-10.1
Kernenergie	10.7	11.9	11.9	-0.0	8.0	8.0	0.0	0.4	0.4	0.0
Elektriciteit	-0.3	0.2	0.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4	0.0
Hernieuwbare energie	0.6	1.0	2.1	118.9	1.5	2.6	76.6	1.8	2.8	49.8
Totale CO ₂ -uitstoot (1990=100)	100	120.9	93.2	-23.0	129.6	89.7	-30.7	152.3	86.0	-43.6
Marginale kosten van de uitstootbeperking (BEF99/ton CO ₂ -vermindering)			5208			8867			22167	
Bbv/bbp (toe/BEF90)	7.2	6.3	5.5	-13.1	5.4	4.4	-20.1	4.6	3.2	-30.5
Koolstofintensiteit (ton CO ₂ /toe)	2.2	2.0	1.8	-11.3	2.1	1.8	-13.3	2.5	2.0	-18.8
Invoerpercentage %	75.8	81.3	76.8	-5.5	86.7	81.7	-6.1	96.8	93.7	-3.8

Vergeleken met het “permanent Kyoto“-scenario zou de sterkere vermindering van de CO₂-uitstoot zorgen voor een snellere daling van de energie-intensiteit van het bbp. Ten opzichte van het basisscenario zou het bruto binnenlands verbruik tegen 2030 met 30,5 % verminderen; een daling dus die 4,2 % groter is dan in het “permanent Kyoto“-scenario. In 2030 zou het bruto binnenlands verbruik terugvallen tot een peil dat iets lager is dan in 1990. Ten opzichte van het “permanent Kyoto“-scenario, zou de vermindering van het bruto binnenlands verbruik (2,8 Mtoe) bijna uitsluitend toe te schrijven zijn aan een drastischere daling van het verbruik van olieproducten (2,4 Mtoe). Tegen 2030 zou dit in het “groeierend Kyoto“-scenario met 31,1 % afnemen (tegenover een daling van 21,8 % in het “permanent Kyoto“-scenario). De overige brandstoffen zouden een ontwikkeling kennen, die te vergelijken is met die in het “permanent Kyoto“-scenario.

2. Eindvraag naar energie

TABEL 29 - Eindvraag naar energie en CO₂-uitstoot per sector in het "groeiend Kyoto"-scenario

	90	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Groeiend Kyoto	% verschil	Basis	Groeiend Kyoto	% verschil	Basis	Groeiend Kyoto	% verschil
Totale eindvraag naar energie (Mtoe)	30.8	43.7	36.4	-16.6	45.2	35.2	-22.2	45.1	32.9	-27.0
Verwerkende nijverheid	11.5	14.2	11.9	-16.0	14.5	11.4	-21.6	13.7	11.1	-19.1
Tertiaire sector	3.3	6.4	4.9	-23.7	7.1	5.2	-26.6	7.8	5.0	-36.2
Gezinnen	8.3	11.1	9.1	-18.2	11.0	8.5	-22.5	11.1	7.9	-28.9
Vervoer	7.7	11.9	10.5	-12.1	12.7	10.1	-20.0	12.4	8.9	-28.3
Vaste brandstoffen	3.8	2.3	1.0	-56.6	1.8	0.5	-71.0	1.0	0.2	-76.4
Elektriciteit	5.0	8.4	7.9	-6.0	10.1	8.8	-12.5	11.3	9.3	-18.0
Aardgas	6.4	10.9	9.6	-11.9	11.1	9.0	-18.9	11.0	9.4	-14.6
Olieproducten	14.3	20.0	16.0	-20.1	20.1	15.0	-25.4	19.6	12.9	-34.1
Hernieuwbare energie	0.3	0.2	0.3	24.0	0.2	0.2	15.2	0.2	0.2	37.0
Warmte en afgeleide gassen	1.1	1.8	1.6	-10.1	2.0	1.7	-16.6	2.0	0.8	-57.9
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	77.7	126.6	99.0	-21.8	123.6	89.1	-27.8	115.8	79.9	-31.0
Verwerkende nijverheid	29.0	26.5	18.7	-29.4	23.7	14.5	-38.7	18.5	14.3	-22.6
Tertiaire sector	7.4	13.3	9.6	-27.8	13.3	9.4	-29.1	13.7	8.7	-36.3
Gezinnen	18.7	23.4	17.7	-24.4	22.0	15.6	-29.1	21.1	12.9	-38.9
Vervoer	22.6	35.1	30.8	-12.1	36.9	29.7	-19.6	36.6	26.1	-28.7
Koolstofintensiteit (ton CO ₂ /toe)	2.5	2.3	2.1	-6.2	2.1	2.0	-7.3	2.0	1.9	-5.5

Bijna de helft van de vermindering van het primaire verbruik van olieproducten en ruwe aardolie zou het gevolg zijn van een daling van de eindvraag naar olieproducten. De afname van de eindvraag naar olieproducten zou zich vooral voordoen in de transportsector (0,586 Mtoe), de residentiële sector (0,297 Mtoe) en de tertiaire sector (0,176 Mtoe). In de verwerkende nijverheid zou de daling van het eindverbruik van olieproducten slechts zeer klein zijn (0,041 Mtoe). Ten opzichte van het "permanent Kyoto"-scenario zou het energie-eindverbruik van alle brandstoffen in de industrie dalen, met name als gevolg van een betere energie-efficiëntie in de productie. Net als in het "permanent Kyoto"-scenario zou de tertiaire sector de grootste daling van de eindvraag naar energie kennen.

3. Elektriciteitsproductie

TABEL 30 - Elektriciteits- en warmteproductie in het "groeierend Kyoto"-scenario

	95	10	10	10	20	20	20	30	30	30
		Basis	Groeierend Kyoto	% verschil	Basis	Groeierend Kyoto	% verschil	Basis	Groeierend Kyoto	% verschil
Tansformatie-inputs voor de elektriciteitsproductie (Mtoe)	17.4	21.7	19.8	-8.9	22.4	17.8	-20.5	22.7	13.2	-41.9
- Vaste brandstoffen	3.8	0.8	0.0	-100.0	1.2	0.0	-100.0	9.1	0.0	-100.0
- Gas	2.7	8.5	6.7	-21.6	12.7	8.5	-33.5	12.2	11.3	-7.3
- Biomassa/afval	0.4	0.4	1.0	133.2	0.7	1.3	83.9	1.0	1.5	49.1
- Kernenergie	10.3	11.9	11.9	0.0	7.7	8.0	3.5	0.4	0.4	0.0
- Olieproducten	0.2	0.1	0.1	182.0	0.1	0.1	-25.6	0.0	0.0	-42.1
Elektriciteitsproductie (TWh)	73.5	107.6	100.4	-6.7	126.5	109.5	-13.4	143.2	113.5	-20.7
- Kernenergie	41.3	47.5	47.5	0.0	31.9	31.9	0.0	1.8	1.8	0.1
- Hydraulische energie	0.3	0.3	0.4	9.8	0.3	0.5	38.2	0.3	0.5	49.7
- Windenergie	0.0	2.9	8.7	200.3	6.0	11.7	95.1	7.5	11.7	56.7
- Biomassa/afval	0.8	1.2	3.7	203.2	2.6	3.4	30.7	3.9	4.3	8.7
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	6.2	51.6	36.9	-28.5	79.5	38.3	-51.9	76.3	13.7	-82.1
- Klassieke en geavanceerde thermische centrales	24.8	4.0	3.1	-22.3	6.2	1.3	-79.4	5.6	0.0	-99.9
- Wervelbedcentrales en geïntegreerde vergassing	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	3.2	0.0
- SKC en USKC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	0.0	-100.0
- Brandstofcellen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.2	0.0	0.0	78.3	0.0
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	14.2	20.2	20.1	-0.7	25.9	23.5	-9.3	30.7	25.0	-18.6
Waaronder:- Kernenergie	5.9	6.0	6.0	0.0	4.3	4.3	0.0	0.2	0.2	0.0
- Hydraulische energie	0.1	0.1	0.1	9.7	0.1	0.1	37.1	0.1	0.2	48.3
- Windenergie	0.0	0.9	2.6	200.4	1.8	3.4	95.0	2.2	3.4	56.7
- Biomassa/afval	0.1	0.2	0.6	265.8	0.5	0.6	28.7	0.6	0.7	25.9
- Gasturbines (kleine turbines + GGC)	1.9	11.1	8.9	-20.4	17.7	10.4	-41.4	18.8	5.5	-70.8
- Klassieke en geavanceerde thermische centrales	6.2	1.9	1.9	0.0	1.7	0.8	-50.6	1.9	0.6	-71.1
- Wervelbedcentrales en geïntegreerde vergassing	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.4	0.0
- SKC en USKC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	0.0	-100.0
- Brandstofcellen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	0.0	0.0	14.0	0.0
Thermisch rendement van de elektriciteitsproductie (%)	39.0	51.0	49.0	-3.9	53.0	58.0	9.4	52.0	69.0	32.7
CO ₂ -uitstoot (1990=100)	104.8	108.8	76.7	-29.6	161.8	94.2	-41.8	297.6	123.4	-58.5

De trends in de elektriciteitsproductie zouden lijken op die in het “permanent Kyoto“-scenario. Het meest opvallende verschil zou de snellere en sterkere doorbraak van de brandstofcellen zijn, waarvan de geïnstalleerde capaciteit zou toenemen tot 3,6 GW in 2020 (tegenover 1,2 GW in het “permanent Kyoto“-scenario) en tot 14 GW in 2030 (tegenover 11,9 GW in het “permanent Kyoto“-scenario). Net als in dat laatste scenario zou de waterstofproductie voor de brandstofcellen gebeuren door omzetting van aardgas. De sterkere doorbraak van de brandstofcellen zou ten koste van de gasturbines gaan (turbines met gecombineerde cyclus en kleine gasturbines). Door die substitutie van technologie zou het gemiddelde thermische rendement van de gascentrales verbeteren (en bijgevolg ook het gemiddelde thermische rendement van de elektriciteitsproductie). De grotere efficiëntie in de elektriciteitsproductie zou ervoor zorgen dat het aardgasverbruik met 7,2 % daalt ten opzichte van het “permanent Kyoto“-scenario.

4. Kosten van de beperking van de CO₂-uitstoot

De marginale kosten voor de vermindering van de CO₂-uitstoot in 2030 met 14 % ten opzichte van 1990 zouden 22 167 BEF bedragen. In 2020 zou de daling van de CO₂-uitstoot 10 % moeten bereiken en de daaraan gekoppelde marginale kosten zouden oplopen tot 8 867 BEF. In 2020 en 2030 zouden de jaarlijkse kosten voor de beperking van de CO₂-emissies respectievelijk 139,17 miljard (0,94 % van het bbp) en 332,80 miljard (1,9 % van het bbp) bedragen.



Synthese en besluiten

In dit hoofdstuk worden de belangrijkste resultaten weergegeven van deze verkennende studie over de energiescenario's tegen 2020. Na een korte beschrijving van de studieomkadering, de hypothesen en de toegepaste methodologie worden de markantste resultaten van het basisscenario besproken. Die resultaten worden aangevuld met een bespreking van de belangrijkste onzekerheden, meer bepaald de manier waarop zij de energievoorzichten beïnvloeden. Vervolgens wordt de evolutie van de energiebalansen in de Kyoto-scenario's samengevat en vergeleken met de basisprojectie. Ten slotte, worden besluiten getrokken in verband met het energie- en milieubeleid.

A. Kader, hypothesen en methodologie

Zoals reeds in de inleiding werd onderstreept, worden in deze studie energiescenario's voor België tegen 2020 onderzocht. De belangrijkste doelstelling is het onderkennen en bespreken van de belangrijkste vragen en onzekerheden die de komende twintig jaar een invloed zullen uitoefenen op het Belgische energiesysteem. Voor elk scenario worden de CO₂-emissies berekend.

Het vertrekpunt van de discussie is een basisprojectie die toont hoe de energievraag, het energieaanbod en de energieprijzen zouden evolueren indien de recente trends en huidige beleidslijnen zouden worden voortgezet. Vervolgens worden de impact en het belang van drie grote onzekerheden geëvalueerd via drie varianten rond het basisscenario. Het gaat om de volgende onzekerheden: de toekomst van kernenergie voor de elektriciteitsproductie, de evolutie van de brandstofprijzen op de internationale markten en het verloop van de economische groei.

In het kader van de ratificatie van het Kyoto-protocol en de toepassing van beleidslijnen en maatregelen om de engagementen van België na te leven, werden twee bijkomende scenario's ontwikkeld op basis van dezelfde hypothesen als in het basisscenario. Alleen werd de Kyoto-doelstelling voor 2010 toegevoegd, zo ook twee verschillende streefcijfers om de CO₂-emissies te verminderen voor de periode na 2010. Die scenario's vormen geen energievoorzichten in de strikte zin van het woord omdat zij niet het resultaat zijn van een strikte toepassing van precieze beleidslijnen en maatregelen. Zij geven eerder een idee van de omvang, de spreiding en het soort inspanningen voor de producenten en verbruikers van energie om te kunnen voldoen aan de doelstellingen voor de vermindering van de CO₂-emissies. Die scenario's geven vooral de impact weer die een koolstoftaks ter vermindering van de CO₂-emissies zou hebben op het energiesysteem. Hoofdstuk 2 beschrijft in detail de hypothesen die werden gebruikt om de verschillende

scenario's en varianten uit te werken. Om de resultaten beter te kunnen beoordelen, geeft de onderstaande tabel een kort overzicht van de belangrijkste hypothesen.

TABEL 31 - Belangrijkste hypothesen van de verschillende scenario's en varianten

	Jaarlijkse gemiddelde groei van het bbp	Internationale energieprijzen	Streefcijfer voor de vermindering van CO ₂ -emissies (ten opzichte van 1990)	Beperking voor kernenergie
1. Basisscenario	2000-2005: 2,6 % 2005-2020: 1,75 %	Ruwe aardolie: 2000: 23,5\$99/vat 2020: 29,4\$99/vat Aardgas: 2000: 2,4Euro90/GJ 2020: 3,1Euro90/GJ Steenkool: 2000: 50,2Euro90/tep 2020: 52,4Euro90/tep	Geen	* ontmanteling van de centrales na 40 jaar * geen bouw van nieuwe centrales
a. Variant van de reconstructie van het elektro-nucleaire park	idem basisscenario	idem basisscenario	idem basisscenario	Mogelijkheid om het nucleaire park herop te bouwen op zijn huidige capaciteit of de levensduur van de bestaande centrales te verlengen
b. Variant van de internationale energieprijzen	idem basisscenario	Ruwe aardolie: 2020: 35,6\$99/vat (basis + 21 %) Aardgas: 2020: 3,7Euro90/GJ (basis + 19 %) Steenkool: 2020: 53,8Euro90/tep (basis + 3 %)	idem basisscenario	idem basisscenario
c. Variant van de economische groei	2000-2005: idem basis (2,6 %) 2005-2020: 2,3 % (basis + 0,55 %)	idem basisscenario	idem basisscenario	idem basisscenario
2. Kyoto-scenario				
a. Permanent Kyoto-scenario	idem basisscenario	idem basisscenario	2010: -6,8 % 2030: -6,8 %	idem basisscenario (kernenergie verdwijnt)
b. Groeiend Kyoto-scenario	idem basisscenario	idem basisscenario	2010: -6,8 % 2030: -13,6 %	idem basisscenario (kernenergie verdwijnt)

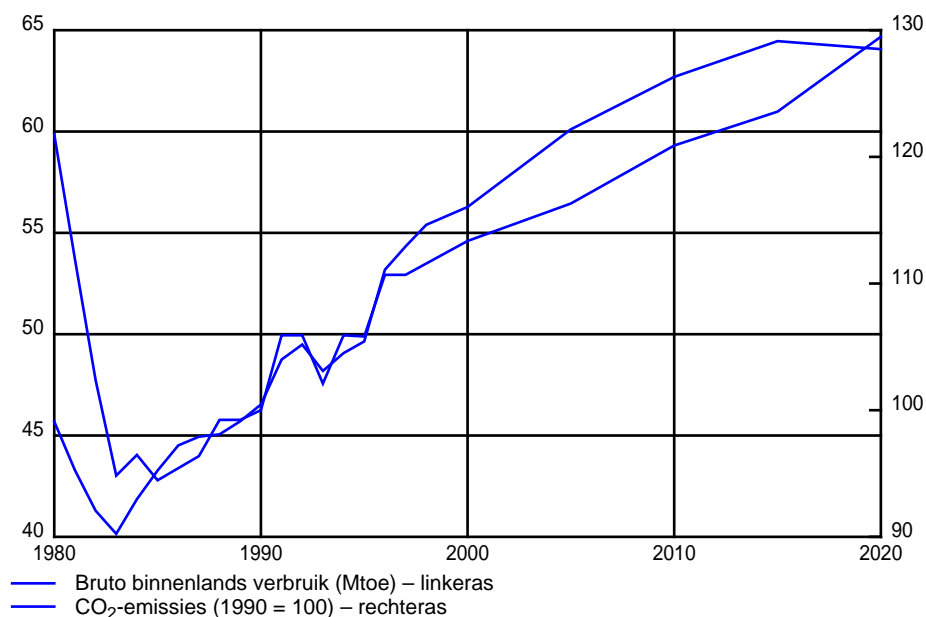
De basisprojectie, de varianten en de Kyoto-scenario's werden gerealiseerd met behulp van het PRIMES-model. Het is een partieel evenwichtsmodel van het energiesysteem dat ontwikkeld werd door de universiteit van Athene in het kader van onderzoeksprogramma's van de Europese Commissie.

B. Basisscenario en varianten

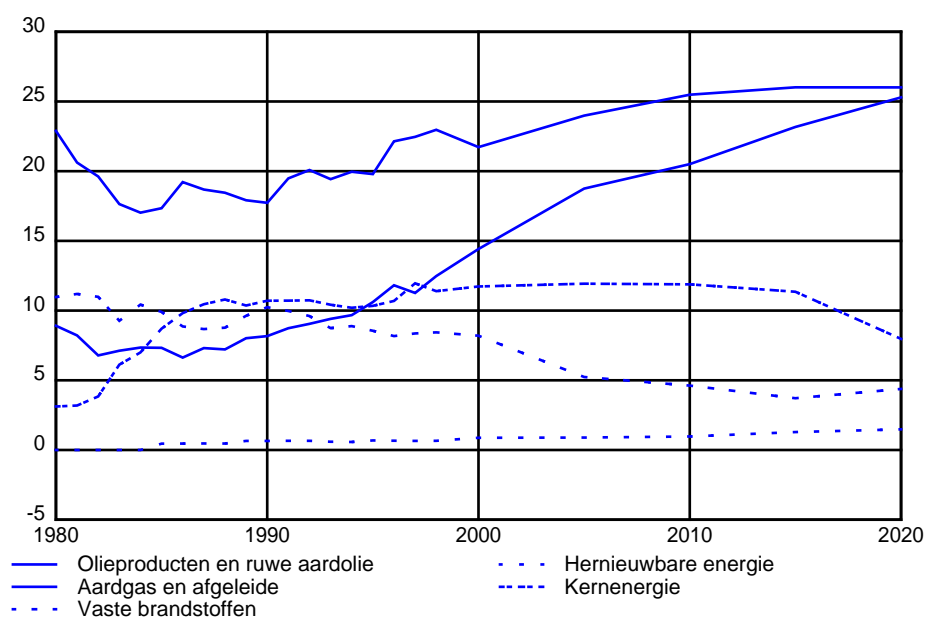
1. Bruto binnenlands verbruik en totale CO₂-emissies

De voorbije en toekomstige ontwikkelingen van het bruto binnenlands verbruik, de CO₂-emissies, de energie-intensiteit en de koolstofintensiteit in het basisscenario worden voorgesteld in de onderstaande figuren.

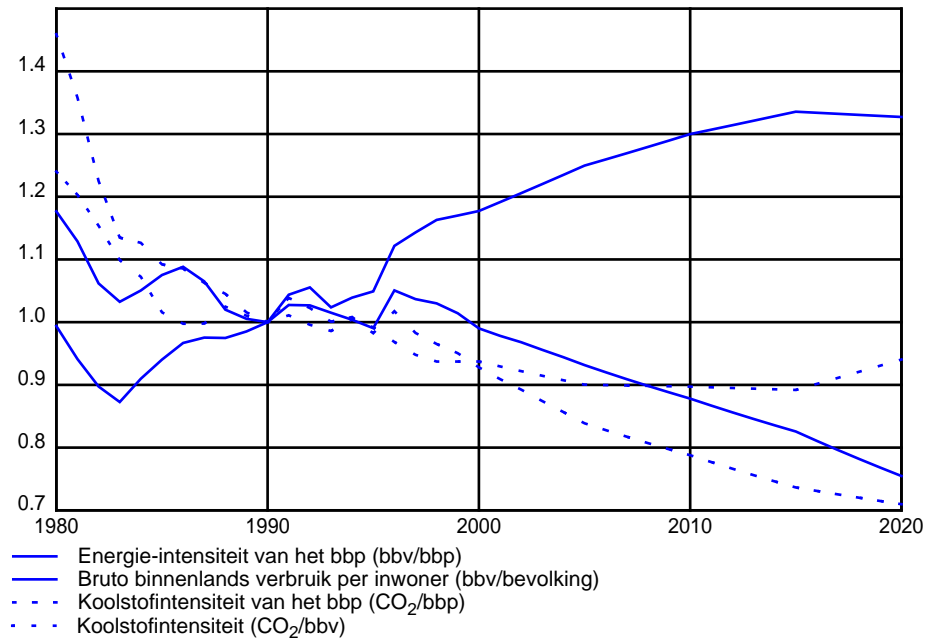
FIGUUR 31 - Bruto binnenlands verbruik en CO₂-emissies (1980-2020)



FIGUUR 32 - Bruto binnenlands verbruik per brandstof (1980-2020) – Mtoe



FIGUUR 33 - Energie-intensiteit en koolstofintensiteit (1980-2030) – index 1990 = 1



In het basisscenario stijgt het bruto binnenlands verbruik met 17 % in 2020 ten opzichte van 1998. Die stijging komt overeen met een gemiddeld jaarlijks groeipercentage van 0,7 %. Dat is lager dan de gemiddelde jaarlijkse groeivoet van het bruto binnenlands verbruik over de periode 1980-1988 die toen 1,08 % bedroeg. De olieproducten en de ruwe aardolie behouden een prominente plaats in het energieverbruik met een stabiel aandeel van ongeveer 40 % wat aantoont dat de vervoersactiviteit toeneemt. Het verbruik van aardgas neemt zeer fors toe en in 2020 benadert ze het verbruik van olieproducten en ruwe aardolie. Die toename is vooral het gevolg van het groter verbruik van aardgas voor de productie van elektriciteit. De vaste brandstoffen vertegenwoordigen in 2020 nog slechts 7 % van het bruto binnenlands verbruik. Het verbruik ervan is tijdens de periode 1998-2020 in feite met de helft verminderd. Het gebruik van kernenergie daalt met ongeveer 20 % tussen 1998 en 2020 als gevolg van de ontmanteling van de oudste kerncentrales. Kernenergie vertegenwoordigt nog slechts 12 % van het bruto binnenlands verbruik in 2020 tegenover 20 % in 1998. De hernieuwbare energie stijgt gestaag maar blijft op een laag niveau. Het aandeel in het bruto binnenlands verbruik blijft lager dan 3 % in 2020. De ontwikkeling van hernieuwbare energie (vooral windkrachtenergie) vindt vooral plaats in de elektriciteitsproductie.

Tussen 1998 en 2020 daalt de energie-intensiteit van het bbp (gemeten via de verhouding tussen het bruto binnenlands verbruik en het bbp) gemiddeld met 1,7 % per jaar. Die daling komt sterker naar voren in vergelijking met de periode 1980-1998 toen zij met gemiddeld 0,7 % per jaar afnam. De drie belangrijkste factoren die de dalende trend in energie-intensiteit verklaren, zijn de gewijzigde samenstelling van het bbp ten gunste van minder energieverslindende activiteiten met hogere toegevoegde waarde, een stijging van de reële energieprijzen en een betere energie-efficiëntie van de uitrusting voor de productie en de consumptie van energie.

Tussen 1990 en 2020 gaat de daling van de energie-intensiteit van het bbp gepaard met een daling van de koolstofintensiteit (gemeten via de verhouding tussen de CO₂-emissies en het bruto binnenlands verbruik) van gemiddeld 0,2 % per jaar. Die lichte neerwaartse trend weerspiegelt in feite contrasterende evoluties tijdens de projectieperiode: een daling van de koolstofintensiteit met jaarlijks 1 % tussen 1990 en 2010 (vooral door de sterke daling in het verbruik van vaste brandstoffen) en een stijging met jaarlijks 1,6 % tussen 2010 en 2020 (door minder kernenergie en meer aardgasverbruik).

Sommige evoluties van het energiesysteem die in het basisscenario aan bod komen, hebben een gunstige impact op de CO₂-emissies: het bruto binnenlands verbruik van vaste brandstoffen vermindert fors, de daling van de energie-intensiteit wordt nog groter ten opzichte van de periode voor 1998 en de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie is in 2010 en 2020 lager dan in 1990. Desondanks stijgen de totale CO₂-emissies met 21 % in 2010 en met 30 % in 2020 ten opzichte van 1990. De belangrijkste factoren die deze trend in de hand werken zijn de constant groeiende naar elektrische diensten (het elektriciteitsverbruik van de eindverbruikers stijgt met 59 % tussen 1998 en 2020) en naar mobiliteit (het verbruik in de transportsector stijgt met 33 % in dezelfde periode). Andere factoren spelen ook een rol ook al is hun impact op de CO₂-emissies in 2020 minder groot. Het gaat om de ontmanteling van een deel van het nucleaire park en de ontwikkeling van de tertiaire sector.

Het is interessant te zien dat de totale CO₂-emissies voor het jaar 2010 opnieuw het niveau van 1980 zouden halen (daarna stijgen zij en liggen ze in 2020 8 % hoger dan in 1980).

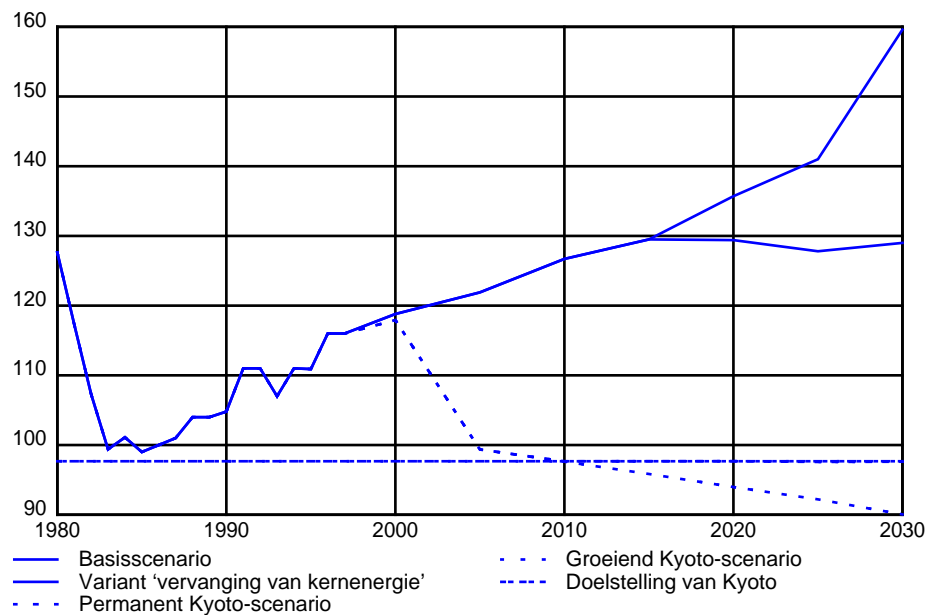
Tabel 32 geeft de impact van de onzekerheden in verband met het behoud van kernenergie, de evolutie van de internationale energieprijzen en het verloop van de economische groei op het energieverbruik, de CO₂-emissies, de energie-intensiteit en de koolstofintensiteit. Die tabel toont de verschillen in percent ten opzichte van het basisscenario voor het jaar 2020.

TABEL 32 - Impact van de varianten op het bruto binnenlands verbruik en de CO₂-emissies
(% verschil ten opzichte van het basisscenario)

	Variant vervanging van kernenergie	Prijzenvariant	Macro-economische variant	Variant 'vervanging van kernenergie	Prijzenvariant	Macro-economische variant	Variant vervanging van kernenergie	Prijzenvariant	Macro-economische variant
	2010	2010	2010	2020	2020	2020	2030	2030	2030
Bruto binnenlands verbruik	0.0	-0.4	1.2	1.2	2.7	7.6	5.4	1.6	14.8
Totale CO ₂ -emissies	0.0	-1.0	1.2	-4.6	9.3	9.7	-19.2	8.1	14.8
Energie-intensiteit (bbv/bbp)	0.0	-0.5	-0.1	1.2	2.8	0.6	5.4	1.6	0.3
Koolstofintensiteit (CO ₂ /bbv)	0.0	-0.6	0.0	-5.7	6.4	2.0	-23.3	6.4	0.0

In de variant ‘vervanging van kernenergie’ zijn de totale CO₂-emissies in 2020 5 % lager dan in het basisscenario. Ze blijven echter 24 % hoger dan het niveau van 1990. Tijdens de periode 2020-2030 blijven de CO₂-emissies stabiel op dat peil terwijl zij in het basisscenario met meer dan 50 % toenemen tussen 1990 en 2030. Dat resultaat toont aan dat die optie alleen niet volstaat om de doelstellingen ter vermindering van de totale CO₂-emissies te bereiken, zelfs als de vervanging van het nucleaire park op hetzelfde niveau van de huidige capaciteit ervoor zou zorgen dat de toename van de CO₂-uitstoot zou kunnen vertragen. De invloed van de vervanging van het elektronucleaire park op de koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik is even groot als op de CO₂-emissies.

FIGUUR 34 - CO₂-emissies van energetische oorsprong – Mt (1980-2030)



Hogere energieprijzen dan die in het basisscenario en zoals beschreven in de variant van de energieprijzen zouden leiden tot een lichte stijging van het bruto binnenlands verbruik (met 2,7 %), een grotere toename van de CO₂-emissies (ongeveer 10 %) en een verslechtering van de koolstofintensiteit in 2020 ten opzichte van de basisprojectie. Die trends hebben dezelfde oorsprong: de wijziging van de relatieve prijzen van de vaste brandstoffen en aardgas ten gunste van de eerste. Het comparatieve voordeel van steenkool is vooral voelbaar in de elektriciteitssector waar steenkool een deel aardgas vervangt. Het grotere verbruik van vaste brandstoffen ten nadele van aardgas verklaart de ongunstige impact op de koolstofintensiteit en de CO₂-emissies. De toename van het bruto binnenlands verbruik wordt verklaard door een minder goed thermisch rendement van de elektriciteitsproductie op basis van vaste brandstoffen in vergelijking met het rendement van de gascentrales.

Aan de hand van de resultaten van de macro-economische variant kan de impact worden gemeten van een sterkere groei van het bbp tegen 2020. Een jaarlijkse groeivoet van het bbp die 0,55 procentpunt hoger is dan in het basisscenario tijdens de periode 2005-2020, leidt tot primaire energiebehoeften die in 2020 7,6 % groter zijn. De koolstofintensiteit van het bruto binnenlands verbruik zou in 2020 met ongeveer 2 % stijgen ten opzichte van het basisscenario. Die daling van de

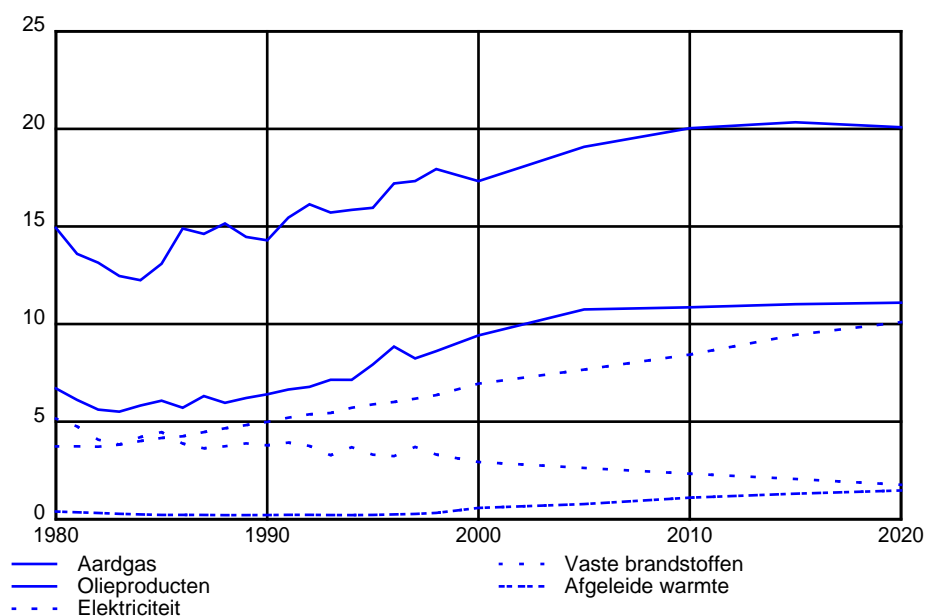
koolstofintensiteit en de toename van het bruto binnenlands verbruik zorgen voor een toename van 10 % van de CO₂-emissies in 2020 ten opzichte van het basisscenario. De grotere stijging van de koolstofintensiteit is te wijten aan een forse toename van het verbruik van vaste brandstoffen, vooral voor de elektriciteitsproductie.

De bestudeerde varianten hebben geen invloed op de evolutie van de energie-intensiteit die wordt opgetekend in de basisprojectie.

2. Eindvraag naar energie

In het basisscenario stijgt de eindvraag naar energie met 21 % over de periode 1998-2020. Dat is een grotere groei dan voor het bruto binnenlands verbruik in dezelfde periode (16,7 %) en kan worden toegeschreven aan een zeer snelle toename van de vraag naar elektrische diensten in de eindsectoren. De eindvraag naar elektriciteit zou tussen 1998 en 2020 inderdaad stijgen met 59 % of gemiddeld 2,1 % per jaar. Het jaarlijkse groeitempo van het elektriciteitsverbruik verzwakt evenwel tijdens de projectieperiode, namelijk van 2,7 % tussen 1998 en 2005 naar 1,9 % tussen 2005 en 2010 en naar 1,8 % tussen 2010 en 2020. In 2020 zou de elektrische energie 22 % van de finale energiebehoeften vormen (ten opzichte van 17 % in 1998) wat een bevestiging is van een fenomeen op lange termijn dat al in de industrielanden wordt vastgesteld, namelijk een toenemende vraag naar elektrische diensten.

FIGUUR 35 - Eindvraag naar energie – Mtoe per brandstof



De finale aardgasbehoeften nemen fors toe, namelijk met bijna 30 % tussen 1998 en 2020. Toch stijgt de eindvraag naar aardgas minder snel dan in het verleden: tussen 1993 en 1998 bedroeg de gemiddelde jaarlijkse groeivoet 3,8 % en tussen 1998 en 2020 zou het nog slechts gaan om 1,2 %. Die evolutie is vooral het gevolg van zowel een kleinere vraag naar aardgas die wordt gebruikt in industriële

stoomketels ten voordele van warmtekrachtkoppeling als van de hoge rijpheidsgraad die de aardgasmarkt in België heeft bereikt bij de tertiaire sector en de gezinnen.

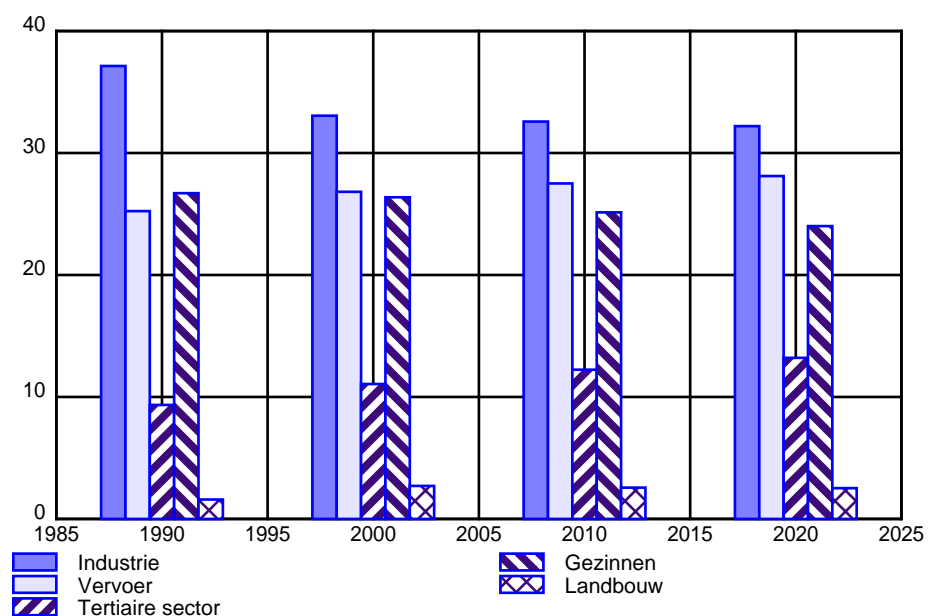
Terwijl tussen 1998 en 2020 de vraag naar olieproducten minder snel stijgt dan de vraag naar elektriciteit (groei van 12 %), vormen de olieproducten nog steeds het grootste deel van de eindvraag naar energie. Dat aandeel neemt echter lichtjes af en daalt van 48 % in 1998 tot 44 % in 2020. De vraag naar olieproducten voor de transportsector zorgt voor de grootste groei. Daartegenover staat dat de vraag naar olieproducten in de industrie lichtjes daalt.

De eindvraag naar vaste brandstoffen blijft afnemen. Tussen 1998 en 2020 daalt zij met de helft en vertegenwoordigt in 2020 nog slechts 4 %. Het grootste deel van die vraag komt van de ijzer- en staalnijverheid.

Tijdens de periode 1998-2020 toont de basisprojectie een toename van de energievraag in alle sectoren. De tertiaire sector kent de grootste groei (gemiddeld 1,8 % per jaar) gevolgd door de transportsector (1,2 % per jaar), de industrie (0,6 % per jaar) en de gezinnen (0,4 % per jaar).

In verband met het aandeel van de verschillende sectoren in de evolutie van de eindvraag naar energie, worden een aantal trends vastgesteld. Het aandeel van de tertiaire en van de transportsector in de eindvraag naar energie stijgen ten nadele van de overige sectoren. Het aandeel van de transportsector in de eindvraag is groter dan bij de gezinnen en benadert het aandeel van de industrie. Concreet stijgt het aandeel van de tertiaire sector en van de transportsector respectievelijk van 13 % en 26 % in 1998 tot 16 % en 28 % in 2020. Het aandeel van de industrie en van de gezinnen dalen respectievelijk van 35 % en 26 % in 1998 naar 32 % en 24 % in 2020.

FIGUUR 36 - Eindvraag naar energie – aandeel van de verschillende sectoren



Terwijl de variant 'vervanging van kernenergie' geen invloed heeft op de evolutie en de sectorale structuur en op het aandeel van de brandstoffen in de eindvraag naar energie, is dat niet het geval voor de twee overige varianten. In de onderstaande tabel wordt de impact van de onzekerheden op de eindvraag naar energie weergegeven. Het gaat om de onzekerheden in verband met de evolutie van de prijzen van fossiele brandstoffen en de ontwikkeling van de economische groei.

TABEL 33 - Impact van de varianten op de eindvraag naar energie (% verschil ten opzichte van het basisscenario)

	2020	2020	2020
		prijsvariant	macro-economische variant
Totale eindvraag naar energie (Mtoe)		-2.0	5.6
Verwerkende nijverheid		-0.7	10.8
Tertiaire sector		-3.4	0.7
Gezinnen		-2.9	0.8
Vervoer		-1.9	6.6
Vaste brandstoffen		6.1	15.0
Elektriciteit		2.1	6.5
Aardgas		-5.0	5.1
Olieproducten		-3.4	4.4

Een snellere stijging van de internationale prijzen voor aardgas, petroleum en steenkool (maar groter voor de koolwaterstoffen dan voor steenkool) leidt tot een daling van de eindvraag naar energie met 2 % ten opzichte van het basisscenario. Die daling is het gevolg van grotere investeringen in energiebesparende uitrustingen om de hogere energieprijzen te compenseren. In feite daalt de eindvraag in alle sectoren, maar in de tertiaire sector en bij de gezinnen meer dan in de industrie en het vervoer. Het feit dat de prijsstijging voor koolwaterstoffen groter is dan die voor steenkool leidt tot een substitutie van aardgas en olieproducten door elektriciteit en vaste brandstoffen. Daarom stijgt de vraag naar elektriciteit tussen 1998 en 2020 met 2,2 % per jaar, tegenover 2,1 % in het basisscenario.

Een sterkere economische groei tussen 2005 en 2020 beïnvloedt vooral het niveau en de bijdrage van de sectoren tot de eindvraag naar energie. Die laatste zou in 2020 5,6 % hoger liggen dan in 1998. Tussen 2005 en 2020 bedraagt het verschil tussen de gemiddelde jaarlijkse groeivoeten in het basisscenario en in de variant 0,37 procent vergeleken met het verschil van 0,55 procent voor de gemiddelde jaarlijkse groei van het bbp. De eindvraag naar energie van de industrie kent de grootste stijging (vooral door de ijzer- en staalnijverheid en de chemische industrie), gevolgd door de transportsector. De eindvraag naar energie van de tertiaire sector en de gezinnen, daarentegen, ligt slechts iets hoger dan in het basisscenario. De eindvraag neemt toe, ongeacht om welke brandstof het gaat, maar de vaste brandstoffen kennen de grootste stijging, nl. 15 % in 2020. Die is vooral toe te schrijven aan het toegenomen verbruik van de ijzer- en staalnijverheid, die een sterkere economische groei kent dan in het basisscenario. De vraag naar elektriciteit, ten slotte, stijgt tussen 1998 en 2020 met gemiddeld 2,4 % per jaar. Dat komt neer op een verschil van 0,3 procent ten opzichte van het basisscenario.

3. Elektriciteitsproductie

In de basisprojectie bedraagt de bruto-elektriciteitsproductie in 2020 ongeveer 126 TWh, wat neerkomt op een bijkomende productie van 52 TWh ten opzichte van 1995. Om die bijkomende productie te kunnen verzekeren groeit de geïnstalleerde capaciteit van het productiepark in 2020 tot 26 GW, wat 12 GW meer is dan in 1995. Hierna wordt een samenvatting gegeven van de voornaamste structurele ontwikkelingen van het elektriciteitsproductiepark tegen 2020.

Eerst moet er gewezen worden op het sterk gestegen gebruik van aardgas. Dat vloeit voort uit de ontwikkeling van de gedecentraliseerde warmtekrachtkoppeling maar vooral uit de ontwikkeling van de centrales met gecombineerde cyclus voor de gecentraliseerde productie (hun aandeel in de elektriciteitsproductie stijgt van 23 % in 2000 tot 60 % in 2020). De lage investeringskosten en het hoge rendement geven hen een concurrentieel voordeel, ondanks de verwachte stijging van de aardgasprijs¹.

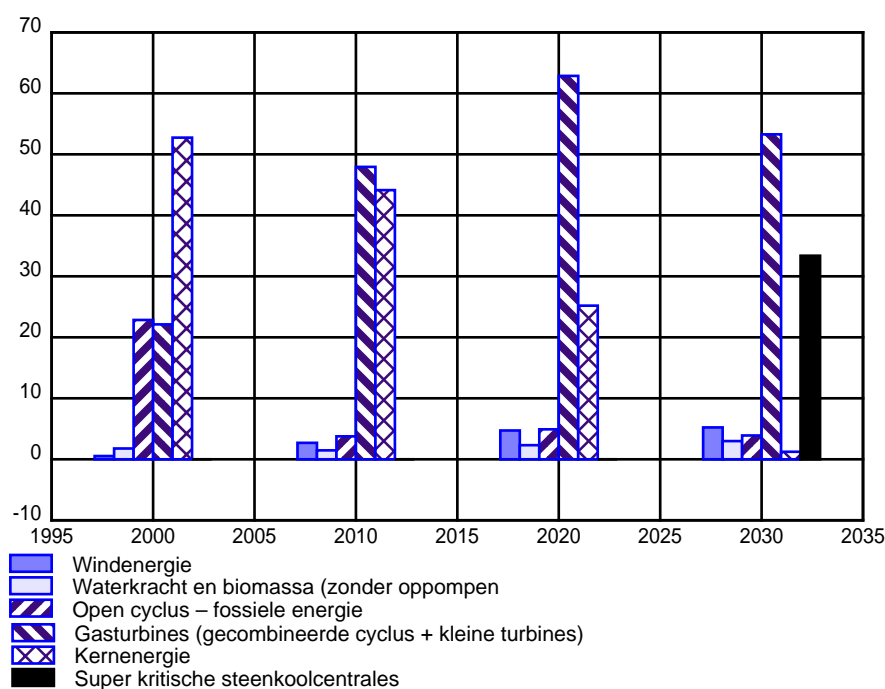
In overeenstemming met het regeerakkoord van 7 juli 1999, waarop het basisscenario gebaseerd is, zou de buitengebruikstelling van de eerste kerncentrales zich in 2015 voordoen. Als gevolg hiervan daalt in 2020 de elektriciteitsproductie uit kerncentrales met 23 % ten opzichte van 1995 en daalt zijn aandeel in de totale productie van 57 % in 2000 tot slechts 25 % in 2020. Alle bestaande kerncentrales zouden tegen 2030 buiten gebruik gesteld zijn.

Het aandeel van steenkool in de elektriciteitsproductie wordt in 2020 marginaal (minder dan 5 %) als gevolg van de buitengebruikstelling van de bestaande steenkoolcentrales ten voordele van gascentrales. Tegen 2030, echter, verschijnen de super kritische en ultra super kritische steenkoolcentrales in het productiepark. Zij zullen een hoofdrol spelen in de vervanging van de buitengebruikgestelde kerncentrales. Zij vertegenwoordigen dan 33 % van de elektriciteitsproductie.

Ten slotte wijst de basisprojectie op een regelmatige maar niettemin beperkte groei van de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie (vooral riviercentrales en windmolens). Zij vertegenwoordigen 4 % van de totale productie in 2010² (nl. 1 100 MW) en 7 % in 2020 (nl. 2 300 MW).

-
1. Hier moet nog eens aangestipt worden dat het basisscenario steunt op de veronderstelling dat de nucleaire optie wordt opgegeven (ontmanteling van de kerncentrales van meer dan 40 jaar en verbod op de bouw van nieuwe kerncentrales).
 2. Dat percentage is iets lager dan de indicatieve doelstelling van 6 % voor België voor wat betreft het aandeel van de hernieuwbare energie in het bruto-elektriciteitsverbruik in 2010 zoals die werd vastgelegd in het voorstel tot richtlijn van het Europees Parlement en van de Raad in verband met de bevordering van de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie op de binnenlandse elektriciteitsmarkt (COM(2000)279 eindversie).

FIGUUR 37 - Elektriciteitsproductie - % per type van centrale



De basisprojectie wijst op een groter aandeel van de zelfopwekkers en autonome producenten in het productiepark. Hun aandeel zou stijgen van 5 % in 1995 tot ongeveer iets meer dan 20 % in 2020. De elektriciteitsproductie van de (industriële en tertiaire) zelfopwekkers steunt vooral op de warmtekrachtkoppeling. Bij de autonome producenten zijn dat vooral de kleine gascentrales met gecombineerde cyclus. De sterke ontwikkeling van de warmtekrachtkoppeling komt in de basisprojectie vooral tot uiting in een geïnstalleerde capaciteit van om en bij de 4 000 MW in 2020.

In het basisscenario komt de ontwikkeling van de structuur van het productiepark voort uit een aantal, deels onzekere, hypothesen. De drie beschouwde varianten maken het mogelijk drie van die hypothesen te ramen.

Ten eerste wordt de toekomst van kernenergie in België momenteel onderzocht in een haalbaarheidsstudie. Dat kadert in het scenario waarin de kerncentrales na 40 jaar zouden worden ontmanteld, zoals dat in het regeerakkoord van 7 juli 1999 in het vooruitzicht wordt gesteld. Er werd beslist om dat scenario in de basisprojectie te gebruiken. Daartegenover staat dat de variant 'vervanging van kernenergie' de mogelijkheid overweegt om het elektronucleaire park herop te bouwen en/of de levensduur van de bestaande centrales te verlengen. Het nucleaire park zou niettemin tot de huidige capaciteit beperkt blijven, nl. 6 GW. De impact die de variant 'vervanging van kernenergie' heeft op de elektriciteitsproductie in 2020 kan als volgt worden samengevat: het aandeel van kernenergie bedraagt 34 % in plaats van 25 % in het basisscenario; de toename van de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie stemt overeen met een verhoudingsgewijs even grote daling van de elektriciteitsproductie op basis van aardgas en steenkool; de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie blijft onveranderd; voor de kerncentrales blijft de geïnstalleerde capaciteit op haar huidige peil (wat verondersteld wordt het maximum te zijn).

Tegen 2030 is de voornaamste impact een minder snelle en minder belangrijke doorbraak van de super kritische steenkoolcentrales. Die technologie zou pas in 2030 opduiken in plaats van in 2025 in het basisscenario en ongeveer 3 GW vertegenwoordigen tegenover iets minder dan 7 GW in het basisscenario. Het aandeel van de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie loopt op tot 33 % in 2030.

De gemiddelde kosten van de elektriciteitslevering, ten slotte, worden slechts in beperkte mate beïnvloed door de heropbouw van de kerncentrales (-0,4 % in 2030) omdat de lagere brandstofkosten gecompenseerd worden door de hogere kapitaalkosten.

Om tegemoet te komen aan de bijkomende vraag naar elektriciteit, zoals die in de variant van economische groei werd geraamd, stijgt de elektriciteitsproductie in 2020 met ongeveer 7 % (nl. 8,7 TWh) ten opzichte van het basisscenario, zonder evenwel te leiden tot belangrijke wijzigingen in de structuur van het productiepark.

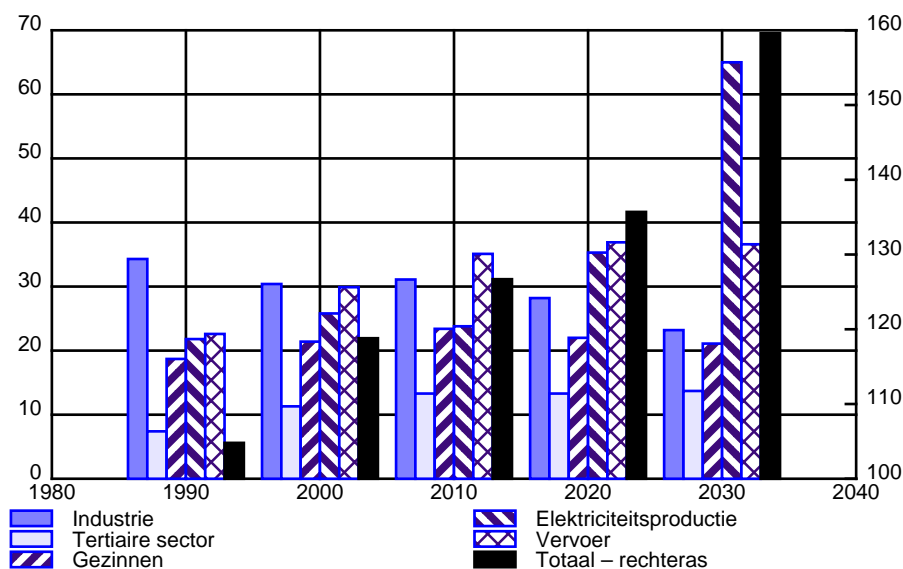
Een sterkere stijging van de prijs van koolwaterstoffen op lange termijn, zoals in de variant van de energieprijzen werd beschreven, wijzigt zowel het niveau als de structuur van de elektriciteitsproductie. Ten opzichte van het basisscenario stijgt de productie in 2020 met 2,6 % (nl. 3,2 TWh) om tegemoet te komen aan de grotere vraag naar elektriciteitsdiensten. Als gevolg van de sterkere stijging van de aardgasprijs ten opzichte van steenkool gaat de concurrentiepositie van de gasturbines erop achteruit ten opzichte van de geavanceerde thermische steenkoolcentrales. Bijgevolg daalt het aandeel van de gasturbines in de elektriciteitsproductie in 2020 naar 37 % (tegenover ongeveer 60 % in het basisscenario), terwijl het aandeel van de geavanceerde thermische steenkoolcentrales oploopt tot 29 % (in plaats van amper 5 % in het basisscenario). Wat het geïnstalleerde vermogen betreft, betekent dit in 2020 4 GW minder voor de eerste groep centrales en 5 GW meer voor de tweede groep. De vervanging van gascentrales door steenkoolcentrales beïnvloedt het gemiddelde thermische rendement van de elektriciteitsproductie; dat vermindert in 2020 met ongeveer 13 % ten opzichte van het basisscenario (nl. 46 % in plaats van 53 %).

4. CO₂-uitstoot per sector

Het basisscenario toont een duidelijk stijgende trend voor de CO₂-uitstoot van energetische oorsprong waarvan het niveau in 2010 en 2020 respectievelijk 21 % en 30 % boven dat van 1990 ligt. De drie activiteiten met de grootste CO₂-uitstoot zijn het vervoer, de elektriciteitsproductie en de industrie. Hun uitstoot en hun aandeel in de totale emissie kennen tegen 2020 echter een tegenovergestelde ontwikkeling. Zo daalt de CO₂-uitstoot van de industrie met 9 % tussen 1990 en 2010 en met 18 % tussen 1990 en 2020. Omgekeerd stijgt de CO₂-uitstoot van de transportsector tussen 1990 en 2010 met 55 % en tussen 1990 en 2020 met 63 %. De uitstoot gekoppeld aan de elektriciteitsproductie stijgt met 9 % tussen 1990 en 2010 en met 62 % tussen 1990 en 2020. Bijgevolg zou de industrie als sector met de grootste uitstoot in 1990 naar de tweede plaats zakken in 2010 en naar de derde plaats in 2020. De transportsector, daarentegen, zou in 2010 en in 2020 de grootste hoeveelheid CO₂ uitstoten.

Zelfs al heeft de tertiaire sector de kleinste CO₂-uitstoot, ze kent de sterkste groei aan CO₂-emissies nl. een toename van 80 % tussen 1990 en 2010, gevolgd door een stabilisering tussen 2010 en 2020. Tussen 1990 en 2010 stijgt de CO₂-uitstoot van de gezinnen met 25 % en daalt nadien lichtjes in 2020.

FIGUUR 38 - CO₂-uitstoot per sector – Mt



De vermindering van de CO₂-uitstoot in de industrie is het gevolg van een lagere energie-intensiteit in die sector en een vervanging van brandstoffen ten gunste van aardgas en elektriciteit. De sterke en regelmatige groei van de CO₂-uitstoot in de transportsector weerspiegelt de grotere vraag naar mobiliteit en het doorslaggevende aandeel van de olieproducten in de eindvraag van die sector. De te verwachten verbetering van de energie-efficiëntie van de voertuigen krachtens de ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden met de autoconstructeurs en de gevoelige vooruitgang van het spoorvervoer zijn niet in staat om die stijgende trend om te buigen. De beperkte stijging van de CO₂-uitstoot van de elektriciteitssector tegen 2010 is te verklaren door de geleidelijke vervanging van steenkool door aardgas. In 2020 echter stijgt de uitstoot van die sector met 62 % ten opzichte van 1990 (wat een stijging van bijna 50 % is tussen 2010 en 2020) als gevolg van het doorslaggevende aandeel van de elektriciteitsproductie op basis van fossiele brandstoffen en van de ontmanteling van de kerncentrales van 40 jaar oud.

TABEL 34 - Impact van de varianten op de CO₂-uitstoot per sector (% verschil ten opzichte van het basisscenario)

	Variant verv. kerncentrales	Prijsvariant	Macro-economische variant
	2020	2020	2020
Elektriciteitsproductie	-18.0	45.0	21.0
Industrie	0.0	-1.0	12.0
Tertiaire sector	0.0	-7.0	-1.0
Gezinnen	0.0	-5.0	1.0
Vervoer	0.0	-2.0	7.0
Totaal	-5.0	10.0	10.0

De ontwikkeling van de totale en de sectorale CO₂-uitstoot in de varianten weer spiegelt de impact van die laatste op de eindvraag naar energie en de elektriciteitsproductie. Die impact werd reeds in de twee vorige secties besproken. In het kort: de CO₂-uitstoot als gevolg van de elektriciteitsproductie is in de variant 'vervanging van kernenergie' 18 % lager in 2020 dan in het basisscenario. Voor de totale uitstoot komt dat neer op een daling van 5 %, wat ongeveer 16 % is van de vermindering die door het Protocol van Kyoto vereist wordt, indien de doelstelling voor de beperking in 2020 behouden blijft. In de economische groei-variant stijgt de CO₂-uitstoot ten opzichte van het basisscenario het meest in de elektriciteitssector (+21 %), de industrie (+12 %) en in de transportsector (+7 %) die de grootste economische activiteit weerspiegelt. In de energieprijzenvariant daalt de CO₂-uitstoot in alle sectoren behalve in de elektriciteitsproductie (+45 %) omdat er meer steenkool gebruikt wordt. Globaal genomen is de impact op de totale CO₂-uitstoot in de laatste twee varianten dezelfde, nl. een toename van 10 % ten opzichte van het basisscenario.

C. Kyoto-scenario's

De Kyoto-scenario's willen een analyse maken van de omvang, de verdeling en het soort inspanningen voor de producenten en de consumenten van energie om in 2010 en op langere termijn te kunnen voldoen aan de doelstellingen voor de beperking van de CO₂-uitstoot, in overeenstemming met de verbintenissen van Kyoto.

De Kyoto-scenario's steunen op de hypothese dat België zijn CO₂-uitstoot in 2010 met 6,8 % moet verminderen ten opzichte van 1990¹. Na die datum werden twee mogelijke ontwikkelingen bestudeerd: het behoud van de Kyoto-doelstelling ("permanent Kyoto"-scenario) en de geleidelijke verhoging van de doelstelling om in 2030 tot een beperking van 13,6 % te komen ("groeiend Kyoto"-scenario).

Afgezien van de beperking van de CO₂-uitstoot steunen de Kyoto-scenario's op dezelfde macro-economische, technisch-economische en energiebeleidsmatige hypothesen als in het basisscenario (groei voert van het bbp, ontwikkeling van de internationale brandstofprijzen, buitengebruikstelling van de kerncentrales na 40 jaar, kosten en rendement van de technologieën voor de productie en het verbruik van energie, enz.). Daarom werd er geen rekening gehouden met een bredere waaier aan nieuwe technologieën (met o.a. de vergassing van biomassa voor de elektriciteitsproductie), waarvan verwacht mag worden dat zij een versnelde ontwikkeling zullen kennen in het kader van de bestrijding van het broeikas-effect.

In het PRIMES-model wordt aan koolstof een waarde toegekend ("carbon value") waardoor de prijs van de fossiele brandstoffen gaat stijgen en de relatieve prijs van de brandstoffen gewijzigd wordt. Bijgevolg wordt een rationeler energiegebruik in de hand gewerkt en ontstaat er substitutie ten voordele van de brandstoffen met een laag koolstofgehalte. De toepassing van de doelstellingen

1. Die hypothese vloeit voort uit de toepassing van de doelstelling van Kyoto om het CO₂-equivalent van een korf van zes broeikasgassen met 7,5 % te verminderen en uit het Europese akkoord omtrent de verdeling van de lasten ("burden sharing agreement").

op het vlak van de uitstootbeperking gebeurt door middel van een koolstoftaks, die de marginale kosten van de uitstootbeperking weerspiegelt.

Door die aanpak kan een raming worden gemaakt van de omvang van de inspanning, die nodig is om in 2010 en daarna de verbintenissen van Kyoto te kunnen verwezenlijken (substitutie van brandstoffen, technologische veranderingen, verbetering van de energie-efficiëntie). Die aanpak onderscheidt zich van de “energieprojectie”. Hierin wordt de ontwikkeling van het energieaanbod en de energievraag beschreven, die zou voortvloeien uit de toepassing van een reeks beleidslijnen en maatregelen, die het verwachte effect zouden hebben voor de CO₂-uitstoot.

Om de doelstelling voor de beperking van de CO₂-uitstoot te kunnen verwezenlijken gaat het energiesysteem zich via twee mechanismen aanpassen. De keuze tussen die twee mechanismen gebeurt op basis van de kosten (“least cost approach”): een substitutie van brandstoffen ten voordele van de brandstoffen met een laag koolstofgehalte en een doelmatiger energieverbruik bij gelijk blijvende dienst. Dat laatste kan door een gedragswijziging (met andere woorden door de manier waarop een dienst, die nodig is, verkregen wordt: bv. de keuze van het vervoermiddel voor verplaatsingen, de kenmerken van het in de gezinnen nagestreefde comfort, enz.), door structurele veranderingen (bv. substitutie van productievolume ten voordele van een productie met een hogere toegevoegde waarde) en door technologische veranderingen ten voordele van minder energieverslindende uitrustingen.

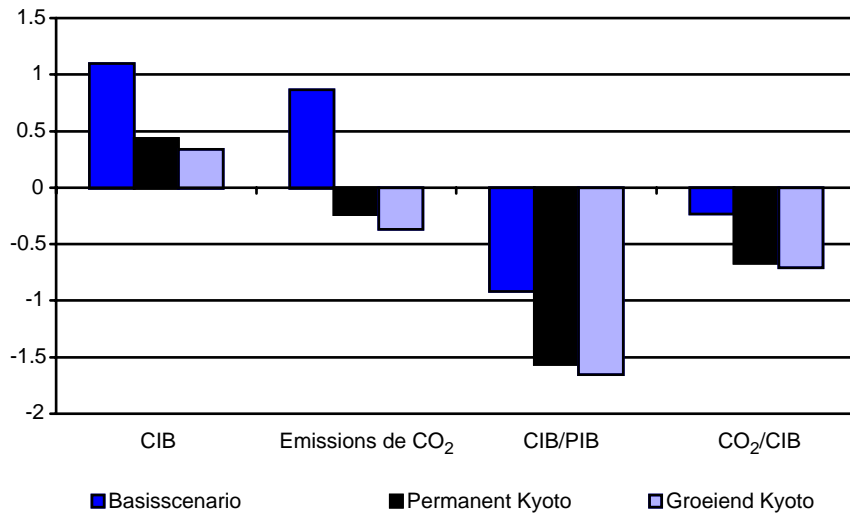
De toepassing van de Kyoto-scenario's via het PRIMES-model vertoont nogal wat grijze zones, die niet konden worden verduidelijkt. Bovendien werden de aanbevolen structurele, gedrags- en technologische wijzigingen nog niet diepgaand geanalyseerd (Wat is hun precieze aard? Met welke middelen kunnen ze toegepast worden? enz.). Ten slotte houdt de analyse geen rekening met bepaalde “feedbacks” op de economie zoals de impact van een CO₂-taks op de ontvangsten. Bijgevolg moeten de resultaten van die simulaties met de nodige voorzichtigheid geanalyseerd en geïnterpreteerd worden. Die scenario's moeten eerder beschouwd worden als een verkenning van de mogelijkheden voor het Belgische energiesysteem om zich aan de beperking op de CO₂-uitstoot aan te passen, dan als een middel om een actieprogramma ter beperking van de CO₂-uitstoot uit te werken.

1. Bruto binnenlands verbruik en totale CO₂-uitstoot

Om de doelstellingen in verband met de uitstootbeperking te bereiken, zoals vastgelegd is in de Kyoto-scenario's, moet het bruto binnenlands verbruik dalen. De simulatieresultaten tonen dat het bruto binnenlands verbruik ten opzichte van het basisscenario in 2010 met 13 % zou verminderen en in 2020 met 18 % in het “permanent Kyoto”-scenario en met 20 % in het “groeiend Kyoto”-scenario. Dit betekent dat de gemiddelde jaarlijkse groeivoet van het bruto binnenlands verbruik over de periode 1990-2020 zou moeten beperkt worden tot 0,43 % in het “permanent Kyoto”-scenario en tot 0,34 % in het “groeiend Kyoto”-scenario, vergeleken met 1,09 % in het basisscenario. Zo zou de energie-intensiteit over dezelfde periode ook verminderen met respectievelijk gemiddeld 1,55 % en

1,63 % per jaar in het “permanent Kyoto”-scenario en het “groeïend Kyoto”-scenario, vergeleken met gemiddeld 0,95 % per jaar in het basisscenario.

FIGUUR 39 - Gemiddelde jaarlijkse groeivoet (1990-2020) van het bruto binnenlands verbruik, de CO₂-uitstoot, de energie-intensiteit en het koolstofgehalte



De daling van het bruto binnenlands verbruik ten opzichte van het basisscenario heeft alleen betrekking op het verbruik van fossiele brandstoffen: in 2010 zou hun aandeel dalen van 80 % in het basisscenario tot 75 % in de Kyoto-scenario's en in 2020 zouden die percentages respectievelijk 86 % en 80 % zijn. Merk op dat het verbruik van vaste brandstoffen meer zou afnemen dan dat van aardgas, olieproducten en ruwe olie omwille van hun hoog koolstofgehalte. De percentages hiervoor tonen evenwel dat het gebruik van niet-fossiele energie beperkt zou blijven. Die beperking vloeit voort uit de specifieke hypothesen van deze studie, zoals de ontmanteling van de kerncentrales na 40 jaar of de waaier aan technologische mogelijkheden. Ze vloeit ook voort uit hypothesen over de gegevens, zoals de relatieve kosten van de verschillende technologieën of uitrustingen voor de productie en het verbruik van energie en het technische potentieel van windenergie voor de elektriciteitsproductie.

De kleine manoeuvreerruimte voor de substitutie tussen fossiele en niet-fossiele energie vormt een gedeeltelijke verklaring voor de kleinere daling van het koolstofgehalte, vergeleken met die van de energie-intensiteit. Of juister gezegd, het koolstofgehalte van het bruto binnenlands verbruik zou in 2010 en 2020 in de twee Kyoto-scenario's respectievelijk 11 % en 12 % lager zijn dan in het basisscenario.

De andere verklaring is dat het aandeel van aardgas in het basisscenario reeds groot is omdat die brandstof in de categorie ‘fossiele brandstoffen’ het laagste koolstofgehalte heeft. Verder is het aandeel van de vaste brandstoffen beperkt en worden olieproducten vooral in de transportsector gebruikt waar de vervanging door aardgas afhangt van de beschikbaarheid en de kosten van de nieuwe voertuigtypes.

2. Eindvraag naar energie

In de Kyoto-scenario's zou de eindvraag naar energie tussen 1990 en 2010 lichtjes stijgen en nadien tegen 2020 zeer lichtjes dalen. Over de periode 1990-2020 zou de gemiddelde jaarlijkse groei voer van de eindvraag slechts 0,5 % bedragen (tegenover 1,3 % in het basisscenario).

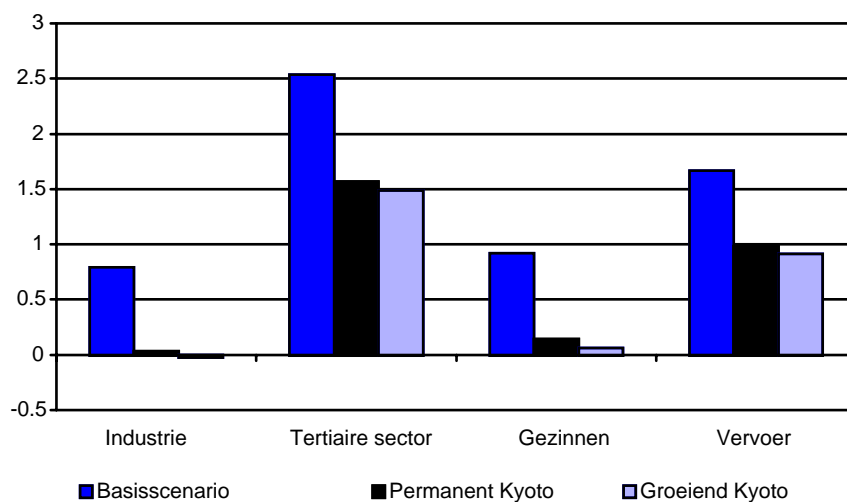
Vergeleken met het basisscenario betekent dat een daling van de totale eindvraag van 17 % in 2010 en van 21 % tot 22 % in 2020. Die percentages gelden ook voor de industrie en de gezinnen; zij zijn iets hoger voor de tertiaire sector (24 % in 2010 en tussen 25 % en 27 % in 2020) en kleiner voor de transportsector (12 % in 2010 en 18 % tot 20 % in 2020).

De vertraging van het groeiritme van de eindvraag naar energie is het gevolg van enerzijds structurele veranderingen en een gedragswijziging en anderzijds het gebruik van minder energieverslindende technologieën.

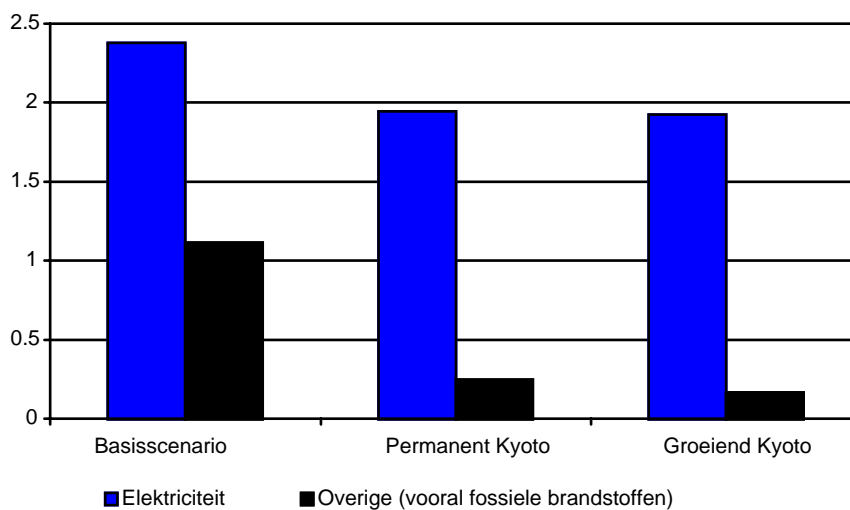
Die vertraging is echter niet de enige factor die het mogelijk maakt om de doelstellingen te verwezenlijken uit de Kyoto-scenario's. Substitutie tussen brandstoffen in de vraagsectoren (behalve het vervoer) draagt hier ook toe bij. In de residentiële en de tertiaire sector zou er een onderlinge substitutie van olieproducten, aardgas en elektriciteit zijn ten voordele van de laatste twee energiedragers. In de industrie doen de belangrijkste substituties zich voor in de ijzer- en staalnijverheid waar de staalproductie in elektrische ovens snel zou toenemen (in 2020 zouden ze 66 % van de productie bereiken, tegenover 44 % in het basisscenario) ten nadele van de staalproductie in hoogovens. Die ontwikkeling heeft tot gevolg dat de vraag naar vaste brandstoffen, olieproducten en aardgas in de industrie daalt.

De eindvraag naar elektriciteit zou ten opzichte van het basisscenario het minst dalen. De vraag naar elektriciteit zou gestaag blijven stijgen maar in een minder snel tempo dan in het basisscenario: in de Kyoto-scenario's zou zij over de periode 1990-2020 gemiddeld met 1,9 % per jaar groeien, tegenover 2,4 % in het basisscenario. In 2020 zou elektriciteit 25 % van de eindvraag naar energie vertegenwoordigen tegenover 22 % in de basisprojectie.

FIGUUR 40 - Gemiddelde jaarlijkse groeivoet (1990-2020) van de eindvraag naar energie per sector



FIGUUR 41 - Gemiddelde jaarlijkse groeivoet (1990-2020) van de eindvraag naar elektriciteit en niet-elektrische energie

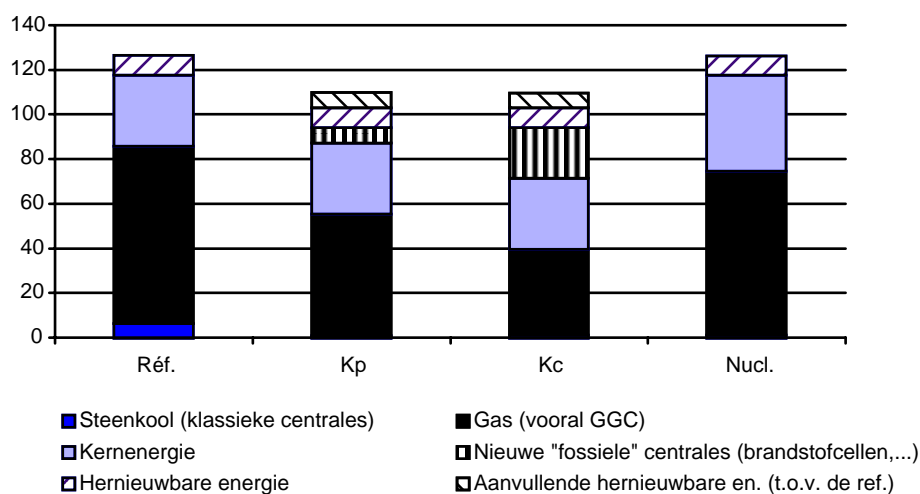


3. Elektriciteitsproductie

Een trager groeitempo van de vraag naar elektriciteit heeft tot gevolg dat de behoefte aan nieuwe capaciteit beperkt wordt. De geïnstalleerde capaciteit zou in 2020 nog slechts 10 GW bedragen, vergeleken met de 12 GW bijkomende capaciteit in het basisscenario. Achter die vermindering zitten tegengestelde ontwikkelingen in de technologiekeuze: een vermindering van de geïnstalleerde capaciteit in gascentrales en traditionele thermische centrales ten opzichte van het basisscenario en een toename van de geïnstalleerde capaciteit in windturbines en nieuwe technologieën (voornamelijk brandstofcellen). Tegen 2020 zouden de windturbines hun maximale potentieel bereiken, nl. 3,4 GW.

Hierna worden voor het jaar 2020 de substituties voor technologieën en brandstoffen geïllustreerd die nodig zijn om aan de beperking van de CO₂-uitstoot te voldoen. Verder staan hier ook de wijzigingen in de eindvraag naar elektriciteit. De technologische substituties in 2020 vloeien voort uit zeer optimistische hypothesen over de capaciteit en de gemiddelde gebruiksduur van de windturbines in België en over de capaciteit en het globale rendement van de brandstofcellen.

FIGUUR 42 - Elektriciteitsproductie in 2020 – twh per type



De elektriciteitsproductie met gasturbines (voornamelijk met gecombineerde cyclus) is in de Kyoto-scenario's lager dan in de basisprojectie maar vertegenwoordigt toch nog altijd tussen 50 % en 36 % van de totale productie (respectievelijk in het "permanent Kyoto"- en het "groeiend Kyoto"-scenario). Omgekeerd groeit de elektriciteitsproductie met windturbines tot ongeveer 11 % van de totale elektriciteitsproductie. De nieuwe technologieën, vooral de brandstofcellen, duiken op in 2020: in het "permanent Kyoto"-scenario wordt hun aandeel op 6 % geraamd en in het "groeiend Kyoto"-scenario op 21 %.

4. CO₂-uitstoot per sector

De veranderingen, die werden opgetekend in de ontwikkeling en de structuur van de eindvraag naar energie en van de elektriciteitsproductie, komen tot uiting in de volgende ontwikkelingen voor de CO₂-uitstoot per sector.

TABEL 35 - CO₂-uitstoot per sector (% verschil ten opzichte van 1990)

	2010			2020				2030			
	Basis	Kyoto perm.	groeierend Kyoto	Basis	Kyoto perm.	groeierend Kyoto	variante rempl. nucl.	Basis	Kyoto perm.	groeierend Kyoto	variante rempl. nucl.
Elektriciteitsproductie	9	-23	-23	62	2	-6	33	198	33	23	58
Industrie	-9	-34	-34	-18	-44	-45	-18	-32	-55	-56	-32
Tertiaire sector	80	30	30	80	32	28	80	85	30	18	85
Gezinnen	25	-5	-5	18	-13	-17	18	13	-23	-31	13
Vervoer	55	37	37	63	34	31	63	62	23	15	62

In de industrie zou dus de grootste vermindering van de CO₂-uitstoot kunnen worden bereikt en dit vooral dankzij de onderlinge substitutie van brandstoffen. Tegenover 1990 zou zij in 2010 36 % bedragen en in 2020 48 % in het “permanent Kyoto”-scenario en 50 % in het “groeierend Kyoto”-scenario. Die belangrijke vermindering is ook toe te schrijven aan onderlinge substitutie van productieprocedures (met inbegrip van de recyclage van materiaal) en van uitrustingen voor de productie en het verbruik van energie.

Het opleggen van een beperking op de CO₂-uitstoot versterkt dus de dalende trend voor de CO₂-uitstoot van de industrie, die reeds in het basisscenario kon worden opgetekend.

De CO₂-uitstoot van de residentiële sector zou ook lager zijn dan in 1990 maar in mindere mate: ten opzichte van 1990 zou die in 2010 met 5 % verminderen en in 2020 met 13 % tot 17 %.

De CO₂-uitstoot van de tertiaire sector zou tussen 1990 en 2020 met ongeveer 30 % blijven toenemen als gevolg van de sterke groei van die sector. Tussen 2010 en 2020 zou hij echter stabiel blijven waaruit blijkt dat de behoeften aan fossiele brandstoffen over die periode gelijk blijven. Omdat het aandeel van de tertiaire sector in de CO₂-uitstoot zeer klein is, heeft de ontwikkeling ervan maar weinig invloed op de totale CO₂-uitstoot.

De CO₂-uitstoot van de transportsector zou minder snel groeien dan in het basisscenario, maar de stijging blijft aanzienlijk: ten opzichte van 1990 zou die in 2010 met 36 % groeien en in 2020 met 34 % of 31 % naargelang het om het “permanent Kyoto”-scenario of het “groeiend Kyoto”-scenario gaat. Dat resultaat illustreert de hoge kosten voor onderlinge substitutie van brandstoffen (van olieproducten naar elektriciteit, aardgas of biobrandstoffen) en van vervoermiddelen (van het wegvervoer naar het spoor of van particulier vervoer naar het openbaar vervoer).

In het “permanent Kyoto”-scenario zou de aan de elektriciteitsproductie gekoppelde CO₂-uitstoot in 2010 met 23 % dalen en nadien, in 2020, met 2 % toenemen ten opzichte van 1990. In het “groeiend Kyoto”-scenario, daarentegen, zou hij in 2020 ongeveer 6 % onder het niveau van 1990 liggen. Die daling of gematigde groei zijn het gevolg van een zwakkere groei van de elektriciteitsvraag waardoor de elektriciteitsproductie op basis van fossiele brandstoffen vermindert en het aandeel van de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie toeneemt.

De bijdrage van de sectoren om tot de beoogde vermindering te komen, die in de Kyoto-scenario's vereist is, wordt gemeten door de ontwikkeling van de sectorale uitstoot in die scenario's te vergelijken met die in het basisscenario. Zo zouden in 2020 de industrie en de elektriciteitssector het meest bijdragen tot de beperking: hun uitstoot zou met 37 % tot 42 % verminderen. Daarna volgen de residentiële en de tertiaire sector met een uitstootbeperking van ongeveer 30 %. De uitstoot van de transportsector, ten slotte, zou met iets minder dan 20 % dalen ten opzichte van het basisscenario.

In 2020 zou de vermindering van de CO₂-uitstoot in de elektriciteitssector respectievelijk 34 % en 39 % van de inspanning vertegenwoordigen, die in het “permanent Kyoto”- en het “groeiend Kyoto”-scenario vereist is. Die percentages zijn te vergelijken met de cijfers van de variant ‘vervanging van kernenergie’, nl. 16 %. Een mogelijke interpretatie van die cijfers zou kunnen zijn dat de impact van een meer gematigde groei van de elektriciteitsvraag (met 1,9 % per jaar in plaats van met 2,4 % in het basisscenario) op de CO₂-uitstoot in 2020 belangrijker zou zijn dan de impact van de heropbouw van de kerncentrales tot op hun huidige capaciteit. Bovendien zou een verbetering van de energie-efficiëntie, zoals in de Kyoto-scenario's beschreven werd, zorgen voor een grotere energiezekerheid, zoals in de variant ‘vervanging van kernenergie’ geraamd werd: in 2020 zou het invoerpercentage in beide gevallen verminderen met ongeveer 5 % ten opzichte van het basisscenario.

Tegen 2030, daarentegen, zou de heropbouw van het nucleaire park een iets kleinere impact hebben op de CO₂-uitstoot in vergelijking met de impact van een gematigdere groei van de elektriciteitsvraag en de structuurwijzigingen in het elektriciteitspark ten voordele van nieuwe technologieën (vooral brandstofcellen) en van een groter aandeel van de windturbines.

5. Marginale kosten van de CO₂-vermindering

Zoals reeds in het begin van de sectie werd aangegeven, heeft de aanpak die in de Kyoto-scenario's wordt gebruikt tot doel de koolstofwaarde ("carbon value") te kennen. Die koolstofwaarde zou, in combinatie met de brandstofprijzen volgens hun koolstofgehalte, zorgen voor substitutie van brandstoffen en leiden tot een grotere energie-efficiëntie zodat de streefcijfers voor de vermindering zouden worden bereikt. Die koolstofwaarde vertegenwoordigt in feite de marginale kosten van de CO₂-beperking gekoppeld aan de beperking op de CO₂-emissies.

In de Kyoto-scenario's worden de marginale kosten voor CO₂-vermindering geraamd op 5207 BEF (129 euro) per ton CO₂ in 2010. In 2020 zou het gaan om 7596 BEF (188 euro) per ton CO₂ in het 'permanente Kyoto'-scenario en om 8867 BEF (220 euro) per ton CO₂ in het 'groeïend Kyoto'-scenario. De toename van de marginale kosten van de vermindering tussen 2010 en 2020 toont aan dat het alsmear moeilijker is om de emissies op lange termijn te verminderen aangezien in de basisprojectie het bruto binnenlands verbruik gestaag blijft stijgen.

Die marginale kosten moeten met enige omzichtigheid beschouwd worden. Enerzijds hangen zij af van de hypothesen over de kosten van de structurele veranderingen en de gedragsveranderingen die niet zo bekend zijn en dus zeer onzeker zijn. Zij hangen ook af van de hypothesen over de waaier aan middelen om de CO₂-emissies te verminderen (technologieën, potentieel van de hernieuwbare energie, enz.). Anderzijds is er geen tegengewicht door de secundaire voordelen die voortvloeien uit de CO₂-beperking: vermindering van de zuurhoudende verontreinigende stoffen (SO₂, NO_x) en een kleinere energieafhankelijkheid. De analyse houdt geen rekening met de mogelijkheid die België heeft om uitstootvergunningen uit te wisselen met zijn buurlanden. Aangezien de marginale kosten voor de beperking hoog oplopen vergeleken met andere landen van de Europese Unie ¹, zou België via een markt voor uitstootvergunningen de totale kosten voor de vermindering van de CO₂-emissies kunnen drukken door uitstootvergunningen te verwerven tegen een lagere prijs dan zijn marginale kosten voor de vermindering van CO₂-uitstoot.

Om dezelfde redenen moeten de ramingen van de totale kosten van de CO₂-vermindering beschouwd worden als maximumkosten. Die totale kosten zouden oplopen tot respectievelijk 0,55 %, 0,75 % en 1,1 % in 2010, 2020 en 2030 in het "permanente Kyoto"-scenario en tot respectievelijk 0,55 %, 0,94 % en 1,9 % van het bbp in 2010, 2020 en 2030 in het "groeïend Kyoto"-scenario.

6. Besluit

De verderzetting van de recente trends en van het huidige beleid (economische groei, brandstofprijzen, grotere energie-efficiëntie, toename van elektrische toepassingen en behoeften inzake mobiliteit, buitengebruikstelling van kerncentrales na 40 jaar, enz.) waarop het basisscenario steunt, leidt tot een regelmatige toename van de CO₂-emissies, wat haaks staat op het doel dat in het Kyoto-protocol werd vastgelegd.

1. Capros et al. (mei 2000), *The economic effects of EU-wide industry-level emission trading to reduce greenhouse gases*.

Een grotere economische groei en hogere koolwaterstofprijzen zouden tegen 2020 de CO₂-emissies nog verder doen toenemen. De heropbouw van het elektro-nucleaire park zou daarentegen een gunstig effect hebben maar zou ontoereikend zijn ten opzichte van de te leveren inspanning om de emissies te verminderen.

TABEL 36 - CO₂-uitstoot in de verschillende scenario's en varianten – Mt

	1990	2010		2020		2030	
		Niveau	ΔBasis	Niveau	ΔBasis	Niveau	ΔBasis
Basisscenario	104.8	126.7	0	135.7	0	159.6	0
Variant 'vervanging van kernenergie'	-	126.7	0	129.4	-6.3	129	-30.6
'Permanent Kyoto'-scenario	-	97.7	29	97.7	-38	97.7	-61.9
'Groeiend Kyoto'-scenario	-	97.6	28.9	93.7	-42	90.1	-69.6

Er zouden dus bijkomende beleidsmaatregelen bepaald en toegepast moeten worden om de CO₂-emissies van energetische oorsprong te verminderen, afhankelijk van de projecties en beleidsmaatregelen voor de overige broeikasgassen.

De toename van de emissies die in het basisscenario aan bod komt, heeft ertoe geleid scenario's over emissievermindering te bekijken in overeenstemming met de Kyoto-verbintenissen (Kyoto-scenario's). De eerste doelstelling van die scenario's is nagaan welke mogelijkheden er zijn voor de substitutie van brandstoffen en voor de vermindering van de vraag naar energie in de verschillende sectoren. Verder wordt er onderzocht wat hun respectievelijke bijdrage is om de emissiebeperking te bereiken. De belangrijkste besluiten zijn dat de actiemogelijkheden voor de vraag naar energie, groter zijn dan de mogelijkheden die voortvloeien uit de substitutie van brandstoffen en dat de grootste mogelijkheden in de industrie en de elektriciteitsproductie liggen. De studie behandelt echter niet de middelen (beleidsmaatregelen) die moeten worden toegepast om aan die evoluties te beantwoorden.

D. Algemene besluiten

Deze verkennende studie van de energiescenario's maakt het mogelijk de energiesituatie van België tegen 2020 te verduidelijken en op basis daarvan nuttige informatie te geven in het kader van de toepassing van de wetten van 29 april 1999 betreffende de liberalisering van de gas- en elektriciteitsmarkten. Voor de elektriciteit heeft die informatie betrekking op de evolutie van de vraag naar elektriciteit en de structuur van het productiepark (keuze van energiebronnen en productiemethoden) op basis van de economische kosten (investerings- en exploitatiekosten) en de impact op de CO₂-emissies. Voor gas heeft de informatie betrekking op de evolutie van de vraag naar aardgas zowel voor de productie van elektriciteit als voor het eindverbruik van energie. Die elementen maken deel uit van het indicatief programma voor de middelen voor de elektriciteitsproductie en het indicatief plan voor de bevoorrading van aardgas. Het Federaal Planbureau werkt aan die plannen mee.

Het zou echter nuttig en noodzakelijk zijn om de uitgewerkte langetermijnenergieprojecties in deze studie (2020-2030, de onderliggende hypothesen meegerekend) te vergelijken met analoge studies en ze aan te vullen met diepgaandere analyses over de haalbaarheid en de economische, ecologische en politieke gevolgen.

Zo komen de onzekerheden in verband met de resultaten vooral voort uit de hypothesen over:

- rijpheid en concurrentievermogen op lange termijn (2020-2030) van nieuwe fossiele technologieën (bijvoorbeeld de brandstofcellen naargelang de manier waarop de waterstof die zij nodig hebben, wordt geproduceerd), hernieuwbare technologieën (bijvoorbeeld de productie van elektriciteit op basis van vergassing van biomassa) en het opvangen van de CO₂ die uitgestoten wordt door verbrandingsinstallaties en het sekwestreren ervan in een later stadium;
- de ontwikkeling van nieuwe productiemethoden of uitrustingen vooral in de vraagsectoren;
- het mobiliteitsbeheer (hoe de groeiende nood aan mobiliteit verzoenen met een vermindering van het energieverbruik en de emissies van de transportsector),
- en het beheer van de vraag naar elektriciteit (“demand side management”).

Een andere bron van onzekerheid is het feit dat de elektriciteitshandel met het buitenland als exogeen wordt beschouwd¹.

Behalve die onzekerheden zijn er ook problemen in verband met de toepassing van een beleid en van maatregelen ter vermindering van de CO₂-uitstoot en de kosten die daarmee verband houden. Zij hebben betrekking op bijvoorbeeld aanvaardbare langetermijnoplossingen voor radioactief afval, de evaluatie van de secundaire voordelen van een beleid ter vermindering van de CO₂-emissies (voortvloeiend uit een vermindering van lokale vervuiling en de energie-afhankelijkheid) en de kosten-batenanalyse van het beleid en de maatregelen ter aanmoediging van de ontwikkeling van hernieuwbare energie, nieuwe fossiele technologieën en oplossingen om de toenemende energiebehoeften te verminderen terwijl toch de behoeften van de verbruikers (individuen of ondernemingen) worden gewaarborgd in termen van goederen en diensten die noodzakelijk zijn voor de economische en sociale ontwikkeling, het welzijn en de levenskwaliteit.

1. Met behulp van het PRIMES-model werd een studie over de impact van de opening van de Europese elektriciteitsmarkten uitgevoerd waarin de invoer en de uitvoer van elektriciteit tussen België, Frankrijk, Nederland en Duitsland endogeen is en bepaald wordt naargelang van de productiekosten in de verschillende landen. De resultaten zullen in een later rapport worden gepubliceerd.



Bibliografie

1. APERE asbl, Etude du Suivi du Plan d'Équipement Potentiel de Développement des Énergies Renouvelables: Synthèse et conclusions opérationnelles, Studie voor het Bestuur Energie van het Ministerie van Economische Zaken, Conventie 96-07.
2. Federaal Planbureau (2000), Economische vooruitzichten 2000-2005, april 2000.
3. Federaal Planbureau (1999), Op weg naar duurzame ontwikkeling, Task Force Duurzame Ontwikkeling, Federaal Rapport Duurzame Ontwikkeling.
4. Bureau Van Dijk (1998), Identification des modèles prévisionnels d'offre et de demande d'énergie les plus appropriés aux besoins spécifiques de l'Administration de l'Énergie du Ministère des Affaires Économiques.
5. Capros et al. (2000), The economic effects of EU-wide industry level emission trading to reduce greenhouse gases, rapport voor de Europese Commissie.
6. Commissariat Général du Plan (1998), Énergie 2010-2020: Trois scénarios énergétiques pour la France.
7. Commissie AMPERE (Analyse voor de Middelen van Productie van Elektriciteit en de Reëvaluatie van de Energievectoren), november 2000, rapporten beschikbaar op de website http://www.mineco.fgov.be/energy/index_nl.html.
8. Europese Commissie (2000), Voorstel tot richtlijn van het Europees Parlement en van de Raad in verband met de bevordering van de elektriciteitsmarkt, COM(2000) 279 eindversie.
9. Europese Commissie, Directoraat Generaal Energie (1999), European Union Energy Outlook 2020, the Shared Analysis Project, Energy in Europe, Special Issue November 1999.
10. Europese Commissie, Directoraat Generaal Energie en ESD (1997), TERES II, The European Renewable Energy Study.

11. Beheerscomité der Elektriciteitsondernemingen (BCEO) (1995), Nationaal uitrustingsprogramma inzake de middelen voor produktie en transport van elektrische energie 1995-2005.
12. Criqui et al. (1999), Economic Foundations for Energy Policy: World Energy Scenarios, beschikbaar op de website <http://www.shared-analysis.fhg.de>.
13. De Keuleneer et al. (1999), Rapport du groupe d'experts en matière de libéralisation du secteur de l'électricité, in uitvoering van de beslissing van de Ministerraad van 2 september 1999.
14. Energie Instituut KULeuven en VITO (2000), Prospective Study of the Emissions in Belgium until 2008-2012 of the greenhouse gases included in the Kyoto Protocol, Studie voor het federaal Ministerie voor Leefmilieu.
15. BFE (Bedrijfsfederatie der Voortbrengers en Verdelers van Elektriciteit in België), Répertoire des Centrales Electriques in 1994,
16. FEDICHEM (Federatie van Chemische Industrie in België), rapport 1998.
17. Institut Wallon (1997), Consommation énergétique des ménages en Région wallonne et à Bruxelles-Capitale.
18. Institut Wallon en VITO (1998), Consommation énergétique dans le secteur tertiaire.
19. Ministerie van Economische Zaken (2000), Energiestatistieken 1998.
20. Ministerie van Verkeer en Infrastructuur (1999), Transportstatistieken in België, en (2000), Verkeerstellingen 1999.
21. Belgisch Staatsblad van 11 mei 1999: Wet betreffende de organisatie van elektriciteitsmarkt; Wet betreffende de organisatie van de gasmarkt en het fiscaal statuut van de elektriciteitsproducenten (29 april 1999).
22. National Technical University of Athens, the PRIMES Energy System Model, Reference manual, beschikbaar op de website <http://www.e3mlab.ntua.gr>
23. Unipède/Eurelectric (1999), Statistics and prospects for the European electricity sector.
24. VITO (1997), Energy consumption in households.



Bijlage 1: Korte beschrijving van het PRIMES-model

Het PRIMES-model is het recentste model dat ontwikkeld werd in het kader van onderzoeksprojecten die door het Joule-programma van de Europese Commissie gefinancierd werden. Het ontwerp werd beïnvloed door de energiemodellen van de vorige generatie (EFOM, MIDAS, MEDEE)¹. Het PRIMES-model werd ontworpen voor het maken van energieprognoses, het opstellen van scenario's en het analyseren van de impact van beleidsmaatregelen over energie. Het gaat om een gedeeltelijk evenwichtsmodel omdat alleen rekening wordt gehouden met het energiesysteem en niet met de rest van de economie. Met het PRIMES-model kan de ontwikkeling van het aanbod, de vraag, de prijzen en uitstoot van vervuilende stoffen van de verschillende energiedragers gesimuleerd worden, gelet op het feit dat de internationale energieprijzen en macro-economische variabelen (bbp, beschikbaar inkomen, inflatie, rentevoet, enz.) exogeen ingevoerd worden. In het PRIMES-model kunnen de wijzigingen in het energieaanbod en de prijzen en de beperkingen voor de uitstoot van vervuilende stoffen op hun beurt de economische sfeer niet beïnvloeden². PRIMES is een marktmodel waarin gelijktijdig een evenwicht tussen het aanbod en de vraag gesimuleerd wordt zowel op Europees vlak als voor de 15 landen afzonderlijk. Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijzen zorgen voor een adequatie van vraag en aanbod voor de verschillende energievectoren. De convergentie naar een evenwicht gebeurt iteratief. Op basis van een schatting van de prijzen van de verschillende energievectoren geeft PRIMES een eerste raming van de vraag. Die eerste raming van de vraag bepaalt de vereiste capaciteit en het peil van de verschillende energievectoren. De keuze van de productietechnologie wordt nadien endogeen bepaald op basis van de minimalisering van de productiekosten. PRIMES berekent de productiekosten, die, verhoogd met de taken, leiden tot een eerste raming van de consumptieprijzen. De prijzen worden dan vergeleken met die van de vorige iteratie en wanneer zij dicht genoeg bij elkaar liggen, stopt het convergentieproces. Zo niet, wordt er een nieuwe raming van de vraag gemaakt en gaat het terugkoppelingsproces door.

-
1. Commentaar afkomstig uit het document: National Technical University of Athens, The PRIMES Energy System Model: Reference Manual, European Commission Joule-III Programme. Dat document geeft een zeer gedetailleerde beschrijving van het PRIMES-model.
 2. Voor dit document volstond het gebruik van een gedeeltelijk evenwichtsmodel, omdat de te behandelen problemen zich vooral op het vlak van de energie situeren.

De vraag bestaat uit een reeks niet-lineaire vergelijkingen. De modelvorming van de eindvraag naar energie is van het “bottom-up“-type (engineering approach) maar omvat een minimalisering van de kosten van de vragers naar energie. De sectorale opsplitsing van het model is zeer fijn en er wordt rekening gehouden met 24 verschillende soorten energie. Voor de industrie is het model in 9 activiteitstakken gedesaggregeerd. In elke bedrijfstak worden verschillende subsectoren beschouwd (ongeveer 30 subsectoren in totaal, met inbegrip van recycling) en op het niveau van de subsectoren worden naargelang het productieproces verschillende soorten energiegebruik onderscheiden (hoogovens, elektrische ovens, elektrolyse, enz.). Voor de residentiële sector worden vijf verschillende categorieën van onroerende goederen onderscheiden naargelang de gebruikte verwarmingsinstallatie (centrale verwarming, gedeeltelijke verwarming, elektrische verwarming, stadsverwarming, afzonderlijke gasverwarming). Naast de verwarming worden nog drie andere soorten huishoudelijk gebruik beschouwd: warm water, koken, specifiek elektriciteitsgebruik. De vraag van de gezinnen hangt niet alleen af van verscheidene variabelen waaronder het beschikbare gezinsinkomen, het aantal graden-dagen, het type verwarmingsinstallatie, maar ook van parameters die de staat van de technologie en de kenmerken van de woningisolatie weergeven. Binnen de tertiaire sector wordt er een onderscheid gemaakt tussen de verhandelbare sector¹, de niet-marktsector en de handelsdiensten. Naargelang de gebruikte technologie worden verschillende soorten energieverbruik beschouwd. Het energieverbruik van de landbouw wordt in het model ook afzonderlijk behandeld. PRIMES maakt een onderscheid tussen het reizigers- en het goederenvervoer. Er worden vier vervoermiddelen bestudeerd (lucht-, spoor-, weg- en scheepsverkeer). Voor het reizigersvervoer over de weg wordt er een onderscheid gemaakt tussen het openbaar (bus) en het particulier vervoer (wagens, motoren). Voor wagens, vrachtwagens en bussen worden er in het model 6 tot 10 verschillende technologieën beschouwd. Voor het spoor-, lucht- en scheepsverkeer wordt er met een kleiner aantal technologieën rekening gehouden. Het totale vervoersvolume wordt bepaald door de groei van het inkomen en van het bbp. De verdeling over de verschillende vervoermiddelen hangt af van hun relatieve prijzen, die op hun beurt beïnvloed worden door de technologie van de nieuwe investeringen en van het bestaande park.

Het energieaanbod in PRIMES bestaat hoofdzakelijk uit drie modules voor de elektriciteits- en stoomproductie, de olieraffinage en de overige energievormen. Om tegemoet te komen aan de lastencurves van de vraag bepaalt de module voor de elektriciteits- en stoomproductie de keuze van de productieprocedures, de uitbreiding en de buitengebruikstelling van de nodige productiemiddelen en de keuze van de brandstof. Het model houdt rekening met een groot aantal technologieën voor de elektriciteitsproductie (door de verschillende technologieën, brandstoffen, omvang en statuten te combineren is een keuze uit meer dan 900 soorten centrales mogelijk). Er wordt bijzondere aandacht besteed aan de warmtekrachtkoppeling, de hernieuwbare energie en de nieuwe energievormen. De raffinaderijen werken op nationaal niveau maar de capaciteit, de marktaandeelen en de prijzen worden bepaald door de concurrentie op Europees vlak. Voor de primaire energie bepaalt het model het optimale aandeel van de invoer en van de binnenlandse productie om aan de vraag te kunnen voldoen. Het model beschouwt de wereldmarkt van aardolie als exogeen.

1. Overeenkomstig de nomenclatuur van Eurostat worden de transportdiensten niet opgenomen in de rubriek ‘diensten’ maar in een rubriek ‘vervoer’ die het energieverbruik van alle vervoersstromen en van alle economische actoren omvat.

Centraal in het model verzekert een tarifieringsmodule het evenwicht tussen vraag en aanbod. Die module berekent het inkomen dat de sector nodig heeft (op basis van de totale kosten en andere boekhoudkundige kosten) en kent de lasten toe aan de verbruikers volgens het “Ramsey pricing“-tarifieringsprincipe¹. Dan wordt de verbruiksprijs afgeleid door de distributie- en vervoerskosten, de marges en de taksen bijeen te tellen.

De CO₂-emissies worden voor elke economische actor berekend op basis van zijn energieverbruik, de brandstofkeuze, het productieprocédé en de gebruikte technologie.

Het PRIMES-model beschikt over een databank voor elke lidstaat van de Europese Commissie. De gegevens komen voornamelijk van: Eurostat, Euroelectric, EPIC, ICARUS (gegevens over de technologische kosten), MURE² (gegevens over de doeltreffendheid van de maatregelen inzake rationeel energieverbruik), IEA/OESO voor de prijzen, DGXXI voor de taksen en andere gegevens. In het kader van deze oefening werd de databank voor België up-to-date gebracht. De meeste gegevens over de componenten van de energievraag (industrie, tertiaire sector, transportsector en gezinnen) werden geverifieerd en, zo nodig, door het Federaal Planbureau aangepast. De exogene gegevens over het macro-economische kader (sectorale toegevoegde waarden, beschikbaar gezinsinkomen, particuliere consumptie) en de demografie (bevolking, gezinsgrootte) werden aangepast naargelang de resultaten van de vooruitzichten die door het Federaal Planbureau werden opgesteld met behulp van het HERMES-model. De energieprijzen en -taksen werden aangepast op basis van de meest recente gegevens die beschikbaar waren bij het begin van de simulaties (mei 2000). De hypothesen over het investerings- en buitengebruikstellingsprogramma voor de centrales werden door ESAP geverifieerd en aangepast. Voor de gegevens, waarover het Federaal Planbureau zich niet kon uitspreken (met name de technisch-economische gegevens over de elektriciteitsproductie en het vervoer van elektriciteit) werden de waarden uit de Europese oefening gebruikt. Met het oog op een volgende oefening zullen de resultaten van de werkzaamheden van de AMPERE-commissie het mogelijk maken bepaalde technisch-economische gegevens van de elektriciteitsproductiemodule van PRIMES te verifiëren en, zo nodig, aan te passen.

-
1. Bij hoge (vervallen) vaste kosten (bijvoorbeeld in het geval van een elektriciteitsproducent, die ook belast is met het beheer en de exploitatie van het elektriciteitsnet) kan een onderneming met een tarifiering van de marginale kosten haar activiteiten niet financieren. De tarifiering van het “Ramsey“-type bepleit dat het tekort gefinancierd wordt door een tarief dat hoger is dan de marginale kosten. Algemeen gesteld, zegt de “Ramsey“-regel dat het verschil tussen de prijs van een goed en de marginale kosten des te hoger moet zijn naarmate de elasticiteit van de vraag naar dit goed kleiner is.
 2. MURE verwijst naar een databank over de “Maatregelen voor rationeel energiegebruik“, die ontwikkeld werd op initiatief van de DG-17 van de Europese Commissie. Die databank geeft een gedetailleerde beschrijving van de huidige staat van de energiesystemen en van de evaluatie van de REV-maatregelen, zo ook een gedetailleerde beschrijving van de technologieën en van de REV-acties.



Bijlage 2: Omzettingstabel

NACE-R25 – NACE-BEL

Afkorting	NACE-R25	NACE-BEL
Landbouw	R01: Landbouw, bosbouw en visserij producten	A+B (01 tot 05)
Energie	R06: Petroleum en energetische producten	CA (10+11+12) +DF (23) +E (40+41)
IJzer en staal en non-ferro	R13: IJzererts en non-ferro-metalen, exclusief splijt- en kweekstoffen	27
Niet-metaalhoudend	R15: Mineralen en producten op basis van niet-metaalhoudende mineralen	(13->proche de zero)+14+26
Chemie	R17: Chemische producten	DG (24)
Uitrustingsgoederen	R19 + R21 + R23 + R25 + R28: "Uitrustingsgoederen"	28 à 35
Voeding	R36: Voedingsmiddelen, dranken en tabaksproducten	DA (15+16)
Textiel	R42: Textielproducten, leder en schoeisel	DB +DC (17+18+19)
Papier	R47: Papier, papierwaren, drukwerk	DE (21+22)
Overige	R48 + R49: "Overige (met inbegrip van rubber- en plasticartikelen)"	20+25+36
Bouw	R53: Gebouwen en weg- en waterbouwkundige werken	F(45)
Handel	R56: Recuperatie en reparatie, diensten van de handel	37 + G (50+51+52)
Verhandelbare diensten	R59+R61+R65+R67+R69+R74 R74: "Ander verhandelbare diensten"	55+60+61+62+63+64+65+66+67+71+72+73+74-73 (nm)+90+91+92+93-91.3 (nm)-91.12 (nm)-91.2-91.3 (nm)-92.3 (nm)-92.5 (nm)-92.6(nm)+80 (m)+85-85.3 (nm)+80 (m)+85.3 (m)
Niet-verhandelbare diensten	R86: Niet-verhandelbare diensten (81+85+89+93)	L (75) + P (95) + 80.1 (nm) + 80.2 (nm) +80.3 (nm) + 80.4 (nm)+ 85.3 (nm) + 91.3 (nm) + 91.12 (nm)+ 91.2 (nm) + 91.3 (nm)+92.3 (nm)+ 92.5 (nm)+ 92.6 (nm)



Bijlage 3: energiebalansen van het basisscenario

TABEL 37 - Globale energiebalans van het basisscenario – ktoe

	98	05	10	20	30
Primaire productie en recuperatie	12185.7	12823.0	12953.0	9625.0	2618.0
Netto-invoer	49981.8	53008.4	55845.4	61428.8	68206.8
Voorraadschommelingen	-709.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Bunkers	5402.8	4829.0	5028.0	5331.0	5702.0
Bruto binnenlands verbruik	56055.2	61002.4	63770.4	65722.8	65122.8
Transformatie-inputs	59909.2	57842.0	60581.0	61682.0	61040.0
- Openbare nutsbedrijven (zonder kerncentrales)	6711.3	6917.0	7725.0	12030.0	16215.0
- Centrales van de overige producenten	907.0	1668.0	2075.0	2717.0	6087.0
- Kerncentrales	11394.0	11930.0	11880.0	7698.0	443.0
- Fabricage van agglomeraten en briketten	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0
- Cokesovens	2805.4	2436.0	2183.0	1595.0	718.0
- Hoogovens	911.4	842.0	795.0	653.0	409.0
- Raffinaderijen	37173.1	34024.0	35898.0	36940.0	37130.0
- Verwarmingscentrales	0.0	13.0	13.0	13.0	0.0
- Overige	0.0	12.0	12.0	36.0	38.0
Transformatie-outputs	47855.3	46348.6	48842.1	50869.2	51381.0
- Openbare nutsbedrijven (zonder kerncentrales)	3125.6	3745.0	4335.0	6814.2	8693.5
- Centrales van de overige producenten	222.8	1387.1	1725.9	2263.2	4381.7
- Kerncentrales	3969.4	4102.5	4085.2	2739.8	151.8
- Fabricage van agglomeraten en briketten	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0
- Cokesovens	2722.9	2314.0	2074.0	1515.0	682.0
- Hoogovens	911.3	842.0	795.0	653.0	409.0
- Raffinaderijen	36896.4	33939.0	35808.0	36848.0	37037.0
- Verwarmingscentrales	0.0	11.0	11.0	11.0	0.0
- Overige	0.0	8.0	8.0	25.0	26.0
Verkoop, overdrachten, teruggave	1096.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Verbruik van de energiesector	2470.6	2018.0	2194.0	2282.0	2497.0
Verlies op het net	363.4	619.0	666.0	749.0	784.0
Beschikbaar voor het eindverbruik	42264.0	46872.0	49171.5	51879.0	52182.8
Niet-energetische eindvraag	4588.9	4998.0	5513.0	6380.0	7107.0
- Chemische industrie	4054.0	4354.0	4860.0	5771.0	6557.0
- Overige	534.9	644.0	653.0	609.0	550.0
Eindvraag naar energie	37372.6	41871.9	43654.2	45226.5	45074.6
Vervoer	9564.6	11423.0	11940.0	12655.0	12439.0
- per spoor	180.0	254.0	275.0	287.0	191.0
- over de weg	7503.8	9595.0	9883.0	10377.0	10759.0
- via de lucht	1590.9	1226.0	1403.0	1589.0	1180.0
- binnenscheepvaart	289.9	348.0	379.0	402.0	309.0
Verwerkende nijverheid	13056.7	13669.0	14211.0	14521.0	13696.0
- Energie-intensief	9097.7	9939.0	10287.4	10443.3	9551.1
- IJzer- en staalnijverheid	4538.7	4224.0	4052.0	3397.0	2240.0
- Non-ferrometalen	301.3	378.0	392.0	384.0	357.0
- Chemische industrie	2772.2	3636.0	4040.0	4783.0	5095.0
- Drukwerk, papierpulp en papier	363.2	412.0	471.4	543.3	549.1
- Niet-metaalhoudende mineralen	1122.3	1289.0	1332.0	1336.0	1310.0
- Niet-energie-intensief	3398.3	3616.0	3846.0	4046.0	4140.0
- Uitrustingsgoederen	462.4	617.0	658.0	673.0	679.0
- Textiel	261.5	306.0	312.0	308.0	301.0
-- Voedingsindustrie	698.2	833.0	912.0	1012.0	1055.0
- Overige	1976.2	1860.0	1964.0	2053.0	2105.0
Woningen, handel, adm., enz.	14751.2	16779.9	17502.2	18050.5	18940.6
- Woningen	9885.9	10869.0	11077.0	10970.0	11096.0
- Landbouw	963.0	1077.0	1114.0	1136.0	1133.0
Statistisch verschil	302.5	2.1	4.3	272.5	1.2

TABEL 38 - Energiebalans van elektriciteit in het basisscenario – gwh

	98	05	10	20	30
Bruto binnenlands verbruik	1391.9	2400.0	2400.0	4800.0	4800.0
Transformatie-outputs	81716.3	96013.7	104387.7	120153.4	135376.4
- Openbare nutsbedrijven (zonder kerncentrales)	32969.8	42812.0	49387.0	77833.0	98903.0
- Centrales van de overige producenten	2590.7	5498.7	7498.7	10462.4	34708.4
- Kerncentrales	46155.8	47703.0	47502.0	31858.0	1765.0
Verkoop, overdrachten, teruggave	398.8	1860.5	3244.2	6314.0	7825.6
Verbruik van de energiesector	5673.3	6744.2	7162.8	8325.6	10127.9
Verlies op het net	3894.2	4395.3	4779.1	5523.3	6162.8
Beschikbaar voor het eindverbruik	73939.5	89134.6	98090.0	117418.5	131711.3
Eindvraag naar energie	73937.2	89139.5	98104.6	117418.6	131686.0
Vervoer per spoor	1365.1	1976.7	2209.3	3395.3	2337.2
Verwerkende nijverheid	37382.6	46372.1	51337.2	57790.7	61651.2
a. Energie-intensief	25877.9	32872.1	36825.6	42558.1	46593.0
- Ijzer- en staalnijverheid	6443.0	8290.7	9093.0	9848.8	10907.0
- Non-ferrometalen	1868.6	1976.7	2069.8	2000.0	1825.6
- Chemische industrie	12754.7	17383.7	20127.9	24930.2	27953.5
- Drukwerk, papierpulp en papier	2369.8	2662.8	2837.2	3000.0	2976.7
- Niet-metaalhoudende mineralen	2441.9	2558.1	2697.7	2779.1	2930.2
b. Niet-energie-intensief	11504.7	13500.0	14511.6	15232.6	15058.1
- Uitrustingsgoederen	3023.3	3837.2	4220.9	4302.3	4058.1
- Textiel	1932.6	2267.4	2314.0	2279.1	2232.6
- Voedingsindustrie	3639.5	4348.8	4779.1	5325.6	5348.8
- Overige	2909.3	3046.5	3197.7	3325.6	3418.6
Woningen, handel, adm., enz.	35189.5	40790.7	44558.1	56232.6	67697.7
- waaronder woningen	23383.7	25407.0	26197.7	30372.1	35186.0
Statistisch verschil	2.3	-4.9	-14.6	-0.1	25.2

TABEL 39 - Energiebalans van aardgas in het basisscenario – TJ (pcs)

	98	05	10	20	30
Netto-invoer	578218.5	872139.5	953767.4	1176511.6	1162465.1
Voorraadschommelingen	1976.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Bruto binnenlands verbruik	580195.3	872139.5	953767.4	1176511.6	1162465.1
Transformatie-inputs	143734.9	310093.0	379953.5	577720.9	552744.2
- Openbare nutsbedrijven (zonder kerncentrales)	128037.2	261627.9	301488.4	462232.5	269534.9
- Centrales van de overige producenten	12627.9	47767.4	78372.1	114604.6	282651.2
- Verwarmingscentrales	3069.8	604.7	0.0	372.1	0.0
- Overige	0.0	93.0	93.0	511.6	558.2
Verbruik van de energiesector	3204.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Verlies op het net	0.0	1674.4	1767.4	2046.5	1953.5
Beschikbaar voor het eindverbruik	433255.8	560372.1	572046.5	596744.2	607767.4
Niet-energetische eindvraag van de chemische industrie	33990.7	60465.1	67023.3	80651.2	94744.2
Eindvraag naar energie	400576.7	499860.4	504837.2	515860.4	512697.7
Verwerkende nijverheid	172948.8	215209.3	206418.6	221488.4	206139.5
a. Energie-intensief	114562.8	145488.4	138465.1	147813.9	133581.4
- Ijzer- en staalnijverheid	32014.0	36558.1	36883.7	33767.4	25348.8
- Non-ferrometalen	4465.1	6232.6	6651.2	6976.7	7023.3
- Chemische industrie	55046.5	74837.2	65720.9	76000.0	70883.7
- Drukwerk, papierpulp en papier	4065.1	3581.4	3674.4	5860.5	5674.4
- Niet-metaalhoudende mineralen	18972.1	24279.1	25534.9	25209.3	24651.2
b. Niet-energie-intensief	58386.0	69720.9	67953.5	73674.4	72558.1
- Uitrustingsgoederen	6581.4	9302.3	9302.3	9720.9	10325.6
- Textiel	3074.4	3162.8	2279.1	2511.6	2046.5
- Voedingsnijverheid	7781.4	11395.3	8883.7	10837.2	7627.9
- Overige	40948.8	45860.5	47488.4	50604.6	52558.1
- Woningen, handel, adm., enz.	227627.9	284651.2	298418.6	294372.1	306558.1
waaronder woningen	157055.8	191813.9	199255.8	195720.9	200930.2
Statistisch verschil	-1311.7	46.5	186.1	232.6	325.6



Bijlage 4: Berekening van het niveau van de CO₂-uitstootbeperking voor België

Verondersteld werd dat, tegen 2010, elk land van de Europese Unie zijn CO₂-uitstoot van 1990 (kolom A) zou verminderen met het percentage dat voorzien is in het lastenverdelingsmechanisme (kolom B). In de figuur zou de vermindering van de CO₂-uitstoot in 2010 op Europees niveau ten opzichte van 1990 8,7 % bedragen (kolom C). Daarna werd het gewicht van elk land berekend in de totale CO₂-uitstoot van Europa die voortvloeit uit de vermindering met 8,7 % (kolom D). Het percentage van de uitstootvermindering van elk land werd dan gewijzigd om in 2010 op Europees niveau een vermindering van 8 % te bekomen, rekening houdend met het gewicht in kolom D (zie kolommen E en F). Uit die berekening blijkt dat België zijn CO₂-uitstoot in 2010 met 6,8 % moet verminderen ten opzichte van 1990.

	Ton CO ₂ -uitstoot in 1990	Lastenverdeling Ministerraad	Ton CO ₂ -uitstoot in 2010	(D) = (C)/ TOTAL(C)	(E) = TOTAL(G)*(DI)	(F) = (E)/(A)-1
	(A)	(B)	(C) = A*[1+B]			
AU	55	-13 %	47.85	1.71 %	48.21	-12.3 %
BE	104.8	-7.5 %	96.94	3.46 %	97.67	-6.8 %
DK	52.7	-21 %	41.633	1.49 %	41.95	-20.4 %
FI	51.3	0 %	51.3	1.83 %	51.69	0.8 %
FR	352.4	0 %	352.4	12.58 %	355.07	0.8 %
GE	951.6	-21 %	751.764	26.83 %	757.46	-20.4 %
GR	70.9	25 %	88.625	3.16 %	89.30	25.9 %
IR	30.1	13 %	34.013	1.21 %	34.27	13.9 %
IT	388	-6.50 %	362.78	12.95 %	365.53	-5.8
NL	153	-6 %	143.82	5.13 %	144.91	-5.3 %
PO	39.1	27 %	49.657	1.77 %	50.03	28.0 %
SP	201.9	15 %	232.185	8.29 %	233.94	15.9 %
S	50.5	4 %	52.52	1.87 %	52.92	4.8 %
UK	566.9	-12.50 %	496.0375	17.71 %	499.79	-11.8 %
TOTAAL	3068.2	-8 %	2801.5245	100.00 %	2822.74	
			-8.7 %	Hypothese	-8 %	

