

# DRASTISCHE CO<sub>2</sub>-REDUCTIE HOE IS HET MOGELIJK

Technologieën voor kostenoptimale vermindering van  
CO<sub>2</sub>-emissies in het Nederlandse energiesysteem op  
lange termijn

P.A. OKKEN  
T. KRAM  
P. LAKO  
J.R. YBEMA  
J. VAN DOORN  
D. GERBERS

Het project staat bij ECN geregistreerd onder nummer 7007.

## ABSTRACT

In order to detect cost-effective long term CO<sub>2</sub> reduction strategies several scenarios are calculated with drastic (up to 80%) reductions of national CO<sub>2</sub> emissions in 2030 and beyond. The energy system model used in this study (MARKAL) is used in 12 IEA countries including the United States, Japan and the European Community in ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme) Annex IV greenhouse gases and national energy options. Using detailed compilations of data characterising available and prospective energy technologies, and incorporating projections and assumptions about the costs and availability of fuels the model configures an optimal mix of technologies to satisfy the specified useful energy demands. Detailed data (investment costs, availability, energetic efficiency) for ca. 400 (new) energy technologies in different sectors are characterized. The model is used in a national costs minimizing mode with exogenous national maximum allowable emissions ('bubble' concept), optimizing the energy system for the period 2000 to 2040 simultaneously in steps of 5 years each. Few institutional and market barriers are assumed, to reflect the maximum potential of (new) energy technologies. On the other hand bounds are imposed on the speed of market penetration for new energy technologies to prevent unrealistic solutions, and there are lower bounds to ensure that older technologies will not be phased out too rapidly. The model optimizes with a 5% discount rate.

Groups of energy technologies for CO<sub>2</sub> reduction considered in this study include:

- Absorption refrigerator
- Aerogel insulated refrigerator
- Agricultural biocrops
- Anaerobic waste digestion
- CO<sub>2</sub> removal hydrogen production
- CO<sub>2</sub> removal at power station
- Combined heat and power
- Compressed natural gas vehicles
- Coated gasfilled triple glazing
- Condensing gas boiler
- District heating
- Efficient light bulbs
- Efficient office lighting
- Electric heatpumps
- Electric vehicles
- Electricity storage
- Electrolytic hydrogen production
- Fuel cell power generation
- Fuel cell vehicles
- Gas heatpumps
- Geothermal heating
- Heat recovery
- Hot fill washing machine
- Hydrogen stationary use
- Hydrogen fuel cell ship
- Hydrogen airplane
- Industrial energy saving

Liquid biofuels  
Mechanical vapour recompression  
Nuclear power  
Off shore windturbines  
Seasonal heat storage  
Short rotation forestry  
Solar photovoltaics  
Solar heating options  
Thermo photovoltaic boiler  
Translucent building insulation  
Wood power station  
Wood heating

The scenarios are: DZ (high growth, non nuclear), DK (high growth with nuclear), GZ (low growth, non nuclear) and GK (low growth with nuclear). Exponential increasing CO<sub>2</sub> reduction costs are observed in all scenarios. By approximation the costs double going from 20 to 40 to 60 to 80% CO<sub>2</sub> reduction. Starting in the year 2000 a linear reduction path to achieve 80% reduction of CO<sub>2</sub> emissions by the year 2030 and 2040 would consume 2%, 1.4%, 0.9% or 0.7% of the Netherlands GNP during the policy period 2000-2040 in the scenarios DZ, DK, GZ and GK respectively. The achievement of drastic CO<sub>2</sub> reduction at relatively low costs relies to a large extent on the successful development and implementation of the above mentioned new energy technologies.

This research is sponsored jointly by the Ministry of Economic Affairs and by the National Research Programme on Global Air Pollution and Climate Change.



# INHOUD

ABSTRACT	3
INHOUD	5
SAMENVATTING	8
VOORWOORD	13
LIJST VAN TABELLEN	15
LIJST VAN FIGUREN	17
1. INLEIDING	23
2. METHODIEK EN SCENARIO-UITGANGSPUNTEN	27
3. BASISBEREKENING (ZONDER CO <sub>2</sub> -PLAFONDS)	37
4. GEBOUWDE OMGEVING	43
4.1 Inleiding	43
4.2 Woningverwarming	44
4.2.1 Huidige situatie en ontwikkelingen	44
4.2.2 Karakteristieken opties woningen	46
4.2.3 Berekeningsresultaten ruimteverwarming woningen	54
4.3 Warm tapwater in woningen	58
4.3.1 Huidige situatie en ontwikkelingen	58
4.3.2 Karakteristieken opties productie warm tapwater	58
4.3.3 Berekeningsresultaten warm tapwater in woningen	60
4.4 Warmtevoorziening kantoren, stadsverwarming en tuinbouw	62
4.4.1 Huidige situatie en ontwikkelingen	62
4.4.2 Karakteristieken opties verwarming kantoren en tuinbouw	62
4.4.3 Berekeningsresultaten verwarming kantoren en tuinbouwkassen	66
4.5 Elektriciteitsgebruik woningen	69
4.5.1 Huidige situatie en ontwikkelingen	69
4.5.2 Karakteristieken opties elektriciteitsgebruik woningen	70
4.5.3 Berekeningsresultaten elektriciteitsgebruik woningen	73
4.6 Elektriciteitsgebruik kantoren	76
4.6.1 Huidige situatie en ontwikkelingen	76
4.6.2 Karakteristieken opties elektriciteitsgebruik kantoren	76
4.6.3 Berekeningsresultaten elektriciteitsgebruik kantoren en tuinbouw	78
5. TRANSPORT	81
5.1 Inleiding	81
5.2 Personenauto's	83
5.2.1 Huidige situatie en ontwikkelingen	83
5.2.2 Karakteristieken opties personenauto's	85
5.2.3 Berekeningsresultaten personenauto's	90
5.3 Overig wegverkeer en landtransport	93
5.3.1 Huidige situatie en ontwikkelingen	93
5.3.2 Karakteristieken opties bussen en vrachtauto's	94
5.3.3 Berekeningsresultaten overig wegverkeer	97
5.4 Schepen en vliegtuigen	99
5.4.1 Huidige situatie en ontwikkelingen	99

5.4.2	Karakteristieken opties binnenschepen en vliegtuigen	100
5.4.3	Berekeningsresultaten binnenschepen en vliegtuigen	101
6.	INDUSTRIE	103
6.1	Inleiding	103
6.2	Warmte industrie	104
6.2.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	104
6.2.2	Karakteristieken opties industriële warmte	106
6.2.3	Berekeningsresultaten warmtevoorziening industrie	111
6.3	Elektriciteitsgebruik in de industrie	114
6.3.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	114
6.3.2	Karakteristieken opties industriële elektriciteitsbesparing	114
6.3.3	Berekeningsresultaten elektriciteitsbesparing industrie	115
6.4	Energiedragers als grondstof	116
6.4.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	116
6.4.2	Karakteristieken opties energie als grondstof	116
6.4.3	Berekeningsresultaten	117
7.	ELEKTRICITEIT	119
7.1	Inleiding	119
7.2	Elektriciteitsproductie	119
7.2.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	119
7.2.2	Karakteristieken opties	120
7.2.3	Berekeningsresultaten elektriciteitsproductie	127
7.3	Kernenergie	129
7.3.1	Inleiding	129
7.3.2	Karakteristieken kernenergie-opties	129
7.3.3	Berekeningsresultaten kernenergie	131
7.4	Elektriciteitspatroon, -besparing en elektrificatie	133
7.4.1	Inleiding	133
7.4.2	Kenmerken opties	134
7.4.3	Berekeningsresultaten elektriciteitspatroon	135
8.	DUURZAME ENERGIE	139
8.1	Inleiding	139
8.2	Bijdrage duurzame energiebronnen	139
8.2.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	139
8.2.2	Kenmerken duurzame energie-opties	140
8.2.3	Berekeningsresultaten bijdrage duurzame energie	143
8.3	Bijdrage energiegewassen	145
8.3.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	145
8.3.2	Kenmerken biomassa opties	146
8.3.3	Berekeningsresultaten energiegewassen	150
9.	CO <sub>2</sub> -VERWIJDERING, METHANOL EN WATERSTOF	155
9.1	Inleiding	155
9.2	CO <sub>2</sub> -verwijdering	155
9.2.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	155
9.2.2	Karakteristieken opties CO <sub>2</sub> -verwijdering	157
9.2.3	Berekeningsresultaten CO <sub>2</sub> -verwijdering	160
9.3	Methanol	162
9.3.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	162
9.3.2	Karakteristieken opties methanolproductie	163
9.3.3	Berekeningsresultaten methanol	165

9.4	Waterstof	167
9.4.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	167
9.4.2	Karakteristieken opties waterstofproductie	167
9.4.3	Berekeningsresultaten	169
10.	BRANDSTOFMIX EN BIJDRAGE OPTIES	171
10.1	Inleiding	171
10.2	Primaire energievoorziening	171
10.2.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	171
10.2.2	Karakteristieken opties brandstofmix	171
10.2.3	Berekeningsresultaten brandstofpakket	173
10.3	Bijdragen opties aan CO <sub>2</sub> -reductie	176
10.3.1	Huidige situatie en ontwikkelingen	176
10.3.2	Karakteristieken opties	176
10.3.3	Berekeningsresultaten	178
10.4	Belang technieken voor CO <sub>2</sub> -reductie en kritische factoren	181
10.4.1	Algemeen	181
10.4.2	Belang technieken voor CO <sub>2</sub> -reductie	182
10.4.3	Kritische factoren bij implementatie technologieën voor CO <sub>2</sub> -reductie	189
10.5	Andere studies en systeemgrenzen	192
10.5.1	Algemeen	192
10.5.2	Andere CO <sub>2</sub> -reductie scenariostudies	192
10.5.3	Overige CO <sub>2</sub> -emissies	196
10.5.4	Andere broeikasgassen	198
11.	KOSTEN	201
11.1	Concepten voor kosten	201
11.1.1	Kosten van het energiesysteem	201
11.1.2	Kosten voor vermindering van CO <sub>2</sub> -emissies	201
11.1.3	Afhankelijkheid hoogte marginale kosten van referentietechnieken	202
11.2	Kosten van het energiesysteem in de basisberekeningen	204
11.3	Kosten bij CO <sub>2</sub> -plafonds	205
11.3.1	Energievoorziening	205
11.3.2	Marginale kosten	207
11.3.3	Tijdsafhankelijkheid van marginale reductiekosten	209
11.3.4	Gemiddelde kosten van CO <sub>2</sub> -reductie	210
11.3.5	CO <sub>2</sub> -heffing	211
11.4	CO <sub>2</sub> reductiekosten in perspectief	216
11.4.1	Schaduw prijzen energievoorziening	216
11.4.2	Kosten voor NO <sub>x</sub> /SO <sub>2</sub> -reductie en kolenreststoffen	218
11.4.3	Externe kosten en baten	221
12.	CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	223
12.1	Conclusies	223
12.2	Aanbevelingen	224
	REFERENTIES	229
	LIJST VAN AFKORTINGEN	233
	BIJLAGE A	235



## SAMENVATTING

Reductie van CO<sub>2</sub>-emissies in de atmosfeer is van belang om de risico's van klimaatverandering als gevolg van het broeikaseffect te verminderen. Door het IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) zijn drastische reducties van de mondiale CO<sub>2</sub>-emissie met 60 tot 80% aanbevolen. Voor de Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie zijn echter (nog) geen doelstellingen vastgelegd verdergaand dan reductie met 3 à 5% in het jaar 2000, maar tegelijkertijd dringt steeds meer het besef door dat voor drastische CO<sub>2</sub>-reductie ingrijpende veranderingen op energiegebied nodig zouden zijn, waaraan alle sectoren van de energiehuishouding (gebouwde omgeving, transport, industrie, elektriciteit) een bijdrage zouden moeten leveren. Energiebesparing is daarbij uiteraard belangrijk, maar daarnaast kunnen ook veranderingen bij energie-aanbod tot CO<sub>2</sub>-reductie leiden. Er is een sterke onderlinge samenhang, verschillende opties voor CO<sub>2</sub>-reductie kunnen elkaar versterken (synergie) en/of belemmeren (competitie). Gezien de lange termijn en het mondiale karakter van het broeikaseffect en de ingrijpende veranderingen op energiegebied is de verwachting dat nieuwe energietechnologieën belangrijk zullen blijken voor CO<sub>2</sub>-reductie. Deze verwachting zou bij de ontwikkeling van nieuwe energietechnologieën een rol kunnen spelen.

De situatie van onduidelijkheid over doelstellingen ten aanzien van de nationale CO<sub>2</sub>-emissie ná 2000 en de beloftes van (nieuwe) energietechnologieën in de toekomst, is in dit rapport uitgangspunt voor een analyse van de technologische mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-reductie in onderlinge samenhang, met behulp van economische optimalisatieberekeningen van de ontwikkeling van de Nederlandse energiehuishouding op lange termijn (periode 2000-2040). Daarbij is uitgegaan van twee verschillende scenario's voor ontwikkeling van de vraag naar energiediensten: aan de ene kant een scenario met doorgaande groei (van automobilititeit, energie-intensieve exportindustrie, wereldhandel, etc.) en aan de andere kant een scenario met een geleidelijke ombuiging (naar minder automobilititeit, op lokale en regionale behoefte afgestemde industrie, etc.). Deze scenario's zijn doorgerekend met een model van het Nederlandse energiesysteem, eerst in basisberekeningen zonder CO<sub>2</sub>-reductie en daaropvolgend berekeningen met steeds strengere plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie (emissiereductie oplopend tot 80%).

In dit rapport is de Nederlandse energiehuishouding opgedeeld in vier, gerekend naar huidige omvang van de CO<sub>2</sub>-emissie ongeveer even grote, sectoren:

- gebouwde omgeving
- transport
- industrie
- elektriciteitsproductie.

De technieken voor CO<sub>2</sub>-reductie kunnen gegroepeerd worden in opties zoals energiebesparing, rendementsverbetering, duurzame energie, kernenergie, CO<sub>2</sub>-verwijdering, waterstof, elektrificatie, etc.

### *Gebouwde omgeving*

Binnen de sector 'gebouwde omgeving' is onderscheid gemaakt in verwarming van nieuwbouwwoningen, bestaande woningen en appartementen, warm tapwa-

ter en verwarming van kantoren en tuinbouwkassen. Bij elektriciteitsgebruik in deze sector is onderscheid gemaakt in verlichting, (af)wasmachines, koeling en overige apparaten, in woningen en kantoren.

In de basisberekeningen 2000-2040 treden bij woningverwarming en warm tapwater geen grote veranderingen op, gasketels blijven hier belangrijk. Bij verwarming van kantoren (en tuinbouwkassen) zouden uit kostenoverwegingen langzamerhand steeds meer gaswarmtepompen gebruikt gaan worden; gebruik van warmte/kracht-installaties en aansluiting op stadsverwarming zouden daarentegen niet verder toenemen.

Bij CO<sub>2</sub>-plafonds in 2030 neemt in alle scenario's de penetratie van warmtepompen toe, met name van elektrische warmtepompen in kantoren en voor warm tapwater. Bij woningverwarming is steeds verdergaande isolatie het belangrijkste. Daarnaast spelen in sommige scenario's stadsverwarming, aardwarmte, zonneboilers, elektrische warmtepompen voor woningverwarming en warmte/kracht-installaties met brandstofcellen of in individuele woningen een rol bij vergaande (60-80%) CO<sub>2</sub>-reductie.

Desondanks blijft gas de belangrijkste brandstof voor verwarming in de gebouwde omgeving. Bij toenemende CO<sub>2</sub>-reductie wordt aardgas daarbij gaandeweg vervangen door waterstofgas, waarvoor enige aanpassingen in leidingen en apparatuur nodig zijn. De goed ontwikkelde fijnmazige gasinfrastructuur voor verwarming in Nederland kan dus ook op lange termijn bij drastische CO<sub>2</sub>-reductie van belang blijven.

### *Transport*

Binnen de sector 'transport' is onderscheid gemaakt in personenauto's, vrachtwagens, bussen en overig wegverkeer, binnenschepen en vliegtuigen. Zeeschepen zijn vanwege de exceptionele situatie in Nederland (Rotterdam) niet meegerekend.

In de basisberekeningen 2000-2040 treden in de voertuigen geen grote veranderingen op. Vloeibare brandstoffen uit aardolie (benzine, diesel, LPG) blijven hier belangrijk. Bij personenauto's en vrachtwagens zou uit kostenoverwegingen daarnaast langzamerhand steeds meer methanol gebruikt gaan worden, waarvoor geringe aanpassingen in voertuigen nodig zijn.

Veranderingen treden pas op bij lage CO<sub>2</sub>-plafonds in 2030. Nieuwe technieken voor CO<sub>2</sub>-reductie zijn in de transportsector relatief kostbaar vergeleken met andere sectoren.

Van belang zijn vooreerst rendementsverbeteringen bij wegverkeer en de introductie van waterstof als brandstof in achtereenvolgens binnenschepen, vrachtwagens en vliegtuigen. Bij vergaande (70-80%) CO<sub>2</sub>-reductie worden ook andere nieuwe brandstoffen bij wegverkeer (elektriciteit, vloeibare brandstoffen uit biomassa, waterstof in personenauto's) en andere motortypes (brandstofcellen, elektromotoren) belangrijk. Tussen de twee scenario's onderling is er verschil; in het 'lage' scenario treden de hiervoor genoemde veranderingen niet of pas bij extreme CO<sub>2</sub>-reducties op. Meer nadruk leggen in Nederland op terugdringen van automobiliteit, vliegverkeer en wegtransport

kan de introductie van nieuwe brandstof dus lange tijd omzeilen. Aan de andere kant zullen bij mondiale CO<sub>2</sub>-reductie toch ingrijpende veranderingen in brandstof en motortypes in internationaal verband nodig zijn.

### *Industrie*

Binnen de sector 'industrie' is onderscheid gemaakt in warmtevoorziening middels stoom en hoge temperatuur proceswarmte in grote en kleinere bedrijven, en in continu en variabel elektriciteitsgebruik.

In de basisberekeningen 2000-2040 treden bij warmtevoorziening veranderingen op. Gasketels en -fornuizen blijven hier belangrijk, maar er is tevens een sterke toename van warmte/kracht-koppeling waardoor beide vormen van industriële warmteproductie ongeveer even omvangrijk worden. Bij de warmte/kracht-installaties worden naast gasturbines en kolenketels in de loop der tijd tevens brandstofcellen op aardgas of kolengas, en, indien beschikbaar, kernreactoren toegepast. Daarnaast leveren kolenstook, houtovens, warmtepompen en nieuwe elektriciteitstechnieken een bescheiden bijdrage aan de industriële warmtevoorziening.

Bij CO<sub>2</sub>-plafonds in 2030 is in alle scenario's aangenomen dat door energiebesparing de elektriciteits- en warmtevraag afneemt, en vindt binnen het segment warmte/kracht-koppeling een verschuiving plaats van gasturbines, kolenketels en kolengas naar gebruik van brandstofcellen en waterstof.

Voor warmtevoorziening in industrie blijven gasvormige brandstoffen, direct gebruikt of in een warmte/kracht-installatie, het belangrijkste. Bij toenemende CO<sub>2</sub>-reductie worden aardgas en kolengas daarbij gaandeweg vervangen door waterstof. Gasvoorziening voor de industrie kan dus ook op lange termijn bij drastische CO<sub>2</sub>-reductie van belang blijven.

### *Elektriciteit*

Voor 'elektriciteitsproductie' is onderscheid gemaakt in verschillende technieken voor centrale elektriciteitproductie (kolen-, gas-, kerncentrales) en decentrale productie (warmte/kracht-koppeling in industrie en gebouwde omgeving, zon, wind, etc.).

In de basisberekeningen 2000-2040 treden bij elektriciteitsproductie veranderingen op. De conventionele poederkool- en gas/STEG-centrales worden gaandeweg vervangen. Daarbij worden geavanceerde kolenvergassingscentrales (KV-STEG) geïntroduceerd en neemt de toepassing van industriële warmte/kracht-koppeling sterk toe; deze twee beide vormen van elektriciteitsproductie gaan de elektriciteitsvoorziening domineren. Daarnaast zijn er bescheiden bijdragen van duurzame energie (wind en houtvergassing). LWR-kerncentrales leveren in de basisberekeningen uit kostenoverwegingen geen bijdrage.

Bij CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 treden sterke veranderingen op. Daarbij is vanwege de stand van besluitvorming onderscheid gemaakt in scenariovarianten met en zonder kernenergie. In de scenariovarianten met *kernenergie* is deze optie al snel aantrekkelijk voor CO<sub>2</sub>-reductie, en nemen kerncentrales het grootste deel van de elektriciteitsvoorziening voor hun rekening; daarnaast neemt ook de bijdrage van duurzame energie toe (wind, hout, zon). In de scenariovarianten zonder kernenergie is de toename van duurzame energie wat sterker, maar

blijft de bijdrage aan de totale elektriciteitsvoorziening beperkt. Belangrijker is de toepassing van CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kolenvergassingscentrales en toename van industriële warmte/kracht-koppeling met waterstof als brandstof.

Bij CO<sub>2</sub>-reductie neemt in alle scenario's de elektriciteitsvraag toe door *elektrificatie*: vervanging van brandstofverbruik door nieuwe elektriciteitsgebruikende technieken zoals elektrische auto's of warmtepompen.

### *Besparing*

Voor energiebesparing en rendementsverbetering zijn een groot aantal opties onderscheiden. In de sector gebouwde omgeving is dit onderscheid gelegd op het niveau van 'energiediensten' zoals warmte en verlichting.

In de basisberekeningen 2000-2040 treedt reeds besparing op. Met name veel opties voor elektriciteitsbesparing blijken uit kostenoverwegingen aantrekkelijk, doordat de uitgespaarde energiekosten de extra investering compenseren.

Bij CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 nemen energiebesparing en rendementsverbetering nog sterk toe. Meer warmte-isolatie bij woningen en gebouwen, rendementsverbetering bij warmte- en elektriciteitsproductie (warmtepompen, warmte/kracht-koppeling, brandstofcellen, etc.) en efficiëntere transportmiddelen (stirlingmotoren, brandstofcelvoertuigen, etc.) penetreren gaandeweg steeds meer naarmate de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt.

Daarnaast zijn uiteraard ook besparingen mogelijk door veranderingen bij materialen of leefpatroon e.d. Deze zijn nog niet op dezelfde manier modelmatig onderzocht. Voor materialen is inmiddels wel een aantal opties onderscheiden op het niveau van 'materiaaldiensten', deze zijn in dit rapport echter nog niet opgenomen. In dit verband kan ook gewezen worden op de normatieve achtergrond van de twee scenario's in dit rapport, leidend tot grote verschillen in bijvoorbeeld het gebruik van personenauto's.

### *Duurzame energie*

Binnen 'duurzame energie' is onderscheid gemaakt in elektriciteitsproductie (zon, wind, etc.), warmtevoorziening (aardwarmte, zonneboilers, etc.) en brandstofproductie (biomassa, waterstof, etc.).

In de basisberekeningen 2000-2040 zijn sommige vormen van duurzame energie reeds aantrekkelijk. Naast biogas en waterkracht leveren ook windturbines, houtovens en aardwarmte een bijdrage aan de energievoorziening.

Bij CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 is er in alle scenario's een toename van duurzame energie door windturbines op zee, miscanthus als energiegewas naast hout, zonneboilers en zonnecellen. Bij vergaande (70-80%) CO<sub>2</sub>-reductie in het 'hoge' scenario komen ook andere energiegewassen in Nederland (koolzaad en suikerbiet voor vloeibare transportbrandstoffen) en zonnecellen in zonnrijke gebieden in het buitenland in beeld. De bijdrage van duurzame energie aan de totale primaire energievoorziening blijft desondanks bescheiden, als gevolg van kostenoverwegingen, ruimtelijke beperkingen en inpasbaarheid.



### *CO<sub>2</sub>-verwijdering en waterstof*

Bij conversie van fossiele brandstof is CO<sub>2</sub>-verwijdering (afvangen van CO<sub>2</sub> en opslaan in bijvoorbeeld lege aardgasvelden) mogelijk. Deze mogelijkheid is beschouwd bij elektriciteitsproductie (kolenvergassing, aardgascentrales) en bij productie van kunstmest, methanol of waterstof.

Bij CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 is er in alle scenario's sprake van CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kunstmestindustrie en bij productie van waterstof uit aardgas of kolen. In de scenariovarianten met kernenergie zijn CO<sub>2</sub>-verwijdering bij elektriciteitscentrales en bij waterstofproductie voor brandstofcel warmte/kracht-installaties echter niet aantrekkelijk. CO<sub>2</sub>-verwijdering bij productie van methanol uit kolen wordt alleen bij milde CO<sub>2</sub>-plafonds ingezet. Naarmate de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt penetreert waterstof gaandeweg steeds meer als brandstof in de gebouwde omgeving en voor transportmiddelen. Bij de meest extreme CO<sub>2</sub>-reducties (80%) voorziet waterstof in meer dan de helft van het totaal finaal energieverbruik in Nederland. Beperkingen in de CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit zijn in sommige scenariovarianten mede bepalend voor een verschuiving naar CO<sub>2</sub>-verwijdering bij waterstofproductie uit aardgas.

### *Kosten CO<sub>2</sub>-reductie*

Door vergelijking van de totale systeemkosten in scenarioberekeningen met verschillende CO<sub>2</sub>-reducties kunnen de marginale kosten van CO<sub>2</sub>-reductie berekend worden. Deze kosten stijgen naarmate de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt. Bij CO<sub>2</sub>-reductie in 2030, uitgedrukt in guldens van 1990 niet verdisconteerd, lopen de marginale kosten geleidelijk op via f 100,- bij 20-30% CO<sub>2</sub>-reductie tot een niveau van ca. f 200,- per ton CO<sub>2</sub> bij 40-60% CO<sub>2</sub>-reductie naar f 500,- en meer bij nog hogere reductiepercentages. Naarmate de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt moet een beroep gedaan worden op steeds verdergaande en duurdere opties. De gemiddelde kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie nemen exponentieel toe met de gewenste CO<sub>2</sub>-vermindering; in alle scenariovarianten verdubbelen bij benadering de kosten van 20% naar 40%; van 40% naar 60%; en van 60% naar 80% CO<sub>2</sub>-reductie. De kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie zijn hoger in het 'hoge' scenario, en hoger in de scenariovarianten zonder kernenergie. Uitgedrukt in relatie tot het bruto nationaal produkt voor de periode 2000-2040 komen deze kosten niet boven 2%. Anders gezegd: realisatie van 80% CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 en daarna zou technisch gezien, in een naar minimale kosten geoptimaliseerde integrale strategie met perfect vooruitziende blik zoals becijferd in dit rapport, mogelijk kunnen zijn voor minder dan 2% van het bruto nationaal produkt in de periode 2000-2040.

Aangetekend wordt dat de kosten in afzonderlijke jaren beduidend hoger zijn en dat een belangrijke bijdrage aan CO<sub>2</sub>-reductie wordt geleverd door nieuwe energietechnieken, die nu nog in ontwikkeling zijn en waarvan de toekomstige kosten en het introductietijdstip nog onzeker zijn, en dat een perfect vooruitziende blik illusoir is. Aan de andere kant is geen rekening gehouden met veranderingen in materiaalgebruik, prijselasticiteit, leefpatroon, heffingen en synergie met andere milieu-effecten. Voor NO<sub>x</sub>- en SO<sub>2</sub>-reductie is berekend dat het synergie-effect vanuit NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub> gezien groot, maar vanuit CO<sub>2</sub>-optiek gering is. Voor C-heffingen is becijferd dat de bestemming van de heffingsopbrengsten vanuit CO<sub>2</sub>-optiek belangrijker is dan de absolute hoogte van de heffing.



## VOORWOORD

Dit rapport is opgesteld als onderdeel van de EMS-studie (Energie- en MateriaalgebruiksScenario's ter beperking van emissies van CO<sub>2</sub> en andere broeikasgassen) die wordt uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en het Nationaal OnderzoeksProgramma mondiale luchtverontreiniging en klimaatverandering. De EMS-studie vindt plaats in een samenwerkingsverband van de unit ECN-Beleidsstudies, de Interfacultaire Vakgroep Energie- en Milieukunde van de RI Groningen en de vakgroep NatuurWetenschap en Samenleving van de RI Utrecht. Deelprojecten zijn uitgevoerd door KEMA, bureau Brandstoffen en Grondstoffen en adviesbureau voor Milieu en Innovatie.

De begeleidingscommissie bestaat uit: H.J.M. Snoep (Ministerie EZ, voorzitter), T.C. de Boer (ECN-Fossiele brandstoffen), L.A. Meyer in april 1992 vervangen door M. Muradin (NOVEM), J. Olivier (RIVM), E.J. Tuininga (VU Amsterdam) en L. Verhagen tot december 1992 (Ministerie VROM). Vanuit het NOP: M. Berk (RIVM).

Bij het opstellen van dit rapport werd dankbaar gebruik gemaakt van waardevolle adviezen van D.J. Gielen (ECN), O. van Hilten (ECN) en W.C. Turkenburg (NWS).

Nadere inlichtingen: ECN-Beleidsstudies, postbus 1, 1755 ZG Petten, tel. 02246-4347.



## LIJST VAN TABELLEN

Tabel 2.1	Scenariovarianten in dit rapport	29
Tabel 2.2	Uitgangspunten: Geprojecteerde nuttige energievraag in de scenario's DZ/K en GZ/K	30
Tabel 3.1	CO <sub>2</sub> -emissiecoëfficiënten energiedragers (g CO <sub>2</sub> per MJ onderste verbrandingswaarde)	37
Tabel 4.1	Uitgangspunten: Afleveringskosten energiedragers gebouwde omgeving <i>f</i> /GJ	44
Tabel 4.2	Uitgangspunten: Aantallen woningen anno 2030 in de scenario's en basisvraag naar ruimteverwarming per woning	46
Tabel 4.3	Uitgangspunten: Kencijfers opties ruimteverwarming en besparing bestaande woningen 2030	51
Tabel 4.4	Uitgangspunten: Kencijfers opties ruimteverwarming en besparing nieuwbouwwoningen 2030	52
Tabel 4.5	Uitgangspunten: Kencijfers opties ruimteverwarming en besparing appartementen 2030	53
Tabel 4.7	Uitgangspunten: Kencijfers opties voor warm tapwaterproductie in woningen 2030	59
Tabel 4.8	Uitgangspunten: Warmtevraag kantoren en tuinbouw periode 2000-2040 PJ <sub>th</sub> /j	63
Tabel 4.9	Uitgangspunten: Kencijfers opties verwarming en besparing grote kantoren 2030	65
Tabel 4.10	Uitgangspunten: Kencijfers opties voor verwarming tuinbouwkassen 2030	66
Tabel 4.11	Elektriciteitsgebruik in woningen naar toepassing 1990	70
Tabel 4.12	Elektriciteitsgebruik in woningen naar toepassing 2000	70
Tabel 4.13	Uitgangspunten: Vraag van elektriciteitsgebruikende apparaten, prognoses voor 2015 en 2030	70
Tabel 4.14	Uitgangspunten: kencijfers elektriciteitsbesparende apparaten woningen	73
Tabel 4.15	Uitgangspunten: Vraag van elektriciteitsgebruikende apparaten, prognoses voor 2015 en 2030	76
Tabel 4.16	Uitgangspunten: kencijfers elektriciteitsbesparende apparaten utiliteitsbouw	77
Tabel 5.1	Huidige transportbijdrage (%) aan CO <sub>2</sub> -emissie; wereldgemiddelde en situatie in Nederland	81
Tabel 5.2	Energiegebruik raffinaderijen	82
Tabel 5.3	Uitgangspunten: Persoonskilometerproductie Nederland naar vervoermiddel, realisatie 1990 en prognoses voor 2015 en 2030 (mld personen km/jaar)	84
Tabel 5.4	Uitgangspunten: Kencijfers personenauto-opties anno 2030	90
Tabel 5.5	Uitgangspunten: Vrachtvervoer in Nederland naar vervoermiddel, realisatie 1990 en prognoses voor 2015 en 2030(mld ton.km/jaar)	93
Tabel 5.6	Uitgangspunten: Kencijfers opties bussen 2030	96
Tabel 5.7	Uitgangspunten: Kencijfers opties vrachtauto's 2030	96
Tabel 5.8	Brandstofgebruik binnenschepen en internationale bunkering zeeschepen en vliegtuigen in Nederland 2000 en prognoses voor 2015 en 2030 (PJ/jaar)	99

Tabel 6.1	Uitgangspunten: Nuttige vraag naar stoom en proceswarmte, in grote en kleinere bedrijven, periode 2000-2040 (PJ <sub>th</sub> /j)	106
Tabel 6.2	Uitgangspunten: Kencijfers opties stoomvoorziening industrie 2030	110
Tabel 6.3	Uitgangspunten: Kencijfers opties proceswarmte voorziening industrie 2030	110
Tabel 6.4	Uitgangspunten: Elektriciteitsvraagprojectie industrie in Nederland 2000 en prognoses voor 2015 en 2030 (PJ <sub>e</sub> /jaar)	114
Tabel 6.5	Uitgangspunten: Energiegebruik als grondstof ('feedstocks') industrie in Nederland 2000 en prognoses voor 2015 en 2030 (PJ/jaar)	116
Tabel 7.1	Uitgangspunten: Kencijfers elektriciteitscentrales 2030	123
Tabel 7.2	Uitgangspunten: Kencijfers warmte- en elektrisch rendement stadsverwarmingseenheden, 2030	123
Tabel 7.3	Uitgangspunten: Kencijfers elektriciteitopwekking WKK 2030	126
Tabel 7.4	Uitgangspunten: Investeringskosten kerncentrales	130
Tabel 8.1	Uitgangspunten: Kencijfers elektriciteitsopwekking duurzame energie (zon, wind, water, import) 2030	141
Tabel 8.2	Uitgangspunten: kerncijfers warmte-opwekking uit geothermie 2030	143
Tabel 8.3	Uitgangspunten: Kencijfers energiegewassen Nederland 2030	148
Tabel 9.1	Uitgangspunten: Kencijfers elektriciteitscentrales met (en zonder) 90% CO <sub>2</sub> -afvang, 2030	159
Tabel 9.2	Theoretische CO <sub>2</sub> -opslagcapaciteit in Gasvelden in Nederland	160
Tabel 9.3	Uitgangspunten: Kencijfers methanolproduktietechnieken op basis van fossiele energiedragers en biomassa (stro), 2030	164
Tabel 9.4	Uitgangspunten: Kencijfers waterstofproduktietechnieken 2030	168
Tabel 10.1	Groepen van opties voor CO <sub>2</sub> -emissiereductie en voorbeelden van technieken	177
Tabel 10.2	CO <sub>2</sub> -belang technieken 2020-2040	183
Tabel 10.3	Kritische factoren bij implementatie energietechnologieën voor CO <sub>2</sub> -reductie	192
Tabel 10.4	Directe en indirecte CO <sub>2</sub> -emissies energiedragers (g/MJ, onderste verbrandingswaarde) Nederland 2000	197
Tabel 11.1	Marginale kosten van geselecteerde technische opties voor CO <sub>2</sub> -reductie	209
Tabel 11.2	CO <sub>2</sub> -reductie periode 2000-2040 bij regulerende versus bestemmingsheffing overeenkomend met 10 \$/bbl	215
Tabel 11.3	Synergie-effect simultane 85% NO <sub>x</sub> /SO <sub>2</sub> -reductie en 80% CO <sub>2</sub> -reductie	221

## LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1.1	Mondiale CO <sub>2</sub> -emissie projectie van IPCC-werkgroep-3 en reductie-aanbeveling volgens IPCC-werkgroep-1	24
Figuur 1.2	Nederlandse CO <sub>2</sub> -emissie: basisprojecties en verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	25
Figuur 2.1	Overzicht MARKAL-model	36
Figuur 2.2	Versimpeld overzicht hoofdstromen Nederlandse energievoorziening anno 2000	29
Figuur 2.3	Uitgangspunten: Brandstofprijspredicties in de scenario's DZ/K en GZ/K	34
Figuur 3.1	Brandstoffen primaire energievoorziening scenario's DZ/K en GZ/K basisberekening zonder CO <sub>2</sub> -reductiedoelstellingen	38
Figuur 3.2	Sectorale verdeling Nederlandse CO <sub>2</sub> -emissie in basisberekeningen zonder CO <sub>2</sub> -reductiedoelstellingen	38
Figuur 3.3	Sectorale verdeling Nederlandse CO <sub>2</sub> -emissie in basisberekeningen scenario DZ/K	39
Figuur 3.4	Sectorale verdeling Nederlandse CO <sub>2</sub> -emissie in basisberekeningen scenario GZ/K	39
Figuur 3.5	Verloop Nederlandse CO <sub>2</sub> -emissie in basisberekeningen, EMS vergeleken met KIS-studie	40
Figuur 3.6	Nederlandse CO <sub>2</sub> -emissie, basisberekeningen scenario's DZ/K en GZ/K, en toegepaste CO <sub>2</sub> -plafonds	41
Figuur 4.1	Overzicht verwarmingsopties nieuwbouwwoningen	53
Figuur 4.2	Overzicht verwarmingsopties bestaande individueel verwarmde woningen en appartementen	54
Figuur 4.3	Verloop ruimteverwarming woningen, scenario DZ periode 2000-2040	55
Figuur 4.4	Ruimteverwarming woningen, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	56
Figuur 4.5	Penetratie elektrische warmtepomp nieuwbouwwoningen, scenario GZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds, standaard en bij 20% lagere investeringskosten of 20% hoger rendement	57
Figuur 4.6	Overzicht opties warm tapwater voor woningen	60
Figuur 4.7	Ontwikkeling warm tapwater voorziening woningen, scenario DZ, periode 2000-2040	61
Figuur 4.8	Warm tapwater produktie in woningen, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	61
Figuur 4.9	Overzicht verwarmingsopties kantoren en tuinbouw	66
Figuur 4.10	Ontwikkeling verwarming kantoren en tuinbouw, scenario GK, periode 2000-2040	68
Figuur 4.11	Verwarming kantoren en tuinbouw, scenario GK 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	68
Figuur 4.12	Nuttige vraag naar verlichting bij huishoudens: scenario DZ, periode 2000-2040	74
Figuur 4.13	Nuttige vraag naar koelen en vriezen bij huishoudens: scenario DK, periode 2000-2040	74
Figuur 4.14	Nuttige vraag naar wassen en vaatwassen bij huishoudens: scenario GK, periode 2000-2040	75

Figuur 4.15	Verlichting bij kantoren, DK-scenario, periode 2000-2040, nuttige energievraag	78
Figuur 5.1	Opties van (alternatieve) brandstoffen in personenauto's	91
Figuur 5.3	Ontwikkeling personenauto's, scenario DZ, periode 2000-2040	92
Figuur 5.4	Personenauto, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	92
Figuur 5.5	Opties van (alternatieve) brandstoffen in bussen en vrachtauto's	97
Figuur 5.6	Ontwikkeling overig wegverkeer scenario DZ, periode 2000-2040, PJ nuttige vraag, naar optie	98
Figuur 5.7	Overig wegverkeer, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds, PJ nuttige vraag, naar optie	98
Figuur 5.8	Brandstofverbruik binnenschepen en vliegtuigen, scenario DK 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds, PJ/j	102
Figuur 6.1	CO <sub>2</sub> -emissie bij produktie van materialen in Nederland, en vanwege produktie ten behoeve van finaal materiaalgebruik in Nederland, 1988	103
Figuur 6.2	Nuttige warmtevraag Nederland 1989, naar temperatuurniveau	105
Figuur 6.3	Overzicht opties voor industriewarmte	109
Figuur 6.4	Ontwikkeling warmtevoorziening industrie, scenario GZ, periode 2000-2040	112
Figuur 6.5	Warmtevoorziening industrie, scenario GZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	112
Figuur 6.6	Industriële warmtekracht, naar warmteleverancier, scenario GZ, periode 2000-2040	113
Figuur 6.7	Industriële warmtekracht, naar warmteleverancier, scenario GZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	113
Figuur 6.8	Elektriciteitsbesparing industrie, scenario GZ en GK 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	115
Figuur 6.9	Illustratie actuele en potentiële CO <sub>2</sub> -emissies uit fossiele brandstoffen	117
Figuur 7.1	Ontwikkeling elektriciteitsproduktie, scenario DZ, periode 2000-2040	128
Figuur 7.2	Elektriciteitsproduktie, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	128
Figuur 7.3	Ontwikkeling elektriciteitsproduktie, scenario GK, periode 2000-2040	132
Figuur 7.4	Elektriciteitsproduktie, scenario GK 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	132
Figuur 7.5	Vermogen kerncentrales naar type, scenario GK 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	133
Figuur 7.6	Elektriciteitsbesparing en elektrificatie, verschillende opties, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	135
Figuur 7.7	Patroon van elektriciteitsvoorziening, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	136
Figuur 7.8	inzet elektriciteitsopslag, scenario DK 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	137
Figuur 8.1	Bijdrage duurzame bronnen aan primaire energievoorziening, scenario DK, periode 2000-2040	144



Figuur 8.2	Bijdrage duurzame bronnen aan primaire energievoorziening, scenario DK 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	145
Figuur 8.3	Opties voor energiegewassen	150
Figuur 8.4	Landgebruik voor energiegewassen, scenario DK, periode 2000-2040	151
Figuur 8.5	Landgebruik voor energiegewassen, scenario DK 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	152
Figuur 8.6	Landgebruik voor energiegewassen, scenario DK2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	153
Figuur 9.1	Overzicht CO <sub>2</sub> -afvangmogelijkheden	160
Figuur 9.2	Benutting CO <sub>2</sub> -opslagcapaciteit, scenario GZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	162
Figuur 9.3	Overzicht mogelijkheden methanolproductie	164
Figuur 9.4	Ontwikkeling methanolproductie, scenario DZ, periode 2000-2040	166
Figuur 9.5	Methanolproductie, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	166
Figuur 9.6	Overzicht mogelijkheden waterstofproductie en -gebruik	169
Figuur 9.7	Waterstofproductie, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	170
Figuur 9.8	Waterstofgebruik, scenario DZ 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	170
Figuur 10.1	Brandstoffen primaire energievoorziening scenario's DZ/K en GZ/K, 2030 bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	175
Figuur 10.2	Bijdrage van opties aan CO <sub>2</sub> -reductie in 2030	179
Figuur 10.3	Aandeel brandstoffen/energiedragers in woningverwarming, Nederland en West-Europa, periode 1955-1985	190
Figuur 10.4	Overzicht CO <sub>2</sub> -reductie scenariostudies, ECN-1991/1992	193
Figuur 10.5	Nederlandse CO <sub>2</sub> -emissie, basisberekeningen, toegepaste CO <sub>2</sub> -plafonds en maximaal bereikbare CO <sub>2</sub> -reductie	196
Figuur 11.1	Opbouw kosten van energiesysteem scenario DZ, periode 2000-2040	204
Figuur 11.2	Toename van kosten energievoorziening naar kostentype, scenario DZ periode 2000-2030, bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	205
Figuur 11.3	Marginale kosten in de tijd bij verschillende reductiepercentages in het DZ-scenario	206
Figuur 11.4	Marginale kosten voor vermindering van CO <sub>2</sub> -emissies in 2010, 2020, 2030 en 2040 in het GZ-scenario	207
Figuur 11.5	Marginale kosten in de tijd bij verschillende reductiepercentages	208
Figuur 11.6	Marginale kosten CO <sub>2</sub> -reductie, in 2010, 2020, 2030 en 2040	210
Figuur 11.7	Gemiddelde kosten CO <sub>2</sub> -reductie, periode 2000-2040	211
Figuur 11.8	CO <sub>2</sub> -emissie 2000-2040, basisberekening en berekening met hogere brandstofprijs naar rato van het C-gehalte (regulerende '10 \$/bbl' C-heffing)	213
Figuur 11.9	Indicatie omvang bestemmings CO <sub>2</sub> -heffing	214

Figuur 11.10	Schaduwprijs warmtevoorziening nieuwbouwwoningen, 2030, bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	217
Figuur 11.11	Schaduwprijs nuttige energie personenauto's, 2030, bij verschillende CO <sub>2</sub> -plafonds	218
Figuur 11.12	Emissies NO <sub>x</sub> en SO <sub>2</sub> : toegepaste plafonds en emissieverloop bij weglaten plafonds, periode 1990-2040	219

# 1. INLEIDING

De titel van dit rapport 'drastische CO<sub>2</sub>-reductie hoe is het mogelijk' is taakstellend bedoeld als een serieuze verkenning van de technische mogelijkheden voor vergaande vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies. De titel is geen uiting van verbazing en ongeloof omtrent ons vermogen het broeikasprobleem aan te pakken.

In dit rapport zijn de mogelijkheden van nieuwe energietechnieken voor vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies in Nederland bekeken, in onderlinge samenhang tegen zo laag mogelijke kosten op lange termijn. Daarbij is gebruik gemaakt van scenarioberekeningen met een optimalisatiemodel van de Nederlandse energiehuishouding.

Bij verbranding van fossiele brandstoffen zijn er emissies van luchtvervuilende stoffen. Bij een volledig schone verbranding bestaat de emissie uitsluitend uit water en CO<sub>2</sub> (kooldioxide). CO<sub>2</sub> is een kleurloos, reukloos, niet-giftig gas dat echter bijdraagt aan het broeikas-effect: een dreigend wereldmilieuprobleem op lange termijn. Wereldwijd stijgen de CO<sub>2</sub>-emissies door het toenemend energieverbruik. Daardoor neemt de hoeveelheid CO<sub>2</sub> in de atmosfeer toe, waardoor het op aarde langzamerhand warmer kan worden.

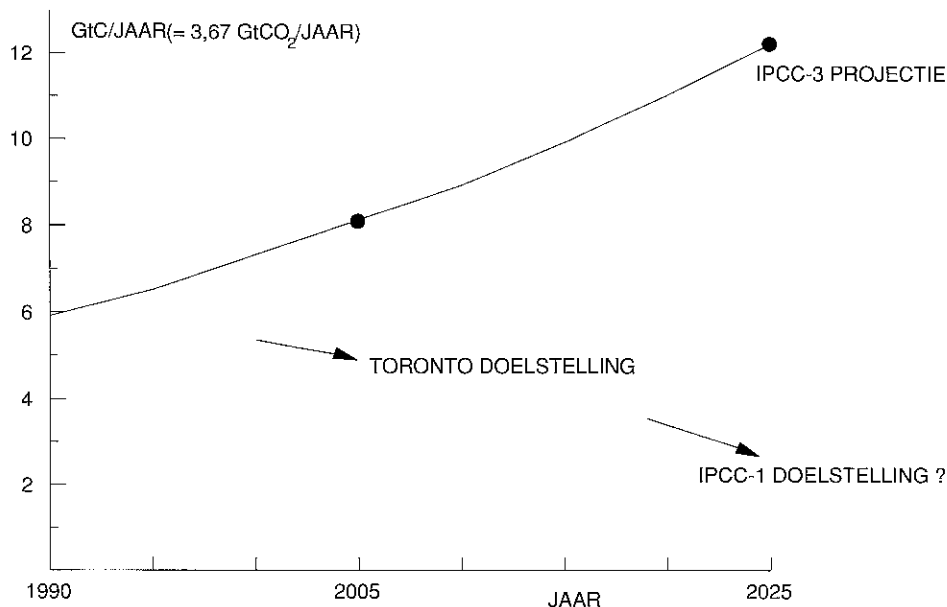
Het Nederlandse beleid [1] is gericht op vermindering van de CO<sub>2</sub>-emissie met 3 tot 5% in het jaar 2000 t.o.v. 1989/1990. Voor het wegverkeer is de doelstelling stabilisatie van de CO<sub>2</sub>-emissie in 2000 en vermindering met 10% in het jaar 2010 ten opzichte van 1986. Voor de periode ná het jaar 2000 zijn verder nog geen officiële doelstellingen vastgelegd.

Vanuit milieu-optiek kan een verdergaande vermindering nodig zijn. De 'Science' werkgroep van het IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) stelt dat op lange termijn de mondiale CO<sub>2</sub>-emissie zou moeten verminderen met 60% ten opzichte van het huidige niveau van 6 GtC/j, om de atmosferische CO<sub>2</sub>-concentratie te stabiliseren [2]. Voor dergelijke drastische reducties van de CO<sub>2</sub>-emissie zijn ingrijpende veranderingen in de energiehuishouding nodig. Op korte termijn is vooral energiebesparing belangrijk: minder fossiele brandstoffen gebruiken leidt tot CO<sub>2</sub>-reductie.

Bij voortzetting van het huidige beleid verwacht de 'Response Strategies' werkgroep van IPCC een verdubbeling van de wereldwijde jaarlijkse CO<sub>2</sub>-emissie, van 6 GtC in 1990 naar 12 GtC in het jaar 2025, vanwege de groeiende wereldbevolking en toenemende levensstandaard (zie figuur 1.1). Om stabilisatie van de atmosferische CO<sub>2</sub>-concentratie te bereiken zou volgens de 'Science' werkgroep van IPCC in 2025 dus tenminste 80% CO<sub>2</sub>-reductie nodig zijn. Energiebesparing alleen lijkt niet voldoende om dat te bereiken.

Men kan vraagtekens zetten bij dit soort prognoses en aanbevelingen. Er zijn nog vele wetenschappelijke onzekerheden omtrent de ernst van het broeikas-effect. Het kan echter toch al zinvol zijn de CO<sub>2</sub>-emissies te reduceren. De vermindering van de emissies gaat immers samen met de vermindering van de risico's. De inspanning voor CO<sub>2</sub>-reductie kan men misschien het best beschouwen als voorzorgsmaatregel tegen nadelige gevolgen van het broei-

kaseffect. De aanbevelingen van de 'Science' werkgroep van het IPCC zijn in ieder geval (nog) niet omgezet in vergaande (inter)nationale doelstellingen voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie.



Figuur 1.1 *Mondiale CO<sub>2</sub>-emissie projectie van IPCC-werkgroep 3 (tevens IPCC-werkgroep 1 reference 1991 scenario) en reductie-aanbeveling volgens IPCC-werkgroep 1*

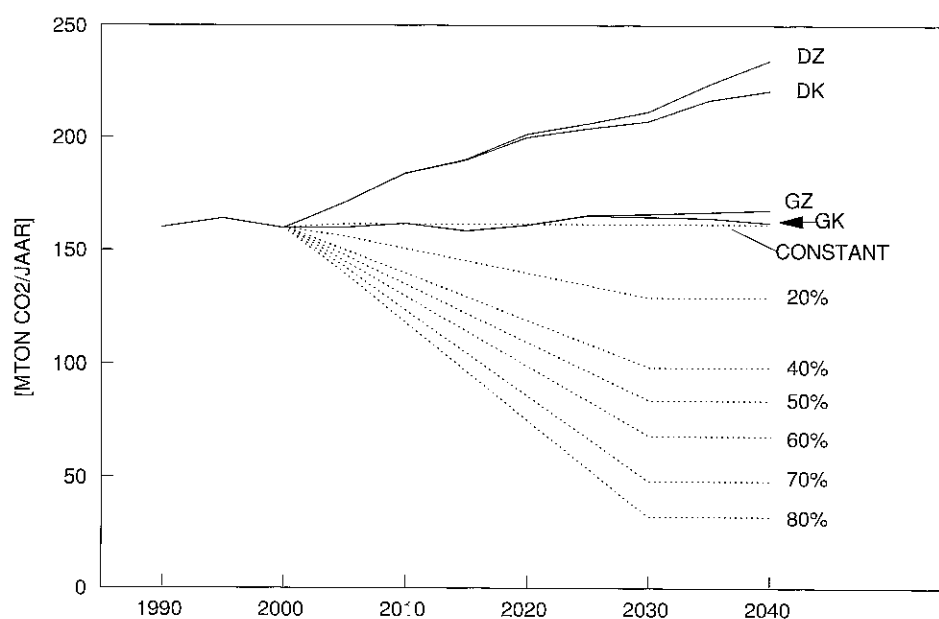
In de nota Klimaatverandering [1] is de haalbaarheid voor Nederland onderzocht van de 'Toronto'-doelstelling: een reductie van de wereldwijde CO<sub>2</sub>-emissie met 20% in 2005 t.o.v. 1988 [33]; en is meer algemeen voor de decennia na 2000 voor de geïndustrialiseerde landen een reductietempo van 1 à 2% per jaar gesuggereerd. Daarbij spelen zaken een rol als economische groei, verdeling van fossiele brandstofvoorraden, veranderend klimaat, industriële structuur, bevolkingsomvang, historisch bereikte CO<sub>2</sub>-reductie, de mogelijkheden van nieuwe energietechnologie, kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie, de verdeling van die kosten tussen sectoren en landen onderling, etc.

Men moet hier niet vergeten dat het broeikaseffect een wereldprobleem is, waarbij het aandeel van Nederland in de huidige mondiale CO<sub>2</sub>-emissie minder dan 1% bedraagt. Daarbij komt dat omstreeks de helft van het broeikaseffect wordt veroorzaakt door andere (niet-CO<sub>2</sub>) broeikasgassen, zoals methaan, koolmonoxide, lachgas, CFK's etc. In de nota Klimaatverandering is gesteld dat Nederland een redelijke bijdrage zal leveren aan het binnen 100 jaar stabiliseren van de concentratie van broeikasgassen in de atmosfeer op een niveau ruim beneden de pre-industriële concentraties. Of en hoe dat precies in doelstellingen voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie zal uitwerken is nog onduidelijk. Verschil van mening over kosten en baten van strategieën voor CO<sub>2</sub>-reductie spelen hierbij een rol [46].

Vanwege de onduidelijkheden in het beleid ten aanzien van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie na 2000 wordt in de EMS-studie gerekend met *verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*, variërend van stabilisatie tot 80% reductie van de Nederlandse emissie in de periode 2000 tot 2030/2040. Daarbij ligt de nadruk op de mogelijke inzet van (nieuwe) energietechnologie voor CO<sub>2</sub>-reductie in onder-

linge samenhang tegen zo laag mogelijke kosten. Voor de berekeningen is een verfijnd model van de toekomstige Nederlandse energiehuishouding gebruikt met een breed scala van energietechnieken.

Een model is geen orakel. In dit rapport is getracht een transparante beschrijving te geven. In een zestal hoofdstukken worden per (sub)sector en per optie de relevante technieken voor CO<sub>2</sub>-reductie besproken. Technisch economische uitgangspunten worden hier steeds in combinatie met de berekeningsresultaten gepresenteerd om zo de interpretatie te vergemakkelijken. De 6 hoofdstukken (4. gebouwde omgeving, 5. transport, 6. industrie, 7. elektriciteit, 8. duurzame energie en 9. CO<sub>2</sub>-verwijdering, methanol en waterstof) zijn zodoende voor specialisten afzonderlijk leesbaar. Deze energietechnologische hoofdstukken worden voorafgegaan door beschrijvingen van de methodiek van de studie (2) en van de basisberekening zonder CO<sub>2</sub>-reductie (3). Daarna volgen hoofdstukken waarin de berekeningsresultaten meer algemeen zijn samengevat in termen van brandstofmix en bijdrage van opties en technieken (10) en kosten (11) van CO<sub>2</sub>-reductie. Een afsluitend hoofdstuk (12) geeft conclusies en aanbevelingen.



Figuur 1.2 Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie: basisprojecties en verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



## 2. METHODIEK EN SCENARIO-UITGANGSPUNTEN

Bij het becijferen van de milieu- en/of energievoordelen van een (nieuwe) energietechnologie, vergelijkt men vaak met de bestaande (referentie) situatie van de huidige energiehuishouding. Zo'n vergelijking kan zinvolle informatie opleveren, bijvoorbeeld wanneer het om energiebesparing of rookgasreiniging gaat. Bij toekomstverkenningen is echter een probleem dat de referentiesituatie, de toekomstige energiehuishouding, niet vaststaat. Met name bij drastische CO<sub>2</sub>-reductie zijn ingrijpende veranderingen in de energiehuishouding te verwachten, waardoor het CO<sub>2</sub>-reductievermogen van een individuele technische optie groter of kleiner kan worden, of zelfs van teken kan veranderen. Daarom is een systematische analyse van CO<sub>2</sub> reducerende opties in *onderlinge samenhang* nodig.

De onderlinge samenhang van CO<sub>2</sub> reducerende opties wordt in de EMS-studie onderzocht met behulp van een optimalisatiemodel (IEA/MARKAL) van de Nederlandse energiehuishouding periode 2000-2040 met verschillende reductiedoelstellingen (plafonds) voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie (tot 80% reductie aan toe, zie figuur 1.2). In het model zijn technisch-economische kencijfers (investeringen, onderhoud, levensduur, energetisch rendement, marktpotentieel) opgenomen van een 400-tal energietechnieken. Het model optimaliseert naar laagste kosten van de nationale energiehuishouding en berekent de marginale kosten van emissiereductie bij verschillende CO<sub>2</sub> plafonds. Een versimpeld overzicht van het model is te zien in figuur 2.1. Door de CO<sub>2</sub>-emissiecoëfficiënten op een beperkt aantal plaatsen in het model toe te voegen (aan de import en winning van fossiele brandstoffen en aan de export van koolstofhoudende energiedragers) is de kans op fouten gering; het verschil tussen import + winning en export is de CO<sub>2</sub>-emissie van het beschouwde systeem.

Sommige fossiele brandstoffen worden niet geoxideerd tot CO<sub>2</sub>, maar vastgelegd in koolstofhoudende materialen, zoals kunststoffen. Deze zijn gekarakteriseerd met een negatieve CO<sub>2</sub>-emissiecoëfficiënt. Aan de andere kant moeten de CO<sub>2</sub>-emissies bij verbranding van fossiel-koolstofhoudende materialen, bijvoorbeeld in afvalverbrandingsinstallaties, meegeteld worden. Deze berekeningsmethode van 'actuele' CO<sub>2</sub>-emissies maakt niet alleen een nauwkeuriger vaststelling van de werkelijk optredende CO<sub>2</sub>-emissie mogelijk (een belangrijk gegeven bij het voorspellen van toekomstige CO<sub>2</sub>-concentraties in de atmosfeer), maar geeft bovendien kwantitatief inzicht in de mogelijkheden van afvalbeleid voor CO<sub>2</sub>-reductie. De volgende stap: het toevoegen van materiaalstromen aan het model, zal overigens in een volgend EMS-rapport aan de orde komen.

Tussen de vraagstellingen van de Nationale Energie Verkenningen (NEV) en de energie- en materialen scenario's (EMS) bestaan belangrijke verschillen in zichtperiode en methodologie. De NEV schetst beelden van de Nederlandse energievoorziening die passen bij mogelijke sociaal-economische scenario's voor de periode 1990-2015 [6]. Penetratie van (nieuwe) technieken vindt plaats op basis van de voor doelgroepen gebruikelijke economische criteria. Beleidsinstrumenten zijn vaak impliciet in de scenario's aanwezig (bijvoor-

beeld door brandstofheffingen). EMS richt zich primair op een integrale evaluatie van technische mogelijkheden om de emissies van CO<sub>2</sub> en andere broeikasgassen te verminderen in de periode 2000-2040. De berekeningswijze voor EMS is te vergelijken met een minimalisatie op nationale schaal van de netto contante waarde van het energiesysteem over een bepaalde periode. Dit wordt gedaan zonder inachtneming van de verdeling van de kosten over de diverse betrokken partijen. Zowel voor de NEV als voor EMS worden computermodellen gebruikt. Bij EMS staat het gebruik van een model centraal; bij de NEV is het model meer een hulpmiddel.

Het model optimaliseert het energiesysteem voor de periode 2000-2040 simultaan in 9 stappen van 5 jaar. Deze dynamische optimalisatie komt tot stand met een alwetende vooruitziende blik ('perfect foresight'): het model 'weet' in een eerdere periode (bijvoorbeeld 2010) al wat er in een latere periode (bijvoorbeeld 2030) gaat gebeuren en kan daar dus van tevoren reeds rekening mee houden. Dit volmaakte anticipatievermogen is een gesimplificeerde afspiegeling van het beleidsvormingsproces op energie- en milieugebied (beleidmakers worden geacht 'de toekomst te kennen'). Het model stelt een, over de gehele zichtperiode 2000-2040 gezien, optimale mix van energietechnologieën en brandstoffen samen om tegen zo laag mogelijke kosten aan de nuttige vraag te voldoen, gegeven de externe omstandigheden van brandstofprijzontwikkeling, beschikbaarheid van energietechnieken, milieuplafonds, etc.

Voor de projecties van de nuttige energievraag is uitgegaan van de wereld scenario's DG, BS en GO ontwikkeld bij ECN-Beleidsstudies in 1987 [4]. Vanuit CO<sub>2</sub>-optiek is bij deze scenario's de vraag van belang of de geschetste wereldontwikkeling een mondiale inspanning voor CO<sub>2</sub>-reductie mogelijk maakt. In het BS-scenario ('Blokvorming en Sturing') lijkt dit vanwege de internationale context van verdeling in machtsblokken het minst waarschijnlijk. Daarentegen zou binnen de scenario's DG ('Dynamiek en Groei') en GO ('Gedeelde Ontwikkeling'), met de internationale context van kosmopolisme (DG) respectievelijk solidariteit (GO), een mondiale consensus over de noodzakelijke nationale CO<sub>2</sub>-reductie-inspanningen tot de mogelijkheden kunnen behoren. Deze scenario's zijn in de EMS-studie eerder, als 'TREND' (DG) en 'GREEN' (GO), doorgerekend met variabel CO<sub>2</sub>-plafond voor de periode 1980-2020 [5]. In de Koleninzetstudie zijn daarna vraagprojecties gemaakt voor dezelfde scenario's DG en GO, nu omgedoopt in 'Doorgaande Groei' en 'Geleidelijke Ombuiging' voor de periode 2000-2040 [3]. Voor de berekeningen in dit rapport zijn deze vraag-projecties weer iets gewijzigd vanwege de recente bevolkingsprojecties (17 miljoen inwoners in 2030) en in het licht van het huidige beleid gericht op het jaar 2000, inclusief de convenanten omtrent 20% verbetering van de energie-efficiency in de industrie. Momenteel zijn weer nieuwe scenario's voor 2010 en 2015 in ontwikkeling voor het komende nationaal milieubeleidsplan ('NMP-2'). Voor een vergelijking met de scenario's in [6] wordt verwezen naar [7].

De technisch economische parameters (kosten, rendement, relatief marktpotentieel) van energietechnieken zijn in beide scenario's DG en GO gelijk. Met andere woorden de techniek-ontwikkeling is exogeen verondersteld.

Een probleem is er met kernenergie. Het is duidelijk dat kerncentrales vanwege het ontbreken van (directe) CO<sub>2</sub>-emissies een belangrijke rol kunnen



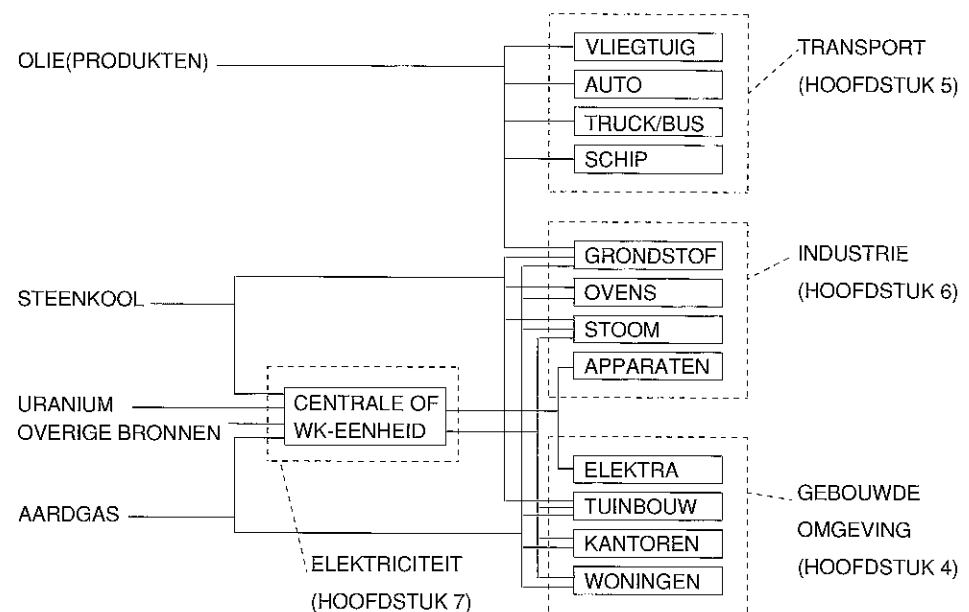
spelen bij CO<sub>2</sub>-reductie. In Nederland zijn besluiten over nieuwbouw van kerncentrales tot nader order uitgesteld. In dit rapport zijn voor ieder scenario twee varianten doorgerekend: met en zonder nieuwe kerncentrales.

Tabel 2.1 *Scenariovarianten in dit rapport*

	Zonder kernenergie	Met kernenergie
DG-scenario	DZ	DK
GO-scenario	GZ	GK

Verskil tussen de scenario's komt vooral tot uiting in de vraagprojecties voor de transportsector en de industrie. De verschillen zijn o.a.:

Groei wereldhandel	groter in DZ/K
Economische groei W-Europa/NL	groter in DZ/K
Exportoriëntatie	groter in DZ/K
Materiële consumptie	groter in DZ/K
Aandeel dienstensector	groter in GZ/K
Omvang materialenproductie	groter in DZ/K
Mate van recycling	groter in GZ/K
Automobiliteit	groter in DZ/K
Aandeel openbaar vervoer	groter in GZ/K



Figuur 2.2 *Versimpeld overzicht hoofdstromen Nederlandse energievoorziening anno 2000*

Economische groei is dus geen uitgangspunt bij de scenarioprojectie, maar kan wel uit de projecties voor industrie en transport worden ingeschat. De economische groei (groei BNP) in scenario DZ/K gedurende de 4 decennia tussen 2000-2040 bedraagt achtereenvolgens 2,2; 2,0; 1,7; 1,5%/jaar. In scenario GZ/K komen de groeicijfers uit op achtereenvolgens 1,6; 1,4; 1,3; 1,2%/jaar. De geprojecteerde ontwikkeling van de nuttige energievraag in de verschillende sectoren is weergegeven in tabel 2.2.

Tabel 2.2 *Uitgangspunten: Geprojecteerde nuttige energievraag in de scenario's DZ/K en GZ/K*

Vraagcategorie	2000	DZ/K 2015	GZ/K 2015	DZ/K 2030	GZ/K 2030	
Ruimteverwarming woningen	202	214	206	205	188	PJ <sub>th</sub> /j
Warm tapwater woningen	36	43	44	49	44	PJ <sub>th</sub> /j
Voedselbereiding	26	29	28	30	29	PJ <sub>th</sub> /j
Verwarming kantoren	239	278	279	298	296	PJ <sub>th</sub> /j
Verwarming tuinbouw	119	117	98	116	76	PJ <sub>th</sub> /j
Elektriciteit woningen	65	§4.5	§4.5	§4.5	§4.5	PJ <sub>e</sub> /j
Elektriciteit kantoren	81	§4.6	§4.6	§4.6	§4.6	PJ <sub>e</sub> /j
Personenauto's	40	48	37	55	33	PJ <sub>r</sub> /j
Vrachtauto's/bussen	23	29	24	35	27	PJ <sub>r</sub> /j
Trein	8	9	11	11	15	PJ <sub>e</sub> /j
Mobiele werktuigen	3	3	3	3	3	PJ <sub>r</sub> /j
Vliegtuigen	105	150	123	180	130	PJ/j
Binnenschepen	19	18	19	20	20	PJ/j
Zeeschepen	295	395	355	470	380	PJ/j
Industrie stoom	236	288	242	320	231	PJ <sub>th</sub> /j
Industrie proceswarmte	278	335	273	357	253	PJ <sub>th</sub> /j
Industrie elektriciteit	116	205	152	245	167	PJ <sub>e</sub> /j
Feedstocks	505	663	473	752	400	PJ/j

Het model optimaliseert naar zo laag mogelijke systeemkosten om aan de nuttige vraag te voldoen, rekening houdend met opgelegde inperkingen, bijvoorbeeld ten aanzien van het bouwtempo van centrales, de penetratiesnelheid van nieuwe energietechnologieën, het bestaande park van energietechnieken, maximaal toelaatbare emissies van luchtverontreinigende stoffen (emissieplafonds), etc. Figuur 2.2 geeft een versimpeld beeld van de hoofdstromen van de Nederlandse energievoorziening rond 2000.

De totale energiesysteemkosten bestaan uit:

- techniekkosten (investeringen, onderhoud, afschrijving);
- brandstofkosten (importprijzen van kolen, olie, gas, uranium, etc.);
- afleveringskosten voor energie (gasnet, elektriciteitsnet, distributie van warmte of transportbrandstoffen, aanvoer en opslagkosten van steenkool).

Bij de techniekkosten is van belang dat het aantal mogelijke (nieuwe) energietechnieken in het model is uitgebreid, en dat de modellering van de gebouwde omgeving is verfijnd, met het oog op de mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-reductie na 2020. Kosten en energetisch omzettingrendement van toekomstige energietechnieken zijn met onzekerheden omkleed. Wanneer de voorziene toekomstige techniek is opgebouwd uit nu reeds bestaande industriële toepassingen (voorbeeld: waterstofproductie) zijn de onzekerheden over kosten en rendementen kleiner, dan wanneer voor een voorziene toekomstige techniek nog doorbraken nodig zijn (voorbeelden: elektrische auto's of brandstofcellen). Het is van belang de aannames en onzekerheden bij de compilatie van (nieuwe) energietechnologieën zichtbaar te maken. Door de noodzaak in het model bij de invulling per techniek één getal te geven voor kosten en rendement, wordt maar al te vaak een schijnnaauwkeurigheid gewekt die een eigen leven kan gaan leiden. Daarom is een ook door anderen te begrijpen onderbouwing noodzakelijk. Daarbij komt dat het voor EMS gebruikte model de mogelijkheid biedt op eenvoudige wijze veranderingen in kosten en/of rendementen van energietechnieken aan te brengen. Zodoende kan men de gevoeligheid van het berekeningsresultaat voor de gebruikte aannames testen. Echter, om misverstanden te voorkomen, dat maakt tegelijkertijd het belang van een onderbouwde set basisuitgangspunten alleen maar groter.

Voor de onderbouwing van de kosten, rendementen en marktintroductiemogelijkheden zijn in EMS aparte deelstudies uitgevoerd voor:

- centrale fossiel gestookte elektriciteitsopwekking en/of productie van synthetische brandstoffen, eventueel in combinatie met CO<sub>2</sub>-verwijdering [8];
- technieken voor energiediensten (verwarming, verlichting, koeling, etc.) in de gebouwde omgeving [9];
- nieuwe elektriciteitstoepassingen in industrie en voor woningverwarming [10,11];
- waterstofgebruikstechnieken [12];
- productie en gebruik van biomassa voor energiedoelinden [13].

Kosten, rendementen en marktintroductiemogelijkheden van alternatieve brandstoffen in het wegverkeer, nieuwe kolentechnieken, brandstofcellen, warmtepompen, duurzame bronnen en emissiebestrijdingstechnieken voor NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub> zijn in eerdere studies onderbouwd [3,5,14,15].

Dit rapport bespreekt vooral resultaten voor het jaar 2030. Deze zichtperiode ligt dermate ver weg dat de huidige energie-infrastructuur goeddeels is afgeschreven en vervanging door nieuwe technologie mogelijk is. Aan de andere kant ligt het jaar 2030 nog voldoende dichtbij om de beoordeling vanuit de huidige kennis en vooruitzichten voor nieuwe energietechnologie niet bij voorbaat onzinnig te maken.

De kosten- en rendementsparameters anno 2030 hebben betrekking op uitontwikkelde technologie, waarvan de apparaten in massa en/of routinematig geproduceerd worden, zoals thans met bijvoorbeeld HR-ketels, benzineauto's en poederkoolcentrales het geval is. Met kinderziekten en ontwikkelingskosten is dus geen rekening gehouden. Voor nieuwe technologie anno 2030 zullen de aangenomen kosten veelal lager, en de rendementen hoger, zijn, vergeleken met de huidige prestaties van de betreffende technologie (zo zulke prestaties al bekend zijn). Het model biedt de mogelijkheid het mogelijk eerste introductietijdstip van een technologie te variëren, en de kosten- en rendementsprestaties in de loop der tijd te laten verbeteren. Voor tussentijdse jaargangen, bijvoorbeeld 2015, is dan in veel gevallen geïnterpoleerd tussen de prestaties van de eerste generatie in 2000 en het uiteindelijk technisch mogelijk geachte in 2030. Na 2030 zijn geen technologische verbeteringen verondersteld.

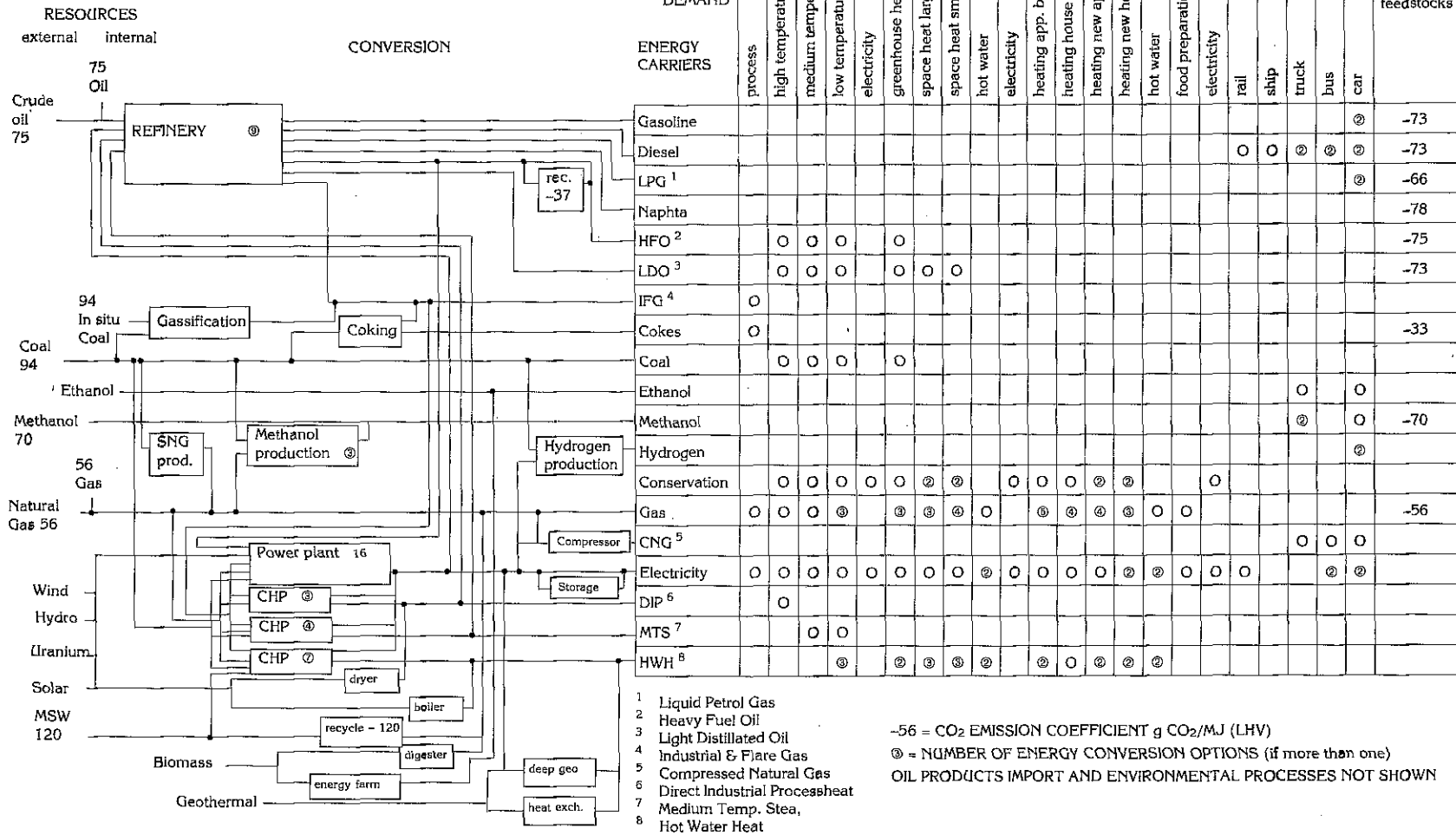
De scenarioberekeningen zijn gebaseerd op 'all-out' concurrentie tussen een groot aantal technieken, waarvan een belangrijk deel zich nu nog bevindt in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie. Om te voorkomen dat de resultaten van berekeningen teveel los komen te staan van de realiteit, is een selectie gemaakt uit een nog groter aantal potentiële opties. Deze selectie is bedoeld om die technieken te reserveren waarvan toepassing op lange termijn goed denkbaar is, althans vanuit een optimistische visie op de technologische ontwikkeling. Sommige opties voldoen niet of nauwelijks aan dit criterium. Het gaat daarbij o.a. om kernfusie en supergeleiding. Deze technieken zijn nog zo ver verwijderd van toepassing dat berekeningen van 'all-out' concurrentie met verder ontwikkelde of gedemonstreerde opties een erg speculatief karakter zou hebben of de tijdshorizon van de berekeningen (2030/2040) zou overschrijden. Aan de hand van een aantal voorbeelden zal globaal worden toegelicht waarom sommige technieken wel en andere niet zijn gemodelleerd.

Bij grootschalige elektriciteitsopwekking (hoofdstuk 7) is rekening gehouden met de toepassing van twee typen kernsplijtingsreactoren, die in het ene type scenario wel zijn toegestaan, maar in het andere type scenario niet. Deze reactortypen zijn een lichtwaterreactor van de 2<sup>e</sup> of 3<sup>e</sup> generatie (ook wel aangeduid met een predicaat 'inherent veilig') en de Hoge Temperatuur Gasgekoelde Reactor (HTGR). Voor beide reactortypen geldt dat toepassing rond 2010 kan worden verwacht. De HTGR is te gebruiken voor industriële warmte/kracht-opwekking, voor stadsverwarming of eventueel voor waterstofproductie. Buiten beschouwing bleven de natriumgekoelde snelle kweekreactor en kernfusie. Voor beide technieken geldt dat het introductietijdstip en de kosten dermate onzeker zijn dat deze technieken buiten het gekozen referentiekader vallen.

Bij duurzame energie is rekening gehouden met de mogelijkheden van in Nederland van zonnewarmte, aardwarmte, biogas, energiegewassen, zonnecellen, windturbines op land en op zee. Ook import van met waterkracht (Noorwegen) of zonnecellen (Sahara) geproduceerde elektriciteit of waterstof zijn als optie meegenomen. In de zichtperiode tot 2030 is voor Nederland nog geen rekening gehouden met andere mogelijkheden zoals elektriciteit uit de zoutgradiënt in de Rijnmond, zonnecellsatellieten met equatoriale receptorstations, gebruik van temperatuurverschillen in de oceaan.

GENERAL MARKAL STRUCTURE

Netherlands Energy System CO<sub>2</sub>-scenarios 1980-2020



- 1 Liquid Petrol Gas
- 2 Heavy Fuel Oil
- 3 Light Distillated Oil
- 4 Industrial & Flare Gas
- 5 Compressed Natural Gas
- 6 Direct Industrial Processheat
- 7 Medium Temp. Stea,
- 8 Hot Water Heat

-56 = CO<sub>2</sub> EMISSION COEFFICIENT g CO<sub>2</sub>/MJ (LHV)  
 ③ = NUMBER OF ENERGY CONVERSION OPTIONS (if more than one)  
 OIL PRODUCTS IMPORT AND ENVIRONMENTAL PROCESSES NOT SHOWN

CHP = Combined Heat and Power MSW = Municipal Solid Waste SNG = Synthetic Natural Gas

Figuur 2.1 Overzicht MARKAL-model (materiaalproductie nog niet ingevuld)

Wat betreft grootschalige elektriciteitsopwekking met kolen is een drietal technieken gemodelleerd. In de eerste plaats betreft dit de poederkoolcentrale, die door aftappen van stoom is in te zetten voor stadsverwarming. In de tweede plaats is rekening gehouden met de commerciële introductie van kolenvergassing geïntegreerd met een STEG (KV-STEG). Deze kan eveneens worden gebruikt voor stadsverwarming. Ook is een variant opgenomen van gecombineerde productie van elektriciteit en methanol op basis van kolenvergassing. De derde optie is kolenvergassing geïntegreerd met een hoge-temperatuur brandstofcel (KV-MCFC). Bij KV-STEG en KV-MCFC is ook rekening gehouden met de mogelijkheid van CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag. Buiten beschouwing bleven wervelbedverbranding onder druk (PFBC), kolengestookte MHD (magnetohydrodynamische opwekking) en poederkoolverbranding onder druk. Deze opties zijn qua rendement, kosten en ontwikkelingsstadium vergelijkbaar met KV-STEG en KV-MCFC, maar maken minder kans op toepassing in Nederland [3].

Voor industriële en kleinschalige warmte/kracht-opwekking (gebouwde omgeving, glastuinbouw), zijn diverse technieken gemodelleerd. Bij de industriële markt zijn het de gasturbine-afgassenketelcombinatie, de STEG, kolengestookte wervelbedketel met tegendrukturbine en een hoge-temperatuur brandstofcel op aardgas, kolengas of waterstof. Voor kleinschalige WK gaat het om een gasmotorinstallatie of een hoge-temperatuur brandstofcel op aardgas of waterstof. Geen rekening is gehouden met vergassing van residuolie geïntegreerd met een STEG, met kleinschalige WK op basis van een dieselmotor of met kleine gasturbines. De markt voor oliigestookte warmte/kracht-opties is beperkt in vergelijking met aardgasgestookte alternatieven. Van de nieuwe gasturbines was nog te weinig bekend op het moment dat de scenario-berekeningen werden uitgevoerd.

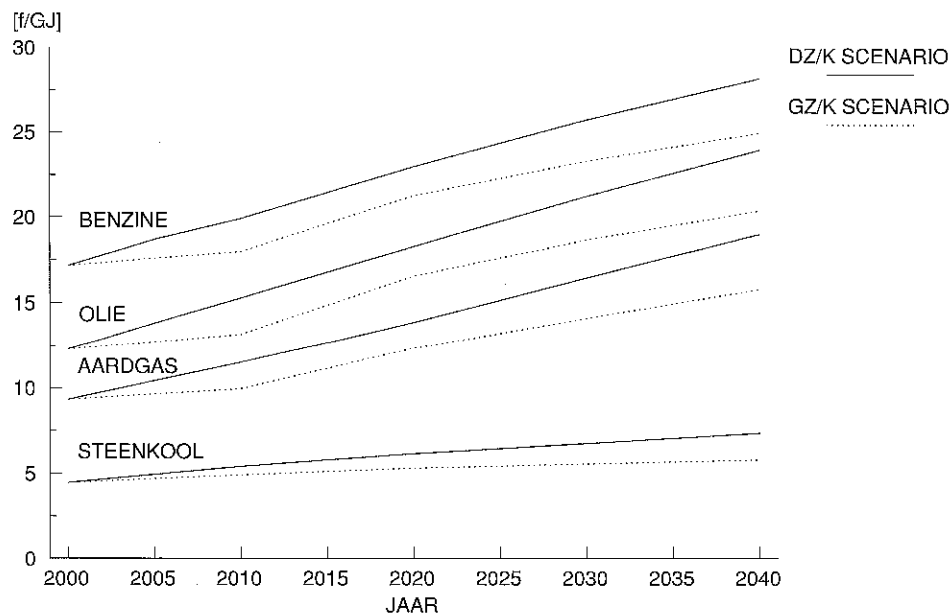
Voor de gebouwde omgeving - woningen en kantoren (hoofdstuk 4) - is rekening gehouden met een groot aantal technieken, zoals verbeterde warmte-isolatie, diverse soorten isolerende beglazing, hoogrendementsketel, warmteterugwinning uit ventilatielucht, diverse typen warmtepompen, WK-installaties, stadsverwarming en gebruik van zonne-energie voor warm tap water bereiding en verwarming. Deze grote verzameling van technieken is soms teruggebracht tot een aantal pakketten om een onoverzichtelijke detaillering van het model te voorkomen. Voor nieuwe woningen zijn enkele technieken buiten beschouwing laten, bijvoorbeeld de zogenoemde nul-energie woning. Dit is een woning die zo goed is geïsoleerd dat de warmte- en elektriciteitsbehoefte geheel kan worden gedekt met gebruik van zonnewarmte en/of met elektriciteit van zonnecellen. Een nul-energie woning is technisch realiseerbaar, maar volgens de huidige inschattingen te duur, zelfs bij aanzienlijk hogere energieprijzen. Wel is rekening gehouden met de afzonderlijke opties zeer goed geïsoleerde woningen (met gasverwarming of elektrische warmtepomp) aan de ene kant, en aan de andere kant in daken van woningen geïntegreerde zonnecellen voor elektriciteitsopwekking.

Voor de transportsector (hoofdstuk 5) personenauto's, vrachtwagens, bussen, overig wegverkeer, schepen, vliegtuigen, zijn een groot aantal alternatieve brandstoffen en technieken bekeken. Er is echter geen subopdeling in grootteklassen, cilinderinhoud en jaarkilometrage gemaakt.

Het model optimaliseert naar minimale kosten van de gehele nationale energiehuishouding (minimale systeemkosten), simultaan in 9 stappen van 5 jaar elk, met een interne discontovoet van 5%/jaar. Alle prijzen in dit rapport zijn in gulden-1990, exclusief BTW, tenzij anders vermeld. Alle energetische rendementen gelden op onderste verbrandingswaarde (stookwaarde) van de desbetreffende brandstof.

Een belangrijk uitgangspunt is de verwachte ontwikkeling van de prijzen van primaire energiedragers (kolen, olie, gas, etc.). De brandstofprijspredicties voor fossiele brandstoffen zijn weergegeven in figuur 2.3. Door de lagere en minder energie-intensieve ontwikkeling in het GO-scenario blijft de brandstofprijzontwikkeling iets achter bij het DG-scenario.

De gasprijs in figuur 2.3 geldt voor het aardgas dat in de basissituatie, zonder CO<sub>2</sub>-reductie, zou worden gebruikt. De toekomstige aardgasprijs in Europa houdt mogelijk verband met CO<sub>2</sub>-reductie, omdat veel Europese landen bij eventueel verdergaand CO<sub>2</sub>-reductiebeleid naar verwachting meer aardgas zullen gaan inzetten ter vervanging van steenkool. Een hogere vraag naar gas kan de prijs doen toenemen. Voor meer gebruik van gas ten opzichte van de basissituatie is daarom een hogere prijs gehanteerd in twee 'schijven': eerst een 10% hogere gasprijs voor de eerste 10% toename van de gasvraag (overeenkomend met 150 à 200 PJ/j), en een tweede schijf met een 25% hogere prijs waarvoor ongelimiteerd aardgas verkrijgbaar is.



Figuur 2.3 *Uitgangspunten: Brandstofprijspredicties in de scenario's DZ/K en GZ/K*

Naast de prijzen van primaire energiedragers (figuur 2.3) zijn de afleveringskosten van energie naar de gebruikers in Nederland van belang. De afleveringskosten van elektriciteit hebben betrekking op het elektriciteitsnet, waarbij de distributiekosten voor kleinverbruikers hoger zijn dan voor grotere gebruikers. De afleveringskosten bij aardgas zijn een afspiegeling van de verschillen in de huidige tariefstelling, waarbij de tarieven voor kleinverbruikers hoger zijn dan voor grotere gebruikers. Daarnaast is de distributie van vloeibare motorbrandstoffen van belang. Voor nieuwe energiedragers, zoals

methanol of waterstof kunnen andere afleveringskosten gelden. Veelal zullen deze hoger zijn dan voor de vervangen bestaande energiedragers omdat aanleg van nieuwe infrastructuur, of ingrijpende aanpassingen van bestaande infrastructuur, nodig kan zijn.

Voor wat betreft de emissie van luchtvervuilende stoffen  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  uit stationaire en  $\text{NO}_x$  uit mobiele bronnen is een 85% reductiedoelstelling opgenomen, om de bijdrage van deze stoffen aan verzuring en smogvorming terug te dringen, conform het huidig milieubeleid. Het model heeft de mogelijkheid 'end-of-pipe' emissiebestrijdingstechnieken (rookgasontzwaveling, uitlaatgaskatalysator, etc.) in te zetten of 'structurele' maatregelen (brandstofswitch, energiebesparing, etc.), om de emissies terug te dringen. De daarbij behorende extra kosten worden volledig meegerekend. Zie ook § 11.4.

Voor  $\text{CO}_2$  zijn in eerste instantie geen reductiedoelstellingen opgenomen. De resulterende basisberekening(en) worden in het volgende hoofdstuk besproken. Daarna wordt in aparte hoofdstukken aangegeven welke invloed  $\text{CO}_2$ -plafonds uitoefenen op de (nieuwe) energietechnologieën in de sectoren gebouwde omgeving (4.), transport (5.) en industrie (6.); op de elektriciteitsvoorziening (7.) en op de mogelijkheden van duurzame energie (8.) of  $\text{CO}_2$ -verwijdering en waterstof (9.). Tenslotte worden bijdragen van geaggregeerde opties en technieken (10.) en kosten (11.) voor  $\text{CO}_2$ -reductie becijferd.

Bij verkenningen van de technische mogelijkheden van vergaande  $\text{CO}_2$ -reductie in de energiehuishouding zijn er grofweg twee typen benaderingen te onderscheiden. In de eerste benadering baseert men zich op nu reeds bestaande technologie; zo'n energiehuishouding is dus zeker te realiseren, maar erg duur omdat de meest geavanceerde technologieën nog in het ontwikkelingsstadium zijn, deze benadering wordt daarmee al snel 'onbetaalbaar'.

In het tweede type benadering, die ook in EMS is gevolgd, gaat men ervan uit dat de kosten en rendementen van nieuwe technieken zullen verbeteren, en dat deze met vooruitziende blik op het juiste moment kosteneffectief zullen worden ingezet in optimale onderlinge samenhang. Omdat het moeilijk is de kosten en rendementen van toekomstige energietechnologieën te voorspellen, omdat de kans bestaat dat een nieuwe technologie de prestatieverwachtingen niet waarmaakt en omdat de kostenoptimale onderlinge samenhang juist bij nieuwe technologie discutabel is, krijgt deze benadering soms de kwalificatie 'optimistisch'. Niettemin kan het nuttig zijn om bij het ontwikkelen van nieuwe technieken rekenschap te geven van het  $\text{CO}_2$ -reductiepotentieel daarvan, in competitie met allerlei andere nieuwe energietechnologieën. Dit rapport probeert daaraan een bijdrage te leveren.



### 3. BASISBEREKENING (ZONDER CO<sub>2</sub>-PLAFONDS)

Met het in het vorige hoofdstuk beschreven model en de scenario's DZ/K (DG Zonder en met Kernenergie) en GZ/K (GO Zonder en met Kernenergie) zijn optimalisatieberekeningen uitgevoerd voor de periode 2000-2040. In figuur 3.1 en 3.2 zijn de resultaten van het verloop van de primaire energievoorziening en de verdeling over energiedragers te zien. In grote lijnen komen de berekeningsresultaten overeen met die zoals gerapporteerd in [3]. Dat is geen wonder omdat ten dele dezelfde uitgangspunten gebruikt zijn, met name ten aanzien van brandstofprijsontwikkeling, verschillen tussen de vraagscenario's en noodzakelijke 85% reductie van nationale emissies van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>. Het resultaat is een geleidelijke toename van het aandeel steenkool in de energievoorziening, voornamelijk gebruikt in nieuwe kolentechnieken (vergassing) voor elektriciteitscentrales en in industriële toepassingen zoals warmte/kracht-installaties en methanolproductie.

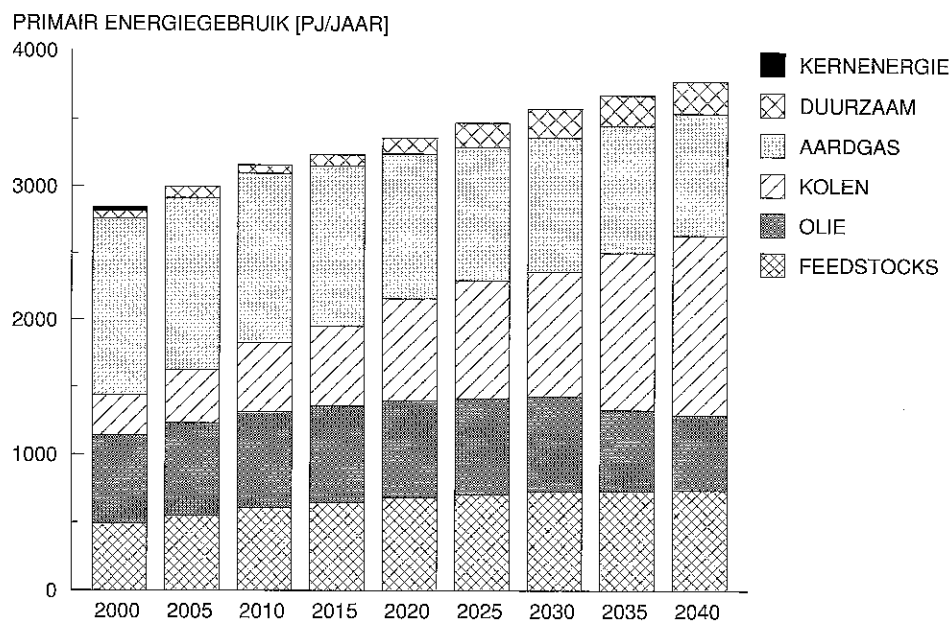
Een belangrijk verschil treedt op bij kernenergie. In de berekeningen voor [3] waren kerncentrales wel aantrekkelijk, in de hier gepresenteerde basisberekeningen niet. Dit is het gevolg van gewijzigde uitgangspunten. Eerder was uitgegaan van nieuwbouw van conventionele kerncentrales. In dit rapport is, in aansluiting op recente discussies over de mogelijke toekomst van kernenergie in Nederland, uitgegaan van 2<sup>e</sup> of 3<sup>e</sup> generatie kerncentrales, met iets hogere kosten en een kleiner vermogen, waarvan wordt aangenomen dat deze voor een predikaat 'inherent veilig' in aanmerking zouden kunnen komen. Gevolg van de iets hogere kosten (zie ook § 7.3 van dit rapport) is dat de optie kerncentrales in de basisberekening (net) niet meer aantrekkelijk is.

Een tweede belangrijk verschil in de berekeningsresultaten vergeleken met [3] is de totale primaire energie-inzet. Deze is in dit rapport hoger vanwege de 6% hogere projectie van de bevolkingsomvang aan het eind van de zichtperiode, resulterend in een eveneens ca. 6% hogere energievraag. Daarnaast is de categorie vliegtuigbunkers meegeteld in de Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie, waardoor deze nog eens 3 à 6% hoger uitkomt.

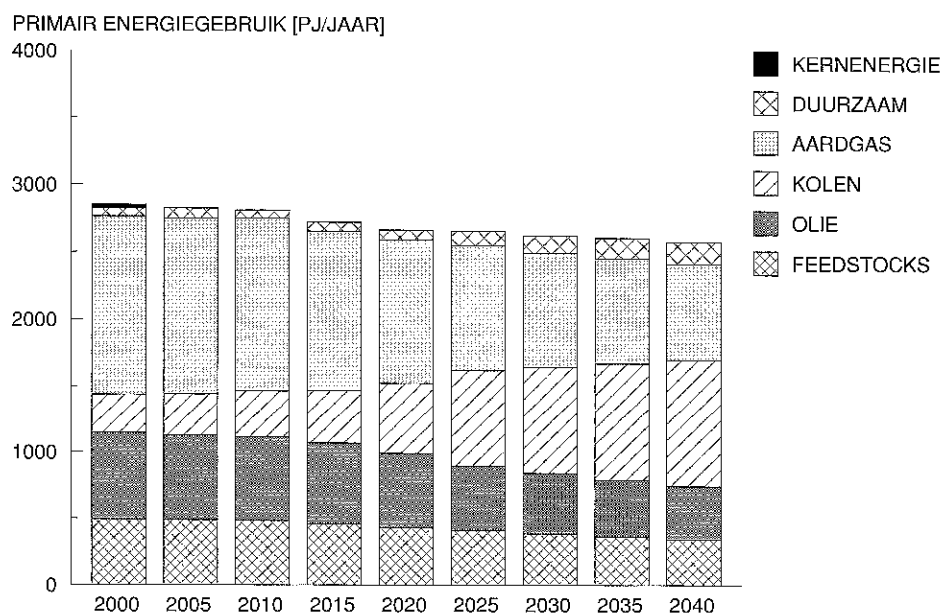
De CO<sub>2</sub>-emissie wordt berekend door het primair energieverbruik te vermenigvuldigen met de CO<sub>2</sub>-emissiecoëfficiënten van de verschillende brandstoffen.

Tabel 3.1 *CO<sub>2</sub>-emissiecoëfficiënten energiedragers (g CO<sub>2</sub> per MJ onderste verbrandingswaarde)*

Brandstof	g CO <sub>2</sub> /MJ
Steenkool	94
Aardolie	73
Aardgas	56
Duurzame bronnen en kernenergie	0



Figuur 3.1 Brandstoffen primaire energievoorziening scenario DZ basisberekening zonder CO<sub>2</sub>-reductiedoelstellingen

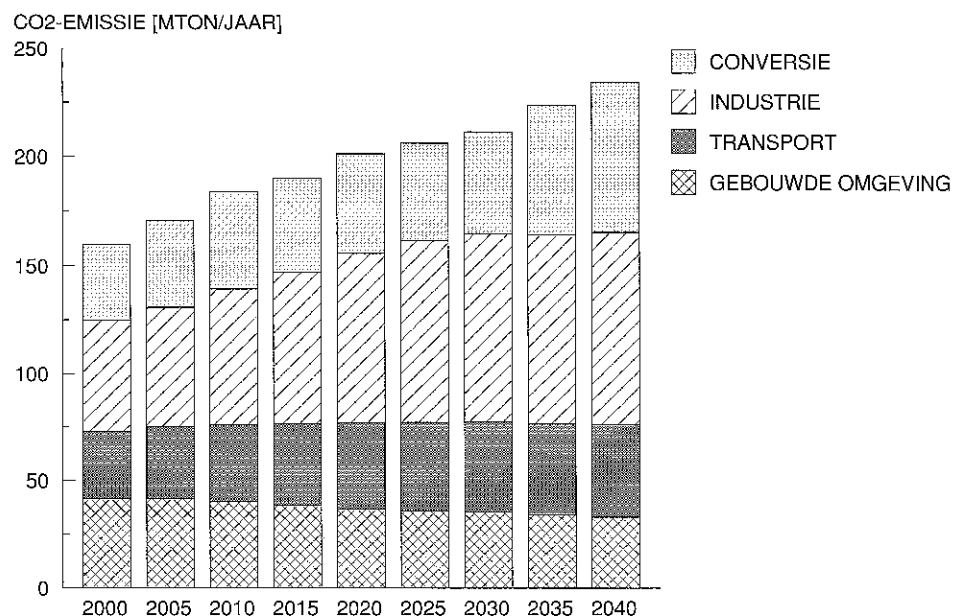


Figuur 3.2 Brandstoffen primaire energievoorziening scenario GZ basisberekening zonder CO<sub>2</sub>-reductiedoelstellingen

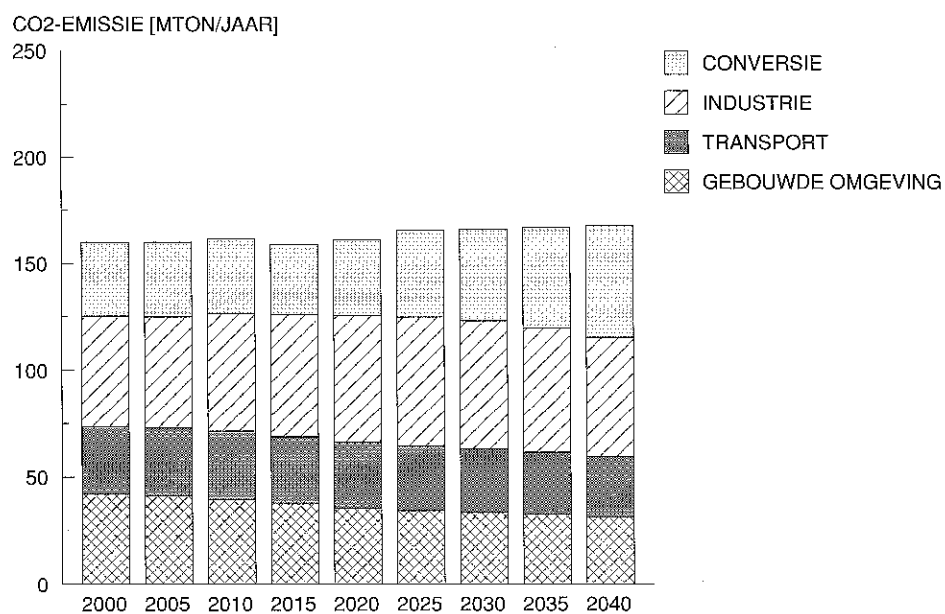
In figuur 3.3 en 3.4 is het verloop van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie in de basisberekening van de EMS-scenario's weergegeven, verdeeld over de sectoren gebouwde omgeving, transport, industrie en elektriciteitscentrales; die in de volgende hoofdstukken nader aan de orde komen. De aandelen van deze 4 sectoren in de CO<sub>2</sub>-emissie zijn ongeveer even groot. In het scenario DZ/K is de totale emissie groter en nemen de aandelen van industrie en transport toe.

De berekende CO<sub>2</sub>-emissie in 2000 ligt met 161 MtCO<sub>2</sub> iets onder het niveau van 164 MtCO<sub>2</sub> in 1990. Hierin is opgenomen een toename van de vliegtuigbunkers van 4 naar 7 MtCO<sub>2</sub>; de emissie exclusief vliegtuigen daalt dus van 160 MtCO<sub>2</sub> in 1990 naar 154 MtCO<sub>2</sub> in 2000, dit is in lijn met de huidige overheidsdoelstelling van 3 à 5% CO<sub>2</sub>-reductie in 2000. Let wel: het gaat hier om de z.g. actuele nationale CO<sub>2</sub>-emissie. Het verloop van de potentiële emissie (fossiele koolstof vastgelegd in plastics e.d.) in de periode tot 2000 is nog onzeker. Recente projecties wijzen op een gelijk blijven van de binnenlandse consumptie van kunststoffen [39], bij constante exportquote zou dit dus een gelijkblijvende potentiële emissie impliceren, zodat ook aan '3 à 5%' doelstellingen voor actueel + potentieel voldaan zou worden.

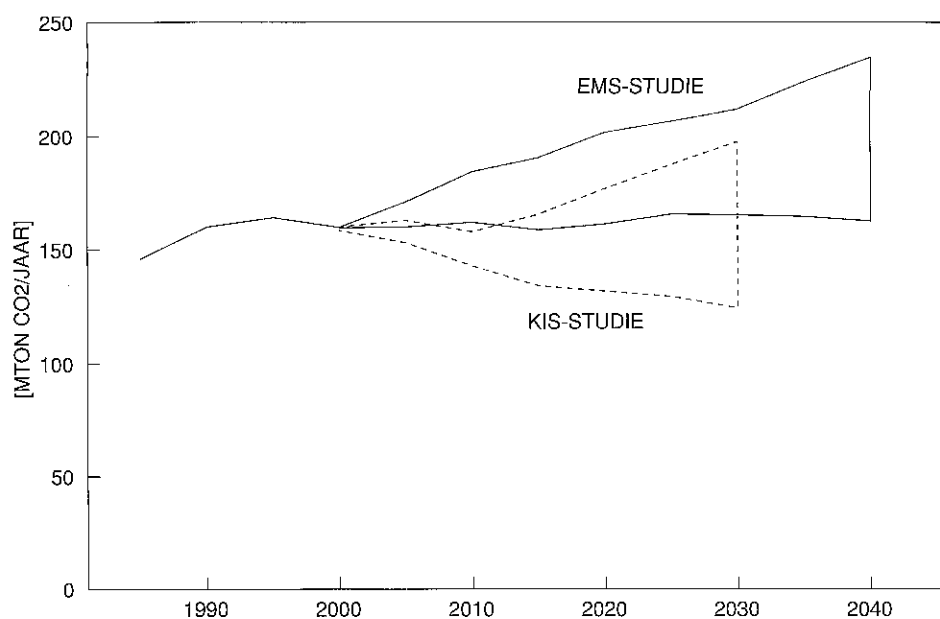
In EMS worden de werkelijk optredende (actuele) CO<sub>2</sub>-emissies berekend. De resulterende Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie in de EMS-basisberekeningen is, door de afwezigheid van kerncentrales, de hogere bevolkingsprojectie en het meerekenen van vliegtuigbunkers, belangrijk hoger dan in [3], zie figuur 3.5. De volgende stap is het opnieuw berekenen van de EMS-scenario's met CO<sub>2</sub>-plafonds. Deze zijn in figuur 3.6 weergegeven. De CO<sub>2</sub>-plafonds komen overeen met 0% (stabilisatie), 20%, 40%, 50%, 60%, 70% en 80% reductie van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie ten opzichte van het huidige niveau. In de volgende hoofdstukken zal gekeken worden op welke wijze het model kostenoptimaal aan de gestelde CO<sub>2</sub>-plafonds kan voldoen: welke brandstoffen, technologieën en besparingsmogelijkheden waar ingezet worden, en hoe hoog de totale kosten zijn.



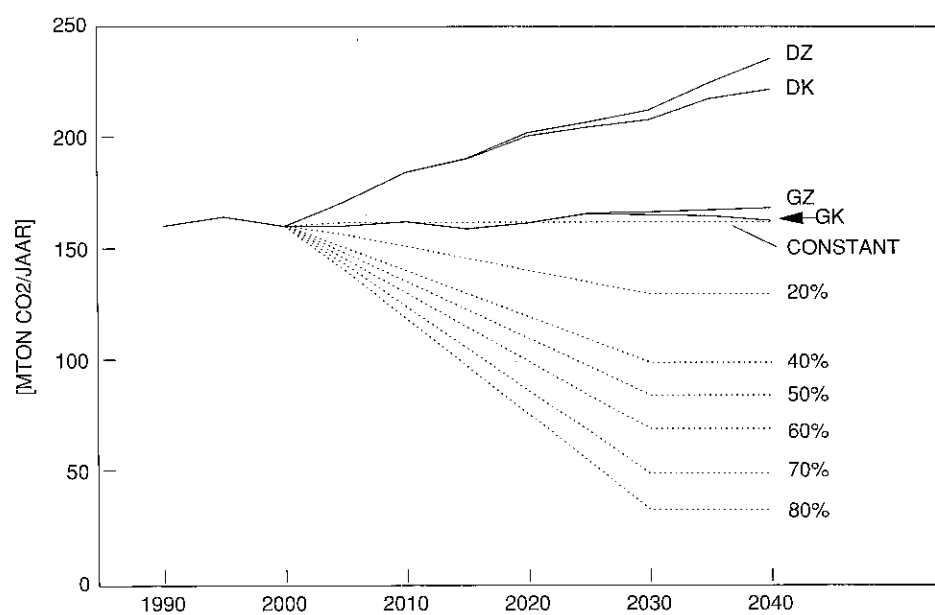
Figuur 3.3 Sectorale verdeling Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie in basisberekeningen scenario DZ/K



Figuur 3.4 Sectorale verdeling Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie in basisberekeningen scenario GZ/K



Figuur 3.5 Verloop Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie in basisberekeningen vergeleken met [3]



Figuur 3.6 Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie, basisberekeningen scenario's DZ/K en GZ/K, en toegepaste CO<sub>2</sub>-plafonds



## 4. GEBOUWDE OMGEVING

### 4.1 Inleiding

In de gebouwde omgeving wordt energie gebruikt voor ruimteverwarming, verlichting, koeling, douche- en badwater, etc. In de huidige situatie worden in Nederland voornamelijk aardgas, elektriciteit en restwarmte aangeboden aan de gebouwde omgeving. Aldaar worden deze omgezet (door CV-ketels, lampen, warmtewisselaars, etc.) in nuttig te gebruiken energie voor het leveren van 'energiediensten' zoals verwarming, verlichting, koeling, etc.

Het beperken van CO<sub>2</sub>-emissies is mogelijk door het beperken van de energiebehoefte (besparing), en door verbetering aan de aanbodzijde.

Er is een spanningsveld tussen deze beide richtingen van aanpak: bijvoorbeeld doordat het beperken van de energiebehoefte ertoe kan leiden dat verbeteringen aan de aanbodzijde te kostbaar worden. Maar voor het bereiken van drastische CO<sub>2</sub>-reducties zijn waarschijnlijk toch beide nodig.

In EMS is de gebouwde omgeving nader onder de loep genomen. De belangrijkste verandering ten opzichte van eerdere studies is de benadering vanuit 'energiediensten'. Daardoor is meer aansluiting gekregen bij beschouwingen van energiegebruik door klimaat, leefpatroon etc., en is het beter mogelijk om besparingstechnieken te modelleren. Aan de andere kant kan het aantal combinatiemogelijkheden (van aanbod- en besparingstechnieken) snel uit de hand lopen. Voorselecties zijn uitgevoerd om het aantal combinatiemogelijkheden in te perken.

Kosten van de levering van 'energiediensten' worden bepaald door:

- de brandstofprijs en/of de opwekkosten van elektriciteit of restwarmte;
- de afleveringskosten van brandstof, elektriciteit of restwarmte;
- de kosten van omzettingsapparatuur en besparingsmaatregelen.

De brandstofprijzen komen elders in dit rapport aan de orde (bijvoorbeeld de aardgasprijs in figuur 2.3); produktiekosten van secundaire energiedragers, zoals waterstof, en opwekkosten van elektriciteit en restwarmte worden door het model berekend (zie ook hoofdstuk 7 t/m 9).

De daarbij komende afleveringskosten aan de gebouwde omgeving zijn afhankelijk van schaalgrootte en eigenschappen van de energiedragers. Voor kleinverbruikers zijn deze hoger dan voor grootverbruikers, voor elektriciteit hoger dan voor gas, etc. Kosten omvatten het hoofdtransportnet, distributienet en meetapparatuur (gasmeter, elektriciteitsmeter). De afleveringskosten in tabel 4.1 gelden voor een goed ontwikkelde energie-infrastructuur in Nederland, gemiddeld over alle afnemers binnen een categorie. De verschillen in afleveringskosten voor gas of voor elektriciteit zijn tevens een afspiegeling van de prijsverschillen voor kleinverbruikers en grootverbruikers. Met mutaties in afleveringskosten bij verandering van de energievraag binnen een categorie (besparing, brandstofswitch) is geen rekening gehouden.

Tabel 4.1 *Uitgangspunten: Afleveringskosten (dus exclusief productie/opwekkosten) energiedragers gebouwde omgeving (andere energiedragers, zie tekst)*

Energiedrager	Subsector	Afleveringskosten (f/GJ)
Aardgas	woningen	8,5
Elektriciteit	woningen	22,5
Elektriciteit	woningen, nachttarief	10,1
Aardgas	kantoren	6,1
Elektriciteit	kantoren	8,3
Aardgas	gebouwcomplex	2,7
Aardgas	tuinbouw	0,7
Elektriciteit	tuinbouw	8,3

De kosten van omzettingsapparatuur (CV-ketels, lampen, warmtewisselaars, etc.) en besparingsmaatregelen (isolatie, warmteterugwinning, etc.) komen in de volgende paragrafen aan de orde.

Afzonderlijk worden behandeld: woningverwarming (§ 4.2), warm tapwater in woningen (§ 4.3), verwarming kantoren en tuinbouwkassen (§ 4.4) en elektriciteitsgebruik in woningen (§ 4.5) en kantoren (§ 4.6).

## 4.2 Woningverwarming

### 4.2.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

De behoefte aan ruimteverwarming in Nederland wordt gekenmerkt door een relatief lang stookseizoen, een betrekkelijk mild winterklimaat en hoge woningdichtheid. Tot voor 30 jaar geleden werden voornamelijk kolenkachels gebruikt, in de jaren '60 was oliestook het belangrijkste, sinds de aardgasvondst in Groningen is aardgas in Nederland de belangrijkste leverancier voor woningverwarming. 98% van de Nederlandse woningen is aangesloten op het aardgasnet, dat in omstreeks 90% van de verwarmingsbehoefte voorziet (zie ook figuur 10.3).

Door de snelle penetratie van makkelijk en goedkoop aardgas is, ondanks de hoge woningdichtheid, minder stadsverwarming en blokverwarming aanwezig dan in andere landen zoals Denemarken of Duitsland. In Nederland is momenteel bijna 10% van de woningvoorraad aangesloten op stads- of blokverwarming. Door aanleg van stadsverwarming neemt de penetratie enigszins toe, aan de andere kant worden nog blokverwarmingssystemen ontmanteld en/of vervangen door individuele CV-ketels ('verketeling') waardoor de penetratie weer afneemt.



Tenslotte zijn er nog geringe aantallen woningen met andere verwarmingssystemen oliestook, elektrische verwarming en hout- of kolenkachels. Daarvan hebben in Nederland alleen houtkachels en oliekachels (nog) een significant aandeel in de woningverwarming van 1 à 3%. In andere landen kunnen deze andere verwarmingssystemen veel belangrijker zijn; bijvoorbeeld houtkachels in Frankrijk en Scandinavië, oliekachels in België, kolenkachels in Engeland, elektrische weerstandsverwarming in Noorwegen, elektrische warmtepompen in Japan, etc.

De toekomstige optimale woningverwarming in Nederland is reeds regelmatig onderzocht; variërend van gedetailleerde studies met warmtekaarten en ketelhuizen op wijk- of stadsniveau, tot bespiegelingen over het exergetisch rendement van woningverwarming in het algemeen. Nadeel van de eerstgenoemde methode is dat doorgaans niet volledig gekeken wordt naar optimalisatie op nationaal niveau op lange termijn. Nadeel van de tweede methode is dat van gestileerde situaties wordt uitgegaan zonder rekening te houden met kostenaspecten. In dit rapport wordt een tussenweg bewandeld, waarbij het Nederlands woningbestand aan de ene kant is versimpeld tot een drietal representanten, waarvoor aan de andere kant een groot aantal verschillende verwarmingsopties zijn geselecteerd [9].

Het woningbestand in Nederland kan op basis van verschillende karakteristieken gedesaggregeerd worden: grootte, leeftijd (bestaand/nieuwbouw), huur/koop, rijtjeshuis/vrijstaand, appartement/eengezinswoning, mate van isolatie, centrale verwarming/lokale verwarming, regio en huidige energiedrager voor verwarming (gas, restwarmte, etc.). Om het model niet te groot te laten worden kan niet onbepaald desaggregatie van de warmtevraag plaatsvinden. Het belangrijkste onderscheid wordt gemaakt bij een desaggregatie in bestaand/nieuwbouw en in appartement/eengezinswoning. Het model berekent dan welk niveau van isolatie en welke techniek voor warmte-opwekking optimaal is onder exogeen gegeven condities zoals de normen voor woningisolatie en met inachtneming van de bestaande en geplande infrastructuur voor stads- en blokverwarming.

De vraag naar ruimteverwarming in woningen neemt in de periode 2000-2040 niet evenredig toe met het aantal woningen. De warmtevraag voor nieuwgebouwde woningen is lager dan van bestaande woningen, vooral vanwege strenge isolatienormen. Daarnaast neemt de specifieke vraag naar ruimteverwarming ook voor bestaande woningen af door na-isolatie. Momenteel is de isolatie van nieuwbouwwoningen genormeerd. Deze normen worden in 1992 verscherpt en de verwachting is dat ze in 1994 verder verlaagd worden. De warmtevraag in bestaande woningen zal daarnaast tussen 1990 en 2000 afnemen ten gevolge van het huidige beleid. Verondersteld wordt dat na 2000 de warmtevraag per woning constant blijft en geen verdere verscherping van isolatienormen plaatsvindt.

Zowel de omvang als de samenstelling van de woningvoorraad verandert voortdurend, en daarmee de vraag naar ruimteverwarming. Het aantal woningen neemt toe om de toenemende bevolking, van 16 miljoen in 2000 naar 17 miljoen in 2030, te huisvesten. Daarnaast neemt het gemiddeld aantal personen per woning af van 2,5 in 2000 naar 2,2 in 2030.

De nuttige warmtevraag per woning is afhankelijk van onder andere de gemiddelde buitentemperatuur, de inhoud van de woning, de verhouding tussen buitenoppervlak en inhoud van de woning, het aandeel glas in het buitenoppervlak, de mate van isolatie van verschillende buitenoppervlakken, de mate van ventilatie, interne warmteproductie, warmte door zoninstraling en de tijdsduur dat een bepaalde binnentemperatuur is gewenst.

Voor het model is onderscheid gemaakt in nieuwbouw eengezinswoningen, bestaande eengezinswoningen (van vóór 2000) en appartementen. Voor de nieuwbouw eengezinswoning is als representant de z.g. NOVEM-referentiewoning genomen. De representanten voor bestaande woningen en appartementen zijn gewogen gemiddelden voor deze categorieën.

In de scenario's zijn bevolkingsomvang en woningkarakteristieken gelijk. Doordat in het ene scenario meer de nadruk ligt op renovatie en meergezinswoningen en stads- of blokverwarming zijn de aantallen woningen toch verschillend. Tabel 4.2 geeft de vraag naar ruimteverwarming per woning en de aantallen in anno 2030. Ter illustratie: bij gebruik van een gewone gasketel is voor verwarming van de gemiddelde nieuwbouwwoning na 2000 jaarlijks 800 m<sup>3</sup> aardgas nodig.

Tabel 4.2 *Uitgangspunten: Aantallen woningen anno 2030 in de scenario's en basisvraag naar ruimteverwarming per woning*

Woningtype	Aantal DZ/DK	Aantal GZ/GK	Warmtevraag GJ <sub>th</sub> /j
Bestaand	3,9 miljoen	3,4 miljoen	42,8
Nieuwbouw	2,2 miljoen	2,0 miljoen	21,4
Appartement	1,9 miljoen	2,2 miljoen	21,8

De in 2000 bestaande woningen aangesloten op stadsverwarming en blokverwarming zijn in het model ondergebracht bij verwarming kantoren (§ 4.4). Aan de andere kant is die individuele woningverwarming, die in de energiestatistieken bij kantoren en diensten is opgenomen (dienstwoningen, winkelwoonhuizen, etc.) in dit rapport ondergebracht bij bestaande woningen. De totale warmtevraag van de bestaande woningen op stads- of blokverwarming en de totale warmtevraag van individuele woningverwarming bij kantoren/ diensten ontlopen elkaar weinig (in 2000 ca. 30 resp. 20 PJ<sub>th</sub>/j).

#### 4.2.2 Karakteristieken opties woningen

Bij woningverwarming is vermindering van de warmtevraag mogelijk en/of kan de warmte op verschillende manieren geproduceerd worden.

Vermindering van de warmtevraag is mogelijk door meer isolatie met bestaande technieken (vloerisolatie, thermopluglas, etc.), warmteterugwinning uit afgewerkte ventilatielucht, nieuwe isolatiematerialen, etc.

Bij bestaande woningen is bovenop het beleid tot 2000 nog een verdere vermindering van de warmtevraag mogelijk door meer isolatie en/of warmteterugwinning (WTW) uit afgewerkte ventilatielucht. Het gaat hierbij niet om

nieuwe technieken. Voor de gemiddelde bestaande woning zijn een aantal 'besparingspakketten' samengesteld, waarvoor gemiddelde kosten zijn becijferd. Het meest vergaande pakket (vloerisolatie, extra spouwmuurisolatie, WTW, drievoudig gasgevuld thermopluglas) levert 41% vermindering van de warmtevraag op. Voor isolatie van bestaande woningen is aangenomen dat dit in combinatie met woningrenovatie kan worden toegepast, waarbij een renovatiecyclus van 30 jaar is verondersteld.

Bij appartementen levert het meest vergaande pakket (WTW, drievoudig gasgevuld thermopluglas) 44% vermindering van de warmtevraag op. Daarnaast is bij bestaande woningen en appartementen aangenomen dat bij 20% van deze woningen om uiteenlopende redenen géén vergaande isolatie mogelijk is.

Bij nieuwbouw eengezinswoningen is, naast het verzwaren van de isolatie nog extra besparing mogelijk door WTW en/of nieuwe isolatietechnieken. Met een mechanisch ventilatiesysteem kan de stroming van ventilatielucht in het algemeen beter worden beheerst. Bovendien bestaat dan de mogelijkheid om door middel van warmteterugwinning (WTW) de energie-inhoud van de af te voeren lucht te gebruiken voor het opwarmen van de toe te voeren buitenlucht. Het netto rendement van de WTW bedraagt 50% ten opzichte van de totaal met ventilatie afgevoerde warmte (inclusief natuurlijke ventilatie). Dit geldt ook voor bestaande woningen indien deze meer luchtdicht zijn gemaakt. Een mechanisch ventilatiesysteem met WTW gebruikt jaarlijks ongeveer 250 kWh elektriciteit, dit extra elektriciteitsgebruik wordt in het model meegerekend.

Zeer nieuwe, nog beter isolerende isolatiematerialen zijn in ontwikkeling (vacuüm panelen, aerogels) en maken een goede kans om ongeveer vanaf het jaar 2020 als commerciële producten op de markt te verschijnen. Naar verwachting zullen deze materialen eerst in andere sectoren, zoals koelkasten, worden toegepast; koelapparaten kennen immers een veel groter aantal graaduren dan woningen waardoor nieuwe isolatiematerialen in deze toepassingen eerder economisch aantrekkelijk zullen zijn. Zodra de industrie begint met de productie op grote schaal van nieuwe isolatiematerialen zullen deze materialen ook in de woningsector hun intrede kunnen doen.

'Aerogel' is een nieuwe techniek die nu nog in ontwikkeling is. Schattingen voor de kosten van dubbelglas met aerogel lopen nog steeds uiteen. Een aerogel ontstaat als het water uit een gel (mengsel van bijvoorbeeld tetraethylorthosilicaat, ethanol en water) verdampt zonder dat de structuur van het gel wordt verstoord. De goede isolerende werking ontstaat doordat de zeer kleine poriën in het gel niet of nauwelijks stroming van gas toelaten en doordat het fijne netwerk van gel nauwelijks geleidt. Met een reflecterende coating kan ook de warmtestraling door het raam teruggebracht worden. Aerogelpanelen kunnen ook worden toegepast voor de isolatie van dichte delen van gebouwen. Deze panelen zijn speciaal geschikt om de buitenzijde van gebouwen te isoleren; zonlicht (en de daarin aanwezige warmte) wordt dan doorgegeven aan de muur terwijl warmte van de muur in veel mindere mate aan de buitenlucht wordt afgegeven. Dit is een voorbeeld van translucente isolatie. In de zomer bestaat het gevaar dat een geheel met aerogelpanelen geïsoleerde woning oververhit raakt; het kan daarom noodzakelijk zijn om rolschermen aan de buitenzijde aan te brengen. Bij nieuwbouw levert het meest vergaande isolatiepakket 68% vermindering van de warmtevraag op.

Bij het bepalen van de modelparameters voor woningisolatie is een eenvoudige warmtebalans voor de onderscheiden woningtypes gebruikt, waarbij ventilatie- en transmissieverliezen, interne warmteproductie (bewoners, apparatuur) en zoninstraling zijn opgenomen [9]. Met variaties in zoninstraling en bewonersgedrag is geen rekening gehouden. Aanwezigheidsgraad, comfort-behoefte, woningoriëntatie, gedrag hebben invloed op de warmtevraag. Het is bijvoorbeeld denkbaar dat in zeer goed geïsoleerde woningen bewoners temperatuur regelen door het openen van ramen (waardoor de warmtevraag toeneemt) of dat door minder koudestraling vanwege thermoplasglas de behaaglijkheidstemperatuur lager wordt (waardoor de warmtevraag afneemt). Met andere woorden: er kunnen in individuele gevallen verschillen in de warmtevraag optreden, in dit rapport wordt met een gestileerd gemiddelde gerekend.

Voor de woningverwarming als geheel (nieuwbouw na 2000, appartementen en bestaande bouw) is tegen het eind van de zichtperiode met de meest vergaande isolatiepakketten dus nog ca. 50% vermindering van de warmtevraag mogelijk, vergeleken met een voortzetting van het huidige en verwachte beleid dat o.a. een aanzienlijke verscherping in 1994 van de isolatienormen voor nieuwbouwwoningen en strengere isolatienormen bij renovatie belooft.

Voor de productie van warmte zijn naast oliestook, de verbeterd rendement (VR) of hoog rendement (HR) gasketel, en stads- of blokverwarming nog diverse andere (nieuwe) verwarmingstechnieken mogelijk. Voor de berekeningen zijn de houtkachel, een thermophotovoltaïsche (TPV) gasketel, zonne-energie met seizoenopslag, de elektrische of de gasabsorptiewarmtepomp en waterstof geselecteerd.

Kosten en rendementen van oliekachels, VR- en HR-ketels zijn in Nederland nauwkeurig bekend. Een HR-ketel heeft een hoger rendement door benutting van de condensatiewarmte van de bij de verbranding vrijkomende waterdamp (het verschil tussen bovenste en onderste verbrandingswaarde van gas). De ketel is voorzien van een rioolafvoer voor water uit de condensor.

Extra stadsverwarming is een optie in nieuwbouw eengezinswoningen. De warmte kan ook gebruikt worden voor de warm tapwaterbereiding. Gerekend is met relatief lage investeringskosten van f 4700,- per woning, door gebruik van flexibele geïsoleerde kunststofleidingssystemen. Mogelijke warmteleveranciers zijn: aftap van centrales, speciale stadsverwarmingcentrales of aardwarmte. De karakteristieken daarvan komen in hoofdstuk 7 en 8 aan de orde. Bestaande stadsverwarmingsnetten bij bestaande woningen zijn opgenomen bij grote kantoren (§ 4.4).

Bij stadsverwarming wordt warm water over zekere afstand naar de afnemer vervoerd, daarbij treden warmteverliezen op. De omvang van de warmteverliezen is afhankelijk van aanvoer- en retourwatertemperatuur, leidingisolatie, verbindingstukken en afstand. De netto verliezen in de moderne nieuwe leidingnetten in Nederland wanneer deze voluit benut worden voor ruimteverwarming zijn momenteel beperkt tot 5%. In de toekomst kunnen de verliezen verminderen door nog betere leidingisolatie, aan de andere kant kunnen de relatieve leidingverliezen toenemen wanneer de warmte-afname per woning vermindert (als gevolg van woningisolatie bijvoorbeeld). Ook voor de situatie na 2000 wordt gerekend met een gemiddeld verlies van 5%.

Bij blokverwarming zijn de kosten voor leidingen ( $f$  675,- per woning) aanmerkelijk lager dan bij stadsverwarming, omdat de afstanden waarover de warmte getransporteerd wordt kleiner zijn. De kosten voor de huisaansluitingen ( $f$  1000,-) zijn verdisconteerd in de afleveringskosten. Ook bij blokverwarming treden warmteverliezen bij het transport van warm water naar de afnemer. Deze leidingverliezen zijn kleiner dan bij stadsverwarming het geval is, gerekend wordt met 2%. Mogelijke warmteleveranciers zijn grote gasketels, kleinschalige warmte/kracht-installaties (TE), gasmotorwarmtepompen of grote elektrische warmtepompen. De karakteristieken daarvan komen in § 4.4 en hoofdstuk 7 aan de orde. Blokverwarming in bestaande appartementen is opgenomen bij de categorie kleine kantoren (§ 4.4).

De gegevens over houtkachels zijn ontleend aan een ECN-onderzoek naar huishoudelijk brandhoutgebruik in Nederland [16]. Daaruit komt een investeringsbedrag van  $f$  3200,- en een rendement van 50% naar voren. Kosten voor schoorsteenvegen en houtopslag zijn opgenomen bij onderhoud. Vervoer en verkleinen van brandhout zijn verrekend in de afleveringskosten ( $f$  3,-/GJ). De maximale penetratie komt overeen met circa 3% van de warmtevraag in bestaande woningen.

Met een thermo fofovoltaïsche TPV-ketel wordt naast warmte ook elektriciteit opgewekt. Een TPV-ketel bestaat uit een HR-ketel met een keramische brander die op hoge temperatuur (1700 à 2000 °C) licht uitstraalt van enkele frequenties. Dit licht wordt door speciaal ontwikkelde PV-cellen die tegenover de brander zijn gesitueerd in elektriciteit omgezet. De cellen worden aan de achterzijde gekoeld door het warmwatercircuit van het CV-systeem van de woning. Hiermee is een TPV-ketel in feite een zeer kleinschalige warmtekrachtoptie. Een andere optie op dit gebied is een ketel uitgerust met thermionische energieomzetters.

De techniek van de TPV-ketel is nog in onderzoek, de gegeven kostprijs- en rendementsschattingen zijn dus zeer onzeker. Voor het jaar 2030 zijn de investeringskosten tentatief geschat op  $f$  5100,- per apparaat (vermogen 3,2 kW<sub>e</sub>) met een elektrisch rendement van 40%. De TPV-ketel is alleen als optie toegelaten bij bestaande eengezinswoningen.

Bij zonne-energie met seizoenopslag wordt zonnewarmte opgevangen via zonnecollectoren die op de daken van (een groep van) woningen zijn gemonteerd. Dit vindt voornamelijk in de zomer plaats. Het verwarmde water wordt opgeslagen in een bodemlaag (waterverzadigd zand) waarin een warmtewisselaar is aangebracht. In de winter wordt het warm water door een gasgestookte warmtepomp op een hoger niveau gebracht zodat de groep van woningen verwarmd kan worden. Uit praktijkexperimenten in Nederland valt een investering per woning van ongeveer  $f$  10000,-, en een aandeel van ('s zomers opgeslagen) zonnewarmte in de 's winters geleverde nuttige warmte van 42% af te leiden.

Met een elektrische warmtepomp wordt warmte van lage temperatuur opgepompt zodat deze geschikt is voor ruimteverwarming. Het omzettingsrendement van elektriciteit naar warmte is hoger dan bij weerstandsverwarming. Als warmtebron kan bijvoorbeeld de buitenlucht, of afgewerkte ventilatielucht dienen. Voor bestaande woningen is uitgegaan van twee elektrische warmtepompen voor bijverwarming die in de gevel zijn gemonteerd (room-conditio-

ners, bijvoorbeeld in twee verschillende kamers van de woning) met gebruik van buitenlucht als warmtebron, en hoofdverwarming door een HR-ketel. Op basis van buitenlandse ervaringen (Japan, USA), waar reeds miljoenen elektrische warmtepompen in gebruik zijn, zijn de extra kosten van twee elektrische warmtepomp wandsystemen in een bestaande woning becijferd op f 4000,-. De elektrische warmtepompen voorzien in 50% van de warmtevraag, de rest is afkomstig van de HR-ketel. Bij appartementen is gerekend met één elektrisch warmtepomp wandstelsysteem à f 2000,- die voor 70% in de warmtevraag voorziet.

Voor nieuwbouwwoningen is voor EMS door KEMA een studie verricht. Daarbij is een speciaal voor Nederlandse omstandigheden ontwikkeld systeem beschouwd, dat zowel dient voor ruimteverwarming als warm tapwaterbereiding [10]. De ruimteverwarming geschiedt met een luchtverwarmingssysteem, als warmtebron wordt afgewerkte ventilatielucht gebruikt, daardoor is een relatief hoog energetisch rendement mogelijk. Het seizoensgemiddelde rendement (elektriciteit naar warmte) van het gehele systeem kan in de toekomst oplopen tot 400% zonder gasbijstook. De extra kosten ten opzichte van een radiatorstelsysteem + gasleiding binnenshuis, inclusief een buffervat voor warm tapwater, zijn becijferd op f 8500,-. Dit systeem is eventueel ook geschikt voor een 'all-electric' woning.

Met een gasabsorptiewarmtepomp wordt warmte van lage temperatuur opgepompt zodat deze geschikt is voor ruimteverwarming. Het omzettingsrendement is hoger dan bij een gewone HR-ketel, en kan oplopen tot 150% of hoger. Als warmtebron kan bijvoorbeeld de buitenlucht dienen. Bij een absorptiewarmtepomp wordt de pompenergie geleverd door een gesloten kringloop van twee stoffen die onder toevoer en afvoer van warmte scheiden en absorberen. In Nederland is in de jaren '80 veel onderzoek gedaan naar kleine gasgestookte absorptiewarmtepompen (4 kW<sub>th</sub>) met NH<sub>3</sub>/H<sub>2</sub>O als stoffenpaar en buitenlucht als warmtebron. Omdat de componenten bekend zijn uit andere toepassingen (absorptiekoelsystemen) zijn de mogelijke kosten en rendementen van een dergelijke warmtepomp enigszins te voorspellen. Desondanks lopen kostprijsschattingen met meer dan een factor 2 uiteen, de hier gebruikte kostprijsschattingen zijn dus onzeker [15]. Voor nieuwbouwwoningen en appartementen wordt gerekend met f 6000,- investering. Vanwege bouwkundige aanpassingen voor de warmtebron wordt bij bestaande woningen rekening gehouden met een meerinvestering van f 1000,- en een iets lager rendement. Aangetekend moet worden dat nog steeds geen gasabsorptiewarmtepomp voor individuele woningverwarming commercieel verkrijgbaar is.

In plaats van aardgas zou in de toekomst ook waterstof gebruikt kunnen worden als brandstof. Tot 10% bijmenging in het gasnet is zondermeer mogelijk binnen de limieten van de Wobbe-index. Bij gebruik van 100% waterstof in verbrandingstoestellen (b.v. ketels) zullen ongeveer dezelfde rendementen en kosten gelden als bij aardgas. Door de lagere dichtheid van waterstof kunnen aanpassingen/vervangingen nodig zijn van leidingen, gasmeters, branders; op basis van de ervaring in Nederland met de overschakeling van stadsgas op aardgas in de jaren '60, zouden bij gebruik van waterstof in plaats van aardgas de afleveringskosten bij woningen ongeveer f 4,-/GJ hoger uitkomen dan bij aardgas [12]. In het model is daarmee rekening gehouden.

Uitgangspunten voor investeringskosten, rendementen en besparingen van verschillende opties bij ruimteverwarming in woningen anno 2030 zijn samengevat in tabel 4.3-4.5. Naast investeringskosten zijn nog jaarlijkse onderhoudskosten meegerekend, variërend van 1% van de investering voor bouwkundige voorzieningen tot 4% voor ketels en warmtepompen. De levensduur van ketels en warmtepompen is gesteld op 15 jaar en voor dubbel glas of aansluiting op stads- of blokverwarming op 20 à 25 jaar, voor bouwkundige isolatievoorzieningen geldt een veel langere levensduur van 45 jaar. Voor meer details over opbouw van investeringen en gehanteerde begrenzings in markt-penetratiepotentieel wordt verwezen naar [9].

De rendementen hebben betrekking op de omzetting van gas (onderste verbrandingswaarde) of elektriciteit in nuttige warmte. De besparingen geven de relatieve vermindering van de warmtevraag weer. Kosten voor de warmteverdeling binnen de woning (doorgaans een radiatorsysteem) gasleidingen binnenshuis (van gasmeter naar ketel) en rookgasafvoer (schoorsteen) zijn niet meegerekend omdat verondersteld is dat deze altijd in de woning aanwezig zijn.

De gegeven investeringskosten zijn exclusief de kosten voor voorzieningen om aan de gestelde 85% reductieplafonds voor NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub> te voldoen. De kostprijs voor bijvoorbeeld een low-NO<sub>x</sub>-ketel met katalytische brander is f 200,- hoger.

Tabel 4.3 *Uitgangspunten: Kencijfers opties ruimteverwarming en besparing bestaande woningen 2030 [9], exclusief kosten gasleiding, rookgasafvoer en warmte-afgiftesysteem*

Optie	Investering (f1990)	Energetisch rendement	Energie besparing
Vloerisolatie	530		0,05
Extra isolatie + WTW	6060		0,28
Isolatie/WTW + thermoplus	7720		0,38
Idem + 3voudig/gasgevuld	10480		0,41
VR-ketel	1750	0,85	
HR-ketel	2200	1,0	
Oliekachel	1400	0,75	
Houtkachel	3200	0,5	
TPV-ketel	5100	zie tekst	
Elektrische warmtepomp	4000	3,2	
Absorptiewarmtepomp	7000	1,5	

Tabel 4.4 *Uitgangspunten: Kencijfers opties ruimteverwarming en besparing nieuwbouwwoningen 2030 [9], exclusief kosten gasleiding, rookgasafvoer en warmte-afgiftesysteem*

Optie	Investering (f 1990)	Energetisch rendement	Energie besparing
Extra isolatie	550		0,07
Isolatie + WTW	2740		0,37
Isolatie/WTW + therm- oplus	4520		0,49
Idem + extra muurisola- tie	6090		0,60
Idem + 3voudig/gasgevuld	8150		0,68
VR-ketel	1750	0,85	
HR-ketel	2200	1,0	
Stadsverwarming	4700	0,95	
Blokverwarming	700	0,98	
Zonne-energie + opslag	10000	zie tekst	
Elektrische warmtepomp	8500	4,0	
Absorptiewarmtepomp	6000	1,53	

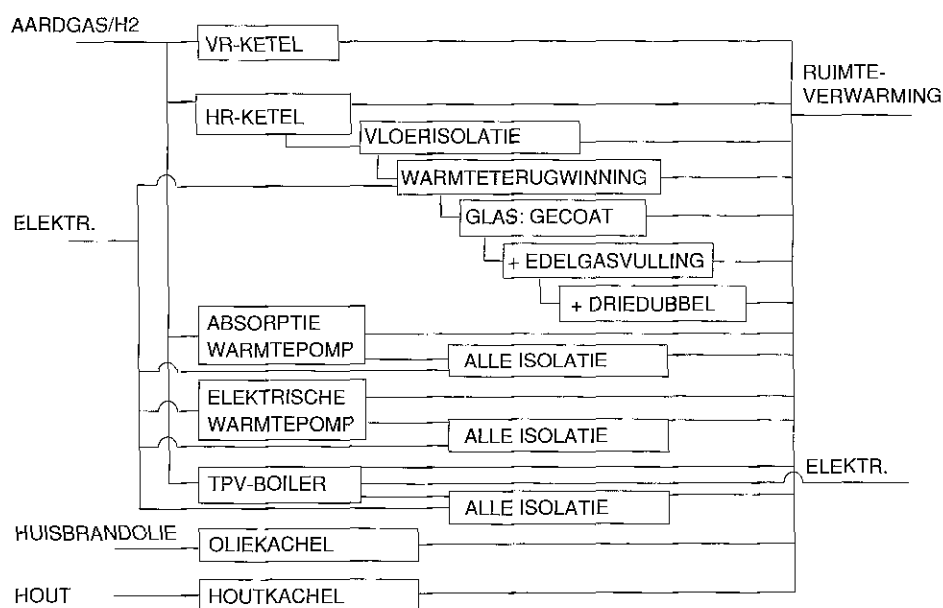
Het totaal aantal combinaties van isolatieniveaus vermenigvuldigd met het aantal wijzen van warmte-opwekking geeft het aantal technisch mogelijke combinaties voor ruimteverwarming voor een woningtype. Indien alle model-leringsmogelijkheden in beschouwing worden genomen zou het model te groot worden. Omdat aangenomen kan worden dat een aantal combinaties van opties in geen geval aantrekkelijk zal zijn, kan het aantal te modelleren opties sterk worden teruggebracht. De methode die hiervoor wordt gevolgd behelst het berekenen van de annuïteit van de investering van een optie om een besparing van 1 GJ<sub>th</sub> te verwezenlijken (onderhoudskosten zijn niet in be-schouwing genomen). Indien deze vergelijking zich beperkt tot één brandstof (bijvoorbeeld aardgas), dan kan de volgorde van opties exact worden bepaald. Indien de vergelijking betrekking heeft op meerdere brandstoffen moet de volgordebepaling overgelaten worden aan het model.



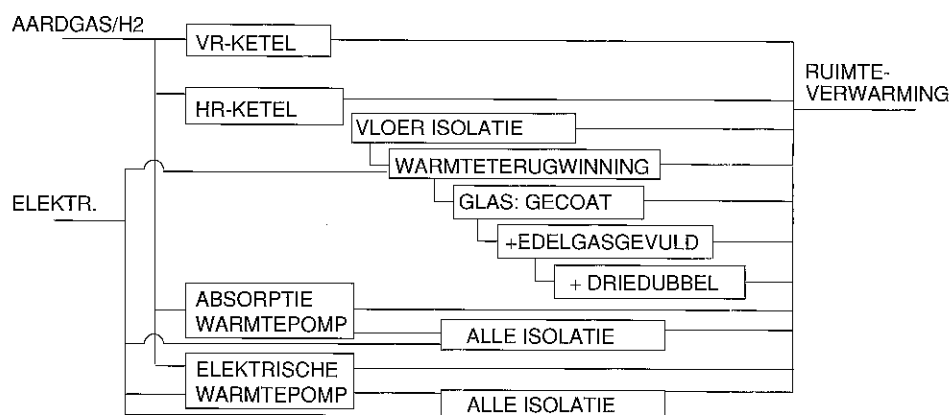
Tabel 4.5 *Uitgangspunten: Kencijfers opties ruimteverwarming en besparing appartementen 2030 [9], exclusief kosten gasleiding, rookgasafvoer en warmte-afgiftesysteem*

Optie	Investering (f 1990)	Energetisch rendement	Energie besparing
Thermoplus glas	990		0,13
t+ glas, edelgas-gevuld	1460		0,17
3voudig/gasgevuld	2640		0,22
Idem + WTW	4420		0,44
VR-ketel	1750	0,85	
HR-ketel	2200	1,0	
Elektrische warmtepomp	2000	3,2	
Absorptiewarmtepomp	7000	1,5	

Figuur 4.1 en figuur 4.2 geven de combinatiemogelijkheden van warmtelevering en besparing die in de berekeningen zijn meegenomen.



Figuur 4.1 *Overzicht verwarmingsopties nieuwbouwwoningen*



Figuur 4.2 Overzicht verwarmingsopties bestaande individueel verwarmde woningen en appartementen

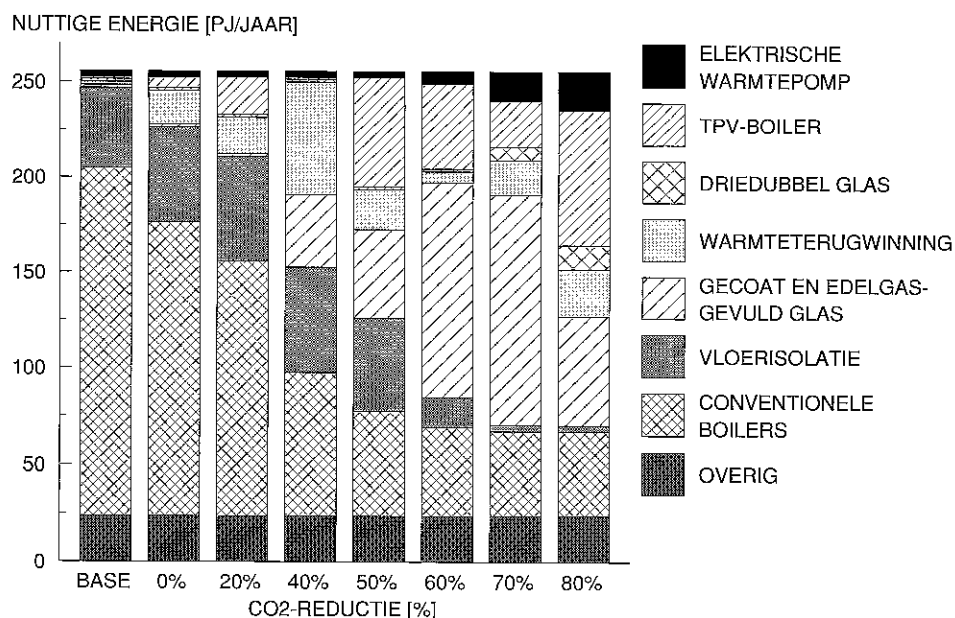
### 4.2.3 Berekeningsresultaten ruimteverwarming woningen

In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) blijft de woningverwarming vanaf het jaar 2000 praktisch ongewijzigd. De totale vraag neemt geleidelijk af door de ingroei van nieuwe, beter geïsoleerde, woningen, maar ook in 2030 zijn gasketels (VR en HR) het belangrijkste, zie figuur 4.3. Er vindt slechts een geringe 'spontane' introductie plaats van extra isolatie, uitgaande boven de verplichtingen volgens de isolatienormen bij nieuwbouw en renovatie. Blijkbaar is bij de geprojecteerde gasprijzen extra isolatie nauwelijks economisch aantrekkelijk. Ook de verdere penetratie van stads- en blokverwarming (zie ook § 4.4) stagneert.

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-80%, hebben direct invloed op de inzet van besparings- en verwarmings-technieken. Figuur 4.4 geeft een voorbeeld voor één van de scenario's in het jaar 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds. Tot aan 40% CO<sub>2</sub>-reductie treden vooral verschuivingen op in de isolatie van woningen; toepassing van steeds meer isolatie verlaagt de warmtevraag en daarmee de CO<sub>2</sub>-emissies bij gasketels. Bij 40 tot 60% CO<sub>2</sub>-reductie komen ook de duurdere isolatie-opties aan de orde en vinden veranderingen bij de warmteproductie plaats, zoals wisselend gebruik van de TPV-ketel. Bij de meest vergaande 70 tot 80% CO<sub>2</sub>-reducties komen de duurste isolatietechnieken aan de beurt en vindt introductie plaats van de elektrische warmtepomp bij nieuwbouwwoningen.

Algemeen opvallend is dat ook bij de meest extreme CO<sub>2</sub>-plafonds gasvoorziening voor woningverwarming belangrijk blijft. Naast de hoge kosten van stadsverwarming en elektrische warmtepompen speelt hierbij een rol dat aardgas bij extreme CO<sub>2</sub>-plafonds gaandeweg vervangen wordt door waterstof, met gebruikmaking van dezelfde iets aangepaste gasdistributie infrastructuur. Toename van stadsverwarming en elektrische warmtepompen vindt in sterkere mate plaats in andere delen van de gebouwde omgeving, bij grotere afnemers (kantoren, kastuinbouw), waar de afleveringskosten en apparaatkosten lager zijn (zie § 4.3, figuur 4.10 en 11).

Bij woningverwarming blijken houtkachels, zonneverwarming, stadsverwarming en absorptiewarmtepompen minder aantrekkelijk als middel voor CO<sub>2</sub>-



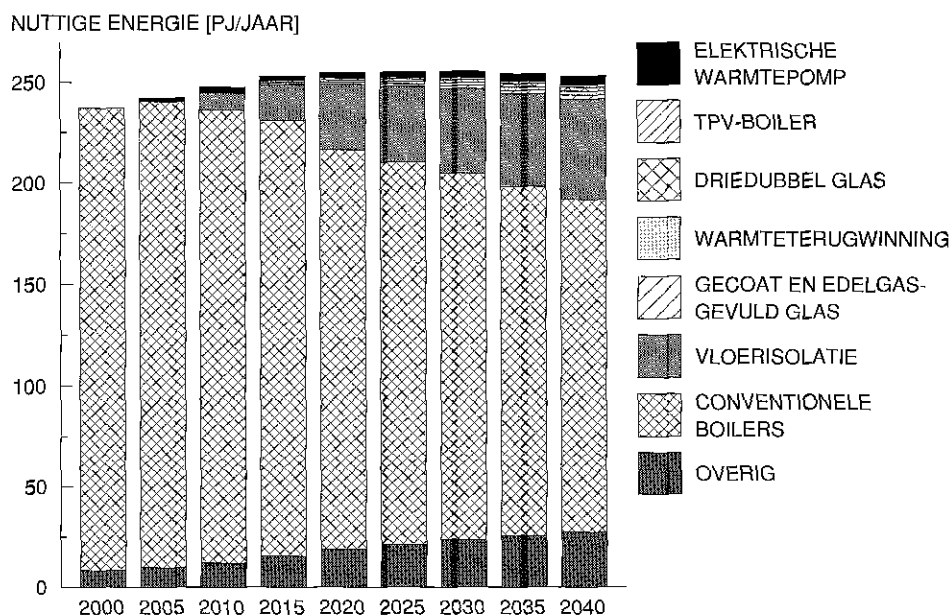
Figuur 4.4 Ruimteverwarming woningen, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

Tussen de scenario's DZ/K en GZ/K onderling zijn weinig verschillen. De opgelegde CO<sub>2</sub>-plafonds zijn in scenario GZ/K minder problematisch dan in scenario DZ/K (vergelijk figuur 3.6). Daardoor vindt de introductie van opties voor CO<sub>2</sub>-reductie in GZ in het algemeen plaats bij verdergaande CO<sub>2</sub>-plafonds dan in DZ. De TPV-ketel komt pas aan de beurt bij drastische (80%) CO<sub>2</sub>-reductie, en elektrische warmtepompen zijn niet aantrekkelijk in GZ.

Binnen de scenario's is er tussen de varianten zonder (Z) en met (K) kernenergie verschil, in het GK-scenario bijvoorbeeld vindt alleen steeds zwaardere woningisolatie plaats, bij 80% CO<sub>2</sub>-reductie zijn noch de TPV-ketel noch de elektrische warmtepomp aantrekkelijk. In bijlage A zijn dezelfde figuren 4.3 en 4.4 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4. Een kostencurve is te zien in figuur 11.10.

Algemeen geldt dat de aannames over kosten en rendementen van nieuwe energietechnologieën mede bepalend zijn voor het berekeningsresultaat. Bij nieuwe energietechnologieën voor woningverwarming, zoals warmtepompen of de TPV-ketel, zijn de aannames zeer onzeker: deze technologieën zijn immers nu nog in ontwikkeling en de toekomstige prestaties zijn derhalve moeilijk te voorspellen. De wijze van berekenen in het model biedt de mogelijkheid om de aannames van een of meerdere technologieën te wijzigen, en te kijken wat dan het resultaat zou zijn. Dit wordt geïllustreerd voor de elektrische warmtepomp. Door KEMA zijn in het kader van EMS kosten en rendementen becijferd van een toekomstige elektrische warmtepomp voor gecombineerde ruimteverwarming en warm tapwatervoorziening in een goed geïsoleerde nieuwbouwwoning zonder noodzaak voor gasbijstook. Er kunnen redenen zijn aan te nemen dat de door KEMA becijferde kosten (f 8500,-) en rendement (4,0) (zie tabel 4.4) met 20% verlaagd respectievelijk met 20% verhoogd kunnen worden, bijvoorbeeld door weglating van de aansluiting op het aardgasnet ('all electric' woning) en een verbeterde dimensionering, respectievelijk bij geslaagde ontwikkeling van een nieuw type 'hoogtoerige'

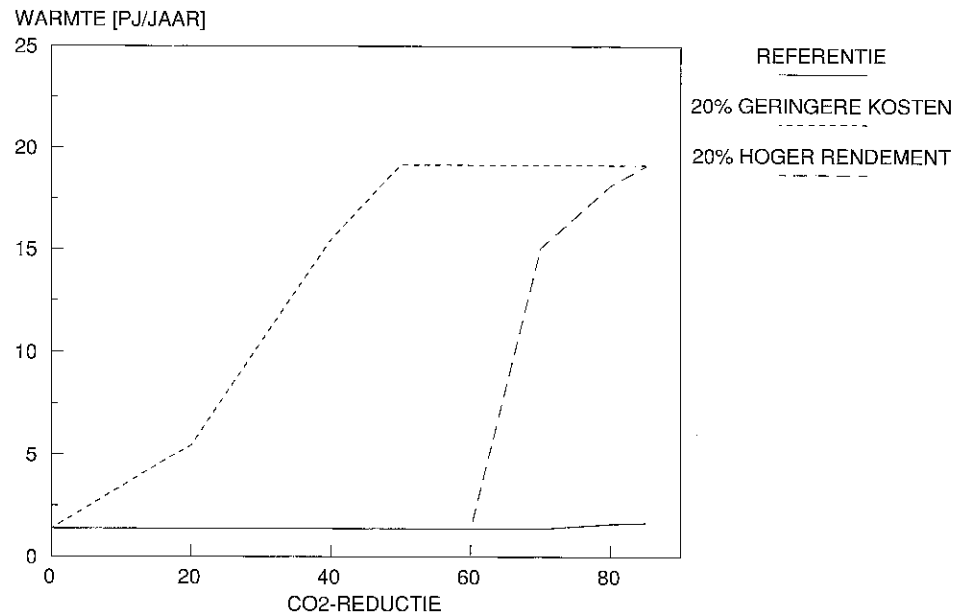
reductie. Voor de houtkachel was al geconstateerd dat deze slechts in bepaalde situaties economisch rendabel kan zijn. Bij CO<sub>2</sub>-reductie is een voordeel dat hout een duurzame energiebron is. Inderdaad neemt de houtproductie toe bij CO<sub>2</sub>-plafonds (figuur 8.5), maar het hout wordt voor andere doeleinden gebruikt. Ook zonne-energie is een duurzame energiebron. Bij het systeem van zonne-energie met seizoenopslag lijken de investeringskosten in verhouding tot het CO<sub>2</sub>-voordeel echter te hoog. Bij aanleg van stadsverwarming voor nieuwbouw eengezinswoningen zijn de aansluitkosten te hoog, in verhouding tot andere opties, rekening houdend met de warmte-afname bij de nieuwe isolatienormen. Stadsverwarming neemt wel toe in andere delen van de gebouwde omgeving, bij grotere afnemers (kantoren, kabinbouw), waar de aansluit- en afleveringskosten lager zijn (zie § 4.4). Absorptiewarmtepompen hebben een hoger energetisch rendement dan HR-ketels, wat de CO<sub>2</sub>-emissie vermindert. De absorptiewarmtepomp voor individuele woningverwarming blijkt, anders dan in eerdere studies, desondanks niet aantrekkelijk. Ook hiervoor lijken de investeringskosten in verhouding tot het CO<sub>2</sub>-voordeel te hoog. Eerder was al geopperd nader te onderzoeken in hoeverre de absorptiewarmtepomp in combinatie/in concurrentie met verdergaande isolatie nog gunstig is [15]; in dit rapport wordt deze onderzoeksvraag ten dele ingevuld met voornoemd resultaat.



Figuur 4.3 Verloop ruimteverwarming woningen, scenario DZ periode 2000-2040

warmtepomp. Bij wijze van gevoeligheidsanalyse is de penetratie van de elektrische warmtepomp berekend bij 20% lagere investeringskosten, respectievelijk 20% hoger rendement, in scenario GZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds [17]. Uit figuur 4.5 kan men concluderen dat zowel lagere investeringskosten als een hoger rendement de penetratiemogelijkheden van deze elektrische warmtepomp vergroten; het effect van de lagere investeringskosten is daarbij belangrijker. Bij het formuleren van onderzoeks- en ontwikkelingsdoelstellingen voor warmtepompen zou men van dit soort berekeningen gebruik kunnen maken.

De warmteproductie door elektrische warmtepompen in figuur 4.5 komt in de plaats van HR-ketels met isolatiepakket voor ruimteverwarming, en combiketels en zonneboilers met elektrische back-up voor warm tap water; deze opties zijn marginaal in de oorspronkelijke berekening. Aan de elektriciteitskant is geen eenduidig beeld. De extra elektriciteit benodigd voor de elektrische warmtepomp daarentegen blijkt afkomstig van allerlei bronnen, zoals diverse typen centrales en elektriciteitsbesparingen elders, waarbij de bijdragen willekeurig lijken te variëren in omvang en/of teken bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds. Dit illustreert het complexe karakter van het gebruikte optimalisatiemodel (zie ook § 7.4).



Figuur 4.5 Penetratie elektrische warmtepomp nieuwbouwwoningen, scenario GZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds, standaard en bij 20% lagere investeringskosten of 20% hoger energetisch rendement

## 4.3 Warm tapwater in woningen

### 4.3.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

Het gemiddeld jaarlijks aardgasgebruik voor warm tapwaterbereiding in Nederland is momenteel ca. 12,6 GJ per huishouden in de woningen die voorzien zijn van een gastoestel. Het gebruik van warm tapwater is de laatste jaren sterk toegenomen maar stabiliseert nu. Verwacht wordt dat het gebruik van warm tapwater per huishouden in de toekomst gelijk zal blijven als een gevolg van enerzijds gezinsverdunding en gebruiksvermindering (bijvoorbeeld door toename van de penetratie van afwasmachine en energiezuinige douchekop) en anderzijds een verder toenemende gebruiksfrequentie van warm tapwater per persoon.

### 4.3.2 Karakteristieke opties productie warm tapwater

Aardgas is in Nederland de belangrijkste energiebron voor warm tapwater: in 89% van de lokale warm watervoorzieningen vindt verwarming plaats door middel van aardgas en in 11% door elektriciteit. Voor het jaar 2000 zal ook met deze percentages gewerkt worden. Bij gebruik van aardgas worden in 2000 naar verwachting iets meer geisers dan combiketels (tapwaterspiraal in de CV-ketel) gebruikt. Voor de periode ná 2000 zijn de energiedragers en technieken voor warm tapwaterproductie in toenemende mate uitwisselbaar.

Voor productie van warm tapwater zijn, naast de bestaande technieken zoals gasgeiser, combiketel, elektrische boiler of aansluiting op stadsverwarming nog diverse andere (nieuwe) technieken mogelijk. Voor de berekeningen zijn de elektrische warmtepompboiler (afzonderlijk of gecombineerd met ruimteverwarming), zonneboilers (met gasgestookte of elektrische bijverwarming) en een met koelkasten gecombineerde gasabsorptiewarmtepomp geselecteerd [9].

Kosten en rendementen van geisers en combiketels zijn redelijk nauwkeurig bekend. De kosten van bad- of keukengeisers lopen uiteen, gerekend is met een gewogen gemiddelde van *f* 640,- per installatie. De extra investeringskosten om een HR-ketel als combi uit te voeren zijn geschat op *f* 1000,-.

In een elektrische boiler (met opslagvat van 100 liter) wordt door middel van weerstandsverwarming warm water geproduceerd met een systeemrendement (exclusief verliezen voor opwekking elektriciteit) van ongeveer 65%. De elektrische boiler betreft een groot deel van de elektriciteit uit nachtstroom. De investeringskosten bedragen *f* 1000,-.

De elektrische warmtepompboiler is commercieel verkrijgbaar, in Duitsland zijn hiervan reeds 300000 in bedrijf. De marktpenetratie van dit apparaat in Nederland is echter nog niet significant. Een warmtepomp onttrekt energie op een laag temperatuurniveau en brengt die naar een hoger niveau voor verwarmingsdoeleinden. Bij een afzonderlijk systeem is uitgegaan van een warmtepompboiler die gebruik maakt van goedkope nachteletriciteit en warmte onttrekt aan de ruimte waar hij staat opgesteld (bijvoorbeeld op zolder). Het energetisch rendement rekening houdend met stilstandsverliezen bedraagt

1,5. Uit een praktijkproject in Nederland komen extra investeringskosten ten opzichte van de elektrische boiler van f 1000,- naar voren, de investeringskosten zijn dan dus f 2000,- per apparaat.

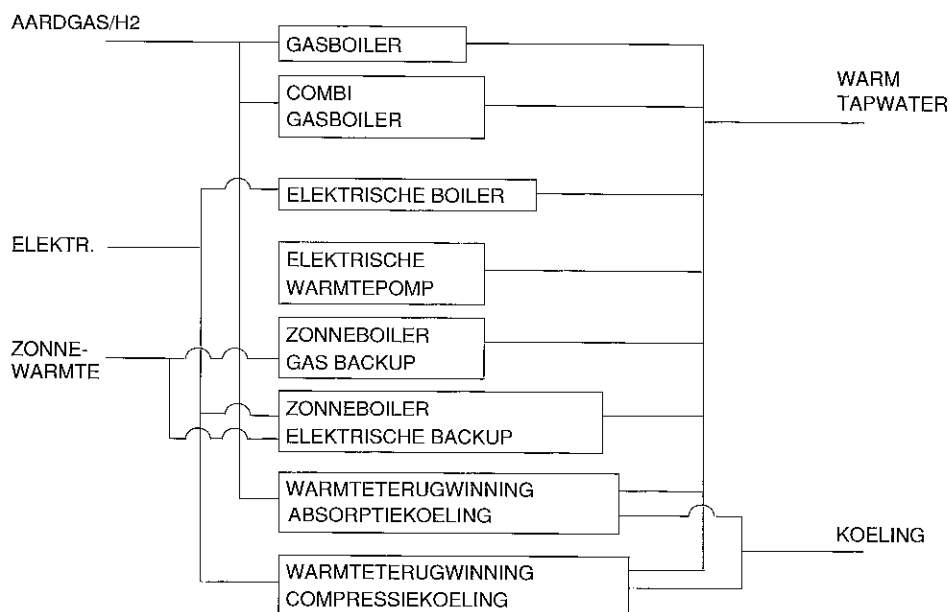
Het rendement is hoger indien ventilatielucht als warmtebron wordt gebruikt, dit is mogelijk bij het door KEMA [10] uitgewerkte gecombineerde systeem (zie ook § 4.2.2.).

Een zonneboiler dient toegepast te worden in combinatie met een gasgestookte of elektrische bijverwarming, omdat een deel van het jaar de zon onvoldoende warmte levert. De hoeveelheid nuttige energie die geleverd kan worden door een zonneboiler met een oppervlak van 2,5 tot 3 m<sup>2</sup> loopt uiteen, van jaar tot jaar en naar gelang het seizoen en gebruikspatroon. Als vuistregel gaat men er voor Nederland van uit dat de zonnewarmte 50% van de warm tapwaterproductie levert, de andere 50 % is afkomstig van gas- of elektrische bijstook. Er zijn inmiddels enkele duizenden zonneboilers geplaatst in Nederland. De kostprijs van een zonneboiler bij serieproductie is geraamd op f 2000,-; daarbij dienen de kosten van een modulerende gasgeiser respectievelijk elektrische boiler te worden opgeteld.

Uitgangspunten voor investeringskosten, rendementen en besparingen van verschillende opties bij warm tapwater productie in woningen anno 2030 zijn samengevat in tabel 4.6. Naast investeringskosten zijn nog jaarlijkse onderhoudskosten meegerekend, variërend van 3% van de investering voor elektrische boilers tot 7% voor gasgeisers. De levensduur is gesteld op 15 jaar. Voor meer details over opbouw van investeringen en gehanteerde begrenzings in marktpenetratiepotentieel wordt verwezen naar [9]. De rendementen hebben betrekking op de omzetting van gas (onderste verbrandingswaarde) of elektriciteit in nuttige warmte. De verliezen in leidingen en stilstandsverliezen zijn in het rendement verdisconteerd.

Tabel 4.7 *Uitgangspunten: Kencijfers opties voor produktie warm tapwater in woningen 2030 [9]*

Optie	Investering (gld 1990)	Energetisch rendement
Gasgeiser	640	0,50
Gas-combitoestel	1000	0,60
Elektrische boiler	1000	0,65
Elektrische WP-boiler	2000	1,50
Idem met woningverw.	8500	4,0
Stadsverwarming	zie § 4.2	
Zonneboiler + gas	2640	
Zonneboiler + elektr.	3000	
Absorptiekoelkast	zie § 4.5	



Figuur 4.6 *Overzicht opties warm tapwater voor woningen*

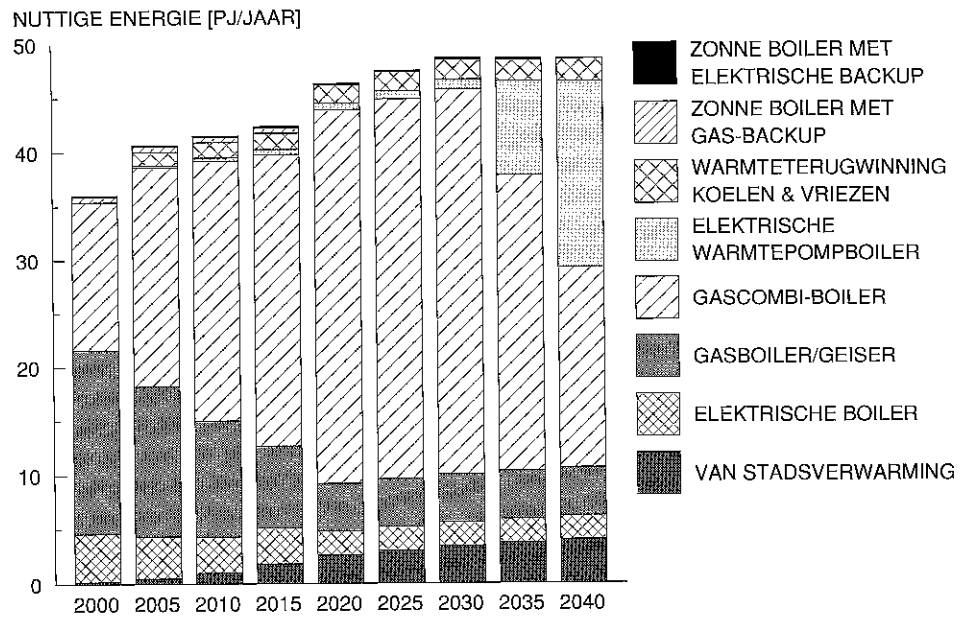
### 4.3.3 Berekeningsresultaten warm tapwater in woningen

In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) blijft de productie van warm tapwater vanaf het jaar 2000 praktisch ongewijzigd. De totale productie neemt geleidelijk toe door de bevolkingstoename en de groei van het aantal woningen, maar ook in 2030 zijn gastoestellen (geisers en combiketels) dominant, zie figuur 4.7.

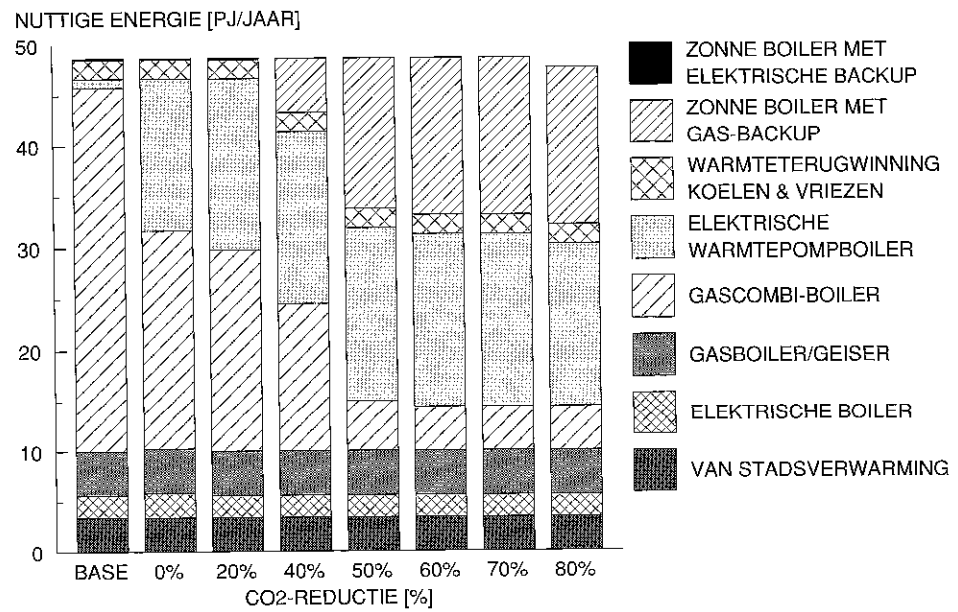
De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-80%, hebben direct invloed op de inzet van technieken voor productie van warm tapwater. Figuur 4.8 geeft een voorbeeld voor scenario Gk in het jaar 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds. Tot aan 40% CO<sub>2</sub>-reductie treedt een verschuiving op van gastoestellen naar elektrische warmtepomp boilers. Bij verdergaande CO<sub>2</sub>-plafonds tot 80% neemt de penetratie van (duurdere) zonneboilers met gasbijstook sterk toe. In het GZ-scenario neemt de penetratie van zonneboilers met elektrische bijverwarming juist toe.

In de scenarioberekeningen met kernenergie is de verschuiving naar elektrische (warmtepomp)boilers belangrijker. Deze gebruiken nachtstroom, en vormen zodoende een gunstige combinatie met basislast vermogen van kerncentrales. In bijlage A zijn dezelfde figuren 4.7 en 4.8 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.





Figuur 4.7 *Ontwikkeling warm tapwater voorziening woningen, scenario DZ, periode 2000-2040*



Figuur 4.8 *Warm tapwater productie in woningen, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

## 4.4 Warmtevoorziening kantoren, stadsverwarming en tuinbouw

### 4.4.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

Voor warmtevoorziening in kantoren e.d. (winkelcentra, ziekenhuizen, scholen, hotels, tuinbouwkassen) geldt in grote lijnen dezelfde situatie als bij woningverwarming. Er is sprake van een relatief lang stookseizoen, een betrekkelijk mild winterklimaat en geen heet zomerklimaat, waardoor de koelvraag relatief gering is. Tot voor 30 jaar geleden werden voornamelijk kolenketels gebruikt voor verwarming, in de jaren '60 was oliestook belangrijk, maar sinds de aardgasvondst in Groningen wordt thans bijna uitsluitend aardgas gebruikt.

De verwarmingsinstallaties zijn groter dan in woningen, met vermogens variërend van 100 tot 10000 kW<sub>th</sub> (ter vergelijking: een kachel of CV-ketel voor individuele woningverwarming heeft doorgaans een vermogen tussen 5 en 25 kW<sub>th</sub>).

De laatste jaren valt in kantoren en tuinbouwkassen een sterke toename van warmte/kracht-installaties (Total Energy) met gasmotoren waar te nemen. Met zo'n TE-installatie voorziet men in de eigen elektriciteitsbehoefte, waarbij de motorrestwarmte voor verwarming wordt gebruikt. TE werd in Nederland in de jaren '80 geïntroduceerd. Tegenwoordig worden dergelijke installaties ook vaak geëxploiteerd door nutsbedrijven, waarbij zoveel mogelijk in de eigen warmtebehoefte voorzien kan worden en het overschot aan elektriciteit aan het plaatselijke energiebedrijf wordt geleverd.

In de jaren '80 zijn daarnaast in Nederland een 100-tal gasgestookte warmtepompen geïntroduceerd, de verdere penetratie stagneert momenteel. In de tuinbouw zijn incidenteel kolenketels geplaatst. Tenslotte zijn kantoren in stadsverwarmingsgebieden in veel gevallen aangesloten op het warmtenet.

Het bestand van kantoren en tuinbouwkassen in Nederland kan op verschillende manieren gededaggeerd worden: naar grootte, leeftijd, gebruikswijze, isolatie, gewasteelt, etc. Voor het model is onderscheid gemaakt in 4 categorieën: kleinere kantoren, grote kantoren, gebouwcomplexen voor continue gebruik en tuinbouwkassen. Zoals gezegd (§ 4.2) zijn stadsverwarmingsnetten bij bestaande woningen en blokverwarmingssystemen bij appartementen mede opgenomen in de categorie grote respectievelijk kleine kantoren. De geprojecteerde warmtevraag per categorie voor de periode 2000, 2015 en 2030 is weergegeven in tabel 4.8.

### 4.4.2 Karakteristieke opties verwarming kantoren en tuinbouw

Bij kantoren en tuinbouw is vermindering van de warmtevraag mogelijk, en/of kan de warmte op verschillende manieren geproduceerd worden.

Vermindering van de warmtevraag in kantoren is mogelijk door meer isolatie met bekende technieken (thermoplus-glas, etc.), warmteterugwinning uit

afgewerkte ventilatielucht, nieuwe isolatiematerialen, etc. In het model zijn twee 'besparingspakketten' opgenomen voor energiezuinige kantoren. Vermindering van warmtevraag in de tuinbouw is niet als technische optie gemodelleerd, het is moeilijk kosten toe te rekenen aan introductie van lage temperatuurgewassen of teeltverandering. De verschillen in warmtevraag in de tuinbouw tussen de scenario's (tabel 4.8) geven enige indicatie van mogelijke verschillen op dit gebied.

Tabel 4.8 *Uitgangspunten: Warmtevraag kantoren en tuinbouw periode 2000-2040  $PJ_{th}/j$ , scenario's DZ/K en GZ/K*

Categorie	2000	DZ/K	GZ/K	DZ/K	GZ/K
		2015	2015	2030	2030
Kantoren klein	104	115	122	117	132
Kantoren groot	113	134	130	148	136
Gebouwcomplexen	22	29	27	33	28
Tuinbouw	119	117	98	116	76

Voor de produktie van warmte zijn verschillende mogelijkheden: oliestook, verbeterd rendement (VR) of hoog rendement (HR) gasketels, stadsverwarming, zonnecollectoren, TE-units, en elektrische, gasabsorptie- of gasmotor-warmtepompen en kolen- of strotketels.

Kosten en rendementen van oliestook en gasketels zijn nauwkeurig bekend. Een HR-ketel heeft een hoger rendement door benutting van de condensatiewarmte van de bij de verbranding vrijkomende waterdamp (het verschil tussen bovenste en onderste verbrandingswaarde van gas). De ketel is voorzien van een rioolafvoer voor water uit de condensor. In plaats van aardgas zou in de toekomst ook waterstof gebruikt kunnen worden.

Voor stadsverwarming zijn afleverings- en aansluitkosten bekend. Voor zonnecollectoren en voor gebruik van restwarmte van TE-units (gasmotor warmte/kracht-installaties) zijn kosten nauwkeurig bekend. Bij TE kan in plaats van een gasmotor in de toekomst ook een brandstofcel gebruikt worden. Bij stadsverwarming wordt warm water over zekere afstand naar de afnemer vervoerd, daarbij treden warmteverliezen op. De omvang van de warmteverliezen is afhankelijk van aanvoer- en retourwatertemperatuur, leidingisolatie, verbindingstukken en afstand. Gerekend is met netto verliezen in het leidingnet van 5%.

Warmtepompen zijn in ontwikkeling. Met een warmtepomp wordt warmte van lage temperatuur (warmtebron) opgepompt naar een hoger temperatuurniveau, waar deze wordt afgegeven voor kantoor- of kasverwarming. Voor het oppompen van de warmte is extra energie nodig, die bij een absorptiewarmtepomp wordt geleverd door een gesloten kringloop van twee stoffen (bijvoorbeeld  $NH_3/H_2O$ ,  $LiBr/H_2O$  of  $LiBr/methanol$ ) die onder toevoer en afvoer van warmte scheiden en absorberen. Elektrische en gasmotorwarmtepompen maken gebruik van een mechanische compressor aangedreven door een elektromotor respectievelijk gasmotor voor het oppompen van de warmte. In het algemeen geldt dat het energetisch rendement van de warmtepomp hoger is naarmate het temperatuurverschil tussen warmtebron en warmteafgifte

kleiner is. In de tuinbouw kan de warmte doorgaans op een lager temperatuurniveau benut worden (kasverwarming, met water van bijvoorbeeld 40°C) en kan vaak grondwater als warmtebron van relatief hoge temperatuur (10°C) gebruikt worden, waardoor het energetisch rendement hoger kan zijn. Omdat warmtepompen zijn opgebouwd uit componenten die ook elders worden toegepast (in de koeltechniek met name) zijn de kosten en rendementen redelijk nauwkeurig te voorspellen.

Naast de kosten van de warmtepomp zelf is de dimensionering van de verwarmingsinstallatie van belang. Omdat een warmtepomp relatief duur is, en omdat slechts zelden het volledige vermogen van de verwarmingsinstallatie nodig zal zijn (alleen bij extreme koude), worden warmtepompen in de praktijk bivalent uitgevoerd in combinatie met een goedkopere hulpkachel. In zo'n 'bivalente' warmtepompverwarmingsinstallatie kan de warmtepomp bijvoorbeeld 30% van het maximaal benodigd vermogen leveren, en voorziet daarmee voor 85% in de jaarlijkse warmtevraag; d.w.z. alleen als het erg koud is springt de kachel bij. Verwarmingsinstallaties met een warmtepomp zijn in het algemeen zo'n 5 maal duurder dan een gewone ketelinstallatie [15].

Gasmotorwarmtepompen hebben een groot vermogen en zijn daarmee vooral gunstig bij grote kantoren; elektrische en absorptiewarmtepompen zijn ook voor kleinere kantoren geschikt. Geen rekening is gehouden met eventuele voordelen bij combinatie met koeling (air-conditioning) 's zomers in kantoren. De kosten van elektrische en gasmotorwarmtepompen zijn redelijk nauwkeurig bekend, op basis van recente ervaringen in binnen- en buitenland. In Nederland en Duitsland zijn in de jaren '80 enige honderden gasmotorwarmtepompinstallaties gebouwd. Elektrische warmtepompen worden in o.a. Japan en Zweden veelvuldig toegepast. Door ervaring, componentverbetering en aandacht voor de dimensionering lijken nog aanzienlijke verbeteringen mogelijk in de prestaties van elektrische en gasmotorwarmtepompen. Met gasabsorptiewarmtepompen is nog niet veel ervaring. Recent is in Nederland een gasabsorptiewarmtepomp met een vermogen van 250 kW<sub>th</sub> ontwikkeld en op de markt gebracht.

Warmtepompen hebben een warmtebron nodig. Bij verwarming van kantoren en tuinbouwkassen wordt in Nederland als warmtebron vooral gedacht aan omgevingswarmte uit grondwater, oppervlaktewater of de buitenlucht. Niet in alle gevallen zal het echter mogelijk zijn om ter plaatse warmte aan de omgeving te onttrekken, bijvoorbeeld vanwege voorschriften of ruimtegebrek. In de berekeningen is daarom gerekend met een maximum voor de totale hoeveelheid omgevingswarmte, overeenkomend met een marktpenetratiepotentieel voor warmtepompen van ca. 50%. Het hoger energetisch rendement vergeleken met verwarmingsketels is een belangrijk voordeel. Nadelige milieu-effecten, zoals NO<sub>x</sub>-emissies bij gasmotoren en gebruik van CFK's als koudemiddel bij elektrische en gasmotorwarmtepompen, zijn beheersbaar [35]. Op dit gebied zijn reeds wettelijke regelingen (internationaal CFK-protocol, nationale NO<sub>x</sub>-emissionormen, etc.).

Voor de tuinbouw is nog verwarming met kolenketels of stroketels mogelijk. Voor wervelbedkolenketels en stroketels zijn, mede op basis van buitenlandse ervaringen (o.a. Denemarken), kostencijfers bekend.

Uitgangspunten voor investeringskosten, rendementen en besparingen van verschillende opties bij verwarming van kantoren en tuinbouw anno 2030 zijn samengevat in tabel 4.9 en 4.10. De investeringskosten hebben betrekking op de jaarlijkse warmtevraag ( $f/GJ$  per jaar). Naast investeringskosten zijn nog jaarlijkse onderhoudskosten meegerekend, variërend van 1% van de investering voor bouwkundige voorzieningen tot 4% voor ketels en warmtepompen. De levensduur van ketels en warmtepompen is gesteld op 20 jaar, voor zonnecollectorsystemen op 30 jaar, voor bouwkundige isolatievoorzieningen geldt een veel langere levensduur van 45 jaar.

De rendementen hebben betrekking op de omzetting van gas of andere brandstoffen (op onderste verbrandingswaarde) of elektriciteit in nuttige warmte. Bij gaswarmtepompen geldt het rendement voor het hele verwarmingssysteem inclusief hulpketel, bij elektrische warmtepompen geldt het rendement alleen voor elektriciteit. In het model wordt daarnaast rekening gehouden met extra gasinzet voor hulpketels bij elektrische warmtepompen (10 à 15% van de warmte wordt door een gasketel geleverd), en met extra elektriciteitsgebruik voor bronpompen.

De besparingen geven de relatieve vermindering van de warmtevraag weer. Kosten en rendementen zijn exclusief voorzieningen om  $NO_x$ - of  $SO_2$ -emissies te verminderen. Met name bij gasmotoren (TE-units en warmtepompen) en kolenketels betreft het hier significante extra investeringen (§ 11.4).

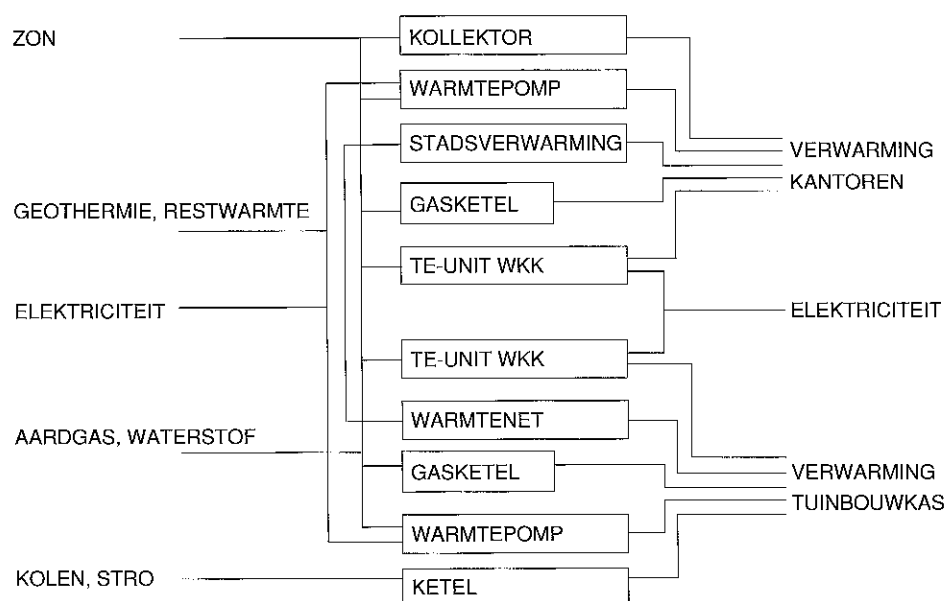
Tabel 4.9 *Uitgangspunten: Kencijfers opties verwarming en besparing grote kantoren 2030 [3,15]*

Optie	Investering ( $f/GJ_{th}/j$ )	Energetisch rendement	Energie besparing
Extra isolatie	150		0,50
Minimum energie	250		0,75
VR-ketel	22	0,88	
HR-ketel	39	1,0	
Oliestook	28	0,83	
Stadsverwarming	126	§ 7.2, 8.2	
Zonnecollector	560		
TE-unit-restwarmte	18	§ 7.2	
Elektrische warmtepomp	106	4,2	
Gasmotorwarmtepomp	80	1,7	
Gasabsorptiewarmtepomp	86	1,5	

Tabel 4.10 *Uitgangspunten: Kencijfers opties voor verwarming tuinbouwkassen 2030 [3,15]*

Optie	Investering (f/GJ <sub>th</sub> /j)	Energetisch rendement
Gasketel	12	1,0
TE-unit restwarmte	8	§ 7.2
Elektrische warmtepomp	52	4,6
Gasmotor warmtepomp	67	1,75
Gasabsorptie warmtepomp	70	1,7
Stadsverwarming	60	§ 7.2, 8.2
Kolenketel	140	0,85
Stroketel	250	0,6

Figuur 4.9 geeft de combinatiemogelijkheden van warmtelevering en besparing in kantoren en tuinbouw die in de berekeningen zijn meegenomen.

Figuur 4.9 *Overzicht verwarmingsopties kantoren en tuinbouw*

#### 4.4.3 Berekeningsresultaten verwarming kantoren en tuinbouwkassen

In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) verandert de verwarming van kantoren en tuinbouwkassen in de periode 2000-2040 reeds ingrijpend, zie figuur 4.10. In 2000 wordt de warmte nog voornamelijk geleverd door gasketels, naast oliestook, TE-units en stadsverwarming. In de periode tot 2020 worden gasketels en oliestook vervangen. Met name zijn energiebesparing (energiezuinige kantoren) en introductie van gasgestookte warmtepompen

van belang. Daarnaast neemt ook de penetratie van stadsverwarming nog iets toe. Aan het eind van de zichtperiode vanaf 2020 stabiliseert stadsverwarming en vermindert de bijdrage van gasmotorwarmtepompen, ten gunste van gasabsorptiewarmtepompen; bij dit laatste speelt de noodzaak van NO<sub>x</sub>-emissiebestrijding bij gasmotoren tevens een rol.

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-80%, hebben direct invloed op de inzet van verwarmingstechnieken voor kantoren en tuinbouwkassen. Figuur 4.11 geeft een voorbeeld voor één van de scenario's in het jaar 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds. Bij CO<sub>2</sub>-reductie treedt een verschuiving op van gasabsorptiewarmtepompen naar gasmotorwarmtepompen (die een hoger energetisch rendement hebben, tabel 4.9), wordt stadsverwarming meer toegepast (o.a. op basis van aardwarmte, zie hoofdstuk 8) en vindt introductie plaats van elektrische warmtepompen. De helft van de verwarming van kantoren en tuinbouwkassen komt voor rekening van warmtepompen, overeenkomstig het voor deze technologie gestelde maximum. In het algemeen blijft gas (in warmtepompen en energiezuinige kantoren) toch van belang; hierbij speelt een rol dat aardgas bij extreme CO<sub>2</sub>-plafonds gaandeweg vervangen wordt door waterstof, met gebruikmaking van dezelfde iets aangepaste gasdistributie infrastructuur.

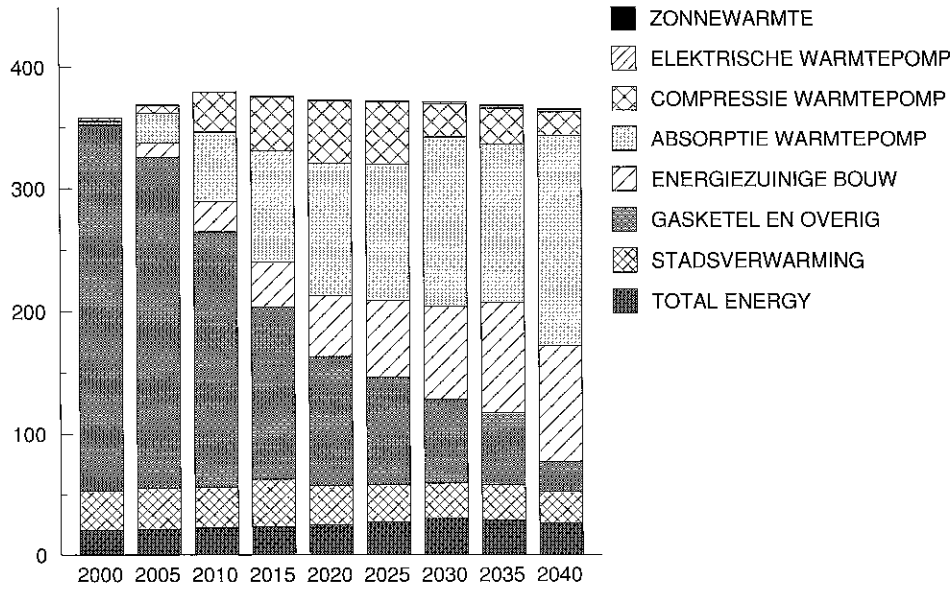
Stroketels in de tuinbouw blijken niet aantrekkelijk in concurrentie met de andere opties. Hoewel stro een duurzame energiebron is, die bij CO<sub>2</sub>-plafonds in toenemende mate wordt geproduceerd, uit miscanthus en als nevenprodukt van koolzaad (zie hoofdstuk 8), is het blijkbaar aantrekkelijker het stro voor andere energiedoeleinden te benutten.

Zonnecollectoren voor kantoorverwarming lijken, ook in de meest extreme variant van 80% CO<sub>2</sub>-reductie, te kostbaar in concurrentie met de andere opties van kantoorverwarming.

Opvallend is ook dat warmte/kracht-installaties (TE) niet aantrekkelijker worden bij CO<sub>2</sub>-plafonds. Dit heeft te maken met het lagere energetisch rendement van een gasmotor (het elektrisch rendement van een gasmotorgeneratorset in TE-installaties kan oplopen tot 36% (tabel 7.3)) vergeleken met het rendement van combinaties van moderne STEG-elektriciteitscentrales, warmtepompen en industriële warmte/kracht-koppeling. Het totale warmte/kracht-vermogen in de scenario's neemt dus wel sterk toe bij CO<sub>2</sub>-plafonds, maar deze toename vindt voornamelijk plaats in de industrie (figuur 7.1) en niet in de gebouwde omgeving. Brandstofcellen hebben een hoger rendement dan gasmotoren. Bij de meest extreme CO<sub>2</sub>-reductie (80%) in enkele van de scenario's, worden brandstofcellen in TE-installaties in de gebouwde omgeving aantrekkelijk.

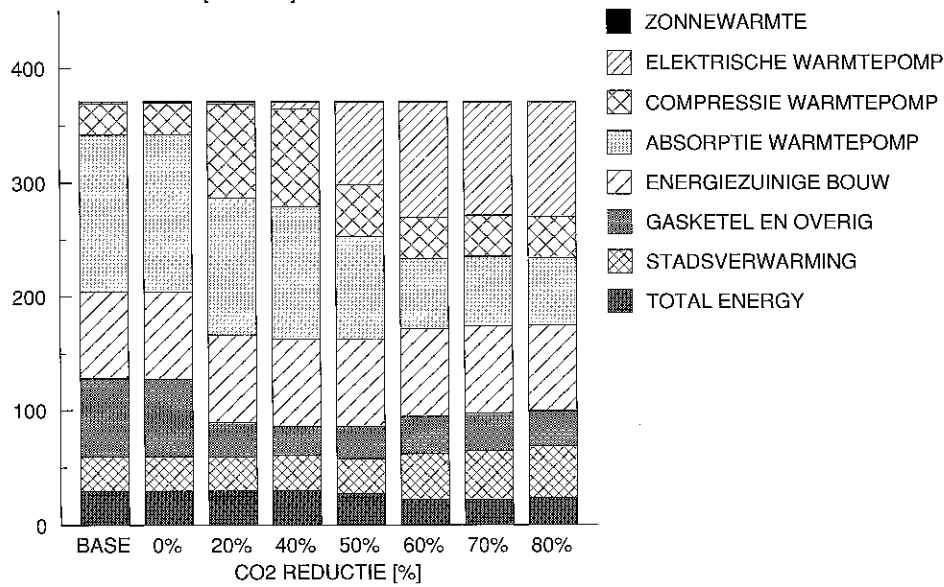
In bijlage A zijn dezelfde figuren 4.10 en 4.11 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.

NUTTIGE ENERGIE [PJ/JAAR]



Figuur 4.10 Ontwikkeling verwarming kantoren en tuinbouw, scenario GK, periode 2000-2040

NUTTIGE ENERGIE [PJ/JAAR]



Figuur 4.11 Verwarming kantoren en tuinbouw, scenario GK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



## 4.5 Elektriciteitsgebruik woningen

### 4.5.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

Elektriciteit wordt in woningen voor een groot aantal toepassingen gebruikt. Per woning in Nederland zijn 40 tot 100 apparaten (inclusief lampen) aanwezig die elektriciteit gebruiken. In tabel 4.11 is aangegeven hoe het elektriciteitsgebruik in 1990 was verdeeld over toepassingen. Een deel van de toepassingen zoals gebruik voor warm tapwater en voor ruimteverwarming zijn in eerdere paragrafen behandeld.

Tabel 4.11 *Elektriciteitsgebruik in woningen naar toepassing 1990 [9]*

Toepassing	[kWh/jaar]
Voedselkoeling	534
Koken	186
Warm watervoorziening	276
Wasmachine/vaatwasmachine	257
Verlichting	487
Keukenapparatuur	125
Overige reiniging	253
Persoonlijke verzorging	27
Binnenhuisklimaat	332
Hobby, audio, video, communicatie	304
Totaal	2781

De apparaten voor huishoudelijk gebruik worden steeds zuiniger. Verwacht wordt dat zonder beleid het elektriciteitsgebruik echter zal groeien door de toename van het aantal apparaten per huishouden. Het huidig beleid is er op gericht deze groei te beperken door terugdringen van elektrische boilers, meer zuinige verlichting (3-4 spaarlampen per woning) en stimulering van de aankoop van energiezuinige witgoedapparaten (koelkast, wasmachine e.d.).

De verwachting is dat met name het elektriciteitsgebruik voor verlichting zal dalen en het overig elektriciteitsgebruik zal stijgen, per saldo leidend tot een lichte toename in het jaarlijks gebruik per woning tot 2808 kWh, zie tabel 4.12. In 2000 komt daarmee het totaal elektriciteitsgebruik uit op huishoudens 65 PJ<sub>e</sub>/jaar.

Tabel 4.12 *Elektriciteitsgebruik in woningen naar toepassing 2000*

Toepassing	[kWh/jaar]
Voedselkoeling	508
Koken (excl. magnetrons, ovens en gastoestellen)	63
Warmwatervoorziening	258
Wasmachine/vaatwasmachine	295
Verlichting	396
Restpost: overig	1287
Totaal	2808

In de periode van 2000 tot 2030 wordt de ontwikkeling van de vraag naar verlichting, koeling etc. bepaald door het aantal woningen, de ontwikkeling van de penetratiegraad van apparaten en eventuele autonome besparingen. Zie tabel 4.13.

Tabel 4.13 *Uitgangspunten: Vraag van elektriciteitsgebruikende apparaten, prognoses voor 2015 en 2030 in scenario's DZ/K en GZ/K*

Toepassing	eenheid	jaar 2000	DZ/K 2015	GZ/K 2015	DZ/K 2030	GZ/K 2030
Voedselkoeling	PJ <sub>nut</sub>	11,77	13,45	12,89	14,15	12,73
Koken (excl.gas etc.)	PJ <sub>nut</sub>	26,4	29,1	28,1	30,0	29,0
Wasmachine	PJe	5,8	6,0	5,8	6,0	5,7
Vaatwasmachine	PJe	1,1	2,1	1,7	2,8	2,0
Verlichting	10 <sup>16</sup> lm	17,3	19,7	19,3	20,8	19,8
Restpost: overig	PJe	29,8	34,0	31,6	35,8	30,8

In bovenstaande tabel is de energievraag uitgedrukt in eenheden nuttige energie. Hier is bijvoorbeeld bij verlichting en koeling gekozen voor hoeveelheden 'lumen' respectievelijk 'warmte afgevoerd uit de koelruimte'. Het begrip 'nuttige energie' is echter vaak moeilijk definieerbaar, in [42] worden bijvoorbeeld weer andere eenheden gebruikt.

#### 4.5.2 Karakteristieken opties elektriciteitsgebruik woningen

Het elektriciteitsgebruik kan verder worden verminderd door zuiniger apparatuur te gebruiken. Voor de in 4.12 genoemde toepassingen die verantwoordelijk zijn voor 54% van het elektriciteitsgebruik in 2000 zijn opties in het model gebracht. Een overzicht van deze opties is gegeven in tabel 4.14. Andere toepassingen die individueel beperkte bijdragen aan het elektriciteitsgebruik geven zijn verantwoordelijk voor de overige 46%.

Bij koelkasten en vriezers is een vermindering van het energiegebruik mogelijk door de koelruimte beter te isoleren, door toepassing van een koelinstallatie met een hoger rendement en door de geproduceerde warmte beter te benutten.

Het jaarlijks aantal graaddagen (gemiddeld temperatuurverschil tussen binnen en buiten: vermenigvuldigd met het aantal graaddagen) van een koelkast of een vriezer is in Nederland 2 tot 5 keer hoger dan voor een woning. Aan de isolatie van koelruimtes mogen daarom hogere eisen worden gesteld dan aan de isolatie van woningen. De isolatie kan dikker worden gemaakt en er kunnen verbeterde isolatiematerialen worden gebruikt. Uitgegaan wordt van de mogelijkheid om de isolatiedikte van PUR-schuim 2 of 3 cm dikker te maken. Omdat gebruik van CFK's aan banden wordt gelegd is uitgegaan van met HCFK-141b geblazen PUR-schuim. Met name CFK's leiden tot aantasting van de ozonlaag en hebben broeikaswerking. Bij de als CFK- vervangers ontwikkelde HCFK's is het vermogen tot aantasting van de ozonlaag sterk gereduceerd, maar is nog wel sprake van een zekere broeikaswerking [18]. De verkleining van de inhoud van de koelruimte door de extra isolatielaag is in de kostprijs in rekening gebracht.

Met edelgas gevulde panelen bestaan uit zeer dunne niet-gasdoorlatende polymeerfilmlaagjes met een metaalcoating. De ruimten tussen de laagjes zijn gevuld met slecht warmtegeleidend gas (hier met krypton). Hierdoor kunnen lage warmtegeleidingcoëfficiënten worden bereikt. In dit isolatiemateriaal is geen vacuüm aanwezig.

Vacuümpanelen zijn doorgaans zeer goede isolatiematerialen. Binnen de groep van zacht vacuümpanelen zijn de materialen met aerogelvulling veelbelovend. Een aerogel ontstaat als het water uit een gel (mengsel van bijvoorbeeld tetraethylorthosilicaat, ethanol en water) verdampt zonder dat de structuur van het gel wordt verstoord. De goede isolerende werking ontstaat doordat de zeer kleine poriën in het gel niet of nauwelijks stroming van gas toelaten en doordat het fijne netwerk van gel nauwelijks geleidt. Met een reflecterende coating is ook warmtestraling door het vacuümpaneel teruggebracht.

Het rendement (COP=Coëfficiënt Of Performance) van de koelinstallatie geeft de hoeveelheid nuttige koude (uit de koelkast afgevoerde warmte) per hoeveelheid finale energie (elektriciteit). Als het oppervlak van warmtewisselaars van verdampers en condensoren wordt vergroot kan een koelinstallatie een 20% hogere COP worden bereikt. Om het rendement verder te verhogen lijkt het concept van een dual compressor kansrijk. Bij een dual compressorsysteem krijgen de koelruimte en de vriesruimte ieder een aparte compressor en verdampers; hierdoor ontstaat een zogenaamde koelvriescombinatie. Voor het koelgedeelte wordt bij deze installatie het temperatuurverschil tussen condensor en verdampers gereduceerd waardoor voor dit deel de COP toeneemt. Hier staat tegenover dat met kleinere compressoren minder hoge COP's gehaald kunnen worden, doordat mechanische en elektrische verliezen niet proportioneel met de capaciteit van de compressor afnemen. Bij Europese koelkasten kan met een dual compressor een efficiencyverbetering van ruim 10% worden bereikt.

Een absorptiekoelkast werkt op basis van het absorptiekoelprincipe. Dit betekent dat deze koelkast in plaats van een mechanische compressor een thermisch aangedreven compressor heeft, die naast een koudemiddel een absorptiemiddel gebruikt. Een belangrijk voordeel van de absorptiekoelkast is het ontbreken van koudemiddelen als CFK's of HCFC's, die nadelige milieu-effecten hebben. In absorptiekoelkasten wordt veelal NH<sub>3</sub> gebruikt als koudemiddel. Ook bij de absorptiekoelkast kan door het aanbrengen van extra warmtewisselaars de COP worden verbeterd. Door het aanbrengen van een extra stap (tweetraps) in de absorptiecyclus, kan de COP verder toenemen. In principe gebruikt de absorptiekoelkast aardgas als energiedrager. Aangenomen wordt dat de waterstofaangedreven absorptiekoelinstallatie zonder extra kosten kan worden ontwikkeld.

Een optie bij koelinstallaties is warmteterugwinning (WTW). Aan de achterzijde van een koelinstallatie wordt de uit de koelruimte afgevoerde warmte samen met de toegevoerde energie (elektriciteit bij een compressiekoelkast, gas bij absorptiekoelkast) aan de omgeving (meestal keuken) afgegeven. Deze warmte is slechts voor een gedeelte van de tijd (winter, dag) gewenst. In principe kan de warmte nuttiger worden gebruikt, bijvoorbeeld voor productie van warm tapwater. Hoe meer warmte wordt geproduceerd hoe groter de mogelijkheden voor warmteterugwinning (WTW). Dit betekent dat zuinige koelapparaten geringe mogelijkheden hebben voor nuttig gebruik van restwarmte. De hoeveelheid warmte die door een koelinstallatie wordt geproduceerd neemt af bij toenemende isolatie en bij een hoge COP. Warmteterugwinning is alleen kansrijk in combinatie met de absorptiekoelkast of met de standaard uitgevoerde compressiekoelkast. De maximale penetratie van WTW-systemen bij koelkasten is gesteld op 40% van het aantal huishoudens. Voor de *warmwatervoorziening* wordt verder verwezen naar § 4.3.

Voor *koken* in woningen bestaat een tweetal opties: koken op aardgas/waterstof en koken op elektriciteit.

Het waswater van wasmachines en vaatwasmachines wordt normaal gesproken verwarmd door elektriciteit. Dit is relatief inefficiënt, omdat bij de opwekking van elektriciteit relatief grote energieverliezen optreden. Het water kan ook buiten de wasmachine worden opgewarmd (hot-fill) door bijvoorbeeld een gasboiler, een zonneboiler of de restwarmte van een koelkast of vriezer. Hiertoe moeten wel een speciale aansluiting en regeling worden aangebracht. Er wordt vanuit gegaan dat 50% van het elektriciteitsgebruik vervangen wordt door warm water uit een gascombiketel. In de projectie van de nuttige energievraag voor wassen is ermee rekening gehouden dat autonoom het energiegebruik per wasmachine nog iets zal verminderen, als gevolg van lagere wastemperaturen, verbeterde wasmiddelen en lagere vlotverhouding (kg waswater per kg wasgoed).

Spaarlampen kunnen bij verlichting een forse besparing geven. Bij lichtbronnen met een groot aantal jaarlijkse branduren verdient een spaarlamp zich snel terug. Woningen kennen een groot aantal lichtbronnen met 200-350 branduren per jaar waar de spaarlamp zich niet meer terugverdient; dit marktsegment is in detail gemodelleerd. Er is rekening mee gehouden dat voor een aantal spaarlampen het armatuur moet worden aangepast.

Het overig elektriciteitsgebruik bestaat uit een groot aantal individuele apparaten (televisie, magnetron, audio- en video-apparatuur, uurwerken, aquaria,

keukenmachines, afzuigkap, stofzuiger, strijkijzer, naaimachine, koffiezetapparaat, wasdroger, air-conditioning, etc.). Gezamenlijk zijn deze verantwoordelijk voor 46% van het elektriciteitsgebruik in 2000. In het model zijn geen opties opgenomen om op dit elektriciteitsgebruik te besparen.

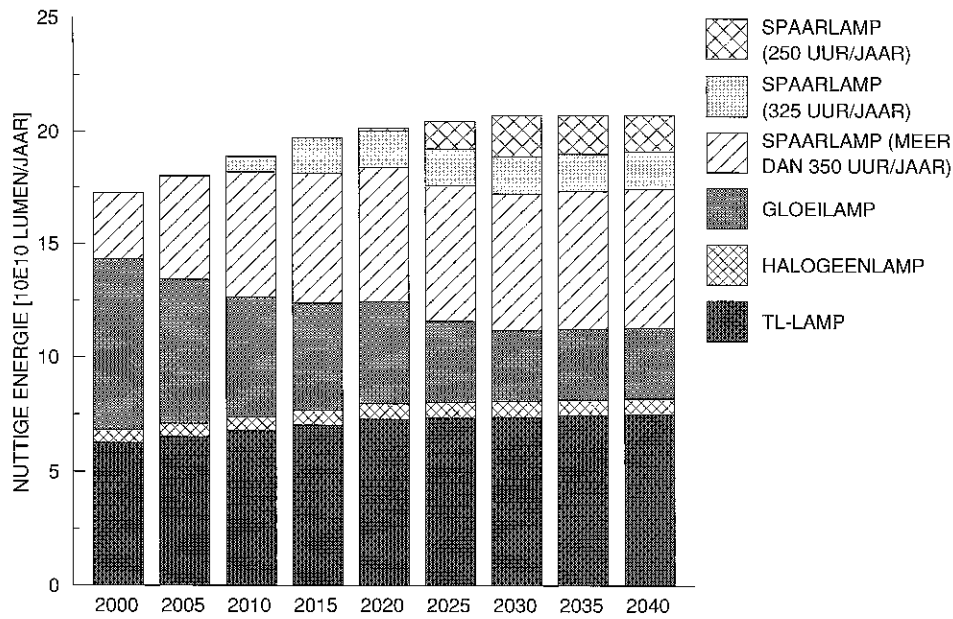
Elektriciteitsgebruik voor warm tapwater of voor nieuwe opties zoals elektrische warmtepompen of elektrische auto's is apart in het model beschouwd (§ 4.2, 4.3, 5.2).

Tabel 4.14 *Uitgangspunten: kencijfers elektriciteitsbesparende apparaten woningen [9]*

Optie	Extra investering (f 1990)	Rendement (zie tekst)	Elektriciteits besparing
Extra isolatiemateriaal (1 cm)	80	1,25	0,19
Extra isolatiemateriaal (2 cm)	160	1,25	0,31
Extra isolatiemateriaal (3 cm)	240	1,25	0,37
Krypton gevulde paneelisolatie	300	1,25	0,48
Aerogel vacuümpaneelisolatie	400	1,25	0,56
Vergrote warmtewisselaar	100	1,5	
Dual compressor	200	1,75	
Warmteterugwinning (WTW)	600	2,57	
Absorptiekoelkast zonder WTW	1040	0,5	
Absorptiekoelkast met WTW	1640	1,12	
Hot-fill (vaat)wasmachine	100		0,50
Spaarlampen, diverse branduren	28		0,78

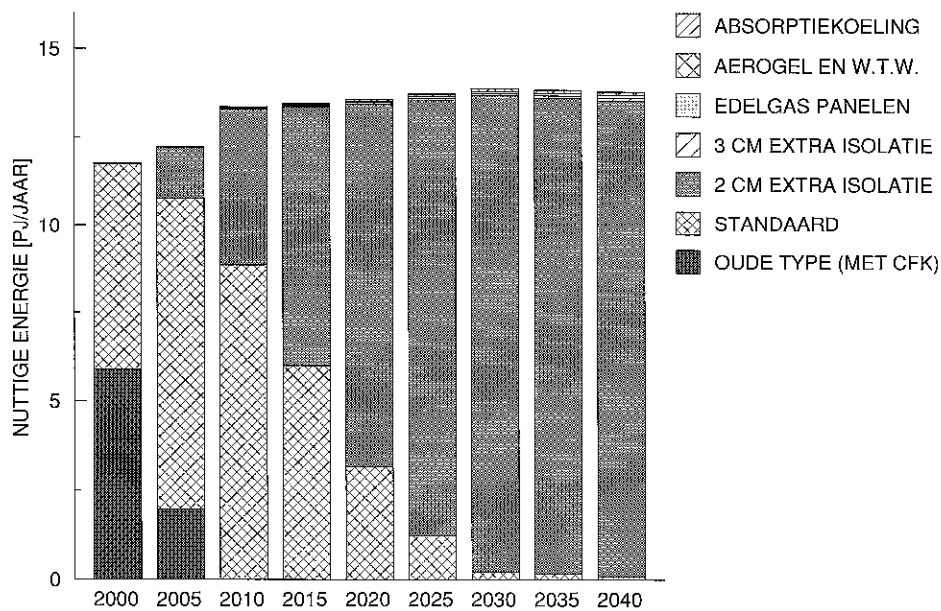
#### 4.5.3 Berekeningsresultaten elektriciteitgebruik woningen

In de basisberekeningen vinden reeds aanzienlijke verschuivingen plaats. Bij lichtbronnen met meer dan 350 branduren per jaar worden gloeilampen vervangen door spaarlampen. Spaarlampen met gemiddeld 325 jaarlijkse branduren worden vanaf 2010 gebruikt. In de scenario's DZ en DK zijn ook de spaarlampen met slechts 250 jaarlijkse branduren aantrekkelijk vanaf het jaar 2025 respectievelijk vanaf 2030 (zie figuur 4.12). Ten opzichte van de situatie in 2000 bedragen de besparingen in de basisberekeningen in 2030 voor verlichting 42%.

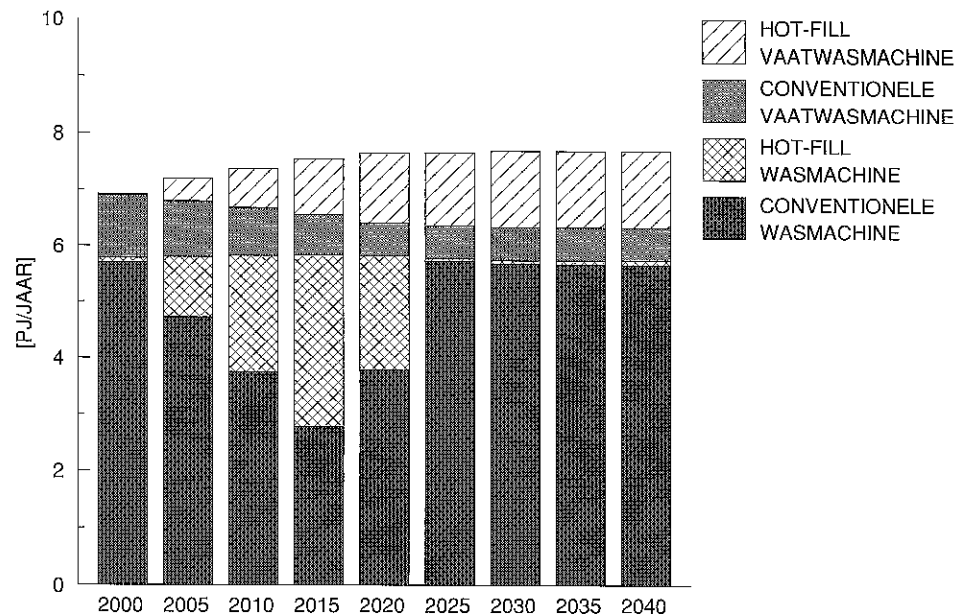


Figuur 4.12 Nuttige vraag naar verlichting bij huishoudens: scenario DZ, periode 2000-2040

Bij koelen en vriezen zijn in de basisberekeningen koelkasten en vriezers aantrekkelijk met extra dikke isolatie. De voorkeur gaat in alle scenario's uit naar een 2 cm dikkere PUR-schuim isolatielaag dan nu gebruikelijk. Ten opzichte van de situatie in 2000 bedragen de besparingen in de basisberekeningen in 2030 voor koelen en vriezen 37%.



Figuur 4.13 Nuttige vraag naar koelen en vriezen bij huishoudens: scenario DK, periode 2000-2040



Figuur 4.14 Nuttige vraag naar wassen en vaatwassen bij huishoudens, scenario GK, periode 2000-2040

Bij wasmachines is de hot-fill-uitvoering een aantrekkelijke optie in de periode 2005-2020. Na 2020 is de conventionele uitvoering meer aantrekkelijk. De tijdelijke aantrekkelijkheid van de hot-fill-uitvoering wordt veroorzaakt door de autonome besparingen bij wasmachines die aanvullende besparingsopties minder kosteneffectief maken. Bij vaatwasmachines is de hot-fill-uitvoering altijd de meeste aantrekkelijke optie. Dit komt doordat de vaatwasmachine een grotere jaarlijkse warmtevraag heeft dan de wasmachine, zodat de hot-fill-uitvoering bij dezelfde investering meer besparing oplevert.

Het totaal elektriciteitsgebruik per woning in het DZ-scenario in 2030 bedraagt in de basisberekeningen 2390 kWh. Hierin zit een stijging van het overig elektriciteitsgebruik en een aanzienlijke daling van het elektriciteitsgebruik voor koelkasten en verlichting. Net als voor diverse energiebesparende opties bij verwarming (§ 4.2 en 4.4) geldt ook hier dat energiebesparing door beter geïsoleerde koelkasten (figuur 4.13) en spaarlampen (figuur 4.12) in de scenario's in dit rapport ook zonder CO<sub>2</sub>-reductiedoelstellingen reeds kosteneffectief blijkt. Bij koelkasten wordt sinds eind jaren '70 in EG-verband gestreefd naar het stellen van normen (isolatiedikte, rendement, etc.) voor het elektriciteitsgebruik; een streven dat de laatste jaren nieuwe impuls heeft gekregen vanwege de problematiek van CFK-vervanging.

De extra besparingen die onder CO<sub>2</sub>-plafonds plaats vinden zijn beperkt. In het GZ- en het GK-scenario worden ook de spaarlampen voor lichtbronnen met weinig branduren (250 uur/jaar) geïntroduceerd. Voor de overige apparaten vinden in 2030 geen extra besparingen plaats. Rond 2015 vinden wel extra besparingen plaats bij koelkasten en vriezers. Dan zijn ook koelkasten met absorptiekoeling, met edelgas gevulde isolatiepanelen en met aerogelpanelen aantrekkelijk. Rond 2015 zijn minder opties beschikbaar om elektriciteit op te wekken met een lage CO<sub>2</sub>-uitstoot dan in 2030, waardoor marginale besparingen op elektriciteitsgebruik in 2015 effectiever zijn dan in 2030.

In bijlage A zijn dezelfde figuren 4.12, 4.13 en 4.14 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.

## 4.6 Elektriciteitsgebruik kantoren

### 4.6.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

In de dienstensector is het gebruik van elektriciteit de laatste jaren sterk toegenomen. Elektriciteit wordt vooral gebruikt voor verlichting, kantoormachines en klimaatbeheersing. Besparing op het elektriciteitsgebruik voor verlichting wordt gestimuleerd.

De verwachting is dat de penetratie van verlichting en koel- en vriesmeubels nog iets zal toenemen, en dat het overig elektriciteitsgebruik iets zal dalen (door besparingsbeleid), per saldo leidend tot een totaal elektriciteitsgebruik van 81 PJ<sub>e</sub>/jaar in 2000.

In de periode van 2000 tot 2030 wordt de ontwikkeling van de vraag naar verlichting, koeling etc. bepaald door het kantooroppervlak, de ontwikkeling van de penetratiegraad van apparaten en eventuele autonome besparingen, etc. Zie tabel 4.15.

Tabel 4.15 *Uitgangspunten: Vraag van elektriciteitsgebruikende apparaten, prognoses voor 2015 en 2030 in scenario's DZ/K en GZ/K*

Toepassing	Eenheid	1990	Jaar 2000	DZ/K 2015	GZ/K 2015	DZ/K 2030	GZ/K 2030
Koel/vries meubels	PJ <sub>nut</sub>	9,9	11,5	15,0	13,7	18,4	15,6
Verlichting	10 <sup>16</sup> lm	199	236	307	280	377	320
Restpost: overig	PJe	41,7	40,5	52,6	47,7	64,5	53,4

### 4.6.2 Karakteristieken opties elektriciteitsgebruik kantoren

Het gemiddeld aantal branduren van een lichtbron is in de utiliteitsbouw hoger dan bij huishoudens. In het elektriciteitsgebruik is TL-verlichting verder belangrijker dan *verlichting* met gloeilampen. TL-lampen hebben een efficiënter omzetting van elektriciteit in licht dan gloeilampen.

Bij TL-verlichting kan bespaard worden door gebruik te maken van aangepaste armaturen. Een groot deel van de bestaande TL-armaturen is uitgevoerd met een witte reflector aan de bovenzijde van de TL-buis. Deze witte reflector weerkaatst slechts 5% van het opvallende licht. Reflectoren met een laagje aluminiumfolie of met een laagje zilver weerkaatsen respectievelijk 75% en



95% van het opvallende licht. Door het aanbrengen van een zilveren reflector in plaats van een witte reflector in een dubbele TL-buis armatuur kan één TL-buis worden verwijderd bij een verder gelijkblijvend lichtniveau.

Bij het hoogfrequent verlichtingssysteem (HF-systeem) vindt de gasontlading in de TL-buis plaats bij een aanzienlijk hogere frequentie dan de netfrequentie van 50 Hz. Met elektronische voorschakelapparaat wordt een frequentie verkregen van 28 kHz, daarnaast is een aangepaste TL-lamp nodig. Toepassing van het HF-systeem leidt tot een besparing op het elektriciteitsgebruik van zowel de lamp als van het voorschakelapparaat.

Tabel 4.16 *Uitgangspunten: kencijfers elektriciteitsbesparende apparaten utiliteitsbouw [9]*

Optie	Extra investering (f 1990)	Rendement (zie tekst)	Elektriciteit Besparing
Reflectorarmatuur	200		0,50
Hoogfrequent systeem	100		0,20
Nachtafdekking	158	2,0	0,04
Extra isolatie wanden	55	2,0	0,02
Multi-compressorsysteem	150	2,33	
Warmteterug-winning	600	2,66	

*Koel- en vriesmeubelen* worden aangetroffen in de detailhandel, maar daarnaast ook in de gezondheidszorg, de horeca en in kantoren. Het jaarlijks elektriciteitsgebruik bedraagt 4,9 PJe per jaar. Als representant van de koel- en vriesmeubelen is 1 meter vrieseland gekozen.

Om het energiegebruik te verminderen kan de instroom van warmte worden verminderd, kan de koude installatie efficiënter worden gemaakt en kan warmteterugwinning worden toegepast. De belangrijkste instroom van warmte vindt bij een vrieseland plaats door convectie via de open bovenzijde. Door de bovenzijde 's nachts af te dekken kan deze instroom belangrijk worden verminderd. De transmissie van warmte door de wanden en, indien aanwezig, de afdekking van de koelruimte kan worden verminderd door een dikkere laag isolatiemateriaal te gebruiken.

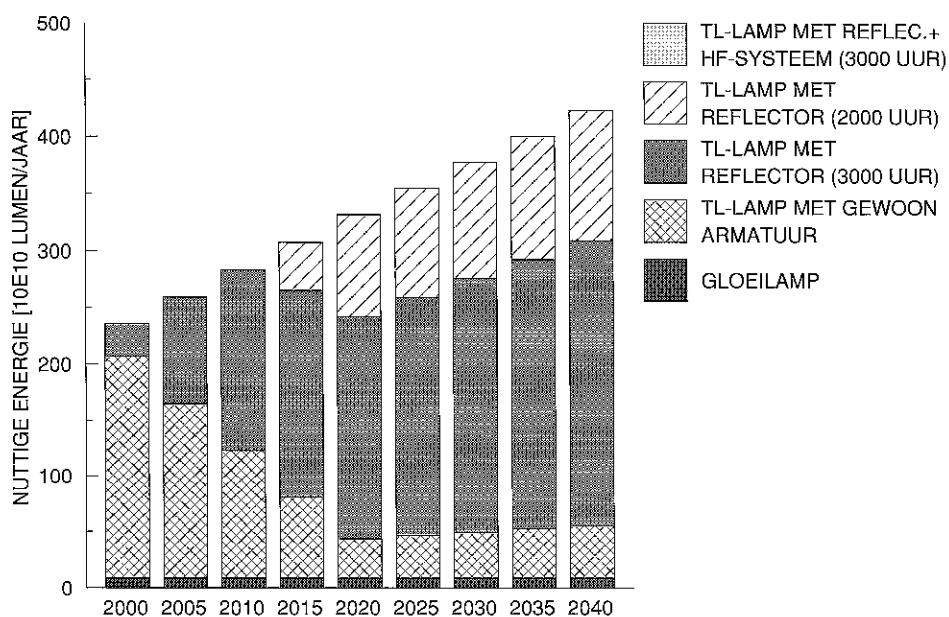
Het rendement van een koelinstallatie (COP) is bij vollast gebruik maximaal. Naarmate de compressor vaker aan- en uitgeschakeld wordt daalt de COP. Met een multi-compressor systeem kan het aan- en uitschakelen van de compressor voor een belangrijk deel worden voorkomen. Dit systeem bestaat uit enkele parallel geschakelde compressoren die koude leveren aan een aantal meubels. Een microprocessor bepaalt, afhankelijk van de temperatuur van de aangesloten meubels, de warmtebelasting en de snelheid van temperatuurverandering welke compressorcombinatie het best in vollast kan worden ingeschakeld. Het multiplex compressor systeem kan alleen worden gebruikt op plaatsen waar een aantal meubels gekoeld dient te worden, zoals in een supermarkt.

Net als bij huishoudelijke koelapparaten is het bij koel- en vriesmeubels mogelijk om de restwarmte van de koelinstallatie nuttig te gebruiken; hierbij wordt gedacht aan gebruik voor warm water of voor ruimteverwarming. Vanwege schaalvoordelen is warmteterugwinning bij koel- en vriesmeubels eerder aantrekkelijk dan bij huishoudelijke koelapparaten.

Voor het overig elektriciteitsgebruik zijn in het model geen opties opgenomen om op dit elektriciteitsgebruik te besparen.

#### 4.6.3 Berekeningsresultaten elektriciteitsgebruik kantoren en tuinbouw

Ook bij het elektriciteitsgebruik voor de dienstensector vinden in alle scenario's in de basisberekeningen aanzienlijke besparingen plaats. Voor verlichting wordt in de basisberekeningen gekozen voor TL-lampen met reflectors voor lichtbronnen met gemiddeld minder dan 3000 branduren per jaar en vanaf 2015 ook voor lichtbronnen met jaarlijks gemiddeld 3000 branduren. Hierdoor vindt in 2030 een besparing plaats van 41% ten opzichte van het jaar 2000.



Figuur 4.15 Verlichting bij kantoren, DK-scenario, periode 2000-2040

Bij koel- en vriesmeubelen in de commerciële sector vindt een verschuiving plaats van standaardmeubels naar uitvoeringen met nachtafdekking en met warmteterugwinning. Extra besparingen met een multicompressorsysteem zijn in de basisberekeningen niet aantrekkelijk. Hierdoor wordt in 2030 ten opzichte van 2000 24,5% bespaard.

Onder invloed van CO<sub>2</sub>-plafonds vinden hoegenaamd geen extra elektriciteitsbesparende maatregelen plaats. Het totaal elektriciteitsgebruik in kantoren in het DK-scenario in 2030 bedraagt in de basisberekeningen PJe. Hierin zit een aanzienlijke stijging van het overig elektriciteitsgebruik. Los hiervan vindt in de scenario's dikwijls een toename van elektriciteitsgebruik in kantoren voor verwarming (elektrische warmtepompen) plaats (zie b.v. figuur 4.11).

In bijlage A is dezelfde figuren 4.15 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.



## 5. TRANSPORT

### 5.1 Inleiding

Het aandeel van transport in de wereldwijde CO<sub>2</sub>-emissie is ongeveer 25%, grotendeels voor rekening van de personenauto; aardolie is veruit de belangrijkste brandstof in de transportsector. De laatste 25 jaar is het gebruik van personenauto's en vliegtuigen sterk toegenomen.

In Nederland is het aandeel van wegtransport in de nationale CO<sub>2</sub>-emissie iets lager dan het wereldgemiddelde. Aan de andere kant wordt, vanwege de ligging aan zee en de concentratie van olieraffinaderijen, in Nederland relatief veel scheepsbrandstof ingenomen door internationale zeeschepen, en, in mindere mate, kerosine voor vliegtuigen.

Tot nu toe worden 'internationale bunkers zeeschepen en vliegtuigen' niet meegenomen in de berekening van nationale CO<sub>2</sub>-emissies. De emissie vanuit in Nederland tankende vliegtuigen zijn evenredig met 3% van de nationale emissie, dit komt ongeveer overeen met het wereldgemiddelde (tabel 5.1). Bij schepen is de situatie echter exceptioneel, de CO<sub>2</sub>-emissie bij in Nederland tankende zeeschepen is evenredig met 22% van de nationale emissie, dit is veel hoger dan het wereldgemiddelde (tabel 5.1). In dit rapport zijn internationale vliegtuigbunkers wèl, en internationale zeebunkers niet, meegenomen bij de berekening van de technologische opties voor CO<sub>2</sub>-reductie.

Tabel 5.1 *Huidige transportbijdrage (%) aan CO<sub>2</sub>-emissie; wereldgemiddelde en situatie in Nederland*

Vervoermiddel	Mondiaal	Nederland
Wegverkeer	20%	13%
Zeeschepen	2%	22%
Vliegtuigen	3%	3%

CO<sub>2</sub> reductie in de transportsector is mogelijk door:

- mobiliteitsvermindering en toename beladingsgraad,
- gedragsaanpassing en rijstijl,
- verschuiving naar energie-efficiëntere andere vervoermiddelen,
- rendementsverbetering van vervoermiddelen,
- alternatieve brandstoffen.

In dit rapport komen de eerstgenoemde mogelijkheden in de scenario-uitgangspunten tot uiting: dat wil zeggen de vraag naar transportenergie (mobiliteitsbehoefte, bezettingsgraad, rijgedrag, etc.) en de modal-split van de vervoermiddelkeuze zijn in de scenario's DZ/K en GZ/K verschillend.

De laatstgenoemde twee mogelijkheden: (extra) rendementsverbetering en alternatieve brandstoffen, zijn als technische opties in het model opgenomen.

Kosten van transport worden in het model bepaald door:

- de aardolieprijs en raffinagekosten, en/of de produktiekosten van alternatieve brandstoffen of elektriciteit;
- de afleveringskosten van brandstoffen of elektriciteit;
- de kosten van technische besparingsopties of voertuigaanpassingen.

De brandstofprijzen komen elders in dit rapport aan de orde (bijvoorbeeld de olieprijs in figuur 2.3); raffinagekosten, produktiekosten van alternatieve brandstoffen, zoals alcohol of waterstof, en de opwekkosten van elektriciteit worden door het model berekend (zie ook hoofdstuk 7 t/m 9).

In Nederland is een belangrijke concentratie van aardolieraffinaderijen. De meeste producten daarvan worden geëxporteerd, in Nederland zelf worden voornamelijk transportbrandstoffen en grondstoffen voor de petrochemische industrie gebruikt. Voor olieraffinageprocessen is energie nodig, aan de andere kant komt bruikbaar (raffinaderij)gas vrij. Het eigen energiegebruik en de productie van petrochemicalieën in raffinaderijen zijn in dit rapport in de industriesector opgenomen (zie hoofdstuk 6).

Voor de in Nederland gebruikte transportbrandstoffen (benzine, diesel, etc.) in dit hoofdstuk zijn het eigen energiegebruik en vrijkomend raffinaderijgas meegeteld, deze zijn immers mede bepalend voor de CO<sub>2</sub>-emissies vergeleken met alternatieve brandstoffen. In tabel 5.2 zijn de gebruikte coëfficiënten voor de model-raffinaderij in 2000 weergegeven. Stoom, proceswarmte, elektriciteit en waterstof kunnen worden geproduceerd met de in dit rapport in hoofdstukken 6, 7 en 9 behandelde processen. Voor benzine is het specifiek raffinaderijgebruik omstreeks twee maal zo hoog als voor diesel en de gemiddelde raffinaderijproducten [54]. Het waterstofgebruik is zowel bij benzine als diesel verhoogd in verband met noodzakelijke hydrogenerings- en ontzwellingsprocessen. Het vrijkomend raffinaderijgas kan worden gebruikt in hetzelfde soort installaties als voor aardgas. De overige (uitgezonderd energie-) raffinage-kosten zijn opgenomen in de brandstofprijzprojecties (zie o.a. figuur 2.3).

Tabel 5.2 *Eigen energiegebruik en opbrengst raffinaderijgas in model-raffinaderij in 2000, in MJ per MJ doorzet*

	overig	benzine	diesel
Stoom	0,01	0,02	0,01
Proceswarmte	0,03	0,06	0,03
Elektriciteit	0,003	0,006	0,003
Waterstof	0,005	0,01	0,01
Opbrengst raff.gas	0,03	0,03	0,03

De daarbij komende afleveringskosten voor vloeibare brandstoffen zijn afhankelijk van de energiedichtheid, aard en schaalgrootte van de aflevering. Voor vloeibare brandstoffen bij tankstations bijvoorbeeld, lopen deze uiteen van f 5,7 (diesel) tot f 8 (methanol)/GJ. De afleveringskosten gelden voor een volledig ontwikkelde energie-infrastructuur in Nederland.

De technische opties van extra rendementsverbetering en voertuigaanpassingen om deze geschikt te maken voor alternatieve brandstoffen komen in de volgende paragrafen aan de orde.

In dit hoofdstuk wordt onderscheid gemaakt in: personenauto's (§ 5.2), overig wegverkeer (§ 5.3) en binnenschepen en vliegtuigen (§ 5.4)

## 5.2 Personenauto's

### 5.2.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

In de huidige situatie wordt voor personenauto's in Nederland bijna uitsluitend gebruik gemaakt van de aardolieproducten benzine, diesel en LPG (Liquefied Petroleum Gas). Wat betreft CO<sub>2</sub>-emissie is er weinig verschil tussen deze brandstoffen.

Voor de ontwikkeling van het personenauto transport in Nederland in de toekomst zijn van belang: de mobiliteitsbehoefte, de bezettingsgraad van voertuigen en de modal-split van de vervoermiddelkeuze. Hiervoor zijn in de EMS-scenario's DZ/K en GZ/K verschillende aannames gedaan.

Mobiliteitsvermindering op lange termijn is mogelijk door verkleining van de verplaatsingsafstand bijvoorbeeld door meer telecommunicatie, locatiekeuze van wonen/werken-recreatie, verandering van leefstijl, etc.

De keuze van vervoermiddel is bepalend voor de CO<sub>2</sub>-emissie. Bij verplaatsing per fiets of te voet is de CO<sub>2</sub>-emissie nihil. Bij reizen met openbaar vervoer (bus, metro, tram, trein) is minder energie nodig dan voor een personenauto. Ter illustratie: in Nederland is thans voor 1 persoonkilometer met de trein 0,08 kWh nodig; dit komt overeen (ook rekening houdend met indirecte emissies en een deel dieseltreinen) met 60 gCO<sub>2</sub>; ter vergelijking voor een persoonkilometer per auto is de CO<sub>2</sub>-emissie gemiddeld 150 gCO<sub>2</sub>. Het verschil is dus momenteel een factor 2,5. Bij broeikasbeleid in de toekomst zal dat verschil naar verwachting groter worden omdat bij de elektriciteitsopwekking relatief veel CO<sub>2</sub> reductie mogelijk is, waardoor de emissie per treinreizigerskilometer nog sterk kan verminderen.

landen. De auto-industrie is een mondiale bedrijfstak. Ervan uitgaande dat een CO<sub>2</sub>-reducerend alternatief niet alleen voor Nederland, maar voor de wereld-automarkt als geheel ontwikkeld wordt, heeft een desaggregatie van de personenautovloot weinig zin: zo'n alternatief zal voor alle autogebruikerskarakteristieken inzetbaar moeten kunnen zijn. Daarom is in dit rapport de gemiddelde personenauto als representant genomen; d.w.z. een auto met een gemiddelde jaarkilometrage van 15000 km en (bij benzine) een gemiddeld specifiek gebruik van 1 op 12.

### 5.2.2 Karakteristieken opties personenauto's

In het model zijn als technische opties bij personenauto's opgenomen: extra rendementsverbetering en alternatieve brandstoffen.

Bovenop de hiervoor genoemde veronderstelde 25% autonome rendementsverbetering zijn als opties voor extra rendementsverbetering opgenomen de arme mengsel motor en de Stirlingmotor. De energiebesparing- en materiaaleffecten door gebruik van lichtere aluminium- of kunststofauto's zullen in een volgend EMS-rapport aan de orde komen.

Een arme-mengselmotor is een omgebouwde Otto-motor, waarbij door verhoging van de lucht/brandstof-verhouding (verhoging van de luchtfactor  $\lambda$  van 1,0 (stoichiometrisch) naar bijvoorbeeld 1,4) het motorrendement is verhoogd. Deze techniek is in de jaren '80 ontwikkeld, mede met het oog op de inherent lagere NO<sub>x</sub>-emissie, en in enkele autoseries toegepast. De motor dient gecombineerd met een oxydatiekatalysator om de emissie van koolwaterstoffen te verminderen, toepassing van een geregelde driewegkatalysator om de NO<sub>x</sub>-emissie verdergaand te verminderen is echter niet mogelijk. Het is de vraag of arme mengsel motoren aan de toekomstige uitlaatgasemissie-eisen kunnen voldoen wanneer deze afzonderlijk op NO<sub>x</sub> betrekking hebben.

De Stirling-motor voor personenauto's is al enkele decennia in onderzoek. Een Stirlingmotor is een zuigermotor met uitwendige verbranding, in tegenstelling tot zuigermotoren met inwendige (in de cilinder) verbranding, zoals de Otto (benzine) en de dieselmotor. Recent is weer een Stirling-hybride voertuig uitgewerkt bestaande uit een Stirlingmotor/elektromotor-combinatie, die wellicht na het jaar 2000 op de markt zou kunnen komen. Zo'n Stirling-hybride-auto heeft een kleine Stirlingmotor van 3 à 10 kW (Heteluchtmotor met uitwendige verbranding), vrije zuiger, oscillerende generator, elektromotor en accu. De motor kan in principe alle brandstoffen gebruiken, in het model zijn aardolieproducten (benzine, diesel of LPG) aangenomen als brandstof. Door de combinatie van vrije zuiger met een accu, wat stationair bedrijf mogelijk maakt, is een rendementsverbetering mogelijk ten opzichte van een benzine-auto. Daarbij is de NO<sub>x</sub>-emissie inherent lager, doordat de verbranding bij lagere temperatuur plaatsvindt.

Als (alternatieve) brandstoffen voor personenauto's zijn in het model opgenomen, naast benzine, diesel en LPG; aardgas-CNG, ethanol, methanol, koolzaadolie, elektrische auto's en waterstof.

Bij diesel zijn de kosten van het voertuig iets hoger dan bij benzine. Er is verder weinig verschil in CO<sub>2</sub>-emissie. De directe CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding van



benzine of diesel is ongeveer gelijk (72-73 g/MJ). Bij gebruik van diesel is het rendement van de motor echter hoger dan bij benzine, zodat bij een vergelijkbaar voertuig gemiddeld zo'n 10% minder energie nodig is per gereden kilometer. Daarnaast is bij de olieraffinaderij minder energie nodig: simpele 'straight-run' dieselproductie is mogelijk zolang de raffinaderijproductmix voor minder dan 1/5 deel uit diesel bestaat, bij benzine daarentegen is in de raffinaderij nogal wat extra energie (en dus CO<sub>2</sub>-emissie) nodig voor de alkylerings-stap; het verschil in aan benzine en diesel toe te rekenen indirecte CO<sub>2</sub>-emissie in de huidige Nederlandse olieraffinaderijen is ongeveer 5 gCO<sub>2</sub>/MJ (vergelijk ook tabel 5.2). Bij elkaar genomen (beter motorrendement en minder raffinaderijverlies) betekent dit dat de 'well to wheel' CO<sub>2</sub>-emissie bij gebruik van een dieselauto bijna 20% minder is dan bij een vergelijkbare benzine-auto. In de nabije toekomst kan dit verschil iets verminderen als er strengere eisen gesteld gaan worden aan de uitlaatgasemissie bij dieselauto's. Voor productie van zwavelarme diesel is extra energie nodig in de raffinaderij, en uitlaatgasreiniging met roetfilters of emissiereductie door verandering van de motorafstelling kan bij dieselauto's ten koste gaan van het energetisch rendement.

Bij LPG (Liquid Petrol Gas) zijn de kosten van het voertuig iets hoger dan bij benzine, het motorrendement ongeveer gelijk. Er is verder weinig verschil in CO<sub>2</sub>-emissie. De directe CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding is lager (voor LPG 66 g/MJ, voor benzine 72 g/MJ), aan de andere kant is voor compressie van LPG elektriciteit nodig (met een emissie overeenkomend met enkele g/MJ). De extra energie daarnaast nodig in de olieraffinaderij is afhankelijk van de lokale markt voor LPG. De aan LPG toe te rekenen extra energie is nihil wanneer er geen lokale markt is. Dit was bijvoorbeeld het geval in het begin van de jaren '70 in Nederland toen door de snelle penetratie van aardgas de markt voor butagasflessen inzakte. De olieraffinaderijen zochten een nieuwe markt, die gecreëerd werd met LPG-auto's. De laatste jaren is evenwel een toenemend deel van de lichtere oliefractie, waar LPG uit afkomstig is, nodig voor de productie van MTBE (Methyl Tertiair Butyl Ether) het antiklop middel ter vervanging van TEL (Tetra Ethyl Lood) in loodvrije benzine. In de huidige situatie is er, mede door de toegenomen productie van MTBE, geen overschot meer aan LPG, en is de 'well to wheel' CO<sub>2</sub>-emissie bij gebruik van een LPG-auto ongeveer gelijk aan een benzine-auto. Zou het gebruik van LPG sterk toenemen dan zou de CO<sub>2</sub>-emissie vanwege raffinaderij-aanpassingen wat hoger uitvallen.

Aardgas-CNG (Compressed Natural Gas) is in ontwikkeling in Nederland. De directe CO<sub>2</sub>-emissie bij aardgas (56 g/MJ) is minder dan bij benzine, het rendement van een gasmotor is echter iets lager en voor de compressie van het aardgas is elektriciteit nodig (met een emissie overeenkomend met enkele g/MJ). Al met al levert gebruik van aardgas als motorbrandstof zo'n 20% CO<sub>2</sub> reductie vergeleken met benzine. Aardgas als autobrandstof is op praktisch-schaal in gebruik in Argentinië, Tasjkjont, Italië en Nieuw Zeeland, waar veel tankstations zijn uitgerust met een compressor en een installatie voor tanken van CNG. Voor ombouw van een benzine-auto naar CNG zijn ombouwsets in de handel. Voor CNG is een druktank nodig in het voertuig, deze is vanwege de hogere druk kostbaarder dan bij LPG. Voor gebruik van aardgas in druktanks (200 bar) voor auto's is compressie nodig. Kosten en rendementen van compressorstations zijn bekend, inclusief transportkosten van aardgas via het middendrukgasnet naar de compressiestations, komt dit neer op afleverings-

kosten voor wegvoertuigen van f 8,-/GJ. De elektriciteitsinzet bij aardgascompressie (evenredig met 3% van de verbrandingswaarde) is in het model apart verrekend.

Methanol is een vloeistof net als benzine. Bij gebruik van pure methanol zijn er enkele aanpassingen nodig in de motor (ontsteking, menging) en in de brandstofleiding en -tank (vanwege het corrosieve karakter van methanol). Ook moet er rekening mee worden gehouden dat methanol giftig is. In het begin van de jaren '80 is in Duitsland een omvangrijke fleet-test gehouden waarbij (net als bij diesel) een 'zomer' en een 'winter' methanol variant werd gebruikt. Het motorrendement is hetzelfde als bij benzine. Methanol kan daarnaast ook in een arme mengsel motor gebruikt worden, waardoor het motorrendement toeneemt. De directe CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding van methanol is 70 g/MJ. De indirecte CO<sub>2</sub>-emissie hangt af van de wijze waarop de methanol geproduceerd is. In het model zijn hier verschillende mogelijkheden voor: uit aardgas, uit steenkool (al dan niet met CO<sub>2</sub>-verwijdering), als nevenprodukt bij elektriciteitsproductie op basis van kolenvergassing, en uit houtachtige biomassa, zie § 9.3.

Ethanol is een vloeibare brandstof, net als benzine, die geproduceerd wordt uit zetmeel- of suikerhoudende landbouwgewassen. Wereldwijd is ethanol de belangrijkste alternatieve transportbrandstof, in Brazilië en de USA, met een aandeel van 0,7% in het mondiale wegtransport. In Brazilië rijden 8 miljoen ethanolauto's rond. In de USA wordt ethanol tot 10% gemengd met benzine en (als 'gasohol') gebruikt in benzine-auto's zonder dat ombouw nodig is. In Europa is ethanol in discussie in relatie tot de landbouwoverschotproblematiek. De CO<sub>2</sub>-emissie hangt af van de wijze waarop de ethanol geproduceerd is. In het model zijn als agrarische grondstoffen voor ethanol de landbouwgewassen graan en suikerbiet mogelijk, zie § 8.3.

Elektrische auto's zijn in ontwikkeling. Iedere autofabrikant heeft op proef wel een paar elektrische auto's rondrijden. Een elektrische auto wijkt essentieel af van een benzine-auto: de benzinemotor is vervangen door een elektromotor en de auto is groter/zwaarder vanwege het gewicht van de accu voor opslag van elektriciteit; aan de andere kant is er minder motorslijtage en zijn er voordelen in stadsverkeer (geen uitlaatgas, minder geluid en de mogelijkheid van opslag van remenergie). Een belangrijke belemmering is de beperkte opslagcapaciteit van accu's. Met de huidige types loodaccu's zou een elektrische middenklasse personenauto slechts een geringe actieradius hebben van minder dan 100 km bij een mee te voeren accugewicht van 500 kg. Nieuwe accusystemen zijn in ontwikkeling, zoals de hoge temperatuur (300 °C) Natrium-Zwavel (NaS) accu met 3 maal hogere opslagcapaciteit. Deze accu's zijn nu nog erg kostbaar, ca. f 40.000 per auto, met een gegarandeerde levensduur van 3-4 jaar. De hoge kostprijs, de beperkte levensduur en de noodzaak de accu op temperatuur te houden maken de NaS-accu vooral geschikt voor voertuigen die dagelijks gebruikt worden in stadsverkeer; de hoge bedrijfstemperatuur is overigens tevens een garantie voor starten bij grote koude. Verwacht wordt dat bij grootschalige serieproductie de kostprijs kan dalen tot f 8000,- per accu. Een elektrische auto heeft geen uitlaatgas. CO<sub>2</sub>-emissies treden alleen op bij de productie van elektriciteit ten behoeve van het voertuig.

waarde van de waterstof, wordt in het model apart verrekend. In de auto is waterstof te gebruiken in een omgebouwde benzinemotor, dit is de afgelopen jaren gedemonstreerd in diverse fleet-tests, o.a. in Duitsland.

Een toekomstige mogelijkheid met een 2-3 x hoger omzettingsrendement vergeleken met een benzinemotor is gebruik van waterstof in een PEM-brandstofcel (Polymeer Electrolyt Membraan, bij 80°C) die met een hoog rendement elektriciteit produceert voor een elektromotor voor de wielaandrijving van het voertuig. De prijs van een PEM-brandstofcel is nog erg onzeker. De huidige prijs van PEM-cellen zoals die in de ruimtevaart worden toegepast is ca. f 4000,-/kW. Door materiaalontwikkeling, massaproductie en iets minder strenge eisen aan duurzaamheid en levensduur lijken sterke kostprijzdalingen mogelijk. Hoewel de huidige kosten van een brandstofcel dus nog erg hoog zijn, is aangenomen dat bij massaproductie de kostprijs van de brandstofcel kan dalen tot f 250,-/kW. De ontwerpers gaan uit van een brandstofcel op de plaats van de radiator die elektriciteit produceert met een zeer hoog rendement (55-65%) die in wisselstroom wordt omgezet voor aandrijving van 4 elektromotoren voor de aandrijving van de wielen. Aangenomen is dat 40 kW brandstofcelvermogen voldoende is voor een gemiddelde personenauto. Naast de brandstofcel zijn er kosten voor waterstofopslag, beveiligingen, regeling, AC/DC-omvormer, elektromotoren. Gerekend is met f 15000,- meerkosten ten opzicht van een benzine-auto. De optie brandstofcelvoertuig met methanol als brandstof komt in § 5.3 ter sprake.

De aandacht voor brandstofcellen in de transportsector is sterk toegenomen sinds de wetsvoorstellen uit 1990 van de CARB (California Air Resources Board). In deze wetgeving zijn de autofabrikanten verplicht anno 1998 2% en anno 2003 10% van hun verkoop als 'zero emission vehicles' af te zetten. Niet alleen elektrische accu-auto's maar ook brandstofcelauto's voldoen aan het predikaat 'zero emission vehicle'. De CO<sub>2</sub>-emissie hangt af van de manier waarop de waterstof geproduceerd is. In het model bestaan hiervoor de mogelijkheden van waterelektrolyse, in Nederland of daarbuiten, en uit aardgas of steenkool, al dan niet in combinatie met CO<sub>2</sub>-verwijdering (zie hoofdstuk 9). Het uitlaatgas bij een brandstofcel bestaat slechts uit water, bij gebruik van een verbrandingsmotor komt ook NO<sub>x</sub> vrij.

Tenslotte zijn er nog combinaties denkbaar met CO<sub>2</sub>-afvang in uitlaatgassen van auto's. Als voorbeeld kan dienen een hybride-hydride auto die een mengsel van benzine en waterstof gebruikt, met waterstof opgeslagen in de vorm van magnesium-hydride. Bij hydride-opslag wordt de waterstof normaaliter vrijgemaakt met motorrestwarmte. Bij magnesium-hydride is de desorptietemperatuur relatief hoog (360 °C) en verloopt het vrijmaken traag, reden waarom deze vorm van waterstofopslag, ondanks de voor een hydride erg hoge energiedichtheid van 7 gew.%, niet geschikt wordt geacht voor voertuigen. Het is mogelijk de waterstof chemisch vrij te maken met behulp van de uitlaatgassen van een benzinewaterstof hybride-motor; daarbij ontstaat magnesiumcarbonaat die bij het tankstation wordt ingeruild tegen nieuw hydride. Het magnesiumcarbonaat wordt op een centrale plaats in een stapsgewijs proces weer omgezet in hydride. Voor dit omzettingsproces is nogal wat energie nodig in de vorm van elektriciteit en steenkool. De vrijkomende CO<sub>2</sub> (voor de helft afkomstig uit steenkool en voor de andere helft oorspronkelijk uit de benzine) wordt afgevangen en opgeslagen, bijvoorbeeld in een leeg aardgasveld (zie ook hoofdstuk 9).

Uitgangspunten voor extra investeringskosten en besparingen van verschillende opties bij personenauto's anno 2030 zijn samengevat in tabel 5.4. Naast investeringskosten zijn nog jaarlijkse onderhoudskosten meegerekend, variërend van 5% van de investering voor dieselauto's tot 8% voor CNG-auto's. De levensduur van personenauto's is gesteld op 10 jaar.

De extra investeringskosten zijn vergeleken met een benzine-auto. Rendementen (op onderste verbrandingswaarde) zijn berekend voor omzetting van brandstof of elektriciteit naar nuttige energie (voortbeweging op de weg). Bij benzine, diesel en LPG is een autonome rendementstoename verondersteld (zie § 5.2.1), bij benzine van 0,19 in 2000 naar 0,23 in 2030. De besparingen geven de relatieve verandering van brandstofverbruik ten opzichte van een benzine-auto met geregelde driewegkatalysator weer.

De gegeven investeringskosten zijn exclusief kosten voor uitlaatgasreinigingstechnieken, om aan de gestelde plafonds voor NO<sub>x</sub> te voldoen. Voor benzineauto's bijvoorbeeld bedragen de kosten van een geregelde driewegkatalysator f 1500,-.

Tabel 5.4 *Uitgangspunten: Kencijfers personenauto-opties anno 2030 [12,14]*

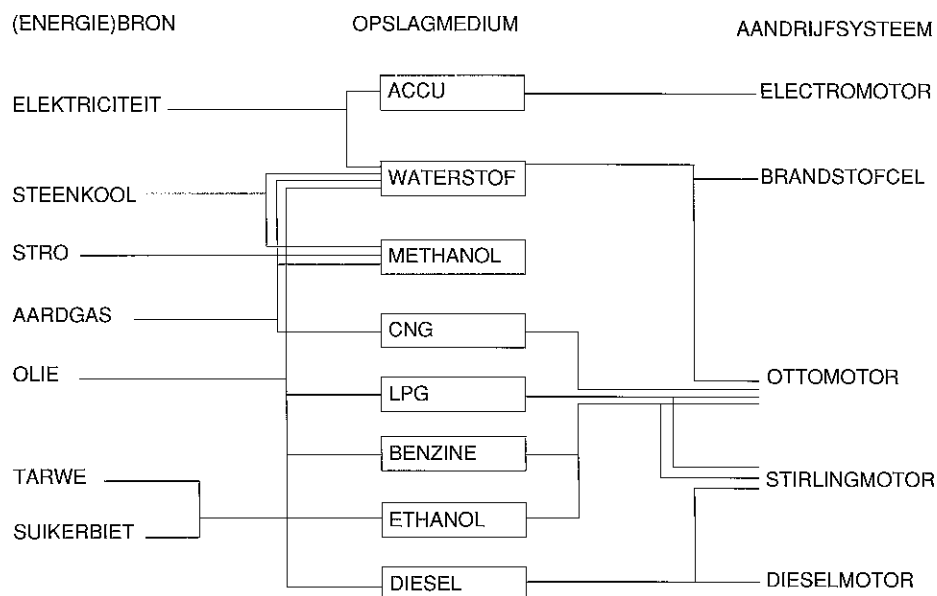
Optie	Extra invest. (f 1990)	Energetisch rendement	Energie besparing
Benzine		0,23	
Diesel	2700	0,25	
LPG	1400	0,23	
Arme-mengselmotor	600	(0,25)	0,06
Stirling hybride	5200	(0,27)	0,15
Methanol of ethanol	800	0,23	
CNG	3100	0,23	
Waterstof Otto-motor	4800	0,23	
Waterstof PEM-cel	15000	0,55	
Hyb(d)ride CO <sub>2</sub> -afvang	1400	0,23	
Elektrische stadsauto	8000	0,55	
Elektrisch groot bereik	11300	0,50	

Een overzicht van de alternatieve brandstoffen voor personenauto's, opgenomen in het model is te zien in figuur 5.1.

### 5.2.3 Berekeningsresultaten personenauto's

In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) treden bij personenauto's reeds aanzienlijke veranderingen op. Er vindt introductie plaats van methanol als alternatieve brandstof, in het DZ/K-scenario worden daarnaast vanaf 2030 Stirling-auto's aantrekkelijk. De reden voor de introductie van methanol is de

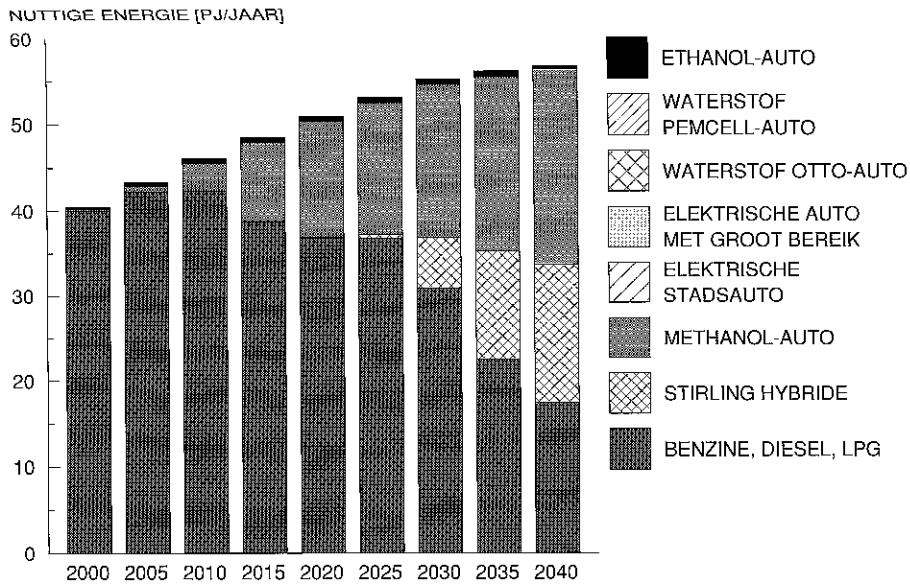
betrekkelijk lage prijs van methanol, geproduceerd uit steenkool (zie § 9.4) in combinatie met elektriciteitsopwekking. Stirling-auto's worden in DZ/K gekozen vanwege de geringe NO<sub>x</sub>-emissie, in scenario GZ/K zijn de katalysatorauto en de arme-mengselmotor afdoende. Beide scenario's moeten immers voldoen aan de eis van 85% reductie van NO<sub>x</sub>-emissie (hoofdstuk 2) vanuit de transportsector. In het DZ/K-scenario is de transportvraag groter dan in het GZ/K-scenario, waardoor de 85% NO<sub>x</sub>-reductiedoelstelling in DZ/K problematischer is. De Stirlingmotor is zodoende in DZ/K wèl aantrekkelijk, en in GZ/K niet.



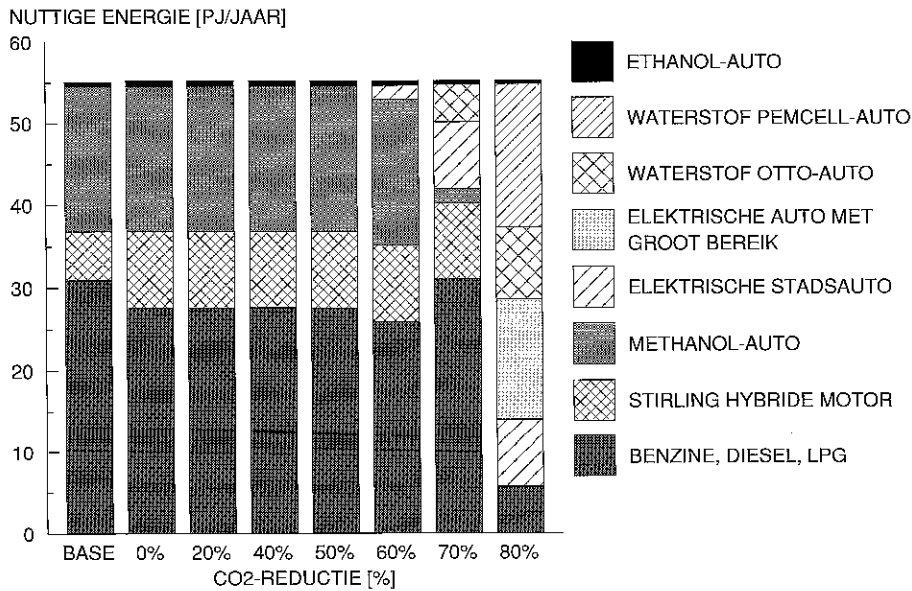
Figuur 5.1 Opties van (alternatieve) brandstoffen in personenauto's

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-50% hebben vooreerst nauwelijks invloed op de personen auto sector. De CO<sub>2</sub>-reductie opties bij personenauto's zijn blijkbaar kostbaar vergeleken met opties in andere sectoren van de energiehuishouding. In GZ/K verandert ook in het traject 50-80% CO<sub>2</sub>-reductie weinig. In DZ/K daarentegen treden bij deze extremere CO<sub>2</sub>-plafonds duidelijke veranderingen op: elektrische stadsauto's en waterstof worden geïntroduceerd; in de meest extreme (80% CO<sub>2</sub>-reductie) variant uitgebreid met brandstofcelauto's, ethanol en elektrische auto's met groot bereik. Een voertuig met CO<sub>2</sub>-afvang blijkt, ondanks de betrekkelijk lage extra voertuigkosten, niet aantrekkelijk, vanwege de hoge kosten en het ongunstige energetisch rendement van de regeneratie van hydride.

In bijlage A zijn dezelfde figuren 5.3 en 5.4 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4. Een kostencurve is te zien in figuur 11.11.



Figuur 5.3 Ontwikkeling personenauto's scenario DZ, periode 2000-2040



Figuur 5.4 Aandelen personenauto, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

## 5.3 Overig wegverkeer en landtransport

### 5.3.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

In de huidige situatie wordt voor overig wegverkeer in Nederland bijna uitsluitend gebruik gemaakt van diesel, en bij railverkeer van diesel en elektriciteit. Onderscheid wordt gemaakt in 4 subsectoren:

- vrachtauto's
- bussen
- mobiele werktuigen (b.v. tractoren)
- trein, tram, metro.

Voor de vraag-ontwikkeling in deze sectoren zijn van belang de transportbehoefte en de modal-split van de vervoermiddelkeuze. Hiervoor zijn in de scenario's DZ/K en GZ/K verschillende aannames gedaan. In scenario GZ/K is gebruik van bussen en van trein/tram/metro belangrijker dan in DZ/K (tabel 5.3). Aan de andere kant is vanwege de industriële ontwikkeling de vrachttransportprestatie door vrachtauto's, treinen, binnenschepen en mobiele werktuigen in scenario GZ/K kleiner dan in DZ/K. De sector 'overig wegverkeer en landtransport' als geheel is zodoende in beide scenario's ongeveer even groot.

Tabel 5.5 *Uitgangspunten: Vrachtvervoer in Nederland naar vervoermiddel, realisatie 1990 en prognoses voor 2015 en 2030 in scenario's DZ/K en GZ/K (mld ton.km/jaar)*

Vervoermiddel	1990	DZ/K 2015	GZ/K 2015	DZ/K 2030	GZ/K 2030
Vrachtauto	34	50	42	60	46
Trein	3	5	7	7	9
Binnenschip	37	43	44	49	49

In deze paragraaf beperken we ons verder tot overig wegverkeer, d.w.z. bussen, vrachtauto's en mobiele werktuigen. Bij de trein is geen verandering van brandstoffen mogelijk verondersteld. Binnenschepen komen in de volgende paragraaf ter sprake.

Voor wegverkeer in Nederland geldt een doelstelling van stabilisatie van de CO<sub>2</sub>-emissie in 2000 en een vermindering met 10% in het jaar 2010 ten opzichte van 1986, met een onderzoeksverplichting van 20% CO<sub>2</sub>-reductie.

De vrachtauto- en busvloot in Nederland zou op basis van verschillende karakteristieken gedesaggregeerd kunnen worden: leeftijd, motorvermogen, chassis/wielbasis, gewicht, styling, jaarkilometrage, laadvermogen, vrachtwagen/ oplegger/aanhangwagen, tankwagen/kipwagen, stadsbus/touringcar, etc. Voor CO<sub>2</sub>-reductie zijn vooral het specifiek verbruik, motortype en brandstof van belang. Ondanks de verschillende desaggregatiemogelijkheden hebben (bijna) alle bussen/vrachtauto's in Nederland een dieselmotor; verschillen in specifiek verbruik komen vooral voort uit gewicht en gebruikswijze. Dit is niet alleen in Nederland het geval, maar ook in andere landen. De industrie

voor zware voertuigen (bussen/vrachtauto's) is een Europese of zelfs mondiale bedrijfstak. Ervan uitgaande dat een CO<sub>2</sub>-reducerend alternatief niet alleen voor Nederland, maar tenminste ook voor de Europese markt ontwikkeld zou worden, heeft een desaggregatie weinig zin: zo'n alternatief zal voor alle bus of vrachtautogebruikskarakteristieken inzetbaar moeten kunnen zijn. Daarom is in EMS de gemiddelde stadsbus en de gemiddelde vrachtauto in Nederland als representant genomen.

### 5.3.2 Karakteristieken opties bussen en vrachtauto's

In het model zijn als technische opties opgenomen: extra rendementsverbetering bij stadsbussen en alternatieve brandstoffen.

Extra rendementsverbetering is mogelijk door regeneratieve remenergie-opslag. Bij het remmen gaat kinetische energie verloren. Omdat een stadsbus vaak remt (stoplichten, haltes) is opslag van deze remenergie, in vliegwielen of hydraulische systemen, en hergebruik bij het wegrijden een mogelijkheid het rendement te verbeteren. Remenergie opslag is in de demonstratiefase, kostprijzen en mogelijke energiebesparingen zijn bekend.

Als alternatieve brandstoffen en aandrijfsystemen voor bussen en vrachtauto's zijn in het model opgenomen: koolzaad, aardgas-CNG, elektrische accu of trolleybus, methanol of waterstof, in Ottomotor of brandstofcel.

Een toekomstige mogelijkheid om de CO<sub>2</sub>-emissie te beperken is gebruik van koolzaad voor produktie van biodiesel. Koolzaadolie kan niet direct worden gebruikt in conventionele dieselmotoren, omdat dit leidt tot problemen met de brandstofinspuiting, vervuiling van de verbrandingskamer, e.d. Hierdoor loopt de motor na enige tijd niet (goed) meer. Door de hoge viscositeit van koolzaadolie vergeleken met diesel (koolzaadolie 60-90 cS, diesel 3,8 cS (=centiStokes is een maat voor de stroperigheid)) is de verstuiving slecht. Hierdoor vindt onvolledige verbranding plaats en ontstaat een aanslag op de wanden van de verbrandingskamer en andere plaatsen waardoor verstopping optreedt. Gezien de problemen met rechtstreeks gebruik van plantaardige olie in dieselmotoren is verestering een aantrekkelijke mogelijkheid. Verestering van plantaardige olie is een bekend proces in de industrie, o.a. bij de produktie van zeep. Bij verestering van koolzaadolie ontstaat een vloeistof (koolzaadolie methylester) die wat betreft viscositeit vergelijkbaar is met diesel (6-7 cS, diesel 3,8 cS). Conventionele dieselmotoren kunnen zonder problemen op deze 'biodiesel' draaien. Momenteel zijn in o.a. Frankrijk en Oostenrijk fleet-tests aan de gang met mengsels van 20% koolzaadolie methylester toevoeging aan diesel. Produktie van koolzaad komt in § 8.3 ter sprake.

Aardgas-CNG (Compressed Natural Gas) is in de demonstratiefase. De directe CO<sub>2</sub>-emissie bij aardgas (56 g/MJ) is minder dan bij diesel, het rendement van een gasmotor is echter iets lager en voor de compressie van het aardgas is elektriciteit nodig (met een emissie overeenkomen met enkele g/MJ). Al met al levert gebruik van aardgas als brandstof voor bussen of vrachtauto's niet veel CO<sub>2</sub> reductie op. Wel is er vermindering van andere emissies, zoals roet. Wereldwijd is er in stadsgebieden veel belangstelling voor CNG-bussen,



met het oog op verbetering van de luchtkwaliteit. Ook in Nederland rijden inmiddels enkele tientallen stadsbussen op aardgas. In het buitenland (USA) zijn ook CNG-trucks in gebruik.

In CNG-voertuigen is aardgas onder druk opgeslagen, voor compressiekosten zie § 5.2.2.

Als elektrische bussen zijn van oudsher de trolleybussen bekend. In sommige grote Europese steden rijden trolleybussen (in Nederland in Arnhem). Een afgeleide is de gyrobus, waarbij (gedeelten van) de bovenleidingen vervangen zijn door elektrische tappunten bij halteplaatsen, met energie-opslag in de bus (accu, vliegwiel) voor korte overbruggingen. Een trolleybus, met energiezuinige chopper-regeling, en bijbehorende bovenleidingen en/of gyrosysteem is duurder dan een dieselstadsbus. Een variant op trolley/gyro is een elektrische bus met verwisselbare accu-aanhangwagens, waarbij de accu's, net als bij elektrische stadsauto's, gedurende de nacht wordt opgeladen.

Methanol is een vloeibare brandstof, net als diesel. Methanol kan echter niet in een dieselmotor gebruikt worden, er zijn bougies nodig waardoor het rendement iets lager is dan bij diesel. Een voordeel daarbij is dat de bestrijding van NO<sub>x</sub>-emissies gemakkelijker is dan bij een dieselmotor. De directe CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding van methanol is 70 g/MJ. De indirecte CO<sub>2</sub>-emissie hangt af van de wijze waarop de methanol geproduceerd is. In het model zijn hier verschillende mogelijkheden voor zie § 9.3.

Het is mogelijk methanol en diesel gezamenlijk te gebruiken in een dieselmotor door methanol eerst te dissociëren. Methanoldissociatie (in H<sub>2</sub> en CO) kan plaatsvinden op een katalysator bij 300°C, onder toevoer van motorrestwarmte. Het bij dissociatie gevormde gasmengsel wordt samen met diesel in de motor verbrand. Een mogelijkheid is gebruik van M-33; op energiebasis 1/3 methanol op 2/3 diesel (dit is op volumebasis ongeveer 50/50). Na dissociatie is de verbrandingswaarde hoger, daardoor neemt het rendement toe.

Een mogelijk toekomstig interessante optie is een methanolbrandstofcel truck: een vrachtwagen aangedreven door een brandstofcelelektromotorcombinatie met methanol als brandstof. Het energetisch omzettingsrendement van een brandstofcel is hoger dan voor een vrachtwagendieselmotor. Een probleem is de opslag van waterstof in het voertuig. Bij deze schaalgrootte kan productie van waterstof aan boord van het voertuig uit methanol een alternatief zijn. Methanol is een vloeibare brandstof die makkelijker vervoerd en opgeslagen kan worden. Voor de productie is nodig een methanol-reformer (katalytische dissociatie, gevolgd door een shift-reactor). Methanol-reformers lijken te groot en te zwaar voor toepassing in personenauto's, maar in (grotere) vrachtauto's zou de techniek wel toepasbaar kunnen zijn. Een nadeel is dat reformers meer moeite hebben om vereiste vermogensfluctuaties op te vangen, daarom is tevens een accu nodig. Het produktgas van de reformer bevat (afhankelijk van condities van druk, temperatuur, katalysator, etc.) enkele (volume)procenten CO (koolmonoxide). Een PEM-brandstofcel is gevoelig voor CO (tolerantie rond 0,1%), daarom is na de reformer CO-verwijdering nodig, bijvoorbeeld door katalytische methanisering ( $2\text{CO} + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + \text{CH}_4$ ). De voor de reforming benodigde warmte, kan geleverd worden door restwarmte van de brandstofcel, en door verbranding van methaan en restwaterstof die de afgas- sen van de brandstofcel aanwezig zijn.

Waterstof voor bussen of vrachtauto's is een mogelijk toekomstig interessante optie. Zo is in Nederland een concept uitgewerkt van een waterstofbrandstofcelbus met vliegwiel. Een mogelijkheid voor vrachtauto's is gebruik van waterstof in een aangepaste verbrandingsmotor, net als bij CNG. Verondersteld is dat de waterstof onder druk is opgeslagen; voor compressiekosten zie § 5.2.2. Voor waterstofproductie zie § 9.4.

Uitgangspunten voor extra investeringskosten en besparingen van verschillende opties bij bussen en vrachtauto's anno 2030 zijn samengevat in tabel 5.6 en 5.7. Naast investeringskosten zijn nog jaarlijkse onderhoudskosten meegeerekend, bij vrachtauto's variërend van 6% tot 8% van de investering (diesel resp. CNG), bij stadsbussen variërend van 20% tot 22% van de investering (diesel resp. trolley). De levensduur van de voertuigen is gesteld op 15 jaar. De extra investeringskosten zijn vergeleken met de standaard dieselluitvoering. Rendementen (op onderste verbrandingswaarde) zijn berekend voor omzetting van brandstof of elektriciteit naar nuttige energie (voortbeweging op de weg). Bij diesellootvoertuigen is een autonome rendementstoename verondersteld (zie ook § 5.2.1), bij bussen van 0,23 in 2000 naar 0,25 in 2030, bij vrachtauto's van 0,26 naar 0,28. De investeringskosten zijn exclusief kosten voor uitlaatgasreinigingstechnieken, om aan de gestelde plafonds voor NO<sub>x</sub> te voldoen. Een belangrijk voordeel bij sommige bussen is de afwezigheid van roetemissies en de verminderde geluidsproductie. Kosten voor roetfilters en geluidwerende motoromkappingen bij dieselbussen zijn op de kosten van CNG, H<sub>2</sub>- en elektrische bussen in mindering gebracht.

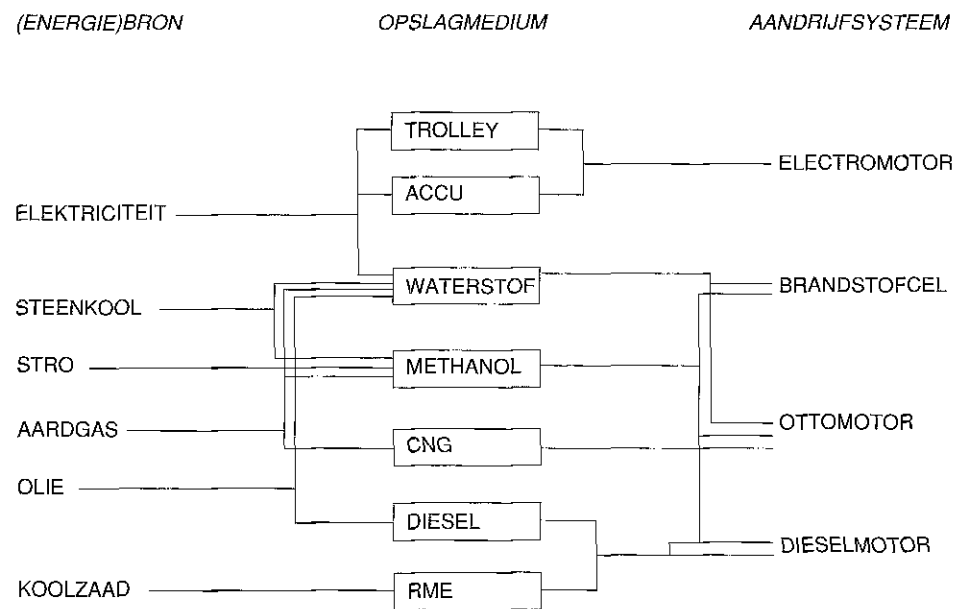
Tabel 5.6 *Uitgangspunten: Kencijfers opties bussen 2030 [12,14]*

Optie	Extra investering (f 1990)	Energetisch rendement
Dieselbus		0,25
Remenergie-opslag	30000	0,33
Aardgas-CNG	13000	0,24
Trolleybus	125000	0,70
Accubus	75000	0,55
Brandstofcel/vliegwiel	275000	0,31

Tabel 5.7 *Uitgangspunten: Kencijfers opties vrachtauto's 2030 [12,14]*

Optie	Extra investering (f 1990)	Energetisch rendement
Dieseltruck		0,28
Waterstof	32000	0,26
Aardgas-CNG	13000	0,26
Methanol		0,27
M-33/D-67	5000	0,30
Methanol brandstofcel	100000	0,45

Een overzicht van de alternatieve brandstoffen voor bussen en vrachtauto's, opgenomen in het model is te zien in figuur 5.5.



Figuur 5.5 Opties van (alternatieve)brandstoffen in bussen en vrachtauto's

### 5.3.3 Berekeningsresultaten overig wegverkeer

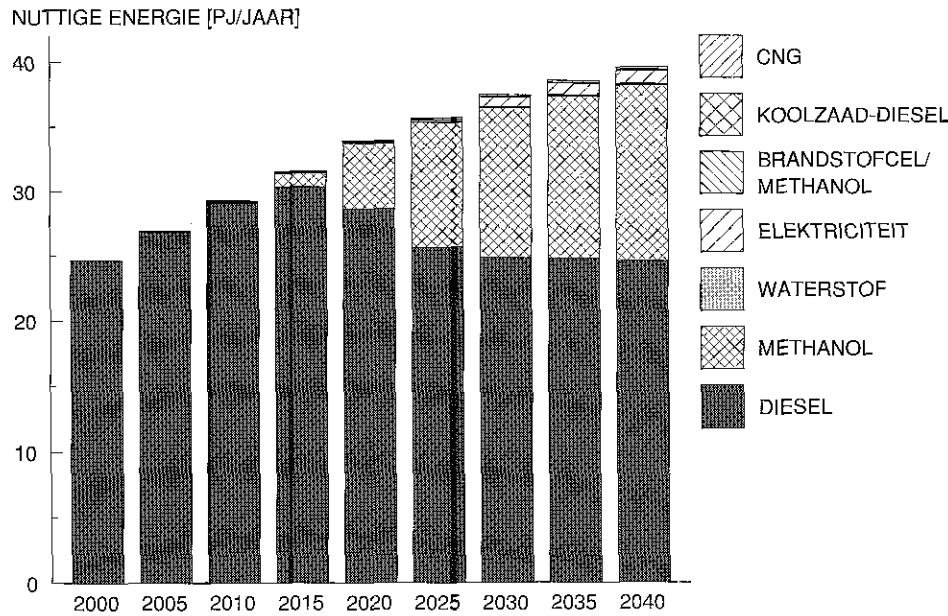
In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) treden bij bussen en vrachtauto's reeds aanzienlijke veranderingen op. Er vindt introductie plaats van methanol als alternatieve brandstof, vanwege de betrekkelijk lage prijs van methanol geproduceerd uit steenkool. Daarnaast speelt de noodzakelijke NO<sub>x</sub>-emissiebestrijding een rol (de scenario's moeten voldoen aan de eis van 85% reductie van NO<sub>x</sub>-emissie vanuit de transportsector). Bij een methanolmotor is een geregelde driewegkatalysator toepasbaar, de mogelijkheid van selectieve katalytische reductie met ureum bij dieselmotoren is aanmerkelijk duurder. Tevens vindt introductie plaats van elektrische bussen, maar de penetratiemogelijkheid daarvan is beperkt tot een gedeelte van het stadsvervoer, en heeft daardoor voor de hele sector overig wegverkeer weinig te betekenen.

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-40% hebben vooreerst weinig invloed op de sector overig wegverkeer. Vanwege de hogere CO<sub>2</sub>-emissie bij produktie uit steenkool neemt het methanolaandeel af, en er is een verschuiving naar M-33 (hoger rendement) en methanolbrandstofcel in de meest extreme (80% CO<sub>2</sub>-reductie) variant. Het verloop van het methanolgebruik bij CO<sub>2</sub>-plafonds wordt mede bepaald door de produktiewijze van methanol (zie figuur 9.5).

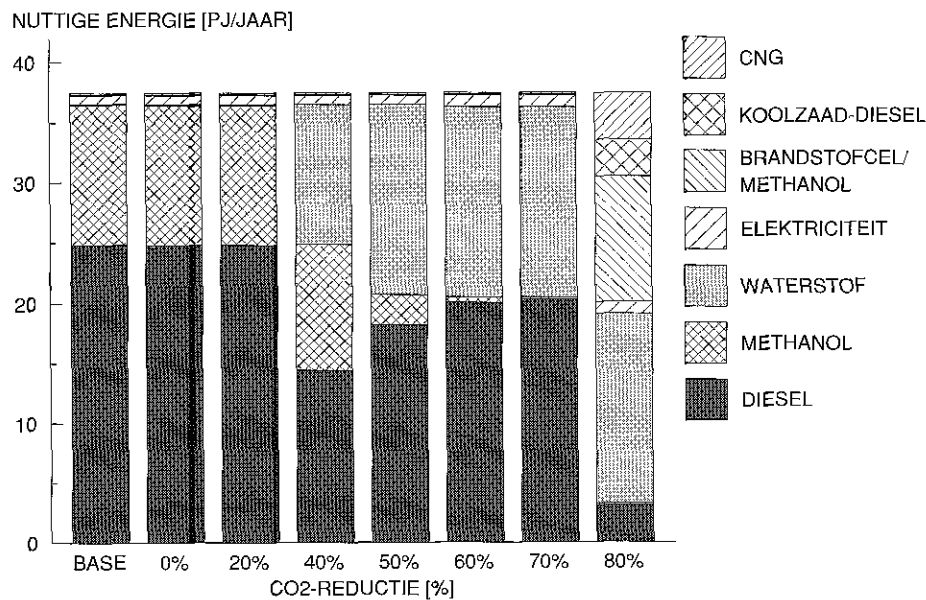
Daarnaast worden op grote schaal waterstoftrucks geïntroduceerd (voor de produktiewijze van waterstof zie figuur 9.7), en voorziet koolzaad-RME een deel van de dieselloertuigen van brandstof. Van CNG was al eerder gebleken dat deze optie slechts in een overgangssituatie kan bijdragen aan CO<sub>2</sub>-reduc-

tie; in de berekeningen is CNG in 2030 alleen aantrekkelijk omdat de andere opties (koolzaad, methanolbrandstofcel, elektrisch en waterstof) hun gestelde maximumpenetratie reeds hebben bereikt.

In bijlage A zijn dezelfde figuren 5.6 en 5.7 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.



Figuur 5.6 *Ontwikkeling overig wegverkeer scenario DZ, periode 2000-2040*



Figuur 5.7 *Overig wegverkeer, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

## 5.4 Schepen en vliegtuigen

### 5.4.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

In de huidige situatie wordt als brandstof in deze sector bijna uitsluitend gebruik gemaakt van aardolieproducten: scheepsdiesel, kerosine/vliegtuigbenzine.

Vanwege de ligging aan zee en de concentratie van olieraffinaderijen, in Nederland relatief veel scheepsbrandstof ingenomen door internationale zeeschepen. Ongeveer 10% van het brandstofgebruik door zeeschepen wereldwijd wordt in Nederland (Rotterdam) gebunkerd. Internationale bunkering door zeeschepen wordt in internationale statistieken vooralsnog niet in de nationale CO<sub>2</sub>-emissie meegerekend. Voor Nederland is dit relatief belangrijk (meerekenen zou de Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie met 20 à 25% verhogen), vergelijk ook tabel 5.1. Het gebruik van scheepsdiesel voor de binnenvaart wordt wel meegerekend in de nationale CO<sub>2</sub>-emissie.

De internationale bunkering door vliegtuigen in Nederland (Schiphol) wijkt niet sterk af van het wereldgemiddelde (tabel 5.1). Ook hiervoor geldt dat deze in internationale statistieken vooralsnog niet tot de nationale CO<sub>2</sub>-emissie worden gerekend, maar een mogelijk besluit over het al dan niet meerekenen in nationale CO<sub>2</sub>-emissies ligt hier o.i. eerder in de lijn der verwachting dan bij scheepsbunkers (o.a. vanwege de snelle groei van deze sector, de meer gelijkmatige spreiding van het gebruik over de landen van de wereld, de grotere mate van overheidsbemoeienis en het grotere aandeel van personen-transport in de vliegprestatie). In de berekeningen in dit rapport zijn vliegtuigbunkers daarom meegenomen in de nationale CO<sub>2</sub>-emissies.

Voor de vraagontwikkeling zijn van belang de transportbehoefte, de economische ontwikkeling en de vervoermiddelkeuze. Hiervoor zijn in de EMS-scenario's DZ/K en GZ/K verschillende aannames gedaan. In scenario DZ/K zijn wereldhandel en cosmopolisme voor Nederland belangrijker dan in GZ/K, dientengevolge is het gebruik van zeeschepen en vliegtuigen groter (tabel 5.8). Aan de andere kant is ondanks het geringer goederentransport in scenario GZ/K vanwege de verschuiving van vrachtauto's naar milieuvriendelijker transportmiddelen (tabel 5.5) de transportprestatie door binnenschepen in beide scenario's ongeveer even groot.

Tabel 5.8 *Brandstofgebruik binnenschepen en internationale bunkering zeeschepen en vliegtuigen in Nederland 2000 en prognoses voor 2015 en 2030 in scenario's DZ/K en GZ/K (PJ/jaar)*

Vervoermiddel	2000	DZ/K 2015	GZ/K 2015	DZ/K 2030	GZ/K 2030
Vliegtuig	105	150	123	180	130
Binnenschip	19	18	19	20	20
Zeeschepen	295	355	395	470	380

## 5.4.2 Karakteristieke opties binnenschepen en vliegtuigen

In het model zijn als technische opties opgenomen gebruik van aardolieproducten (scheepsdiesel of vliegtuigkerosine) of gebruik van waterstof als alternatieve brandstof. De CO<sub>2</sub>-emissie hangt af van de manier waarop waterstof geproduceerd is. In het model zijn hier verschillende mogelijkheden voor: uit aardgas, aardolie of steenkool (al dan niet met CO<sub>2</sub>-verwijdering), of elektrolyse van water met behulp van elektriciteit, zie § 9.4.

Gekozen is voor vloeibare waterstof voor grootschalige niet-wegtransport toepassingen (binnenschepen en vliegtuigen). Bij gebruik van vloeibaar waterstof in kleinschaliger wegtransporttoepassingen zijn de risico's bij (ondeskundig) tanken en de continue lekverliezen uit de cryogene opslagtanks in voertuigen (stilstandsverlies 1 à 2%/dag) een nadeel, bij wegtransport is daarom gekozen voor gecompriemd waterstof (zie § 5.2). Bij vliegtuigen en binnenschepen zijn schaalgrootte en bedrijfsvoering dusdanig dat de problemen van ondeskundig tanken en stilstandsverliezen bij vloeibaar waterstof van minder belang worden geacht.

Met productie en gebruik van vloeibare waterstof bestaat ervaring in de ruimtevaart. Voor de liquefactie is nogal wat elektriciteit nodig, in de modernste grote industriële installaties is dit elektriciteitsgebruik teruggebracht tot evenredig met 28% van de energieinhoud van de vloeibare waterstof. De elektriciteitsinzet bij liquefactie komt voor een groot deel weer vrij in de vorm van lage temperatuur warmte, die nuttig gebruikt zou kunnen worden voor bijvoorbeeld verwarming van kantoren en glastuinbouw in de regio Schiphol. De kosten van liquefactie en aflevering van waterstof zijn, bij een elektriciteitsprijs van 15 ct/kWh, omstreeks  $f$  15 à  $f$  20/GJ voor vliegtuigen respectievelijk binnenschepen [12].

Voor de binnenschepen op waterstof is gekozen voor scheepsaandrijving met een brandstofcelektromotorcombinatie. Het energetisch rendement van een brandstofcel is hoger dan van een dieselmotor. Scheepsdieselmotoren hebben overigens in het algemeen een hoog asrendement, bij de vergelijking brandstofcelschip versus dieselschip kan 1 GJ waterstof 1,2 GJ diesel vervangen. De waterstof vrijkomend tijdens het tanken en bij de noodzakelijke continue ontluchting van de tanks, in de orde van 1% per dag, worden in de brandstofcel gebruikt voor stand-by elektriciteitsvoorziening aan boord en eventueel teruggeleverd aan het net. De meerinvestering van een brandstofcelektromotorcombinatie vergeleken met een scheepsdieselmotor zouden in 2030 kunnen dalen tot ongeveer  $f$  300,- per kW [12] (ter vergelijking: een binnenschip voor Rijnvaart heeft normaliter een motorvermogen in de orde van 500 à 1000 kW).

Er is geëxperimenteerd met vliegtuigen die vloeibare waterstof als brandstof gebruiken, bijvoorbeeld met een Tupolev Tu-155 in de jaren '80. In de luchtvaart, verantwoordelijk voor 3% van de mondiale CO<sub>2</sub>-emissie, is waterstof een van de weinige mogelijkheden de emissie terug te dringen.

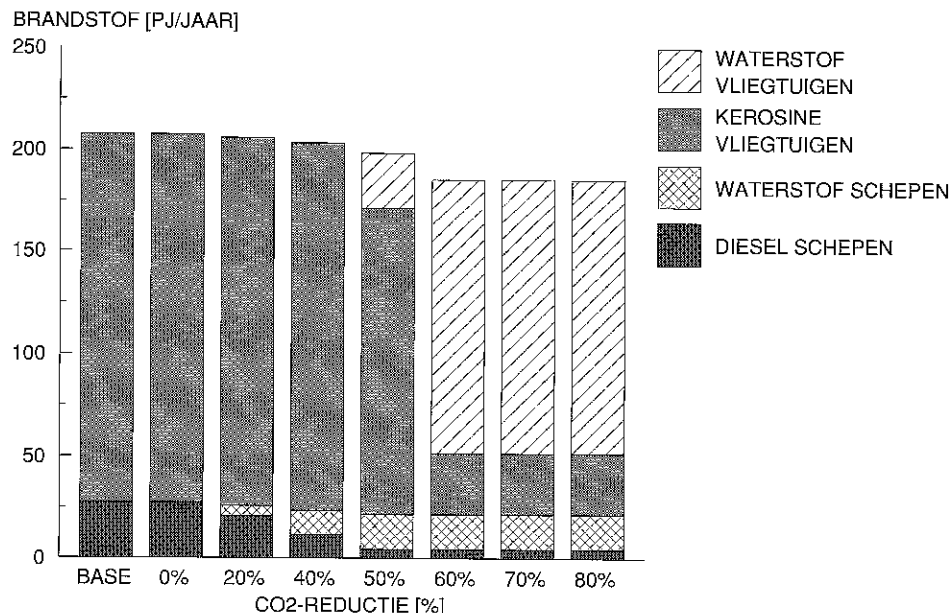
Na het jaar 2000 zouden waterstofvliegtuigen op grotere schaal geïntroduceerd kunnen worden. Een belangrijk voordeel van vloeibaar waterstof is de 2,5 x hogere energiedichtheid per kg vergeleken met kerosine. Daardoor kan het leeggewicht van vliegtuigen verminderen, waardoor het energiegebruik door vliegtuigen gemiddeld met ca. 12% terug kan lopen. Cryogene waterstof-

tanks zijn echter veel groter en anders gevormd dan kerosinetanks, zodat een geheel nieuw vliegtuigontwerp nodig zou zijn, en dat kost tijd en geld. Over de kosten valt dus weinig te zeggen. De brandstoftanks zullen duurder zijn, aan de andere kant kan het vliegtuig lichter zijn; in ieder geval moet het geheel opnieuw ontworpen worden. Aangenomen is dat een waterstofvliegtuig uiteindelijk even duur zal zijn als een vergelijkbaar kerosinevliegtuig. Vanwege het ontwerpproces van vliegtuigen en de levensduur van vliegtuigen (in de burgerluchtvaart zo'n 25 jaar) is de penetratiesnelheid van deze optie begrensd tot vervanging van maximaal 1/6 deel van de luchtvloot per periode van 5 jaar. Gegeven de mogelijk eerste marktintroductie in 2005 impliceert dit dat op z'n vroegst in 2030 volledige toepassing van waterstofvliegtuigen mogelijk is.

### 5.4.3 Berekeningsresultaten binnenschepen en vliegtuigen

In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) treden geen veranderingen op, diesel/kerosine zijn en blijven de gebruikte brandstoffen.

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie leiden tot introductie van waterstof, te beginnen bij binnenschepen. Wel moet worden aangetekend dat in deze sector waterstof het enige alternatief is. Hoewel de investeringskosten (brandstofcel) en de afleveringskosten van waterstof bij binnenschepen hoger zijn dan bij vliegtuigen, leidt de verminderde NO<sub>x</sub>-emissie (brandstofcel versus dieselmotor) tot de eerste preferentie voor binnenschepen. Het hogere rendement van brandstofcellen en de gewichtsvermindering bij vliegtuigen leiden tevens tot een lager totaal brandstofverbruik (het extra elektriciteitsverbruik voor de liquefactie is niet in figuur 5.8 weergegeven).



Figuur 5.8 Brandstofverbruik binnenschepen en vliegtuigen, scenario DK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

De hoeveelheid waterstof gebruikt door vliegtuigen is groter dan bij binnenschepen. De mogelijkheid van waterstof bij internationale scheepsbunkering in Nederlandse havens (vissersvloot, kustvaart, zeeschepen, in 2000: 295 PJ tabel 5.8) is niet beschouwd, omdat deze sector niet in de nationale CO<sub>2</sub>-emissie wordt meegerekend.

In bijlage A is dezelfde figuur 5.8 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.

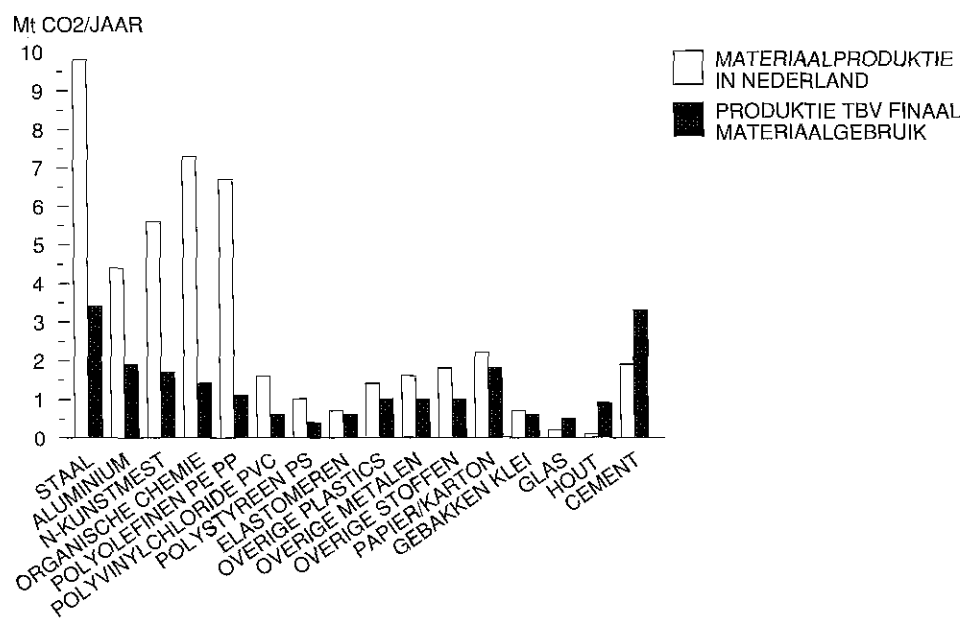


## 6. INDUSTRIE

### 6.1 Inleiding

In de industrie wordt energie gebruikt voor productieprocessen (warmte, elektriciteit) en als grondstof. In Nederland is een relatief omvangrijke industriële productie van basismaterialen, zoals aluminium, kunstmest, organische chemicaliën, plastics en staal. De energie-inzet (en de daarmee samenhangende CO<sub>2</sub>-emissie) bij materiaalproductie is ongeveer tweemaal zoveel dan op grond van het gebruik van materialen in Nederland verwacht mag worden. Dit is in figuur 6.1 geïllustreerd.

Per materiaal is links aangegeven welke CO<sub>2</sub>-emissie plaatsvindt bij de productie ervan in Nederland. Rechts is voor de hoeveelheid materialen die feitelijk in Nederland gebruikt worden, aangegeven welke CO<sub>2</sub>-emissie bij de productie daarvan optreedt (kan ook in het buitenland geproduceerd zijn). Aan het verschil tussen links en rechts in figuur 6.1 is te zien dat, vanuit CO<sub>2</sub>-optiek, Nederland netto-exporteur is van bovengenoemde basismaterialen en netto-importeur van bijvoorbeeld cement en hout.

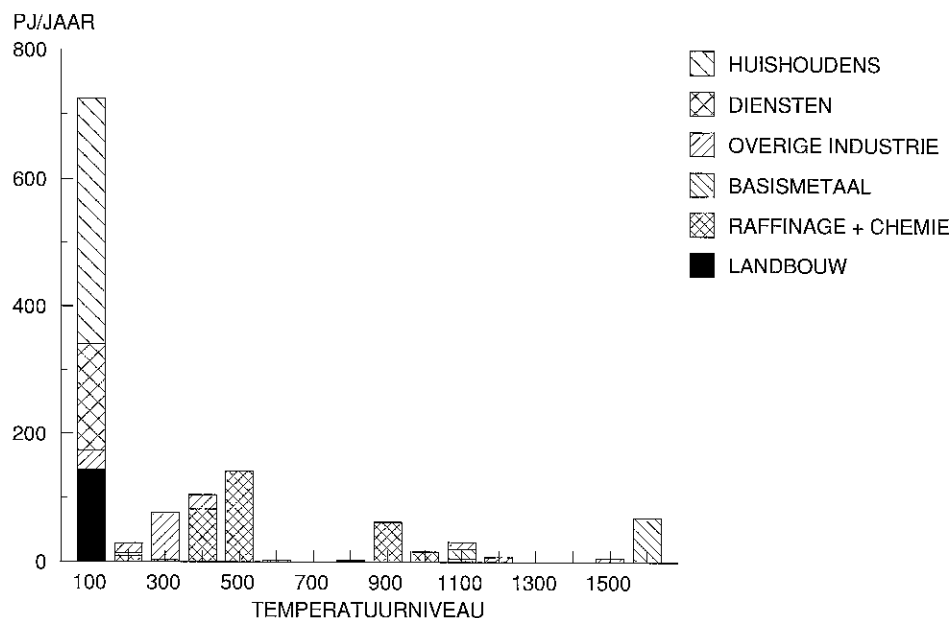


Figuur 6.1 CO<sub>2</sub>-emissie bij productie van materialen in Nederland, en van wege productie ten behoeve van finaal nederlands gebruik van materialen, 1988 [20]

Het gaat in figuur 6.1, net als elders in dit rapport om de actuele CO<sub>2</sub>-emissie. De vastlegging van fossiele koolstof in materialen (m.n. plastics) is niet als CO<sub>2</sub>-emissie gerekend. Zie ook § 6.4.

Al met al nemen olieraffinage, materiaalproductie en assemblage tot materiële goederen in Nederland 90% van de industriële CO<sub>2</sub>-emissie (volgens de indeling van dit rapport) voor hun rekening, de rest is voor de voedingsmiddelenindustrie. Zoals gezegd zijn de bedrijfstakken tuinbouw en detailhandel in dit rapport ondergebracht bij de gebouwde omgeving (§ 4.3).

produkt, energie-intensiteit van de bedrijfstak, temperatuurniveau, etc. In veel studies op dit gebied wordt, in aansluiting op de CBS-statistieken van de Nederlandse energiehuishouding, een indeling naar bedrijfstak gemaakt. Een overzicht van de warmtevraag in Nederland naar temperatuurniveau is weergegeven in figuur 6.2.



Figuur 6.2 Nuttige warmtevraag Nederland 1989, naar temperatuurniveau [21]

In [3] is een verdeling van de industriële warmtevraag naar temperatuurniveau en schaalgrootte gebruikt. De warmtevraag is verdeeld over stoom (T-niveau 200-400 °C) en proceswarmte (T-niveau 500 °C en hoger), en naar schaalgrootte grote en kleinere bedrijven. De geprojecteerde warmtevraag per categorie voor de periode 2000, 2015 en 2030 is weergegeven in tabel 6.1. Bij de schatting van de nuttige warmtevraag in 2000 is rekening gehouden met bovengenoemde convenanten en is de verwarming van bedrijfsgebouwen ondergebracht bij kantoren (§ 4.4, T-niveau d °C in figuur 6.2).

De geprojecteerde vraag in 2000 naar lage temperatuur warmte (woningen, kantoren, tuinbouw; 622 PJ/j zie tabel 2.2) is overigens iets lager dan het niveau 1989 in figuur 6.2, mede als gevolg van het huidige energiebesparingsbeleid. De geprojecteerde vraag naar stoom en proceswarmte in 2000 is ongeveer gelijk aan het niveau 1989.

Voor de ontwikkeling van de industriële warmtevraag zijn van belang de richting en omvang van de economische ontwikkeling. Hiervoor zijn in de scenario's DZ/K en GZ/K verschillende aannames gedaan. In scenario DZ/K is de energie-intensieve exportindustrie in Nederland belangrijker, dientengevolge is de warmtevraag bij de grote bedrijven in DZ/K groter dan in GZ/K (tabel 6.1), bij de kleinere bedrijven zijn de verschillen minder.

Tabel 6.1 *Uitgangspunten: Nuttige vraag naar stoom en proceswarmte, in grote en kleinere bedrijven, periode 2000-2040 (PJ<sub>th</sub>/j), scenario's DZ/K en GZ/K*

Categorie	2000	DZ/K	GZ/K	DZ/K	GZ/K
		2015	2015	2030	2030
Stoom, groot	170	212	170	236	161
Proceswarmte, groot	228	275	216	287	194
Stoom, klein	66	76	72	84	70
Proceswarmte, klein	50	60	57	70	59

## 6.2.2 Karakteristieke opties industriële warmte

Bij de industrie is vermindering van de warmtevraag mogelijk en/of kan de warmte op verschillende manieren geproduceerd worden.

Bij vermindering van de warmtevraag is in [3] aangenomen dat alle kosteneffectieve mogelijkheden daartoe al in de warmtevraagprojectie zijn opgenomen. Voor de industrie komt deze warmtevraagprojectie overeen met een 'autonome efficiency verbetering' in de periode 2000-2030 van gemiddeld 0,5 of 0,6% per jaar (in scenario GZ/K respectievelijk DZ/K). In scenario DZ/K is de efficiencyverbetering wat groter vanwege de hogere energieprijzen (figuur 2.3) en het blijvend belang van energie-intensieve industrie. In scenario GZ/K zijn de energieprijzen lager en is er een sterkere verschuiving naar industrietakken die minder energie-intensief zijn. Het is overigens niet altijd duidelijk wat met de term 'autonome efficiency verbetering' wordt bedoeld. In dit rapport zijn verschuiving van bedrijfstakken en de hieronder afzonderlijk geïdentificeerde besparingstechnieken bij warmtevoorziening (WKK, warmtepompen, e.d.) geen onderdeel van autonome efficiency verbetering.

Onder invloed van CO<sub>2</sub>-plafonds kan nog meer vermindering van de warmtevraag mogelijk blijken, bijvoorbeeld door procesverbeteringen en/of overstap op een ander productieproces. Kosten en potentieel van deze mogelijkheden zijn echter moeilijk op dezelfde manier te becijferen als met energietechnologieën is gedaan. Om iets van de mogelijke invloed van vraagbeperking zichtbaar te kunnen maken zijn aan het model 3 versimpelde amorfe 'extra besparingspotentiëlen' toegevoegd, ieder overeenkomend met 5% van de warmtevraag. In totaal is zodoende maximaal 15% vermindering van de industriële warmtevraag mogelijk, wat overeenkomt met een verdubbeling van bovengenoemde efficiency-verbetering. Voor het realiseren van deze besparingspotentiëlen zijn extra kosten aangenomen, overeenkomend met 10, 20 en 30% van de kosten van de warmtevoorziening in de betreffende sector in het betreffende jaar, zoals deze uit de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) naar voren komen.

Theoretisch is overigens een nog grotere vermindering van de warmtevraag mogelijk. Door [22] zijn geïdentificeerde opties voor industriële energiebesparing in afzonderlijke bedrijfstakken in 2000 en 2010 [21] geëxtrapoleerd naar 2030 in combinatie met thermodynamische beschouwingen. Betrokken op de

indeling in dit rapport zou dan nog een additionele 20 à 25% warmtevraagvermindering theoretisch mogelijk zijn. Hier is daar geen rekening mee gehouden, zie ook [23].

Bij warmtevoorziening zijn er verschillende mogelijkheden: naast gas-, olie-, hout- en kolenketels en -branders, bestaat de mogelijkheid van WKK (Warmte Kracht Koppeling) met tegendrukturbines, gasturbines, brandstofcellen, gebruik van zonnedrogers, warmtepompen of nieuwe elektriciteitstoepassingen.

Kosten en rendementen van gasketels, olieketels en kolenketels voor stoomproductie zijn goed bekend.

Gebruik van gas of andere brandstoffen voor proceswarmte vindt plaats in branders voor fornuizen, ovens, e.d. Bij gebruik van gas of olie zijn in het model geen kosten meegegeven, en is het energetisch rendement op 1 gesteld; er is dus aangenomen dat de brander in het proces is geïntegreerd, dan wel dat de gasbrander als 'referentie' dient voor de andere opties. Bij gebruik van kolen of hout zijn doorgaans wel duidelijk extra kosten aan te geven, voor ontzwa-veling, as- en sinterverwijdering, voorbereiding (malen, verpoederen), brandstofopslag (kolenbunker, mothok); en het energetisch rendement is in het algemeen lager dan bij gas. Hout is alleen voor proceswarmte bij kleinere bedrijven mogelijk verondersteld, tot een maximum van 5% van de totale warmtevraag in deze sector.

Zonne-energie is toepasbaar bij sommige droogprocessen in de voedingsmid-delenindustrie als voordroger. De rest van het droogtraject wordt dan met gas gedaan.

Bij toepassing van warmte/kracht-koppeling (WKK) is het temperatuurniveau een belangrijke variabele, die de toepasbaarheid van verschillende warmte/kracht-installaties bepaalt. Binnen de categorie stoom is daarom onderscheid gemaakt in lage temperatuur (<130 °C, 6 bar) en hoge temperatuur stoom (>130 °C). Voor lage temperatuur stoom kunnen alle types warmte/kracht-installaties worden benut, zoals gasmotoren, tegendrukturbines, etc. Daarbij is ook aftap van kerncentrales mogelijk (zie § 7.3). Voor hoge temperatuur stoom komen vooral gasturbines, en in de toekomst wellicht brandstofcellen in aanmerking. Naast temperatuurniveau speelt de schaal-grootte een belangrijke rol. Gasturbines en brandstofcellen zijn over een brede vermogensrange inzetbaar, tegendrukstoomturbines zijn alleen bij grote vermogens (>10 MW) mogelijk, gasmotoren vooral bij kleinere vermogens (<MW).

In de praktijk kunnen, naast ongeschikt temperatuurniveau en verkeerde schaalgrootte, nog andere problemen zijn die toepassing van warmte/kracht kunnen belemmeren. Te denken valt aan vraagfluctuaties (batch-processen), beschikbaarheid van restwarmte uit andere onderdelen van het bedrijf, branchevreemdheid, te korte bedrijfstijd, investeringsprioriteiten, alleen dekking van elektriciteitsvraag (eilandbedrijf), etc.

Vanwege temperatuurniveaus, discrete schaalgroottes en andere belemmerende factoren is daarom het marktpenetratiepotentieel van warmte/kracht-koppeling in de scenarioberekeningen beperkt tot maximaal 45% van de totale industriële stoomvraag.

Met toepassing van warmte/kracht voor proceswarmte is rekening gehouden voor temperaturen van 500-700 °C, met behulp van een gesmolten carbonaat brandstofcel (MCFC Molten Carbonate Fuel Cell) met gasbijstook. Dit type brandstofcel heeft een relatief hoge werkt temperatuur (in verband met het smelten van carbonaat) en dientengevolge is aftap van een restwarmte met een temperatuur van 550 °C mogelijk. Daarnaast bestaat de mogelijkheid van een gasturbine warmte/kracht-installatie met gasbijstook. Het temperatuurniveau betreft ongeveer 1/3 deel van de vraag naar proceswarmte (vergelijk figuur 6.2). Het marktpenetratiepotentieel van warmte/kracht-koppeling in de scenarioberekeningen is daarom beperkt tot maximaal 25% van de totale industriële vraag naar proceswarmte.

Warmtepompen zijn mogelijk voor lage temperatuur stoom indien een geschikte afvalwarmtestroom voorhanden is. Als opties in het model zijn elektrische en gasmotorwarmtepompen, en absorptiewarmtepompen (warmtetransformator) opgenomen, met een bescheiden marktpenetratiepotentieel overeenkomend met 12% van de industriële stoomvraag.

In plaats van aardgas kan waterstof worden toegepast als brandstof. Aangenomen is dat vervanging van aardgas door waterstof in de industrie in de regel kostenneutraal kan verlopen; er behoeft dus geen rekening te worden gehouden met additionele investeringen. Zo is verondersteld dat waterstofbranders ongeveer even duur zullen zijn als aardgasbranders.

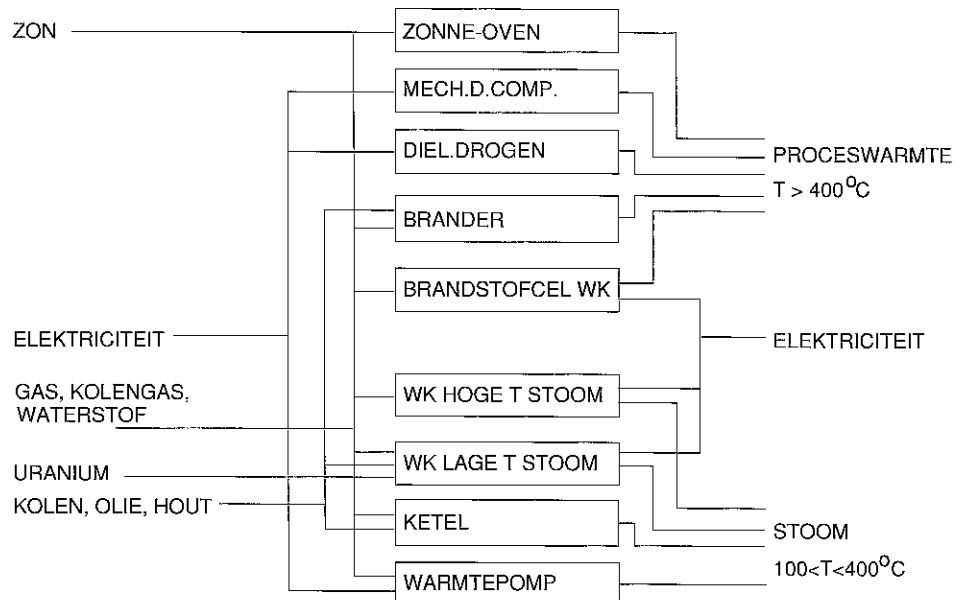
Wat betreft het noodzakelijk transport van waterstof via leidingen kan worden aangetekend dat in W-Europa enkele industriële waterstofnetten worden geëxploiteerd.

Voor hoge temperatuur proceswarmte (700 °C) kan in plaats van gasbranders ook elektriciteit (verwarmingsspiraal, etc.) gebruikt worden. Daarnaast zijn er nog een aantal nieuwe elektriciteitstechnieken voor warmte in de industrie, zoals mechanische dampcompressie, diëlektrisch drogen, luchtmes, e.d. In het kader van EMS is door KEMA voor dergelijke nieuwe elektriciteitstoepassingen een potentieel voor Nederland becijferd en zijn kosten- en energiebesparingen geschat. Probleem hierbij is dat er zeer veel verschillende praktijktoepassingen mogelijk zijn, met sterk verschillende kosten en besparingen. Daarbij komt dat deze technieken in veel gevallen bedrijfseconomisch rendabel blijken, maar desondanks (nog) niet worden toegepast. Dit bemoeilijkt een eenduidige kosten- en potentieelschatting.

Voor mechanische dampcompressie (MDC) is een potentieel van 25 PJ<sub>th</sub> geïdentificeerd, met een besparing ten opzichte van thermische droogprocessen van gemiddeld 70% [11]. Diverse MDC-toepassingen, met name in de zuivel- en bierindustrie, kunnen bij de huidige energieprijzen in de periode tot 2000 reeds aantrekkelijk blijken. Daarom is het potentieel lager verondersteld op 18 PJ<sub>th</sub>/j, aangenomen dat een deel reeds voor het jaar 2000 geplaatst zal worden. De wat duurere toepassingsgebieden blijven dan over. De extra kosten zijn ontleend aan een praktijkproces voor drogen van bietenpulp, dat in Frankrijk wel en in Nederland niet aantrekkelijk is bij de huidige energieprijzen.

Voor diëlektrisch drogen en het luchtmes bedraagt het potentieel 5 PJ<sub>th</sub>/j bij proceswarmte in kleinere bedrijven. De besparing ten opzichte van thermische

droogprocessen is het naar toepassingspotentieel gewogen gemiddelde van de door [11] geïdentificeerde besparing voor diëlektrisch drogen (5%) en het luchtmessysteem (60%). Bij diëlektrisch drogen is de besparing op primaire energie discutabel. De kosten zijn niet duidelijk vast te stellen: er zijn hogere kosten voor conversieapparatuur, maar die worden in de praktijk vaak meer dan gecompenseerd door kostenbesparingen door produktkwaliteitsverbetering, produktieruimtebesparing en processnelheidsverhoging.



Figuur 6.3 Overzicht opties voor industriewarmte

Uitgangspunten voor investeringskosten en rendementen van de verschillende opties bij industriële warmtevoorziening anno 2030 zijn samengevat in tabel 6.2 en 6.3. De investeringskosten hebben betrekking op de jaarlijkse warmtevraag ( $f/GJ_{th}$  per jaar). Naast investeringskosten zijn nog jaarlijkse onderhoudskosten meegerekend, variërend van 4 à 5% van de investering voor warmtepompen of kolenketels, tot 7% voor gasketels. De levensduur van de installaties is gesteld op 20 jaar.

De rendementen hebben betrekking op de omzetting van gas of andere brandstoffen (op onderste verbrandingswaarde) of elektriciteit in nuttige warmte. Tevens is aangegeven in welk deel van de warmtevraag de desbetreffende optie maximaal kan voorzien.

Kosten zijn exclusief voorzieningen om  $NO_x$ - of  $SO_2$ -emissies te verminderen. Met name bij kolentechnieken en gasturbine-warmte/kracht-installaties betreft het hier significante extra investeringen, terwijl aan de andere kant bij brandstofcellen de afwezigheid van  $NO_x$  een voordeel biedt. Investeringskosten en rendementen bij warmte/kracht-installaties komen in hoofdstuk 7 ter sprake.

Tabel 6.2 *Uitgangspunten: Kencijfers opties stoomvoorziening industrie 2030*

Optie	Investering (f/GJ <sub>th</sub> /j)	Energetisch rendement	Maximaal aandeel
Gasketel	5,7	0,92	0,99
Kolenketel groot	21,5	0,90	0,21
Kolenketel klein	55,5	0,88	0,07
WK hoge T stoom (>130 °C)			0,18
WK lage T stoom (<130 °C)			0,28
Elektr. warmtepomp groot	37	3,5	0,02
Elektr. warmtepomp klein	59	3,6	0,04
Gasmotor warmtepomp	56	1,7	0,04
Gasabsorptie warmtepomp	57	1,5	0,04

Tabel 6.3 *Uitgangspunten: Kencijfers opties proceswarmte voorziening industrie 2030*

Optie	Investering (f/GJ <sub>th</sub> /j)	Energetisch rendement	Maximaal aandeel
Gasbrander		0,87	0,99
Oliestook		0,85	0,99
Kolenstook groot	16	0,85	0,06
Kolenoven	42	0,83	0,03
Houtoven	49	0,80	0,05
Elektrowarmte		0,99	
WKK hoge T (400-550 °C)			0,25
zonedroger gasbijstook	240	2,0	0,02
Mech.damp compr.	55	3,3	0,04
Dielektrisch drogen		1,3	0,02

### 6.2.3 Berekeningsresultaten warmtevoorziening industrie

In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) verandert de warmtevoorziening van de industrie in de periode 2000-2040 reeds ingrijpend, zie figuur 6.4. In 2000 wordt de warmte nog voornamelijk geleverd door gas, naast oliestook, en warmte/kracht. In de periode tot 2030 is er een sterke toename van warmte/kracht en worden steenkool, hout en nieuwe elektriciteitstechnieken geïntroduceerd. Het gebruik van steenkool stagneert vanwege de noodzaak om aan de gestelde SO<sub>2</sub>-emissieplafonds te voldoen.

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-80%, hebben direct invloed. Figuur 6.5 geeft een voorbeeld voor één van de scenario's in het jaar 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds.

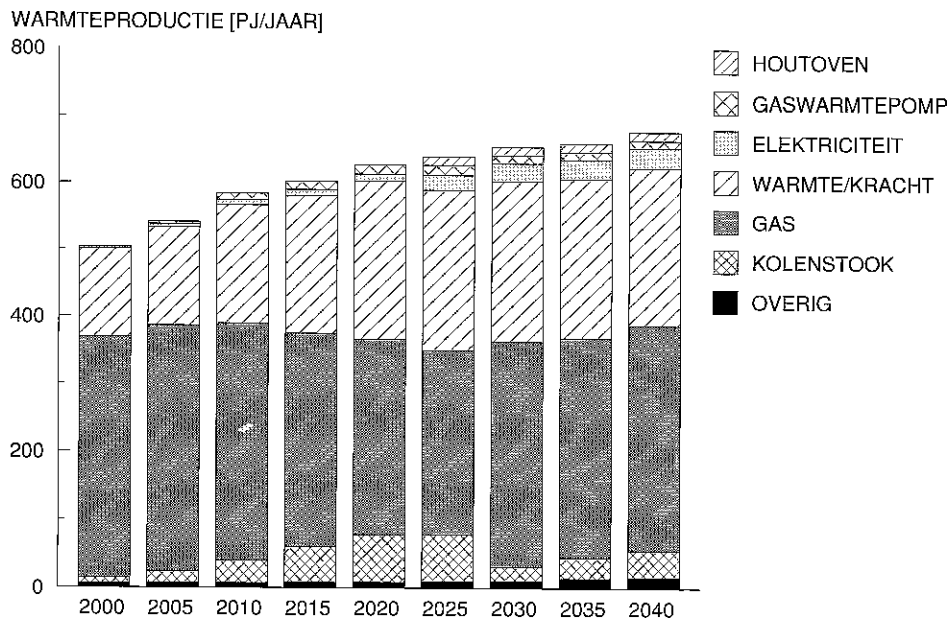
Bij CO<sub>2</sub>-reductie treedt gaandeweg een vermindering op van de totale warmtevraag (door de mogelijkheid van 'maximaal 15% extra energiebesparing') en worden warmtepompen, hout, nieuwe elektriciteitstoepassingen, warmte/kracht en zonnedrogers (bij extreme CO<sub>2</sub>-plafonds) toegepast tot aan het voor ieder afzonderlijk gestelde maximum aandeel in de warmtevraag (tabel 6.2, 6.3). In het algemeen blijft gas van belang; hierbij speelt een rol dat aardgas bij extreme CO<sub>2</sub>-plafonds gaandeweg vervangen wordt door waterstof, met gebruikmaking van dezelfde branders en keteltechnieken.

Opvallend is dat kolenstook aantrekkelijker wordt bij milde (0-20-40%) CO<sub>2</sub>-plafonds, terwijl de CO<sub>2</sub>-emissie bij kolen toch ontegenzeggelijk hoger is dan bij aardgas. De herintroductie van kolen heeft te maken met de plafonds voor SO<sub>2</sub> waar eveneens aan voldaan moet worden (zie ook § 11.4). Door veranderingen in de elektriciteitssector (vervanging van kolencentrales door gas of kernenergie) neemt het kolengebruik (en daarmee verbonden SO<sub>2</sub>-emissie) af, waardoor 'ruimte' ontstaat voor extra SO<sub>2</sub>-emissie. Deze ruimte wordt opgevuld door kolenstook in de industrie. Bij industriële warmtevoorziening, met ketels en branders, is de brandstofprijs van groot belang. Bij deze CO<sub>2</sub>-plafonds kost de toename van CO<sub>2</sub>-emissie nationaal economisch gezien dus blijkbaar minder dan dat het gebruik van kolen in plaats van gas aan winst oplevert als gevolg van de lagere brandstofprijs (figuur 2.3).

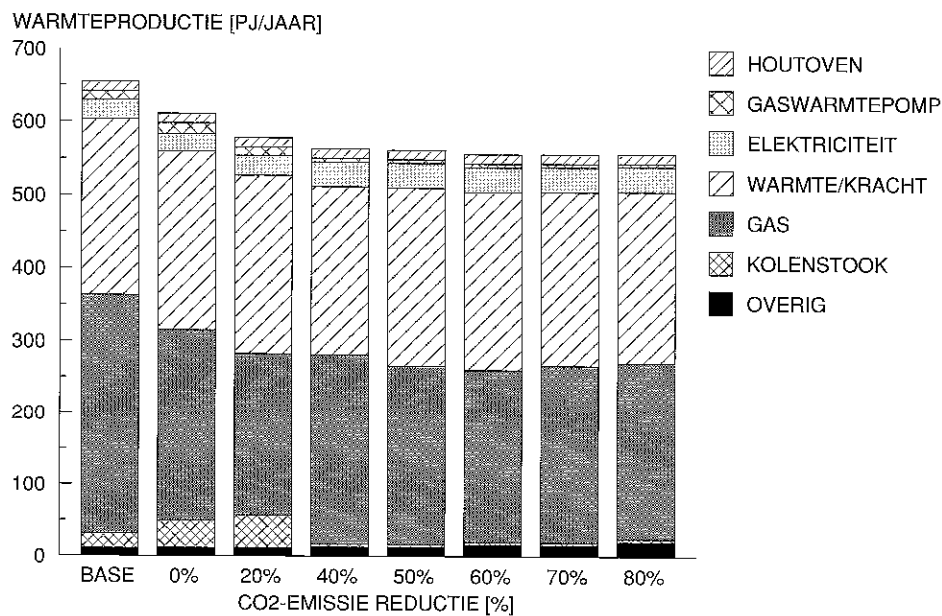
Het aandeel van warmte/kracht wordt beperkt door de gestelde maxima in de stoomvoorziening (maximum aandeel WKK-restwarmte 45%) en in proceswarmte (maximum aandeel WKK-restwarmte 25%). Verschillende typen warmte/kracht-installaties kunnen deze restwarmte leveren. Figuur 6.6 geeft een opdeling naar warmteleverancier; bij CO<sub>2</sub>-plafonds in figuur 6.7 treedt een verschuiving op naar warmte/kracht-installaties met een hogere kracht-warmte-verhouding (een hoger elektrisch rendement) zoals brandstofcellen.

In bijlage A zijn dezelfde figuren 6.4, 6.5, 6.6 en 6.7 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.

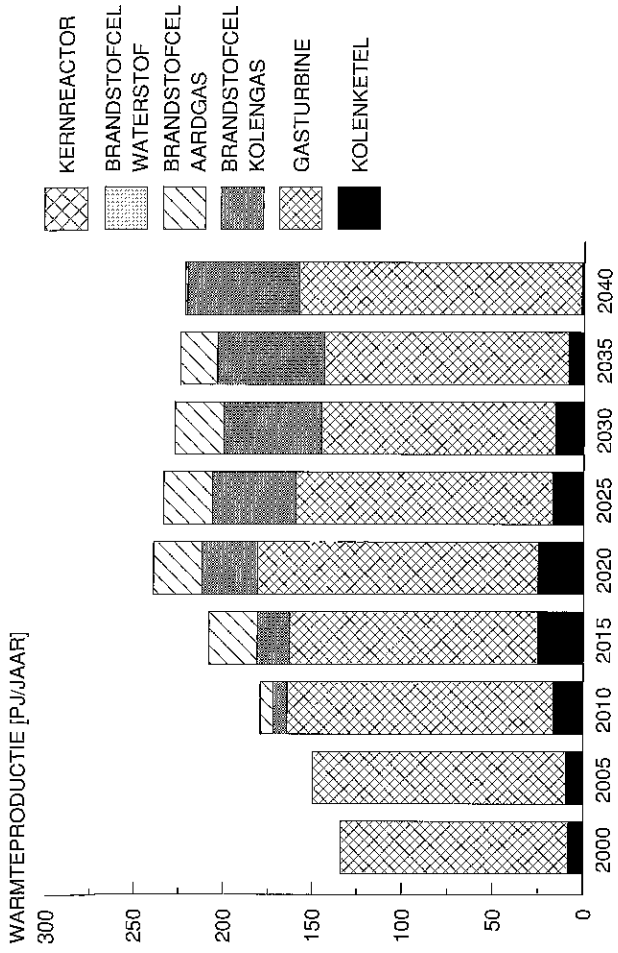




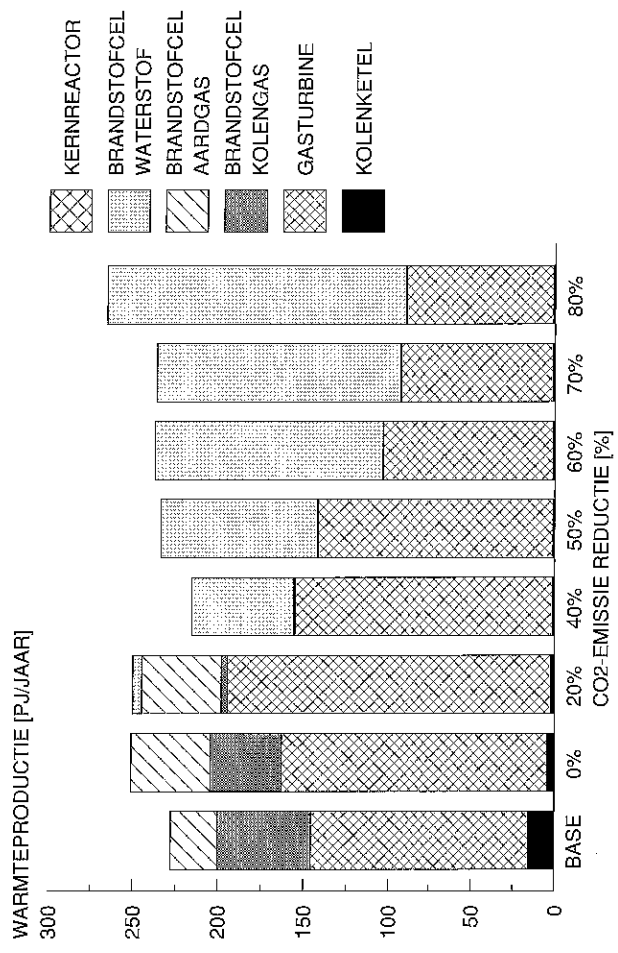
Figuur 6.4 *Ontwikkeling warmtevoorziening industrie, scenario DZ, periode 2000-2040*



Figuur 6.5 *Warmtevoorziening industrie, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*



Figuur 6.6 Industriële warmtekracht, naar warmteleverancier, scenario DZ, periode 2000-2040



Figuur 6.7 Industriële warmtekracht, naar warmteleverancier, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

## 6.3 Elektriciteitsgebruik in de industrie

### 6.3.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

Het industriële elektriciteitsgebruik kan op verschillende manieren gedesaggregeerd worden: naar ouderdom van de installatie, schaalgrootte, produkt, energie-intensiteit van de bedrijfstak, apparatuur (motor, straler, etc.) In veel studies op dit gebied wordt, in aansluiting op de CBS-statistieken van de Nederlandse energiehuishouding, een indeling naar bedrijfstak gemaakt. In [3] is een verdeling van de industriële elektriciteitsvraag naar gebruikspatroon gemaakt:

- Continue gebruik, zoals bij elektrolyseprocessen (aluminium, fosfor, siliciumcarbide, zink, etc.) en volcontinue bedrijven; elektriciteit wordt het hele jaar door, dag en nacht, op een constant niveau gebruikt.
- Variabel gebruik, zoals bij metaalbewerking, assemblage: het elektriciteitsgebruik vindt voornamelijk overdag plaats.

Voor de ontwikkeling van het industrieel elektriciteitsgebruik zijn van belang de richting en omvang van de economische ontwikkeling. Hiervoor zijn in de scenario's DZ/K en GZ/K verschillende aannames gedaan. In scenario DZ/K is de energie-intensieve exportindustrie in Nederland belangrijk, terwijl ook meer nadruk ligt op assemblage, diensgevolge is het continue en variabel elektriciteitsgebruik in DZ/K groter (tabel 6.4). Aan de andere kant vindt in scenario GZ/K geen primaire aluminiumproductie meer plaats in Nederland. Bij productie van secundair aluminium (uit schroot) is veel minder elektriciteit nodig [43], deze verschuiving levert een vermindering van de elektriciteitsvraag op.

Tabel 6.4 *Uitgangspunten: Elektriciteitsvraagprojectie industrie in Nederland 2000 en prognoses voor 2015 en 2030 in scenario's DZ/K en GZ/K (PJ<sub>e</sub>/jaar)*

Gebruikspatroon	2000	DZ/K 2015	GZ/K 2015	DZ/K 2030	GZ/K 2030
Continue gebruik	66	95	69	116	73
Variabel gebruik	50	107	83	129	94

Bij het elektriciteitsgebruik in tabel 6.4 is de (eventuele toename van de) elektriciteitsconsumptie voor industriële warmtevoorziening niet opgenomen. In de vorige § (6.2) valt af te leiden dat, afhankelijk van CO<sub>2</sub>-plafond en scenario, het elektriciteitsgebruik voor industriële warmtevoorziening met 10 à 20 PJ<sub>e</sub> kan oplopen.

### 6.3.2 Karakteristieken opties industriële elektriciteitsbesparing

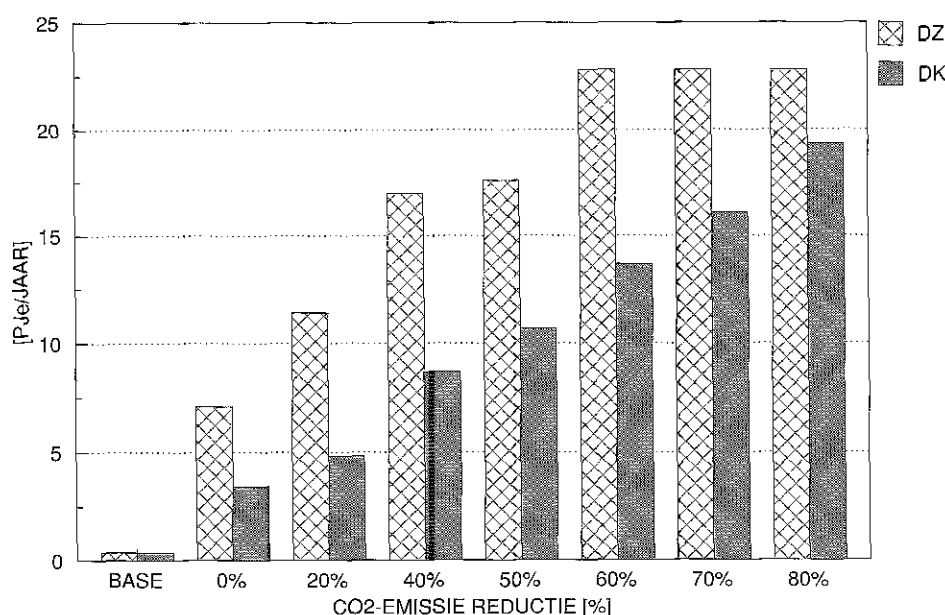
Bij vermindering van de elektriciteitsvraag is in [3] aangenomen dat alle kosteneffectieve mogelijkheden daartoe al in de vraagprojectie zijn opgenomen. In de zichtperiode van deze studie kan echter, bij CO<sub>2</sub>-plafonds, nog meer vermindering mogelijk blijken, bijvoorbeeld door procesverbeteringen

en/of overstap op een ander productieproces; met name kunnen hier materiaal-recycling en de inzet van secundaire materialen, bijvoorbeeld aluminiumschroot ter vervanging van primair aluminium, genoemd worden. Zoals gezegd zal dit in een volgend EMS-rapport nader uitgewerkt worden door de in deze processen geproduceerde materialen als uitgangspunt te nemen. Om toch iets van de mogelijke invloed van vraagbeperking zichtbaar te kunnen maken zijn aan het model 3 versimpelde amorfe 'extra besparingspotentiëlen' toegevoegd, ieder overeenkomend met 3% van de elektriciteitsvraag. In totaal is zodoende maximaal 10% vermindering van de industriële elektriciteitsvraag mogelijk. Voor het realiseren van deze besparingspotentiëlen zijn extra kosten aangenomen, overeenkomend met 10, 20 en 30% van de kosten van de elektriciteitsvoorziening in de betreffende sector in het betreffende jaar, zoals deze uit de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) naar voren komen.

Theoretisch is overigens een nog grotere vermindering van de elektriciteitsvraag mogelijk. Door [22] zijn geïdentificeerde opties voor industriële elektriciteitsbesparing in afzonderlijke bedrijfstakken in 2000 en 2010 [21] geëxtrapoleerd naar 2030. Betrokken op de indeling in dit rapport zou dan nog een additionele 20 à 25% elektriciteitsvraagvermindering theoretisch mogelijk zijn. Hier is daar geen rekening mee gehouden, zie ook [23].

### 6.3.3 Berekeningsresultaten elektriciteitsbesparing industrie

In de berekeningen met CO<sub>2</sub>-plafonds blijken de gepostuleerde 'extra besparingspotentiëlen' gaandeweg belangrijk. In figuur 6.8 is dit geïllustreerd voor een van de scenario's. In het scenario met kernenergie is besparing op continue gebruik van elektriciteit niet aantrekkelijk door het aanbod van CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit uit basislast kerncentrales.



Figuur 6.8 *Elektriciteitsbesparing industrie, scenario DZ en DK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

## 6.4 Energiedragers als grondstof

### 6.4.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

In Nederland is een relatief omvangrijke industriële productie van kunstmest, kunststoffen en staal, waarbij fossiele energiedragers tevens als grondstof gebruikt worden (aardgas bij ammoniaksynthese, aardolie bij monomeerproductie, steenkool bij reductie van ijzererts, etc.).

Voor de ontwikkeling van het industrieel energiegebruik als grondstof zijn van belang de economische ontwikkeling en de ontwikkeling van de industrietakken. Hiervoor zijn in de EMS-scenario's DZ/K en GZ/K verschillende aannames gedaan. In scenario DZ/K is de energie-intensieve exportindustrie in Nederland belangrijk, diens gevolg is het grondstofgebruik in DZ/K groter (tabel 6.5). Ongeveer 60% van het grondstofgebruik betreft aardolie in de petrochemische industrie, 15% aardgas in de kunstmestindustrie en 15% steenkool in de staalindustrie.

Tabel 6.5 *Uitgangspunten: Energiegebruik als grondstof ('feedstocks') industrie in Nederland 2000 en prognoses voor 2015 en 2030 in scenario's DZ/K en GZ/K (PJ/jaar)*

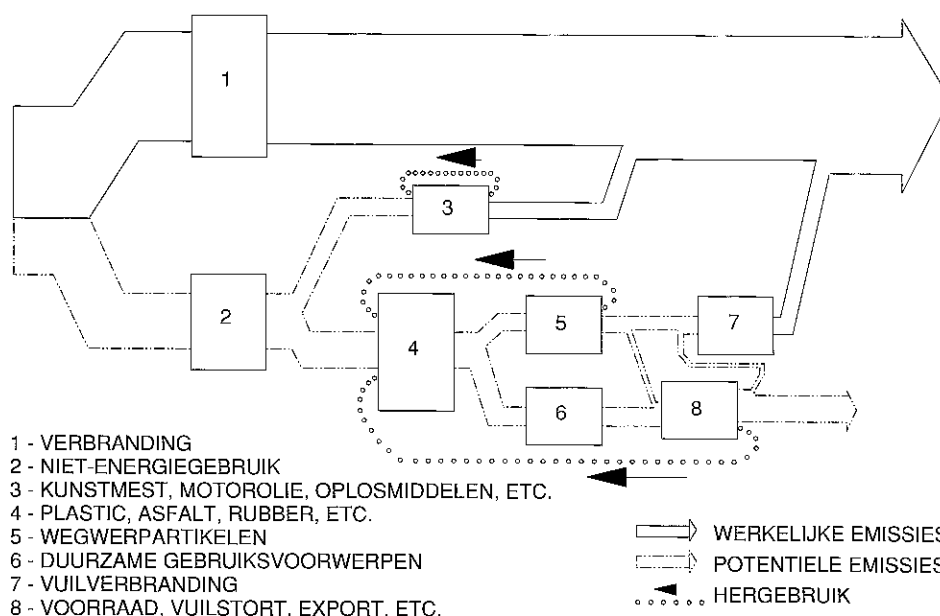
	2000	DZ/K 2015	GZ/K 2015	DZ/K 2030	GZ/K 2030
Feedstocks (PJ/j)	505	663	473	752	400

### 6.4.2 Karakteristieken opties energie als grondstof

Voor een deel worden fossiele brandstoffen bij gebruik als grondstof omgezet tot CO<sub>2</sub> die in de atmosfeer terecht komt. Dit wordt, met de emissies bij verbranding van fossiele energiedragers voor energiedoeleinden tot de actuele CO<sub>2</sub>-emissie gerekend. Voor een ander deel worden C-atomen uit fossiele brandstof vastgelegd in materialen. De vastlegging van fossiele koolstof in materialen is niet als CO<sub>2</sub>-emissie gerekend, het is immers maar de vraag of deze vastgelegde koolstof wel tot CO<sub>2</sub> geoxideerd wordt. Het gaat daarbij in Nederland om aanzienlijke hoeveelheden: in 1988 werd een hoeveelheid fossiele koolstof vastgelegd (met name in plastic materialen) evenredig met 22,5 MtCO<sub>2</sub>, hiervan kwam 0,7 MtCO<sub>2</sub> via afvalverbrandingsinstallaties als CO<sub>2</sub> in de atmosfeer. De rest (22,5 - 0,7 = 21,8 MtCO<sub>2</sub>) bleef vastgelegd (b.v. in plastic gebruiksvoorwerpen), werd gestort of geëxporteerd; en geldt daarmee als potentiële CO<sub>2</sub>-emissie. Ter vergelijking: de actuele CO<sub>2</sub>-emissie in Nederland bij plasticproductie, optredend bij verbranding van fossiele brandstoffen voor proceswarmte, polymerisatie, raffinageprocessen, etc. (PE t/m overig in figuur 6.1) was 12 MtCO<sub>2</sub>. Een illustratie van actuele en potentiële CO<sub>2</sub>-emissies, samenhangend met gebruik van energie als grondstof, is te zien in het stroomdiagram in figuur 6.9. De breedte van de stromen komt overeen met de omvang van de CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding van olie voor energiedoeleinden, de (potentiële) CO<sub>2</sub> bij het gebruik van olie en aardgas als

grondstof, en de CO<sub>2</sub>-emissie (van fossiel oorsprong) bij afvalverbranding in Nederland (1985); verbranding van gas en kolen zijn vanwege illustratiedoeleinden niet weergegeven.

In Nederland zijn installaties in gebruik voor verbranding van huisvuil en daarmee vergelijkbaar afval voor elektriciteitsopwekking. De CO<sub>2</sub>-emissies hierbij zijn afkomstig van verbranding van de kunststofcomponent in afval. Aangenomen dat het kunststofgehalte in huisvuil toeneemt is gerekend met een CO<sub>2</sub>-emissiecoëfficiënt oplopend van 110 g/MJ in 2000 naar 160 g/MJ in 2030. De omvang van vuilverbranding is 10 PJ/j in 2000 en ontwikkelt zich verschillend in de scenario's, in 2030 variërend tussen 16 PJ in GZ/K en 35 in DZ/K, daarmee samenhangend neemt de CO<sub>2</sub>-emissie uit deze bron toe van 1,1 MtCO<sub>2</sub> in 2000 naar 2,6 respectievelijk 5,6 MtCO<sub>2</sub> in 2030 in scenario GZ/K respectievelijk scenario DZ/K.



Figuur 6.9 Illustratie actuele en potentiële CO<sub>2</sub>-emissies uit fossiele brandstoffen [33]

### 6.4.3 Berekeningsresultaten

Er zijn verschillende mogelijkheden om CO<sub>2</sub>-emissie bij gebruik van energie als grondstof te verminderen, bijvoorbeeld door materiaalrecycling of -substitutie, koolstofbeheer, etc. Zoals gezegd zal dit in een volgend EMS-rapport nader uitgewerkt worden door de in deze processen geproduceerde materialen als uitgangspunt te nemen. In dit rapport zijn alleen de mogelijkheid van CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kunstmestproduktie bekeken (zie § 9.2) en terugbrengen van vuilverbranding in scenario DZ/K tot het niveau van GZ/K. Beide opties blijken snel aantrekkelijk bij CO<sub>2</sub>-plafonds, zie o.a. figuur A.9.2. De bijdrage van deze opties aan CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 bedraagt 2,3 respectievelijk 7,6 MtCO<sub>2</sub> per jaar in scenario GZ/K respectievelijk DZ/K.



## 7. ELEKTRICITEIT

### 7.1 Inleiding

Elektriciteit is een secundaire energiedrager die wordt geproduceerd in grote centrales of in kleinere installaties, zoals warmte/kracht-eenheden of windturbines, e.d. Via het elektriciteitsnet wordt de geproduceerde elektriciteit getransporteerd naar de gebruikers in de gebouwde omgeving (zie hoofdstuk 4) en in de industrie (hoofdstuk 6). In Nederland is het elektriciteitsgebruik in de gebouwde omgeving naar verhouding iets lager, en in de industrie iets hoger, vergeleken met andere West-Europese landen. Het elektriciteitsgebruik in de transportsector (hoofdstuk 5) is (nog) gering.

In tegenstelling tot veel andere landen, worden in Nederland de verschillende sectoren verder steeds gedomineerd door één energiedrager: aardgas in de gebouwde omgeving en in de industrie, olie in de transportsector en als grondstof. Daarentegen worden in de elektriciteitssector juist veel verschillende brandstoffen en technieken toegepast: kolencentrales, gascentrales, kerncentrales, een groot aantal kleinere warmte/kracht-eenheden, en import van elektriciteit.

Voor CO<sub>2</sub>-reductie zijn bij elektriciteit van belang:

- veranderingen bij de elektriciteitsproductie: door brandstofswitch, rendementsverhoging, etc. kan de CO<sub>2</sub>-emissie verminderd worden;
- elektriciteitsbesparing: minder elektriciteit gebruiken leidt tot minder elektriciteitsproductie en dus minder CO<sub>2</sub>-emissies;
- substitutie van elektriciteit met andere energiedragers: vervanging van fossiele brandstof door elektriciteit kan in bepaalde gevallen de CO<sub>2</sub>-emissie verminderen.

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de technieken van elektriciteitsproductie (§ 7.2). Enkele van de mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-reductie daarbij worden in de volgende hoofdstukken (8: duurzame energie en 9: CO<sub>2</sub>-verwijdering) nog weer nader onder de loep genomen.

De scenariovarianten zijn steeds berekend zonder (Z) en met (K) kernenergie als optie. De mogelijke rol van kernenergie voor CO<sub>2</sub>-reductie wordt in § 7.3 in meer detail besproken. Elektriciteitsbesparing en substitutie van andere energiedragers door elektriciteit ('elektrificatie') die in de vorige hoofdstukken ook al aan de orde zijn geweest, worden in § 7.4 nog een keer bekeken in samenhang met het patroon van productie en gebruik van elektriciteit.

### 7.2 Elektriciteitsproductie

#### 7.2.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

De centrale elektriciteitsproductie in Nederland is momenteel in handen van een viertal elektriciteitsproductiebedrijven, verenigd in de SEP. De levering



van elektriciteit in de gebouwde omgeving en bij kleinere industrieën vindt plaats via regionale energiebedrijven. De laatste jaren nemen regionale energiebedrijven steeds vaker deel in decentrale elektriciteitsopwekking (warmte/kracht-installaties, windturbines, e.d.), o.a. in het kader van het Milieu Actie Plan. Op centraal niveau vindt door verbetering van de koppeling met buitenlandse elektriciteitsnetten, en aanleg van nieuwe verbindingen (bijvoorbeeld Noorwegen) steeds meer internationale uitwisseling van elektriciteit plaats. In de huidige situatie wordt 15% van het Nederlands elektriciteitsgebruik gedekt door import, met name uit Frankrijk.

De elektriciteitsproductiesector kent van oudsher een meerjarenplanning. Zo'n planning is noodzakelijk ter ondersteuning van beslissingen over de tijdige bouw van nieuwe centrales, en vanwege de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening en de zekerstelling op langere termijn. Om het andere jaar wordt een Elektriciteitsplan gemaakt en goedgekeurd door de regering met een looptijd van 10 jaar. Daarnaast is onlangs weer een structuurschema van de elektriciteitsvoorziening opgesteld met een zichtperiode van 20 jaar [24].

De scenarioberekeningen in dit rapport hebben een zichtperiode van het jaar 2000 tot 2040. In het eerste gedeelte van deze zichtperiode ligt de elektriciteitsvoorziening dus nog in grote lijnen vast, vanwege het vigerende elektriciteitsplan, het structuurschema en de levensduur van elektriciteitscentrales. De installaties voor de productie van elektriciteit komen in de volgende paragraaf ter sprake.

## 7.2.2 Karakteristieke opties

Elektriciteit wordt geproduceerd, getransporteerd en gebruikt voor nuttige energietoepassingen. Het elektriciteitsgebruik is reeds eerder besproken, zie ook § 7.4.

Transport naar de gebruikers vindt plaats via het elektriciteitsnet: het landelijk koppelnet, met internationale verbindingen, en via transformatorstations in de distributienetten naar individuele gebruikers. Bij elektriciteitstransport treden verliezen op, in Nederland variërend van 1 tot 8% voor grote industriële gebruikers respectievelijk woningen. Gerekend is met een landelijk gemiddeld elektriciteitsverlies van 6% bij transport vanaf centrale productie naar gebruikers; de rendementen van elektrische apparatuur in de verschillende gebruiksectoren zijn aangepast naar gelang het verlies boven of onder het landelijk gemiddeld ligt. Bij decentrale productie is geen elektriciteitsverlies verrekend. De kosten van elektriciteitstransport zijn in het model opgenomen als  $f$  1,4/GJ<sub>e</sub> voor het hoogspanningsnet, en  $f$  2,6/GJ<sub>e</sub> voor het laagspanningsnet. De daarbij komende 'afleveringskosten' variëren van nihil voor grote industriële gebruikers tot  $f$  22,5/GJ<sub>e</sub> voor woningen. Dit verschil is een maat voor de aan de afzonderlijke gebruikers toe te rekenen kosten van het distributienet, en vormt een afspiegeling van de tariefverschillen. met mutaties in afleveringskosten als gevolg van verandering van de totale elektriciteitsvraag is geen rekening gehouden.

Centrale productie van elektriciteit vindt plaats in grote centrales, in vermogensgrootte variërend van 250 tot 600 MWe. Als fossiele brandstoffen worden gas of kolen gebruikt (olie is te duur en wordt in Nederland niet meer

toegepast); of de centrale draait op thermische energie opgewekt in een kernreactor met uranium als splijtstof. Bij fossiel gestookte centrales gaat het om (aardgas) gasturbines, STEG; poederkoolcentrales, kolenvergassing geïntegreerd met een STEG (KV-STEG); en in de toekomst wellicht brandstofcellen. De bij de elektriciteitsproductie vrijkomende warmte kan als restwarmte worden benut voor lage temperatuurtoepassingen (stadsverwarming); dit gaat wel enigszins ten koste van het elektrisch rendement.

Gasturbines worden vanwege het snelle starten gebruikt om aan de pieklast van de elektriciteitsvraag te voldoen. Kosten en elektrisch rendement zijn relatief laag. Een gasturbine met een inlaattemperatuur van 1070 °C en een uitlaattemperatuur van 528 °C heeft een 'simple-cycle'-rendement van 34%. Gasturbines worden steeds efficiënter door hogere inlaattemperaturen (1300-1400 °C) en compressieverhoudingen. Anno 2000 zullen grote gasturbines voor stationaire toepassingen op de markt zijn met een 'simple-cycle'-rendement van 37%, en na 2000 is een verdere verhoging te verwachten tot ca. 40%, bijvoorbeeld door toepassing van keramische materialen.

Gascentrales voor middenlast die tegenwoordig gebouwd worden zijn van het STEG-type. Het elektrisch rendement is daarin verhoogd door integratie van de gasturbine met een stoomturbine in een STEG (SToom- En Gasturbine). Bij een simple-cycle rendement van de gasturbine van 34% (zie boven) is zonder warmte-afname een STEG-rendement van 52-55% mogelijk. Toepassing van gasturbines met een hoger rendement in de toekomst van 37 à 40% kan leiden tot een STEG-rendement van 58% in 2000 en 60% in 2010.

Een stap verder is het gebruik van brandstofcellen, die zich uitstekend lenen voor elektriciteitsopwekking met een hoog rendement en zeer lage emissies van NO<sub>x</sub>. Brandstofcellen bevinden zich nog in het onderzoeks- en ontwikkelingsstadium. Een veelbelovend concept is de MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) hoge temperatuur brandstofcel met 'internal reforming' (aardgas wordt in de brandstofcel in waterstof omgezet) met een STEG als 'bottoming' eenheid (electriciteitsproductie uit de restwarmtestroom na de brandstofcel). Een aardgasgestookte MCFC, met internal reforming en bottoming STEG voor warmte/kracht-toepassing heeft naar verwachting een elektrisch rendement van 65%. Aangenomen is dat in 2020 een eerste aardgasgestookte MCFC centrale voor stadsverwarming kan worden gebouwd.

Moderne kolencentrales verbranden vernalen steenkool (poederkool) voor een stoomturbine-cyclus. Dergelijke poederkoolcentrales leveren in Nederland momenteel ongeveer 1/3 deel van de elektriciteit. Bestaande poederkool-eenheden hebben een netto vollastrendement van ca. 40%. De nieuwe eenheden (uit 1993 en 1994) hebben een hoger rendement van 42%, inclusief rookgasontzwaveling, o.a. door middel van superkritische stoomcondities. Voor het jaar 2000 is als referentie gekozen een poederkoolcentrale met stoomcondities van 35 MPa/600 °C voor primaire stoom en 600 °C voor herverhitte stoom en een rendement van 46%.

Kolenvergassing is in ontwikkeling. door vergassing van steenkool wordt een brandbaar gas geproduceerd dat in een gasturbine in een STEG-cyclus met een hoger rendement in elektriciteit kan worden omgezet dan bij een poederkoolcentrale mogelijk is. KV-STEG (kolenvergassing geïntegreerd met een STEG) heeft, naast het hogere rendement, nog een aantal andere voordelen ten opzichte van een poederkoolcentrale, zoals een lagere emissie van SO<sub>2</sub> en

potentieel nog verdere emissiesreductiemogelijkheden voor SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>; beter te verwerken reststoffen (slak en zwavel) dan bij poederkoolcentrale (vlieg- en bodemas, rookgasontzwavelingsgips); betere mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-verwijdering (zie hoofdstuk 9). KV-STEg is in Nederland (Buggenum) in de demonstratiefase, met een netto rendement (rekening houdend met het eigen verbruik voor luchtscheiding) van 43%. Door verhoging van het vergasserrendement van 80 naar 82% (het kolengas bevat 80% van de energie in de kolen ('cold gas efficiency')), en verbeterde warmteïntegratie wordt een KV-STEg-rendement van 46% haalbaar geacht. Extra rendementsverbetering lijkt nog mogelijk door hete gasreiniging. Het rendement van KV-STEg zal daarnaast vooral toenemen door toepassing van gasturbines (zie boven) met hogere inlaattemperaturen (1300-1400 °C) en compressieverhoudingen. Met een geprojecteerd 'simple-cycle' gasturbinerendement van 40% is vanaf 2010 een KV-STEg-rendement van 50% mogelijk.

Net als bij aardgas is ook bij kolenvergassing in principe integratie met MCFC en een stoomturbine of STEg als 'bottoming'-eenheid, afgekort KV-MCFC, mogelijk. Belangrijke voordelen zijn een hoger rendement en een lagere NO<sub>x</sub>-emissie. Een rendement van 55 à 56% lijkt haalbaar.

Voor centrale elektriciteitsopwekking is tevens een BV/STIG (=Biomassa-Vergasser/SToomInjectieGasturbine) als optie opgenomen. Hierbij wordt hout (droge biomassa) vergast en het daarbij geproduceerde stookgas wordt in een stoomgeïnjekteerde gasturbine generatorset in elektriciteit omgezet [13]. De techniek is in de demonstratiefase, met een elektrisch rendement van 35%. Over biomassavergassing is reeds veel bekend. Belangrijk aandachtspunt is de reiniging van het stookgas voor gebruik in de gasturbine.

Vuilverbranding voor elektriciteitsopwekking vindt reeds plaats in Nederland. De investerings- en onderhoudskosten in tabel 7.1 hebben alleen betrekking op het turbine/generator-deel van de installatie. Kosten voor verbrandingsoven, additionele rookgasreiniging (b.v. dioxinefilters), huisvuilinzameling en verwerking van reststoffen (verbrandingslakken) zijn niet meegerekend. Voor CO<sub>2</sub>-emissies optredend bij vuilverbranding wordt verwezen naar § 6.4.

In de tabel 7.1 zijn de uitgangspunten voor het rendement, respectievelijk de kosten van elektriciteitscentrales anno 2030 (jaargemiddelde rendement op onderste verbrandingswaarde). De kosten zijn uitgedrukt in guldens 1990. De investeringskosten betreffen een commercieel ontwerp (n<sup>de</sup> installatie), inclusief bouwrente. Voor poederkoolcentrale, STEg, KV-STEg en MCFC zijn de kosten en rendementen [8] iets gewijzigd ten opzichte van [3]. Naast de investeringskosten zijn vaste onderhouds- en bedieningskosten gegeven. Daarnaast zijn nog variabele kosten van belang, voor hulpstoffen e.d., variërend van f 1 tot 2 per GJ<sub>e</sub> (voor gas STEg respectievelijk gas MCFC) van belang. De (economische) levensduur van elektriciteitscentrales is gesteld op 25 jaar.

Niet gewijzigd is de wijze waarop SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissietechnieken zijn gemodelleerd. Het komt erop neer dat voor elke techniek standaard is gerekend met bepaalde voorzieningen voor NO<sub>x</sub>-reductie, c.q. SO<sub>2</sub>- of H<sub>2</sub>S-verwijdering. Poederkoolcentrales zijn bijvoorbeeld uitgerust met rookgasontzwaveling met een vangstrendement van 85%. Bij KV-STEg is het rendement van H<sub>2</sub>S-verwijdering 95%. Alle hiermee samenhangende kosten zijn begrepen in de investeringskosten, respectievelijk de kosten van onderhoud en bediening van

de desbetreffende centrale. Voor eventuele additionele SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-beperking zijn andere technieken in te zetten, bijvoorbeeld H<sub>2</sub>S-verwijdering met een vangstrendement van 99%, Selectieve Catalytische Reductie (SCR) van NO<sub>x</sub> etc. Deze technieken zijn dezelfde als in [3]. Voor kolengestookte technieken is rekening gehouden met kosten van verwijdering van vaste reststoffen (vliegashoudend, bodemas, rookgasontzwavelingsgips). Deze kosten zijn geschat op gemiddeld f 50/ton en verrekend met de kosten van steenkool af-centrale (f 0,2/GJ<sub>kolen</sub>). De cijfers bij vuilverbranding hebben alleen betrekking op het turbinegedeelte.

Tabel 7.1 *Uitgangspunten: Kencijfers opties centrale elektriciteitsopwekking 2030 [8,13,25]*

Centrale	Investering f/kWe	Onderhoud en bediening f/kWe/j	Elektrisch rendement
Gasturbine	1000	15	0,33
Aardgas STEG	1350	70	0,58
Aardgas MCFC	2300	85	0,65
Poederkoolcentrale	2150	88	0,45
Kolenvergassing STEG	2400	105	0,49
Kolenvergassing MCFC	2650	165	0,56
Houtvergassing STIG	2200	50	0,37
Vuilverbranding	1400	67	0,28
Kerncentrale	4775	195	

Bij een aantal technieken voor centrale elektriciteitsproductie is eventueel warmte-aftap voor lage temperatuur warmte voor stadsverwarming mogelijk. In dat geval vermindert het elektrisch rendement enigszins (tabel 7.2). De kostencijfers in tabel 7.1 zijn inclusief de kosten voor warmte-aftapvoorzieningen. Kosten en rendementen bij aansluiting van de gebouwde omgeving op stadsverwarming zijn in § 4.2 en § 4.4 besproken.

Tabel 7.2 *Uitgangspunten: Kencijfers warmte- en elektrisch rendement stadsverwarmingseenheden, 2030*

Centrale	Elektrisch rendement zonder warmteaftap	Elektrisch rendement bij maximale warmteaftap	Warmte rendement bij maximale warmteaftap
Aardgas STEG	0,58	0,51	0,44
Aardgas MCFC	(0,65)	0,65	0,26
Poederkoolcentr	0,45	0,42	0,14
KV-STEG	0,49	0,48	0,07

Tabel 7.3 *Uitgangspunten: Kencijfers elektriciteitopwekking WKK 2030 [3,12]*

optie	brandstof	invest	o&b	el.eff	w.eff	w
MCFC/bijstook	gas	2300	52	0,23	0,63	PW
MCFC/bijst/kl	gas	2300	52	0,22	0,60	PW
gasturb./bijst	aardgas	1310	42	0,11	0,81	PW
gast/bijst/kl	aardgas	1960	63	0,12	0,80	PW
MCFC/bijstook	waterstof	2300	52	0,24	0,62	PW
MCFC/bijst/kl	waterstof	2300	52	0,23	0,59	PW
ind.WK MCFC	gas	2300	52	0,54	0,30	HS
gasturb/STEG	aardgas	1680	54	0,35	0,53	HS
gasturb/klein	aardgas	2520	76	0,35	0,53	HS
ind.WK MCFC	waterstof	2300	52	0,57	0,31	HS
W.bed-ketel	steenkol	6000	259	0,12	0,75	LS
ind.br.cel-WK	aardgas	2300	52	0,50	0,28	HS/LS
ind.br.cel-WK	waterstof	2300	52	0,53	0,29	HS/LS
br.cel-SV	aardgas	2300	52	0,65	0,26	LT
br.cel-SV	waterstof	2300	52	0,68	0,27	LT
gasmotor TE	aardgas	2200	80	0,36	0,51	LT
br.cel-TE	aardgas	2600	55	0,50	0,28	LT
br.cel-TE	waterstof	2600	55	0,53	0,29	LT
vergasser-TE	hout	3140	164	0,26	0,48	LT
TPV-ketel	aardgas	1600	48	0,40	0,50	LT

Toelichting: Investeringskosten in  $f/kWe$ , onderhoud en bediening in  $f/kWe/j$ . Als brandstof kan worden gebruikt gas (aardgas of kolengas), aardgas (aardgas of waterstof) of waterstof; steenkool, hout of uranium (voor deze laatste optie wordt verwezen naar § 7.3). De industriële warmte/kracht-installaties produceren warmte van 500 à 700 °C voor proceswarmte (PW), hoge temperatuur stoom van 130 °C (HS) of lage temperatuur stoom van <130 °C (LS). De installaties voor stadsverwarming (SV) of voor Total Energy units in de gebouwde omgeving (TE) produceren lage temperatuur (LT) warmte voor ruimteverwarming en warm tapwater. De vermogensgrootte varieert van 25 MWe of meer voor industriële warmte/kracht-installaties of stadsverwarmings-eenheden, tot minder dan 100 kWe voor de kleinere TE-units, of 3,4 kWe voor TPV-ketels. De levensduur van de grote installaties is 25 jaar, voor de kleine gasmotor-TE en TPV-ketels geldt een levensduur van 15 jaar. De investeringskosten en variabele kosten van brandstofcellen en TPV-ketels zijn nog erg onzeker.

Voor decentrale elektriciteitsopwekking met (overige) *duurzame energiebronnen* (zon, water, wind) zijn de kosten en rendementen nauwelijks gewijzigd ten opzichte van eerdere studies. Voor de uitgangspunten zie tabel 8.1 (volgende hoofdstuk).

### 7.2.3 Berekeningsresultaten elektriciteitsproductie

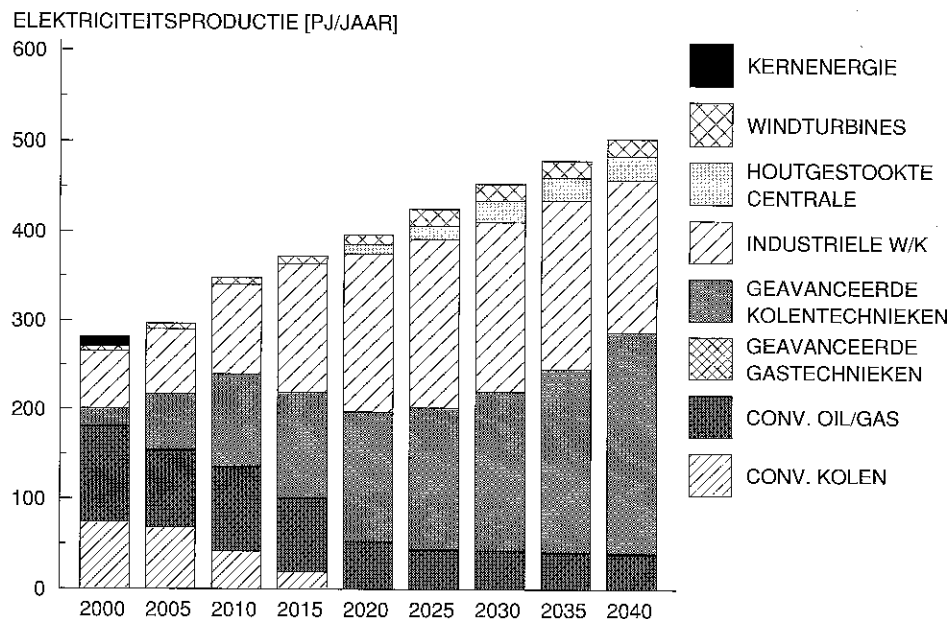
In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) veranderen de technieken voor elektriciteitsproductie geleidelijk in de periode 2000-2040 zie figuur 7.1. De gas- en poederkoolcentrales die in 2000 nog een belangrijk deel van de elektriciteitsproductie voor hun rekening nemen, en de kerncentrale worden gaandeweg vervangen door geavanceerde kolentechnieken (KV-STEG en KV-MCFC) voor centrale elektriciteitsopwekking, er is een verdere toename van industriële warmte/kracht en windenergie en een houtcentrale worden aantrekkelijk. In scenario DZ komt de elektriciteitsproductie anno 2030 voor bijna 90% voor rekening van geavanceerde kolen(vergassing)centrales, en warmte/kracht-koppeling in de industrie. Dit resultaat komt overeen met de bevindingen van [3].

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-80%, hebben direct invloed. Figuur 7.2 geeft een voorbeeld voor het scenario DZ in het jaar 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds.

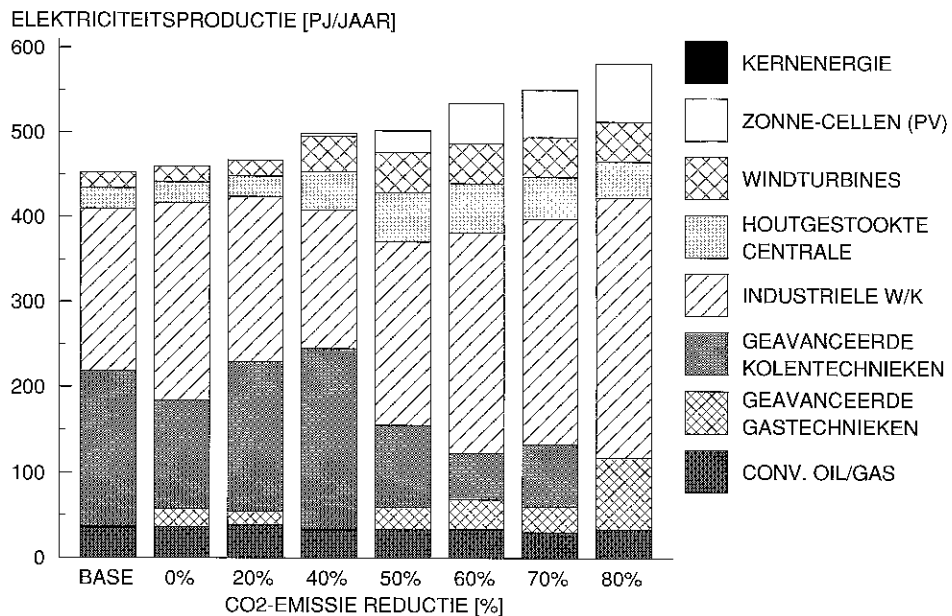
Bij CO<sub>2</sub>-stabilisatie (0%) nemen de aandelen van industriële WK en geavanceerde aardgastechieken toe; het kolenvermogen neemt af en wordt deels (bij 20% CO<sub>2</sub>-reductie compleet) voorzien van CO<sub>2</sub>-verwijdering.

De CO<sub>2</sub>-intensiteit van de elektriciteit is bij 40% CO<sub>2</sub>-reductie, o.a. door CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kolencentrales, sterk verminderd en dientengevolge is elektrificatie aantrekkelijk. In de toegenomen elektriciteitsvraag wordt, bij 40% CO<sub>2</sub>-reductie, voorzien door meer kolen met CO<sub>2</sub>-verwijdering, en duurzame bronnen (hout en wind). Bij nog verdergaande CO<sub>2</sub>-reductie (50 tot 80%) komen de beperkingen van CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit in zicht, waarbij de voorkeur uitgaat naar andere technieken voor CO<sub>2</sub>-verwijdering dan bij kolencentrales (vergelijk figuur 9.2). De verder toenemende elektriciteitsproductie komt tot stand door toename van industriële warmte/kracht, zonnecellen en geavanceerde gastechieken zoals TPV-ketels in woningen. Als brandstof voor WK en geavanceerde gastechieken dient waterstof, geproduceerd uit aardgas met CO<sub>2</sub> verwijdering. De jaarlijkse bedrijfstijd van warmte/kracht-installaties in de industrie is groter dan in de gebouwde omgeving ( 5000 à 7000 uur respectievelijk 2000 à 2500 uur), dit is een belangrijke verklaring voor de preferentie voor WK in de industrie boven de gebouwde omgeving. De mogelijkheden voor industriële WK worden overigens al snel ingeperkt door een potentieelbeperking aan de warmtezijde (zie § 6.3). Desondanks neemt de elektriciteitsproductie vanuit industriële WK verder toe bij CO<sub>2</sub>-reductie, door een verschuiving naar warmte/kracht-installaties met een hogere warmte/kracht-verhouding, zoals brandstofcellen, zie figuur 6.6. Het gaat hier om de scenariovarianten zonder kernenergie. De mogelijke rol van kernenergie voor CO<sub>2</sub>-reductie wordt in de volgende paragraaf besproken.

In bijlage A zijn dezelfde figuren 7.1 en 7.2, opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.



Figuur 7.1 *Ontwikkeling elektriciteitsproductie, scenario DZ, periode 2000-2040*



Figuur 7.2 *Electriciteitsproductie, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

## 7.3 Kernenergie

### 7.3.1 Inleiding

In [3] werd de lichtwaterreactor (LWR) beschouwd als de standaard techniek voor elektriciteitsopwekking op basis van kernenergie. De investeringskosten werden afgeleid van die van de Duitse KONVOI-reactor, een drukwaterreactor (Pressurized Water Reactor, PWR) van ca. 1300 MWe. Deze uitgangspunten zijn in het kader van de EMS-studie enigszins aangepast.

In de eerste plaats is het maximale introductietempo tot 2015 ontleend aan [6]. De investeringskosten en de kosten van de splijtstofcyclus, ontmanteling en onderhoud en bediening zijn gebaseerd op een recente ECN-studie die tevens voor [6] is gebruikt [25].

In de tweede plaats is rekening gehouden met de introductie van een ander reactortype. Aangenomen is dat de modulaire Hoge Temperatuur Gasgekoelde Reactor (HTGR) rond 2010 commercieel kan worden toegepast. De modulaire HTGR biedt een zekere mate van toegevoegde veiligheid ten opzichte van de LWR. De toepassingsgebieden zijn stadsverwarming, industriële warmte/kracht en thermochemische waterstofproductie. De laatstgenoemde toepassing lijkt vooralsnog uit economisch oogpunt het minst interessant.

### 7.3.2 Karakteristieken kernenergie-opties

De investeringskosten van de lichtwaterreactor (LWR) in EMS zijn iets hoger dan in [3] (per kWe exclusief eerste kernlading f 4583 respectievelijk f 4060). Dit biedt ruimte voor specifieke eisen, bijvoorbeeld een reactorvermogen van minder dan 1300 MWe. In tabel 7.4 zijn de investeringskosten vergeleken met die van enkele moderne drukwaterreactoren (PWRs).

Het in EMS gekozen investeringsniveau ligt binnen de grenzen van gerealiseerde KONVOI-investeringskosten en beneden de verwachte waarde voor Sizewell-B.

Het op te stellen vermogen is geschat op maximaal 1800 MWe in 2010; daarna kan per periode van 5 jaar maximaal 3000 MWe worden geïnstalleerd, overeenkomend met de bouw van 1 reactor van 600 MWe per jaar. Bij maximale penetratie neemt het kernenergievermogen toe tot 15.000 MWe in 2035.

Internationaal wordt aandacht besteed aan de Modulaire Hoge Temperatuur Gasgekoelde Reactor (HTGR). Dit houdt verband met steeds strengere veiligheidseisen. Door het bijzondere splijtstofconcept, het gebruik van helium als koelmiddel en grafiel als moderator is de kans op kernsmelten verwaarloosbaar klein; de toegevoegde veiligheid is ten dele het gevolg van de lage vermogensdichtheid van de modules. Door de hoge temperatuur van het koelmiddel helium (750 °C) en het beperkte vermogen per module is deze bij uitstek geschikt voor warmte/kracht-opwekking.



Tabel 7.4 *Uitgangspunten: Investeringskosten LWR (prijsspeil f 1990, realisatie 2010) vergeleken met investeringskosten van moderne drukwaterreactoren [25]*

	Isar-2 (KONVOI)	Emsland (KONVOI)	EMS (LWR)	Neckar-2 (KONVOI)	Sizewell B
Jaar in bedrijf	1988	1988		1989	1995
Netto vermogen (MWe)	1320	1290		1269	1065
Investering incl. eerste kern	4,75 10 <sup>9</sup> DM 1988	5 10 <sup>9</sup> DM 1988		5,75 10 <sup>9</sup> DM 1988	2,03 10 <sup>9</sup> £ 1987
Investeringskosten (f 1990/kWe)					
Excl. eerste kern			4583		
Incl. eerste kern	4125	4440	4775	5190	6500

Van de modulaire HTGR bestaan ontwerpen van Duitse en Amerikaanse origine met een vermogen van 80-180 MWe per module. Het Amerikaanse ontwerp voorziet in vier modules met twee stoomturbines. Het totale vermogen is 1400 MW<sub>th</sub>/538 MWe en het rendement is 38,4%. Deze waarden zijn vergelijkbaar met die van een moderne poederkoolcentrale. Het vermogen is echter zo groot dat in Nederland weinig toepassingen zijn te vinden met een passende vraag naar lage temperatuurwarmte of stoom. Daarom is voor de modelberekeningen als referentie een HTGR gekozen, die uit twee modules bestaat met een vermogen van 700 MW<sub>th</sub>/269 MWe. Schattingen van de investerings-, onderhouds- en bedieningskosten zijn overgenomen van het Amerikaanse ontwerp uit 1989 en 1991.

De investeringskosten (peiljaar 2010, bij serieproductie) van de HTGR van 269 MWe zijn f 5450/kWe (exclusief eerste kern) en f 5650 (inclusief eerste kern (200 fl/kWe in 2010, 250 fl/kWe in 2040)), ofwel bijna 20% hoger geschat dan die van een LWR. De kosten van onderhoud en bediening zijn daarentegen gelijk verondersteld aan die van een LWR, namelijk 195 fl/kWe per jaar, overeenkomend met ca. 3 ct/kWh. Investeringskosten zijn inclusief 17 fl/kWe voor warmte-aftap.

De modulaire HTGR voor stadsverwarming heeft een vermogen van 269 MWe. Bij warmteafname daalt het elektrisch vermogen met 17 MWe, terwijl 90 MW<sub>th</sub> ter beschikking komt voor stadsverwarming. Bij industriële warmte/kracht bestaat de referentie HTGR uit één module met een condensatieturbine (135 MWe), en één module met een tegendrukturbine (50 MWe, 250 MW<sub>th</sub>). Het totale vermogen van de referentie industriële HTGR is dus 185 MWe.

Waarschijnlijk zal de modulaire HTGR omstreeks 2000 kunnen worden gedemonstreerd. Aangenomen is dat de eerste eenheid voor stadsverwarming in 2010 kan worden geïnstalleerd, en de eerste eenheid voor industriële warm-

te/kracht in 2015. Het maximale kernenergievermogen blijft 15.000 MWe. Bij het HTGR-vermogen wordt gecorrigeerd voor substitutie van elektrisch door warmtevermogen.

### 7.3.3 Berekeningsresultaten kernenergie

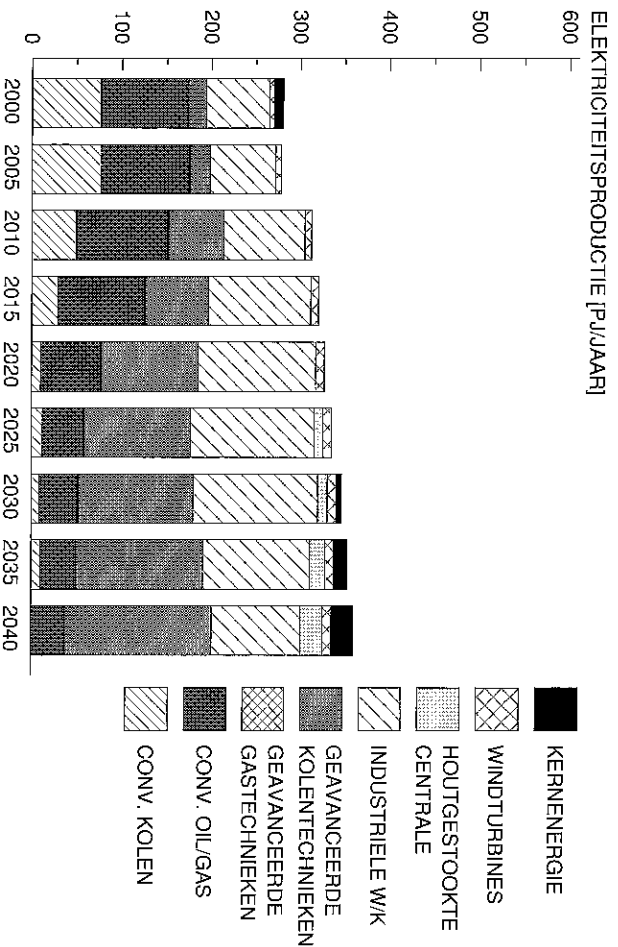
Vanwege de stand van de besluitvorming over toekomstige kerncentrales in Nederland zijn de scenariovarianten steeds berekend zonder (Z) en met (K) kernenergie als optie. Bij varianten met kernenergie geldt een maximaal kernenergievermogen van 15.000 MWe. Doordat geen directe CO<sub>2</sub>-emissies optreden kan kernenergie een belangrijke rol spelen bij CO<sub>2</sub>-reductie.

In de basisberekeningen zonder CO<sub>2</sub>-reductie speelt kernenergie een bescheiden rol (1000 MWe in 2040). Dit resultaat wijkt af van eerdere studies. In [3] waren kerncentrales wel aantrekkelijk, in de hier gepresenteerde basisberekeningen niet. Dit is het gevolg van de in de vorige § genoemde iets gewijzigde uitgangspunten (20% hogere investeringskosten). Hierbij moet worden aangekend dat diverse kosten nog onzeker zijn. De kosten van kerncentrales zijn niet precies te schatten, vanwege onzekerheid over de voor Nederland optimale eenheids grootte. Ook zijn de veiligheidseisen aan verandering onderhevig.

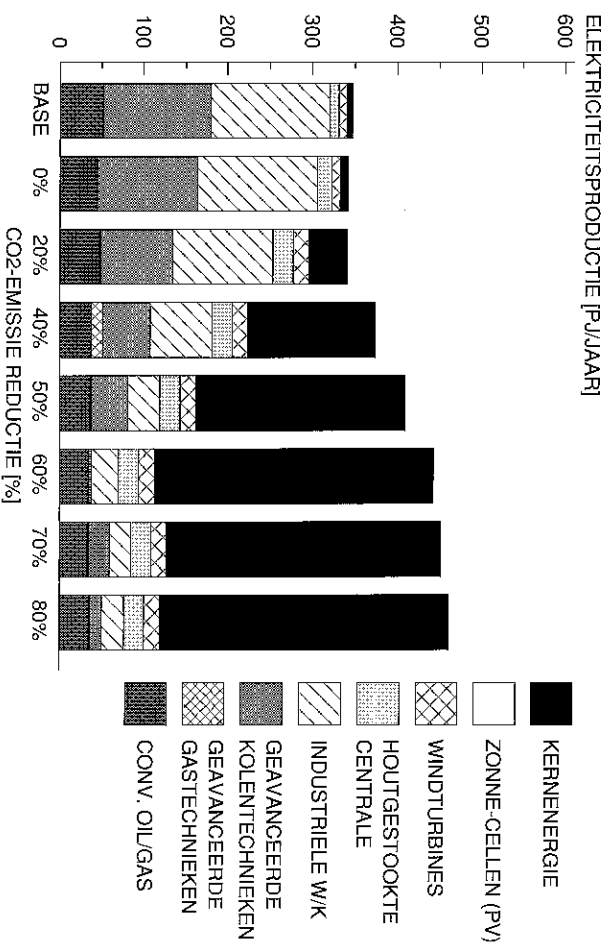
De beperkte concurrentiekracht van kernenergie in varianten zonder CO<sub>2</sub>-plafond staat in contrast met de sterk groeiende bijdrage van kernenergie onder invloed van CO<sub>2</sub>-reductie. In het laatste geval kan kernenergie steeds beter concurreren met fossiel gestookte alternatieven. Dit hangt o.a. samen met de 'sprongfunctie' in de kosten van geavanceerde kolengestookte centrales (KV-STEG, KV-MCFC) wanneer CO<sub>2</sub>-verwijdering wordt toegepast, zie ook hoofdstuk 9.

Bij CO<sub>2</sub>-reductie neemt de vraag naar elektriciteit toe. Deze moet met zo weinig mogelijk CO<sub>2</sub>-emissie worden geproduceerd. Kernenergie kan tot het gestelde maximum (15000 Mwe) aan deze vraag voldoen. In scenario GK komt dit maximum, bereikt in het traject 60-80% CO<sub>2</sub>-reductie, overeen met het grootste deel van de elektriciteitsvraag. In dit geval vindt de elektriciteitsproductie dus grotendeels met kerncentrales plaats (toegepaste types zie figuur 7.5), met elektriciteitsopslagsystemen om in de vraagfluctuaties te voorzien. In scenario DK wordt het kernenergiemaximum reeds bij een lagere CO<sub>2</sub>-reductie bereikt. Omdat de elektriciteitsvraag in DK hoger is, en nog verder toeneemt bij extremere CO<sub>2</sub>-reductie, blijven in scenario DK naast kerncentrales, ook andere vormen van elektriciteitsproductie belangrijk.

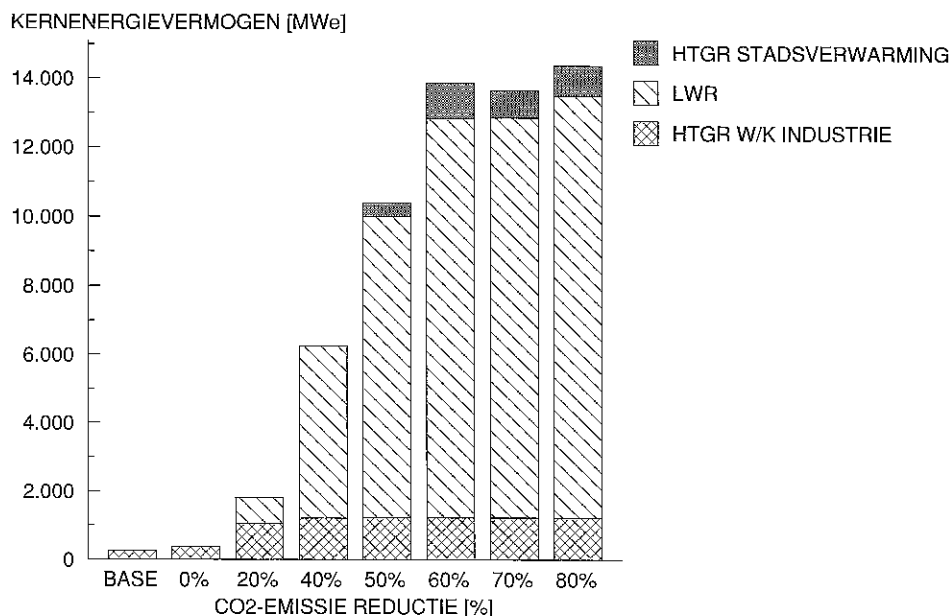
In bijlage A zijn dezelfde figuren (als figuur 7.1 en 7.2) opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-behang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.3 en § 10.4.



Figuur 7.3 Ontwikkeling elektriciteitsproductie, scenario GK, periode 2000-2040



Figuur 7.4 Elektriciteitsproductie, scenario GK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



Figuur 7.5 Vermogen kerncentrales naar type, scenario GK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

## 7.4 Elektriciteitspatroon, -besparing en elektrificatie

### 7.4.1 Inleiding

De vraag naar elektriciteit bij de gebruikers volgt een bepaald patroon. 's nachts wordt minder elektriciteit gebruikt dan overdag. In de winter als het kouder en vroeg donker is wordt meer elektriciteit gebruikt (voor verlichting, CV-pomp, etc.) dan op een zomerdag. De piek van de elektriciteitsvraag in Nederland valt dan ook doorgaans op een grauwe winterochtend. In andere landen kan de piek anders vallen, bijvoorbeeld in gebieden waar het 's zomers erg warm is valt de piek juist vaak op de heetste dag vanwege het elektriciteitsgebruik voor koeling.

De elektriciteitsvoorziening moet het patroon van de elektriciteitsvraag volgen, om te voorkomen dat 'het licht uitvalt'. De elektriciteitsproductiesector maakt daarbij gebruik van de opgedane ervaring (het patroon is grotendeels bekend en in hoge mate voorspelbaar) en schakelt centrales en pieklasteenheden aan en uit naar gelang de elektriciteitsvraag. Om een gelijkmatiger patroon te krijgen worden ook maatregelen bij gebruikers bevorderd, zoals load management en peak shaving, bijvoorbeeld door de piekvraag extra te belasten zodat gebruikers moeite zullen doen hun elektriciteitsverbruik naar andere tijden te verplaatsen, of door goedkopere tarieven in de daluren (nachtstroomtarief) aan te bieden zodat het elektriciteitsgebruik op deze tijden toeneemt, bijvoorbeeld in elektrische boilers voor warm tapwater in woningen.

## 7.4.2 Kenmerken opties

Door CO<sub>2</sub>-reductie treden allerlei veranderingen op in elektriciteitsproductie en -gebruik: de elektriciteit wordt met minder CO<sub>2</sub> geproduceerd, en er wordt enerzijds elektriciteit bespaard en anderzijds meer elektriciteit gebruikt voor nieuwe toepassingen waar het CO<sub>2</sub>-emissie beperkt. Een belangrijke vraag daarbij is of rekening gehouden moet worden met ingrijpende veranderingen in het patroon van elektriciteitsvoorziening.

Om deze vraag precies te kunnen beantwoorden zou de elektriciteitsvoorziening in detail, bijvoorbeeld van uur tot uur, gesimuleerd moeten worden, waarbij één voor één en in combinaties alle veranderingen aangebracht worden [51,52]. Voor een model zoals gebruikt in deze studie, die niet alleen op de elektriciteitssector is gericht, is dat te gedetailleerd. Om desondanks toch iets van de mogelijke invloed van vraag- en productiepatronen zichtbaar te kunnen maken is in het model een grove jaarverdeling aangebracht, bestaande uit 6 gedeeltes:

- 1/3 tijdsdeel winterdag;
- 1/6 tijdsdeel winternacht;
- 1/6 tijdsdeel zomerdag;
- 1/12 tijdsdeel zomernacht;
- 1/6 tijdsdeel dag in het overgangsseizoen (herfst, lente);
- 1/12 tijdsdeel nacht in het overgangsseizoen (herfst, lente).

Aan de elektriciteitsproducerende en elektriciteitsgebruikende installaties is in het model een verdelingspatroon meegegeven in bovengenoemde 6 gedeeltes. Deze patronen zijn in het algemeen goed bekend; een paar voorbeelden:

- een kerncentrale draait continu, dag en nacht;
- een zonnecel produceert alleen overdag, en 's zomers meer dan 's winters;
- een TPV-ketel produceert vooral 's winters;
- een CV-pomp gebruikt vooral 's winters;
- een elektrische stadsauto gebruikt vooral nachtstroom;
- een koelkast gebruikt het hele jaar door, maar 's zomers en overdag gemiddeld iets meer;
- etc.

Voor het opvangen van fluctuaties in de vraag bestaat de mogelijkheid van elektriciteitsopslag. In het model is een ondergronds pompaccumulatiesysteem opgenomen als mogelijkheid voor dagelijkse elektriciteitsopslag. Het opslagrendement is 80% (bij opslag gaat 20% van de toegevoerde elektriciteit verloren). De investeringskosten zijn geraamd op  $f$  5000/kWe, met onderhouds en bedieningskosten van  $f$  80/j/kWe. Het maximum te plaatsen vermogen voor elektriciteitsopslag is gesteld op 3,6 GWe.

Voor iedere elektriciteitsproducerende techniek is aangegeven in welke mate deze in de piekvraag naar elektriciteit kan voorzien.

De veranderingen bij elektriciteitsproductie als gevolg van CO<sub>2</sub>-plafonds zijn al in de vorige paragrafen besproken. Deze kunnen het patroon beïnvloeden. Met name de introductie van duurzame energie (windturbines, zonnecellen) met een grillig aanbodpatroon en de moeilijk regelbare basislast kerncentrales kunnen genoemd worden.

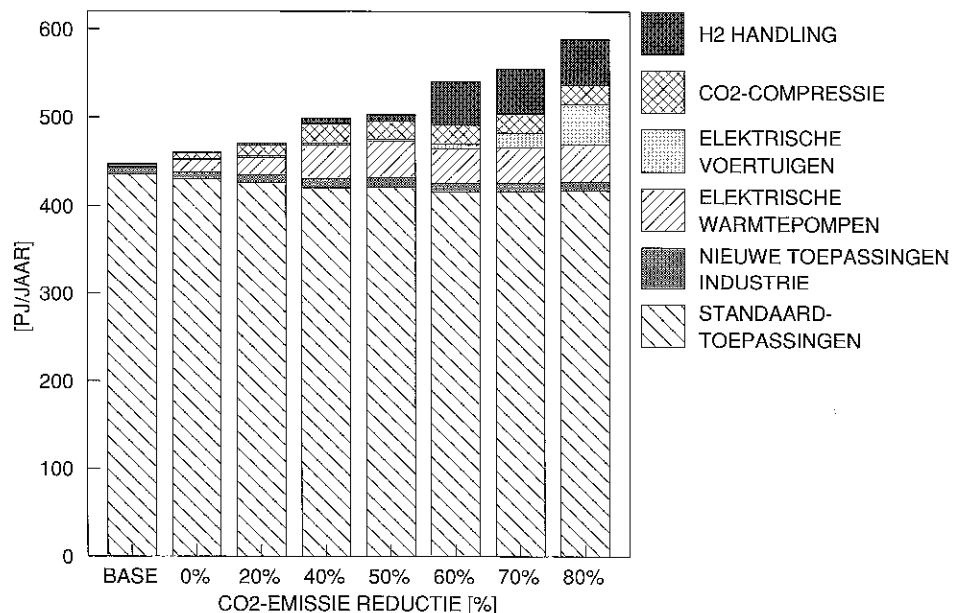
De opties voor elektriciteitsbesparing als gevolg van CO<sub>2</sub>-plafonds zijn in de vorige hoofdstukken reeds besproken. Ook deze kunnen het patroon beïnvloeden. Met name besparing bij verlichting en bij koeling (continue), en in de industrie (continue of variabel) kunnen genoemd worden. Vergelijk bijvoorbeeld figuur 6.7.

Het effect van substitutie van elektriciteit voor andere energiedragers 'elektrificatie' als gevolg van CO<sub>2</sub>-plafonds is in de vorige hoofdstukken reeds besproken. Ook dit kan het patroon beïnvloeden. Elektrificatie in de daluren, zoals elektrische stadsauto's en elektrische boilers, kan extra voordelen bieden; maar ook variabele toepassingen en in piekuren, zoals nieuwe elektriciteitstoepassingen in de industrie en voor waterstof-liquefactie zijn van belang.

### 7.4.3 Berekeningsresultaten elektriciteitspatroon

In de basisberekeningen wordt aan de 'standaard' elektriciteitsvraag voldaan, en er vindt een geringe introductie plaats van nieuwe elektriciteitstoepassingen in de industrie.

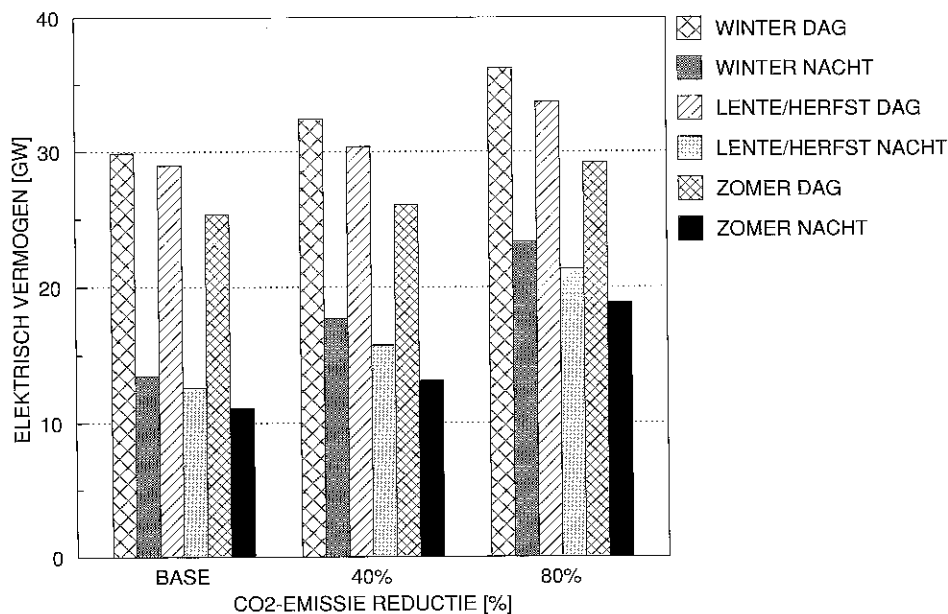
In de berekeningen met CO<sub>2</sub>-plafonds blijkt besparing op het elektriciteitsgebruik (extra elektriciteitsbesparing in de industrie, etc) gering. In figuur 7.6 is dit geïllustreerd als vermindering van de 'standaard' elektriciteitsvraag. Veel opties van elektriciteitsbesparing (zuinige koelkasten, spaarlampen) zijn reeds in de basisberekening aantrekkelijk (zie §4.5).



Figuur 7.6 *Elektriciteitsbesparing en elektrificatie, verschillende opties, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

Tevens is in figuur 7.6 aangegeven in welke mate elektrificatie effect heeft op de totale elektriciteitsvraag: bij milde CO<sub>2</sub>-plafonds neemt het elektriciteitsverbruik toe door nieuwe elektriciteitstoepassingen voor warmtevoorziening in de industrie (mechanische dampcompressie) en de gebouwde omgeving (warmtepompen). Daarnaast is veel elektriciteit nodig bij liquefactie en compressie van waterstof voor de transportsector en voor compressie en transport

van bij energieconversieprocessen verwijderd CO<sub>2</sub>. In het meest extreme geval (80% CO<sub>2</sub>-reductie) doet de introductie van elektrische auto's het elektriciteitsverbruik nog verder toenemen tot een niveau dat uiteindelijk 25% hoger ligt dan het standaardniveau.



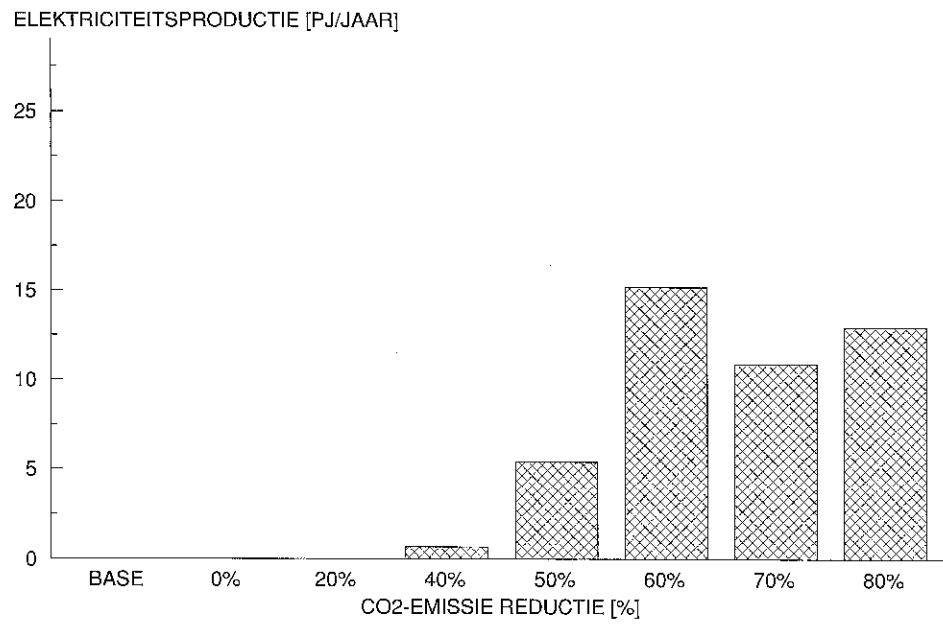
Figuur 7.7 *Patroon van elektriciteitsvoorziening, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

Voor de elektriciteitsproductie in deze scenariovariant wordt verwezen naar figuur 7.2. In figuur 7.7 is aangegeven hoe het belastingpatroon verandert als gevolg van de CO<sub>2</sub>-plafonds. Het beeld is wisselend, soms wordt het patroon vlakker, of anders juist grilliger. In het meest extreme geval (80% CO<sub>2</sub>-reductie) leidt de introductie van elektrische stadsauto's en elektrische warmtepompen met buffervat tot een vlakker patroon (gebruik nachtstroom), met een iets geprononceerder seizoensverschil (warmtepompen).

De problemen in de regelbaarheid van de elektriciteitsvoorziening kunnen worden afgelezen aan de mogelijke inzet van elektriciteitsopslag. In de basisberekeningen is elektriciteitsopslag niet aantrekkelijk. In de berekeningen met CO<sub>2</sub>-plafonds vindt introductie van elektriciteitsopslag alleen plaats in de scenario/varianten met kernenergie. Vanwege de kosten van regelbaarheid van kerncentrales is elektriciteitsopslag nodig, wanneer het kernaandeel in de elektriciteitsproductie boven de 50% komt. Vergelijk figuur 7.8 en figuur 7.4.

In bijlage A zijn dezelfde figuren 7.6, 7.7 en 7.8 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.

(Uit simulatieberekeningen op Europese schaal [42] blijkt dat de potentiële voor elektriciteitsbesparing en elektrificatie elkaar goeddeels compenseren, en dat vergaande elektrificatie leidt tot een ongunstiger (moeilijker te volgen) vraagpatroon.



Figuur 7.8 *Inzet elektriciteitsopslag, scenario DK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*





## 8. DUURZAME ENERGIE

### 8.1 Inleiding

*Gebruik van duurzame energie is een manier om de CO<sub>2</sub>-emissies bij fossiele brandstoffen terug te dringen. In Nederland is de bijdrage van duurzame energiebronnen aan de energiehuishouding, vanwege geografische en klimatologische omstandigheden, beperkt, in tegenstelling tot sommige andere Europese landen. In Frankrijk bijvoorbeeld levert hout omstreeks 5% van de primaire energievoorziening; nog hogere percentages gelden voor de Scandinavische landen. Waterkracht is niet alleen in Zwitserland belangrijk, maar ook in de meeste andere landen. Toepassing van andere duurzame bronnen is in diverse landen te vinden, zoals wind (Denemarken), geothermie (Italië), getijde-energie (Frankrijk), zonneboilers (Griekenland), strotetels (Engeland), etc.*

In Nederland is de bijdrage van duurzame energiebronnen beperkt vanwege geografische (bevolkingsdichtheid, penetratiegraad van aardgas, hoogteverschillen, landbouwareaal) en klimatologische omstandigheden (zon/klimaat). Vergeleken met andere Europese landen zijn biogas en wind hier relatief belangrijk, maar ook in Nederland levert hout momenteel de grootste bijdrage [16]. De gezamenlijke bijdrage van de hiervoor genoemde duurzame energiebronnen aan de huidige Nederlandse energie huishouding is echter niet meer dan 1%.

Hierbij zijn diverse kanttekeningen te maken; bijvoorbeeld dat de transportprestatie door fietsers en de zoninvangst door tuinbouwkassen niet zijn meegerekend. Ook de energierugwinning door verbranding van de plasticcomponent bij afvalverwerking is niet als duurzame energie bestempeld.

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de mogelijke toekomstige bijdrage van de verschillende duurzame energiebronnen in Nederland, in samenhang met kosten en in concurrentie met de andere mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-reductie (8.2). Sommige duurzame bronnen zijn in eerdere hoofdstukken ook al aan de orde geweest. In § 8.3 worden de mogelijkheden van energiegewassen in Nederland nog nader beschouwd.

### 8.2 Bijdrage duurzame energiebronnen

#### 8.2.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

*Huidig beleid is erop gericht de ontwikkeling en introductie van duurzame energie dusdanig te versnellen dat deze in 2010 een bijdrage van 5% van het huidig binnenlands energieverbruik kunnen leveren. Rond 2010 zal de grootste bijdrage komen van windenergie, vuilverbranding en energiewinning uit biomassa. Een concrete doelstelling voor windenergie is de realisatie van 1000 MW windvermogen in het jaar 2000. Daarnaast wordt gestreefd om in het tijdvak tot 2010 te komen tot de plaatsing van 300.000 zonneboilers [26].*

Nederland is met Noorwegen overeengekomen de elektriciteitsnetten te koppelen via een onderzeese gelijkstroomverbinding. Er wordt vanuit gegaan dat hierdoor een netto import van met waterkracht geproduceerde elektriciteit plaatsvindt.

### 8.2.2 Kenmerken duurzame energie-opties

Duurzame energie-opties kunnen worden ingedeeld op basis van de vorm van hun output; deze vorm is elektriciteit, warmte of brandstof. Onder de in Nederland bestaande klimatologische en geologische omstandigheden zijn geen opties denkbaar die een combinatie van deze vormen als output hebben. Er zijn natuurlijk wel opties waarbij de duurzaam geproduceerde brandstof vervolgens worden gebruikt voor opwekking van warmte en/of kracht.

De energievormen elektriciteit en brandstof lenen zich voor transport over grotere afstanden. Binnen de tijdshorizon van deze studie komen opties in zicht waarbij energiedragers buiten Nederland worden opgewekt en naar Nederland worden getransporteerd alwaar deze gebruikt worden. Hierbij hebben wij de voorwaarde gehanteerd dat in het buitenland een ongelimiteerd potentieel voor de produktie van deze energiedrager moet bestaan. In deze studie zijn enkele van dergelijke niet-binnenlandse opties meegenomen.

In tabel 8.1 zijn de uitgangspunten voor het rendement, respectievelijk de kosten van elektriciteitsopwekking met duurzame bronnen anno 2030 samengevat. De kosten zijn uitgedrukt in guldens 1990. De investeringskosten betreffen een commercieel ontwerp in massa of serie geproduceerd. Voor windturbines en waterkrachtcentrales zijn de kosten redelijk nauwkeurig bekend, voor zonnecellen daarentegen zijn de kostprijsschattingen uitermate onzeker; de prijs per kWe zal met bijna een factor 10 moeten dalen ten opzichte van het huidige niveau.

De schaalgrootte van eenheden van elektriciteitsopwekking met duurzame bronnen is verschillend, alsmede de kosten voor onderhoud en bediening. De (economische) levensduur is gesteld op 20 à 40 jaar (voor kleinere windturbines of zonnecellen, respectievelijk importleidingen en waterkrachtcentrales). Tevens van belang zijn de gemiddelde jaarlijkse bedrijfstijd (doordat de wind niet altijd waait of het zonaanbod varieert) en het plaatsingspotentieel in Nederland.

Tabel 8.1 *Uitgangspunten: Kencijfers elektriciteitsopwekking duurzame energie (zon, wind, water, import) 2030*

Optie	Investering $f/Kwe$	Onderhoud en bediening $f/j/kWe$	Bedrijftijd uren/jaar	Potentieel MWe
Windturbine 0,3MW	1450	29	1600	1500
Windturbine 1MW	2100	37	1850	1500
Windturbine op zee	3000	58	2000	4000
Waterkrachtcentrale	5000	10	8000	90
Import Noorwegen	1300	0	8000	500
Zonnecelcentrale	2400	17	1100	20000
Zonnecel op dak	2000	17	1100	12500
Import PV-Sahara	5400	108	2300	6000

Toelichting: Investeringskosten in  $f/kWe$ , onderhoud en bediening in  $f/kWe/j$ . De bedrijfstijd is het jaargemiddelde aantal uren dat elektriciteit geproduceerd wordt (maximaal dus 8760), voor de verdeling van deze uren zijn specifieke patronen toegevoegd in dezelfde indeling als bij de elektriciteitsvraag (zie ook § 7.4). Zonnecellen produceren vooral 's zomers overdag, en (uiteeraard) niet 's nachts, bij windturbines is de elektriciteitsproductie 's winters overdag wat hoger.

Het plaatsingspotentieel geeft het maximaal te plaatsen vermogen in het Nederlandse energiesysteem. Voor wat betreft waterkracht is dit potentieel in Nederlandse rivieren gezien het geringe verval niet meer dan 90 MWe. Er is vooralsnog eveneens vanuit gegaan dat het potentieel van uit Noorwegen te importeren waterkracht beperkt is. Naast Nederland zijn ook andere Europese landen (potentiële) afnemers van Noorse waterkracht.

Het potentieel van zonnecellen op daken heeft relatie met de beschikbaarheid van gunstig (oriëntatie, hellingshoek, etc.) dakoppervlak. Bij inpassing van netgekoppelde zon-PV systemen op daken in de gebouwde omgeving zijn lagere kosten verondersteld, dan bij zonnecelcentrales op landoppervlak. Er zijn minder kosten voor de dragerconstructie en voor grondbeslag; daarbij zou in sommige gevallen tevens combinatie mogelijk kunnen zijn met de inverter (wisselstroomomvormer) van een TPV-ketel (zie § 4.2), waardoor de kosten lager uit kunnen komen. Kostencijfers zijn zoals gezegd erg onzeker, vergelijk ook [27].

De hoeveelheid elektriciteit die met een hoeveelheid zonnecellen kan worden opgewekt is in de Sahara ruim twee maal zo groot als in Nederland door de gunstiger invalshoek van de zonnestraling en de geringere bewolgingsgraad in Noord-Afrika. Daarnaast is de instraling (en daarmee ook de via PV opgewekte elektriciteit) gelijkverdeelde over de seizoenen. Daarentegen zijn door de grote transportafstand de kosten van de op deze wijze geproduceerde elektriciteit waarschijnlijk hoger dan voor elektriciteit die via PV-cellen in Nederland wordt geproduceerd. Er is uitgegaan van een concept waarbij de elektriciteit via Spanje, Frankrijk en België naar Nederland wordt vervoerd. Voor de

kosteninschatting van deze gelijkstroom elektriciteitsleiding is uitgegaan van de kosten van de netverbinding die tussen Noorwegen en Nederland wordt aangelegd [8]. Aangenomen dat aanleg van hoogspanningsstraten door Spanje en Frankrijk niet onbeperkt mogelijk is, is gerekend met een gelimiteerd potentieel van 12 GWe.

Kostenschattingen en bedrijfstijden voor windturbines zijn ontleend aan [44]. Het gaat hierbij om gemiddelden voor de aangegeven grootteklassen. Rondom het gemiddelde is spreiding mogelijk. Zo wordt de jaarlijkse bedrijfstijd bepaald door lokatie, beschikbaarheid en stand der techniek. Voor windturbines op land zijn de beste lokaties te vinden aan de kust en aan de rand van de IJsselmeerpolders. Landinwaarts neemt de wind af. Bij het grote potentieel van windturbines op land (3 GWe, zie tabel 8.1) zijn ook minder gunstige lokaties opgenomen. Aangenomen is dat door technologische verbeteringen in rotor en turbine de gemiddelde bedrijfstijd toeneemt. Bij afschakeling in verband met externe omstandigheden en bij storing, reparatie of onderhoud is een windturbine niet beschikbaar. Dit vermindert de bedrijfstijd weer.

Voor windturbines op zee is de lokatie gunstiger wat windaanbod betreft. De beschikbaarheid zal, vanwege de moeilijker bereikbaarheid bij storingen, wat lager zijn.

Onder duurzame thermische bronnen zijn gerekend zonne-energie en aardwarmte. De zonnewarmte opties in tabel 8.2 zijn eerder beschreven in § 4.2 (zonne-energie voor ruimteverwarming met seizoenopslag), § 4.3 (zonneboiler met gas danwel elektrische bijverwarming), § 4.5 (zonne-collector in grote kantoren) en § 6.2 (zonne-oven met bijverwarming voor droogprocessen in de industrie).

De omstandigheden voor winning van geothermie (aardwarmte) in de Nederlandse ondergrond zijn relatief gunstig. Per 100 meter stijgt de temperatuur met 3 à 4 °C. In het grootste deel van Nederland kan in aardlagen tussen 2000 en 3000 meter diepte water van 80 à 90 °C worden gewonnen, geschikt voor verwarmingsdoeleinden. Aangenomen is dat warmtedistributie via stadsverwarmingnetten plaatsvindt (voor kosten zie § 4.2 en 4.4). Een aardwarmteput raakt in de loop der jaren langzamerhand uitgeput, door dieper te boren en/of tussenschakeling van warmtepompen kan men de temperatuur dan weer verhogen. De vraag naar ruimteverwarming valt vooral 's winters. Buiten het stookseizoen valt opslag van warmte in watervoerende lagen op geringere diepte tussen 50 en 200 meter te overwegen. In het model zijn twee soorten aardwarmte onderscheiden, aangeduid als geothermie en diepe geothermie. Uitgaande van een stookseizoen van 2500 uur komt het totaal potentieel overeen met 18 PJ<sub>th</sub>. Bij 'diepe' geothermie is tevens 6% hulpenergie (0,06 GJ<sub>e</sub>/GJ<sub>th</sub>) meegerekend, vanwege elektriciteitsgebruik voor pompen.

Tabel 8.2 *Uitgangspunten: Kencijfers warmte-opwekking uit geothermie 2030.*

optie	investering $f/kW_{th}/j$	onderhoud en bediening $f/kW_{th}/j$	bedrijftijd uren/jaar	potentieel $MW_{th}$
geothermie	2000	60	7446	650
diepe geothermie	2200	60	7446	1400

De brandstoffen die uit duurzame bronnen worden geproduceerd zijn biogas, produkten van energiegewassen (§ 8.3) en waterstof.

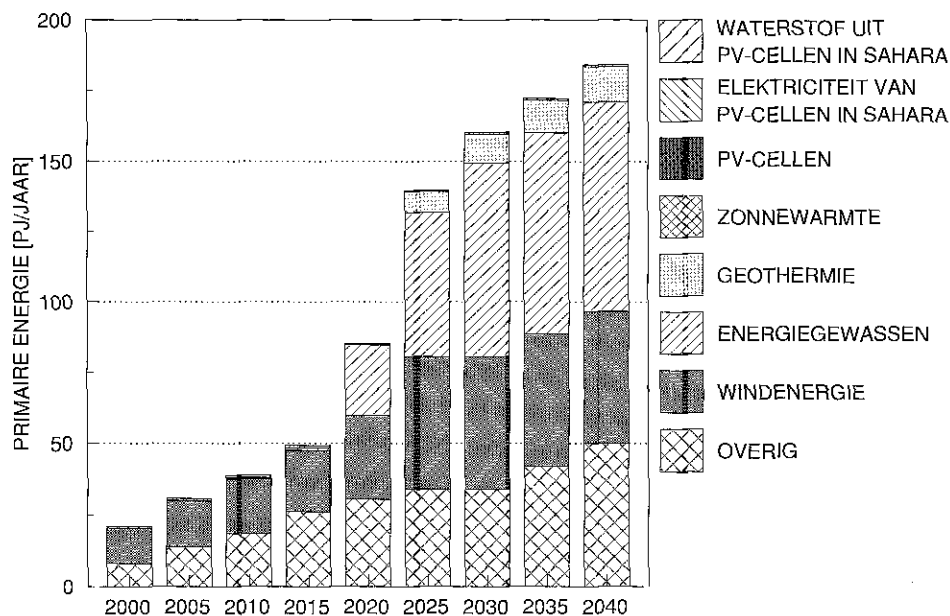
Biogas kan gewonnen worden uit vuilstortplaatsen en anaerobe afvalwaterzuivering (rioolwater, agro-industrie). Deze worden in de praktijk reeds op grote schaal toegepast, veelal vanwege andere milieuredenen (vermindering stank en watervervuiling), met biogas als nuttig 'bijprodukt'. Hiervoor is een potentieel van 20 PJ/j verondersteld met investeringskosten van  $f$  100,-/GJ/j en een levensduur van 20 jaar. Daarnaast is biogas mogelijk op de boerderij (uit mest), bij centrale mestoverschotverwerking en door anaerobe verwerking van de GFT-fractie (Groente Fruit en Tuin afval) uit huishoudelijk en daarmee vergelijkbaar afval. Hiervoor is een potentieel van 30 PJ/j verondersteld met investeringskosten van  $f$  200,-/GJ/j en een levensduur van 20 jaar. Het biogas kan gebruikt worden voor alle toepassingen waar anders aardgas wordt ingezet. Omdat biogas uit organisch afval afkomstig is, dat anders via natuurlijke afbraakprocessen in  $CO_2$  zou worden omgezet, is geen  $CO_2$ -emissie bij verbranding meegerekend. Met de broeikaswerking van de daarnaast in sommige gevallen (stortgas) vermeden  $CH_4$ -emissie of mogelijk (mestvergisting) optredende  $N_2O$ -emissie, is in dit stadium nog geen rekening gehouden.

Naast biogaswinning uit organisch afval is de teelt en verwerking van speciale energiegewassen een mogelijkheid voor  $CO_2$ -reductie. Dit wordt in de volgende paragraaf (8.3) besproken.

Waterstof tenslotte kan via een back-stop technologie geproduceerd worden uit in de Sahara via PV-cellen gegenereerde elektriciteit. Voor schatting van de kosten van deze waterstof zijn elektrolyse en transport via leidingen in beschouwing genomen. Voor kostengegevens wordt verwezen naar tabel 9.4.

### 8.2.3 Berekeningsresultaten bijdrage duurzame energie

In de basisberekeningen vertoont de inzet van duurzame energiebronnen in alle scenario's een relatief sterke toename (zie voor scenario DK figuur 8.1 en voor de overige scenario's figuur A.8.1). Het aandeel in het totaal binnenlands energiegebruik groeit van 1% in 2000 tot 5% in 2030. Tot 2020 komt de groei voor rekening van op land gestationeerde windturbines, waterkracht en biogas. Vanaf 2025 worden daarnaast energiegewassen en geothermie geïntroduceerd. Door de hogere prijzen van fossiele brandstoffen in DZ/K worden in deze scenario's ook grote windturbines (1 MW) aantrekkelijk.

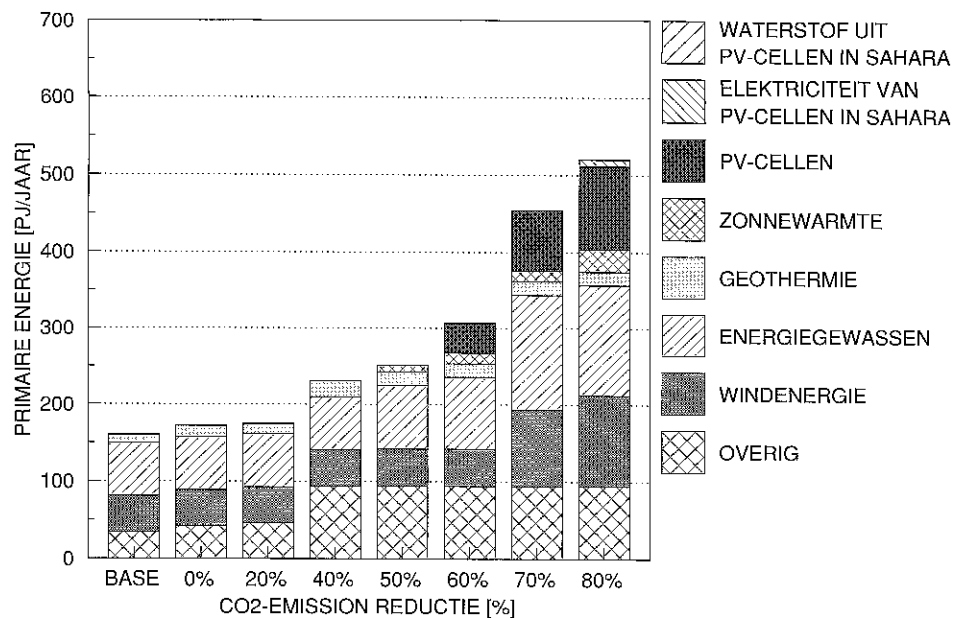


Figuur 8.1 *Bijdrage duurzame bronnen aan primaire energievoorziening, scenario DK, periode 2000-2040*

Onder invloed van plafonds voor de emissies van CO<sub>2</sub> wordt de rol van duurzame energiebronnen groter. In het DK-scenario worden bij toenemende CO<sub>2</sub>-plafonds eerst enkele aanvullende thermische opties geïntroduceerd zoals extra biogas (onderdeel van 'overig' in figuur 8.2), geothermie uit diepe grondlagen en opties voor zonnewarmte (met name zonneboilers voor warm tapwater bij woningen). Door de concurrentie van kernenergie vindt pas vanaf 60% CO<sub>2</sub>-reductie een toename van de inzet van elektriciteit producerende duurzame opties plaats. Vanaf 60% CO<sub>2</sub>-reductie worden PV-cellen geïntroduceerd. In daken van nieuwbouwwoningen geïntegreerde PV-systemen zijn aantrekkelijker dan centrale PV-parken in Nederland of in de Sahara. Offshore windturbines worden vanaf 70% emissiereductie geleidelijk geïntroduceerd.

Opvallend is dat in het DZ-scenario offshore windenergie eerder aantrekkelijk is dan zonnecellen op dak, terwijl de introductievolgorde in het DK-scenario andersom is. Dit verschil kan verklaard worden uit de grote hoeveelheid basislast elektriciteitsopwekking in DK, waardoor een grotere waarde wordt toegekend aan produktietechnieken, zoals zonnecellen, waarbij de productie samenvalt met de grootste elektriciteitsvraag (overdag).

Energiegewassen nemen toe vanaf 50% emissiereductie; zie hiervoor verder § 8.3. Doordat in GZ/K de totale CO<sub>2</sub>-reductie ten opzichte kleiner is dan in DZ/K blijft de inzet van duurzame bronnen iets achter. Het aandeel van duurzame energie in het energieverbruik is evenwel van een vergelijkbare omvang (zie figuur A.8.2). In het DZ-scenario wordt bij 80% emissiereductie waterstof ingezet die geproduceerd wordt uit elektriciteit die in de Sahara met PV-cellen wordt opgewekt. Zie hiervoor § 9.4. In bijlage A zijn dezelfde figuren 8.1 en 8.2 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.



Figuur 8.2 *Bijdrage duurzame bronnen aan primaire energievoorziening, scenario DK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

## 8.3 Bijdrage energiegewassen

### 8.3.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

Biomassa is een belangrijke vorm van energie. Wereldwijd voorziet biomassa momenteel voor omstreeks 14% in het gebruik van primaire energie. In ontwikkelingslanden ligt het aandeel gemiddeld hoger (40%) dan in de Westerse geïndustrialiseerde landen (4%). De precieze cijfers zijn overigens niet bekend, omdat veel biomassagebruik buiten de officiële energiestatistieken blijft. In Nederland is de bijdrage van biomassa in de nationale energiehuishouding ca. 1%, voornamelijk voor rekening van houtkachels in woningen en houtovens in de industrie [16]. Energie uit biomassa is in principe CO<sub>2</sub>-neutraal, omdat de CO<sub>2</sub> die uiteindelijk vrijkomt bij verbranden, tijdens de groei van het plantaardige materiaal uit de atmosfeer is opgenomen. Er is dus een CO<sub>2</sub>-kringloop. Deze situatie geldt in Nederland waar het bosoppervlak niet afneemt. In gebieden op Aarde waar netto-ontbossing en verwoestijning optreedt is energie uit biomassa niet CO<sub>2</sub>-neutraal.

Bij energieteelt worden fossiele brandstoffen gebruikt voor het voortbewegen van landbouwwerktuigen, de produktie van kunstmest en gewasbeschermingsmiddelen en tijdens de conversieprocessen, zodat de netto CO<sub>2</sub>-verdiensite lager ligt. De energie input tijdens teelt en verwerking is afhankelijk van het type gewas en de verwerkingsmethode. Indien na de oogst opnieuw wordt ingezaaid of aangeplant kunnen energiegewassen op een hernieuwbare wijze verkregen worden.



### 8.3.2 Kenmerken biomassa opties

Voor de optie energieteelt zijn het beschikbare grondoppervlak, de gewasselectie en de conversietechnologie de belangrijke keuzeparameters. In het algemeen zullen snelgroeiende plantsoorten de voorkeur hebben. De opbrengst van energieteelt wordt bepaald door het beschikbare oppervlak, de ingestraalde hoeveelheid zonne-energie, het omzettingsrendement van zonne-energie in biomassa en het rendement van de conversie van biomassa in elektriciteit, warmte of transportbrandstof.

De ingestraalde hoeveelheid zonne-energie en het omzettingsrendement van zonne-energie in biomassa liggen (voor een bepaald gewas) vast. De jaarlijks ingestraalde hoeveelheid zonne-energie in Nederland bedraagt 3,6 GJ/m<sup>2</sup>. In het algemeen wordt het rendement van de omzetting van zonne-energie in biomassa op 1% gesteld; in de praktijk ligt het rendement vanwege het beperkte groeiseizoen lager (0,5-0,75%). Dit betekent dat de maximale jaarlijkse biomassa opbrengst tussen de 180 en 360 GJ/hectare ligt. Ter vergelijking: voor windturbines en PV-zonnecellen in Nederland is de primaire energie-opbrengst per hectare een orde van grootte hoger; ca. 1500 resp. 5000 GJ/hectare. Overigens is combinatie van wind en energiegewassen mogelijk.

De beschikbaarheid van (landbouw)grond is dus een belangrijke randvoorwaarde. Het totale landbouwareaal in Nederland bedraagt 2.400.000 hectare, waarvan 1.100.000 hectare in gebruik is als grasland en 800.000 hectare voor akkerbouw wordt benut. Het areaal bomen (bossen, wegbeplantingen, etc.) is 300.000 hectare, deels geëxploiteerd voor materialenvoorziening. Nederland is netto importeur van hout.

In Nederland wordt momenteel geen landbouwgrond gebruikt voor energieteelt, maar gezien de ontwikkelingen in de landbouw kan men verwachten dat er steeds meer grond beschikbaar komt. Op dit moment wordt al een gedeelte van de landbouwgronden braak gelegd, vanwege overproductie. Op EG schaal wordt verwacht dat in het jaar 2000 20 miljoen hectare landbouwgrond en 10-20 miljoen hectare marginale gronden beschikbaar komt voor non-food teelt. Voor de Nederlandse situatie zijn recent een viertal scenario's doorgerekend [28], met als uitkomst dat minimaal 500.000 hectare en maximaal 1.000.000 hectare landbouwgrond voor non-food toepassingen beschikbaar zou kunnen komen.

Voor de berekeningen is het maximaal beschikbare grondoppervlak voor energieteelt in Nederland gesteld op 500.000 hectare. Ter illustratie: dit is evenveel als het oppervlak van bijvoorbeeld de provincie Noord-Brabant. Om landbouwkundige redenen (vermijden van monocultures en kwaliteit van de bodem op verschillende lokaties) is per gewas maximaal 200.000 hectare toegestaan.

Er zijn een aantal type gewassen, die in aanmerking komen voor energietoepassing. Allereerst zijn dat lignocellulose gewassen, zoals bomen en riet- en grasachtige gewassen. In EG verband worden populier, wilg, eucalyptus, robinia, miscanthus en een aantal andere grasachtige gewassen genoemd. De tweede categorie planten zijn de suiker of zetmeel houdende planten, zoals tarwe, suikerriet, suikerbiet, sorghum en jerusalem artisjok. De derde groep planten bevat oliehoudende gewassen, zoals koolzaad, zonnebloem en palm.

Uiteraard zijn niet alle gewassen geschikt om in Nederlandse omstandigheden te gedijen en is uit elke categorie een selectie gemaakt, t.w. populier als vertegenwoordiger van snelgroeiende bomen, miscanthus als grasachtig gewas, tarwe en suikerbiet als zetmeel en suikerhoudende gewassen en koolzaad als oliehoudend gewas.

De jaarlijkse biomassa opbrengst per hectare, onderverdeeld in de diverse produkten zijn in tabel 8.3 samengevat. De opbrengst en kostencijfers zijn voor 2000 ontleend aan [13]. Voor de periode na 2000 is een jaarlijkse opbrengststijging van 0,8%/jaar verondersteld, ten dele als gevolg van de toenemende CO<sub>2</sub>-concentratie in de atmosfeer.

Planten nemen CO<sub>2</sub> uit de lucht op (fotosynthese) en zetten deze om in biomassa. Ter illustratie: in de glastuinbouw is verhoging van de produktiviteit door 'CO<sub>2</sub>-bemesting' van de lucht in de kas een veelgebruikte methode. De afgelopen decennia is de CO<sub>2</sub>-concentratie in de atmosfeer met gemiddeld 0,4%/jaar toegenomen. De gewasopbrengst is daardoor wellicht jaarlijks met 0,1 à 0,2% toegenomen, afgezien van andere factoren die de produktiviteit hebben verhoogd [29]. De jaarlijkse toename van de hoeveelheid CO<sub>2</sub> in de atmosfeer komt de laatste decennia overeen met omstreeks de helft van de jaarlijkse CO<sub>2</sub>-emissie door verbranding van fossiele brandstoffen [2]. De andere helft van de geëmitteerde CO<sub>2</sub> is opgenomen in natuurlijke bufferreservoirs (met name door het oplossen van CO<sub>2</sub> in de oceanen en CO<sub>2</sub>- en N-bemesting van vegetaties op hogere breedtegraden). Dit gegeven zou overigens een belangrijk uitgangspunt moeten zijn bij het vaststellen van mondiale CO<sub>2</sub>-reductiedoelstellingen [46]. De verwachte toename van de mondiale CO<sub>2</sub>-emissie (figuur 1.1), zou, als gevolg van beperkingen in de opnamesnelheid van CO<sub>2</sub> in deze natuurlijke bufferreservoirs, kunnen leiden tot een sterkere toename van het stijgingspercentage van CO<sub>2</sub> in de atmosfeer. In de periode 2000-2040 wordt zodoende een aanzienlijke produktiviteitstoename verwacht (0,3 à 0,5%/jaar) van energiegewassen door de stijgende CO<sub>2</sub>-concentratie in de atmosfeer.

Met andere met mondiale luchtverontreiniging en klimaatverandering verband houdende factoren die de landbouwproduktiviteit beïnvloeden, zoals verandering van temperatuur, neerslagpatroon, smog-vorming of UV-straling is, vanwege de grote onzekerheden geen rekening gehouden. Voor Nederland hoeven deze overigens niet ongunstig te zijn [29].

Tabel 8.3 *Uitgangspunten: Kencijfers biomassa opbrengst 2030 ([13] met produktiviteitstoename 0,8%/j 2000-2030)*

Gewas	Opbrengst gewas ton d.s./ha.jaar	Opbrengst produkten ton d.s./ha.jaar	Bruto opbrengst energie produkt GJ/ha.jaar	Productie kosten f/ha.jaar
Populier	19,0 hout	19,0 hout	342	2115
Miscanthus	20,2 stro	20,2 stro	344	2275
Koolzaad	4,7 koolzaad	6,7 stro 1,7 biodiesel 0,16 glycerol 3,2 veevoer	100,6 62,6	4115
Tarwe	8,4 tarwe	4,9 stro 2,9 ethanol 3,8 veevoer	73,5 80,0	4325
Suikerbiet	19,1 biet	5,6 ethanol 3,7 veevoer	152,1	6465

De volledige produktiekosten (pacht, boerderij, landbouwwerktuigen, arbeid, oogst) zijn meegerekend. Omdat in deze studie een nationaal economisch optimalisatiemodel wordt gebruikt, kan uiteraard geen rekening worden gehouden met (landbouw)subsidies. Dergelijke subsidies, zoals de huidige EG-braakregeling om landbouwoverschotten tegen te gaan, kunnen oplopen tot duizend gulden of meer, per hectare per jaar.

Voor koolzaad, tarwe en suikerbiet zijn bewerkingen nodig. Het geoogst gewas moet worden getransporteerd en omgezet tot vloeibare motorbrandstof. Bij ethanol gaat het daarbij om grote fabrieken (type suikerfabriek) met een jaarlijkse produktiecapaciteit in de orde van 100 miljoen liter per jaar. De additionale bewerkingskosten voor ethanolafabriek bij tarwe en suikerbieten overeen met ca. 50% van de produktiekosten van het gewas; deze moeten dus nog bij de produktiekosten in tabel 8.3 worden opgeteld. Bij bewerking van koolzaad tot biodiesel is de schaalgrootte (oliepers + methylering) kleiner, in de orde van 5 miljoen liter per jaar, de bewerkingskosten komen hier overeen met ca. 40% van de produktiekosten van koolzaad. De geproduceerde ethanol, biodiesel en stro (bij tarwe en koolzaad) worden in het model als energiedrager gebruikt. Voor opbrengst van nevenprodukten veevoer (bietenpulp, tarweresidue, gedroogde gist, koolzaadkoek) en glycerol is een marktprijs van f 0,30/kg gerekend; dit compenseert de produktie- en bewerkingskosten van de energiegewassen voor een gering deel.

Het geproduceerde hout of stro kan rechtstreeks, zonder voorbewerking, als energiedrager worden gebruikt; bijvoorbeeld voor elektriciteitsopwekking, methanolproduktie of warmtevoorziening. Opgemerkt moet worden dat bij de produktie van hout uit populier en stro uit miscanthus geen bijprodukten gevormd worden.

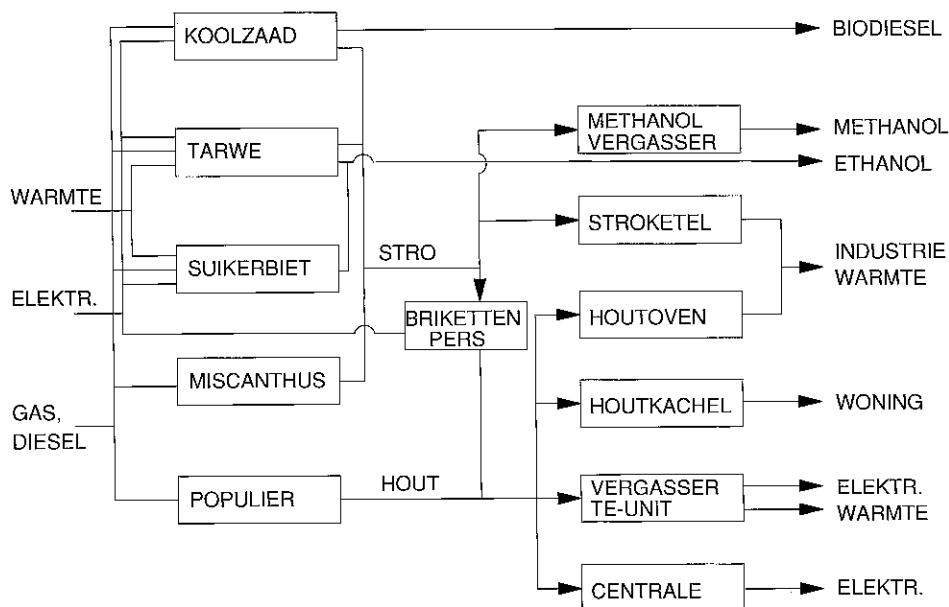
De bruto energie-opbrengst (tabel 8.3) van de gewassen is verminderd met de energie die nodig is voor teelt (tractordiesel en aardgasgebruik voor productie van benodigde kunstmest en bestrijdingsmiddelen), terwijl voor veevoer productie een correctie is uitgevoerd op basis van de energie die anders voor veevoerproductie nodig zou zijn geweest [13]. Deze 'indirecte' energie-inzet is bij de lignocellulosegewassen (populier, miscanthus) evenredig met 3 à 4% van de bruto energie-opbrengst van het gewas. Bij de akkerbouwgewassen (suikerbiet/koolzaad en suikerbiet) waar meer kunstmest en grondbewerkingen nodig zijn, is de 'indirecte' energie-inzet voor gewasteelt in 2020 evenredig met 15 respectievelijk 19% van de bruto energie-opbrengst van het gewas.

Aangenomen is dat energieteelt op het huidige akkerbouwareaal zou plaatsvinden. Derhalve is geen rekening is gehouden met CO<sub>2</sub>-emissie door veranderend bodemgebruik, zoals bijvoorbeeld bij de omzetting van veenweidegebieden in akkerland. Ook emissie van niet-CO<sub>2</sub>-broeikasgassen (N<sub>2</sub>O bij kunstmestgebruik) zijn niet meegerekend.

De energie-inzet bij conversie tot vloeibare motorbrandstof (warmte voor destillatie, elektriciteit voor snijden en oliepers, methanol voor veresteren) is apart in het model meegerekend. Bij de omzetting van zetmeel/suikerhoudende gewassen in ethanol gaat het om beduidende hoeveelheden. Tarwe en suikerbieten worden gebruikt voor de productie van ethanol. Dit is een energie-intensief proces, met name voor de destillatie van ethanol is veel warmte nodig. De energie-inzet bij productie van 1 MJ ethanol uit graan respectievelijk suikerbiet, stand der techniek 2000, bestaat uit warmte en elektriciteit ter grootte van 0,58 MJ<sub>th</sub>/0,05 MJ<sub>e</sub> respectievelijk 0,42 MJ<sub>th</sub>/0,04 MJ<sub>e</sub>. Door verbetering van het ethanolproductieproces (mechanische damprecompressie, meertrapsdestillatie, moleculaire zeven, etc.) vermindert in 2020 de warmte-inzet, maar neemt de elektriciteitsinzet toe tot 0,27 MJ<sub>th</sub>/0,07 MJ<sub>e</sub> respectievelijk 0,18 MJ<sub>th</sub>/0,06 MJ<sub>e</sub> voor productie van 1 MJ ethanol uit graan respectievelijk suikerbiet. Het residu van het ethanolproces wordt als veevoer verkocht. Tevens wordt bij de teelt van tarwe stro geproduceerd.

Koolzaad wordt uitgeperst en de verkregen olie veresterd met methanol tot biodiesel. Hierbij ontstaat glycerol als bijproduct. Ook komt bij de teelt van koolzaad stro vrij.

In figuur 8.3 zijn de opties voor productie en gebruik van energiegewassen weergegeven. Ethanol wordt ingezet als vervanging van benzine, terwijl gemethyleerde koolzaadolie als substituut voor dieselolie ('biodiesel') gebruikt kan worden.



Figuur 8.3 Opties voor energiegewassen

De kosten en conversierendementen van energietechnieken bij gebruik van hout en stro zijn in andere paragrafen van dit rapport reeds behandeld:

- hout- en stroketels voor kleine schaal industriële warmte (§ 6.2),
- houtkachel voor woningverwarming (§ 4.2),
- strovergasser met daaraan gekoppeld methanolsynthese (§ 9.3),
- vergasser met stoom- en gasturbine BV/STIG (50 MW<sub>e</sub>) (§ 7.2),
- vergasser voor TE-unit (0,3 MW<sub>e</sub>) (§ 7.2).

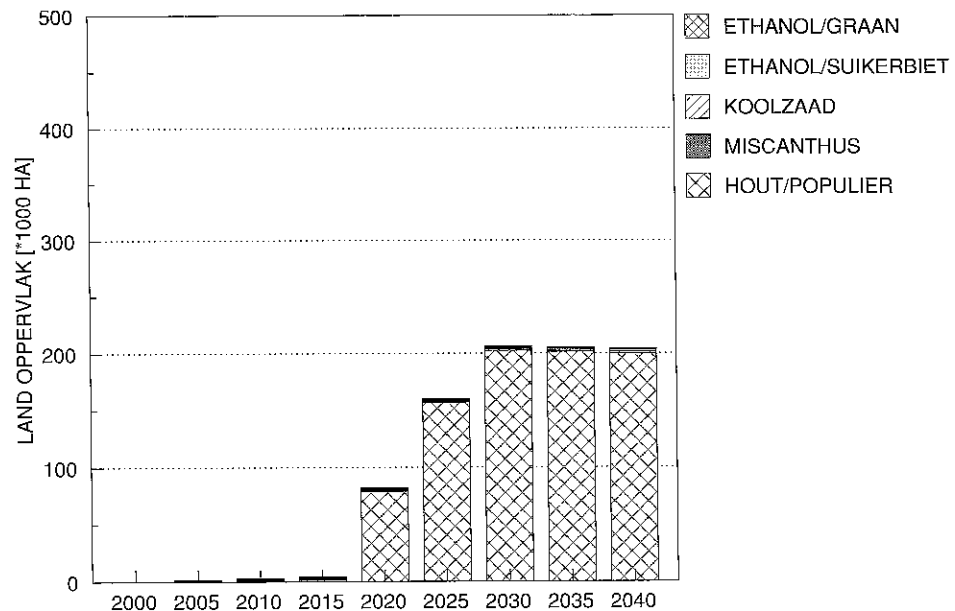
Verder is een brikettenpers gedefinieerd, waarmee stro in briketten kan worden geperd. Strobriketten worden als gelijkwaardig aan hout beschouwd. De kosten van briketteren bedragen omstreeks  $f$  2,5/GJ. Hout kan worden gebruikt voor warmte productie of elektriciteitsproductie. Voor stro bestaat er de additionele mogelijkheid om via een vergassingsinstallatie en methanolsynthese-eenheid te worden ingezet. Methanol kan als transportbrandstof gebruikt worden.

### 8.3.3 Berekeningsresultaten energiegewassen

In de basisberekeningen zonder CO<sub>2</sub>-plafond (figuur 8.4) wordt het beschikbare grondoppervlak niet volledig benut voor energieteelt. Alleen populier wordt in oplopende mate ingezet voor de energievoorziening. Vanaf 2030 wordt het beschikbare maximale areaal van 200.000 ha gebruikt voor populierenteelt. Uit tabel 8.3 blijkt dat de produktiekosten van populierhout in 2030  $f$  6,2/GJ bedragen; dit ligt in dezelfde orde van grootte als de prijs van steenkool (zie figuur 2.3). Steenkoolgebruik wordt afgeremd vanwege de noodzakelijke SO<sub>2</sub>-bestrijding. Hout bevat geen zwavel en wordt in toenemende mate ingezet voor elektriciteitsproductie (figuur 7.1) en industriële warmtelevering (figuur 6.4). De houtinzet in de industrie is gebonden aan een maximum (tabel 6.3), dat omgerekend overeenkomt met omstreeks 60.000 ha populierenteelt. Het grootste deel van het areaal (140.000 ha) dient dus voor elektriciteitsproductie.

Voor miscanthusstro geldt dat de produktiekosten in 2030  $f$  6,6/GJ bedragen; in dezelfde orde als de steenkoolprijs. Echter om de brandstof gelijkwaardig te maken aan hout is nog omstreeks  $f$  2,5/GJ extra nodig voor briketteren. Miscanthus is in de basisberekeningen niet aantrekkelijk.

De vloeibare biobrandstoffen zijn, met productie- en bewerkingskosten in de orde van  $f$  70,-/GJ, veel te duur in vergelijking met benzine en diesel.



Figuur 8.4 Landgebruik voor energiegewassen, scenario DK, periode 2000-2040

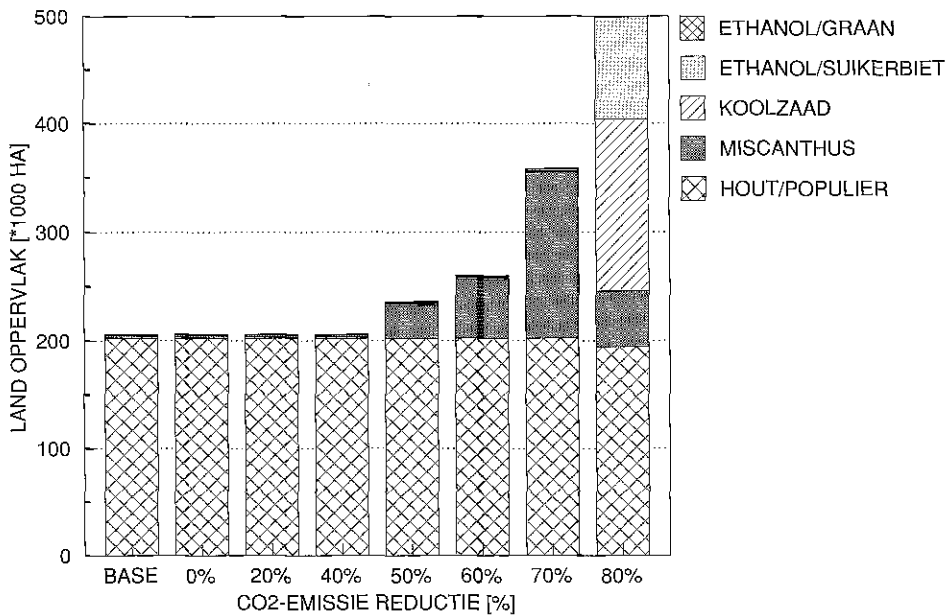
In figuur 8.5 is het landgebruik in 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-emissie reductie doelstellingen weergegeven. Naast populierenteelt, wat al zonder CO<sub>2</sub>plafond aantrekkelijk is, vindt tevens miscanthusteelt (vanaf 50% CO<sub>2</sub>-emissie reductie) plaats. In de 80% reductie case neemt zowel het populier- en miscanthus beteelde oppervlak af en maakt plaats voor koolzaad en suikerbiet. Wel wordt hier de maximale oppervlakte benut.

Een belangrijke vraag bij de afweging van energiegewassen is welke energiemarkt bediend moet gaan worden: elektriciteit of vloeibare brandstoffen?

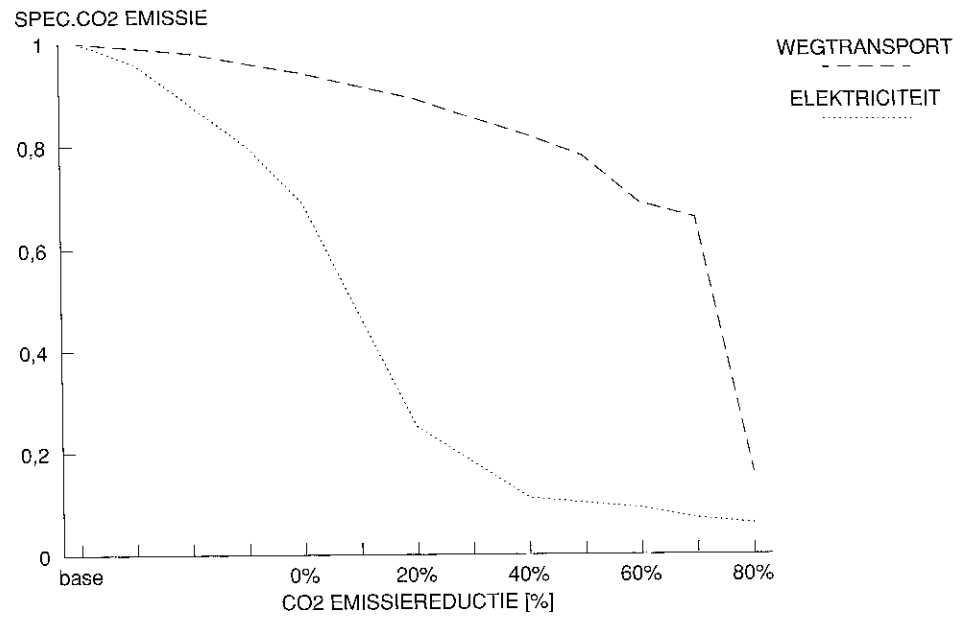
Uit [13] bleek dat gebruik van biomassa voor elektriciteitsvoorziening (BV/STIG) in de referentiesituatie tot het jaar 2000 vanuit CO<sub>2</sub>-optiek beduidend aantrekkelijker is dan gebruik van biomassa voor vloeibare brandstoffen voor het wegverkeer. Dit beeld wordt genuanceerd door de berekeningen in dit rapport, doordat alternatieven bij elektriciteitsvoorziening en bij wegtransport, met hun kosten en CO<sub>2</sub>-verdiensten zijn meegerekend. In figuur 8.6 is te zien dat bij milde CO<sub>2</sub>-reducties de CO<sub>2</sub>-intensiteit van de elektriciteitsvoorziening al sterk daalt. Bij wegtransport zijn ook de andere alternatieven kostbaar (elektrische auto's bijvoorbeeld) zodat de CO<sub>2</sub>-intensiteit pas bij vergaande CO<sub>2</sub>-reductie (en hoge marginale kosten) begint te dalen (vergelijk figuur 5.4). Op voorhand is dus niet duidelijk of, op lange termijn bij vergaande CO<sub>2</sub>-plafonds, biomassaproduktie voor elektriciteitsvoorziening danwel voor vloeibare brandstoffen de voorkeur verdient. In scenario DK bijvoorbeeld, wordt bij 80% CO<sub>2</sub>-reductie ethanol uit suikerbiet geïntroduceerd (figuur 8.5),

ondanks de hoge kostprijs van deze optie. Deze introductie vindt plaats ten koste van productie van hout voor elektriciteitsvoorziening (miscanthusstro wordt gebruikt voor methanolsynthese en hout voor de industrie, vergelijk figuren A.6.5, 7.2 en 9.5). Bij dit resultaat spelen diverse factoren een rol, zoals de relatief hoge opbrengst per hectare (vergeleken met andere akkerbouwgewassen voor vloeibare brandstoffen), de hoge kostprijs van andere concurrerende opties voor CO<sub>2</sub>-reductie in de transportsector, de relatief lage kosten van met hout en stro concurrerende opties voor CO<sub>2</sub>-reductie in de elektriciteitssector, en de beperking in het totaal maximaal beschikbare areaal (500.000 ha).

In bijlage A zijn dezelfde figuren 8.4 en 8.5 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.



Figuur 8.5 Landgebruik voor energiegewassen, scenario DK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



Figuur 8.6 *CO<sub>2</sub>-intensiteit elektriciteitsvoorziening en wegverkeer bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds, scenario DK 2030*





## 9. CO<sub>2</sub>-VERWIJDERING, METHANOL EN WATERSTOF

### 9.1 Inleiding

Een mogelijkheid om CO<sub>2</sub>-emissies terug te dringen is het afvangen van CO<sub>2</sub> bij conversie van fossiele brandstoffen, bijvoorbeeld in kolencentrales of raffinaderijen, en de CO<sub>2</sub> vervolgens ergens op te bergen zodat het niet in de atmosfeer komt. Met de recente belangstelling voor het broeikasprobleem is deze mogelijkheid van CO<sub>2</sub>-verwijdering (= CO<sub>2</sub>-afvang + CO<sub>2</sub>-opslag) internationaal in de belangstelling gekomen. CO<sub>2</sub>-verwijdering wordt in de praktijk nog niet toegepast met als uitsluitend doel het verminderen van CO<sub>2</sub>-emissies.

Omdat bij CO<sub>2</sub>-verwijdering dezelfde soort technieken kunnen worden toegepast als bij de produktie van synthetische brandstoffen, zoals methanol en waterstof, worden deze in dit hoofdstuk gezamenlijk behandeld. De optie van CO<sub>2</sub>-verwijdering zou van grote invloed kunnen blijken op de mogelijkheden van synthetische brandstoffen in de energiehuishouding.

Achtereenvolgens komen aan de orde: CO<sub>2</sub>-verwijdering (§ 9.2), methanol (§ 9.3) en waterstof (§ 9.4).

### 9.2 CO<sub>2</sub>-verwijdering

#### 9.2.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

De mogelijkheid van CO<sub>2</sub>-verwijdering uit rook- of stookgassen werd tot voor kort nauwelijks serieus genomen. Het is technisch mogelijk bij grote bronnen (centrales, industrie) vrijkomende CO<sub>2</sub> af te vangen en vervolgens ergens op te slaan (bijvoorbeeld ondergronds in een leeg aardgasveld of in de diepe oceaan) zodat het niet of met lange vertraging in de atmosfeer komt. Eind '70 er jaren zijn op dit gebied reeds een aantal systeemstudies gemaakt. De toe te passen technieken zijn niet nieuw, en het ligt voor de hand dat met de recente belangstelling voor het broeikasprobleem ook de optie CO<sub>2</sub>-verwijdering opnieuw in de aandacht zal komen. Speciale aandacht gaat daarbij uit naar steenkool, omdat de CO<sub>2</sub>-emissie daarbij hoger is en de wereldvoorraden veel groter zijn dan bij de andere fossiele brandstoffen aardgas en aardolie. Het aandeel van kolencentrales in de huidige mondiale CO<sub>2</sub>-emissie is 20%.

Het gaat bij CO<sub>2</sub>-afvang al gauw om grote hoeveelheden. Bij de kolencentrales in Nederland wordt vanwege de zure regen reeds SO<sub>2</sub> verwijderd in grote rookgasontzwevelingsinstallaties. De hoeveelheid CO<sub>2</sub> in een kolentrale is ongeveer honderdmaal zo groot als de hoeveelheid SO<sub>2</sub>. Gezien deze grote hoeveelheden kan afvangen van CO<sub>2</sub> dus een kostbare zaak zijn, die bovendien veel extra energie vergt. Overigens is CO<sub>2</sub>-afscheiding een normale processtap in de chemische industrie (b.v. bij ammoniaksynthese in de kunstmestindustrie).

Na afvang moet het CO<sub>2</sub> ergens opgeslagen worden zodat het niet in de atmosfeer komt, of worden hergebruikt. De hergebruiksmogelijkheden voor CO<sub>2</sub> zijn echter nog gering. Weliswaar wordt CO<sub>2</sub> vaak toegepast voor bijvoorbeeld tertiaire oliewinning, CO<sub>2</sub>-bemesting in tuinbouwkassen, frisdranken, schuimmiddelen, brandblussers, etc., maar de totale hoeveelheden zijn gering vergeleken met de CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding van fossiele brandstoffen. Ter illustratie: in Nederland wordt bij twee kunstmestfabrieken in totaal jaarlijks 0,2 Mt CO<sub>2</sub> in vaste of vloeibare vorm afgescheiden voor hergebruik, vooral in de tuinbouw, en voor export. Dit komt overeen met niet meer dan 0,1% van de nationale CO<sub>2</sub>-emissie.

Wereldwijd is tertiaire aardoliewinning de belangrijkste mogelijkheid voor hergebruik. Na primaire (op eigen druk uit het reservoir) en secundaire (door drukverlaging, water- of stoominjectie) winning blijft nog altijd een groot deel van de aardolie in het reservoir achter. Bij tertiaire aardoliewinning worden CO<sub>2</sub>, detergentia of een andere substantie in het reservoir geïnjecteerd, waardoor een deel van de achtergebleven olie alsnog geproduceerd kan worden. De keuze tussen stoom, detergentia of CO<sub>2</sub> wordt bepaald door de viscositeit van de olie, geologische omstandigheden en prijsstelling. In Amerika (o.a. Oklahoma) wordt momenteel op een 100-tal plaatsen CO<sub>2</sub> gebruikt voor tertiaire aardoliewinning ('CO<sub>2</sub> flooding' enhanced oil recovery). Dit CO<sub>2</sub> is nu nog voornamelijk afkomstig uit natuurlijke bronnen, er is echter ook een installatie in gebruik (geweest) voor 0,3 Mt/jaar CO<sub>2</sub>-verwijdering bij een elektriciteitscentrale met een pijpleiding van 50 km naar een olieveld. Een deel van de geïnjecteerde CO<sub>2</sub> komt weer bovengronds met de geproduceerde aardolie, en kan na afscheiding geherinjecteerd worden. Naar schatting zou de behoefte aan CO<sub>2</sub> voor enhanced oil recovery in de VS kunnen oplopen tot maximaal 70 MtCO<sub>2</sub>/jaar, ofwel 0,3% van de huidige mondiale CO<sub>2</sub>-emissie.

De beschikbaarheid van CO<sub>2</sub>-opslag buiten de atmosfeer is een 'conditio sine qua non' voor CO<sub>2</sub>-verwijdering als optie om CO<sub>2</sub>-emissies drastisch te verminderen. Vaak wordt voor opslag gedacht aan lege aardgasvelden. In een veld kan, op molbasis, ongeveer evenveel CO<sub>2</sub> worden opgeslagen als er aardgas onttrokken is. De mondiale CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit in lege aardgasvelden neemt zodoende jaarlijks toe met maximaal 3,7 GtCO<sub>2</sub> (= huidige aardgasproductie); en tevens zou reeds een opslagcapaciteit van maximaal 110 GtCO<sub>2</sub> beschikbaar zijn (= cumulatieve mondiale aardgasproductie tot op heden). In principe is er dus genoeg CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit voor bijvoorbeeld de huidige mondiale 4,5 GtCO<sub>2</sub>/j emissie vanuit kolencentrales. Deze opslagcapaciteit in lege gasvelden is echter niet evenredig over de landen van de wereld verdeeld.

Naast uitgeputte aardgasvelden zijn er nog andere mogelijkheden van CO<sub>2</sub>-opslag, bijvoorbeeld in aquifers. Rekening houdend met diepte, vorm, stabiliteit, cap-rock, etc. zou wereldwijd in aquifers in theorie nog meer CO<sub>2</sub> opgeslagen kunnen worden dan in lege aardgasvelden; aquifers zijn bovendien meer gespreid over de wereld dan aardgasvoorkomens.

Tenslotte kan ook nog gedacht worden aan opslag van CO<sub>2</sub> in de diepe oceaan. In Japan wordt deze optie serieus overwogen. Op grotere diepte wordt CO<sub>2</sub> vloeibaar en kan tot op de oceaانبodem of in diepe oceaantroggen zakken, eventueel in de vorm van clathraten en hydraten (CO<sub>2</sub>.xH<sub>2</sub>-kristallen die bij hoge druk min of meer stabiel zijn). De lange termijn gevolgen voor het

leefmilieu, de effecten op marine ecosystemen en de omstandigheden waarbij een langdurige isolatie van de atmosfeer gewaarborgd is moeten echter nog nader bestudeerd worden.

## 9.2.2 Karakteristieke opties CO<sub>2</sub>-verwijdering

Het afvangen van CO<sub>2</sub> uit gasmengsels is niet nieuw, deze techniek wordt vaak toegepast in de industrie, bijvoorbeeld in kunstmestfabrieken en bij aardgaszuivering. Tientallen CO<sub>2</sub>-verwijderingsprocessen zijn commercieel verkrijgbaar of in het pilot-plant stadium. Deze processen zijn in te delen in chemische of fysische absorptie, adsorptie, uitvriezen of membraanscheiding.

Bij *chemische absorptie* vindt een chemische reactie plaats van CO<sub>2</sub> uit een gasmengsel met een absorbens, vaak een amine (b.v. MEA, MDEA). In een volgende stap wordt bij hogere temperatuur het absorbens geregenereerd en komt het CO<sub>2</sub> in geconcentreerde vorm vrij. Een nadeel van chemische absorptie is de hoge energiebehoefte van de regeneratiestap en het geleidelijk verlies van absorbens. Wanneer CO<sub>2</sub> in het oorspronkelijke gasmengsel reeds in hoge concentraties bij hoge druk aanwezig is, dan is *fysische absorptie* mogelijk door oplossen in een absorbens (b.v. Selexol, Rectisol); een voordeel is de geringere energiebehoefte bij regeneratie door middel van drukverlaging. Een variant is fysische adsorptie waarbij CO<sub>2</sub> onder druk aan een vast materiaal adsorbeert (b.v. actieve kool in PSA); na drukverlaging wordt het bedmateriaal schoongespoeld (b.v. met N<sub>2</sub>) en begint de cyclus opnieuw. *Uitvriezen* (cryogene destillatie) is mogelijk door een CO<sub>2</sub>-houdend gasmengsel, bij voorkeur bij hogere druk, zover af te koelen dat een groot deel van de CO<sub>2</sub> condenseert; een nadeel is dat de energiebehoefte voor compressie en koeling sterk toeneemt naarmate een hogere CO<sub>2</sub>-verwijderingsgraad wordt gewenst. Gebruik van gasscheidingsmembranen voor CO<sub>2</sub>-verwijdering is in ontwikkeling; de levensduur van de membranen in corrosieve omgeving is een belangrijk aandachtspunt.

CO<sub>2</sub>-afvang uit de rookgassen van een aardgas-STEg is mogelijk met een chemisch absorptieproces op basis van een MEA (mono-ethanolamine)-oplossing. Door chemische absorptie daalt het rendement van een STEg anno 2030 van 58 tot ca. 49% (88% CO<sub>2</sub>-afvang).

Wanneer CO<sub>2</sub> door middel van chemische absorptie met MEA wordt afgevangen in een moderne conventionele poederkoolcentrale, waarbij de regeneratiestap is geïntegreerd in de stoomcyclus, dan zou de voor CO<sub>2</sub>-verwijdering en compressie benodigde energie het elektrisch rendement van de centrale met ongeveer een derde doen dalen. Eenzelfde rendementsdaling is te verwachten bij CO<sub>2</sub>-afvang door cryogene destillatie. Gekozen is voor een derde methode, verbranding met een mengsel van O<sub>2</sub> en CO<sub>2</sub> (gedeeltelijke rookgasrecirculatie en verbranding met zuurstof) waarvoor een luchtscheidingsinstallatie en een CO<sub>2</sub>-compressor nodig zijn. Deze techniek biedt voordelen ten opzichte van andere opties. De hoge concentratie van CO<sub>2</sub> in het rookgas (96 vol.%) maakt CO<sub>2</sub>-afscheiding overbodig. Ook neemt het ketelrendement toe. Rookgasrecirculatie met luchtscheiding (O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>-verrijking) heeft in vergelijking met de andere opties de laagste kosten en het hoogste rendement; bij een toekomstige poederkoolcentrale zou het elektrisch rendement dalen van 45 tot 36% (90% CO<sub>2</sub>-afvang).

Een andere mogelijkheid is CO<sub>2</sub>-afvang bij KV-STEG. Bij kolenvergassing wordt een mengsel van CO en H<sub>2</sub> geproduceerd. Door toepassing van een 'shift' reactie met stoom ( $H_2O + CO \rightarrow H_2 + CO_2$ ) kan een hoge CO<sub>2</sub>-concentratie in de gasstroom bereikt worden, waardoor CO<sub>2</sub>-afvang door middel van fysische absorptie met selexol (dimethylether in polyetheenglycol) aantrekkelijk is. Hiervoor is minder energie nodig. Daardoor daalt het netto rendement van de centrale minder en is de kostenstijging geringer dan bij poederkoolcentrales. CO-shift en CO<sub>2</sub>-afvang met Selexol of Sulfinol zijn technieken die op grote schaal in de chemische industrie worden toegepast. Voor een KV-STEG 'anno 2030' kan, bij 88% CO<sub>2</sub>-afvang, een daling van het rendement van 49 tot 43% worden berekend. Andere opties zijn cryogene destillatie of membraanscheiding. Het rendementsverlies is wat groter dan bij CO-shift en fysische absorptie. De combinatie van hoge temperatuur gasreiniging en membraanscheiding geeft vergelijkbare rendementen.

In plaats van CO-shift lijkt ook vergassing in een O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>-mengsel mogelijk, of membraanscheiding en CO<sub>2</sub>-circulatie, met vergelijkbare kosten en rendementen als CO-shift en fysische absorptie.

Nog een stap verder is de mogelijke combinatie van kolenvergassing-STEG met een brandstofcel, een techniek die nog in ontwikkeling is. De brandstofcel zet waterstof uit het kolengasmengsel (CO/H<sub>2</sub>) direct om in elektriciteit, en functioneert daarmee als voorscheiding voor de shift-reactie die ná de brandstofcel plaatsvindt waardoor de CO<sub>2</sub>-concentratie in de afgasstroom toeneemt wat de CO<sub>2</sub>-afvang verder vergemakkelijkt. Met zo'n combinatie lijken hoge elektrische rendementen te behalen, waarbij bovendien het rendementsverlies bij combinatie met CO<sub>2</sub>-afvang zou verminderen. Uitgegaan is van een KV-MCFC waarbij geen recirculatie van kolengas wordt toegepast. Het gas dat de brandstofcel verlaat wordt door middel van de CO-shiftreactie omgezet in waterstof, waarna H<sub>2</sub> wordt afgescheiden met membranen. H<sub>2</sub> wordt vervolgens teruggevoerd naar de brandstofcel. In vergelijking met KV-STEG met CO-shift en fysische CO<sub>2</sub>-absorptie gaat CO<sub>2</sub>-afvang bij dit concept met minder energieverlies gepaard, omdat de (beperkte) CO-shift na de brandstofcel plaatsvindt.

In de tabel 9.1 zijn de uitgangspunten voor het rendement, respectievelijk de kosten van kolen- of gasgestookte elektriciteitscentrales anno 2030 (jaargemiddelde rendement) met 90% CO<sub>2</sub>-afvang weergegeven. De kosten zijn uitgedrukt in guldens 1990. De investeringskosten betreffen een commercieel ontwerp (n<sup>de</sup> installatie), inclusief bouwrente. Voor poederkoolcentrale, STEG, KV-STEG en KV-MCFC zijn de kosten en rendementen vergeleken met en zonder CO<sub>2</sub>-afvang (vergelijk tabel 7.1). Elektriciteitsgebruik voor compressie (tot 60 bar) en transport (per pijpleiding over ca. 100 km) zijn meegerekend in de teruggang van het elektrisch rendement. Naast de investeringskosten zijn vaste onderhouds- en bedieningskosten gegeven. Daarnaast is nog een toename in de variabele kosten van belang, voor hulpstoffen e.d., deze toename varieert van  $f$  0,4 à 0,5 per GJ<sub>e</sub> voor de afvang bij KV-STEG en -MCFC, tot  $f$  0,8 à 0,9 per GJ<sub>e</sub> voor afvang bij gas-STEG en poederkoolcentrale. De levensduur van de installaties is gesteld op 25 jaar. In het model zijn deze afvangprocessen gekarakteriseerd met een negatieve CO<sub>2</sub>-coëfficiënt.

Uit tabel 9.1 komen een duidelijke toename van de investeringskosten en afname van het elektrisch rendement naar voren wanneer bij toekomstige fossiel gestookte elektriciteitscentrales CO<sub>2</sub>-afvang zou worden toegepast.

Hoewel de laatste jaren de voorziene extra kosten en rendementsverlaging, door creatief ontwerp en integratie van (warmte)stromen, een stuk kleiner zijn geworden vergeleken met de eerste systeemstudies op dit gebied, blijft CO<sub>2</sub>-afvang toch vele malen duurder dan emissiebestrijdingstechnieken voor NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub>. De relatieve veranderingen in kosten en rendement in tabel 9.1 zijn in lijn met de bevindingen van een onderzoeksprogramma [30] en systeemberekeningen [48] op dit gebied.

Tabel 9.1 *Uitgangspunten: Kencijfers elektriciteitscentrales met (en zonder) 90% CO<sub>2</sub>-afvang, 2030 [8]*

Centrale	Investering f/kWe	Onderhoud en bediening f/kWe/j	Elektrisch rendement
Aardgas STEG	2250 (1350)	105 (70)	0,49 (0,58)
Poederkoolcentrale	3500 (2150)	123 (88)	0,36 (0,45)
Kolenvergassing STEG	3000 (2400)	125 (105)	0,43 (0,49)
Kolenvergassing MCFC	3150 (2650)	185 (165)	0,50 (0,56)

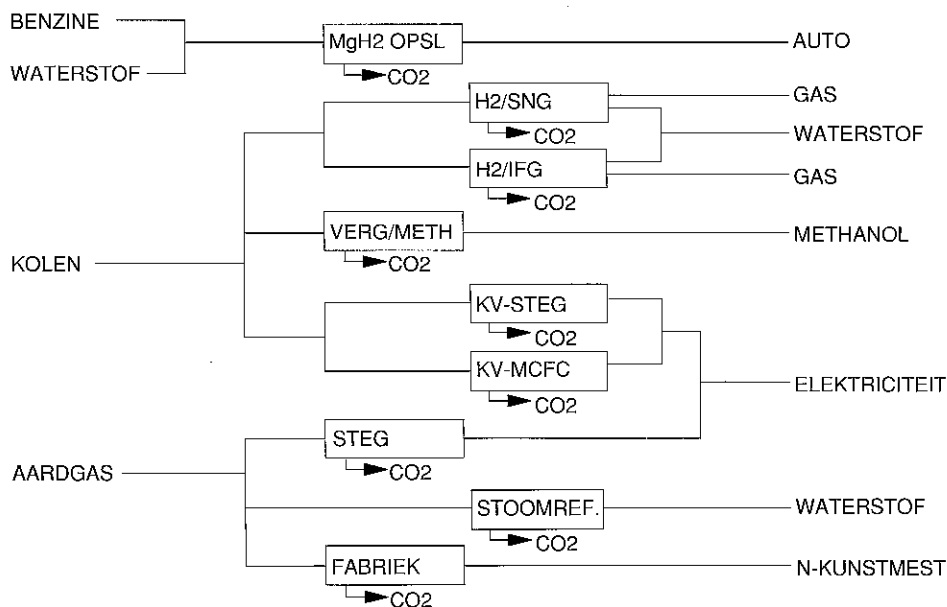
CO<sub>2</sub>-afvang op zich is niets nieuws. De processen worden reeds vele jaren toegepast bij kunstmestproductie. In plaats van bij elektriciteitscentrales is CO<sub>2</sub>-afvang ook mogelijk bij kunstmestfabrieken [53], of bij andere energieomzettingen zoals de productie van waterstof uit aardgas, steenkool of (residuale) olie in de olieraffinaderij, en bij methanolproductie uit steenkool. Deze technieken worden in de volgende § 9.3 en 9.4 beschreven.

In het algemeen zijn de extra kosten voor CO<sub>2</sub>-afvang in deze processen gering (de stap is toch al nodig in het proces), wel moet rekening gehouden worden met het elektriciteitsgebruik voor CO<sub>2</sub>-compressie (50 à 100 kWh/tCO<sub>2</sub>; bij compressie tot 60 bar).

Het overzicht van de CO<sub>2</sub>-afvangmogelijkheden in het model is te zien in figuur 9.1.

In Nederland wordt voor opslag gedacht aan lege aardgasvelden of aquifers. Opslag van CO<sub>2</sub> in de diepe oceaan ligt in Nederland niet zo voor de hand omdat de diepe oceaan ver weg is, en vanwege het lange afstand transport met pijpleidingen en/of koelschepen dat nodig zou zijn; nog afgezien van de onzekerheden over de lange termijn gevolgen voor marine ecosystemen.

Lege aardgasvelden zijn ruim voorhanden, en er kan geprofiteerd worden van de jarenlange ervaring in de olie- en gasindustrie met gebruik van CO<sub>2</sub> bij tertiaire oliewinning. De opslagkosten in (bijna) lege velden zijn relatief laag wanneer nog gebruik gemaakt kan worden van de bestaande produktielokatie en boorput, daarbij zou de mogelijkheid van tertiaire aardgaswinning eveneens een rol kunnen spelen; indien CO<sub>2</sub>-opslag wordt gestart vlak voordat het aardgasveld leeg is, is een toename van de cumulatieve gasproductie met enkele procenten niet uitgesloten.



Figuur 9.1 Overzicht CO<sub>2</sub>-afvangmogelijkheden

Voor Nederland is uitgegaan van compressie van afgevangen CO<sub>2</sub> tot 100 bar en ondergrondse opslag in een leeg aardgasveld of aquifer. Daarbij is van belang welke opslagcapaciteit mogelijk kan zijn in de zichtperiode van het jaar 2000 tot 2040.

De theoretische opslagcapaciteit is ongeveer 10 GtCO<sub>2</sub> in lege aardgasvelden en 1,2 tot meer dan 100 GtCO<sub>2</sub> in aquifers; in totaal dus 100 tot 700 maal de huidige CO<sub>2</sub>-emissie in Nederland. Hoewel opslagcapaciteit in Nederland op lange termijn dus geen probleem lijkt, zijn de opslagmogelijkheden tot 2040 kleiner. Het Groningen gasveld is dan nog niet beschikbaar.

Tabel 9.2 Theoretische opslagcapaciteit in Gasvelden in Nederland [31]

Reservoir	Aardgasvolume miljard m <sup>3</sup>	CO <sub>2</sub> -opslagcapaciteit GtCO <sub>2</sub>
Groningen	2508	7,7
Overig on-shore	429	1,3
Off-shore	477	1,5

De opslagcapaciteit in aquifers in Nederland is nog onduidelijk. Op het eerste gezicht is deze geschat op 40 à 82 GtCO<sub>2</sub>, echter wanneer men rekening houdt met de geologische beperking van de aanwezigheid van een natuurlijke ondergrondse barrière tegen ontsnapping vermindert dit tot 2,5 à 10 GtCO<sub>2</sub>. Rekening houdend met de te verwachten vullingsgraad op basis van extrapolatie van gegevens voor een deel van de Nederlandse ondergrond zou de maximale effectieve opslagcapaciteit 1,2 GtCO<sub>2</sub> zijn [30]. Bij deze schattingen is geen rekening gehouden met eventuele bovengrondse beperkingen; aan de andere kant is alleen het Nederlands landoppervlak meegerekend, bij uitbreiding tot het Nederlands deel van het continentaal plat zou de opslagcapaciteit veel groter worden. Zodoende kan de schatting voor aquifers van 1,2 GtCO<sub>2</sub> als ondergrens beschouwd worden.

De opslagcapaciteit van aardgasreservoirs en aquifers in Nederland bedraagt volgens de huidige inzichten dus ruim 10 GtCO<sub>2</sub> (tabel 9.2). Het Groningen-veld, met een aandeel van 65%, blijft echter tot het midden van de volgende eeuw aardgas produceren. Dit geldt niet voor de overige aardgasvelden die versneld worden geëxploiteerd om het Groningen-veld zo lang mogelijk als 'swing-producer' te kunnen gebruiken. Tot 2040 is ca. 3,6 GtCO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit beschikbaar in deze aardgasvelden en in aquifers (overeenkomend met ruim 22 maal de Nederlandse huidige nationale CO<sub>2</sub>-emissie). Een deel van de lege aardgasvelden is misschien niet beschikbaar vanwege andere bestemmingen. Voor de berekeningen in dit rapport is aangenomen dat in de periode tot 2040 naar schatting 2,7 GtCO<sub>2</sub> werkelijk kunnen worden gerealiseerd, aangenomen dat CO<sub>2</sub>-verwijdering economisch haalbaar blijkt. Deze hoeveelheid van 2,7 GtCO<sub>2</sub>, die in de periode 2010-2040 kan worden opgeslagen, is als maximum begrenzing meegenomen in de berekeningen voor de gehele zichtperiode, met een jaarlijkse limiet opgesplitst in opslag in on-shore gasvelden enerzijds en off-shore gasvelden en aquifers anderzijds, in een verhouding van respectievelijk 1:3. Aangenomen is dat opslag in off-shore gasvelden en aquifers ca. *f* 10/ton CO<sub>2</sub> meer kost dan opslag in on-shore aardgasvelden.

### 9.2.3 Berekeningsresultaten CO<sub>2</sub>-verwijdering

In de basisberekeningen zonder CO<sub>2</sub>-plafonds vindt uiteraard geen CO<sub>2</sub>-verwijdering plaats, afgezien van de huidige capaciteit bij kunstmestfabrieken van 0,2 MtCO<sub>2</sub>/j.

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-80%, maken CO<sub>2</sub>-verwijdering al snel aantrekkelijk. Figuur 9.2 geeft een voorbeeld van de benutting van de opslagcapaciteit voor het scenario GZ in het jaar 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds.

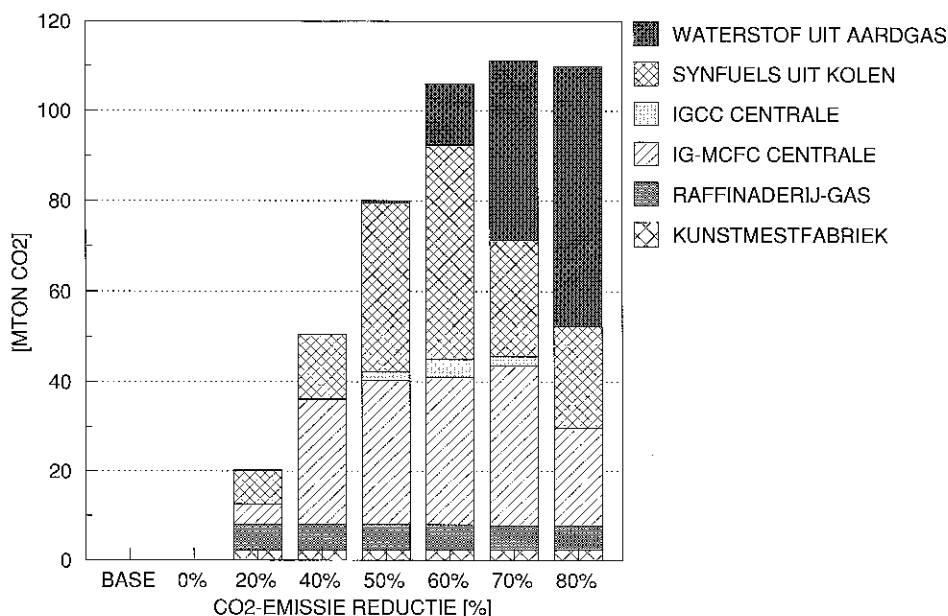
Van stabilisatie (0%) tot 50% CO<sub>2</sub>-reductie neemt de CO<sub>2</sub>-verwijdering snel toe; de kolencentrales worden voorzien van CO<sub>2</sub>-verwijdering; daarbij gaat de voorkeur uit naar de kolenvergassing(IG)-MCFC-techniek, die naar verwachting tegen die tijd is ontwikkeld, waarbij het elektrisch rendement en de rendementsvermindering door CO<sub>2</sub>-afvang gunstiger zijn dan bij de KV-STEG-centrale (IGCC). Daarnaast wordt ook CO<sub>2</sub>-verwijderd bij omzetting van kolen in synthetische brandstoffen, zoals methanol en waterstof. Bij kunstmestfabrieken en bij waterstofproductie in olieraffinaderijen, waar CO<sub>2</sub>-afvang reeds te doen gebruikelijk is, wordt CO<sub>2</sub> verwijderd tot een maximum, in verhouding tot de productie van kunstmest en raffinaderijgas.

Bij de verdergaande CO<sub>2</sub>-reductie (50 tot 80%) wordt de gestelde cumulatieve limiet aan de CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit (2,7 GtCO<sub>2</sub>) van belang, waarbij de voorkeur uitgaat naar technieken waar per hoeveelheid energie minder CO<sub>2</sub>-verwijdering nodig is, met name bij productie van waterstof uit aardgas. Dit gaat eerst ten koste van synthetische brandstoffen (waterstof) uit kolen, en dan ten koste van CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kolencentrales, waarbij de verder toenemende elektriciteitsproductie tot stand komt door toename van industriële warmte/kracht, brandstofcellen en geavanceerde gastechnieken (zie ook figuur 6.7 en figuur A.7.2) met waterstof, geproduceerd uit aardgas met CO<sub>2</sub>-verwijdering, als brandstof.



Tussen de scenario's DZ/K en GZ/K onderling zijn verschillen, hoewel de trend overeenkomstig is. De opgelegde CO<sub>2</sub>-plafonds zijn in GZ/K minder problematisch dan in DZ/K (vergelijk figuur 3.6). Daardoor vindt de introductie van CO<sub>2</sub>-verwijdering in DZ reeds plaats bij CO<sub>2</sub>-stabilisatie, en laten de beperkingen van de opslagcapaciteit zich sterker gelden, waardoor behalve bij waterstof uit aardgas ook CO<sub>2</sub>-verwijdering bij gas-STEAG aantrekkelijk wordt. In de scenario's met kernenergie is CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kolencentrales minder aantrekkelijk.

In bijlage A is dezelfde figuur 9.2 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.3 en § 10.4.



Figuur 9.2 Benutting CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit, scenario GZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

## 9.3 Methanol

### 9.3.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

Momenteel bedraagt de productie van methanol in Nederland ca. 0,6 Mton/jaar. Hiervoor wordt aardgas als grondstof gebruikt. De geproduceerde methanol wordt voornamelijk gebruikt voor de productie van formaldehyde, azijnzuur etc. De wereldproductie bedraagt ca. 20 Mton/jaar, waarvan 3 Mton voor energiedoeleinden wordt gebruikt, zoals het mengen van kleine hoeveelheden methanol met benzine en als grondstof bij de productie van MTBE (Methyl Tertiair Butyl Ether) het antiklop middel ter vervanging van TEL (Tetra Ethyl Lood) in loodvrije benzine. Op langere termijn wordt rekening gehouden met een toenemend gebruik van methanol als energiedrager, met name als motorbrandstof ter vervanging van benzine of diesel.

Methanol kan niet alleen uit aardgas worden geproduceerd, maar ook uit residu-olie, kolen of biomassa. Daarnaast is het mogelijk de bij methanolproductie vrijkomende CO<sub>2</sub> (procesemissies) met een hoge efficiency af te vangen en op te slaan in lege aardgasreservoirs of aquifers (zie vorige § 9.2).

### 9.3.2 Karakteristieken opties methanolproductie

De opties voor methanolproductie die in beschouwing zijn genomen zijn de volgende. Productie kan plaatsvinden uit:

- aardgas
- residu-olie
- kolen
- kolen, door gecombineerde methanol- en elektriciteitsproductie
- biomassa (stro).

Methanolproductie op basis van aardgas is momenteel stand der techniek. Wel vindt nog veel ontwikkelingswerk plaats, waardoor de omzetting steeds efficiënter wordt. Er is aangenomen dat het rendement van omzetting van aardgas in methanol naar verwachting toeneemt van 63% in 1990 tot 75% in 2030. Deze rendementswinst is toe te schrijven aan efficiëntere productie van synthesesgas en efficiëntere synthese (lage druk, weinig recompressie).

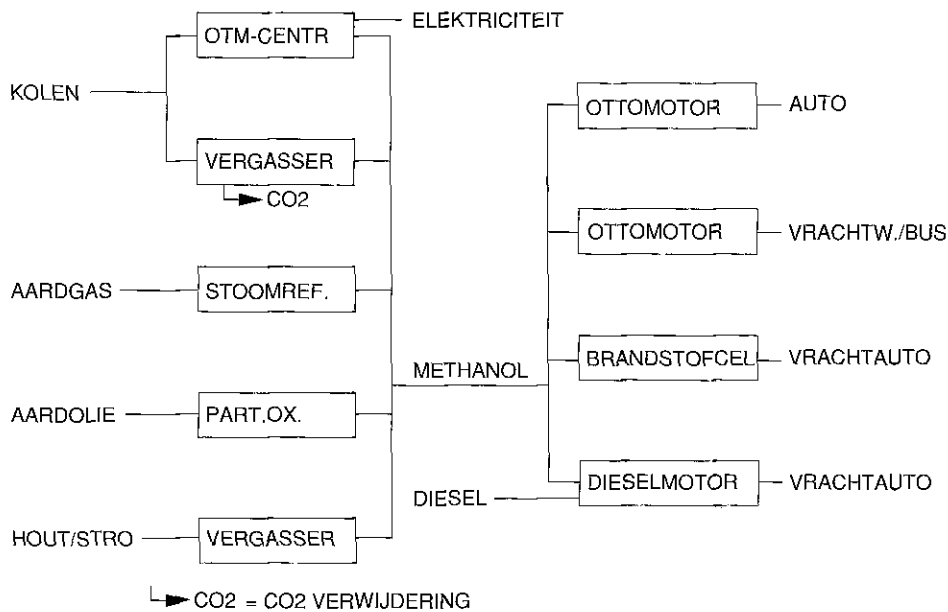
Voor productie van methanol uit residu-olie geldt dat de productie van synthesesgas minder efficiënt is dan bij aardgas. Immers, er is meer zuurstof nodig voor de partiële oxidatie van residu-olie. Ook vindt enig energieverlies plaats bij CO-shift (de reactie van CO met stoom tot waterstof en CO<sub>2</sub>). Aangenomen is dat het omzettingsrendement toeneemt van 65% in 2000 tot 69% in 2030.

Productie van methanol uit kolen vindt op een aantal plaatsen in de wereld op commerciële schaal plaats. De hiervoor ontwikkelde kolenvergassingsprocessen zijn dezelfde die in aanmerking kunnen komen voor geïntegreerde kolenvergassing en elektriciteitsopwekking (KV-STEG). In vergelijking met residu-olie is het zuurstofverbruik hoger en moet een groter deel van de geproduceerde CO met de CO-shift reactie worden omgezet in waterstof. Daarom is aangenomen dat het energetisch rendement niet meer bedraagt dan 63% in 2030. Aangenomen is dat *CO<sub>2</sub>-afvang* mogelijk is bij nieuw te bouwen installaties voor methanolproductie uit kolen.

Een andere mogelijkheid voor productie van methanol uit kolen is de route kolenvergassing - STEG/'Once-Through-Methanol', afgekort KV-STEG/OTM. Het gaat hierbij om een KV-STEG installatie, die de mogelijkheid biedt om bij deellast (bijvoorbeeld 's nachts, wanneer er weinig vraag naar elektriciteit is) het kolengas direct naar een methanolsynthesereactor te leiden en het uittredende gas naar de gasturbine. Doordat recompressie van het synthesesgas achterwege blijft is het omzettingsrendement relatief hoog, namelijk ca. 70%.

De laatstgenoemde optie betreft productie van methanol door thermische vergassing van houtachtige biomassa, zoals stro. Hiervoor bestaat nog geen commercieel proces, maar de verwachting is dat een dergelijk proces rond 2000 beschikbaar kan komen. Het omzettingsrendement is geschat op 55% [13].

Een overzicht van de mogelijkheden voor methanolproductie is te zien in figuur 9.3. De gebruiksopties in de transportsector zijn weergegeven in figuur 5.1 en 5.5., daarnaast is een hoeveelheid methanol nodig voor de industrie als grondstof. In tabel 9.3 zijn de voornaamste karakteristieken opgenomen van de opties voor methanolproductie samengevat.



Figuur 9.3 Overzicht mogelijkheden methanol-productie en gebruik

Tabel 9.3 Uitgangspunten: Kencijfers methanolproductietechnieken op basis van fossiele energiedragers en biomassa (stro), 2030 [8,13]

	Aardgas	Olie	Kolen	KV-STEG- /OTM	Stro
Investeringskosten (fl/GJ/jaar)	16	32	37,3	*	56
Rendement in 2030 (%)	75	69	63	70	55
Introductie			2005	2010	
Additionele investering voor CO <sub>2</sub> -verwijdering (fl/GJ/jaar)			2,4		

\* De investeringskosten voor KV-STEG/OTM zijn uitgedrukt in fl/kWe, zie tabel 7.1.

De overige investeringskosten hebben betrekking op de jaarlijkse brandstofinzet (aardgas, olie, kolen of stro) (f/GJ per jaar). Naast investeringskosten zijn nog jaarlijkse kosten voor onderhoud en bediening meegerekend, overeenkomend met 10% van de investering. De levensduur van de installaties is gesteld op 20 jaar.

### 9.3.3 Berekeningsresultaten methanol

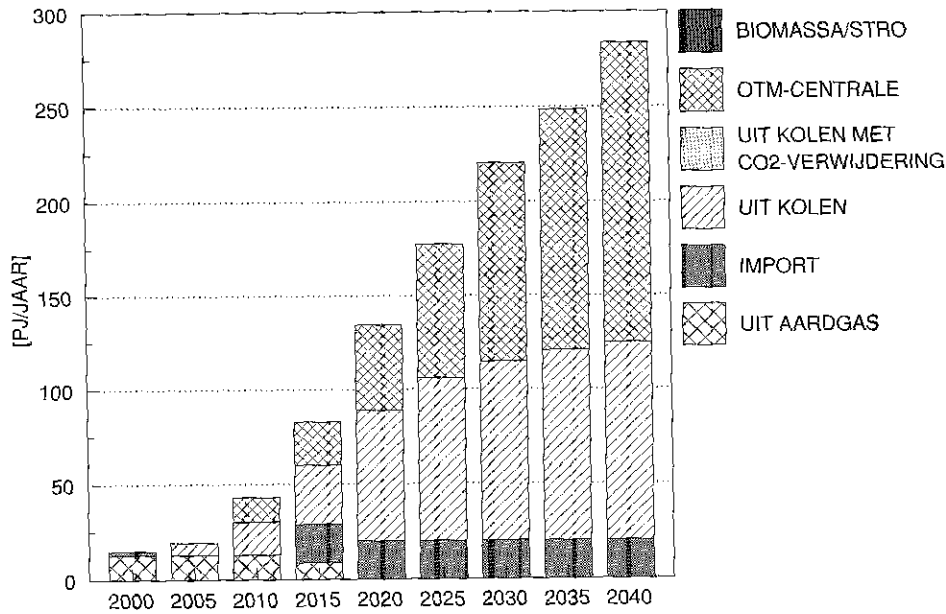
In de basisberekening zonder CO<sub>2</sub>-plafond blijkt de productie c.q. import van methanol sterk toe te nemen. In 2030 bedraagt de som van methanolproductie en -import ca. 220 PJ. Zodra productie van methanol uit kolen mogelijk is, wordt overgeschakeld van aardgas op kolen als energiedrager. De voornaamste bron van methanol is het KV-STEG/OTM proces. Daarnaast vindt productie plaats in 'dedicated' kolenmethanol fabrieken. Tenslotte vindt enige import van methanol plaats (figuur 9.4). Methanolproductie op basis van kolen zou dus een belangrijke plaats kunnen gaan innemen in de productie van motorbrandstoffen; dit resultaat komt overeen met de bevindingen van eerdere studies [3,14].

Bij toepassing van een CO<sub>2</sub>-plafond neemt de productie van methanol af (figuur 9.5). Bij 50% CO<sub>2</sub>-reductie is de som van productie en import gehalveerd ten opzichte van de situatie zonder CO<sub>2</sub>-plafond. Verder neemt de productie met het KV-STEG/OTM proces af ten gunste van 'dedicated' methanolproductie uit kolen met CO<sub>2</sub>-verwijdering. Deze omslag is al volledig bij 20% CO<sub>2</sub>-reductie. Naarmate de CO<sub>2</sub>-emissiereductie toeneemt, neemt de rol van methanol verder af. Ook wanneer CO<sub>2</sub>-verwijdering bij methanolproductie uit kolen wordt toegepast, blijft methanol een directe CO<sub>2</sub>-emissie leveren van 70 g/MJ, bijna evenveel als de CO<sub>2</sub>-emissie bij benzine of diesel. Een stringenter CO<sub>2</sub>-plafond zal dus, net als bij benzine en diesel, leiden tot verdringing van methanol door andere laag-CO<sub>2</sub> brandstoffen zoals waterstof. Ook bij import van methanol is met een CO<sub>2</sub>-emissie van 70 g/MJ gerekend.

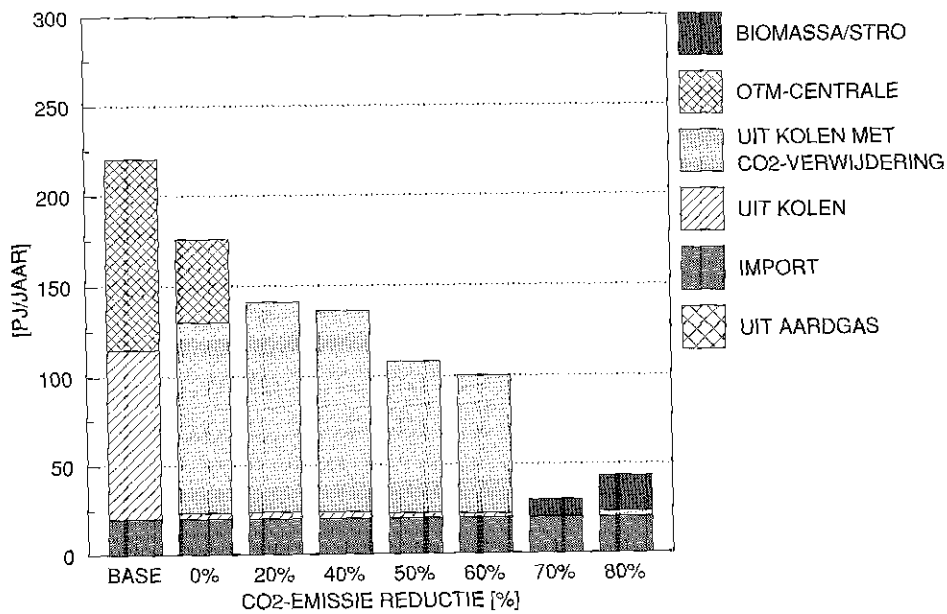
Tenslotte kan worden opgemerkt dat onder de voorwaarde van zeer stringente CO<sub>2</sub>-reductie productie van methanol uit biomassa lonend wordt, tot aan het gestelde maximum bij de productie (§ 8.3). Bij methanol uit biomassa treedt netto nauwelijks CO<sub>2</sub>-emissie op, emissie bij verbranding van de brandstof wordt gecompenseerd door de CO<sub>2</sub>-opname uit de atmosfeer bij aangroei van de biomassa, er is alleen een geringe emissie samenhangend met het energiegebruik in de landbouw bij biomassaproductie.

De rol van methanol als energiedrager blijft ook bij extreme CO<sub>2</sub>-plafonds nog bescheiden, mede doordat tegelijkertijd een verschuiving optreedt in methanolgebruik, van verbrandingsmotoren naar brandstofcelvoertuigen met een tweemaal zo hoog omzettingsrendement (zie figuur 5.6), zodat minder methanol nodig is om dezelfde transportprestatie te vervullen.

In bijlage A zijn dezelfde figuur 9.4 en 9.5 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.



Figuur 9.4 Ontwikkeling methanolproductie, scenario DZ, periode 2000-2040



Figuur 9.5 Methanolproductie, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

## 9.4 Waterstof

### 9.4.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

Waterstof wordt wereldwijd op grote schaal geproduceerd uit aardgas en aardolie. Van de totale mondiale productie van 5000 PJ per jaar is minder dan 1% afkomstig van elektrolyse van water (waterkracht). Bij aardolieraffinage komt waterstof niet alleen vrij, maar wordt ook in toenemende mate gebruikt voor het 'lichter' maken van de barrel. Daarnaast wordt waterstof gebruikt voor ammoniaksynthese (zie ook § 6.4). De verwachting is dat het energetisch gebruik van waterstof na de eeuwwisseling sterk kan toenemen.

### 9.4.2 Karakteristieke opties waterstofproductie

De mogelijkheden voor waterstofgebruik zijn al in de vorige hoofdstukken aan de orde geweest, zie ook [12]. In deze paragraaf gaat het om de technieken voor waterstofproductie [8].

Waterstof kan worden geproduceerd op basis van:

- aardgas,
- residue-olie,
- kolen (twee processen),
- thermochemisch met hoge temperatuurwarmte van de HTGR,
- fotonvoltaïsche zonneënergie met elektrolyse van water.

De productie van waterstof door stoomreforming van aardgas vindt thans op grote schaal plaats. Door verdere technische ontwikkeling kan het omzettingsrendement naar verwachting toenemen tot 80% in 2030. De partiële oxidatie van residue-olie en CO-shift vergt meer energie, zodat het omzettingsrendement geschat is op 75% in 2030.

Voor productie van waterstof uit kolen zijn twee processen beschouwd:

- Gecombineerde productie van H<sub>2</sub> en SNG (Substitute Natural Gas)
- Gecombineerde productie van H<sub>2</sub> en MCG (midden calorisch gas)

Het 'overall' rendement van beide processen bedraagt in de orde van 70-75%, waarvan 53-57% in de vorm van waterstof. Voor de vier genoemde productietechnieken is de optie van afvang en opslag van CO<sub>2</sub> voorzien. Evenals bij de methanolproductie uit kolen gaat het hierbij om nieuw te bouwen installaties. Voor andere CO<sub>2</sub>-verwijderingsopties zie § 9.2.

De vijfde optie betreft thermochemische waterstofproductie met hoge temperatuur warmte van de HTGR. Deze optie wordt o.a. in Japan onderzocht. Over de technische realisatie bestaat nog onzekerheid. De kosten zijn tentatief geschat; voorsnog lijken deze kosten prohibitief hoog te zijn.

Productie van waterstof met zonnecellen en elektrolyse van water in de Sahara is een 'back-stop'-optie die in diverse Europese landen is verkend. Deze optie is duurder dan de genoemde fossiele alternatieven, maar heeft als voordelen

de onafhankelijkheid van fossiele energie en het volledig ontbreken van CO<sub>2</sub>-emissie. Bovendien is het potentiële aanbod zeer groot, rekening houdend met het beschikbare woestijnoppervlak.

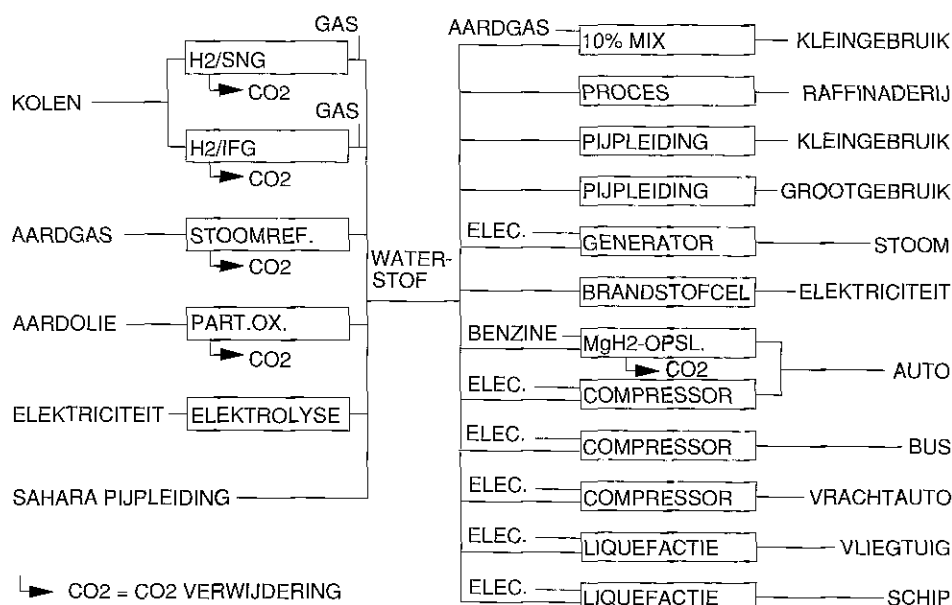
Wat betreft kosten voor de niet-fossiele waterstofproductietechnieken is nog op te merken dat deze uiteindelijk weinig verschil vertonen, omdat voor de Sahara-optie een lange levensduur en relatief lage kosten van onderhoud en bediening zijn verondersteld.

In tabel 9.4 zijn de voornaamste karakteristieken opgenomen van de diverse opties voor productie c.q. import van waterstof.

Tabel 9.4 *Uitgangspunten: Kencijfers waterstofproductietechnieken 2030*  
[8]

	Aardgas	Olie	Kolen H <sub>2</sub> /SNG	Kolen H <sub>2</sub> /MCG	HTGR	Zon
Investeringskosten (fl/GJ/jaar)	12	29	33	32,7	480	515
Rendement in 2030 (%)	80	75	53/18	57/16	50	83,6
Introductie			2010	2010	2010	2010
Additionele investering voor CO <sub>2</sub> -verwijdering (fl/GJ/jaar)	2,1	4,7	3,9	54,0		

De overige investeringskosten hebben betrekking op de jaarlijkse brandstofinzet (aardgas, olie of kolen) (f/GJ per jaar). Naast investeringskosten zijn nog jaarlijkse kosten voor onderhoud en bediening meegerekend, overeenkomend met 10% van de investering. De levensduur van de installaties is gesteld op 20 jaar. Voor waterstofproductie met zonne-energie is een percentage voor onderhoud en bediening gehanteerd van 4% en een levensduur van 30 jaar.



Figuur 9.6 Overzicht mogelijkheden waterstofproductie en -gebruik

### 9.4.3 Berekeningsresultaten

Tot aan 20% CO<sub>2</sub>-reductie is de waterstofproductie beperkt tot ca. 40 PJ/j voor voornoemde industriële toepassingen (figuur 9.7).

Bij 40% CO<sub>2</sub>-reductie neemt de waterstofproductie toe. Om een lage 'overall' CO<sub>2</sub>-emissie te bereiken wordt CO<sub>2</sub> bij de waterstofproductie uit kolen of aardgas verwijderd en opgeslagen in lege aardgasreservoirs. Deze tendensen zetten door bij toenemende CO<sub>2</sub>-reductie. Daarbij wordt kolen steeds meer vervangen door aardgas in verband met beperkingen wat betreft de CO<sub>2</sub>-opslag: bij 70% reductie is de waterstofproductie volledig op aardgas gebaseerd. Tenslotte vindt bij 80% CO<sub>2</sub>-reductie een marginale import van waterstof in de Sahara plaats.

De waterstof penetreert bij verdergaande CO<sub>2</sub>-plafonds in steeds meer toepassingsgebieden, achtereenvolgens: brandstofcellen voor industriële WKK, vliegtuigen en schepen, levering aan gebruikers (gebouwde omgeving, industrie) via het gasnet, en tenslotte als brandstof voor het wegverkeer (figuur 9.8). Met 1400 PJ/j bij 80% CO<sub>2</sub>-reductie neemt waterstof dan het grootste deel van de Nederlandse energievoorziening voor z'n rekening.

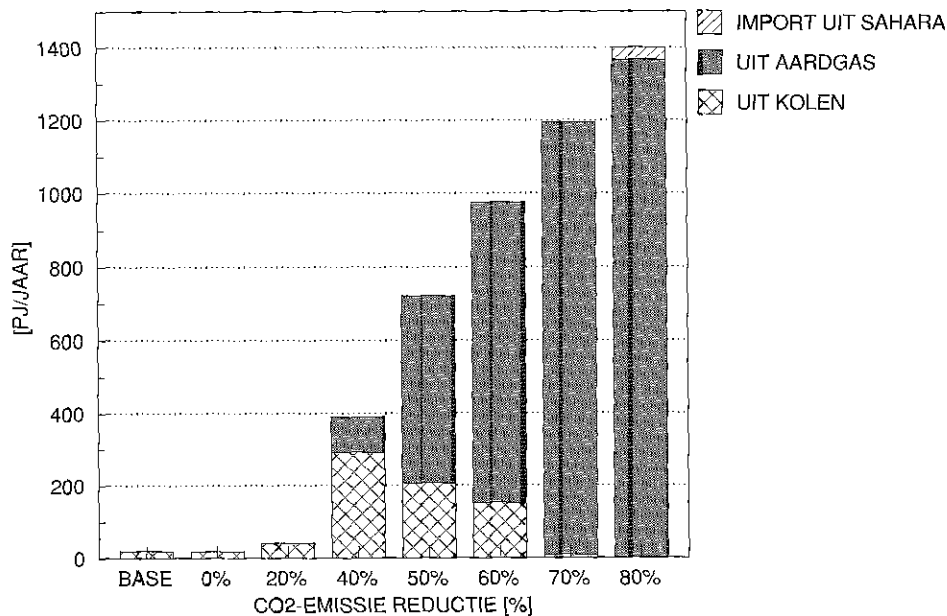
Belangrijk verschil in de scenariovarianten met kernenergie is de minder prominente plaats, of zelfs afwezigheid, van waterstofgebruik in brandstofcellen voor industriële WKK.

Van belang is een mogelijke doorbraak op het gebied van brandstofcellen. Bij toepassing van brandstofcellen in auto's zou, zoals eerder besproken (§ 5.2), niet alleen een aanzienlijke reductie van de uitworp van NO<sub>x</sub>, CO en CH<sub>x</sub> met zich meebrengen, maar ook van de 'overall' CO<sub>2</sub>-emissie. Dezelfde overwegingen gelden ten aanzien van de inzet van waterstof in de luchtvaart (§ 5.4), met als nevenvoordeel dat vloeibare waterstof per GJ energie lichter is dan

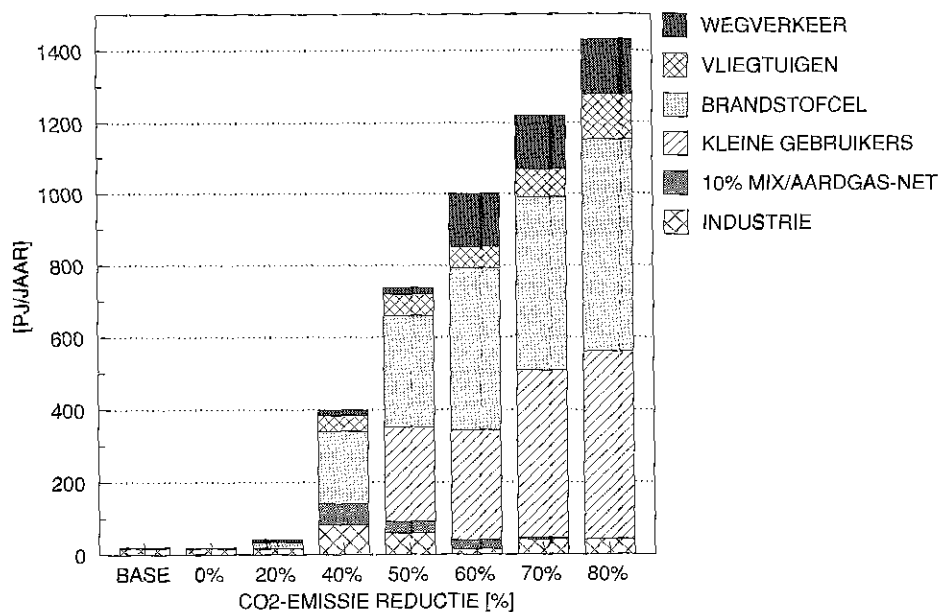


kerosine. Waterstof kan ook worden toegepast in brandstofcellen voor warmte/kracht-toepassingen ter vervanging van gasturbines en gasmotoren (§ 6.2 en 7.2).

In bijlage A zijn dezelfde figuur 9.7 en 9.8 opgenomen voor de andere varianten/scenario's. Voor een vergelijkend overzicht van het CO<sub>2</sub>-belang van technieken in deze en andere sectoren wordt verwezen naar § 10.4.



Figuur 9.7 Waterstofproductie, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



Figuur 9.8 Waterstofgebruik, scenario DZ 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

## 10. BRANDSTOFMIX EN BIJDRAGE OPTIES

### 10.1 Inleiding

In de vorige hoofdstukken is in detail bekeken welke invloed nationale CO<sub>2</sub>-plafonds kunnen uitoefenen op de nationaal-economisch gezien optimale inzet van brandstoffen en technieken in verschillende sectoren.

Daarnaast is het interessant meer 'generiek' te kijken naar de invloed van CO<sub>2</sub>-plafonds op macroschaal, zoals naar de veranderingen in de verdeling van primaire energiedragers voor Nederlandse energievoorziening (§ 10.2), naar de bijdrage van gegroepeerde opties aan CO<sub>2</sub>-reductie (§ 10.3) en naar het belang van (nieuwe) technieken voor CO<sub>2</sub>-reductie en de kritische factoren die bij introductie daarvan een rol spelen (§ 10.4). Tenslotte wordt nog kort aandacht besteed aan andere studies en systeemgrenzen op het gebied van beperking van broeikasgasemissies in Nederland (§ 10.5).

### 10.2 Primaire energievoorziening

#### 10.2.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

De Nederlandse energievoorziening wordt reeds enkele decennia in sterke mate bepaald door aardgas. Ongeveer de helft van de primaire energievoorziening is afkomstig van aardgas, en de binnenlandse aardgasvoorraad is nog voldoende om dit langere tijd vol te houden. In andere Europese landen is het gasaandeel belangrijk lager, hoewel ook daar de laatste jaren een toename van aardgasgebruik plaatsvindt door uitbreiding van het gasnet in de gebouwde omgeving, en door gasgestookte elektriciteitscentrales.

Het aandeel van steenkool is momenteel gering. Deze brandstof wordt in Nederland bijna alleen voor elektriciteitscentrales gebruikt, binnen deze sector is het aandeel dan ook groter. In andere Europese landen wordt veel steenkool in de industrie gebruikt en in mindere mate in de gebouwde omgeving. Het aandeel kernenergie en duurzame bronnen in de huidige Nederlandse energievoorziening is gering.

Het aandeel van aardolie in de primaire energievoorziening wijkt weinig af van andere Europese landen. De transportsector draait bijna volledig op aardolie(produkten). In Nederland wordt aardolie daarnaast als grondstof gebruikt, in andere landen is gebruik in de gebouwde omgeving en in de industrie van meer belang.

#### 10.2.2 Karakteristieken opties brandstofmix

CO<sub>2</sub>-reductie kan de primaire energievoorziening beïnvloeden, de kostenoptimale samenstelling van het brandstofpakket, zoals berekend door het model, kan veranderen door het opleggen van CO<sub>2</sub>-plafonds aan de nationale ener-

giehuishouding. Daarbij zijn verschillende factoren van belang, zoals de specifieke CO<sub>2</sub>-emissies van verschillende brandstoffen, het energetisch rendement van brandstofgebruik, mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-verwijdering, invloed van de brandstofprijs, met name de aardgasprijs en de beperkte inzetbaarheid van afzonderlijke primaire energiedragers.

Door verschillen in koolstof- en waterstofgehalte zijn de CO<sub>2</sub>-coëfficiënten van primaire energiedragers verschillend. De specifieke CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding van steenkool (94 g/MJ) is bijna 2x zo groot als bij verbranding van aardgas (56 g/MJ). Olie zit tussen beide in (73 g/MJ; tabel 3.1). Bij kernenergie en bij duurzame bronnen is de directe CO<sub>2</sub>-emissie nihil. Substitutie van brandstof is een mogelijkheid de CO<sub>2</sub>-emissie te beperken.

Let wel, het gaat hier om de directe emissies. De indirecte CO<sub>2</sub>-emissies die in de brandstofketen optreden zijn, voorzover deze buiten Nederland plaatsvinden, in dit rapport niet meegenomen in de berekeningen. Datzelfde geldt voor de emissie van niet-CO<sub>2</sub> broeikasgassen. In de Nederlandse situatie zijn deze indirecte CO<sub>2</sub>-emissies en emissies van andere broeikasgassen weliswaar klein vergeleken met de directe CO<sub>2</sub>-emissie vanuit fossiele brandstoffen, maar verschillen per brandstof kunnen de optiek van beperking van het broeikaseffect de brandstofpreferentie wel beïnvloeden, zie ook § 10.5.

De energetische omzettingsrendementen kunnen variëren bij verschillende primaire energiedragers. Met name is het energetisch rendement bij aardgas vaak hoger dan bij gebruik van steenkool. Door het gasvormige karakter van aardgas is omzetting mogelijk met hoger rendement (bijvoorbeeld door middel van brandstofcellen, warmtepompen, HR-ketels, STEG's) dan bij kolen het geval is (zie hoofdstukken 4,6 en 7). Een hoger omzettingsrendement beperkt de emissie per hoeveelheid nuttige energie.

Bij fossiele brandstoffen kan CO<sub>2</sub>-verwijdering tijdens de energie-omzetting een mogelijkheid zijn de emissie te beperken. Hoewel CO<sub>2</sub>-verwijdering het meest zoden aan de dijk zet bij de brandstoffen met de hoogste CO<sub>2</sub>-coëfficiënt, zoals steenkool, kunnen beperkingen in de CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit leiden tot een voorkeur voor CO<sub>2</sub>-verwijdering bij brandstoffen met een lagere CO<sub>2</sub>-coëfficiënt en hoger energetisch omzettingsrendement, zoals aardgas (zie ook hoofdstuk 9). CO<sub>2</sub>-verwijdering dient bij voorkeur in grootschalige installaties te worden toegepast.

Door de verschillen in specifieke CO<sub>2</sub>-emissies en energetisch rendement zou de vraag naar afzonderlijke primaire energiedragers kunnen veranderen bij CO<sub>2</sub>-reductie. Via de wet van vraag en aanbod kunnen zodoende ook de onderlinge prijsverhoudingen veranderen, waardoor een energiedrager weer meer of minder aantrekkelijk kan worden.

Bij de prijs van aardolie, steenkool en uranium speelt dit mechanisme een ondergeschikte rol. Gebruik van aardolie vindt in Nederland plaats voor transport en als grondstof voor de petrochemische industrie, waar de brandstof bijna een monopoliepositie heeft. Een relatieve olieprijsverhoging zal hier geen verandering teweegbrengen.

Steenkool wordt in Nederland eigenlijk alleen voor elektriciteitsopwekking gebruikt. De steenkool wordt geïmporteerd, de kolenprijs is bepaald in lange

termijn contracten, de transportkosten maken een belangrijk deel van de kolenprijs uit [3]. Vanuit CO<sub>2</sub>-optiek is gebruik van steenkool niet aantrekkelijk, maar de prijs kan nauwelijks omlaag.

De uraniumprijs heeft nauwelijks invloed, de kosten van elektriciteitsproductie met een kerncentrale worden maar voor een klein deel door de kostprijs van uranium bepaald.

Bij de aardgasprijs zijn wel verschuivingen mogelijk. Vanwege de lage CO<sub>2</sub>-coëfficiënt en het hoge omzettingsrendement is aardgas voor veel Europese landen een aantrekkelijk alternatief vanuit CO<sub>2</sub>-reductie-optiek. De winningskosten van aardgas zijn maar een gering deel van de verkoopprijs; de gasprijs is vooral bepaald in relatie tot de olie- en steenkoolprijs. Wanneer Europese landen (meer) aardgas gaan gebruiken, is te verwachten dat de gasprijs zal gaan stijgen. Hoeveel precies is moeilijk te voorspellen. Diverse (potentiële) gas-exporteurs (Algerije, Midden-Oosten, Nigeria, Rusland) zouden meer gas kunnen gaan verkopen tegen nog onbekende prijs. Tevens speelt een rol dat binnen Europa een aantal landen belangrijke hoeveelheden aardgas produceren (Engeland, Nederland, Noorwegen) met onbekende prijstactiek. Voor Nederland mag niettemin worden aangenomen dat de importprijs van aardgas zal toenemen, wanneer in de ons omringende landen en elders de vraag naar aardgas zou toenemen, bijvoorbeeld als gevolg van CO<sub>2</sub>-reductie. Om dit verwachte fenomeen rekenschap te geven is in de berekeningen aangenomen dat de toename van gasgebruik vergeleken met het gasgebruik in de basisberekening, met een hogere prijs gepaard gaat: de eerste 10% extra gasgebruik tegen een 10% hogere gasprijs, en al het verdere extra gasgebruik tegen een 25% hogere gasprijs, vergeleken met de basisgasprijs in het betreffende scenario in de betreffende periode (zie figuur 2.3).

Vanwege de afwezigheid van (directe) CO<sub>2</sub>-emissie bij kernenergie en duurzame bronnen, zijn deze primaire energiedragers aantrekkelijk als het om CO<sub>2</sub>-reductie gaat. De toepasbaarheid van deze energiedragers in de Nederlandse energiehuishouding kent evenwel *zekere beperkingen*. De scenariovarianten zijn steeds met en zonder kernenergie berekend, en in de scenariovarianten met is een maximum kernenergievermogen voor de Nederlandse energiehuishouding van 15 GWe verondersteld. Bij duurzame bronnen is de toepasbaarheid in Nederland beperkt vanwege geografische en klimatologische omstandigheden.

### 10.2.3 Berekeningsresultaten brandstofpakket

In de basisberekeningen (zonder CO<sub>2</sub>-plafond) verandert de primaire brandstofmix voor de Nederlandse energiehuishouding geleidelijk in de periode 2000-2040. Deze veranderingen zijn reeds aan de orde geweest in hoofdstuk 3, er is een geleidelijk afname van aardgas en een toename van steenkool, in overeenstemming met [3]. Kernenergie is (net) niet aantrekkelijk (zie § 7.3).

De plafonds voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissie, stabilisatie (0%) en reductie met 20-80%, hebben direct invloed. Figuur 10.1 geeft de resultaten voor het scenario DZ in het jaar 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds. Bij CO<sub>2</sub>-stabili-

satie (0%) en 20%-reductie vermindert het totaal energiegebruik als gevolg van meer energiebesparing. In de brandstofmix neemt het aandeel van steenkool af.

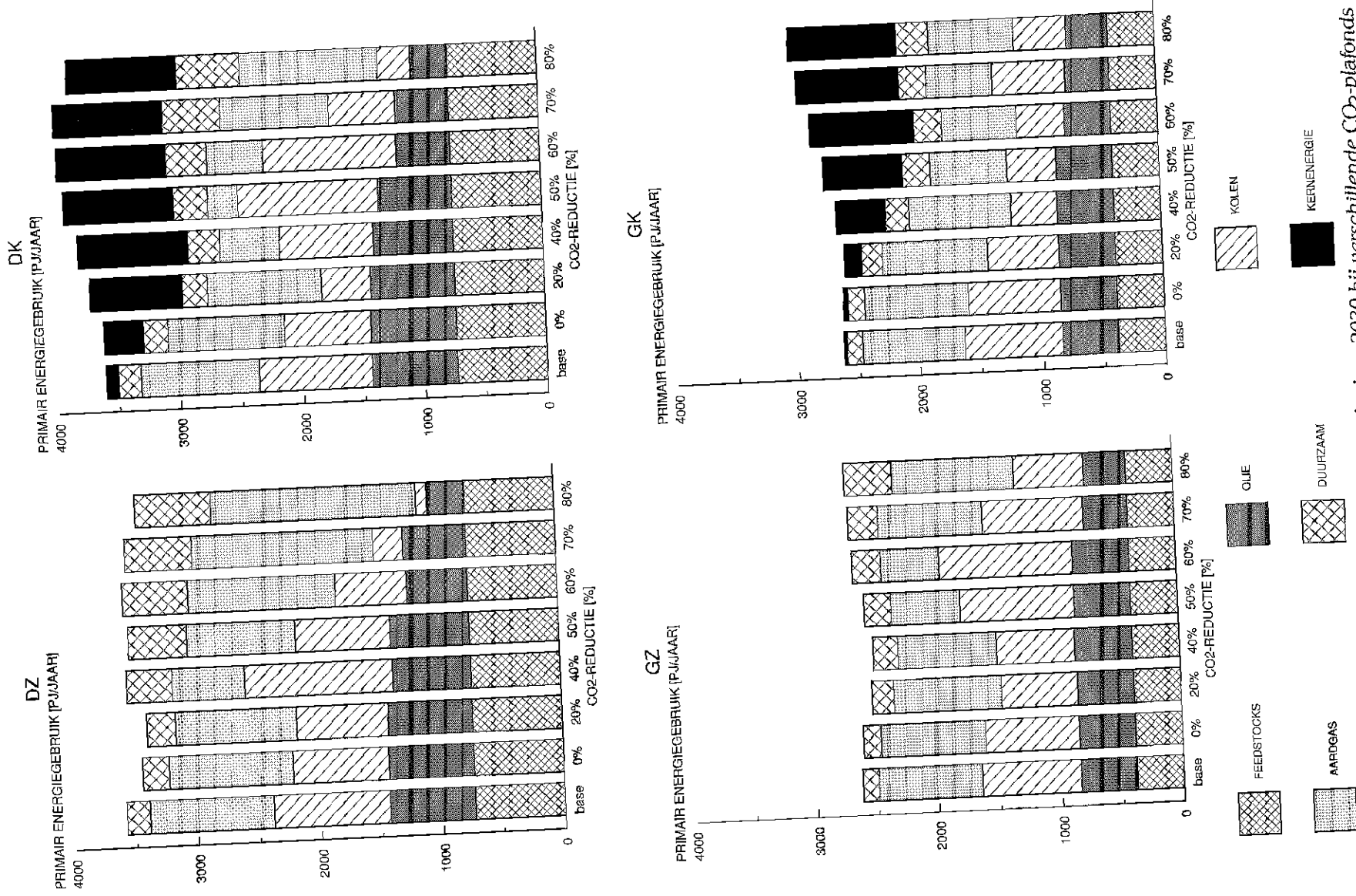
Bij 40% CO<sub>2</sub>-reductie neemt het aandeel steenkool weer toe. De steenkool wordt gebruikt in kolencentrales met CO<sub>2</sub>-verwijdering en voor omzetting in synthetische brandstoffen (methanol, waterstof). Vanwege het extra elektriciteitsgebruik voor CO<sub>2</sub>-verwijdering, en de lage energetische omzettingsrendementen bij productie van elektriciteit en synthetische brandstoffen (vergeleken met bijvoorbeeld aardgas), neemt het totaal energiegebruik toe. Het aandeel aardgas daalt en het aandeel duurzame energie neemt toe. In het model is een omrekeningsfactor aangenomen van 2,5 voor omrekening van duurzame elektriciteitsopwekking naar primaire energie (overeenkomend met een referentierendement van elektriciteitsopwekking van 40%, iets lager dan het parkgemiddeld rendement in de scenario's); deze omrekeningsfactor doet het totaal primair gebruik nog iets verder toenemen.

In het traject 50 tot 80% CO<sub>2</sub>-reductie is in de brandstofmix een geleidelijke afname te zien van het aandeel steenkool en een toename van het aandeel van aardgas. Waterstof wordt een belangrijke energiedrager, en de productie van waterstof verschuift van steenkool naar aardgas met CO<sub>2</sub>-verwijdering (vergelijk figuur 9.7). Bij deze verschuiving spelen de beperkingen aan de CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit een rol (vergelijk figuur 9.2). Het totaal gebruik blijft min of meer constant door twee elkaar compenserende factoren: aan de ene kant een gebruiksafname door meer energiebesparing en hoger omzettingsrendement van aardgas- en waterstoftechnieken, en aan de andere kant een toename van gebruik door CO<sub>2</sub>-verwijdering, omzettingsverliezen bij productie van synthetische brandstoffen, waterstof-liquefactie en de hiervoor genoemde omrekeningsfactor.

Bij CO<sub>2</sub>-reductie van 80% treedt nog een extra vermindering van het olie-aandeel op, en een toename van duurzame energie. Bij deze strenge CO<sub>2</sub>-plafonds zijn duurdere opties, zoals alternatieve brandstoffen bij personenauto's (vergelijk figuur 5.3) en zonnecellen voor elektriciteitsopwekking (vergelijk figuur 7.2) aantrekkelijk.

In de variant met kernenergie penetreert kernenergie in de mix van primaire energiedragers vanaf 0 en 20% CO<sub>2</sub>-reductie, het gestelde maximum wordt bereikt vanaf 50% CO<sub>2</sub>-reductie. De introductie van kernenergie gaat ten koste van kolencentrales, waardoor het kolenaandeel daalt, en in mindere mate ten koste van aardgas en duurzame bronnen. Vanaf 50% CO<sub>2</sub>-reductie is sprake van een toename, weer gevolgd door een afname, van het aandeel steenkool en een toename van het aandeel van aardgas voor de productie van waterstof in combinatie met CO<sub>2</sub>-verwijdering. Bij deze verschuiving spelen de beperkingen aan de CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit een rol.

Het aandeel feedstocks verandert niet onder invloed van CO<sub>2</sub>-plafonds. In deze categorie zijn in dit stadium van de EMS-studie nog geen CO<sub>2</sub>-reductie-opties opgenomen, met uitzondering van de mogelijkheid van CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kunstmestproductie. Onderdelen uit deze categorie worden steeds belangrijker bij vergaande CO<sub>2</sub>-reductie. Zo is bij het meest extreme (80%) CO<sub>2</sub>-plafond de helft van de resterende CO<sub>2</sub>-emissie afkomstig van kolengebruik bij staalproductie en van de plasticcomponent bij vuilverbranding.



Figuur 10.1 Brandstoffen primaire energievoorziening, 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub> plafonds

Bij de andere scenariovarianten (GZ/K) treden in grote lijnen dezelfde verschuivingen op als hiervoor besproken, echter in het algemeen bij strengere CO<sub>2</sub>-plafonds, zie ook bijlage A. Verschil is er met betrekking tot extra aardgas-inzet waarvoor een hogere prijs geldt (zie vorige paragraaf). Dit duurdere aardgas wordt aangesproken in scenario DZ bij CO<sub>2</sub>-plafonds: de eerste (10% duurdere) schijf bij 60% CO<sub>2</sub>-reductie, de tweede (25% duurdere) schijf bij 70% CO<sub>2</sub>-reductie. Daarentegen wordt in scenario's DK en GZ alleen de eerste schijf aangesproken bij de meest extreme (80% in 2030) CO<sub>2</sub>-reducties, terwijl in scenario GK helemaal geen extra aardgas nodig is.

## 10.3 Bijdragen opties aan CO<sub>2</sub>-reductie

### 10.3.1 Huidige situatie en ontwikkelingen

Voor beleidmakers op het gebied van energie en milieu is bij studies op het gebied van CO<sub>2</sub>-reductie een indeling naar 'opties' nuttig gebleken. Dit sluit soms beter aan bij andere beleidsterreinen. De indeling in deze paragraaf lijkt sterk op indeling gebruikt in de eerdere CO<sub>2</sub>-reductie studies [5] en [33].

### 10.3.2 Karakteristieken opties

In deze paragraaf wordt een overzicht gegeven van de bijdragen van groepen van opties in de vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds.

Wanneer een vergelijking wordt gemaakt tussen de samenstelling van een geheel energiesysteem in een zeker jaar met gelimiteerde CO<sub>2</sub>-emissies en een energiesysteem zonder CO<sub>2</sub>-restricties wordt een groot aantal verschillen aangetroffen. Daardoor is het niet of nauwelijks mogelijk om individuele technieken aan te wijzen die andere individuele technieken uit de basisberekeningen vervangen. Een gevolg hiervan is dat het ook niet of nauwelijks mogelijk is om de precieze bijdrage van een techniek aan CO<sub>2</sub>-emissievermindering vast te stellen. De bijdrage aan emissiereductie is immers altijd afhankelijk van de specifieke CO<sub>2</sub>-emissie van de referentietechniek.

Om toch inzicht te geven in de relatieve bijdragen van verschillende groepen van opties aan de vermindering van emissies zijn deze berekend ten opzichte van de gemiddelde CO<sub>2</sub>-emissies van fossiele bronnen in de basisberekeningen. Deze groepen van opties omvatten technieken die in verschillende sectoren worden aangetroffen (zie tabel 10.1).

Tabel 10.1 *Groepen van opties voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie en voorbeelden van technieken.*

Groepen van opties	voorbeelden van technieken
Besparingen bij eindgebruik	- woningisolatie - gaswarmtepompen - spaarlampen - arme mengsel motor - procesverbetering industrie
Besparingen in conversie	- warmte/kracht-koppeling - brandstofcellen
Brandstofsubstitutie	- extra gasgestookte centrales - CNG-voertuigen
Overige CO <sub>2</sub> -verwijdering, vnl.kolen	- bij methanolproductie uit kolen - bij kolencentrales - bij gasgestookte STEG - bij kunstmestfabrieken - bij H <sub>2</sub> -productie uit kolen/olie - een deel van H <sub>2</sub> -gebruikopties
H <sub>2</sub> uit aardgas met CO <sub>2</sub> -verwijdering	- via steam reforming - een deel van H <sub>2</sub> -gebruikopties
Duurzaam	- windenergie - PV-cellen - biomassa - H <sub>2</sub> -import uit Sahara - een deel van H <sub>2</sub> -gebruikopties
Kernenergie	- lichtwaterreactor LWR - hoge temperatuur reactor HTGR

De berekeningsmethodiek wordt hieronder aan de hand van de berekeningswijze voor bijdrage van duurzame energie aan emissiereductie geïllustreerd. Voor duurzame energie is de bijdrage aan emissiereductie berekend door het verschil in primaire duurzame energie tussen de basisberekeningen en de reductieberekeningen te vermenigvuldigen met de gemiddelde CO<sub>2</sub>-emissies van fossiele bronnen in de basisberekeningen. Om de elektriciteitsproductie van duurzame bronnen om te rekenen naar primaire energie is gerekend met een omrekeningsfactor. Voor het berekenen van de bijdragen van opties in het jaar 2030 bedraagt de omrekeningsfactor 0,70. Deze waarde is iets hoger dan het gemiddelde, voor gecombineerde warmteproductie gecorrigeerde, rendement voor de elektriciteitsopwekking in de basisberekeningen in het jaar 2030, omdat er rekening mee is gehouden dat met elektriciteit doorgaans een hoger rendement op eindgebruik wordt bereikt. Dit geldt bijvoorbeeld voor elektrische warmtepompen en elektrische voertuigen. Ook voor kernenergie is gerekend met een omrekeningsfactor van 0,70.

Een aantal technieken kan niet onder één optie worden gevangen. Een voorbeeld hiervan is de elektrische auto. Op eindgebruik bespaart de elektrische auto. Afhankelijk van de wijze waarop elektriciteit wordt opgewekt zijn er



bijdragen toe te kennen aan andere opties. De elektrische auto tot een negatieve bijdrage leiden bij de optie besparingen in conversie. Overigens komen de individuele technieken in § 10.4 nog een keer aan de orde.

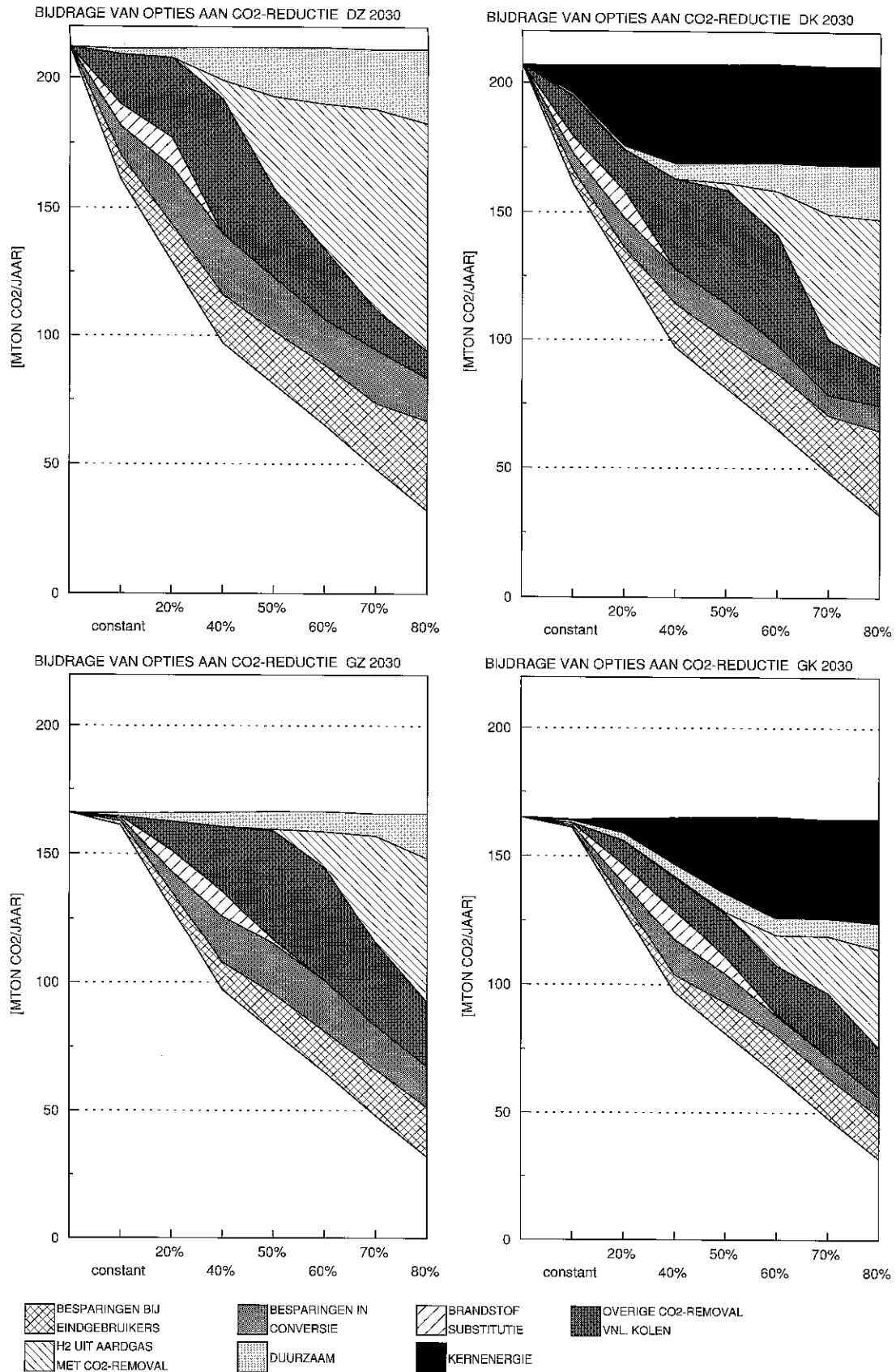
### 10.3.3 Berekeningsresultaten

In figuur 10.2 zijn de bijdragen van groepen van opties in de reductie van CO<sub>2</sub>-emissies in 2030 weergegeven. Er zijn verschillen tussen de scenario's in de bijdragen van de opties. Deze verschillen zijn een gevolg van de verschillen in energievraag, de omvang van de CO<sub>2</sub>-emissies in de basisberekeningen en de toelating van kernenergietechnieken. Daarnaast hebben sommige opties al bij beperkte emissie-reductie een bijdrage, en andere opties pas bij hogere CO<sub>2</sub>-reductie.

De samengestelde optiepakketten in het DZ- en DK-scenario aan de ene kant, en het GZ en GK-scenario aan de andere kant, verschillen weinig, behalve dat bij eerstgenoemde scenario's meer inspanning nodig is om aan de verschillende CO<sub>2</sub>-reductiepercentages te voldoen. Dit is primair een gevolg van verschillen in CO<sub>2</sub>-emissieniveaus in de basisberekeningen. Tussen de Z- en K-varianten is het verschil dat kernenergie alleen in de K-varianten is meegenomen.

Extra besparingen bij eindgebruikers hebben in alle vier scenario's bij toenemende emissievermindering een geleidelijk toenemende bijdrage. Bij de scenario's DZ en DK is de bijdrage groter dan bij GZ en GK. Dit komt ten eerste door de hogere energievraag in de DZ/K-scenario's, die fysiek meer besparingen toelaat. Daarnaast is dit een gevolg van de grotere absolute CO<sub>2</sub>-emissie-reductie die in DZ/K plaatsvindt waarbij voor een gelijke reductie de marginale reductiekosten hoger zijn en daardoor ook meer kostbare besparingen bij eindgebruikers plaatsvinden. De bijdrage van besparingen bij eindgebruik zijn in de berekening zonder kernenergie iets groter dan in de berekeningen met kernenergie. Dit komt doordat besparingen op elektriciteitsgebruik in de kernscenario's vanuit optiek van CO<sub>2</sub>-reductie minder (kosten-)effectief is (vergeleijk figuur 6.8). Omdat in de basisberekeningen al veel besparingen aanwezig zijn is de totale bijdrage van extra besparingen beperkt.

Bij de besparingen in conversie (ofwel rendementsverbeteringen) gaat het om de omzettingen van primaire fossiele brandstoffen naar finale energiedragers. In alle scenario's blijft de bijdrage van rendementsverbeteringen bij verdergaande emissievermindering gelijk of neemt iets af. Dit is een gevolg van het afnemende belang van fossiele energiedragers, voorzover niet gekoppeld met CO<sub>2</sub>-verwijdering. Een geringe inzet van deze fossiele energiedragers laat ook minder besparingen in conversie toe. Opvallend is de kleinere bijdrage van deze optie bij berekeningen met kernenergie in vergelijking met berekeningen zonder kernenergie. Dit is een gevolg van het feit dat warmte/kracht en kernenergie elkaar beconcurreren op de markt voor basislast en middenlast elektriciteitsproductie. In figuur 7.4 werd al geïllustreerd dat deze concurrentiestrijd onder invloed van CO<sub>2</sub>-beperking wordt gewonnen door kernenergie.



Figuur 10.2 Bijdrage van opties aan CO<sub>2</sub>-reductie in 2030

Substitutie van fossiele brandstoffen met een hoge specifieke CO<sub>2</sub>-emissie (met name kolen) door andere fossiele brandstoffen (met name aardgas) speelt alleen bij beperkte CO<sub>2</sub>-emissiereductie een bescheiden rol. Boven emissiereducties van 50% is de bijdrage in 2030 in alle scenario's verdwenen. Het verdwijnen van de bijdrage van brandstofsubstitutie bij verdergaande CO<sub>2</sub>-reductie komt doordat de winst in CO<sub>2</sub>-reductie die door brandstofsubstitutie wordt bereikt beperkt is in vergelijking met opties die lage of geen specifieke CO<sub>2</sub>-emissies hebben. De bijdrage bij matige emissiereductie is bescheiden doordat andere opties, zoals duurzame energie en CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kolencentrales, qua kosten een vergelijkbare performance voor CO<sub>2</sub>-reductie hebben. Verwacht wordt dat brandstofsubstitutie relatief duur is doordat de prijs van aardgas bij internationaal CO<sub>2</sub>-beleid zal stijgen als gevolg van een toenemende vraag naar aardgas; daarom is rekening gehouden met een prijsverhoging van aardgas bij een toenemende gasvraag (zie § 10.2).

Overige CO<sub>2</sub>-verwijdering, voornamelijk bij op kolen gebaseerde elektriciteitsopwekking en produktie van synthetische brandstoffen (methanol, waterstof), heeft in alle scenario's een belangrijke bijdrage in de vermindering van de CO<sub>2</sub>-uitstoot. Deze bijdrage is het grootst in de scenario's zonder kernenergie. In 2030 en bij emissieplafonds tussen stabilisatie en 40% à 50% emissievermindering is de bijdrage van deze optie dan zelfs ongeveer de helft van de totale reductie. Bij grotere emissiereductie loopt de bijdrage van CO<sub>2</sub>-verwijdering terug. Klaarblijkelijk is CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kolenconversietechnieken een reductie-optie die geringe extra kosten met zich meebrengt en mogelijkheden heeft om een grote CO<sub>2</sub>-reductie te verzorgen. CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kolengestookte elektriciteitscentrales is een optie die voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie minder kosteneffectief is dan kernenergie. Bij verdergaande emissieplafonds gaan beperkingen in de CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit een rol spelen.

Bij vergaande emissievermindering wordt in alle scenario's de optie van waterstofproduktie uit aardgas in combinatie met CO<sub>2</sub>-verwijdering de meest dominante optie. Vanaf een bepaalde emissiereductie vindt vrijwel alle extra reductie plaats door deze optie. In het DZ-scenario is de bijdrage het grootst en vindt introductie van waterstofproduktie uit aardgas al plaats bij 40% emissievermindering. In het GK-scenario is de bijdrage het kleinst en begint pas vanaf 60% emissiereductie. Deze resultaten wijzen erop dat waterstofproduktie uit aardgas geen goedkope optie is maar wel een optie is die de meest vergaande emissiereductie technisch mogelijk maakt. Naast de ruime inzetbaarheid van waterstof werkt in het voordeel van deze optie dat ten opzichte van CO<sub>2</sub>-verwijdering bij kolenconversie per eenheid energie een kleinere hoeveelheid CO<sub>2</sub> in aardgasvelden en aquifers opgeslagen hoeft te worden. Bij een veronderstelde beperkte opslagruimte voor CO<sub>2</sub> is dit belangrijk.

De optie duurzame energie heeft in alle scenario's een toenemende bijdrage bij sterkere CO<sub>2</sub>-emissiereductie. De bijdrage is het grootst in het DZ-scenario. In de andere scenario's wordt om reden van de hoogte van de kosten een kleinere hoeveelheid ingezet. Opvallend is verder de kleinere bijdrage van duurzame energie in de scenario's waar kernenergie is toegelaten. Het zijn hierbij met name de elektriciteitproducerende duurzame opties (o.a. zonnecellen) die niet of pas bij verdergaande emissiereductie worden ingezet.

De optie kernenergie geeft, wanneer deze is toegelaten, een belangrijke bijdrage aan de reductie van CO<sub>2</sub>-emissies. Het maximaal toegelaten poten-

tieel van 15 GW wordt in het DK-scenario bij 40% emissiereductie bereikt en geeft dan een emissiereductie van 38 Mton CO<sub>2</sub>. In het GK-scenario is de emissiereductie door kernenergie bij 80% emissiereductie iets groter, vanwege de hogere specifieke CO<sub>2</sub>-emissies in de basisberekeningen. In dit scenario geeft de aanwezigheid van kernenergie, ook wanneer kernenergie niet de maximaal toegelaten capaciteit van 15 GW benut, ruimte voor allerlei andere opties voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie. Als kernenergie is toegelaten zullen veelal andere opties die elektriciteit produceren met een lage CO<sub>2</sub>-emissie bij andere reducties en bij andere marginale kosten aantrekkelijk zijn.

## 10.4 Belang technieken voor CO<sub>2</sub>-reductie en kritische factoren

### 10.4.1 Algemeen

In de voorgaande hoofdstukken zijn een groot aantal energietechnieken in diverse (sub)sectoren van de energiehuishouding behandeld, op lange termijn en bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds. In veel gevallen betreft het hier *nieuwe* energietechnieken, die nu nog in onderzoek zijn. In andere gevallen betreft het energietechnieken die al wel in de praktijk of in het buitenland of in demonstratieprojecten worden toegepast, maar waarbij door voortgaand ontwikkelingswerk nog verbeteringen mogelijk zijn.

Bij onderzoek- en ontwikkelingsprogramma's op het gebied van energietechnologie is de milieuverdienste, bijvoorbeeld de CO<sub>2</sub>-reductie, een belangrijk richtinggevend argument. Een specifiek probleem bij CO<sub>2</sub> is echter de onderlinge samenhang van technieken en opties voor CO<sub>2</sub>-reductie. Van een energietechniek kan niet 'de' CO<sub>2</sub>-reductie bepaald worden. Wanneer een vergelijking wordt gemaakt tussen de samenstelling van een geheel energiesysteem in een bepaald jaar met gelimiteerde CO<sub>2</sub>-emissies en een energiesysteem zonder CO<sub>2</sub>-restricties wordt een groot aantal verschillen aangetroffen. Daardoor is het niet of nauwelijks mogelijk om individuele technieken aan te wijzen die andere individuele technieken uit de basisberekeningen vervangen. Een gevolg hiervan is dat het ook niet of nauwelijks mogelijk is om de precieze bijdrage van een techniek aan CO<sub>2</sub>-emissievermindering vast te stellen. De bijdrage aan emissiereductie is immers altijd afhankelijk van de specifieke CO<sub>2</sub>-emissie van de referentietechniek. Uit dit rapport komt tot nu toe naar voren dat bijna nooit precies duidelijk is welke techniek vervangen wordt en dat voortdurend concurrentie van opties voor CO<sub>2</sub>-reductie in het geding is. Dat in de praktijk bij energiediscussies toch vaak de hoeveelheid CO<sub>2</sub>-reductie van een bepaalde energietechniek als argument wordt gebruikt (met dus een geponeerde referentietechniek en een mening over de 'concurrentie') komt voort uit de ingewikkeldheid van de onderlinge samenhang: een modelstudie zoals in dit rapport kost immers veel tijd en moeite en de berekeningsresultaten zijn moeilijk te doorgronden. In zo'n situatie is het gebruik van kentallen voor CO<sub>2</sub>-reductie bij energietechnieken begrijpelijk, maar op den duur misleidend.

## 10.4.2 Belang technieken voor CO<sub>2</sub>-reductie

Voor onderzoek en ontwikkeling (R&D-beleid; research and development) op het gebied van energietechnologie is de eventuele CO<sub>2</sub>-reductie een belangrijk gegeven. In de tabel in deze paragraaf is voor de in de voorgaande hoofdstukken besproken energietechnieken een poging gedaan het belang voor CO<sub>2</sub>-reductie aan te geven. De tabel dienen alleen begrepen te worden tegen de achtergrond en de beperkingen van de scenariostudie in dit rapport.

Een scenario is geen toekomstvoorspelling, maar een 'als-dan' situatie. 'Als' de veronderstelde kosten en rendementen van de techniek juist zijn, en 'als' de andere relevante factoren (zoals energievraag- en brandstofprijspredicties, NO<sub>x</sub>- en SO<sub>2</sub>-reductie, etc.) kloppen, 'dan' zou die techniek bij die-en-die CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling kosteneffectief zijn in Nederland. Verondersteld dat verwachtingen met betrekking tot energievraag etc. vallen binnen de spreiding van de 4 scenario's in dit rapport, kunnen we ons hier ceteris paribus beperken tot de berekeningsresultaten in relatie tot de technisch-economische (kosten, rendementen, etc.) veronderstellingen per techniek. In de afzonderlijke paragrafen van de voorgaande hoofdstukken zijn de belangrijkste veronderstellingen van kosten, rendementen, beschikbaarheid, etc. voor energietechnieken terug te vinden, met argumentaties en verwijzingen. Berekeningsresultaten zijn in dezelfde paragrafen en in bijlage A opgenomen. De constatering dat een groot aantal technieken een rol kan spelen bij CO<sub>2</sub>-reductie, en anderen niet, krijgt in onderstaande tabel meer reliëf. Voor gevoeligheidsanalyses wordt verwezen naar bijvoorbeeld [17,23].

In tabel 10.2 zijn de ca. 400 verschillende energietechnieken die in het gebruikte model zijn opgenomen geaggregeerd tot technologieën per (sub) sector zoals ze in de afzonderlijke paragrafen van dit rapport zijn behandeld. De eerste kolom (potentieel voor CO<sub>2</sub>-reductie) geeft een eerste indicatie van het theoretisch potentieel voor CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland in twee categorieën: gering; aanzienlijk (A). Het potentieel is gering in situaties waar de maximale bijdrage door omstandigheden beperkt is (bijvoorbeeld houtkachels), de CO<sub>2</sub>-reductie gering is (bijvoorbeeld aardgasauto's) of de sector een relatief geringe omvang heeft (bijvoorbeeld warm tapwater in woningen).

De tweede kolom (belang voor CO<sub>2</sub>-reductie) geeft aan of de technologie aantrekkelijk is in de scenarioberekeningen bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds: mild, matig en vergaand. Mild betreft het traject tot 20 à 40% CO<sub>2</sub>-reductie; matig tot 50 à 60% en vergaand vanaf 70 à 80% CO<sub>2</sub>-reductie. Met de in het volgende hoofdstuk gegeven kostencurves is dit ook ruwweg te interpreteren als mild tot f 100,-/tCO<sub>2</sub>; matig tot f 300,-/tCO<sub>2</sub> en vergaand bij meer dan f 300,-/tCO<sub>2</sub>. Bij de beoordeling is niet alleen naar de berekeningsresultaten voor het jaar 2030 gekeken, maar zijn ook de naastliggende periodes tussen 2020 en 2040 beschouwd, daardoor kan de beoordeling in sommige gevallen iets afwijken van de figuren in bijlage A.

Hoewel zoals gezegd (§ 10.4.1) de precieze hoeveelheid CO<sub>2</sub>-reductie door een bepaalde technologie niet exact berekend kan worden, is wel een kwalitatieve indicatie (omvang CO<sub>2</sub>-reductie) mogelijk in vier categorieën: nihil; \* gering ( MtCO<sub>2</sub>/jaar); \*\* matig; \*\*\* groot (met een maximum bijdrage van

10 MtCO<sub>2</sub>/jaar of meer). Ook hier is niet alleen naar de berekeningsresultaten voor het jaar 2030 gekeken, maar zijn ook de naastliggende periodes tussen 2020 en 2040 beschouwd.

De vierde kolom (*robust*) geeft aan of de techniek bij CO<sub>2</sub>-reductie altijd belangrijker wordt (B), dan wel concurrentie (C) ondervindt. B-technieken komen vroeger of later in alle scenario's naar voren naarmate de CO<sub>2</sub>-plafonds strenger worden. De meeste technieken ondervinden echter concurrentie, en de keuze is uiteindelijk mede afhankelijk van het succes of falen van andere technieken. Opgemerkt moet worden dat in sectoren waar een beperkt aantal technieken voor CO<sub>2</sub>-reductie beschikbaar is, deze snel de neiging hebben belangrijk te zijn. Het onderscheid moet niet te letterlijk genomen worden.

Tenslotte is het ontwikkelingsstadium (*nieuwheid*) van de techniek nog aangegeven in drie categorieën: bestaand; \* demonstratie; \*\* onderzoek. Bestaande technieken worden nu reeds op grote schaal toegepast in Nederland; technieken in de demonstratiefase kunnen in het buitenland al wel op grote schaal worden toegepast (bijvoorbeeld elektrische warmtepompen) en/of er kunnen aanzienlijke kostprijsreducties verondersteld zijn (bijvoorbeeld zonnecellen); bij technieken in onderzoek is de onzekerheid over prestaties en beschikbaarheid het grootst.

Tabel 10.2 CO<sub>2</sub> belang technieken 2020-2040

Woningverwarming (§ 4.2)

	poten- tueel	belang bij CO <sub>2</sub>		omvang	robust	nieuw
		mild	matig	verg		
Absorptie warmtepomp	A				C	**
Aerogelisolatie	A	x		**	B	**
Blokverwarming	A				C	
Elektr. warmtepomp	A	x		*	B	*
Extra isolatie	A	x	x	***	B	
Houtkachel					C	
HR-ketel	A				C	
Stadsverwarming	A				C	
TPV-ketel	A	x	x	*	C	**
Waterstof	A	x	x	***	B	**
Warmteterugwinning	A	x	x	x	*	B
Zonnevijver	A				B	*

Warm tapwater (§ 4.3)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Elektr. warmtepomp		x	x	x	*	C	*
Elektr. weerstand			x			C	
Gas combiketel		x				C	
Koelkast combinatie		x	x	x	*	C	**
Zon elektr. bijstook			x		*	C	*
Zon gas bijstook				x	*	C	*

Verwarming kantoren kassen (§ 4.4)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Aardwarmte			x	x	**	B	*
Absorptie warmtepomp	A	x				C	*
Brandstofcel WK	A			x	*	C	**
Elektr. warmtepomp	A		x	x	**	C	*
Extra isolatie	A	x	x	x	***	B	
Gasmotor TE-unit						C	
Gasmotor warmtepomp		x			**	C	*
HR-ketel						C	
Stadsverwarming	A		x	x	**	C	
Stroketel						C	*
Waterstof	A		x	x	***	C	**
Zonnecollector				x	*	B	*

## Elektriciteitsbesparing (§ 4.5, 4.6, 6.3)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Absorptiekoeling						C	**
Aerogel koelisolatie	A			x	*	B	**
Extra koelisolatie	A	x	x	x	**	C	
Hot fill wasmachine						C	
Industrie continu	A	x	x		***	B	
Industrie variabel	A	x	x	x	***	B	
Spaarlampen	A	x	x	x	**	B	
TL lamp reflector	A	x	x	x	*	B	*

## Personenauto's (§ 5.2)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Aardgas (CNG)						C	*
Arme mengsel motor		x			*	C	*
Bio-ethanol	A			x	**	C	
Brandstofcel H <sub>2</sub>	A			x	***	B	**
Elektrische stadsauto			x	x	**	B	*
Elektrisch grote weg	A			x	**	C	**
Hybride-hydride	A					C	**
Methanol			x	x	*	C	
Stirlingmotor				x	*	C	**
Waterstofmotor	A			x	**	C	**



Bussen en vrachtauto's (§ 5.3)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Aardgas (CNG)			x		*	C	*
Brandstofcelbus H <sub>2</sub>			x		*	B	**
Elektrische bus		x	x		*	B	*
Elektrische trolley			x		*	C	
Koolzaad biodiesel	A		x		**	C	
Methanol		x	x			C	*
Methanol brandstofcel	A		x		**	C	**
Methanol/diesel			x	x		C	*
Remenergie-opslag		x	x	x	*	B	*
Waterstofmotor	A		x	x	***	C	**

Schepen en vliegtuigen (§ 5.4)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Brandstofcelschip	A	x	x	x	**	B	**
Waterstofvliegtuig	A		x	x	***	B	**

Warmtevoorziening industrie (§ 6.2)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Brandstofcel WK	A	x	x	x	***	B	**
Elektr. warmtepomp		x	x	x	*	B	*
Extra besparingen	A	x	x	x	***	B	
Gasturbine WK	A	x	x		*	C	
Gaswarmtepomp		x	x	x	*	C	*
Houtoven		x	x	x	*	C	
Mech. dampcompr.			x	x	*	B	*
Waterstof	A		x	x	***	B	**
Zonnedroger			x	x	*	B	*

## Elektriciteitsproductie (§ 7.2, 7.3, 7.4)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Aardgas STEG	A	x			*	C	
Brandstofcel ind.WK	A	x	x	x	***	B	**
Brandstofcel blokverwarming	A			x	*	B	**
Br.cel stadsverw.	A			x	*	B	**
Elektriciteitsopslag			x	x	*	C	*
Gasmotor WK	A					C	
Gasturbine ind.WK	A	x	x		*	C	
Houtvergassing STIG	A	x	x		**	C	*
Houtvergasser TE						C	*
Kerncentrale LWR	A	x	x	x	***	C	
Kerncentrale HTGR/WK	A	x	x	x	***	C	**
Kolenvergasser STEG		x			*	C	
Kolenvergasser Brandstofcel		x	x		*	C	*
TPV-ketel	A	x		x	*	C	**

## Elektriciteitsproductie duurzame energie (§ 8.2)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg			omvang	robuust	nieuw
Import waterkracht	A	x	x	x	**	B	
Import zon PV	A			x	**	B	**
Waterkracht		x	x	x	*	B	
Windturbine	A	x	x	x	**	B	
Windurbines op zee	A		x	x	**	B	*
Zonnecel op dak	A		x	x	**	B	*
Zonnecel centrale	A			x	*	B	*

Energiegewassen (§ 8.3)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub>			omvang	robuust	nieuw
		mild	matig	verg			
Koolzaad	A			x	*	C	
Miscanthus	A	x	x		**	C	*
Populier	A	x	x	x	**	C	
Suikerbiet	A			x	**	C	
Tarwe	A					C	

CO<sub>2</sub>-afvang en opslag (§ 9.2)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub>			omvang	robuust	nieuw
		mild	matig	verg			
Aardgas STEG	A			x	*	C	**
Hybride-hydride auto	A					C	**
Kolenvergasser STEG	A	x	x		**	C	*
Kolenvergasser Brandstofcel	A		x	x	***	C	**
Kunstmestindustrie	A	x	x	x	**	B	*
Methanol uit kolen		x	x		*	C	*
Olieraffinaderij	A	x	x	x	**	B	*
Opslag aardgasveld	A	x	x	x	***	B	
Opslag aquifers	A		x	x	***	B	*
Poederkoolcentrale	A	x			**	C	**
Waterstof uit aardgas	A		x	x	***	B	*
Waterstof uit kolen	A	x	x		**	C	*

## Methanol en waterstof (§ 9.3 en 9.4)

	poten- tieel	belang bij CO <sub>2</sub> mild matig verg		omvang	robuust	nieuw
Methanol uit aardgas		x		*	C	
Methanol uit biomassa			x	*	B	**
Methanol OTM centrale		x		*	C	**
Methanol uit kolen		x	x	*	C	*
Waterstof uit aardgas	A		x	***	B	
Waterstof elektrolyse	A				C	
Waterstofimport	A		x	*	C	*
Waterstof HTGR	A				C	**
Waterstof uit kolen	A	x	x	**	C	*

Uit bovenstaande tabel komt naar voren dat er bij de technologieën die een grote bijdrage aan CO<sub>2</sub>-reductie kunnen leveren nogal wat zijn met een aanzienlijk nieuweheidsaspect. Bijvoorbeeld aerogels, brandstofcellen, CO<sub>2</sub>-verwijdering, elektrische auto's, warmtepompen, waterstofvlieg- en voertuigen, zonnecellen. Uit combinatie met figuur 10.2 is af te leiden dat in 2030 de nieuwe technieken de helft tot tweederde deel van de CO<sub>2</sub>-reductie voor hun rekening nemen. Er zal dus nogal wat onderzoeks- en ontwikkelingswerk nodig zijn om de in de berekeningen voorziene bijdrage aan CO<sub>2</sub>-reductie waar te maken. Daarbij bestaat de kans dat de betreffende techniek niet op tijd beschikbaar komt of dat de kosten achteraf anders uitpakken.

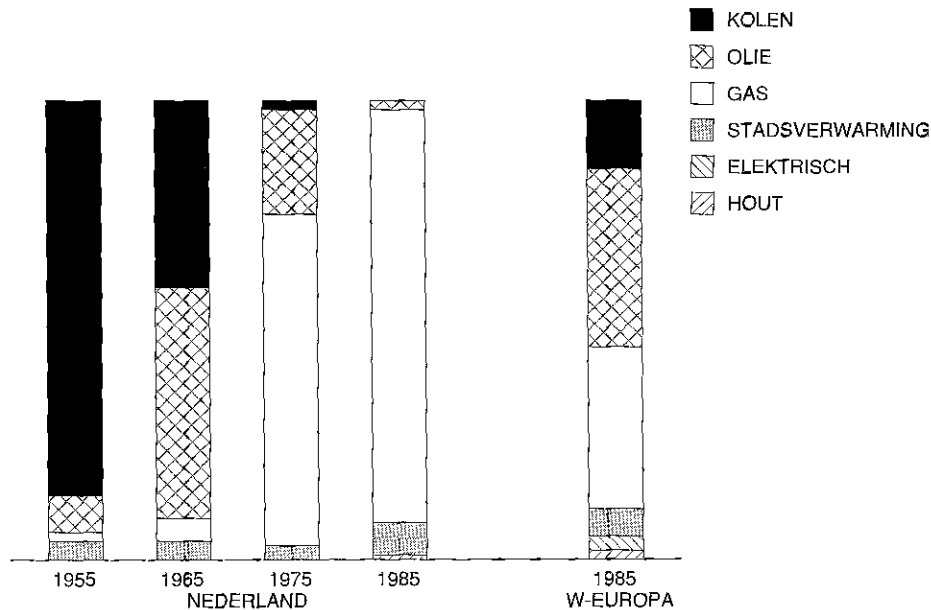
Naast de relatief grote bijdrage aan CO<sub>2</sub>-reductie door nieuwe technieken zijn er ook bijdragen van reeds bekende technologieën; zoals energiegewassen, elektriciteitsbesparing, gebouwisolatie, kerncentrales, windturbines. Bij deze technieken zullen vooral vragen van implementatie een rol spelen.

### 10.4.3 Kritische factoren bij implementatie technologieën voor CO<sub>2</sub>-reductie

In dit rapport is aangegeven hoe de CO<sub>2</sub>-emissie vanuit de Nederlandse energiehuishouding gereduceerd kan worden door gebruik van energietechnieken in onderlinge samenhang tegen zo laag mogelijke kosten. In de praktijk blijken 'kosten' niet het enige dat telt bij de keuze van energietechnieken. Bij de implementatie van (nieuwe) energietechnieken en de vraag waarom de ene techniek wel en de andere niet wordt gekozen, spelen nog veel andere factoren een rol.

Ter illustratie is in figuur 10.3 een overzicht gegeven van de brandstoffen en energiedragers die de afgelopen 40 jaar voor woningverwarming werden gebruikt. In Nederland is aardgas momenteel de belangrijkste brandstof. Dat is niet altijd zo geweest. 25 jaar geleden was huisbrandolie het belangrijkste, daarvoor de kolenkachels. In de ons omringende landen worden nog steeds veel woningen met olie of kolen verwarmd. Wanneer 45 jaar geleden een

scenario voor de woningverwarming in Nederland periode 1955-1985 gemaakt zou zijn, zou dit ongetwijfeld zijn afgeweken van het feitelijk verloop in figuur 10.3. Wellicht dat de toekomstige rol van stadsverwarming en kolen toentertijd hoger zou zijn ingeschat en de introductie van olie niet of eerst in latere periodes. Aardgas was nog goeddeels onbekend; kolengas ('stadsgas' een mengsel van koolmonoxyde en waterstof) was wel bekend maar werd vooral gebruikt voor koken, voor verwarming was dit veelal te kostbaar.



Figuur 10.3 Aandeel brandstoffen/energiedragers in woningverwarming, Nederland en West-Europa, periode 1955-1985

Figuur 10.3 is een afspiegeling van de ontwikkelingen die zich de afgelopen decennia in de gehele Nederlandse energiehuishouding hebben voorgedaan. In de fase van wederopbouw, veertig jaar geleden, begon het oliegebruik sterk toe te nemen. Dertig jaar geleden leidde de vondst van aardgas in Groningen tot een snelle uitbouw van het gasnet en een toename van het gasgebruik; de welvaartsstijging ging gepaard met meer industrieel energiegebruik en meer autoverkeer. De oliecrisis van twintig jaar geleden gaf mede aanleiding tot energiebeleid op het gebied van besparing (b.v. subsidies voor woningisolatie) en diversificatie (kolen- en kerncentrales). Het broeikaseffect (CO<sub>2</sub>-reductie) werd destijds gezien als belangrijk motief voor energiebesparing [36]. Tien jaar geleden speelde de brede maatschappelijke discussie over (kern)energie, en werden de gasprijzen voor kleinverbruikers en de woningisolatienormen verhoogd. Recent tenslotte heeft milieuzorg aan invloed gewonnen, met introductie van emissiebestrijdingstechnieken zoals de uitlaatgaskatalysator bij auto's en rookgasontzwaveling bij kolencentrales, en met hernieuwde impulsen voor energiebesparing (b.v. spaarlampen-acties) hoewel de wereldmarktprijzen voor energie laag zijn.

Kostprijs en rendement zijn zeker niet de enige factoren die een rol hebben gespeeld bij de introductie van energietechnieken gedurende de afgelopen decennia. Daarbij is de diffusie van energietechnologie in andere landen weer anders verlopen dan in Nederland. Als voorbeelden van buitenlandse opties met minder CO<sub>2</sub>-emissie kunnen genoemd worden: kernenergie in Frankrijk, bio-ethanol in Brazilië, lage maximum snelheid in de VS, warmtepompen in

Japan, stadsverwarming in Denemarken, strengere isolatienormen in België, etc. Aan de andere kant zijn er ook energietechnologische opties met minder CO<sub>2</sub>-emissie die in Nederland verder gepenetreerd zijn dan in andere landen, zoals HR-ketels, Gas/STEG-centrales, fiets-trein-verbindingen, etc.

In dit rapport is becijferd welke energietechnologieën de komende decennia kosteneffectief zouden zijn voor CO<sub>2</sub>-reductie. Becijferingen zijn uitgevoerd binnen de grenzen van het modelsysteem met de scenarioveronderstellingen ten aanzien van energievraag- en brandstofprijspredicties, NO<sub>x</sub>- en SO<sub>2</sub>-reducties, ruimtelijke beperkingen, beschikbaarheid en kosten/rendementen van energietechnieken, perfect vooruitziende blik, verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds, etc. Factoren daarbuiten kunnen dus slechts kwalitatief worden ingeschat. Toch zouden deze evengoed beslissend (kritisch) kunnen zijn bij implementatie van (nieuwe) energietechnologie voor CO<sub>2</sub>-reductie. Een aantal tamelijk willekeurige voorbeelden van dergelijke 'kritische factoren' is opgenomen in onderstaande tabel 10.3. Deze kunnen beschouwd worden als factoren die belangrijk zouden kunnen zijn/nadere aandacht behoeven bij overwegingen om een bepaalde energietechnologie in te zetten voor CO<sub>2</sub>-reductie, naast de in dit rapport becijferde introductie (zie o.a. § 10.4.2). Bij wijze van voorbeeld zijn bij iedere technologie twee voorbeelden van 'kritische factoren' genoemd; dit neemt niet weg dat er nog wel meer te bedenken zijn.

De in tabel 10.3 genoemde voorbeelden van kritische factoren bij implementatie van (nieuwe) energietechnologie zijn in alfabetische volgorde:

- Acceptatie: de maatschappelijke acceptatie van bijvoorbeeld risico's samenhangend met kernenergie (afval, proliferatie, veiligheid).
- Broeikasperceptie: de mate waarin het broeikasprobleem serieus genomen wordt is belangrijk bij energietechnologieën die zonder CO<sub>2</sub> reductie niet zouden worden toegepast.
- Landgebruik: andere landgebruiksopties en -functies zoals natuurgebied, recreatie, materiaal- of voedselproductie.
- Landbouwsubsidies: bijvoorbeeld EG-regelingen.
- Lokatiekeuze: bij technologieën die van invloed zijn op de omgeving, dan wel bij voorkeur op bepaalde lokaties plaatsvinden.
- Internationalisering: bij technologieën die bij voorkeur (elektrische auto, koelkast) of zelfs noodzakelijkerwijs (vliegtuig, leidingtracé) op internationale schaal gelijktijdig worden ingevoerd.
- Kostprijsreductie: van belang bij technologieën die al wel beschikbaar maar nog erg duur zijn.
- Massafabricage: en massa-installatie vormen een belangrijke stap bij energietechnologieën die in grote aantallen en masse worden ingevoerd, zoals nieuwe types auto's of verwarmingstoestellen.
- Normering: standaardisering en normstelling, zoals regels aan gebruikte materialen, hulpstoffen en gebruikersrisico's.
- Techniekontwikkeling: succesvolle techniekontwikkeling waar nog aanzienlijke verbeteringen of technische doorbraken nodig zijn om de vereiste prijs/prestatieverhouding te bereiken.

Tabel 10.3 *Kritische factoren bij implementatie energietechnologieën voor CO<sub>2</sub>-reductie, buiten de modelstudie in dit rapport*

Biobrandstof	landgebruik	landbouwsubsidies
Brandstofcel	massafabricage	techniekontwikkeling
CO <sub>2</sub> -verwijdering	broeikasperceptie	lokatiekeuze
Elektrische auto	internationalisering	techniekontwikkeling
Elektrische warmtepomp	massafabricage	normering
Energiezuinige koelkast	internationalisering	normering
Houtkachel	lokatiekeuze	normering
Import PV-elektriciteit	internationalisering	landgebruik
Kerncentrale	acceptatie	lokatiekeuze
TPV-ketel	kostprijsreductie	techniekontwikkeling
Waterstof kleinverbruik	broeikasperceptie	normering
Waterstofvliegtuig	internationalisering	techniekontwikkeling
Windturbine	landgebruik	lokatiekeuze
Woningisolatie	massafabricage	normering
Zonnecel	kostprijsreductie	techniekontwikkeling

In dit rapport is een voorschot genomen op het overwinnen van bovengenoemde kritische factoren. Terzijde wordt opgemerkt dat er ook positieve neveneffecten kunnen zijn die buiten de in deze studie gebruikte modelsysteemgrenzen vallen, bijvoorbeeld werkgelegenheid (biobrandstoffen), luchtkwaliteit in binnensteden (elektrische auto's), comfortverbetering (woningisolatie).

## 10.5 Andere studies en systeemgrenzen

### 10.5.1 Algemeen

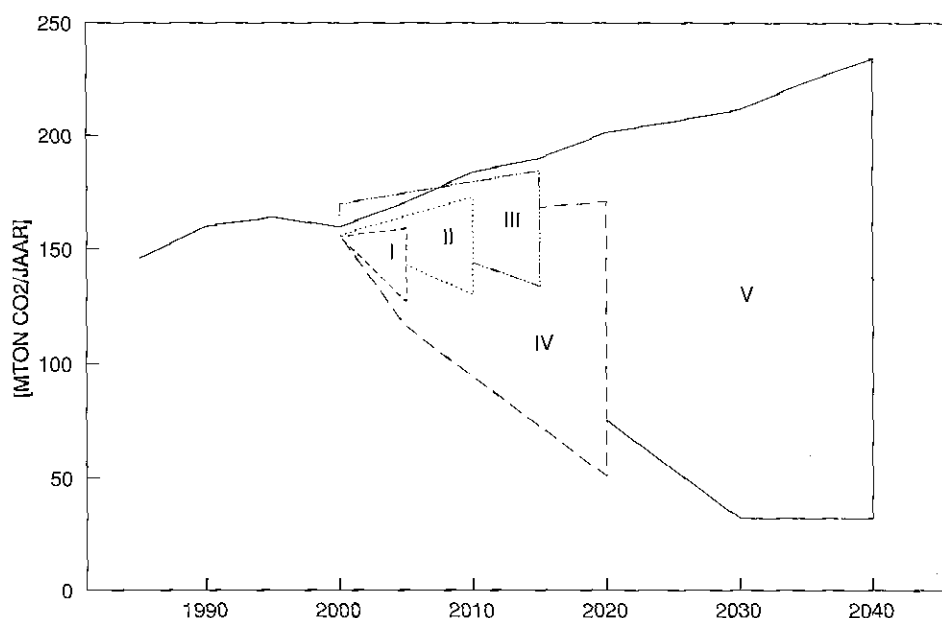
In deze paragraaf wordt de aanpak in dit rapport in milieubeleids perspectief gezet door een summier beschouwing van een aantal andere CO<sub>2</sub>-reductie scenariostudies, en door te bekijken welke andere broeikasgasemissies van belang kunnen zijn.

### 10.5.2 Andere CO<sub>2</sub>-reductie scenariostudies

Dit rapport is niet het enige over CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland. De afgelopen jaren zijn diverse scenariostudies verschenen over de mogelijkheden van vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies in de toekomstige Nederlandse energiehouding. Het onderwerp is gericht in de belangstelling gekomen na de verschijning van het nationaal milieubeleidsplan ('NMP+') [32] in juni 1990,

waarin voor het eerst een CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling voor Nederland is vastgelegd (3 à 5% reductie van CO<sub>2</sub>-emissies in 2000, ten opzichte van 1989/1990, via stabilisatie in 1994/1995). Vanuit milieu-optiek zou na het jaar 2000 (verdere) vermindering van CO<sub>2</sub>-emissie nodig zijn. In figuur 10.4 is een overzicht gegeven van andere recent bij ECN gemaakte scenariostudies op dit gebied. Deze studies hebben verschillende zichtjaren, zijn volgens verschillende methoden en met verschillende uitgangspunten verricht en zijn zodoende niet zondermeer vergelijkbaar. Daarnaast zijn bij de studies meerdere opdrachtgevers/subsidiegevers in het geding en zijn diverse satellietstudies/gevoeligheidsanalyses verricht/in uitvoering.

Voor de 4 andere ECN-scenariostudies (I t/m IV) in figuur 10.4 geeft de bovenste lijn de emissie in de referentie berekening(en) zonder extra inspanningen voor CO<sub>2</sub>-reductie. De onderste lijn geeft de CO<sub>2</sub>-emissie in het meest vergaande reductiepad in de betreffende scenariostudie. Steeds is de z.g. actuele CO<sub>2</sub>-emissie weergegeven (dus exclusief C vastgelegd in plastics e.d. en exclusief internationale bunkers; vergelijk hoofdstuk 3 en § 6.4).



Figuur 10.4 Overzicht CO<sub>2</sub>-reductie scenariostudies, ECN-1991/1992

### *I: Toronto Analyse*

Scenariostudie I is verricht in opdracht van het ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer (VROM), om de mogelijkheden van 20% CO<sub>2</sub>-reductie voor Nederland te verkennen. Deze reductie is ontleend aan de z.g. Toronto-doelstelling, genoemd naar de plaats van een internationale conferentie in 1988 waar in aanwezigheid van een aantal ministers van Milieu (waaronder die uit Nederland) werd aanbevolen de CO<sub>2</sub>-emissie met 20% te reduceren, (10% door energiebesparing en 10% door veranderingen aan de aanbodzijde), te beginnen in de rijke Westerse landen (zoals Nederland), met erkenning van de noodzaak tot meer verdergaande reductie, met 50% of meer, op langere termijn.



Voor Nederland werd eerst becijferd dat, met voortzetting van het beleid anno 1990/1991 gericht op 3 à 5% CO<sub>2</sub>-reductie in 2000, de CO<sub>2</sub>-emissie na 2000 weer geleidelijk zou toenemen (bovenste lijn bij I in figuur 10.4). Vervolgens werden een zestal opties (volume maatregelen, koolstofbeheer, extra energiebesparing, duurzame energie, brandstofswitch en CO<sub>2</sub>-verwijdering) bekeken in 6 sectoren (woningen, industrie, verkeer, overig, afval en energiesector) en geaggregeerd in 2 optiepakketten (met technische of volume oriëntatie) om 20% CO<sub>2</sub>-reductie in 2005 te bereiken (onderste lijn bij I in figuur 10.4). Voor het technische optiepakket werd een ruwe kostenschatting gemaakt. Bij de berekeningen werd een spreadsheet gebruikt om dubbeltellingen te voorkomen. De resultaten van de studie zijn opgenomen in de nota Klimaatverandering [1,33].

### *II: EG-studie*

Scenariostudie II is verricht met subsidie van het ministerie van Economische Zaken, mede als bijdrage aan het EG-Joule programma. Voor een referentielijn ontleend aan Nederlandse en Europese scenario's uit 1987/1988 werd bekeken welke energiebesparingen mogelijk zijn in de sectoren gebouwde omgeving, elektriciteitsopwekking en transport. Veel van deze besparingen zijn kosteneffectief: de kosten worden gecompenseerd door uitgespaarde brandstof/energie. De bovenste lijn bij II in figuur 10.4 geeft de emissie na toepassing van de kosteneffectieve energiebesparingen. De onderste lijn geeft de extra emissiereductie bij toevoeging van de overige energiebesparingen, in combinatie met geselecteerde mogelijkheden voor brandstofswitch bij elektriciteitsopwekking en duurzame energie. Niet alle op termijn van 2010 mogelijke opties voor CO<sub>2</sub>-reductie zijn bekeken, bijvoorbeeld energiebesparing in industrie, alternatieve transportbrandstoffen en CO<sub>2</sub>-verwijdering. Mede door de beperkingen in opties en sectoren is de bereikte extra CO<sub>2</sub>-reductie relatief gering [34]. Voor de berekeningen is een LP-optimalisatiemodel gebruikt, vergelijkbaar met het model in dit rapport.

### *III: NEV-studie*

Scenariostudie III is verricht in opdracht van het ministerie van Economische Zaken. De drie scenario's zijn opgesteld in een samenwerkingsverband met diverse overheidsinstanties [6]. Zoals reeds besproken in hoofdstuk 2 zijn methodiek en vraagstelling anders dan in dit rapport. De bovenste lijn bij III in figuur 10.4 geeft de emissie na toepassing van kosteneffectieve energiebesparingen, waarbij in enkele scenario's een koolstofheffing op fossiele brandstoffen mede een rol speelt. Voor een van de scenario's is daarbij een laag CO<sub>2</sub>-aanbodvariant doorgerekend [6], voor een van de andere scenario's zijn in [37] CO<sub>2</sub>-reductiemogelijkheden becijferd; in beide gevallen in extremo uitkomend op de onderste lijn bij III in figuur 10.4.

### *IV: IEA-studie*

Scenariostudie IV is verricht in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en het Nationaal Onderzoeksprogramma Mondiale Luchtverontreiniging en Klimaatverandering, mede als bijdrage aan het IEA ETSAP-programma. Voor de berekeningen werd hetzelfde LP-optimalisatiemodel gebruikt als het model in dit rapport. De scenario's vertonen sterke gelijkheid met de scenario varianten DK en GZ uit dit rapport. Verschillen o.a. zijn de lagere brandstofprijspaden, de meer recente invulling van de vraagprojecties en de uitbreiding van het aantal CO<sub>2</sub>-reductie-opties in dit rapport. De bovenste lijn

bij IV in figuur 10.4 geeft de emissie na toepassing van kosteneffectieve energiebesparingen, de onderste lijn de meest vergaande CO<sub>2</sub>-reductie [5]. Gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd met o.a. andere brandstofprijzen, beschikbaarheid van technieken en verschillende koolstofheffingen (bestemmings- respectievelijk regulerende heffing) [5,9].

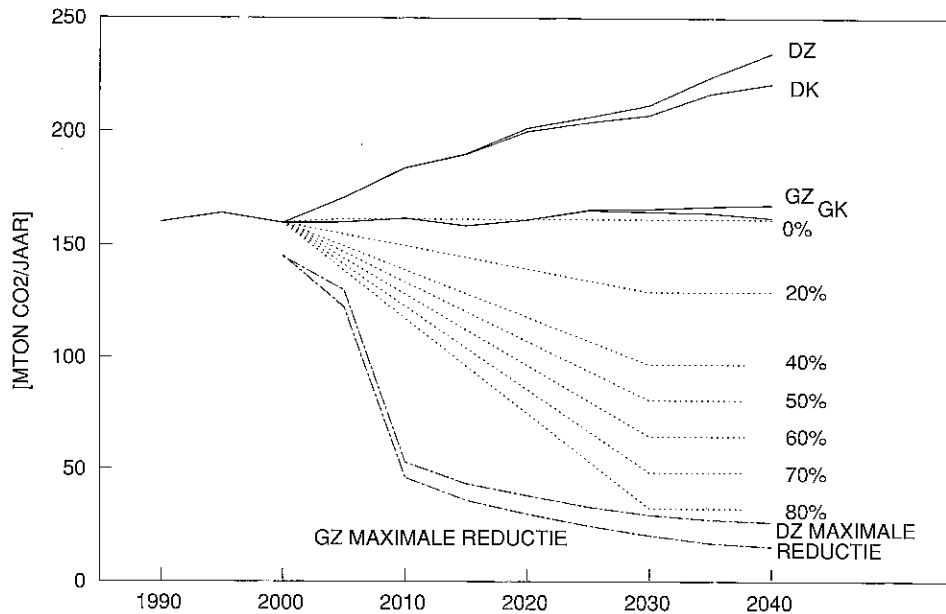
#### *V: Dit rapport*

Ter vergelijking is in figuur 10.4 tevens de CO<sub>2</sub>-emissie volgens dit rapport weergegeven. Te zien is dat de bovenste lijn, na toepassing van kosteneffectieve energiebesparingen, boven I, II en III ligt omdat in dit rapport tevens internationale vliegtuigbunkers zijn meegenomen. De referentielijn van IV is in 2000 nog iets hoger. De onderste lijn geeft het verloop van de CO<sub>2</sub>-emissie in de maximum varianten met 80% CO<sub>2</sub>-reductie. Een satellietstudie is in uitvoering om CO<sub>2</sub>-reductie technologieën te groeperen in hoofdstromen van technologische oplossingsrichtingen, zoals 'energiebesparing', 'duurzame energie' of 'CO<sub>2</sub>-verwijdering'[23].

Een interessante vraag is welke CO<sub>2</sub>-reductie maximaal bereikt zou kunnen worden met de in het model opgenomen in dit rapport besproken technologieën voor CO<sub>2</sub>-reductie. Dit is nagegaan door een zeer hoge CO<sub>2</sub>-heffing ( $f$  10000,-/tCO<sub>2</sub>) toe te voegen, waardoor iedere CO<sub>2</sub>-emissie een kostbare zaak wordt. Het model gaat dan een energiehuishouding met minimale CO<sub>2</sub>-emissie ontwerpen. Het resulterende emissieverloop is weergegeven in de onderste lijn in figuur 10.5. Te zien is dat vanaf 2005 de emissie sterk zou kunnen dalen. De daling wordt afgeremd door de aan het model opgelegde beperkingen in nieuwbouw van energietechnologische opties en door verplichtingen om van nog bestaande installaties gebruik te maken. Ook is te zien dat uiteindelijk in 2040 niet meer dan 85 à 90% CO<sub>2</sub>-reductie mogelijk is. De overblijvende CO<sub>2</sub>-emissie is dan (in 2040) voor ongeveer de helft afkomstig uit verplichte minimale inzet van fossiele brandstoffen in bepaalde sectoren en toepassingen (bijvoorbeeld zekere hoeveelheden aardolie in de transportsector, aardgas en huisbrandolie in de gebouwde omgeving, etc.). Voor de andere helft is de overblijvende CO<sub>2</sub>-emissie afkomstig uit processen verbonden met materiaalproductie- en gebruik (bijvoorbeeld staalproductie, verbranding van kunststofhoudend afval, etc.) waar nu nog geen alternatieven in het model zijn opgenomen. Uit vergelijking van het maximaal bereikbare emissiereductiepad in figuur 10.5 met de andere studies (I t/m IV) in figuur 10.4 blijkt dat het met dit rapport betreden speelveld van CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland dat van de andere studies omspant.

De in iedere scenariostudie beschouwde CO<sub>2</sub>-reductie in figuur 10.4 is een afspiegeling van de achtergrond van de betreffende studie. Zo ligt bij studie I (opdracht van het ministerie van VROM) de nadruk op een relatief sterke emissiereductie, op relatief korte termijn (2005), direct aansluitend bij de reeds vastgelegde CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling voor het jaar 2000. Bij studie III (opdracht van ministerie EZ, in samenspraak met diverse beleidsvoorbereidende overheidsinstanties) zijn wereldscenario's en de afweging van verschillende beleidsinstrumenten (CO<sub>2</sub>-heffingen, technologiestimulering) belangrijke aandachtspunten. Bij studie IV en dit rapport (opdracht van ministerie EZ en nationaal onderzoeksprogramma) ligt de nadruk op onderzoek en technologie-ontwikkeling tegen een decor van contrasterende wereldscenario's en allerlei verschillende emissiereductie doelstellingen. De verzameling studies is daarmee een illustratie van het spanningsveld tussen CO<sub>2</sub>-reductie op korte

en op lange termijn. Een demonstratieve snelle CO<sub>2</sub>-reductie op korte termijn is vanuit milieu-oogpunt gewenst, met het risico van voorbarige beslissingen en hoge kosten. Een geleidelijkere CO<sub>2</sub>-reductie op langere termijn schept een gunstig klimaat voor onderzoek en nieuwe energietechnologieën, met het risico van besluiteloosheid en uitstel.



Figuur 10.5 Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissie, basisberekeningen, toegepaste CO<sub>2</sub>-plafonds en maximaal bereikbare CO<sub>2</sub>-reductie

### 10.5.3 Overige CO<sub>2</sub>-emissies

In dit rapport zijn alleen de directe CO<sub>2</sub>-emissies bij gebruik van fossiele brandstoffen in Nederland bekeken. Met het oog op de Nederlandse bijdrage aan het (mondiale) broeikas effect zijn daarnaast nog van belang de buitenlandse CO<sub>2</sub>-emissies ten behoeve van gebruik van energiedragers in Nederland en andere CO<sub>2</sub>-emissies.

Voordat een energiedrager in Nederland wordt gebruikt heeft deze behandelingen ondergaan, van winning, transport en voorbewerking, waarbij CO<sub>2</sub>-emissies kunnen optreden. Door ketenanalyses van energiesystemen kunnen deze 'indirecte CO<sub>2</sub>-emissies' becijferd worden. Voor de Nederlandse situatie rond 2000 zijn gemiddelde schattingen opgenomen in tabel 10.4. Voor uranium heeft dit betrekking op 1 MJ thermische energie in een lichtwaterreactor. Emissies zijn vergeleken met de directe CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding van fossiele brandstof.

Tabel 10.4 *Directe en indirecte CO<sub>2</sub>-emissies energiedragers (g/MJ, onderste verbrandingswaarde) Nederland 2000 [38]*

Energiedrager	directe CO <sub>2</sub> -emissie	indirecte CO <sub>2</sub> -emissie
Aardgas	56	0,3 (0,3-1,4)
Aardolieprodukten	73	8 (3-12)
Steenkool	94	6 (4-10)
Uranium		3 (2-4)

De directe CO<sub>2</sub>-emissie zijn met grote nauwkeurigheid te berekenen uitgaande van koolstofgehalte en verbrandingswaarde van de betreffende brandstof.

Bij de indirecte CO<sub>2</sub>-emissies zijn er daarentegen grote onzekerheden, de spreiding is in tabel 10.4 aangegeven. Bij aardgas is het CO<sub>2</sub>-gehalte van het gas verschillend (Slochteren-gas bevat 1 vol.% CO<sub>2</sub>, andere aardgassoorten kunnen van nature meer CO<sub>2</sub> bevatten, die bij de aardgaswinning wordt afgescheiden). Bij aardolieprodukten zijn de transportafstand (Midden-Oosten of Noordzee), de bestemming van bij oliewinning vrijkomend gas (affakkelen of winning) en het olieraffinageproces belangrijk. Bij steenkool zijn het energiegebruik bij de mijn, de transportafstand (bijvoorbeeld Australië of Polen) en de broeiverliezen bij opslag belangrijke variabelen. Bij uranium zijn o.a. het uraniumertsgehalte en het verrijgingsprocedé van belang.

De indirecte emissies treden deels op buiten Nederland (mijnbouw, overzees transport, etc.) en deels binnen Nederland (olieraffinage, etc.). In het model wordt alleen rekening gehouden met de CO<sub>2</sub>-emissies binnen Nederland bij raffinage van aardolieprodukten (§5.1). Meenemen van de overige indirecte emissies in de CO<sub>2</sub>-emissiecoëfficiënten van de brandstoffen in de modelberekeningen in dit rapport zou tot dubbeltellingen kunnen leiden. Bovendien geven de indirecte emissies in tabel 10.4 een statisch beeld, onder invloed van CO<sub>2</sub>-reductiebeleid zouden ook de indirecte emissies in de toekomst kunnen veranderen. Niettemin is een interessante vraag of de preferentie voor bepaalde fossiele brandstoffen zou veranderen indien bij CO<sub>2</sub>-reductie met de (buitenlandse) indirecte CO<sub>2</sub>-emissie rekening gehouden zou worden [41]. Naar verwachting zal dit effect niet zo groot zijn; uit tabel 10.4 blijkt immers dat in de huidige situatie in Nederland de indirecte CO<sub>2</sub>-emissie een orde van grootte kleiner is dan de directe CO<sub>2</sub>-emissie.

Ook de CO<sub>2</sub>-emissies bij produktie van energie apparatuur (bouw van elektriciteitscentrale, produktie isolatiemateriaal, etc.) zijn in de meeste gevallen nog meer dan een orde van grootte kleiner dan de directe CO<sub>2</sub>-emissie, of vermeden CO<sub>2</sub>-emissie, bij gebruik van de apparatuur. In enkele gevallen (bijvoorbeeld personenauto, kristallijn silicium PV-zonnecel, etc.) liggen deze emissies in dezelfde orde als bovengenoemde 'indirecte' emissies [18,38].

Naast directe en indirecte emissies zijn nog van belang de CO<sub>2</sub>-emissies die niet bij gebruik van fossiele brandstoffen plaatsvinden, maar bij gebruik van mineralen of biomassa.

Voor de CO<sub>2</sub>-emissie bij verbranding van biomassa voor energiedoeleinden in Nederland is aangenomen dat deze gecompenseerd wordt door de CO<sub>2</sub>-opna-

me uit de atmosfeer bij aangroei van het gewas. Voor Nederland is dat een realistische aanname. In landen waar netto ontbossing plaatsvindt kan daarentegen wél sprake zijn van een netto CO<sub>2</sub>-emissie. Het indirect energiegebruik bij omzetting van biomassa in bruikbare energiedragers is reeds besproken in § 8.3.2, de daarbij optredende CO<sub>2</sub>-emissies worden in het model meegerekend.

Minerale CO<sub>2</sub>-emissies hangen vooral samen met het kalksteen verbruik, als grondstof bij de cementproductie, en als proceshulpstof bij o.a. staal- en glasproductie en rookgasontzwaveling bij kolencentrales. Een tussenvorm (tussen mineraal, biomassa en fossiel) is de CO<sub>2</sub>-emissie die optreedt bij gebruik van turf bijvoorbeeld voor potgrond in de tuinbouw. De CO<sub>2</sub>-emissies bij kalk en turf in Nederland zijn relatief gering (in de huidige situatie overeenkomend met omstreeks 2% van de totale emissie uit fossiele brandstoffen in Nederland) [39]. In de EMS-studie zal dit nader uitgewerkt worden door naast energie ook de materiaalconsumptie in het model op te nemen.

#### 10.5.4 Andere broeikasgassen

In dit rapport zijn alleen de directe CO<sub>2</sub>-emissies bij gebruik van fossiele brandstoffen in Nederland bekeken. Met het oog op de Nederlandse bijdrage aan het (mondiale) broeikas effect zijn daarnaast ook van belang de andere broeikasgassen.

Naast CO<sub>2</sub> zijn er nog andere broeikasgassen, zoals CH<sub>4</sub> (methaan), N<sub>2</sub>O (lachgas), CFK's (ChloorFluorKoolwaterstoffen), HCFK's (WatertsofChloor-FluorKoolwaterstoffen), CO (koolmonoxyde), O<sub>3</sub> (ozon), etc. Emissies/vorming van deze gassen hangt ten dele met energie samen. CH<sub>4</sub>-emissies treden o.a. op bij aardgaslekkages (met name bij kleinverbruikers) en vuilstortplaatsen (potentieel voor biogaswinning). N<sub>2</sub>O wordt o.a. gevormd in auto-uitlaatgaskatalysatoren en in de landbouw (zoals bij teelt van energiegewassen). CFK's en HCFK's worden als hulpstof gebruikt in o.a. koelkasten, warmtepompen en bij woningisolatie. CO heeft zelf geen broeikaswerking (absorbeert geen InfraRode straling in de atmosfeer), maar kan via chemische omzettingen de atmosferische levensduur van CH<sub>4</sub> verlengen, bijgevolg is CO een belangrijk 'indirect' broeikasgas. CO-emissies treden o.a. op bij houtkachels en in het wegverkeer. O<sub>3</sub> in de lagere luchtlagen (troposfeer) heeft een broeikaswerking, O<sub>3</sub> wordt gevormd door chemische omzettingen waarbij vooral NO<sub>x</sub> (stikstofoxiden) en vluchtige koolwaterstoffen (naast CO en CH<sub>4</sub>) betrokken zijn.

Er bestaan grote onzekerheden omtrent emissies van deze niet-CO<sub>2</sub>-broeikasgassen. Indien emissiegegevens wel bekend zouden zijn, dan kunnen deze omgerekend worden naar CO<sub>2</sub>-equivalenten. Ook bij deze omrekening bestaan weer grote onzekerheden [40]. Overigens is voor de Nederlandse situatie in 2000 volgens [1] de emissie van niet-CO<sub>2</sub>-broeikasgassen verband houdend met energie- en materiaalgebruik, omgerekend naar CO<sub>2</sub>-equivalenten, een orde van grootte kleiner dan de totale CO<sub>2</sub>-emissie uit fossiele brandstoffen in Nederland. Niettemin is de vraag interessant of de preferentie voor bepaalde brandstoffen/energietechnologieën zou veranderen indien naast CO<sub>2</sub> ook met de andere broeikasgasemissies rekening gehouden zou worden [41]. Terzijde wordt nog opgemerkt dat de niet-CO<sub>2</sub>-broeikasgassen veelal

nog andere nadelige milieu-effecten hebben, naast hun bijdrage aan het broeikas-effect. Te denken valt aan de aantasting van de ozonlaag in de stratosfeer door CFK's en  $N_2O$ , en lokale luchtvervuiling door  $CO$ .



# 11. KOSTEN

## 11.1 Concepten voor kosten

### 11.1.1 Kosten van het energiesysteem

In deze studie is gerekend met de kosten voor het gehele energiesysteem. Dit betekent dat alle kosten bij elkaar zijn geteld die gepaard gaan met import of winning van energiedragers, met transport, omzetting en distributie van brandstoffen, met apparaten die energie gebruiken en met milieuprocessen. In MARKAL omvatten de systeemkosten ook de kosten voor apparaten voor warmteopwekking, voor isolatie, voor vervoermiddelen en voor een beperkte groep van elektriciteitgebruikende apparaten in de sector gebouwde omgeving (koelkasten, verlichting en wasmachines). Omdat niet de kosten van alle apparaten zijn meegenomen zijn de kosten slechts een benadering van de kosten van het gehele energiesysteem. Bij beschouwing van systeemkosten zijn de verschillen in systeemkosten tussen de scenarioberekeningen belangrijker dan de absolute hoogte van de systeemkosten.

De kosten van het energiesysteem kunnen opgedeeld worden in investeringskosten, rentelasten van investeringen, brandstofkosten en overige kosten. Investeringskosten en rentelasten van investeringen vormen samen de kapitaalslasten. Deze zijn berekend via de annuïteitenmethode gebaseerd op de technische levensduur en een rente van 5%. De overige kosten omvatten kosten voor onderhoud en bediening van technieken en kosten voor transport en distributie (afleveringskosten) van energiedragers.

### 11.1.2 Kosten voor vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies

Het MARKAL-model valt onder de 'engineering' of 'bottom-up' modellen. Met deze modellen worden de kosten van het energiesysteem berekend tot op gedetailleerd niveau per techniek. De berekeningsresultaten geven voor elke periode aan hoeveel van welke technieken aanwezig is, wat de omvang van de kapitaalslasten van deze technieken is en welk deel van de tijd de technieken in bedrijf zijn. Onder invloed van een plafond op de emissies van CO<sub>2</sub> verandert het energiesysteem. Sommige technieken verdwijnen en andere technieken komen daarvoor in de plaats.

Met de verandering van het energiesysteem onder invloed van een plafond op de emissies van CO<sub>2</sub> gaan kosten gepaard. De kosten van het energiesysteem nemen toe. Als de extra systeemkosten gedeeld worden door de CO<sub>2</sub>-emissievermindering worden de gemiddelde kosten per vermeden eenheid CO<sub>2</sub> verkregen. Daarnaast wordt door het model voor iedere tijdsperiode bij een bepaald CO<sub>2</sub>-emissieplafond berekend hoe hoog de marginale kosten voor de reductie van CO<sub>2</sub>-emissies zijn. De marginale kosten geven de kosten aan om in een bepaalde tijdsperiode de CO<sub>2</sub>-emissie met één ton CO<sub>2</sub> verder terug te dringen. Al deze kosten zijn inclusief rentelasten.



De kosten voor CO<sub>2</sub>-emissievermindering, zoals deze in dit hoofdstuk gepresenteerd zijn, zijn technologiekosten. Dit betekent dat deze kosten overeenkomen met de extra kosten voor technieken en brandstoffen. Om de kosten te bepalen voor een nationale economie is het ook belangrijk om te achterhalen wat de gevolgen zijn van verschuivingen van uitgaven en toename van uitgaven binnen het energiesysteem op het gehele economische systeem. Het gaat daarbij onder andere om de gevolgen van hogere prijzen van energiedragers op de energievraag van eindgebruikers, de gevolgen van een toenemende vraag naar kapitaal op de kapitaalmarkt, verandering van internationale concurrentieverhoudingen en veranderingen in de prijzen van primaire energiedragers. Voor een analyse van de macro-economische gevolgen is een modelstudie waarbij een bottom-up studie gekoppeld wordt aan een macro-economische model nuttig. Uitkomsten van een dergelijke studie zijn onder andere gevoelig voor aannamen over vraagelasticiteiten en omtrent parallel CO<sub>2</sub>-beleid in het buitenland. Voor het berekenen van de macro-economische consequenties van CO<sub>2</sub>-emissievermindering moeten daarnaast ook de kosten in beschouwing worden genomen van R&D en voor de instrumenten die de uitvoering van CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen moeten sturen. Ook macro-economische modellen kunnen doorgaans deze implementatiekosten niet kwantificeren.

### 11.1.3 Afhankelijkheid hoogte marginale kosten van referentietechnieken

De kosten van een techniek voor CO<sub>2</sub>-emissievermindering worden altijd bepaald ten opzichte van een referentietechniek, dat is de techniek die wordt vervangen. Dit betekent dat voor het vaststellen van de kosten per verminderde CO<sub>2</sub>-emissie zowel bekend moet zijn wat de verdienste (specifieke kosten en specifieke CO<sub>2</sub>-emissie) van de nieuwe techniek is als de verdienste van de referentietechniek. Omdat verschillende technieken met een verschillende verdienste de referentietechniek kunnen zijn staan de marginale CO<sub>2</sub>-verminderingskosten van een techniek niet vast. Een voorbeeld illustreert de afhankelijkheid van CO<sub>2</sub>-verminderingskosten van de verdienste van de referentietechniek. De gegevens van het voorbeeld zijn ontleend aan dit rapport.

Grote kantoren kunnen onder andere door HR-ketels met een rendement van 100% verwarmd worden. In de base case in 2030 is de brandstof voor deze ketels aardgas (optie 0). De prijs van aardgas in het DZ-scenario bedraagt *f* 16,45/GJ (figuur 2.3). De afleveringskosten van aardgas voor grote kantoren bedragen *f* 6,15/GJ (tabel 4.1). De kosten voor brandstof (inclusief aflevering) voor het opwekken van 1 GJ nuttige warmte bedragen hiermee:

$$16,45 + 6,15 = f \ 22,60$$

Hiermee gaat een CO<sub>2</sub>-emissie gepaard van 56,1 kg CO<sub>2</sub>.

In plaats van aardgas kan in de HR-ketels waterstof worden verbrand. Bij de verbranding van waterstof vinden geen CO<sub>2</sub>-emissies plaats. Bij de productie van waterstof kunnen wel CO<sub>2</sub>-emissies plaats vinden. De waterstof kan bijvoorbeeld geproduceerd worden uit aardgas door middel van steam reforming (optie A) in combinatie met verwijdering en opslag van CO<sub>2</sub> met een rendement van 80% (zie tabel 9.4). De kosten van de aldus geproduceerde

waterstof bedragen  $f$  23,76/GJ. Afleveringskosten bedragen  $f$  10,15/GJ (§4.2.2). Het afvang percentage is 98%. De kosten voor het opwekken van 1 GJ nuttige warmte bedragen:  
 $23,76 + 10,15 = f$  33,91

Hiermee gaat een CO<sub>2</sub>-emissie gepaard van:  
 $1/0,8 * (1-0,98) * 56,1 = 1,40$  kg CO<sub>2</sub>

Ten opzichte van optie 0 zijn de CO<sub>2</sub>-reductiekosten:  
 $(33,91-22,50)/(0,0561-0,0014) = f$  209,-/ton CO<sub>2</sub>.

De waterstof kan ook met behulp van met PV-systemen geproduceerde elektriciteit worden geproduceerd (optie B). Wanneer dit in de Sahara plaatsvindt dient de waterstof met pijpleidingen naar Nederland getransporteerd te worden. Met de produktie van deze waterstof vinden geen CO<sub>2</sub>-emissies plaats. De kosten tot Nederland bedragen  $f$  50,68/GJ. Met afleveringskosten van  $f$  10,15/GJ zijn de kosten voor de opwekking van 1 GJ nuttige warmte:  
 $(50,68 + 10,15) = f$  60,83/GJ

Wanneer optie B in de plaats komt van optie 0 bedragen de marginale kosten voor emissievermindering:  
 $(60,83 - 22,50)/0,0561 = f$  683,-/ton CO<sub>2</sub>

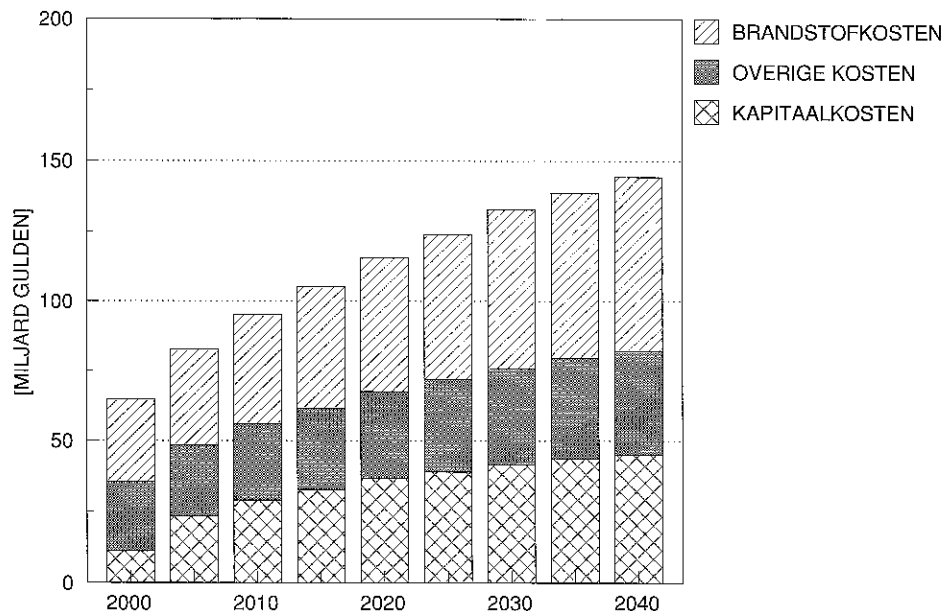
Wanneer optie B echter optie A vervangt zijn de marginale kosten:  
 $(60,83 - 33,91)/0,0014 = f$  19230,-/ton CO<sub>2</sub>

Uit dit voorbeeld blijkt dat het toekennen van kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie aan een technische optie een hachelijke zaak kan zijn. Naast de problemen met de referentie kunnen voor de inpassing van opties in een energiesysteem nog andere aspecten meespelen. Veel opties zijn gekoppeld aan energiediensten met specifieke vraagpatronen of zijn gekoppeld aan de centrale opwekking van elektriciteit en/of warmte, waardoor tweede orde effecten in andere sectoren en energiediensten de aantrekkelijkheid van de optie beïnvloeden. Indien de opslag van CO<sub>2</sub> in aardgasvelden en aquifers wordt meegenomen komt daarbij de concurrentie tussen opties om de beperkte opslagcapaciteit. Door dit soort interacties is het veelal zo dat bij een zekere emissiereductie een optie slechts voor een gedeelte van zijn mogelijke capaciteit wordt ingezet. Die eerste inzet in het energiesysteem vindt dan plaats in een niche waar de optie een relatief gunstige interactie met andere opties heeft. Pas wanneer de emissie van CO<sub>2</sub> verder worden verminderd zal de optie ook in minder gunstige niches penetreren. Tenslotte speelt voor veel opties het dynamische karakter: technieken met een lange levensduur dragen over de gehele periode van aanwezigheid bij aan het voorzien in de energievoorziening. Daardoor moet voor het vaststellen van de marginale kosten niet alleen de situatie in het jaar van investeren beschouwd moet worden maar ook in de daarop volgende jaren.

Het is meestal wel mogelijk om bij benadering te bepalen in welk gebied de marginale kosten voor emissiereductie van technische opties zich ongeveer bevinden, uitgaande van de marginale CO<sub>2</sub>-reductiekosten van het energiesysteem bij een reductiepercentage als de optie prominenter wordt. Impliciet wordt dan rekening gehouden met interacties met andere opties en sectoren en met de problematiek van de keuze voor een referentietechniek.

## 11.2 Kosten van het energiesysteem in de basisberekeningen

De kosten van het energiesysteem zoals berekend door het model bedragen in het jaar 2000 65 miljard gulden (zie figuur 11.1). De werkelijke energiesysteemkosten zijn hoger doordat in 2000 nog gebruik gemaakt wordt van installaties die daarvoor gebouwd zijn. In het jaar 2030 zijn de kosten van het energiesysteem in het DZ-scenario verdubbeld tot 133 miljard gulden. Deze toename komt voor rekening van de kosten van primaire brandstoffen (van 29 miljard gulden tot 57 miljard gulden per jaar) en de kapitaalslasten (toename met 30 miljard gulden). De kosten voor onderhoud en bediening en afleveringskosten nemen over de tijdsperiode 2000-2030 in een gematigd tempo toe van 24 miljard gulden tot 34 miljard gulden per jaar.



Figuur 11.1 *Opbouw kosten van energiesysteem scenario DZ, periode 2000-2040*

De verdubbeling van de primaire brandstofkosten tussen 2000 en 2030 is het gevolg van de toenemende brandstofprijzen en van de vergroting van de totale brandstofinzet. De brandstofkostentoeename wordt getemperd door een verschuiving van gas naar relatief goedkope steenkool als brandstof (figuur 3.1). De kosten voor import van brandstoffen zijn een maat voor de afhankelijkheid van de Nederlandse energievoorziening met betrekking tot het buitenland.

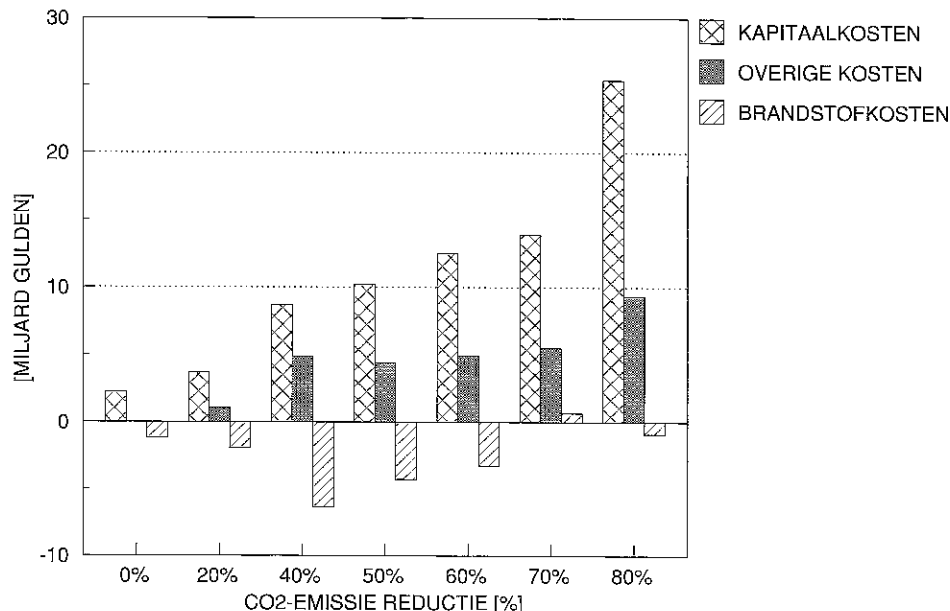
De toename van de kapitaalslasten wordt deels veroorzaakt door het feit dat een deel van de technische installaties in vroege berekeningsperioden (2000, 2005, 2010) niet als investeringen worden meegenomen omdat ze al nu gebouwd of omdat plannen voor de bouw ervan in een vergevorderd stadium zijn. Pas in 2015 zijn de gevolgen van deze erfenis van installaties op de investeringen/kapitaalslasten minder significant. De toename in kapitaalslasten die tussen 2015 en 2030 plaatsvindt is beperkt van omvang (van 33 miljard tot 42 miljard gulden). Deze toename wordt veroorzaakt door vergroting van de kapitaalvoorraad (met name in de transportsector) en door een verschuiving naar hoog efficiënte, kapitaalintensieve technieken voor elektriciteitsopwekking.

In bijlage A is dezelfde figuur 11.1 opgenomen voor de andere scenario/varianten.

## 11.3 Kosten bij CO<sub>2</sub>-plafonds

### 11.3.1 Energievoorziening

Als de emissies van CO<sub>2</sub> gelimiteerd worden nemen de kosten van het energiesysteem toe. De toename van kapitaalslasten is daarbij het grootst. Om een reductie van 50% in 2030 in het DZ-scenario te bereiken bedragen de extra kapitaalslasten bij een reële rente van 5% ruim 10 miljard gulden. De MARKAL-berekeningen geven verder aan dat de investeringen in individuele jaren kunnen pieken. Dit geldt met name voor het jaar 2010 en in iets mindere mate voor het jaar 2030 (figuur 11.5). De piek in het jaar 2030 wordt in sterke mate veroorzaakt door de vorm van de reductiepaden (zie figuur 10.5). Het jaar 2030 is het eerste jaar dat de meest vergaande reductie moet worden gehaald, waarna de jaarlijkse emissie stabiliseert. Het jaar 2010 ligt gewoon op het lineaire CO<sub>2</sub>-verminderingsspad van 2000 tot 2030. De kosten om een vergaande emissiereductie te bereiken in 2010 zijn hoog omdat een aantal nieuwe technieken nog niet, beperkt of alleen tegen hogere kosten beschikbaar is, waardoor de reductie bereikt moet worden met andere technieken die hogere kosten hebben. Daarnaast vindt vervroegde afschrijving plaats van een aantal elektriciteitscentrales die nu al zijn gebouwd of waarvan de bouw en/of planning al in een vergevorderd stadium is.



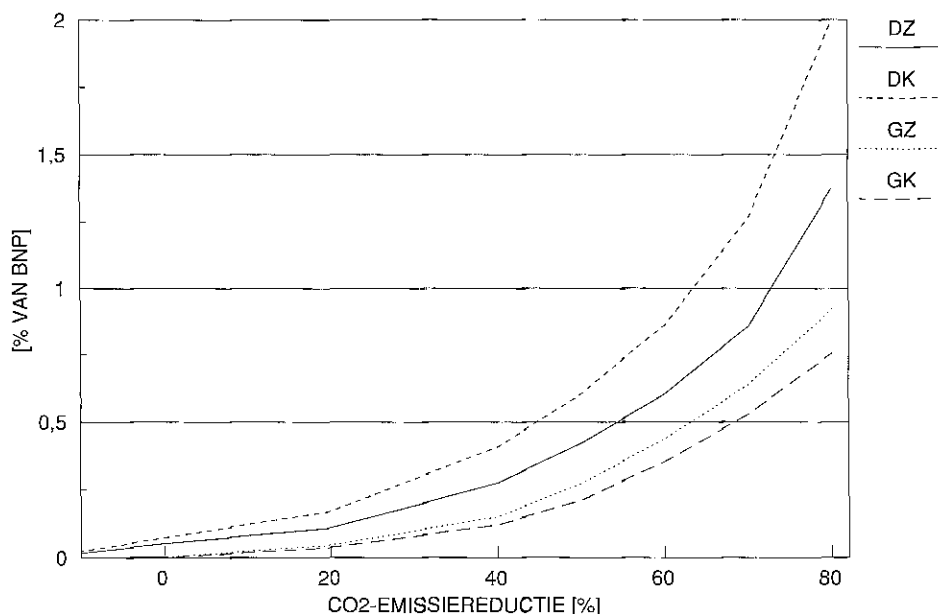
Figuur 11.2 Toename van kosten energiesysteem naar kostentype, scenario DZ periode 2000-2030, bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

Opvallend is de kostentoeename voor de sector 'conversie van energiedragers'. Hieronder vallen onder andere de kosten voor elektriciteitsopwekking, voor CO<sub>2</sub>-verwijdering en -opslag en voor waterstofproductie. Om in 2030 een vermindering van de CO<sub>2</sub>-emissie met 60% te bereiken nemen de totale

kosten voor conversie toe van 23 miljard gulden per jaar tot 34 miljard gulden per jaar. Indien een emissievermindering van 60% in de praktijk wordt uitgevoerd volgens het technologiepakket van het DZ-scenario zullen veel maatregelen worden uitgevoerd door instanties als de gezamenlijke elektriciteitsproducenten, de Gasunie, de NAM en de energiedistributiebedrijven. Dit zijn deels nationaal werkende instanties. Dit betekent dat, indien er een politiek draagvlak voor vergaande emissiereductie bestaat, volgens een in dit rapport omschreven technisch pakket de implementatie van een belangrijk deel van deze maatregelen weinig problemen zal geven. De extra kosten die door de nationaal werkende instanties zullen worden gemaakt worden doorgerekend naar de eindgebruikers.

Verwacht mag worden dat voor maatregelen die door industrie of huishoudens worden uitgevoerd de implementatie meer problemen zal opleveren. Het aandeel van deze sectoren in de emissiereductie is beperkt. In de praktijk zullen deze wel geconfronteerd worden met hogere kosten.

In figuur 11.3 zijn de extra kosten van het energiesysteem (technologiekosten, zie ook § 11.1.2) per periode uitgedrukt ten opzichte van het Bruto Nationaal Produkt (BNP). Hiermee wordt een indruk gegeven van de gemiddelde jaarlijkse inspanning voor CO<sub>2</sub>-reductie gedurende de periode 2000-2040 in verhouding met de economische situatie. In afzonderlijke jaren kan deze inspanning belangrijk verschillen van de gemiddelde inspanning.



Figuur 11.3 *Kosten voor reductie van CO<sub>2</sub>-emissies over de periode 2000-2040 uitgedrukt ten opzichte van het Bruto Nationaal Produkt*

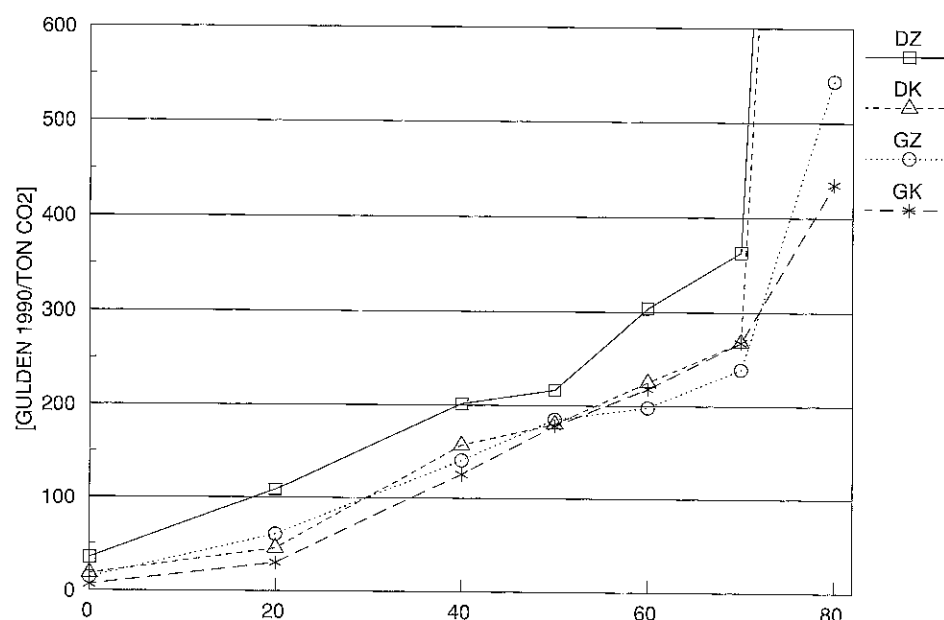
In alle scenario's is een emissiereductie van 60% mogelijk voor technologiekosten die minder dan 1% van het BNP bedragen. Bij verdergaande (80%) emissiereductie nemen de kosten sterk toe tot maximaal 2% van het BNP. De kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie in de scenario's met hoge economische groei en een hoge energievraag (DZ/DK) drukken zwaarder op het BNP dan in de scenario's met lagere economische groei (GZ/GK), ondanks het feit dat het BNP in de DZ/K-scenario's hoger is. De aanwezigheid van de optie kernenergie geeft lagere reductiekosten. De verschillen in kosten tussen de varianten met en

zonder kernenergie zijn opvallend veel groter bij scenario DZ/K dan bij scenario GZ/K. In individuele jaren kunnen de kosten hoger zijn dan aangegeven in figuur 11.3. In 2030, het jaar met de hoogste kosten, zijn de kosten ten opzichte van het nationaal inkomen 30 tot 80% hoger dan het gemiddelde voor de periode 2000-2040.

De kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie nemen *exponentieel* toe met de gewenste CO<sub>2</sub>-vermindering; opvallend is dat in alle scenariovarianten de kosten bij benadering verdubbelen van 20% naar 40%; van 40% naar 60%; en van 60% naar 80% CO<sub>2</sub>-reductie.

### 11.3.2 Marginale kosten

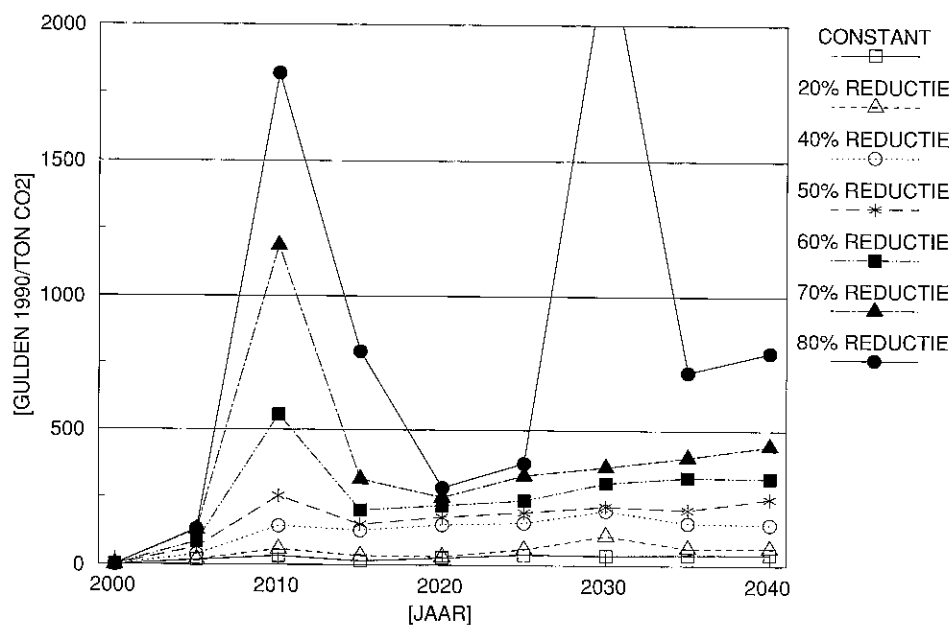
De marginale reductiekosten nemen toe wanneer de CO<sub>2</sub>-emissies verder omlaag worden gebracht. Tot en met 60% emissiereductie nemen de reductiekosten in 2030 in alle scenario's zeer geleidelijk toe tot ongeveer 300,- gulden per ton CO<sub>2</sub>. Vanaf een emissiereductie van 70% nemen de marginale kosten versneld toe (zie figuur 11.4).



Figuur 11.4 Marginale kosten voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie in 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-emissieplafonds

In het DZ-scenario zijn de marginale kosten hoger dan in de andere scenario's. De marginale kosten voor CO<sub>2</sub>-vermindering in de overige scenario's ontlopen elkaar weinig tot 60% emissiereductie. In 2030 zijn de marginale kosten van het GK-scenario het laagst bij 0%, 20% en 40% emissiereductie. Bij 60% en 70% emissiereductie zijn echter de marginale kosten van het GZ-scenario het laagst. Dit strookt niet met de verwachting dat de kosten lager zijn wanneer een extra optie voor emissiereductie, zoals kernenergie, wordt toegelaten. De hogere kosten bij 60% en 70% emissiereductie zijn ontstaan doordat de marginale kosten in 2030 slechts een momentopname weergeven van de marginale kosten over een langere periode. Wanneer de marginale kosten in de periode vlak voor 2030 en net na 2030 worden beschouwd blijkt dat daar de kosten van het GZ-scenario aanmerkelijk hoger zijn dan het GK-scenario.

In figuur 11.5 zijn voor het DZ-scenario de marginale kosten weergegeven als functie van de tijd. Bij emissieverminderingen van 20%, 40% en 50% is het niveau van de marginale kosten in de tijd vlak. Bij 60%, 70% en 80% emissievermindering ontstaan pieken in 2010 en in 2030. Dit heeft te maken met het gekozen lineaire reductiepad. Dat in 2010 en 2030 CO<sub>2</sub>-reductie moeilijker is, valt tevens af te lezen uit figuur 10.5, waar het lineaire pad vergeleken is met de theoretisch in het model maximaal haalbare emissiereductie. Eerder is reeds becijferd dat hoge marginale kosten vermeden kunnen worden door het model een eigen reductiepad te laten kiezen dat tot dezelfde cumulatieve CO<sub>2</sub>-reductie leidt [5].



Figuur 11.5 *Marginale kosten in de tijd bij verschillende reductiepercentages in het DZ-scenario*

Voor een aantal opties is bepaald wat in verschillende scenario's grofweg het niveau is van de marginale kosten; deze opties zijn ad random gekozen. Ten overvloede wordt opgemerkt dat de marginale kosten gegeven worden voor één scenario; de kosten in andere scenario's bevinden zich niet noodzakelijk-kerwijs in dezelfde range.

Tabel 11.1 *Marginale kosten van geselecteerde technische opties voor CO<sub>2</sub>-reductie. De gegeven kostenbedragen moeten worden beschouwd als centrale waarden in een range*

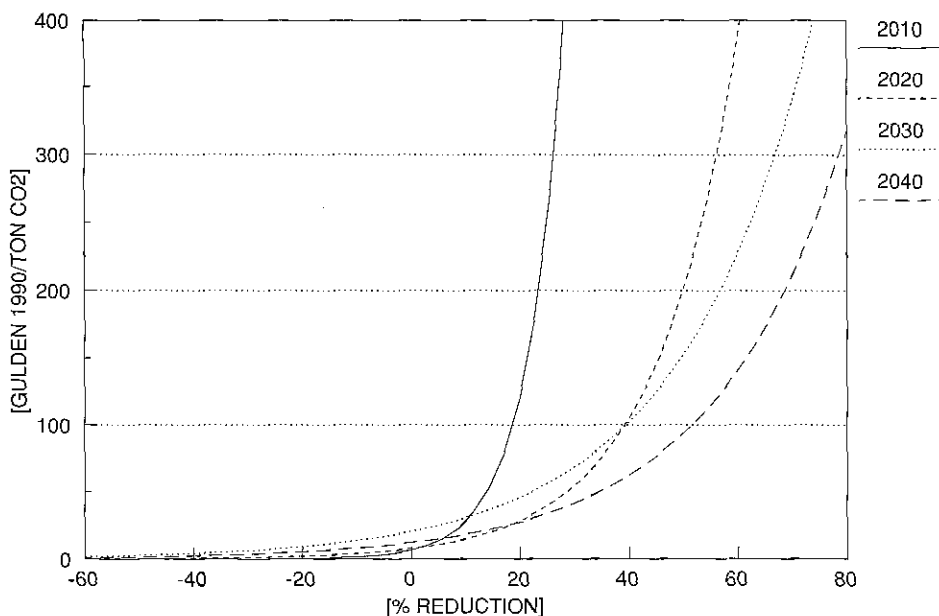
Scenario	optie	indicatie marginale kosten [f/ton CO <sub>2</sub> ]
DK	steam reforming met CO <sub>2</sub> -opslag	200,-
DZ	wind offshore	150,-
	PV-cellen	250,-
	H <sub>2</sub> -vliegtuigen	300,-
	import waterstof uit Sahara	2200,-
GZ	H <sub>2</sub> uit kolen met CO <sub>2</sub> -opslag	30,-
	warmteterugwinning bestaande woningen	40,-
	zonneboiler met elektrische backup	200,-
	H <sub>2</sub> -Otto auto	550,-

De voorbeelden in § 11.1.3 die illustreerden welke problemen kunnen optreden bij het berekenen van de marginale kosten voor emissiereductie van een techniek, zijn ook in tabel 11.1 gegeven. De kosten voor waterstofproductie uit aardgas (steam reforming) komen goed overeen met de in 11.1.3 handmatig berekende kosten. Het lijkt aannemelijk dat via steam reforming van aardgas geproduceerde waterstof in de plaats komt van aardgas voor ruimteverwarming van grote kantoren. De kosten voor import van waterstof uit de Sahara (f 2200,-/ton CO<sub>2</sub>) bevinden zich ergens in de kostenrange die in 11.1.3 is berekend (f 682,- tot f 19.210,-/ton CO<sub>2</sub>). Hierdoor is het niet duidelijk welke optie door import van waterstof uit de Sahara wordt vervangen.

### 11.3.3 Tijdsafhankelijkheid van marginale reductiekosten

MARKAL berekent voor iedere tijdsperiode de marginale kosten voor vermindering van de CO<sub>2</sub>-uitstoot. Figuur 11.6 geeft de marginale kostencurves voor verschillende jaren aan in het GZ-scenario. Op de X-as is de emissievermindering ten opzichte van de emissies in 1990 aangegeven. De curve geeft de exponentiële relatie aan tussen de marginale reductiekosten en de emissiereductie. In alle gevallen heeft de curve een goede fit.





Figuur 11.6 Marginale kosten voor vermindering van CO<sub>2</sub>-uitstoot in 2010, 2020, 2030 en 2040 in het GZ-scenario

Duidelijk blijkt dat de mogelijkheden voor vermindering van de CO<sub>2</sub>-uitstoot in de tijd toenemen. In 2010 zijn de mogelijkheden het meest beperkt en nemen de kosten voor het bereiken van een reductie van 20% zeer snel toe. In 2020 is een aanmerkelijk verdergaander reductie (50% reductie) mogelijk. Een emissievermindering met 65% in 2030 of 80% in 2040 is technisch mogelijk voor marginale kosten van f 300,-/ton CO<sub>2</sub>.

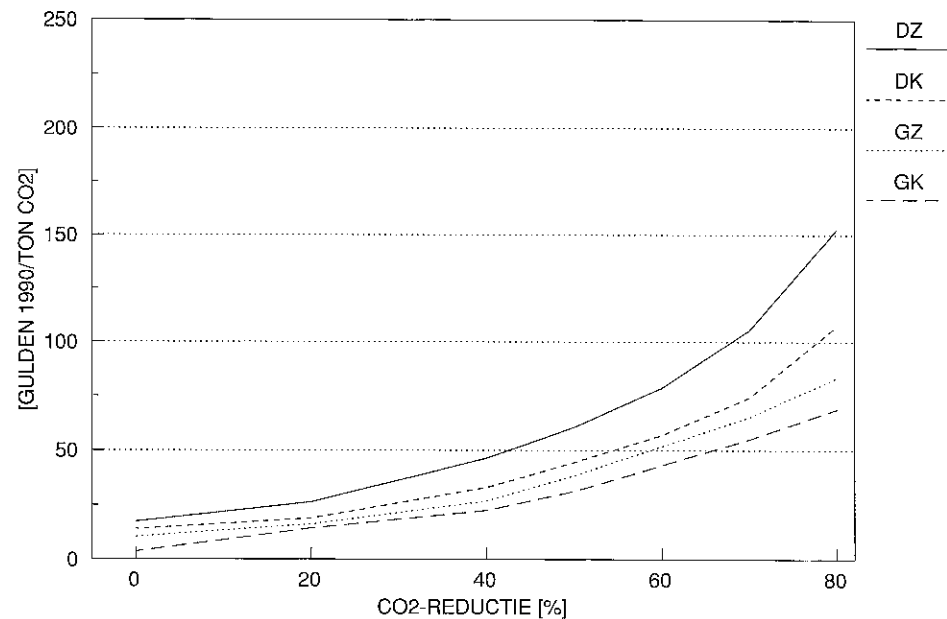
Alhoewel het altijd moeilijk is om verschillende studies met elkaar te vergelijken komt het beeld van figuur 11.6 en van de figuren in bijlage A.11.4 goed overeen met resultaten van studies waarin de mogelijkheden voor emissievermindering in één jaar zijn onderzocht (vergelijk ook § 10.5).

De vergroting van de mogelijkheden voor emissievermindering in de tijd worden veroorzaakt door de ruimere mogelijkheden in de toekomst voor structurele verandering. Deze ruimere mogelijkheden worden aan de ene kant veroorzaakt doordat een steeds beperkter erfenis van het nu bestaande energiesysteem aanwezig is, en aan de andere kant doordat (nieuwe) verbeterde energietechnieken beschikbaar komen en een grote(re) marktpenetratie kunnen bereiken.

### 11.3.4 Gemiddelde kosten van CO<sub>2</sub>-reductie

De gemiddelde kosten van CO<sub>2</sub>-reductie in de periode 2000-2040 bij de verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds voor 2030-2040 zijn weergegeven in figuur 11.7. Ook hier is uiteraard dezelfde exponentiële kostentoename te zien naarmate de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt (zie ook figuur 11.3). In IEA/ETSAP (International Energy Agency/ Energy Technology Systems Analysis Programme, Annex IV Greenhouse gas emissions and national energy options) worden identieke MARKAL-berekeningen uitgevoerd voor andere landen, zoals Japan, USA en de diverse EG-landen. Uit vergelijking van de berekeningsresultaten komt

naar voren dat CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland vergaander en tegen lagere kosten mogelijk lijkt dan in de andere IEA-landen [50]. Naast verschillen in energiediensten spelen daarbij ook geografische omstandigheden een rol. In Nederland bijvoorbeeld is de sector wegtransport (waar CO<sub>2</sub>-reductie erg kostbaar is) relatief klein en is een ruime beschikbaarheid van CO<sub>2</sub>-opslag (in lege aardgasvelden) verondersteld.



Figuur 11.7 Gemiddelde kosten CO<sub>2</sub>-reductie periode 2000-2040

### 11.3.5 CO<sub>2</sub>-heffing

Bij beleidsvorming op het gebied van terugdringen van CO<sub>2</sub>-emissies zijn verschillende richtingen in overweging, zoals gedragsbeïnvloeding/voorlichting het maken van afspraken, normstelling, subsidieverlening en energie- of CO<sub>2</sub>-heffingen.

Door gedrag te wijzigen is vermindering van de CO<sub>2</sub>-emissie mogelijk. In Nederland is sinds de jaren '70 veel ervaring opgedaan met het gebruik van voorlichting/educatie om te komen tot gedragsveranderingen zodat minder energie gebruikt wordt, bijvoorbeeld in energiebesparingscampagnes.

Voor wat betreft afspraken met overheden en bedrijfsleven kan bijvoorbeeld gewezen worden op het milieu-actieplan van de energiedistributiebedrijven, het warmteplan van de samenwerkende elektriciteitsproducenten en de diverse meerjarenafspraken (convenanten) met de belangrijkste bedrijfstakken omtrent 20% verbetering van de energie-efficiency in het jaar 2000.

Bij normstelling kan men denken aan de wettelijk vastgestelde minimum isolatiewaarde bij nieuwbouwwoningen. De resulterende lagere warmtevrage (vergelijk tabel 4.2) vergeleken met bestaande woningen leidt tot minder gasgebruik en minder CO<sub>2</sub>-emissie. Normstelling is niet altijd acceptabel en kosteneffectief, maar bereikt wel de vooraf gestelde doelstelling.

Met subsidies kan een energiebesparende investering worden uitgelokt of kan de 'onrendabele top' bij energiebesparingsinvesteringen worden weggenomen. Het resultaat van subsidies is niet vooraf duidelijk, dat hangt van de markt af. Tussen subsidies en normstelling/afspraken bestaat een spanningsveld, zoals bijvoorbeeld tot uiting komt in de recente historie van HR-ketels in woningen. Sinds enige jaren bestaat in Nederland een subsidie van f 350,- bij aanschaf. Bij de introductie van de HR-ketel eind jaren '70 door Gasunie werd echter een normstelling verwacht aan het rendement van nieuwe ketels zodanig dat (onder voorbehoud dat condenswaterafvoer mogelijk is) alleen HR-ketels aan de norm zouden kunnen voldoen.

Voor CO<sub>2</sub>-reductie bestaan mogelijkheden zoals kernenergie en CO<sub>2</sub>-verwijdering, maar geldt daarnaast dat 'vele kleintjes maken één grote'. De becijferingen in dit rapport onderstrepen nog eens dat een groot aantal 'kleinere' technologische opties een steentje bijdragen aan CO<sub>2</sub>-reductie, en dat deze opties in sterke mate onderling, en met de grotere, samenhangen. In een dergelijke verweven situatie is gebruik van energieheffingen het overwegen waard. Bij energieheffingen is het altijd de vraag hoe de markt reageert op een hogere energieprijs (m.a.w. wat is de 'prijselasticiteit' van de energievraag) en welke bestemming de heffingopbrengsten krijgen.

Momenteel is ook de CO<sub>2</sub>-heffing in discussie als heffingsinstrument. In aansluiting op de vorige alinea zijn hier twee uitersten te onderscheiden, in deze paragraaf verder aangeduid als regulerende heffing versus bestemmingsheffing. Bij een 'regulerende' CO<sub>2</sub>-heffing worden fossiele brandstoffen extra belast naar gelang het koolstofgehalte. Door de hogere brandstofprijzen zal het brandstofgebruik afnemen en/of verschuiven naar brandstoffen met een lager of geen koolstofgehalte. Wat er gebeurt met de opbrengsten van de heffing doet niet ter zake. Bij een 'bestemmings' CO<sub>2</sub>-heffing daarentegen worden daarnaast de opbrengsten van de heffing bestemd voor het doel waarvoor deze is ingesteld, d.w.z. de opbrengsten worden besteed aan het verder terugdringen van CO<sub>2</sub>-emissies middels investeringen, subsidies, ed.

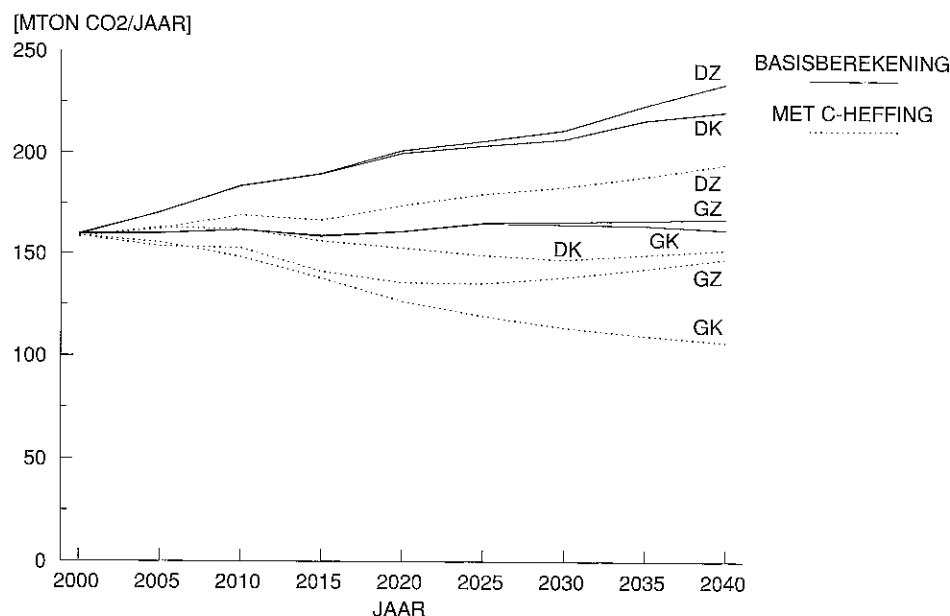
Europese milieuministers hebben eind 1991 voorgesteld in EG-verband een heffing op energie in te voeren van 3 \$/bbl in 1993, oplopend naar 10 \$/bbl in het jaar 2000, mede met de bedoeling de CO<sub>2</sub>-emissies terug te dringen. Medio 1992 is door de Europese Commissie een gecombineerde energie/C-heffing voorgesteld, met als doel het terugdringen van de CO<sub>2</sub>-emissie. De heffing zou voor ongeveer de helft op het C-(koolstof)gehalte van brandstoffen gebaseerd zijn. Voor kernenergie zou eveneens een heffing gelden, maar duurzame energie zou worden vrijgesteld van de heffing. Ook bepaalde industriële grootgebruikers en gebruik van energiedragers als grondstof kunnen worden vrijgesteld. De heffing zou door de Nationale overheden geïnd en uitgegeven moeten worden. Het gaat overigens op dit moment (januari 1993) nog steeds om voorstellen die nog niet nader zijn ingevuld. Er zijn vanuit broeikasoptiek vele haken en ogen aan een dergelijke heffing, zoals:

- Er zijn situaties dat de voorgestelde heffing toename van CO<sub>2</sub>-emissie bevordert, bijvoorbeeld vervanging van gasketels door elektrische warmtepompen op elektriciteit uit kolencentrales;
- Toenemende emissies van andere broeikasgassen, bijvoorbeeld bij biodiesel;
- In de meeste EG-lidstaten zijn de kerncentrales staatsonderneming;

- Minerale CO<sub>2</sub>-emissies (cementproductie bijvoorbeeld) worden niet belast;
- Vrijstelling voor energie-intensieve primaire materialen producerende industrie bemoeilijkt energiebesparend materiaalhergebruik;
- Verbranding van kunststofhoudend afval wordt bevorderd;
- Wat te doen bij CO<sub>2</sub>-verwijdering.

Voor de duidelijkheid van het betoog in deze paragraaf is ter vereenvoudiging aangenomen dat vanaf het jaar 2000 in Nederland een CO<sub>2</sub>-heffing zou gelden van 10 \$/bbl. Ten tijde van het eerste Europese voorstel eind 1991 kwam een CO<sub>2</sub>-heffing van 10\$/bbl (barrel olie, ofwel een vat van 159 liter ruwe olie), op basis van het koolstofgehalte van ruwe olie, overeen met  $f$  47,50/tCO<sub>2</sub>. Omgerekend:  $f$  2,66/GJ aardgas,  $f$  3,51/GJ olie,  $f$  4,46/GJ kolen (ofwel 8,4 ct/m<sup>3</sup> aardgas, 11,6 ct/liter benzine en 13,1 ct/kilo steenkool).

Het effect van een 'regulerende' heffing is in een gevoeligheidsanalyse nagegaan door de brandstofprijzen na 2000 met de hiervoor genoemde bedragen te verhogen, dus een prijsverhoging naar rato van het koolstofgehalte van de betreffende fossiele brandstof. In figuur 11.8 is het effect van zo'n brandstofprijsverhoging op de CO<sub>2</sub>-emissie in de basisberekeningen weergegeven. De CO<sub>2</sub>-emissie over de gehele periode 2000-2040 daalt met zo'n 10 à 20%. Door de hogere brandstofprijzen zijn energiebesparingstechnieken aantrekkelijker (warmte kracht, isolatie, etc.) en doordat de heffing gekoppeld is aan het C-gehalte zijn brandstoffen met minder koolstof (aardgas, duurzame energie, kernenergie) meer aantrekkelijk dan brandstof met veel koolstof (steenkool), leidend tot 10 à 20% CO<sub>2</sub>-reductie. Het effect is het grootst in scenario's DK en GK, waar kernenergie als optie is toegestaan.



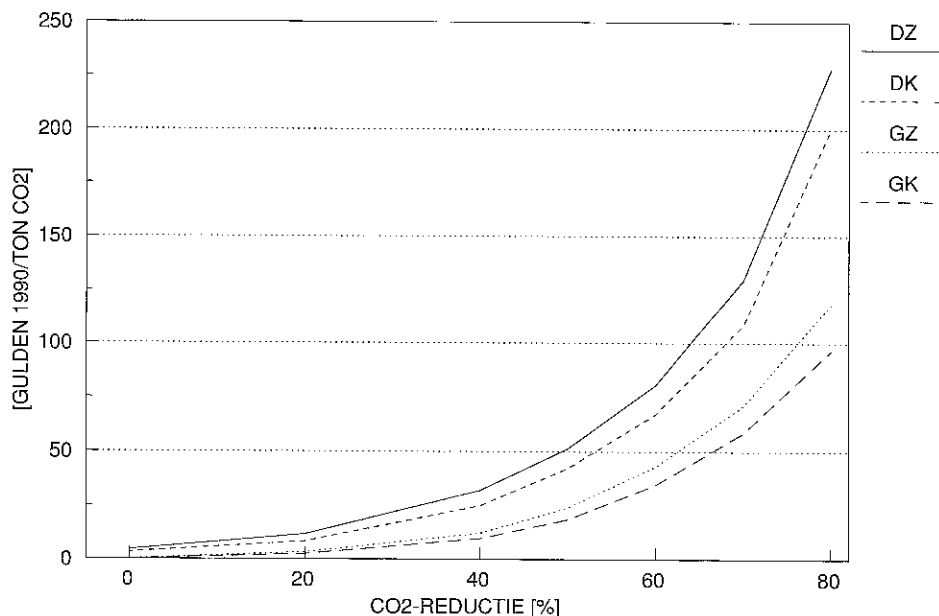
Figuur 11.8 CO<sub>2</sub>-emissie 2000-2040, basisberekening en berekening met hogere brandstofprijs naar rato van het C-gehalte (regulerende '10 \$/bbl' C-heffing)

Zoals bekend is de prijselasticiteit van energievraag gering, met name in de sectoren huishoudens en transport. Ook de 'lange termijn prijselasticiteit' van C-houdende brandstoffen in de Nederlandse energiehuishouding op lange

termijn blijkt nu dus betrekkelijk laag. Het resultaat van 10 à 20% CO<sub>2</sub>-reductie in figuur 11.8 is in overeenstemming met eerdere modelberekeningen voor 2020 [19]. Ook in [6] zijn berekeningen met C-heffingen uitgevoerd, resulterend in betrekkelijk geringe CO<sub>2</sub>-reducties.

Een regulerende C-heffing zal de optie CO<sub>2</sub>-verwijdering onaantrekkelijk maken. Deze optie leidt immers tot extra brandstofgebruik (zie § 9.2) en wordt dus duurder door de heffing. Toch is CO<sub>2</sub>-verwijdering prominent aanwezig in de kostenoptimale reductiestrategieën in dit rapport (vergelijk figuur 10.2). Koppeling van de heffing aan een statiegeldregeling voor de afgevangen en opgeslagen hoeveelheid CO<sub>2</sub>, analoog aan het uit de milieukunde bekende concept van 'stofstatiegeld', kan mogelijk soelaas bieden voor de optie CO<sub>2</sub>-verwijdering in geval van C-heffingen.

De berekeningen in dit rapport geven aan voor welke kosten in de periode 2000-2040 voor een bepaald scenario een bepaalde CO<sub>2</sub>-reductie bereikt zou kunnen worden (zie b.v. figuur 11.2 en 11.3). Worden deze kosten gedeeld door de resterende CO<sub>2</sub>-emissie in het betreffende scenario, dan krijgt men een eerste indicatie van een bestemmingsheffing (figuur 11.9). Met andere woorden: de kosten voor een CO<sub>2</sub>-reductiepad (een van de stippellijnen in figuur 3.6) wordt dus opgebracht door de resterende CO<sub>2</sub>-emissie (het oppervlak beneden de betreffende stippellijn in figuur 3.6) te belasten met een zodanige heffing dat daarmee precies de kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie gefinancierd kunnen worden.



Figuur 11.9 *Indicatie omvang bestemmings CO<sub>2</sub>-heffing*

Bij een regulerende heffing gerelateerd aan een bepaalde doelstelling is de heffing even hoog als de marginale kosten bij die doelstelling. Bij een bestemmingsheffing is de heffing even hoog als de extra kosten gedeeld door de resterende emissies. De marginale kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie (zie b.v. figuur 11.6) zijn duidelijk hoger dan de bestemmingsheffing in figuur 11.9. Overigens kunnen de opbrengsten van heffingen op talrijke manieren naar de economie

worden teruggesluisd. Om een goede indruk te krijgen welke effecten van de terugsluizing te verwachten zijn (ook CO<sub>2</sub>-effecten) kan bestudering van macro-economische modellen nuttig zijn.

Om de financiering van eventueel CO<sub>2</sub>-reductiebeleid overzichtelijk te houden is het de moeite waard na te denken over CO<sub>2</sub>-heffingen. In feite gaat het bij de modelberekeningen in dit rapport om een plafond dat tot bepaalde marginale kosten voor emissiereductie leidt, en een handel op een perfecte markt om verhandelbare emissierechten. Op grond van dit soort modelberekeningen zouden emissierechten aan sectoren/actoren kunnen worden toegekend die een afspiegeling vormen van de optimale wijze van emissiereductie in de betreffende sector.

In figuur 11.9 is tevens aangegeven het niveau van een bestemmings CO<sub>2</sub>-heffing bij 10\$/bbl op basis van het koolstofgehalte van ruwe olie, zoals gezegd overeenkomend met f 47,50/tCO<sub>2</sub>. Uit figuur 11.9 valt af te lezen dat met een bestemmingsheffing in de periode 2000-2040 ter grootte van 10 \$/bbl het mogelijk zou zijn een pad te volgen leidend in 2030 tot ca. 30 resp. 50% CO<sub>2</sub>-reductie.

Let wel, het gaat hier om van te voren vastgelegde lineaire reductiepaden (stippellijnen in figuur 3.6). Eerder is becijferd dat wanneer het model de vrijheid krijgt een eigen reductiepad te kiezen, leidend tot dezelfde cumulatieve CO<sub>2</sub>-reductie, de kosten van CO<sub>2</sub>-reductie lager worden [5]. Vanuit milieuoptiek is een vrij reductiepad verdedigbaar, immers gezien de lange termijn van het milieuprobleem maakt het niet zoveel uit wanneer de emissiereductie precies plaatsvindt [46].

In tabel 11.2 zijn de voor de gehele periode 2000-2040 optredende CO<sub>2</sub>-reducties ten opzichte van de basisberekening samengevat bij verschillende uitvoeringsvormen van een 10\$/bbl heffing. De conclusie is dat een regulerende heffing 10 à 20% CO<sub>2</sub>-reductie kan opleveren. Bij een bestemmingsheffing met lineair reductiepad is de CO<sub>2</sub>-reductie groter, ca. 40%. De financiële opbrengst van een bestemmingsheffing is kleiner (brandstofverbruik en CO<sub>2</sub>-emissie nemen immers sterker af) en de heffinginnende instantie dient er zorg voor te dragen dat deze opbrengst volledig wordt herbested in een kostenoptimale CO<sub>2</sub>-reductiestrategie. Bij een regulerende heffing is de financiële opbrengst groter en vrij besteedbaar, maar de CO<sub>2</sub>-reductie kleiner.

Tabel 11.2 CO<sub>2</sub>-reductie periode 2000-2040 bij regulerende versus bestemmings heffing overeenkomend met 10 \$/bbl

Scenario	DZ	DK	GZ	GK
Regulerende heffing	11%	21%	11%	19%
Bestemmingsheffing	41%	42%	38%	40%

De conclusie uit tabel 11.2 met betrekking tot C-heffingen is dat vanuit CO<sub>2</sub>-optiek de bestemming van de heffingsopbrengst belangrijker is dan de hoogte van de heffing, met name in scenario's zonder kernenergie.

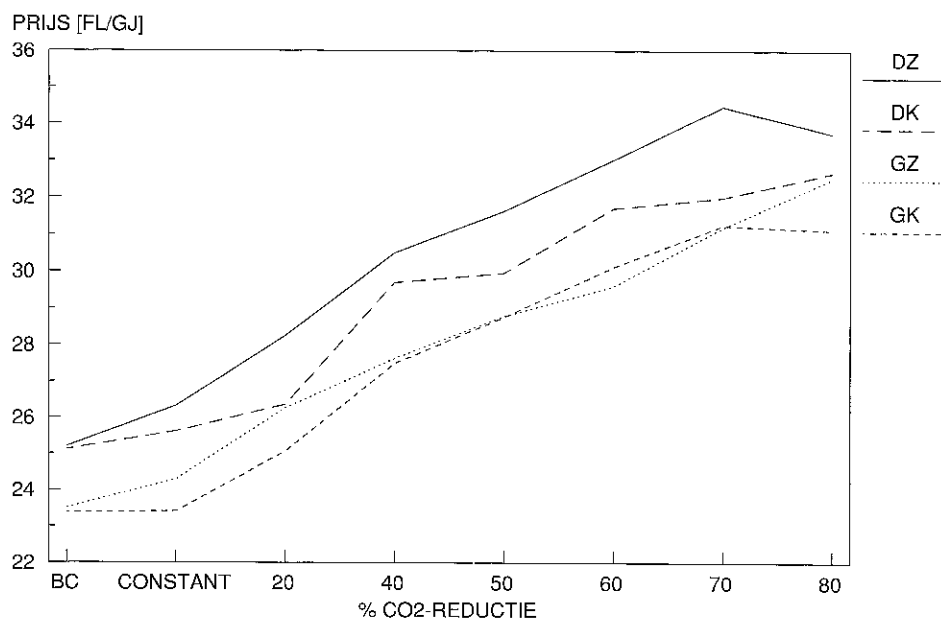
Het gaat bij de becijferingen van regulerende en bestemmingsheffingen in tabel 11.2 en figuren 11.8 en 11.9 uiteraard slechts om eersté ruwe voorzichtige indicaties, bijvoorbeeld omdat:

- geen rekening is gehouden met het effect van heffingen op de vraag naar energiediensten;
- er steeds sprake is van onderschatting van de werkelijk benodigde heffingen doordat het model rekent met perfect vooruitziende blik en een ideale markteconomie waarin iedere beslisser precies op tijd de enig juiste beslissing neemt;
- bij de bestemmingsheffing is aangenomen dat heffingsopbrengsten vrijingsloos geheralloceerd kunnen worden;
- een bestemmingsheffing met cumulatief reductiepad zou in het model nog iets meer CO<sub>2</sub>-reductie opleveren;
- door het model wordt bij de bestemmingsheffing meer een beroep gedaan op nieuwe technologie (met onzekerheden en mogelijke tegenvallers) dan bij de regulerende heffing;
- de vrij besteedbare opbrengst bij een regulerende heffing zou tot toename van CO<sub>2</sub>-emissie kunnen leiden.

## 11.4 CO<sub>2</sub> reductiekosten in perspectief

### 11.4.1 Schaduwpreizen energievoorziening

Een van de berekeningsresultaten is de schaduwprijs van energie in verschillende sectoren. De schaduwprijs van een nuttige energievraag geeft aan in welke mate de kosten van het (gehele) energiesysteem toenemen wanneer de nuttige energievraag met 1 GJ toeneemt. Daarbij worden kosten voor investering, rente en brandstof en alle overige kosten meegenomen. Bij CO<sub>2</sub>-plafonds nemen in de regel de schaduwpreizen toe, vanwege de noodzaak van CO<sub>2</sub>-reductie en de kosten daarvan. Een voorbeeld van geleidelijk toenemende schaduwpreizen is te zien in figuur 11.10. Door o.a. geleidelijke introductie van steeds duurdere en verdergaande woningisolatie en CO<sub>2</sub>-verwijdering bij omzetting van aardgas in waterstof neemt de schaduwprijs van warmtevoorziening bij nieuwbouwwoningen verder toe.

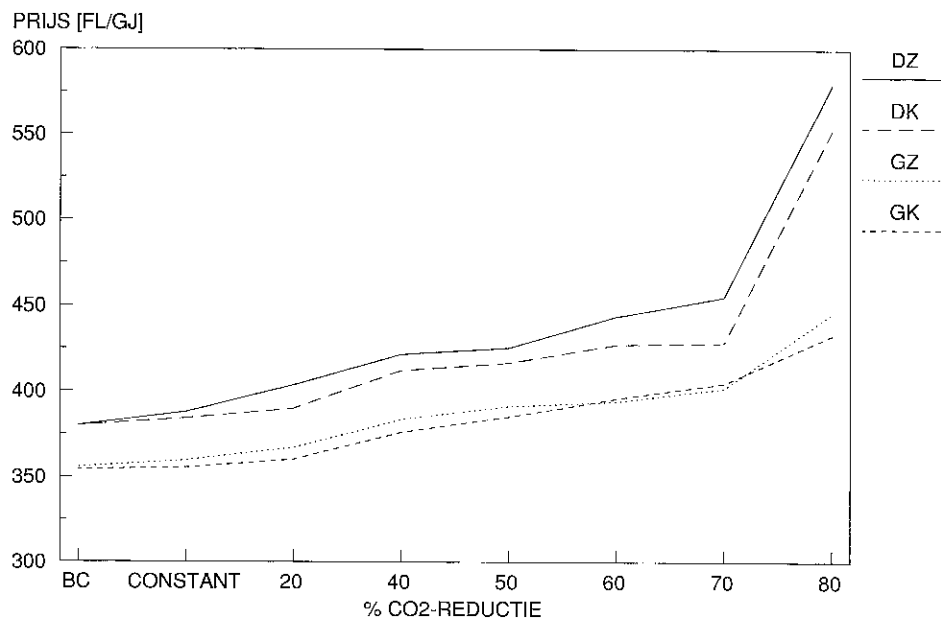


Figuur 11.10 *Schaduwprijs warmtevoorziening nieuwbouwwoningen, 2030, bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

Een ander voorbeeld is te zien in figuur 11.11. Bij de schaduwprijs van nuttige energie voor personenauto's (GJ op de weg) valt allereerst het verschil tussen de scenario's op. Dit verschil is een combinatie van twee factoren: in scenario DZ/K is de olieprijs iets hoger en is het moeilijker om aan de emissieplafonds voor NO<sub>x</sub> te voldoen, dan in scenario GZ/K. De hogere olieprijs in scenario DZ/K leidt tot iets duurdere benzine, en door de grotere inspanning om aan de NO<sub>x</sub>-doelstelling te voldoen wordt autorijden duurder.

In figuur 11.11 is te zien dat de schaduwprijs verder toeneemt bij CO<sub>2</sub>-plafonds. Toch verandert er bij de personenauto's weinig, benzine en methanol blijven de gebruikte brandstoffen. Pas vanaf 60 en 80% CO<sub>2</sub>-reductie, in scenario DZ/K respectievelijk GZ/K, vindt introductie van alternatieve brandstoffen plaats (zie figuur A.5.4). De geleidelijke stijging van de schaduwprijs in het daaraan vooraf gaande traject tot 50 à 70% CO<sub>2</sub>-reductie is te interpreteren als het in toenemende mate verrekenen van de externe kosten (of zo men wil een indicatie van hoeveel autorijden duurder gemaakt zou moeten worden) bij toenemende CO<sub>2</sub>-reductie, zonder dat drastische veranderingen in personenauto's optreden. De introductie van alternatieve brandstoffen, nodig om een bijdrage aan 60 en 80% CO<sub>2</sub>-reductie te leveren, in scenario DZ/K respectievelijk GZ/K, gaat vervolgens gepaard met een scherpe stijging van de schaduwprijs in deze sector.





Figuur 11.11 *Schaduwprijs nuttige energievraag personenauto's, 2030, bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

#### 11.4.2 Kosten voor NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductie en kolenreststoffen

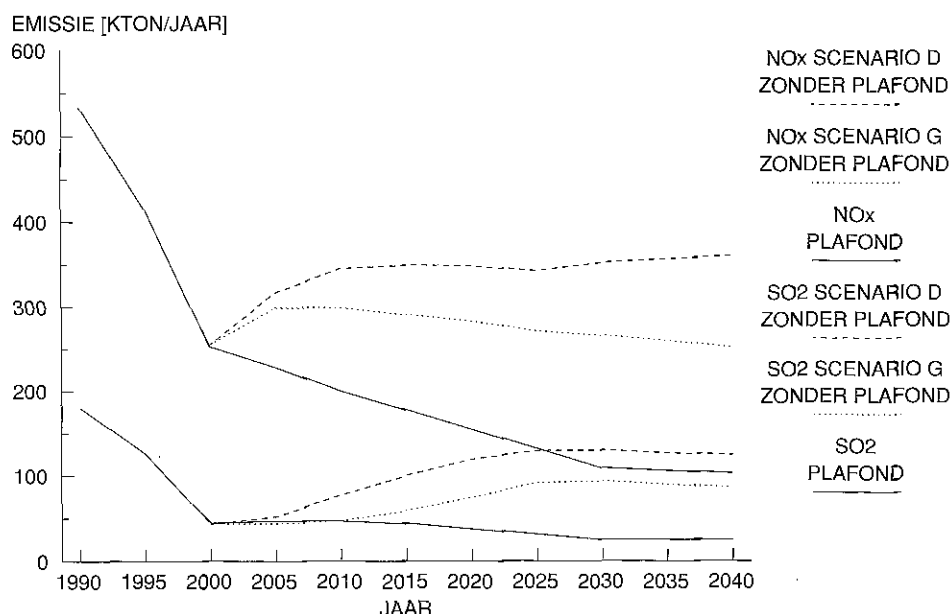
In het MARKAL-model wordt naast CO<sub>2</sub> eveneens rekening gehouden met de kosten van reductie van NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub>-emissies en vast afval bij kolengebruik.

In [3] zijn de diverse kolenreststoffen in detail gemodelleerd, uitgaande van storttarieven voor vast afval (oplopend tot f 150,-/ton) en diverse nuttige toepassingsmogelijkheden voor kolenreststoffen (in bouwmaterialen en infrastructuur). Overigens is het moeilijk het nut van kolenreststoffen adequaat vast te stellen vanwege de concurrentie met andere reststoffen (zoals bouwen sloopafval en vuilverbrandingsslakken). In de huidige situatie worden alle kolenreststoffen gebruikt, het is de vraag welke storttarieven voor eventueel onbruikbare kolenreststoffen zouden gelden. Omdat daarnaast uit [3] bleek dat beperkingen aan de kolenreststoffenafzet weinig invloed hadden op de inzet van kolentechnieken, is in dit rapport de kolenreststoffenproblematiek weer versimpeld door aan iedere binnenlandse koleninzet extra afleveringskosten van f 0,2/GJ mee te geven; dit komt overeen met f 50,-/ton kolenreststoffen en betekent een kleine verhoging van de kolenprijs (vergelijk figuur 2.3).

Bij NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub> is dezelfde benadering gevolgd als in [3]. Dat wil zeggen: er is rekening gehouden met de huidige en in de nabije toekomst te verwachten emissienormen per energieconversietechniek (auto, gasturbine, centrale, etc.). In veel gevallen maakt de emissiewetgeving toevoeging van een emissiebestrijdingstechniek noodzakelijk, zoals rookgasontzwaveling bij nieuwe poederkoolcentrales of uitlaatgasreiniging bij auto's; de kosten van emissiebestrijdingstechnieken zijn in het model meegenomen.

Voor de periode ná 2000 is vastgesteld dat de toekomstige emissie van verzurende en zuurvormende componenten (zoals  $\text{NO}_x$  en  $\text{SO}_2$ ) in Nederland met 85% moet worden teruggebracht ten opzichte van het huidige niveau, om de nadelige milieu-effecten tegen te gaan [32]. Dit is (nog) niet precies vertaald naar scherpere emissienormen per energieconversietechniek of per sector. In de modelberekeningen zijn, naast de huidige emissienormen per techniek, nationale emissieplafonds opgenomen voor  $\text{SO}_2$  en  $\text{NO}_x$  in de transportsector en bij overige (stationaire) bronnen. De plafonds zijn zodanig dat 85% reductie bereikt wordt vanaf het jaar 2030. Om aan deze 'verzuring'-plafonds te voldoen zijn diverse (verdergaande) emissiebestrijdingstechnieken in het model opgenomen, of bestaat de mogelijkheid van (structurele) veranderingen in de energiehuishouding, zoals brandstofswitch. Uit [3] bleek dat een mengsel van extra emissiebestrijdingstechnieken samen met structurele veranderingen in brandstofkeuze en energieconversie wordt ingezet om de noodzakelijke 85% emissievermindering te bereiken.

De omvang van de  $\text{NO}_x$  en  $\text{SO}_2$ -emissievermindering is geïllustreerd in figuur 11.12, door vanaf het jaar 2005 de emissieplafonds weg te laten. Te zien is dat de  $\text{NO}_x$ - en  $\text{SO}_2$ -emissie niveaus in dat geval toenemen. In het 'hoge' scenario DZ/K is de toename wat sterker dan in het lagere GZ/K-scenario. Doordat de huidige emissienormen per energietechniek wel blijven gelden blijft de toename evenwel beperkt en bereikt de totale emissie toch niet meer het huidige niveau.



Figuur 11.12 Emissies  $\text{NO}_x$  en  $\text{SO}_2$ : toegepaste plafonds en emissieverloop bij weglaten plafonds, scenario DZ/K en GZ/K periode 1990-2040

Een interessante vraag is nu in welke mate 'synergie' aanwezig is tussen  $\text{CO}_2$ -reductie en  $\text{NO}_x/\text{SO}_2$ -reductie. Diverse opties voor  $\text{CO}_2$ -reductie zullen immers tevens  $\text{NO}_x$ - en  $\text{SO}_2$ -emissies verminderen, en vice versa. Voor de scenario's in dit rapport kan het synergie-effect becijferd worden door modelberekeningen met en zonder  $\text{CO}_2$ - en/of  $\text{NO}_x/\text{SO}_2$ -emissieplafonds onderling en kruislings te vergelijken.

In de basisberekeningen (dus zonder CO<sub>2</sub>-plafond) leidt het opleggen van het 85% reductieplafond voor NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub> tot 49 à 50, of 102 à 106 miljard gulden extra systeemkosten in scenario GZ/K respectievelijk DZ/K in de periode 2000-2040. De hogere kosten in scenario DZ/K zijn een gevolg van de omvangrijker emissiereductie (figuur 11.12) en de noodzaak verdergaande, en dus duurder, emissiereductie-opties aan te spreken.

Bij toepassing van CO<sub>2</sub>-plafonds nemen de totale systeemkosten toe. Naarmate de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling strenger wordt, nemen de kosten verder toe, bij 80% CO<sub>2</sub>-reductie oplopend tot 281 à 343, of 583 à 846 miljard gulden extra systeemkosten in scenario GZ/K respectievelijk DZ/K in de periode 2000-2040. De hogere kosten in scenario DZ/K zijn een gevolg van de omvangrijkere emissiereductie (figuur 3.6) en de noodzaak verdergaande, en dus duurder, emissiereductie-opties aan te spreken.

Bij simultane NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>- en CO<sub>2</sub>-reductie blijkt er een synergie-effect te zijn. Bij toepassing van CO<sub>2</sub>-plafonds nemen de totale systeemkosten toe naarmate de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling strenger wordt, door toepassing van NO<sub>x</sub>- en SO<sub>2</sub>-reductieplafonds wordt de toename iets kleiner.

In scenario GZ zonder NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling was de toename bij 80% CO<sub>2</sub>-reductie 375 miljard gulden, in de berekening met 85% NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductie is de toename verminderd tot 343 miljard gulden. In de basisberekening, zonder CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling was de toename bij 85% NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductie 50 miljard gulden, in de berekening met 80% CO<sub>2</sub>-reductie is de toename verminderd tot 18 miljard gulden. De marge is in beide benaderingen 32 miljard gulden. Dit te interpreteren als een synergie-effect in een situatie dat beide emissiereducties nodig zouden zijn (dus zowel 85% NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductie als 80% CO<sub>2</sub>-reductie).

Deze marge is ook anders te zien:

- a. Een klein deel (32/375) van de kosten voor CO<sub>2</sub>-reductie in scenario GZ is toe te rekenen aan NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductie.
- b. Een groot deel (32/50) van de kosten voor NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub> reductie in scenario GZ is toe te rekenen aan CO<sub>2</sub>-reductie.

Omdat de doelstelling voor 85% NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductie reeds is vastgelegd, terwijl voor CO<sub>2</sub> de doelstelling vooralsnog niet verder gaat dan geringe reductie in 2000, is zienswijze b. in de huidige situatie echter niet opportuun.

Vanuit CO<sub>2</sub>-optiek bezien zijn er diverse CO<sub>2</sub>-reductie-opties die tevens de NO<sub>x</sub>- en SO<sub>2</sub>-emissies verminderen, bijvoorbeeld energiebesparing (minder brandstof dus minder emissies), brandstofcellen (minder NO<sub>x</sub>), brandstof-switch (minder steenkool en dus minder SO<sub>2</sub>), elektrische auto's (minder NO<sub>x</sub>), windturbines (NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub>). Steeds verdergaande penetratie van deze opties als gevolg van steeds strengere CO<sub>2</sub>-plafonds leidt automatisch tot vermindering van NO<sub>x</sub>- en SO<sub>2</sub>-emissies. Dat dit soms tot tegennatuurlijke uitkomsten kan leiden is geconstateerd bij kolenstook in § 6.2.3.

Voor de andere scenariovarianten is dezelfde berekening uitgevoerd in tabel 11.3. Te zien is dat het synergie-effect in scenario DZ/K groter is. Vanuit CO<sub>2</sub>-optiek is een belangrijke verklaring dat het aandeel van de transportsector (waar NO<sub>x</sub>-reductie duur is) groter is in scenario DZ/K.

Tabel 11.3 *Synergie-effect simultane 85% NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductie en 80% CO<sub>2</sub>-reductie; extra systeemkosten periode 2000-2040, miljard gulden 1990, niet verdisconteerd*

extra systeemkosten bij:	scenario GK	scenario GZ	scenario DK	scenario DZ
CO <sub>2</sub> geen NO <sub>x</sub> /SO <sub>2</sub> -reductie	312	375	663	939
CO <sub>2</sub> met NO <sub>x</sub> /SO <sub>2</sub> -reductie	281	343	583	846
NO <sub>x</sub> /SO <sub>2</sub> geen CO <sub>2</sub> -reductie	49	50	102	106
NO <sub>x</sub> /SO <sub>2</sub> met CO <sub>2</sub> -reductie	16	18	22	13
synergie-effect	31	32	80	93

Bij beschouwing van tabel 11.3 in eerste oogopslag zou men geneigd zijn te concluderen dat bestrijding van het broeikaseffect ('CO<sub>2</sub>') veel kostbaarder is dan bestrijding van verzuring ('NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>'). Zo'n conclusie zou voorbarig zijn vanwege:

- Bij NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-reductie is alleen rekening gehouden met de kosten van extra maatregelen leidend tot 85% emissiereductie. De kosten van de huidige beleidsmaatregelen (emissienormen leidend tot katalysatorauto's, rookgasontzwaveling bij kolencentrales, etc.), zijn niet in tabel 11.3 opgenomen. Huidig beleid leidt reeds tot ruwweg een halvering van de emissie per eenheid primaire energie (vergelijk figuur 11.12 en figuren 3.1 en 3.2).
- Naast NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub> levert ook NH<sub>3</sub> (ammoniak) een bijdrage aan verzuring. Kosten van NH<sub>3</sub>-reductie zijn niet meegerekend. Overigens zijn ook de andere broeikasgassen (§ 10.5) niet meegerekend.
- Bij CO<sub>2</sub> nemen de reductiekosten exponentieel toe naarmate het reductiepercentage toeneemt (figuur 11.3). De kosten hangen dus sterk af van de gewenste reductie, maar in het beleid is niet vastgelegd welke reductie nodig is om het broeikas effect afdoende te bestrijden.

### 11.4.3 Externe kosten en baten

Vaak wordt gesteld dat CO<sub>2</sub>-reductie nog andere milieuvordelen heeft. Te denken valt aan minder emissie van andere luchtverontreinigende stoffen (zoals NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub>), minder vast afval (door mindere kolengebruik), comfortverbetering (door woningisolatie), minder uitputting van fossiele brandstoffen (duurzaamheidsstreven), etc. Aan de andere kant kunnen CO<sub>2</sub>-reductietechnieken juist ook andere nadelige milieu-effecten teweegbrengen. Te denken valt aan risico's bij kernenergie, bestrijdingsmiddelen bij energiegewassen, omvangrijke CO<sub>2</sub>-opslag volumes bij CO<sub>2</sub>-verwijdering, hinderaspecten bij windturbines, etc. In de vorige paragraaf is besproken dat bij de CO<sub>2</sub>-reductiescenario's in dit rapport steeds rekening is gehouden met kosten van kolenreststoffen en simultane 85% reductie van NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>-emissies. Voor de laatste is tevens een synergie-effect becijferd.

Indien nadelige milieu-effecten niet meetellen in de kosten van het energiesysteem en/of in de prijs van energiedragers, dan spreekt men van 'externe kosten'. Omdat voor nadelige milieu-effecten meestal geen betrouwbare kos-

tencijfers bekend zijn en bovendien de fysieke emissie-effectrelaties veelal met onzekerheden omkleed zijn, is de omvang van de externe effecten vaak moeilijk vast te stellen. Omdat de richting van het effect (nadelig dan wel voordelig) meestal wel eenduidig is kunnen externe effecten in kosten/baten-analyses als imponderabilia behandeld worden.

Onverlet de vraag of nadelige milieu-effecten, zoals als gevolg van CO<sub>2</sub>-emissies, nu wèl of niet in de brandstofprijzen/energiekosten zijn opgenomen, geven de berekeningen in dit rapport een indicatie van de technische kosten om het broeikas-effect tegen te gaan door middel van CO<sub>2</sub>-reductie. Idealiter zouden deze kosten vergeleken moeten worden met de vermeden schade als gevolg van het broeikas-effect om zodoende een optimaal CO<sub>2</sub>-reductiepercentage vast te stellen. In een dergelijke benadering zijn echter de fundamentele onzekerheden omtrent de ernst, omvang en risico's van het broeikas-effect alsmede de ongelijke verdeling van de gevolgen in tijd en ruimte moeilijk onder te brengen. Voor een discussie hierover wordt verwezen naar bijvoorbeeld [45,46,49].

brandstoffen uit biomassa en brandstofcelvoertuigen op waterstof of methanol.

- In de sector industrie zijn energiebesparing en rendementsverbetering belangrijke opties voor CO<sub>2</sub>-reductie. Met name warmte/kracht-koppeling neemt sterk toe, naast energiebesparende technieken zoals warmtepompen. Door de hogere bedrijfstijd is warmte/kracht-koppeling in de industrie gunstig. Op langere termijn bij verdergaande CO<sub>2</sub>-reductie is substitutie van aardgas door waterstofgas aantrekkelijk, indien de productie van waterstof plaats zou vinden uit steenkool of aardgas in combinatie met CO<sub>2</sub>-verwijdering. Waterstof kan van belang blijken voor brandstofcel warmte/kracht-installaties in de industrie. De bijdrage van duurzame energie (hout, zonnewarmte) zou bij CO<sub>2</sub>-reductie toenemen, maar het aandeel in de energievoorziening blijft desondanks bescheiden.
- In de elektriciteitssector kunnen direct veranderingen optreden bij CO<sub>2</sub>-reductie. De rol van kernenergie is vanwege de stand van besluitvorming gevarieerd. Indien kernenergie zou zijn toegestaan dan zou deze optie een steeds groter deel van de elektriciteitsopwekking voor z'n rekening nemen naarmate de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt. Indien kernenergie niet is toegestaan dan is het beeld wisselend: brandstofsubstitutie van kolen naar aardgas, herintroductie van kolen in vergassingscentrales uitgerust met CO<sub>2</sub>-verwijdering, of brandstofcellen op waterstof voor warmte/kracht in de industrie en gebouwde omgeving zouden de belangrijkste elektriciteitsproducent worden bij steeds verdergaande CO<sub>2</sub>-reductie. Als gevolg van elektrificatie: de vervanging van fossiele brandstoffen door elektriciteit in elektrische warmtepompen, elektrische auto's, waterstofliquefactie, etc., neemt de omvang van elektriciteitsproductie toe bij CO<sub>2</sub>-reductie. De bijdrage van duurzame bronnen (houtcentrale, windturbines op zee, zonnecellen) kan bij CO<sub>2</sub>-reductie toenemen tot een significant aandeel in de elektriciteitsproductie. Bij aanwezigheid van kernenergie zijn industriële warmte/kracht-koppeling, elektriciteitsbesparing en duurzame bronnen minder aantrekkelijk.

## 12.2 Aanbevelingen

In dit rapport zijn de technische mogelijkheden van kosteneffectieve CO<sub>2</sub>-reductie in de Nederlandse energiehuishouding op lange termijn in detail en in onderlinge samenhang behandeld. Gebleken is dat drastische (tot 80%) CO<sub>2</sub>-reductie technisch mogelijk is, zonder dat de kosten prohibitief hoeven te zijn. Verschillende, deels nieuwe, energietechnieken voor CO<sub>2</sub>-reductie zijn in de verschillende scenario's van belang. Het Nederlandse overheidsbeleid gaat uit van een geringe reductie van de CO<sub>2</sub>-emissies in 2000 met 3 à 5% ten opzichte van het niveau 1989/1990. Voor de periode ná 2000 zijn (nog) geen CO<sub>2</sub>-reductiedoelstellingen vastgelegd. Vanuit milieu-optiek echter kan een drastische reductie van CO<sub>2</sub>-emissies nodig blijken om de risico's van het broeikas-effect te beperken. Bij beleidsoverwegingen met betrekking tot lange termijn CO<sub>2</sub>-reductie zouden de bevindingen van dit rapport een rol kunnen spelen en kan nog nadere bestudering nuttig zijn. Bijvoorbeeld op het gebied van gevoeligheidsanalyses, implementatie, extra energiebesparing of duurzame

energie, materiaalgebruik, energie-economie-interacties en leefpatroon, internationale scenariovergelijkingen, berekeningen met andere systeemgrenzen, andere broeikasgassen en internationale technologievergelijkingen.

Gevoeligheidsanalyses voor nieuwe energietechnieken. In de scenarioberekeningen worden nieuwe energietechnieken steeds belangrijker naarmate de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt. Veelal gaat het om energietechnieken die nu nog niet of nauwelijks in de praktijk worden toegepast. Er bestaan dus onduidelijkheden, bijvoorbeeld over de toekomstige kosten, energetisch conversierendement en mogelijk introductietijdstip van een marktrijp produkt. Dit geldt bijvoorbeeld voor brandstofcellen, TPV-ketels, CO<sub>2</sub>-verwijdering, elektrische auto's, zonnecellen, waterstofvliegtuigen, etc. De parameters voor kosten, rendement en introductietijdstip in de modelberekeningen zijn bepalend voor de aantrekkelijkheid van de betreffende techniek. In gevoeligheidsanalyses wordt de invloed van veranderingen in deze parameters nagegaan. Dergelijke gevoeligheidsanalyses zouden een rol kunnen spelen bij onderzoeksbeleid. Ook zou daarbij gekeken kunnen worden naar andere technieken, die nu nog niet in de berekeningen zijn meegenomen, en naar technieken die wel zijn meegenomen maar die ondanks verwachte CO<sub>2</sub>-verdiensten in de berekeningen geen rol bij CO<sub>2</sub>-reductie blijken te spelen.

Implementatie CO<sub>2</sub>-reductie-opties. Wanneer de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt, treden in de scenario's veranderingen op. Vaak gaat het daarbij om de introductie van opties die op zich niet nieuw zijn, maar die wel ingrijpende veranderingen in de energiehuishouding teweegbrengen. Er is in zo'n geval niet zozeer een technologisch risico, maar de implementatie in de energiehuishouding zal niet 'vanzelf' verlopen en zou nader onderzocht moeten worden. De veranderingen in de energiehuishouding kunnen bijvoorbeeld dermate groot blijken dat implementatie onmogelijk is, of er kunnen veranderingen zijn die implementatie van meerdere opties beïnvloeden. In dit rapport zijn diverse voorbeelden genoemd van kritische factoren die mede bepalend zijn bij implementatie, deze zouden nader uitgewerkt kunnen worden. Te denken valt aan onderzoek naar de implementatie van waterstof als vervanging van aardgas voor kleinverbruik, voorstellen voor drastische verscherping van de isolatienormen voor gebouwen en koelkasten, toepassing van elektrische warmtepompen in 'gasloze' nieuwbouwwoningen, nieuwe kerncentrales, toepassing van kernenergie voor stadsverwarming en industriële warmte/kracht, gebruik vanelektrische auto's, aanleg van windturbineparken op zee, opslag van afgevangen CO<sub>2</sub> in lege aardgasvelden, aanleg van waterstofinfrastructuur, landgebruik voor energiegewassen, etc.

Extra energiebesparing of duurzame energie. In de scenarioberekeningen zijn de opties CO<sub>2</sub>-verwijdering en kernenergie prominent aanwezig en nemen de helft of meer van de CO<sub>2</sub>-reductie voor hun rekening. Vanuit andere (milieu)overwegingen zouden deze opties wellicht problematischer kunnen zijn, bijvoorbeeld vanwege het blijvend gebruik van fossiele brandstoffen bij de optie CO<sub>2</sub>-verwijdering, of bij de optie kernenergie de problematiek van proliferatie en reactorveiligheid. De besluitvorming rond kernenergie is bovendien in Nederland uitgesteld, daarom zijn in dit rapport de scenarioberekeningen steeds uitgevoerd met en zonder kernenergie als optie. Indien de rol van zowel CO<sub>2</sub>-verwijdering als kernenergie wordt ingeperkt, moeten extra energiebesparing en duurzame energie een grotere bijdrage leveren aan de te bereiken CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling. De vraag is dan welke energiebesparingen

in welke sector tegen welke kosten nog mogelijk zouden zijn. De mogelijke bijdrage van duurzame energie in Nederland is begrensd, vanwege klimaat en ruimtebeslag; wellicht dat de bijdrage vergroot kan worden of dat import van duurzame energiedragers in grotere mate mogelijk is.

Materiaalgebruik, energie-economie-interacties en leefpatroon. De twee scenario's in dit rapport zijn ontleend aan twee onderling sterk verschillende ontwikkelingen van de vraag naar nuttige energiediensten, zoals verlichting, een warm huis, voertuigkilometers, energie voor produktie van een bepaald materiaal, etc. Deze vraag wordt echter niet beïnvloed door de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstellingen. Er kunnen nog andere factoren zijn die de vraag bepalen. In dit verband kan men bijvoorbeeld denken aan materiaalgebruik, energieeconomie-interacties en leefpatroon. Op lange termijn en naarmate de CO<sub>2</sub>-reductie toeneemt wordt het aandeel in de energievraag voor materialenproduktie steeds belangrijker. De ontwikkeling van de vraag naar materialen en de mogelijkheden van materiaal-recycling en/of -substitutie in verband met CO<sub>2</sub>-reductie zijn nog niet op dezelfde wijze onderzocht als met energieopties is gedaan.

Wanneer door CO<sub>2</sub>-reductie de prijs van energie zou stijgen is te verwachten dat de vraag daardoor daalt, dit kan de CO<sub>2</sub>-emissie verder verminderen. In dit verband verdienen lange termijn prijselasticiteiten van de vraag naar energie- en materiaaldiensten in verschillende sectoren nader onderzoek. Ook het leefpatroon heeft invloed op de vraag naar energie- en materiaaldiensten, middels zaken als mobiliteit, wooncomfort, koopgedrag, etc. Bestudering en parametrisatie van bijvoorbeeld relaties tussen opvattingen enerzijds en energie/materiaal-gebruik anderzijds, kan licht werpen op mogelijke wijzigingen in de vraag naar energie- en materiaaldiensten op lange termijn als gevolg van (veranderingen in) het leefpatroon.

Internationale scenariovergelijking. CO<sub>2</sub>-emissies dragen bij aan een wereldwijd milieuprobleem op lange termijn. De in dit rapport behandelde scenario-berekeningen hebben echter alleen betrekking op de Nederlandse energiehuishouding. Het aandeel van Nederland in de mondiale CO<sub>2</sub>-emissie is minder dan 1%. Er van uitgaande dat CO<sub>2</sub>-reductiebeleid in internationaal verband tot stand zou moeten komen, kan het vergelijken en combineren van scenario's voor kosteneffectieve CO<sub>2</sub>-reductie van verschillende landen aangeven waar CO<sub>2</sub>-reductie het minst kostbaar is, hetgeen de kostenverdeling en eventuele nationale reductiedoelstellingen zou kunnen beïnvloeden en de totale kosten zou kunnen verlagen. Dergelijke internationale vergelijkingen zijn meer zinvol wanneer in de betreffende berekeningen voor de afzonderlijke landen dezelfde methodiek en uitgangspunten worden gekozen.

Berekeningen met andere systeemgrenzen. Er van uitgaande dat CO<sub>2</sub>-reductiebeleid in internationaal verband tot stand zou moeten komen kunnen er opties zijn die in nationale beschouwingen niet, misleidend, of niet altijd even duidelijk aan het licht komen. Voor dergelijke opties kan het nuttig zijn om berekeningen te maken met andere systeemgrenzen, in plaats van de systeemgrens van de nationale energiehuishouding. Te denken valt aan overige CO<sub>2</sub>-emissies, materialen en macro-economische effecten. Een deel van de CO<sub>2</sub>-emissie vindt plaats door internationale bunkering door zeeschepen en vliegtuigen, bij verbranding van kunststofafval en bij gebruik van mineralen (b.v. kalk). Indien deze 'overige' CO<sub>2</sub>-emissie als gevolg van de gehanteerde



systeemgrens niet als behorend bij nationaal energiegebruik worden beschouwd, dan vallen daarbij behorende opties voor CO<sub>2</sub>-reducties eveneens buiten beeld. Voor CO<sub>2</sub>-reductieberekeningen met de vraag naar materiaal-diensten voor Nederland geldt dat een nationale systeemgrens weinig zinvol is en misleidend kan zijn. Het grootste deel van de in Nederland geproduceerde materialen wordt geëxporteerd, aan de andere kant worden veel andere materialen geïmporteerd. Voor macro-economische beschouwingen van CO<sub>2</sub>-reductie geldt dat de nationale systeemgrens slecht beperkt zinvol is omdat de Nederlandse economie relatief open is en CO<sub>2</sub>-reductie door verplaatsen van een energie-intensieve bedrijfstak naar buiten de systeemgrens wel eens een averechts effect op de mondiale CO<sub>2</sub>-emissie zou kunnen hebben.

Andere broeikasgassen. In dit rapport zijn met het oog op het broeikas effect alleen mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-reductie beschouwd. Naast CO<sub>2</sub> zijn er nog andere broeikasgassen, zoals CO, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, CFK's, waarvan de gezamenlijke huidige emissie een ongeveer even groot broeikas effect heeft als de CO<sub>2</sub>-emissie. Ten dele hangen emissies van andere broeikasgassen samen met de energie- en materialenhuishouding, zoals bijvoorbeeld de CO-emissie bij energie-omzettingen met onvolledige verbranding, CH<sub>4</sub>-emissie bij aardgasgebruik, N<sub>2</sub>O-emissie bij bemesting van energiegewassen, CFK-emissie bij koelkasten, etc. Optimalisatieberekeningen van de energiehuishouding met CO<sub>2</sub> en de andere broeikasgassen, kan aangeven in welke mate bestrijding van CO<sub>2</sub>-emissies dan wel van emissies van andere broeikasgassen vanuit kostenoptiek de voorkeur zou verdienen. De omrekening van emissies van andere broeikasgassen naar CO<sub>2</sub>-equivalenten is overigens nog erg onzeker, en naast het broeikas effect hebben deze gassen dikwijls nog andere nadelige milieu-effecten die eveneens belangrijk kunnen zijn, zoals aantasting van de ozonlaag of bijdrage aan smog-vorming.

Internationale technologievergelijking. Nieuwe energietechnologie kan een belangrijke rol spelen bij drastische CO<sub>2</sub>-reductie. Technologie-ontwikkeling is in sterke mate een internationale aangelegenheid. Nieuwe energietechnieken worden doorgaans niet alleen voor de lokale thuismarkt ontwikkeld. Een beschouwing op internationale schaal van de mogelijke merites van nieuwe energietechnieken voor CO<sub>2</sub>-reductie kan inzicht geven in het technologisch potentieel voor mondiale CO<sub>2</sub>-reductie. Dit kan richting geven bij technologie-ontwikkeling.



## REFERENTIES

- [1] *Nota klimaatverandering.*, 22232 nrs.1-2, Sdu, Den Haag, ISBN 903990118X, augustus 1991.
- [2] J.T. Houghton, G.J. Jenkins, J.J. Ephraums (Eds.): *Climate Change, the IPCC Scientific Assessment*. Cambridge, Cambridge University Press, ISBN 0521407206, 1990.
- [3] T. Kram, P.A. Okken, D. Gerbers, P. Lako, M. Rouw, D.N. Tiemersma: *Koleninzetstudie (KIS) een verkenning van de rol voor kolen in de periode 2000-2030*. Petten, ECN-C-91-072, november 1991.
- [4] G. Dinkelman: *Een wereld van verschil, de normatieve EOS-scenario's*. Petten, ECN, ESC-43, november 1987.
- [5] P.A. Okken, J.R. Ybema, D. Gerbers, T. Kram, P. Lako: *The challenge of drastic CO<sub>2</sub> reduction, opportunities for new energy technologies to reduce CO<sub>2</sub> emissions in the Netherlands energy system up to 2020*. Petten, ECN-C-91-009, maart 1991.
- [6] P.G.M. Boonekamp, O. van Hilten, P. Kroon, M. Rouw: *Nationale energie verkenningen 1990-2015*. Petten, ECN-C-92-017, juni 1992.
- [7] J.R. Ybema, D.J. Gielen: *Vergelijking invoergegevens 'NEV 1990-2015' en 'EMS 2000-2040'*. Petten, ECN, notitie EMS-116, juli 1992.
- [8] P. Lako, P.A. Okken, T. Kram: *Compilatie van technieken voor CO<sub>2</sub>-verwijdering bij aardgas- en kolengestookte centrales en voor waterstofproductie*. Petten, ECN-C-92-064, oktober 1992.
- [9] J.R. Ybema, P.A. Okken: *Technologieontwikkeling gebouwde omgeving periode 2000-2040*. Petten, ECN-C-92-063, oktober 1992.
- [10] H. Koetzier: *Nieuwe elektriciteitstoepassingen, elektrisch aangedreven compressiewarmtepompen in woningen*. Arnhem, KEMA, WPB 92-669, mei 1992.
- [11] B.J.C. van der Wekken, W.J.L. Jansen, O. Posthumus: *Nieuwe elektriciteitstoepassingen voor de industrie, mechanische dampcompressie, diëlektrisch drogen, luchtmessysteem*. Arnhem, KEMA, TFO 91-3038, april 1992.
- [12] P.A. Okken: *Waterstof energietoepassingen, een compilatie van mogelijke technieken voor waterstofgebruik in de toekomstige Nederlandse energiehuishouding*. Petten, ECN-C-92-065, oktober 1992.
- [13] E.H. Lysen, C. Daey Ouwens, M.J.G. van Onna, K. Blok, P.A. Okken, J. Goudriaan: *De haalbaarheid van biomassa productie voor de Nederlandse energiehuishouding*. Utrecht, NOVEM, EWAB-9210, mei 1992.
- [14] T. Kram, P.A. Okken: *Kansen voor alternatieve brandstoffen in het wegverkeer in Nederland tot 2020 onder invloed van de olieprijs, NO<sub>x</sub>- en CO<sub>2</sub>-plafonds*. Petten, ECN, ESC-52, november 1989.
- [15] H.H. Boswinkel, P.A. Okken: *De concurrentiepositie van absorptiewarmtepompen*. Petten, ECN, ESC-WR-99-20, september 1988.
- [16] P.A. Okken, H.J.A. van den Akker, J.M. Bais, J. van Doorn, A.Kant: *Houtkachels in Nederland, bijdrage aan energievoorziening en milieubelasting*. Utrecht, NOVEM, EWAB-9209, mei 1992.
- [17] B. Linssen: *De mogelijkheden voor de elektrische warmtepomp als CO<sub>2</sub>-reductie techniek in Nederland*. Eindhoven, Technische Universiteit, Vakgroep elektrotechniek, december 1992.

- [18] J.R. Ybema: *Effecten van isolatiematerialen op broeikasgasemissies*. Petten, ECN-C-92-025, juni 1992
- [19] P.A. Okken: *De betekenis van nieuwe energietechnologie voor CO<sub>2</sub>-reductie*. *Energie & Milieu*, 1992 nr. 3, p. 101-112.
- [20] T.J. Blonk, R. van Duin, P.A. Okken: *CO<sub>2</sub> en materialen*. Petten, ECN-I-91-058, december 1991.
- [21] K. Blok, E. Worrell, R.A.W. Albers, R.F.A. Cuelenaere: *Data on energy conservation techniques for the Netherlands*. Utrecht, Rijksuniversiteit, vakgroep NW&S, april 1990.
- [22] J. de Beer: *Energiebesparing op de lange termijn*. Utrecht, Rijksuniversiteit, vakgroep NW&S, maart 1993.
- [23] P.A. Okken, J.R. Ybema, e.a: *Blauwdrukken SYRENE*. Petten, ECN verschijnt binnenkort.
- [24] *Tweede structuurschema elektriciteitsvoorziening, deel 1 ontwerp planologische kernbeslissing*. Den Haag, Ministerie van Economische Zaken, 1992.
- [25] P. Lako: *Safety and economics of new generations of nuclear reactors*. Petten, ECN-I-91-028, mei 1991.
- [26] *Nota energiebesparing*. Den Haag, Ministerie van Economische Zaken, juni 1990.
- [27] E.A. Alsema, M. van Brummelen: *Minder CO<sub>2</sub> door PV, studie naar de maximaal haalbare energie-opwekking en CO<sub>2</sub>-emissiereductie met behulp van zonnecelssystemen in Nederland tot 2020*. Utrecht, Rijksuniversiteit, vakgroep NW&S, november 1992.
- [28] *Grond voor keuzen*. Den Haag, Wetenschappelijke Raad voor het Regeeringsbeleid, nr. 42, 1992
- [29] J. Goudriaan, M.H. Unsworth: *De gevolgen van de toename van kooldioxide en klimaatverandering voor landbouwproductie en waterhuishouding*. in: G. Debrock, W. Thijssen (red.): *Broeien of groeien, bijdragen over het probleem van het broeikas-effect*. Delft, Eburon, 1992, p. 37-66.
- [30] K. Blok: *Final report of the integrated research programme on carbon dioxide removal and storage*. Utrecht, Rijksuniversiteit, vakgroep NW&S, december 1992.
- [31] A.C. van der Harst, A.J.F.M. van Nieuwland: *Disposal of carbon dioxide in depleted natural gas reservoirs*. in: P.A. Okken, R.J. Swart, S. Zwerver (red.): *Climate and energy, the feasibility of controlling CO<sub>2</sub> emissions*. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, ISBN 0792305191, 1989, p. 178-188.
- [32] *Nationaal Milieubeleids Plan Plus*. Den Haag, Ministeries van Volkshuisvesting Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, Landbouw en Visserij, Economische Zaken, Verkeer en Waterstaat, juni 1990.
- [33] P.A. Okken, P.G.M. Boonekamp, M. Rouw, J.R. Ybema: *Een uitwerking voor Nederland van de Toronto doelstelling van 20% CO<sub>2</sub>-reductie in 2005*. Petten, ECN-C-91-045, augustus 1991
- [34] F. van Oostvoorn, T. van Harmelen: *Cost-effectiveness analysis of CO<sub>2</sub> reduction options for the Netherlands*. Petten, ECN-91-024, mei 1991.
- [35] P.A. Okken: *Milieu-effecten van warmtepompen en HR-ketels*. *Gas* (106) p. 304-310.



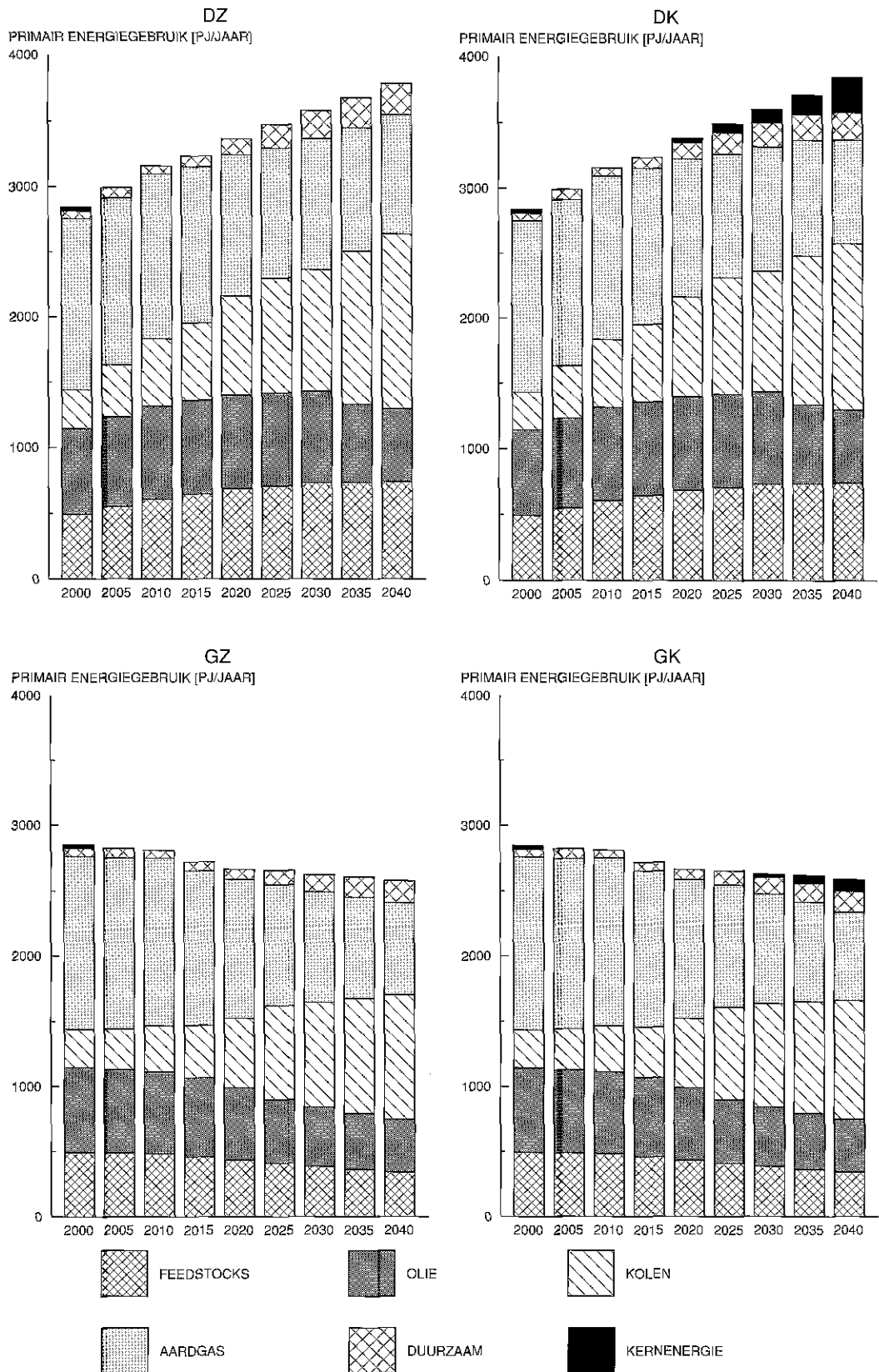
## LIJST VAN AFKORTINGEN

AC/DC	wisselstroom/gelijkstroom
bbl	barrel oil (vat ruwe aardolie 159 liter)
BNP	Bruto Nationaal Produkt
BV/STIG	Biomassa Vergassing SToom Injectie Gasturbine
CARB	California Air Resources Board
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CFK's	Chloor Fluor Koolwaterstoffen
CH <sub>4</sub>	Methaan
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Koolmonoxide
CO <sub>2</sub>	Kooldioxyde
COP	Coëfficiënt Of Performance
cS	centiStokes
DG	scenario Dynamiek en Groei of Doorgaande Groei
DK	scenario DG met Kernenergie
DZ	scenario DG Zonder kernenergie
ECN	Energieonderzoek Centrum Nederland
Ecu	European currency unit
EMS	Energie- en MateriaalgebruiksScenario's ter beperking van emissies van CO <sub>2</sub> en andere broeikasgassen
EOS	EnergieOnderzoek Scenario's
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme
EWAB	EnergieWinning Agrificatie Biomassa
EZ	ministerie van Economische Zaken
g/MJ	gram per MegaJoule
GFT	Groente Fruit en Tuinafval
GJ	GigaJoule
GK	scenario GO met Kernenergie
gld	gulden
GNP	Gross National Product (= BNP)
GO	scenario Geleidelijke Ombuiging of Gedeelde Ontwikkeling
GtC	Gigaton Carbon (= 10 <sup>9</sup> ton Koolstof)
GW <sub>e</sub>	GigaWatt elektrisch
GZ	scenario GO Zonder kernenergie
H <sub>2</sub>	Waterstof
HCFK's	Waterstof Chloor Fluor Koolwatersoffen
HFK's	Waterstof Fluor Koolwatersoffen
HR-ketel	Hoog Rendement gasketel
HT	Hoge Temperatuur proceswarmte
HTGR	Hoge Temperatuur Gasgekoelde Reactor
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated coalGassification Combined Cycle (= KV-STEG)
IGMCFC	Integrated coalGassification MCFC (= KV-MCFC)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IR-straling	InfraRode straling
KV-MCFC	KolenVergassing Molten Carbonate Fuel Cell
KV-STEG	KolenVergassing SToom En Gasturbine
kW <sub>e</sub>	kiloWatt elektrisch
kWh	kiloWattuur
lm	lumen
LP-model	Lineair Programmering optmalisatiemodel

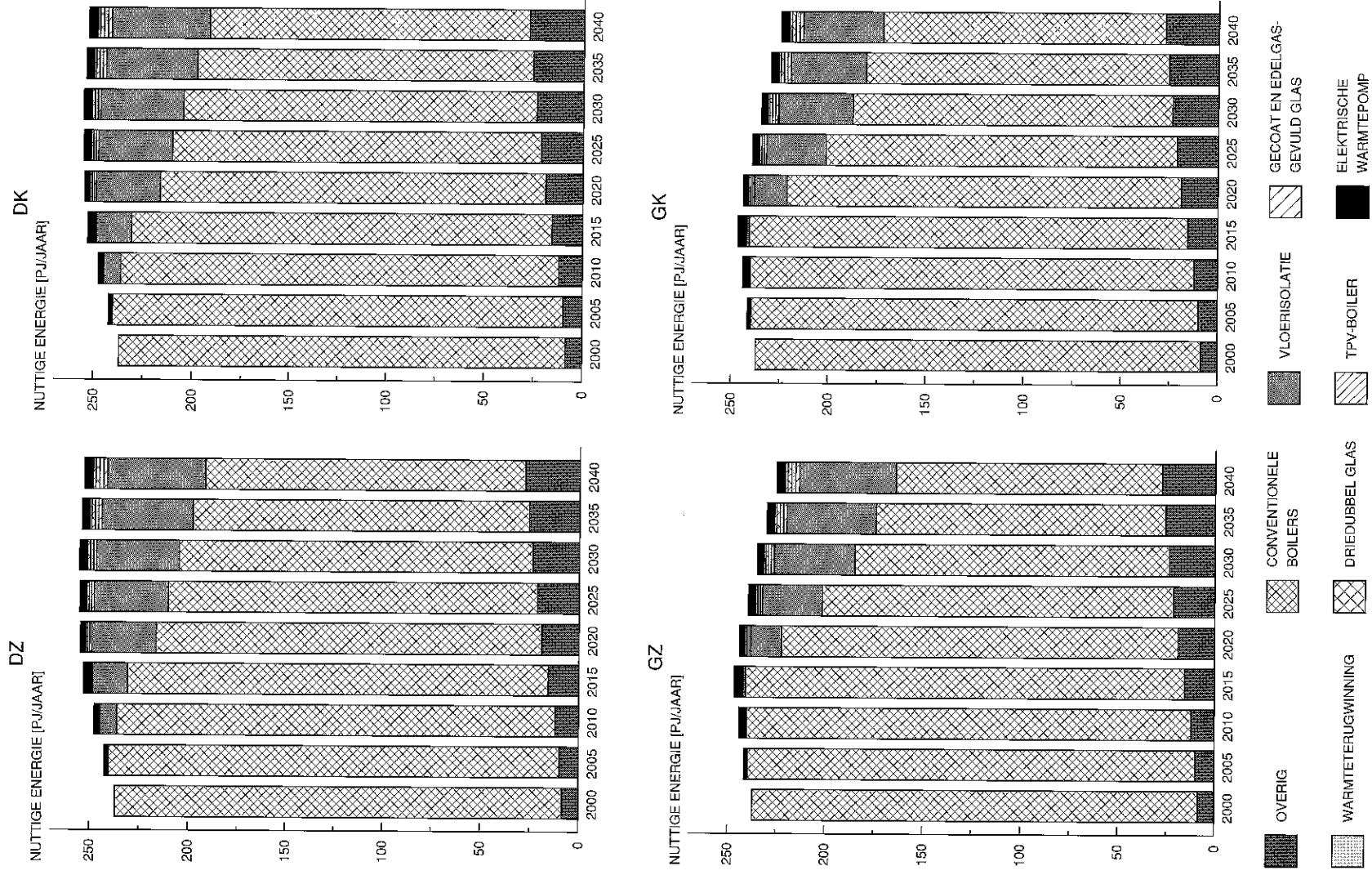
LPG	Liquid Petrol Gas
LS	Lage temperatuur Stoom
LWR	LichtWater Reactor
MARKAL	MARKet ALlocation model
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (= gesmolten carbonaat brandstofcel)
MCG	Midden Calorisch Gas
MDC	Mechanische Damp Compressie
MEA	MonoEthanolAmine
MHD	MagnetoHydroDynamische conversie
MJ	MegaJoule
mld	miljard
MPa	MegaPascal
MTBE	Methyl TertiairButyl Ether
Mton CO <sub>2</sub>	Megaton CO <sub>2</sub> (10 <sup>6</sup> ton)
N <sub>2</sub> O	Distikstof monoxide
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij
NEV	Nationale Energie Verkenningen
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
NMP	Nationaal MilieubeleidsPlan
NOP	Nationaal OnderzoeksProgramma mondiale luchtverontreiniging en klimaatverandering
NOVEM	Nederlandse Organisatie Voor Energie- en Milieu-onderzoek
NO <sub>x</sub>	Stikstofoxyden
NWS	vakgroep NatuurWetenschap en Samenleving
OTM	Once Through Methanol (kolenvergassing met gecombineerde methanol- en elektriciteitsproductie)
PFBC	Pressurized Fluidized Bed Combustion
PJ	Peta Joule
PSA	PressureSwing Absorption
PUR-schuim	PolyURethaan schuim
PWR	Pressurized Water Reactor
RIVM	RijksInstituut voor Volksgezondheid en Milieuhygiëne
SEP	Samenwerkende ElektriciteitsProducenten
SNG	Substitute Natural Gas (= synthetisch aardgas)
SO <sub>2</sub>	Zwavedioxyde
STEG	SToom En Gasturbine
SV	StadsVerwarming
SYRENE	SYstem integration of Renewable Energy and End use energy technologies in the NEtherlands
TE	Total Energy
TEL	TetraEthylLood
TPV-ketel	Thermo PhotoVoltaïsche gasketel
(IV-straling	UltraViolette straling
VR-ketel	Verbeterd Rendement gasketel
VROM	ministerie van Volkshuisvesting Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer
WK	Warmte/Kracht
WKK	Warmte/Kracht-Koppeling
WP-boiler	Warmtepomp boiler
WTW	WarmteTerugWinning
zon-PV	PhotoVoltaïsche zonnecel voor elektriciteitsopwekking

# BIJLAGE A

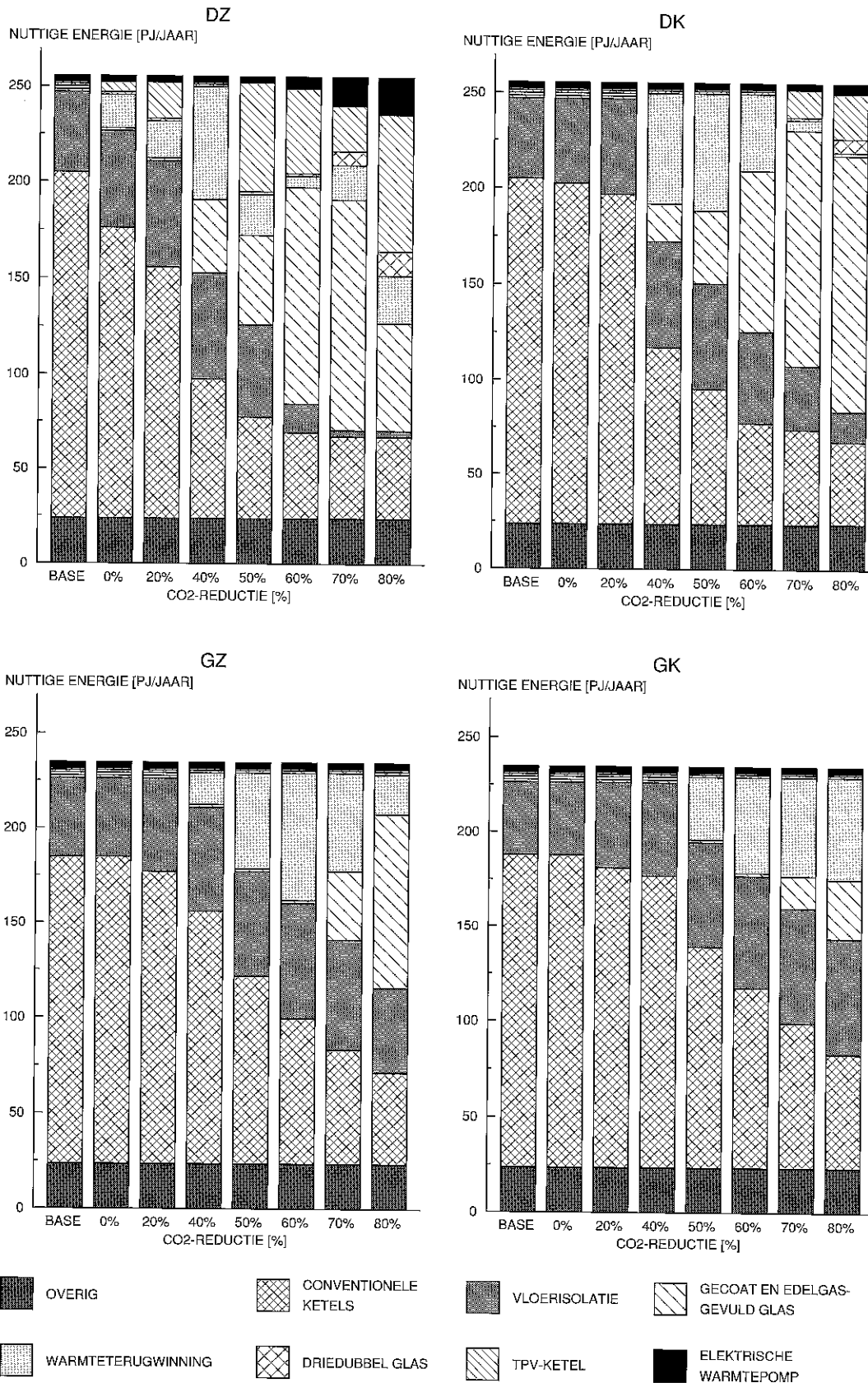




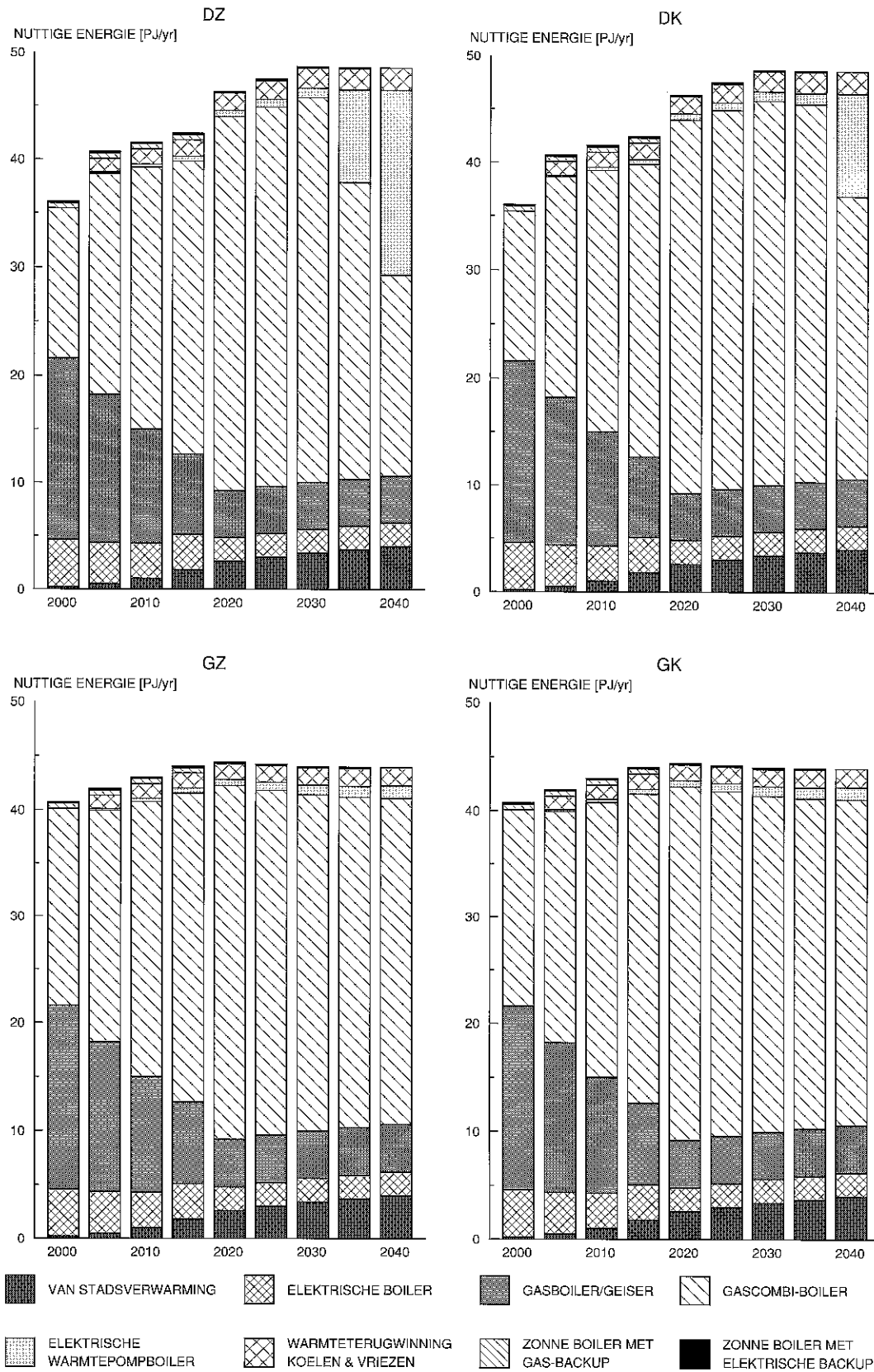
Figuur A.3.1 Brandstoffen primaire energievoorziening scenario's DZ/K en GZ/K basisberekening periode 2000-2040 zonder CO<sub>2</sub>-reductie-doelstellingen



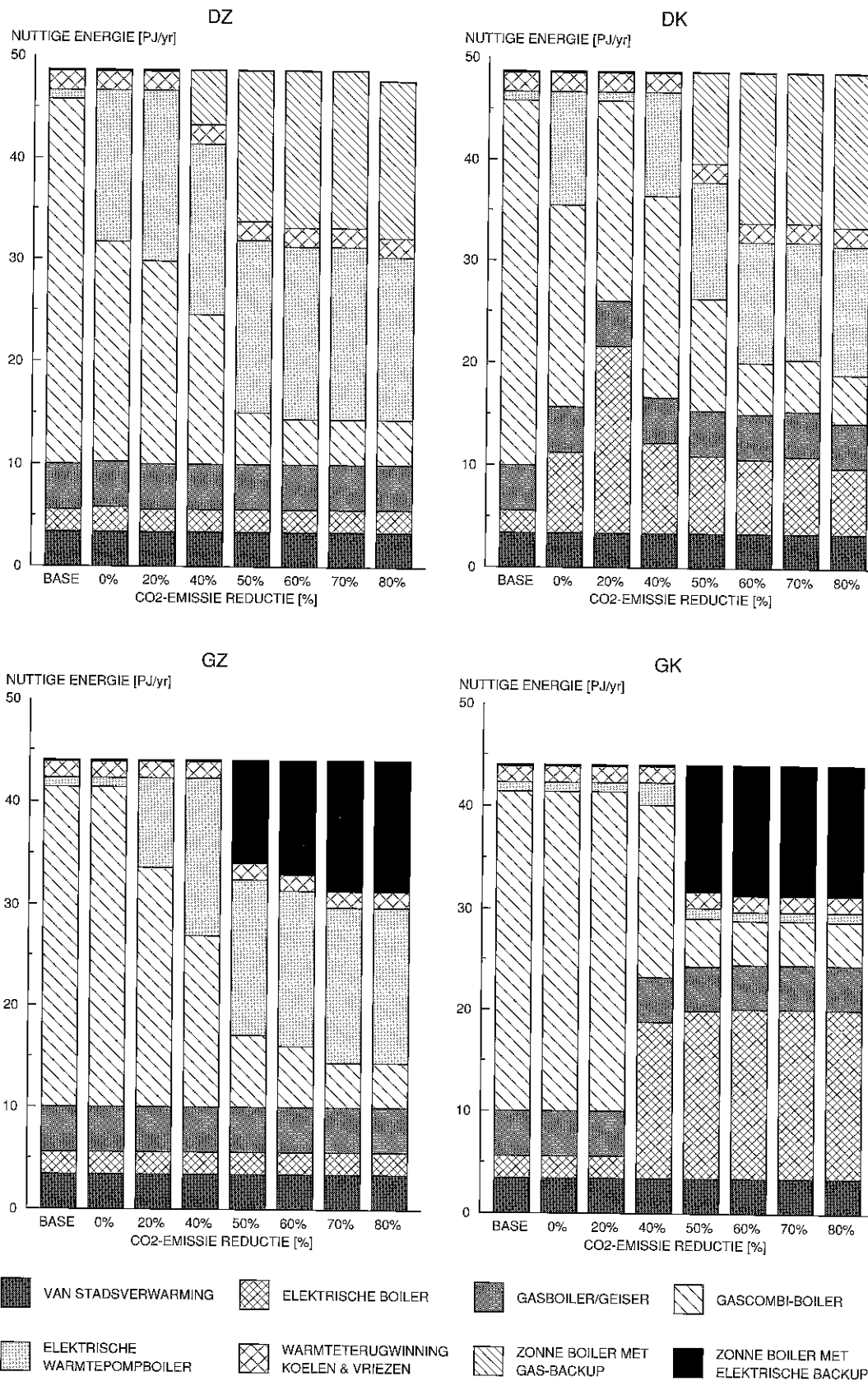
Figuur A.4.3 Verloop ruimteverwarming woningen scenario's DZ/K en GZ/K periode 2000-2040



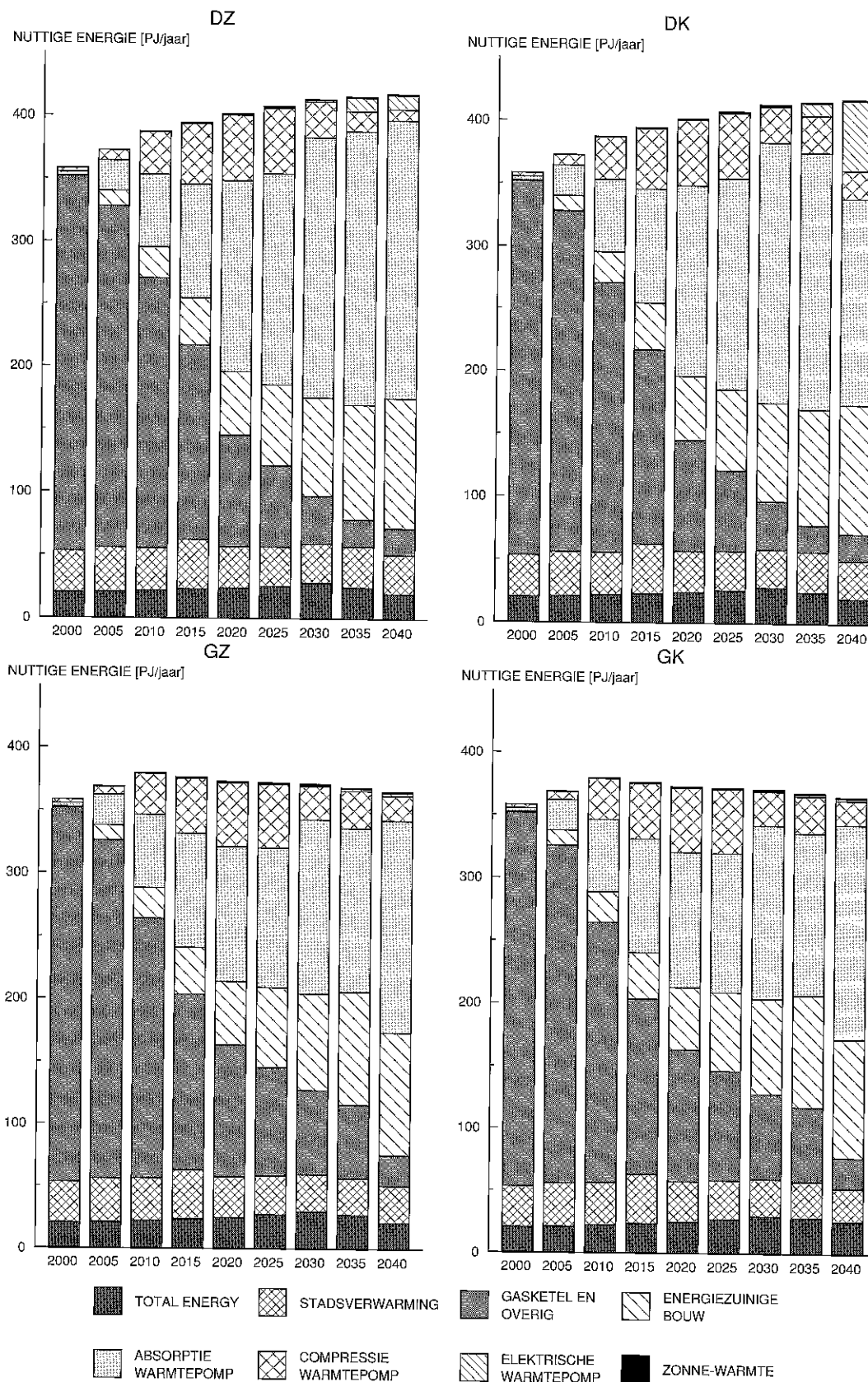
Figuur A.4.4 Ruimteverwarming woningen scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



Figuur A.4.7 Ontwikkeling warm tapwater voorziening woningen scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040

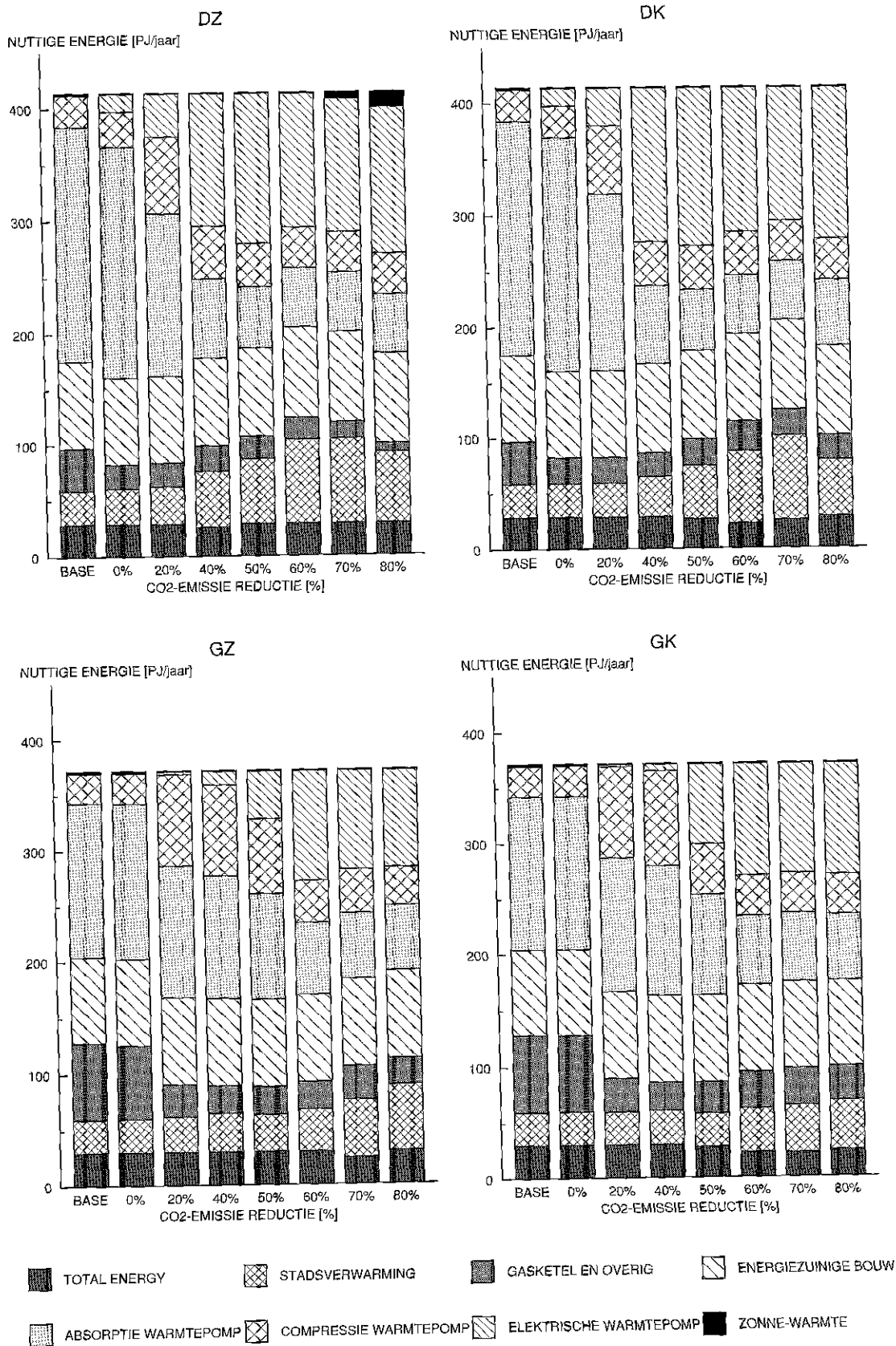


Figuur A.4.8 Warm tapwater productie in woningen scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

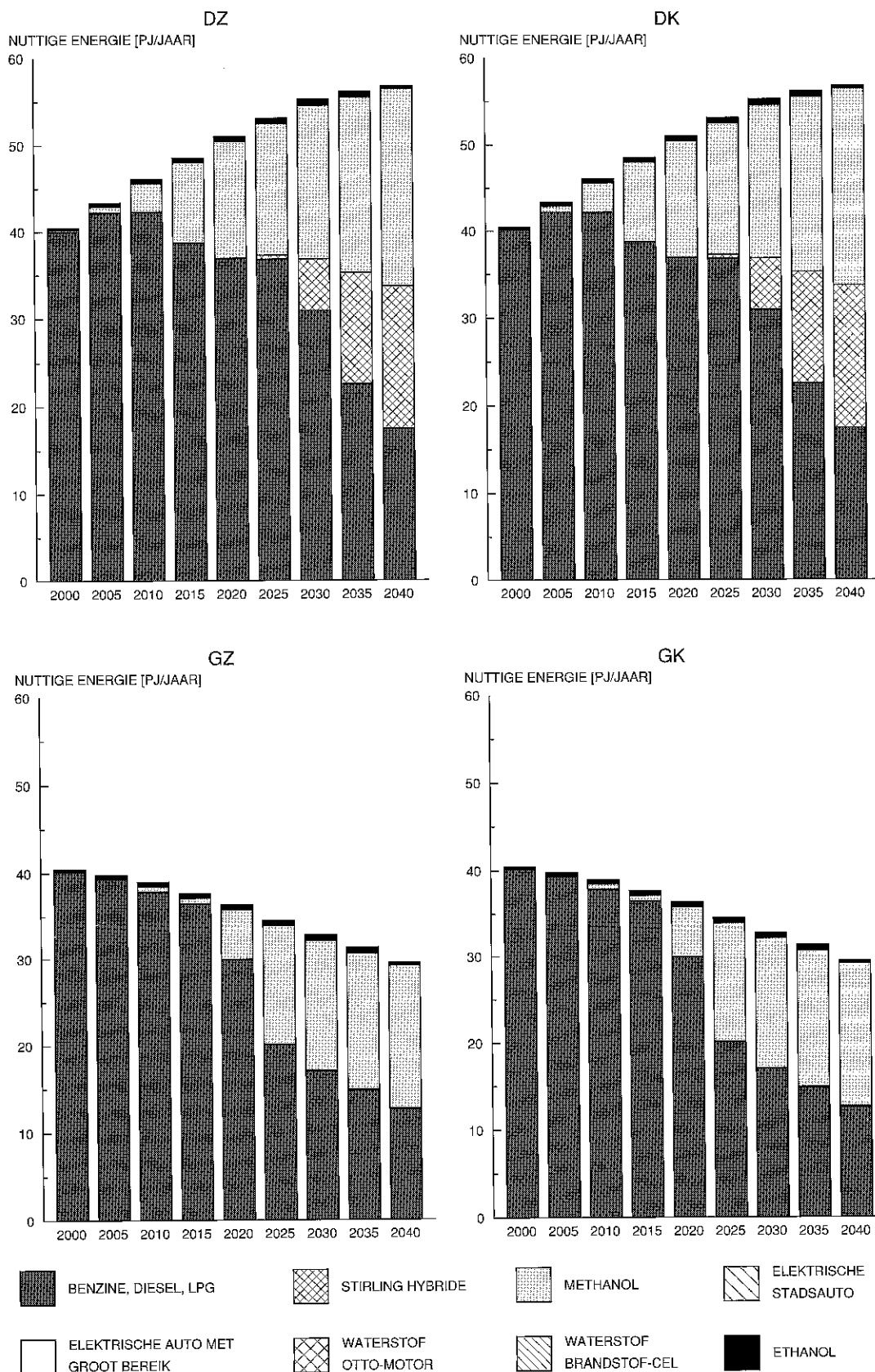


Figuur A.4.10 Ontwikkeling verwarming kantoren en tuinbouw scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040



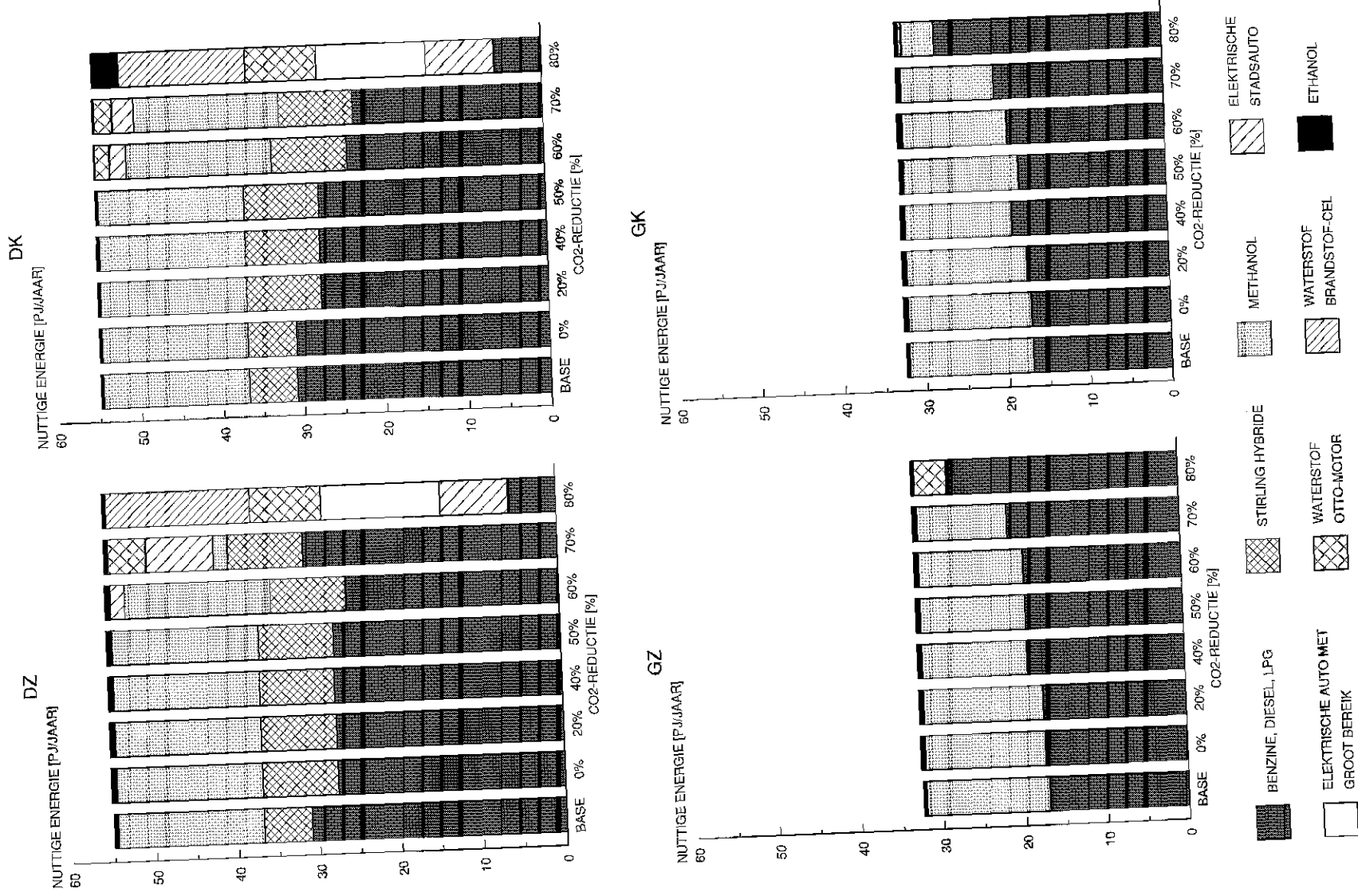


Figuur A.4.11 Verwarming kantoren en tuinbouw scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

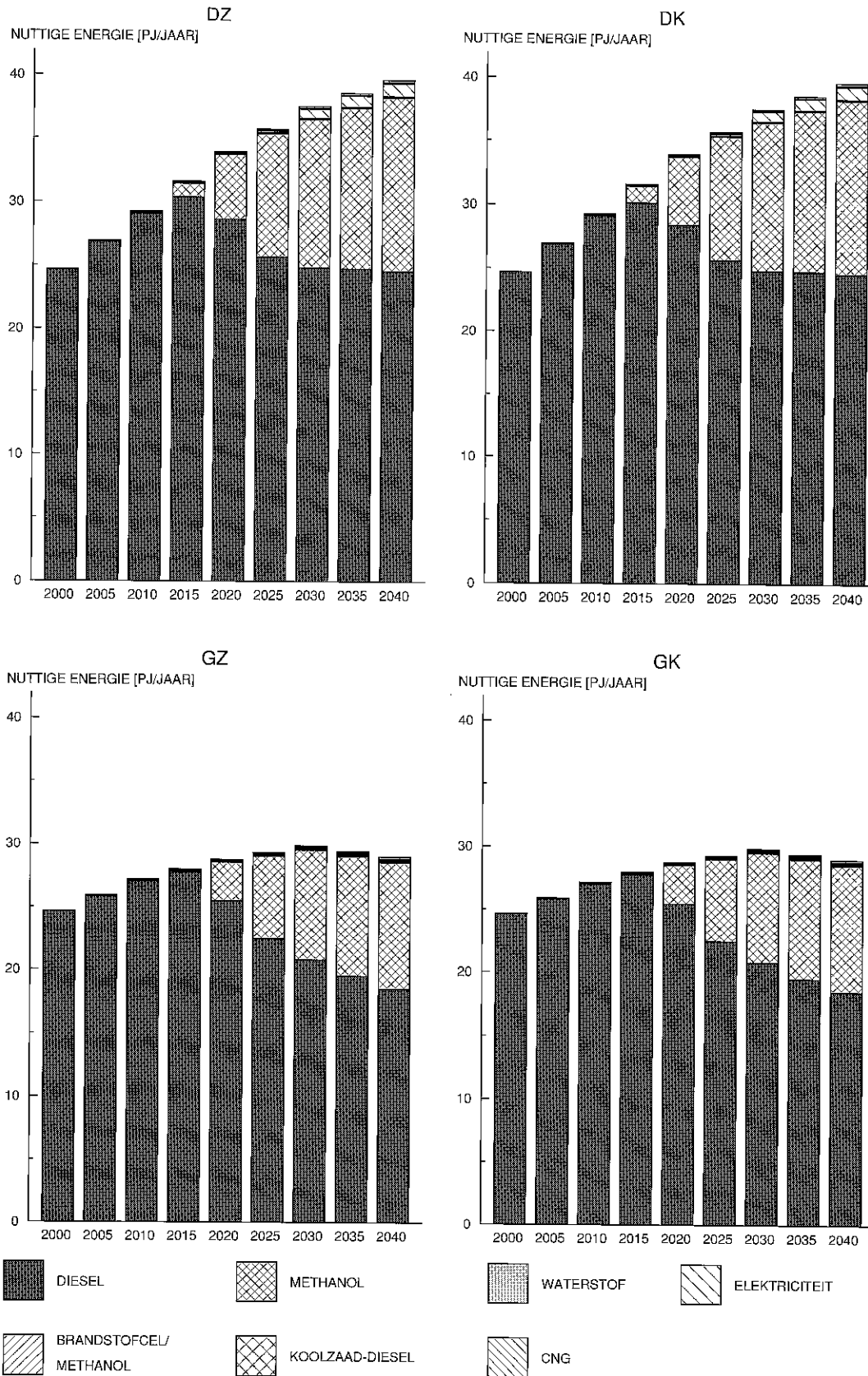


Figuur A.5.3 Ontwikkeling personenauto's scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040

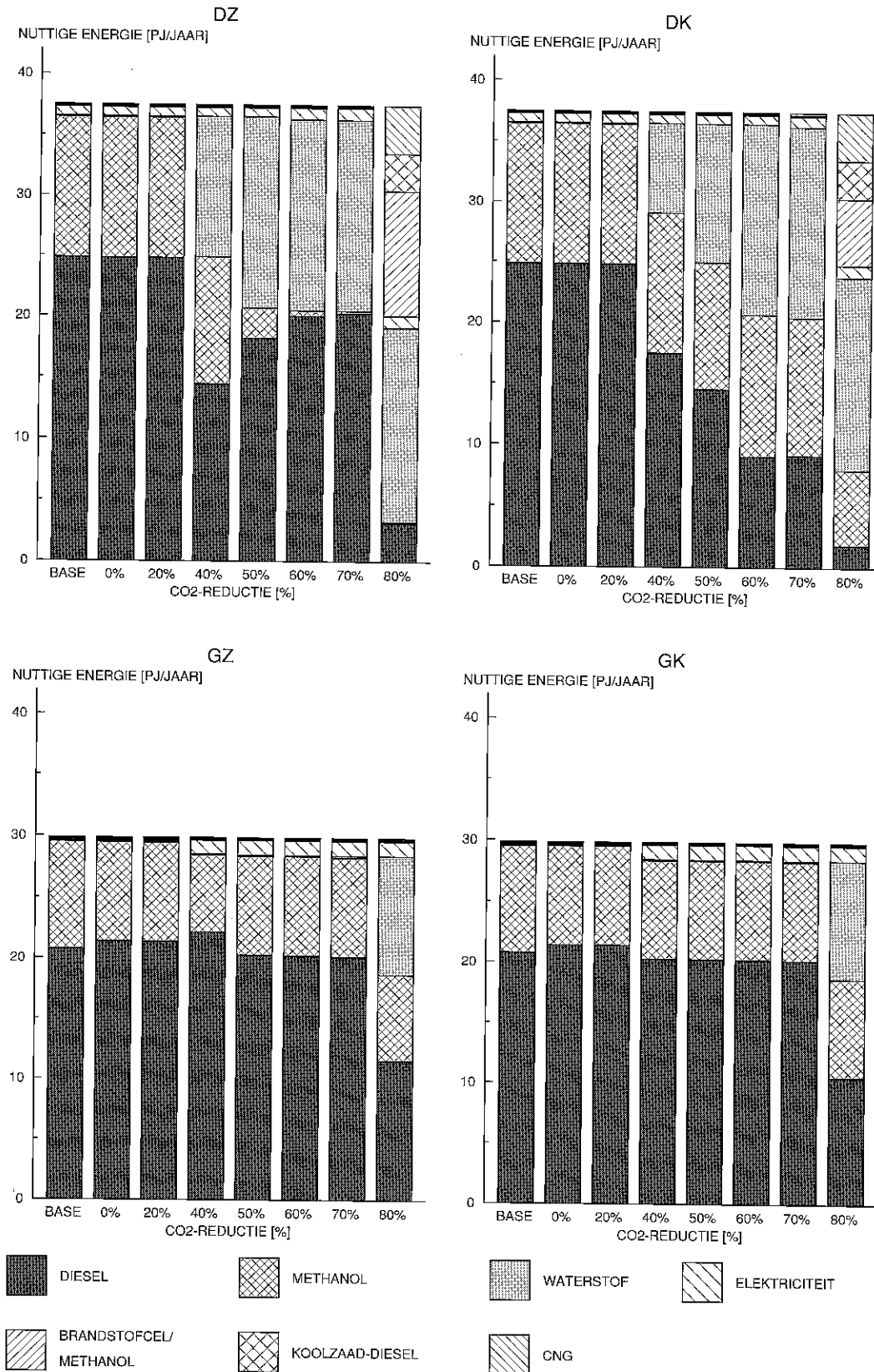




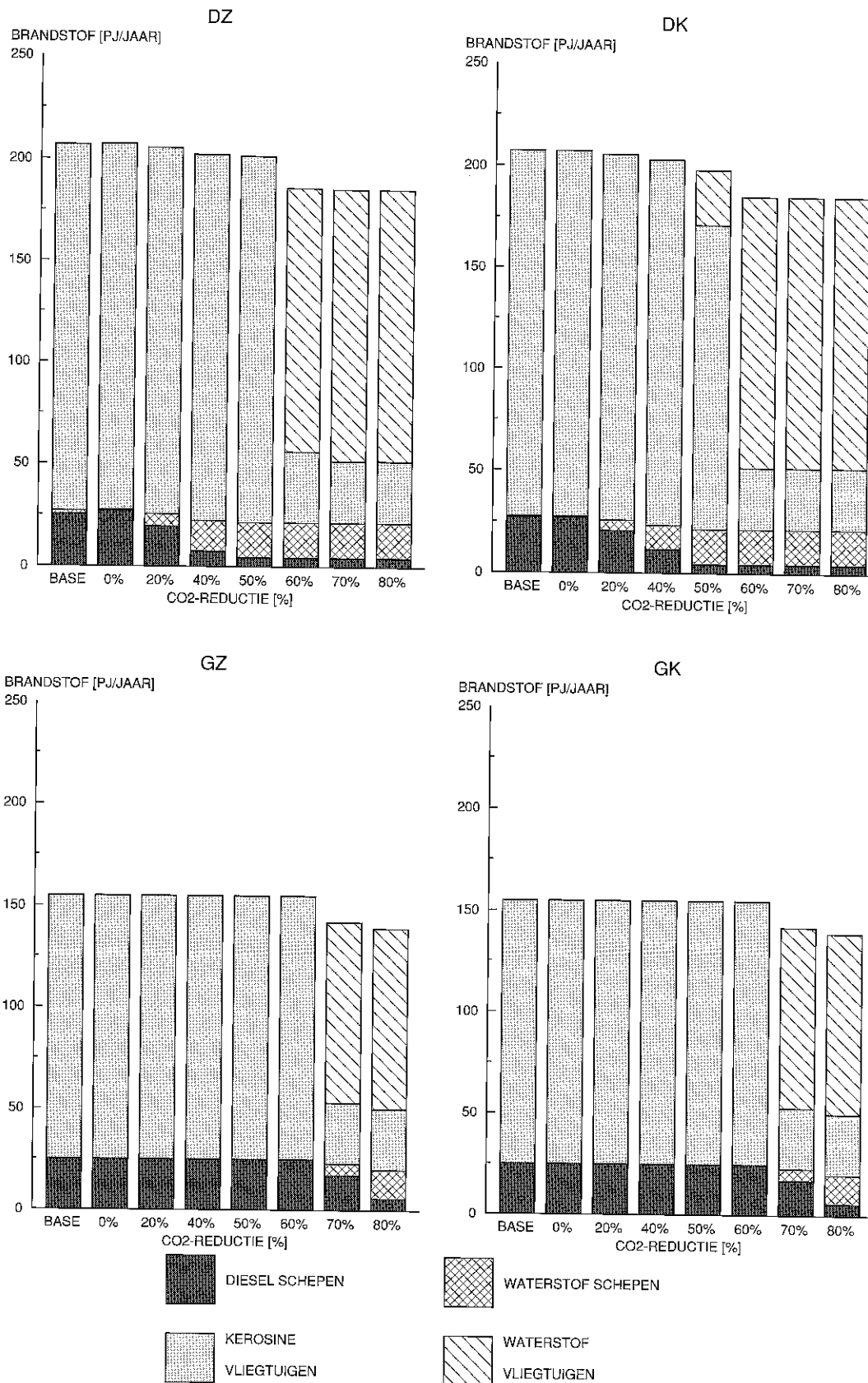
Figuur A.5.4 Personenauto scenario DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



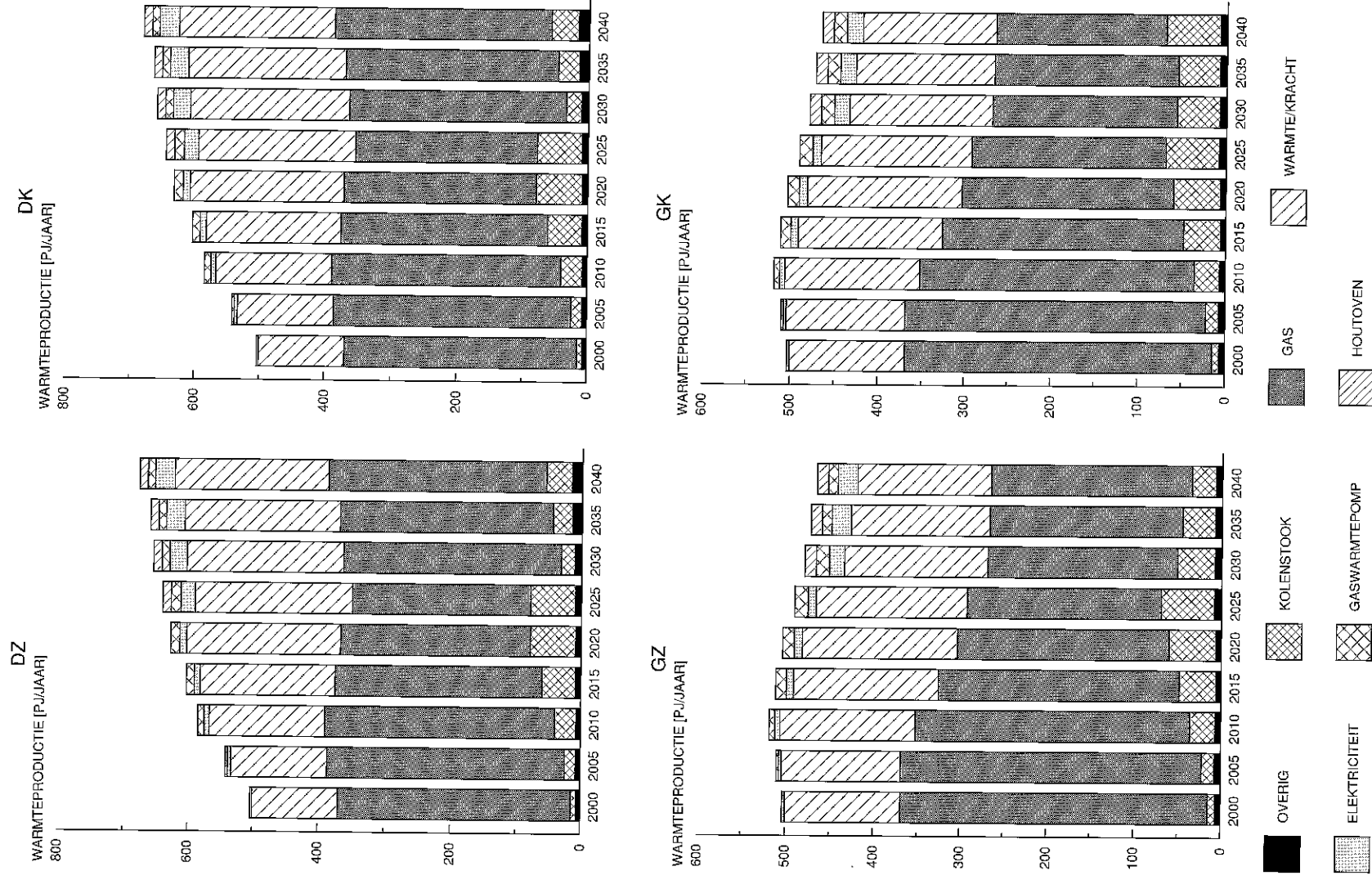
Figuur A.5.6 *Ontwikkeling overig wegverkeer scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040, PJ nuttige vraag, naar optie*



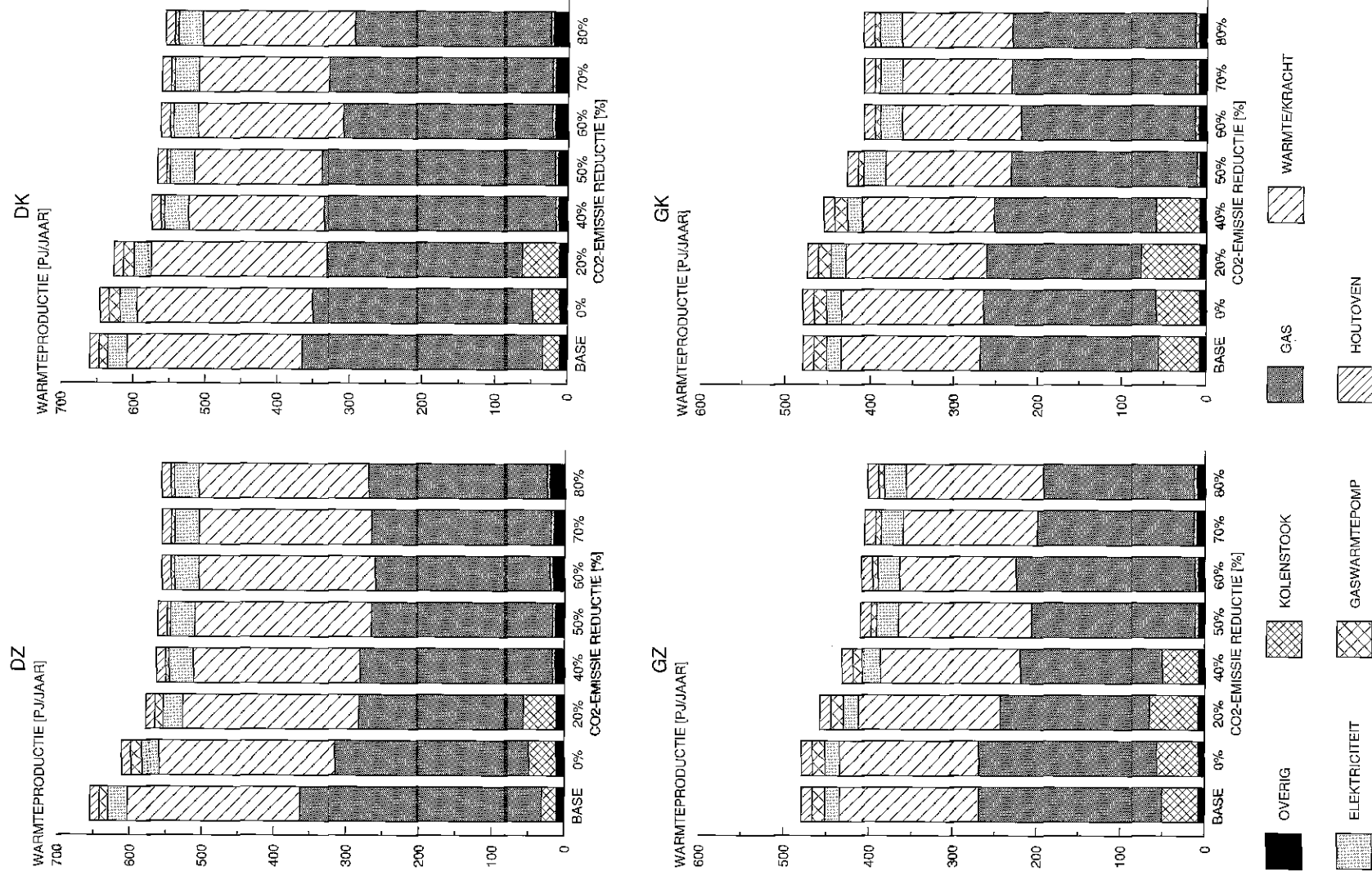
Figuur A.5.7 Overig wegverkeer scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds, PJ nuttige vraag, naar optie



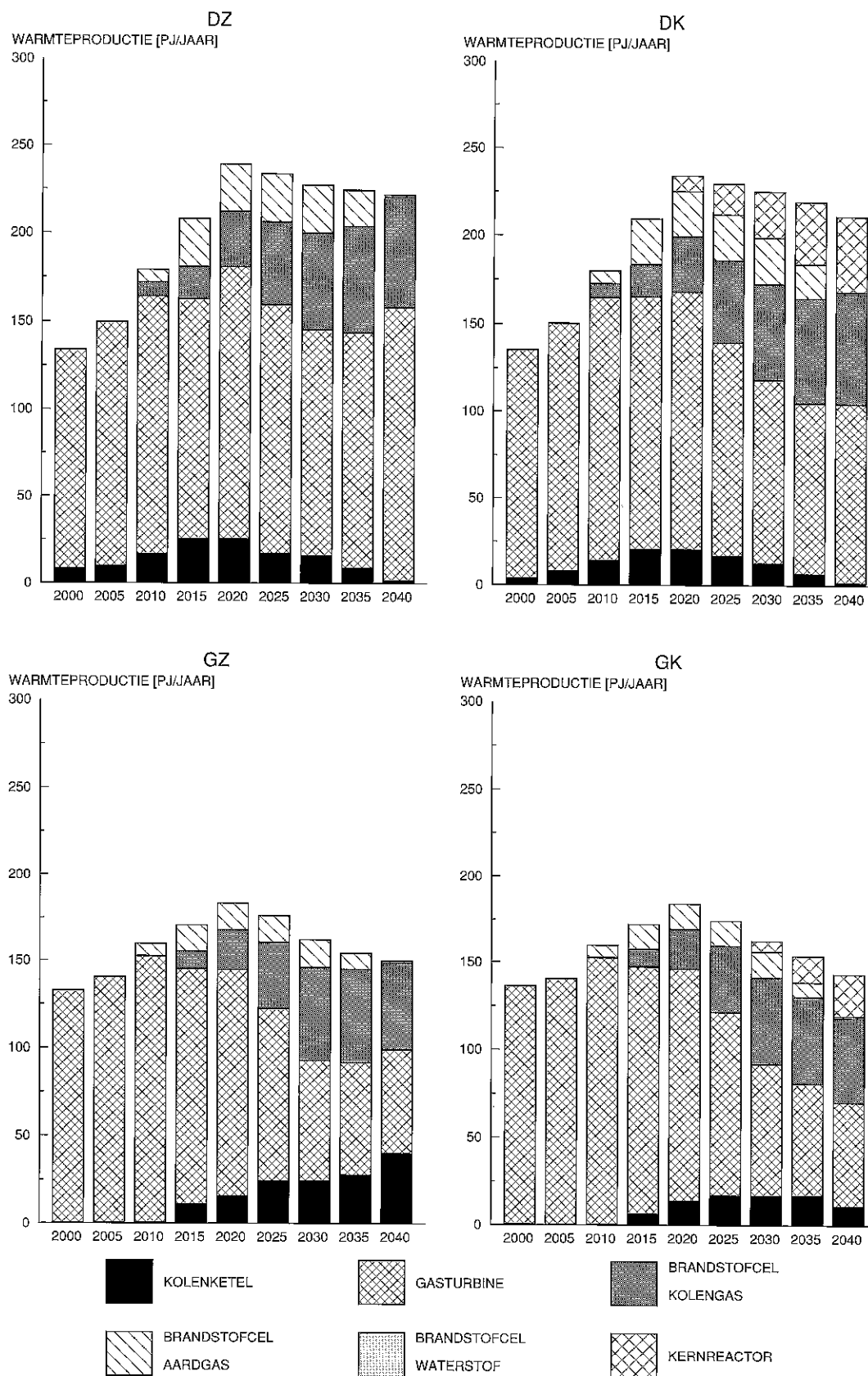
Figuur A.5.8 Brandstofverbruik binnenscheepen en vliegtuigen scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



Figuur A.6.4 Ontwikkeling warmtevoorziening industrie scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040

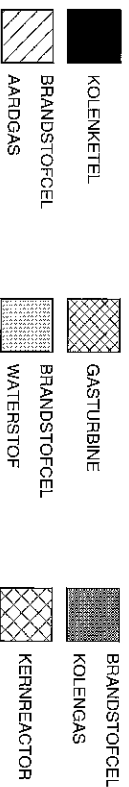
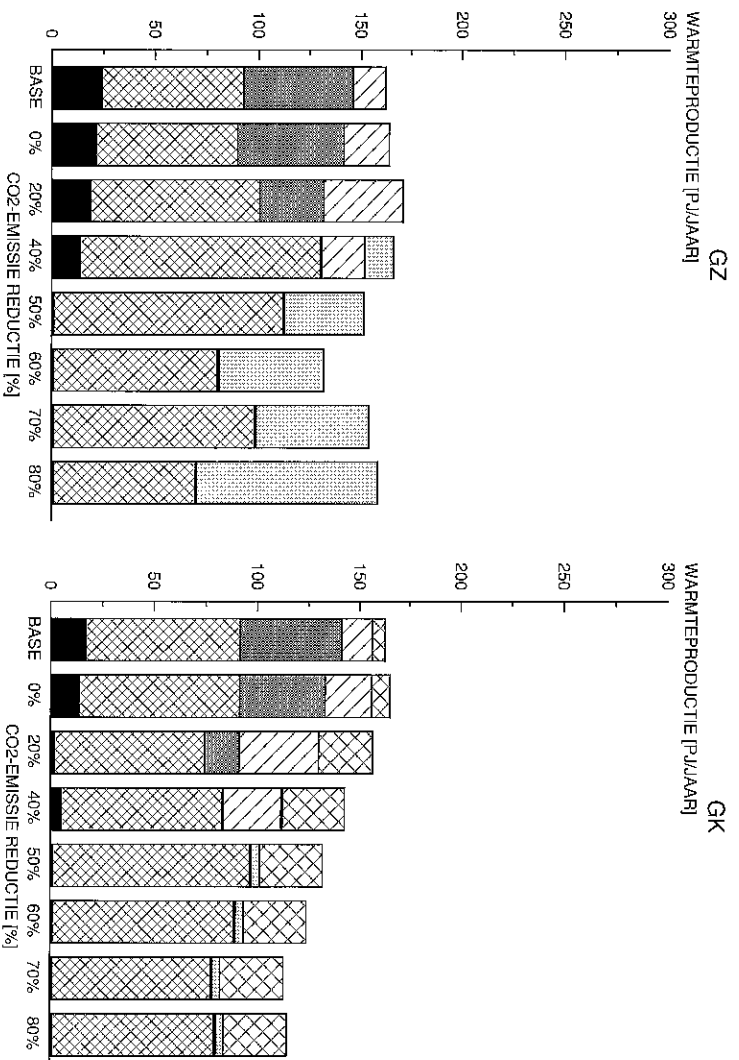
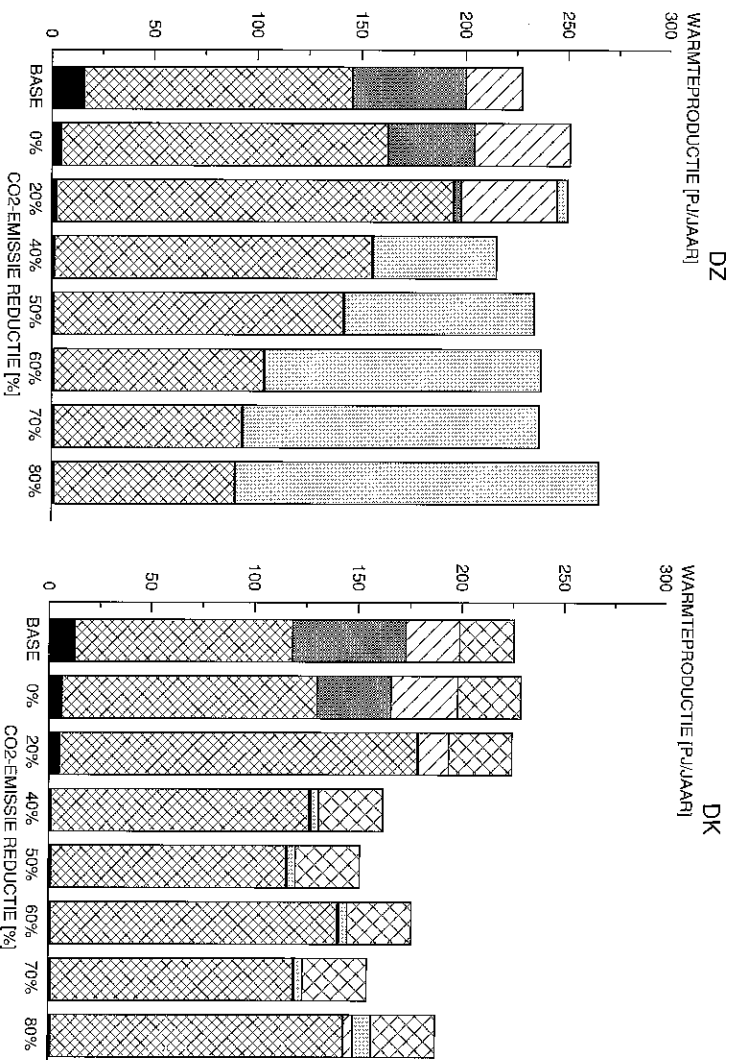


Figuur A.6.5 Warmtevoorziening industrie scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



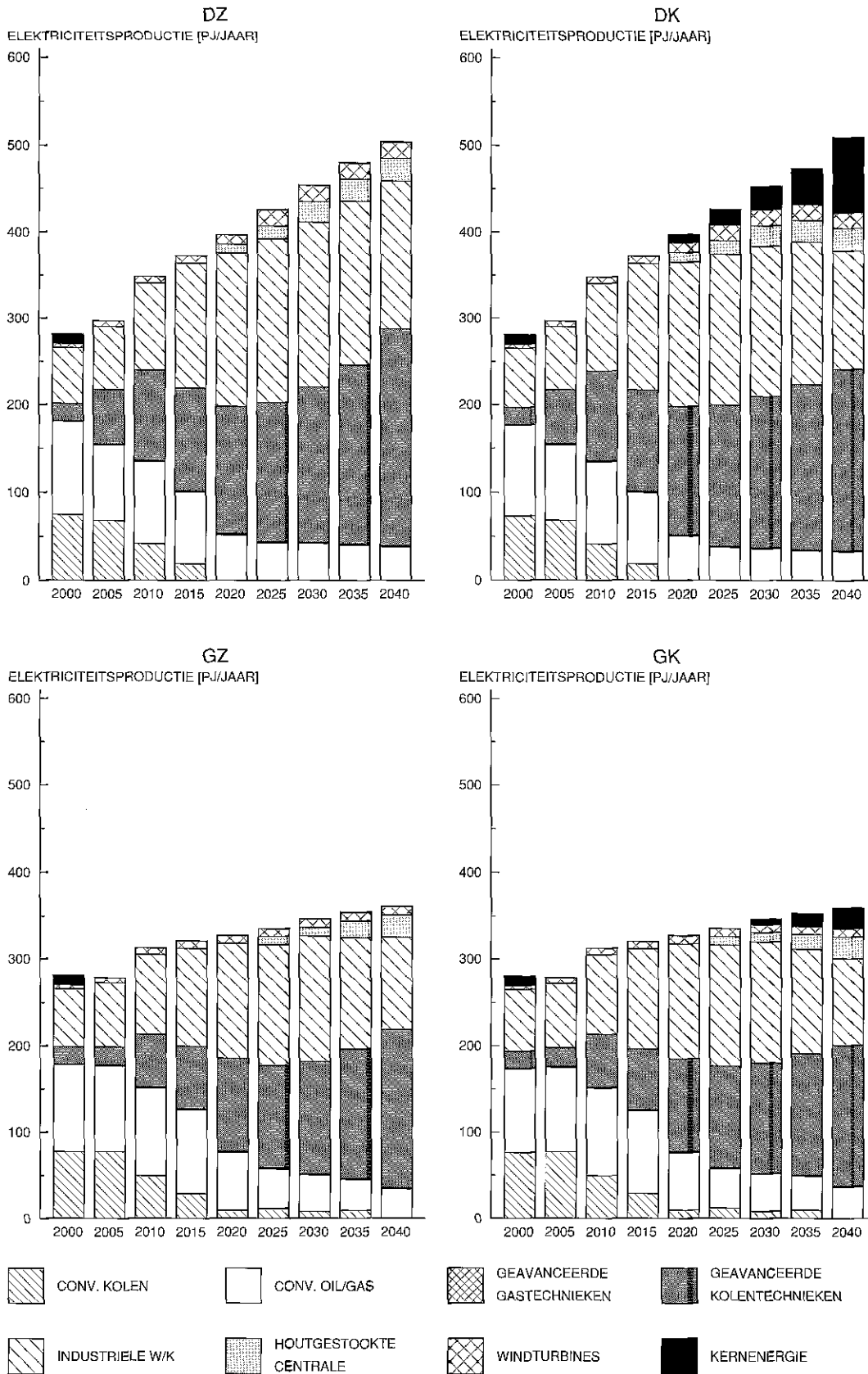
Figuur A.6.6 Industriële warmtekracht, naar warmteleverancier scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



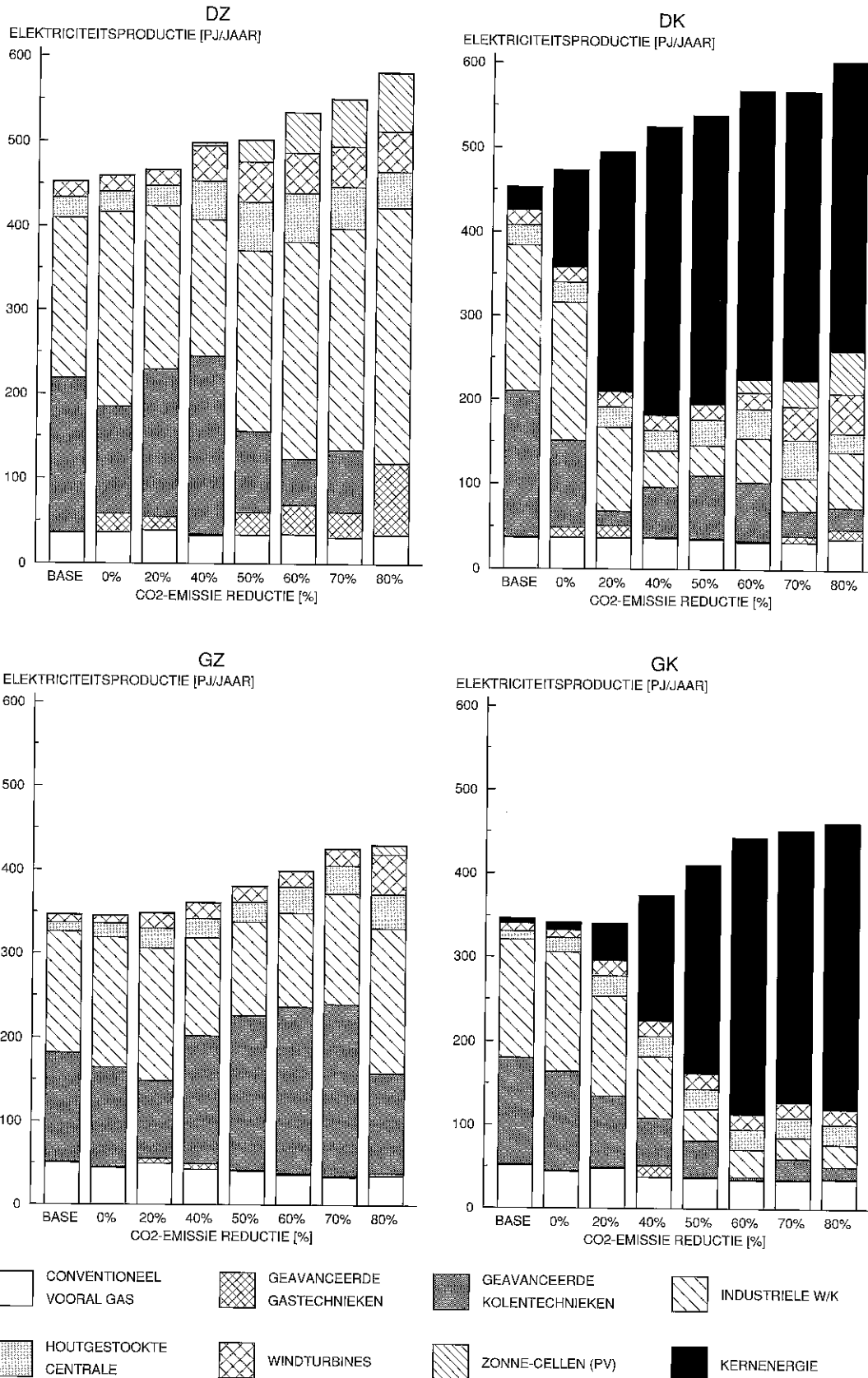


Figuur A.6.7 *Elektriciteitsbesparing industrie scenario DZ en DK en GZ en GK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*

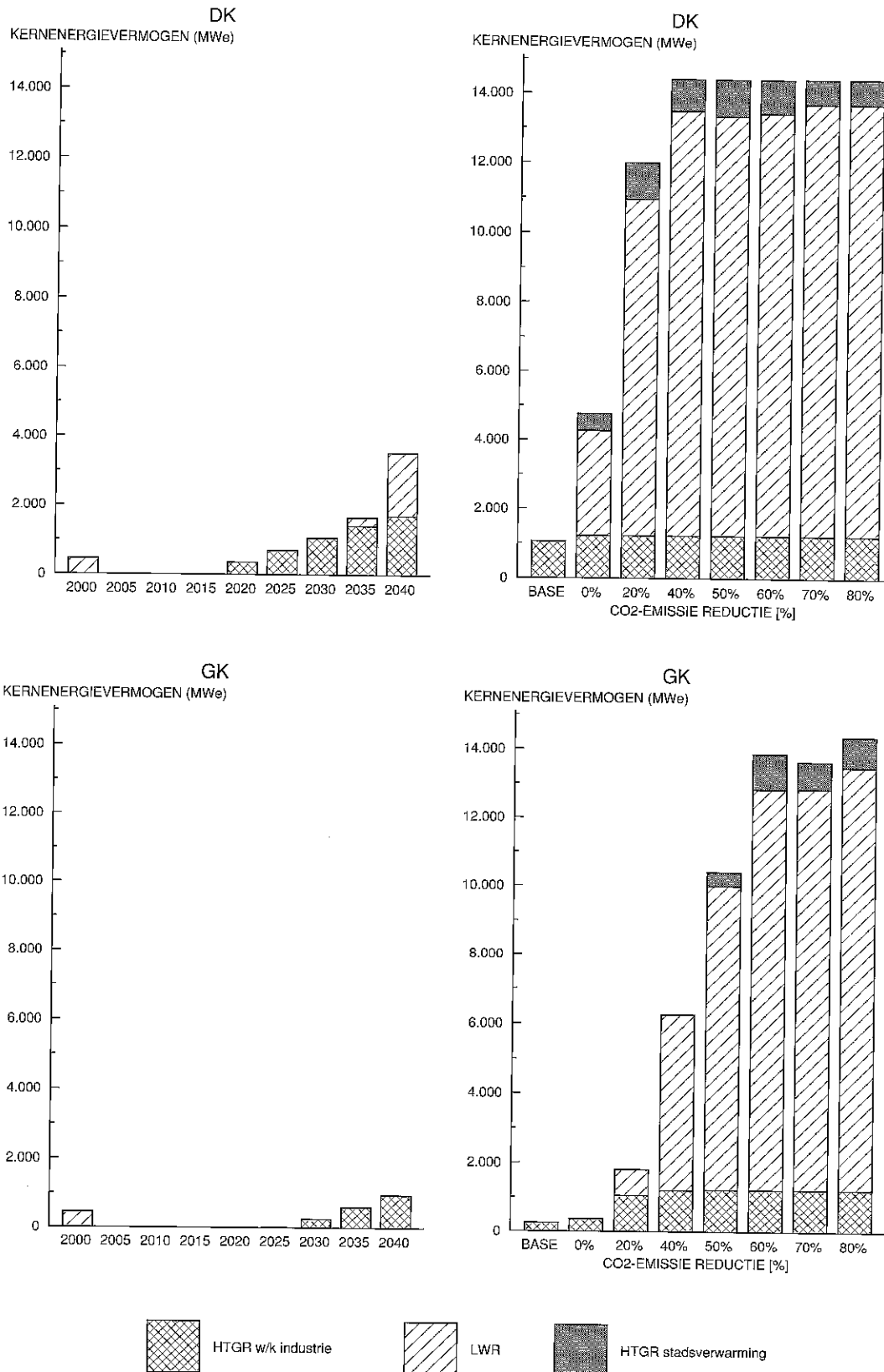




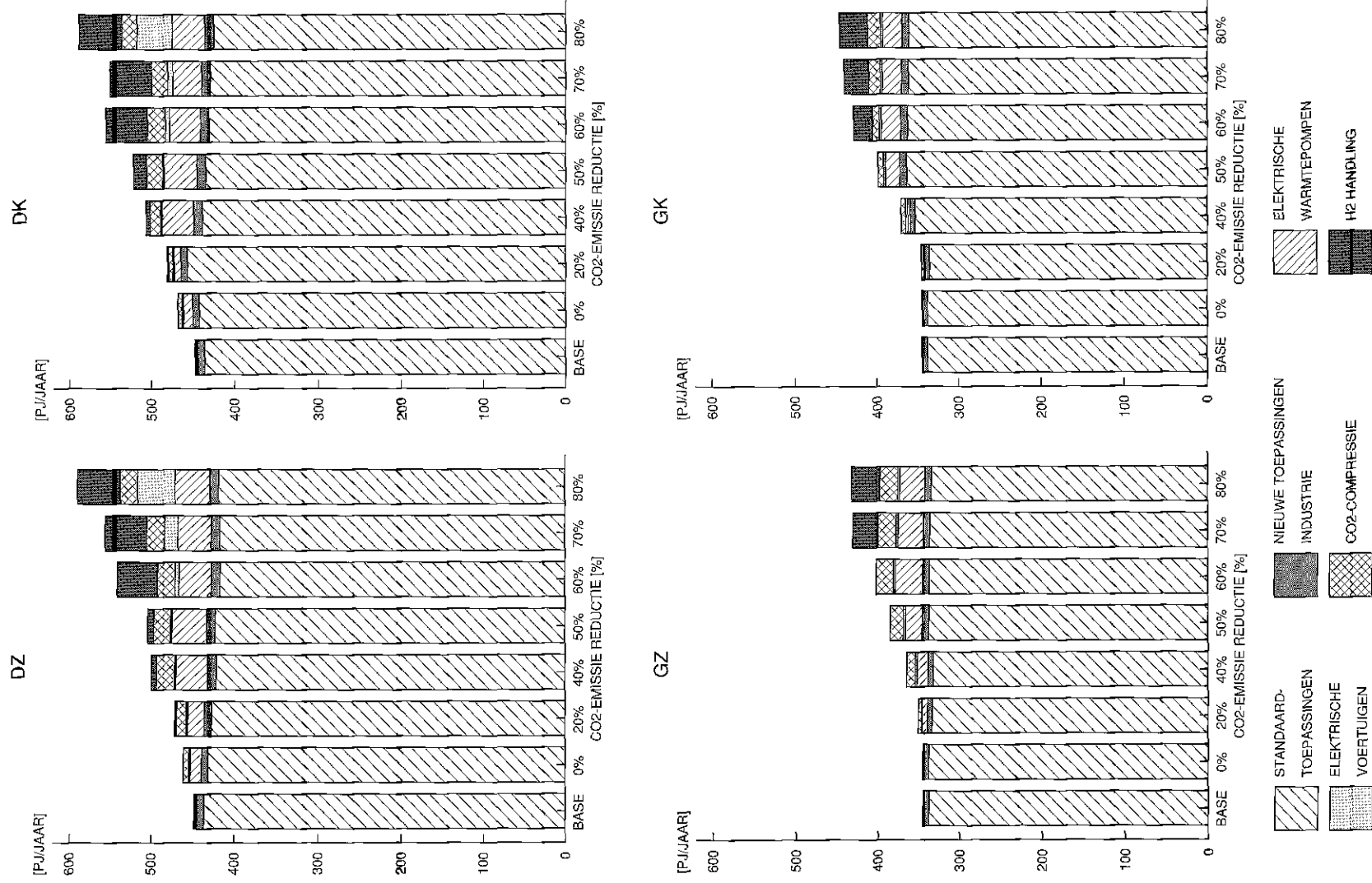
Figuur A.7.1 en A.7.3 *Ontwikkeling elektriciteitsproductie scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040*



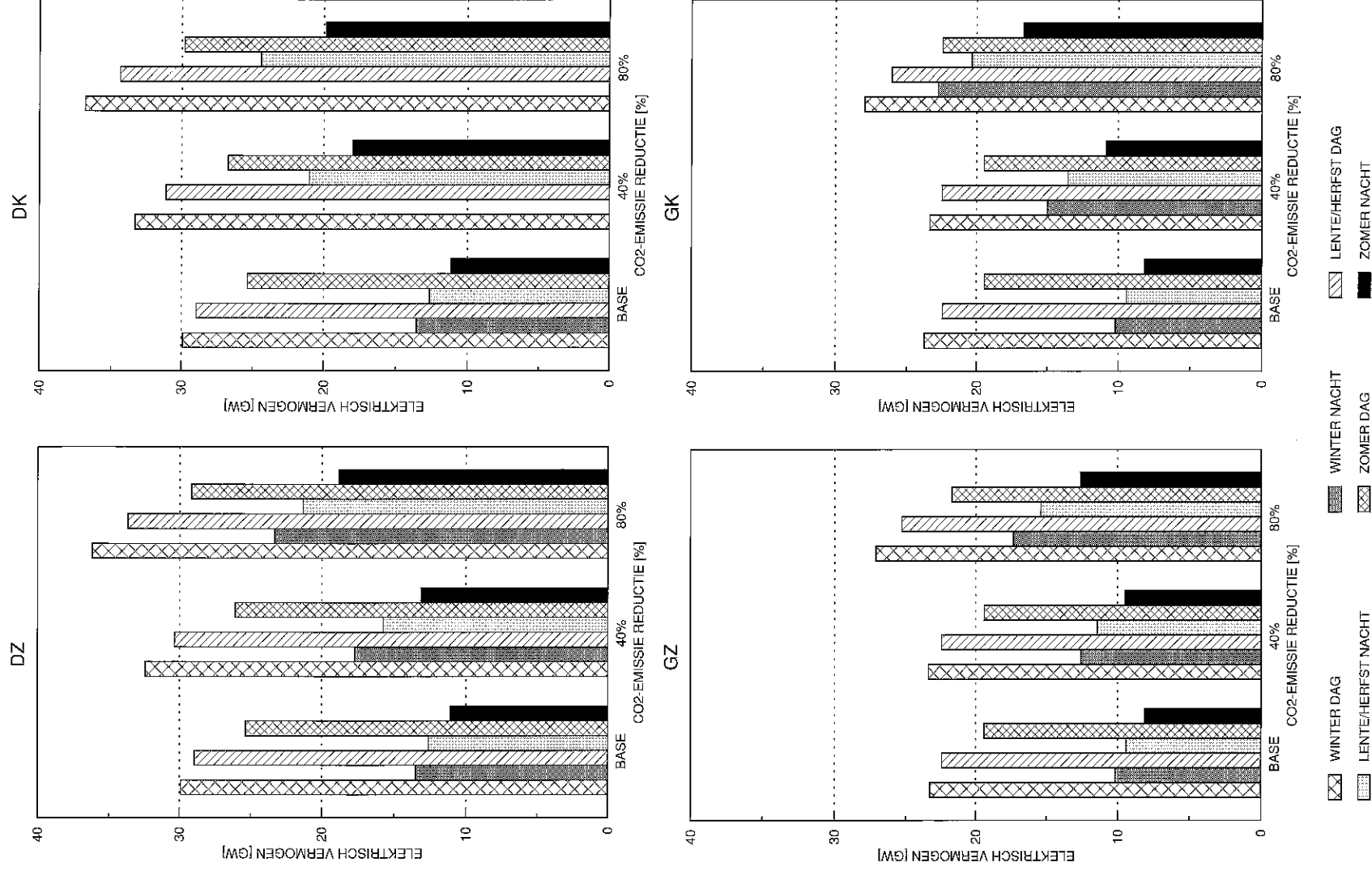
Figuur A.7.2 en A.7.4 *Elektriciteitsproductie scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*



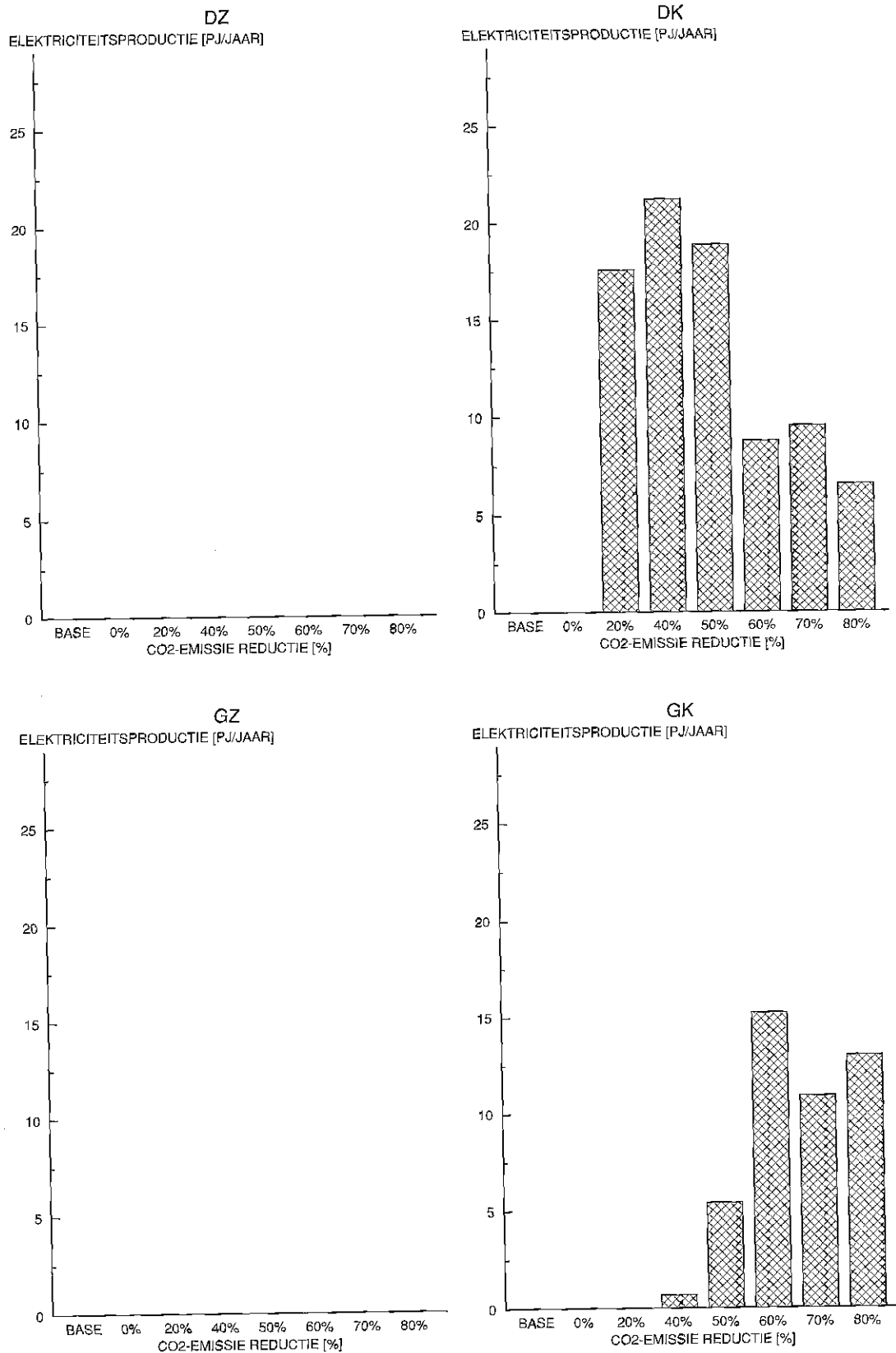
Figuur A.7.5 *Elektriciteitsproductie kerncentrales naar type scenario's DK en GK 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*



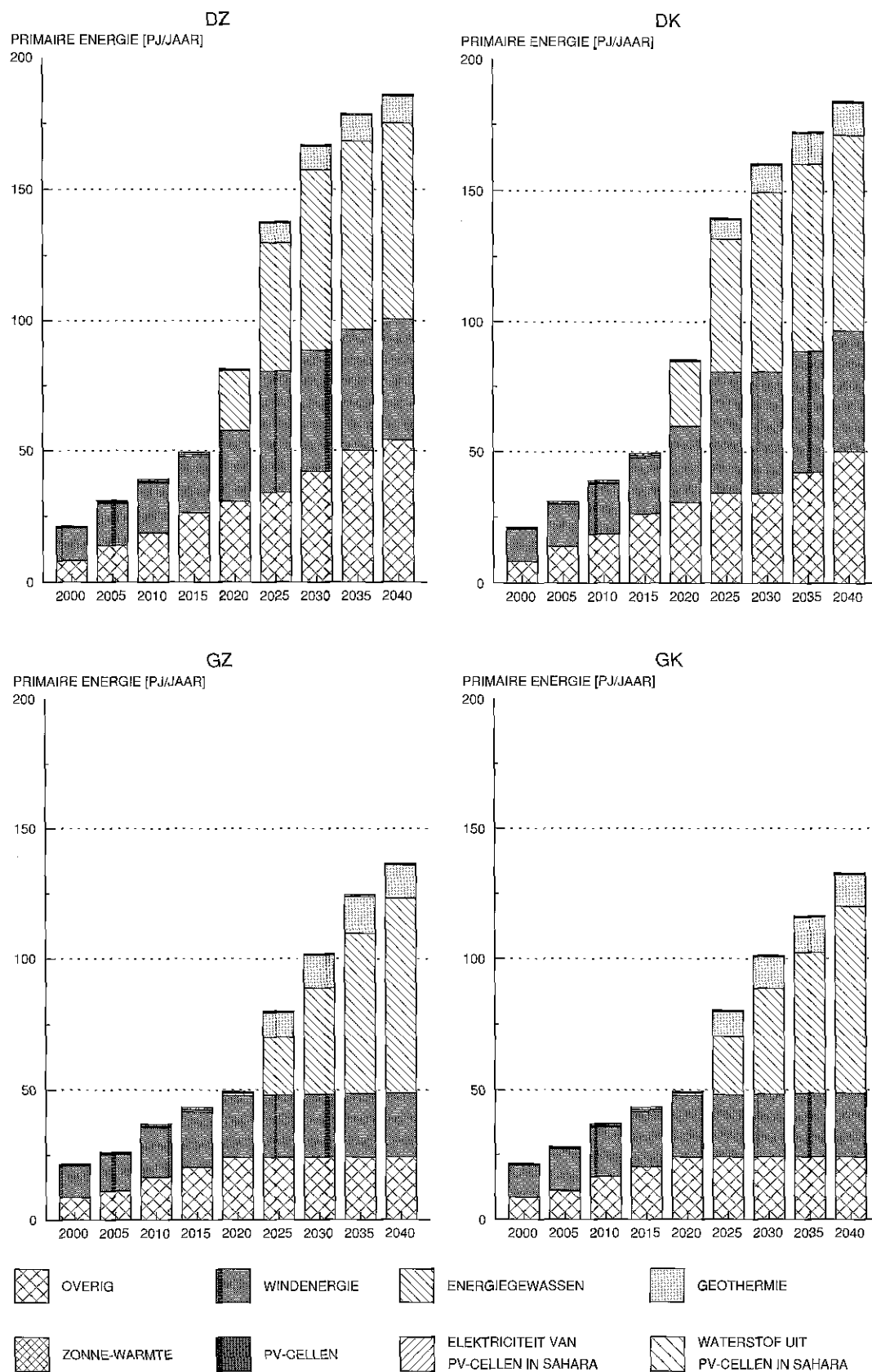
Figuur A.7.6 *Electriciteitsbesparing en elektrificatie verschillende opties, scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*



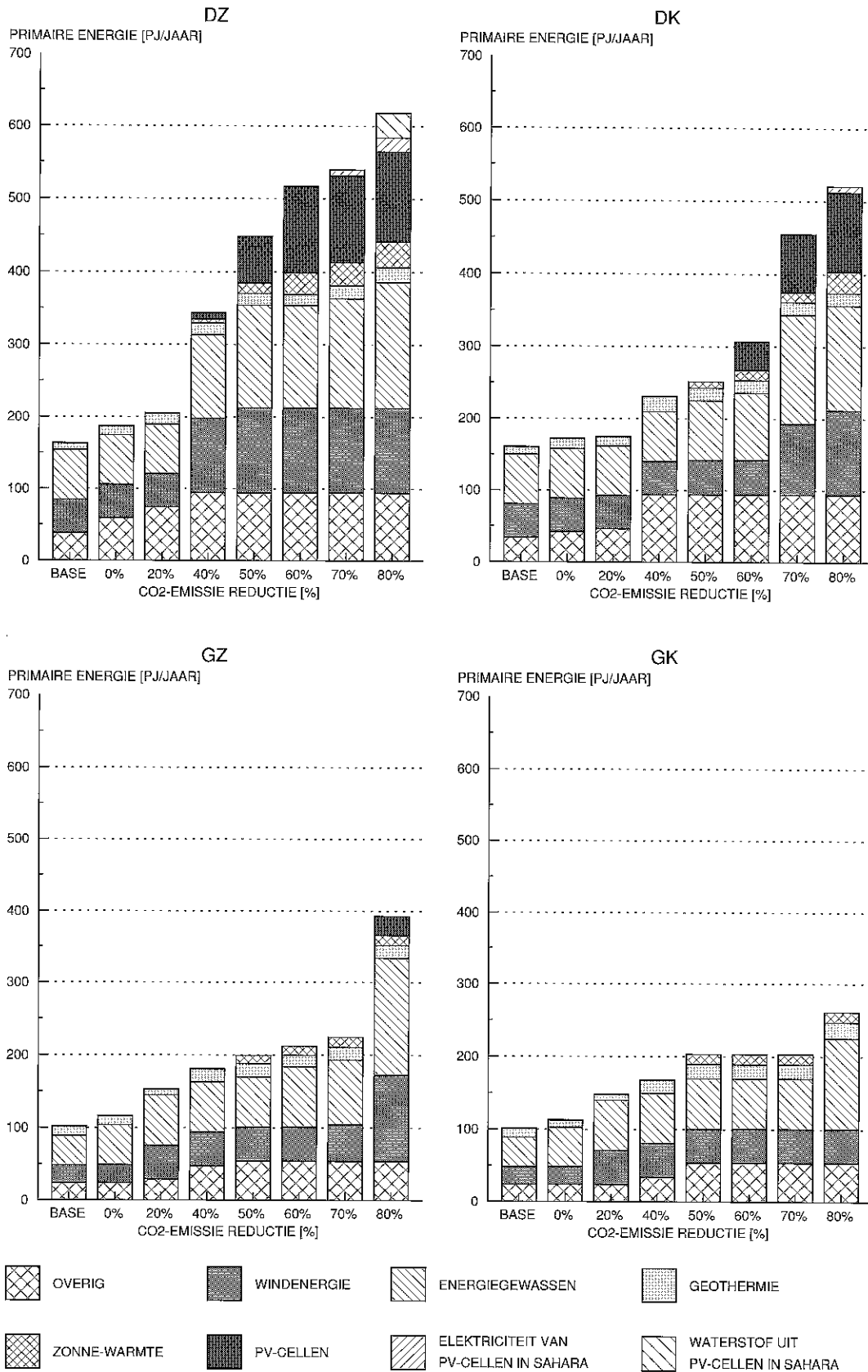
Figuur A.7.7 *Patroon van elektriciteitsvoorziening scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds*



Figuur A.7.8 Inzet elektriciteitsopslag scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

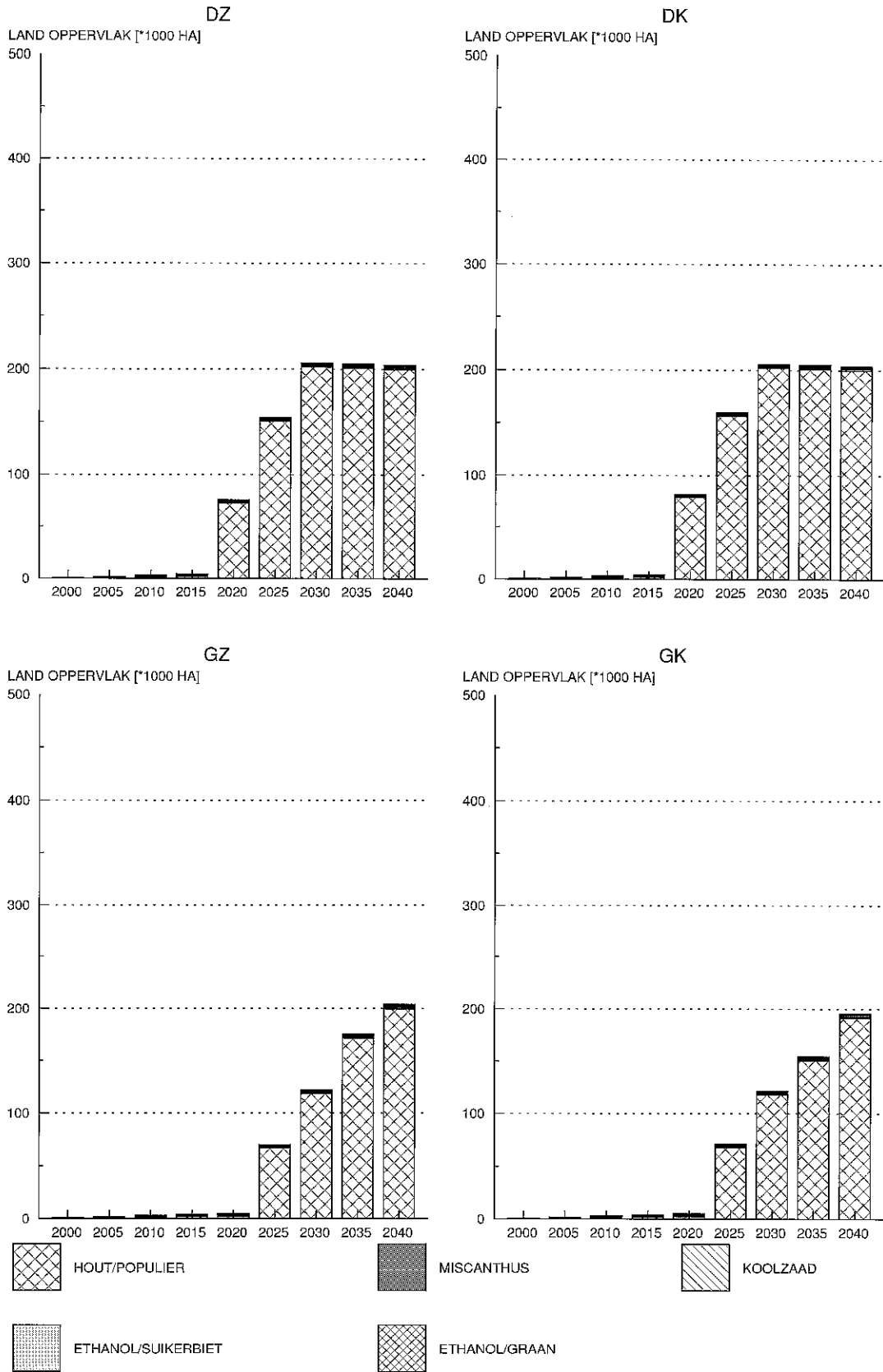


Figuur A.8.1 *Bijdrage duurzame bronnen aan primaire energievoorziening scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040*

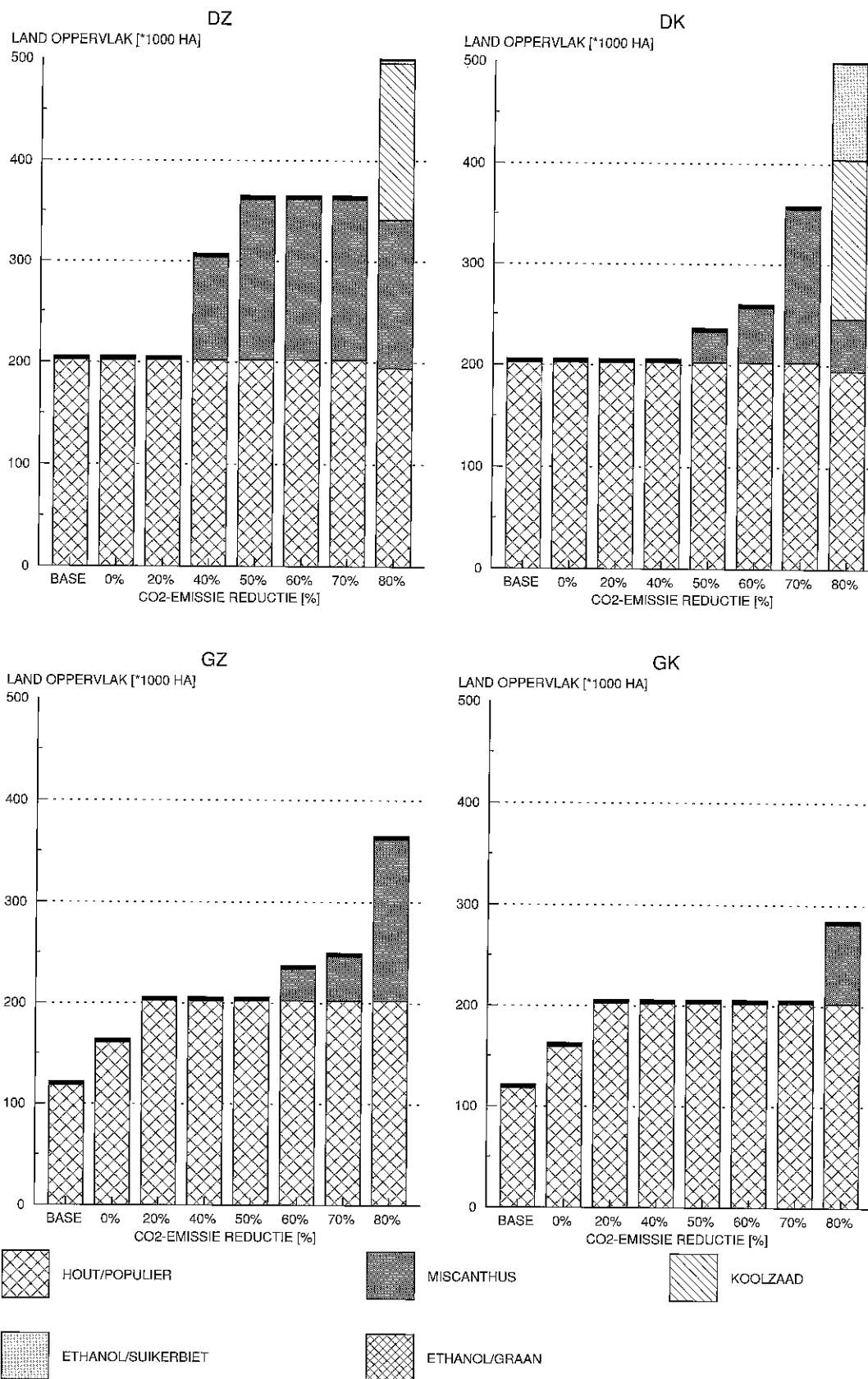


Figuur A.8.2 Bijdrage duurzame bronnen aan primaire energievoorziening scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

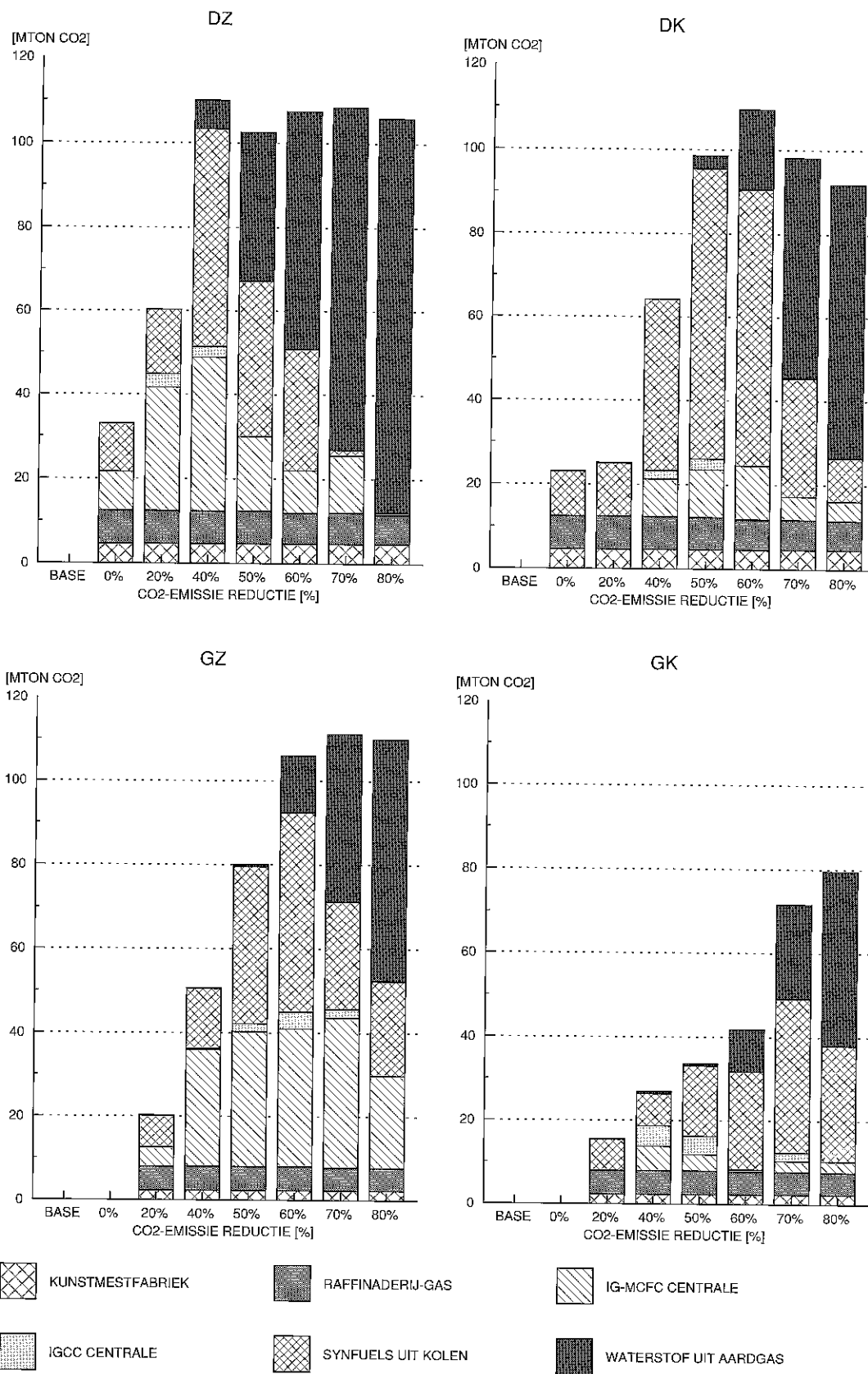




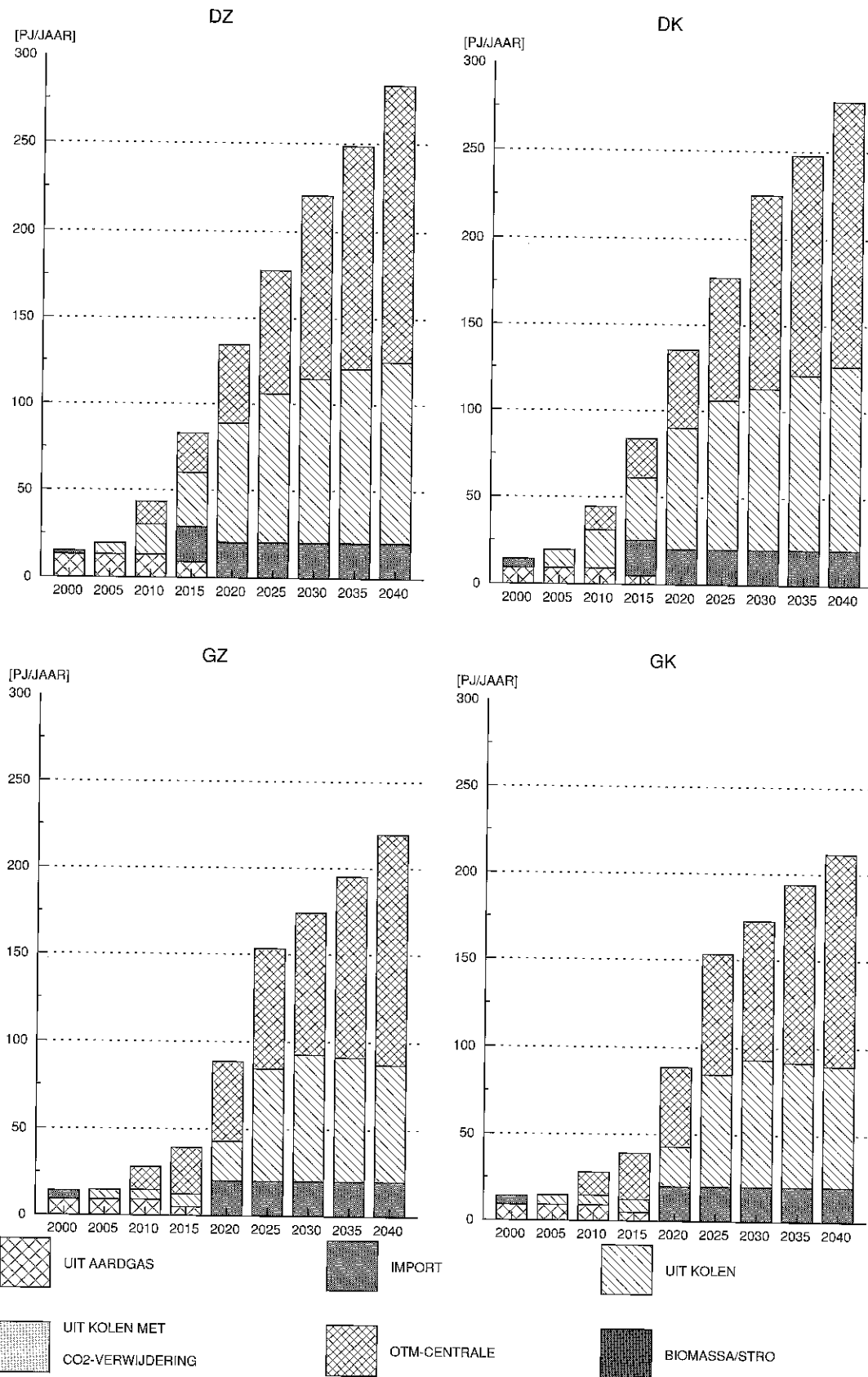
Figuur A.8.4 Landgebruik voor energiegewassen scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040



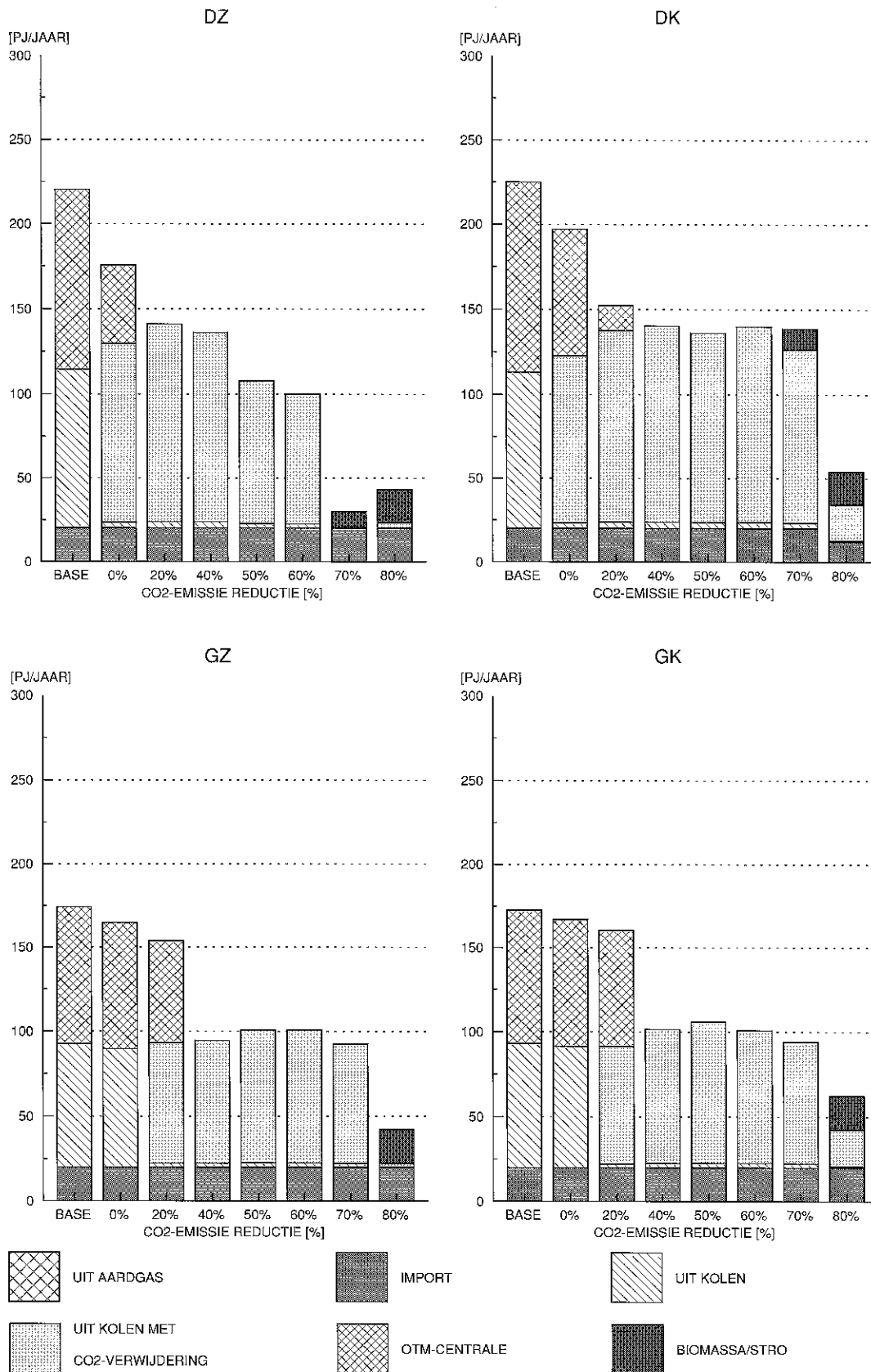
Figuur A.8.5 Landgebruik voor energiegewassen scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



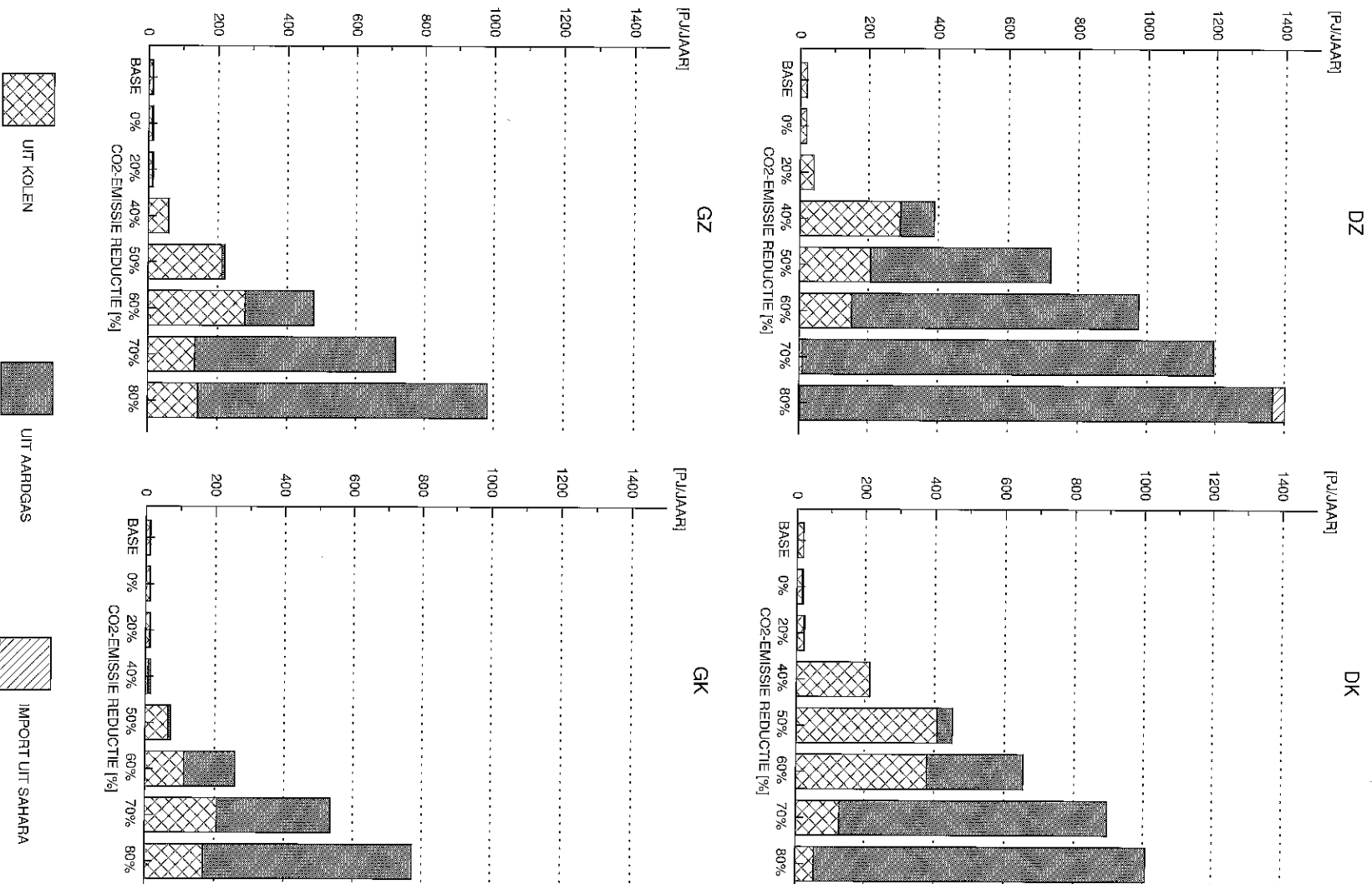
Figuur A.9.2 Benutting CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



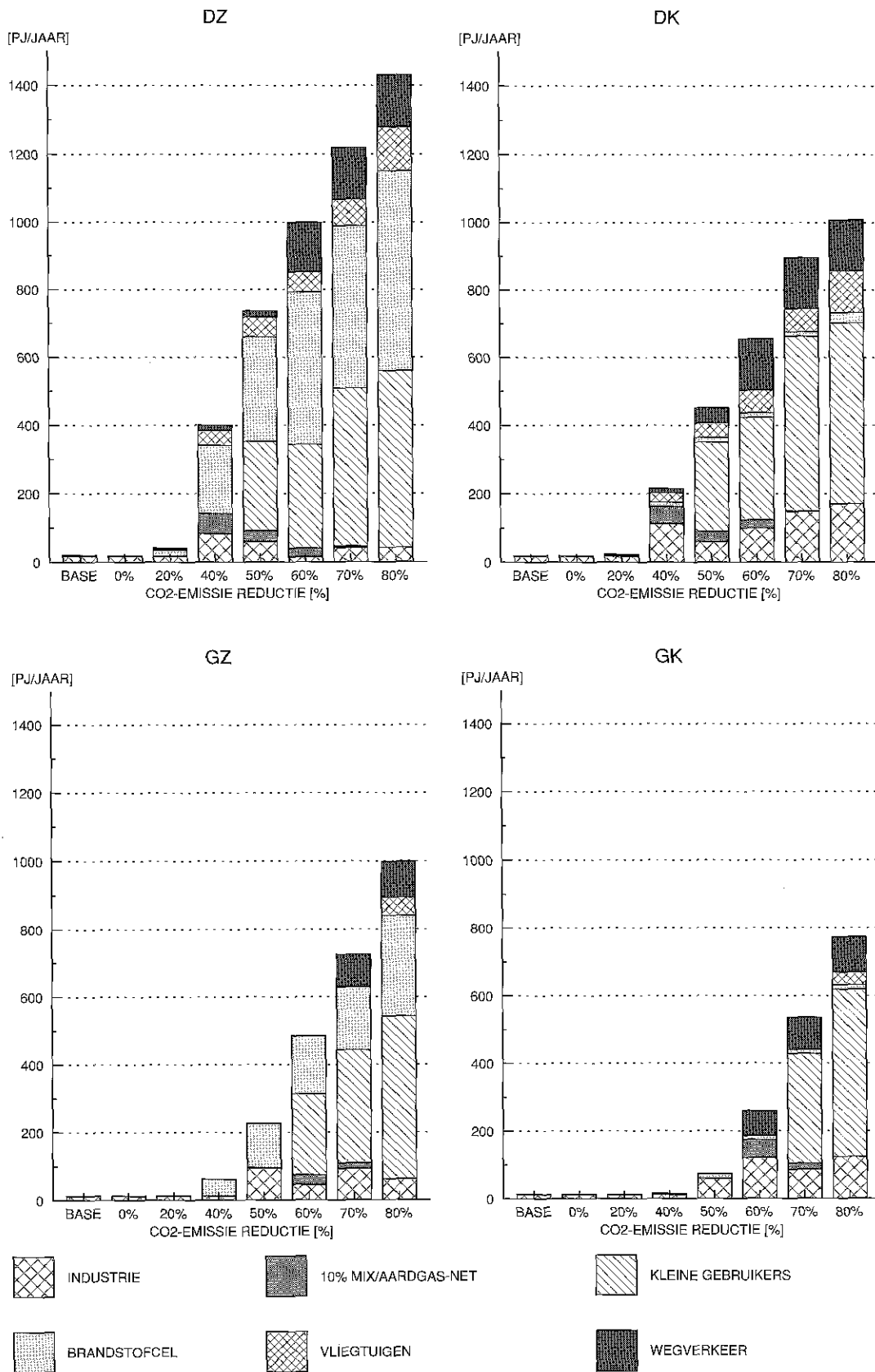
Figuur A.9.4 Ontwikkeling methanolproductie scenario's DZ/K en GZ/K, periode 2000-2040



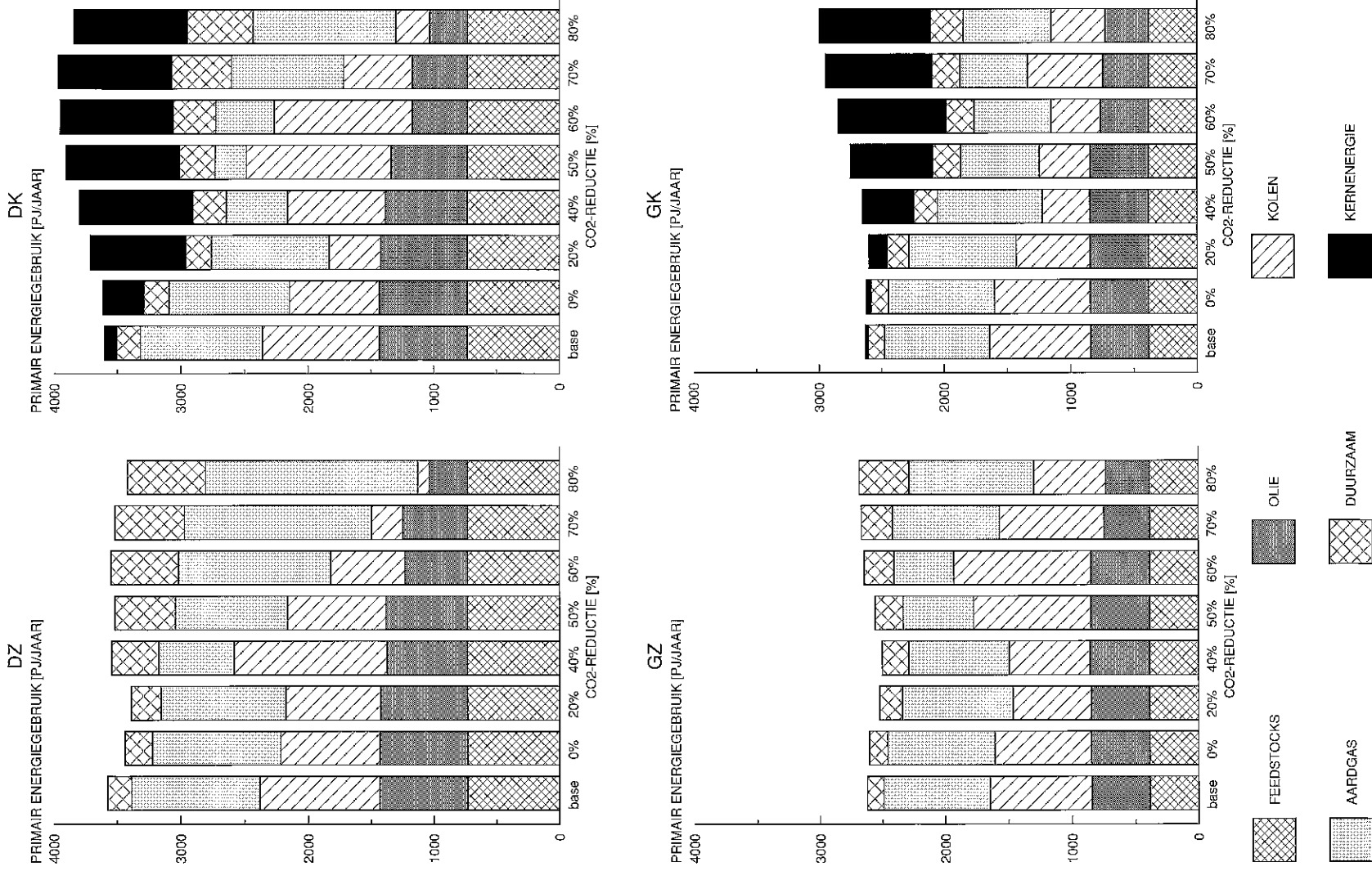
Figuur A.9.5 Methanolproductie scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



Figuur A.9.7 Waterstofproductie scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

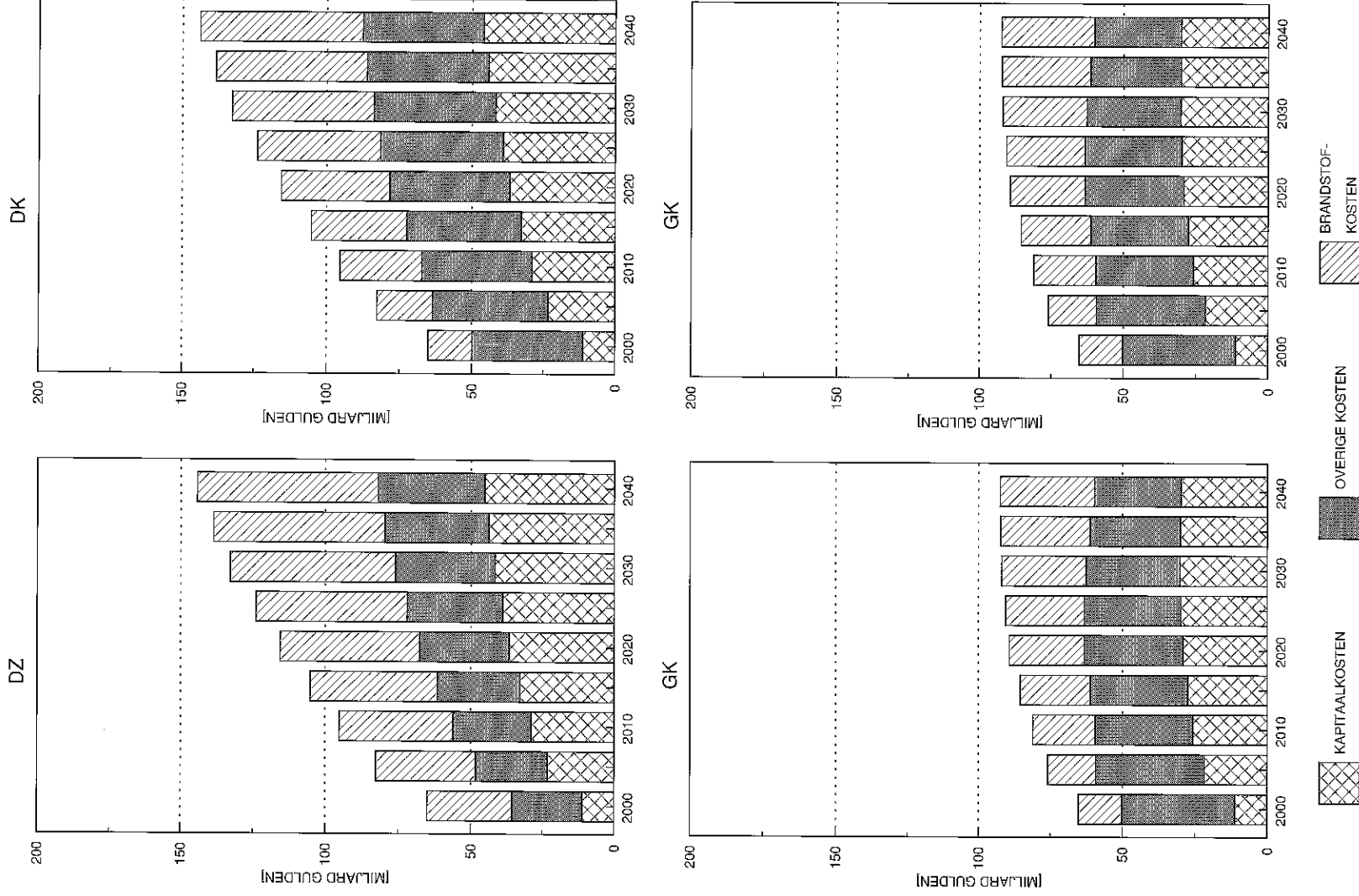


Figuur A.9.8 Waterstofgebruik scenario's DZ/K en GZ/K 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds

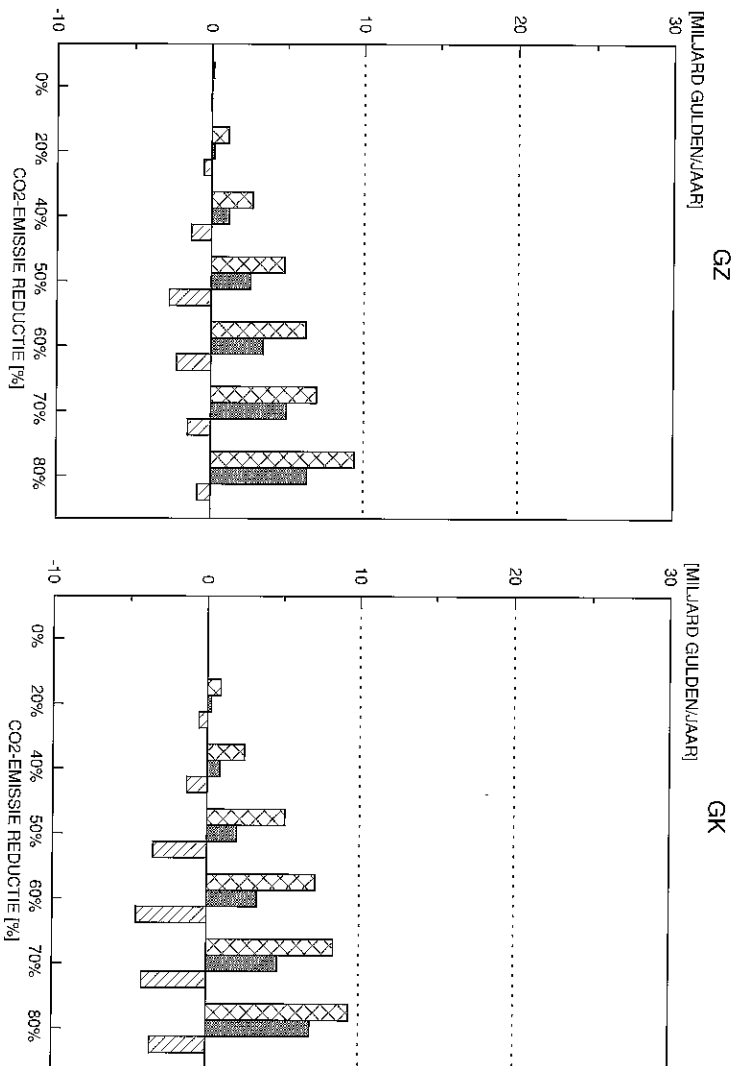
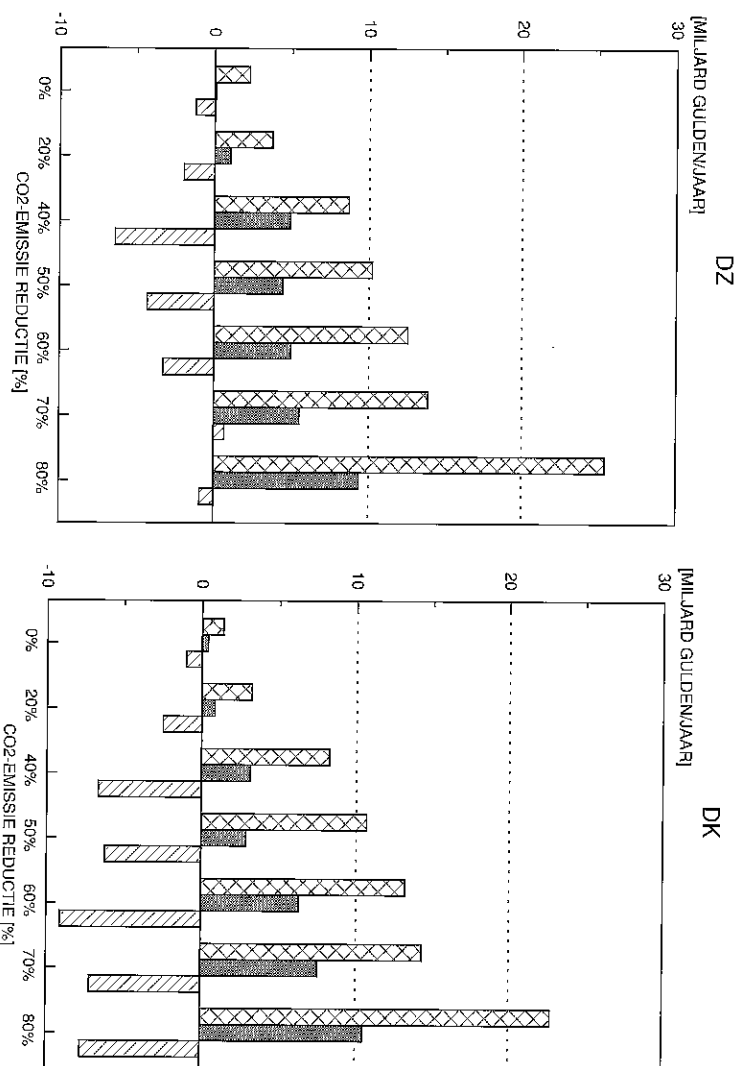


Figuur A.10.1 Brandstoffen primaire energievoorziening scenario's DZ/K en GZ/K, 2030 bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



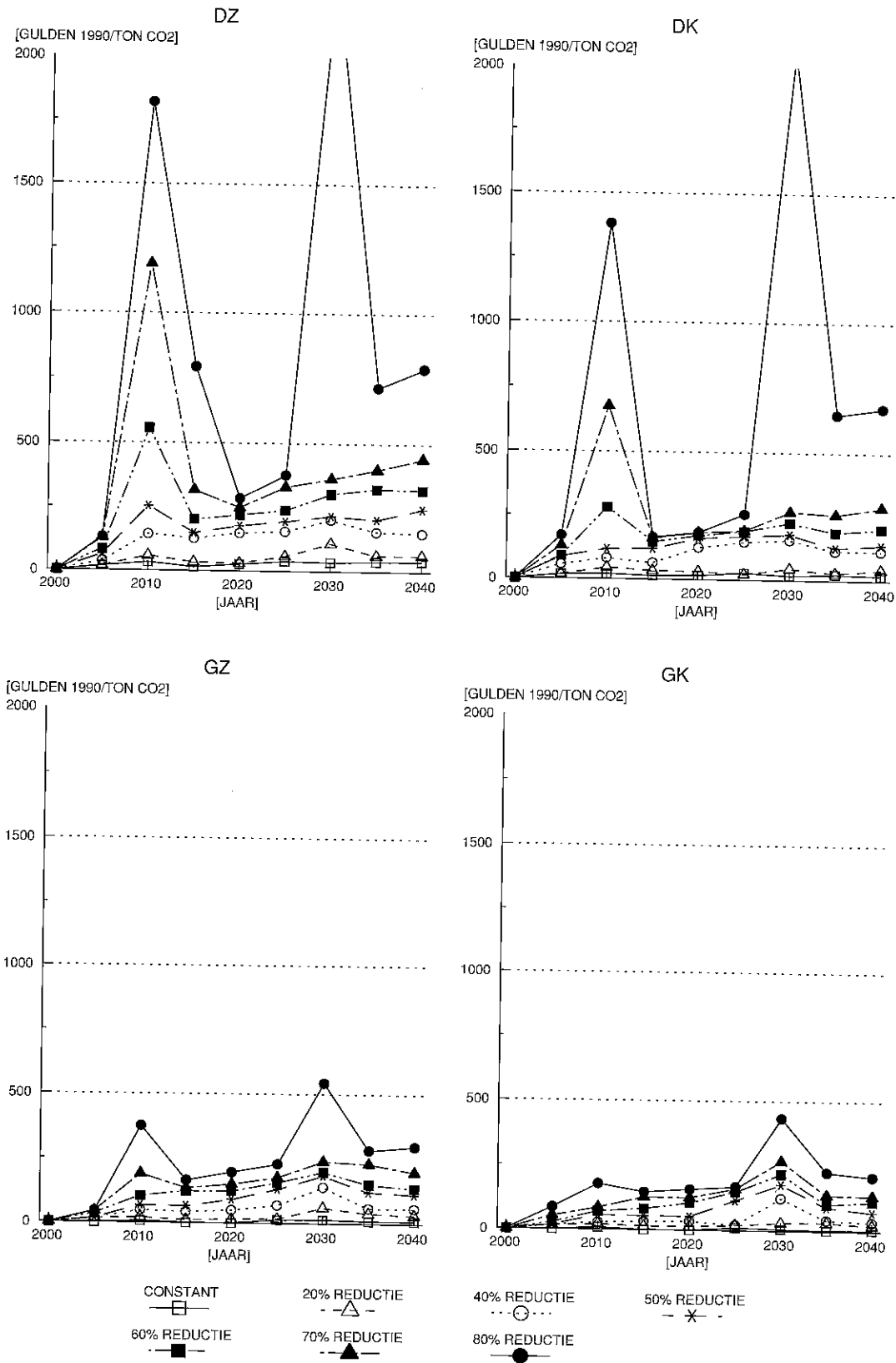


Figuur A.11.1 Opbouw kosten van energiesysteem scenario DZ, periode 2000-2040

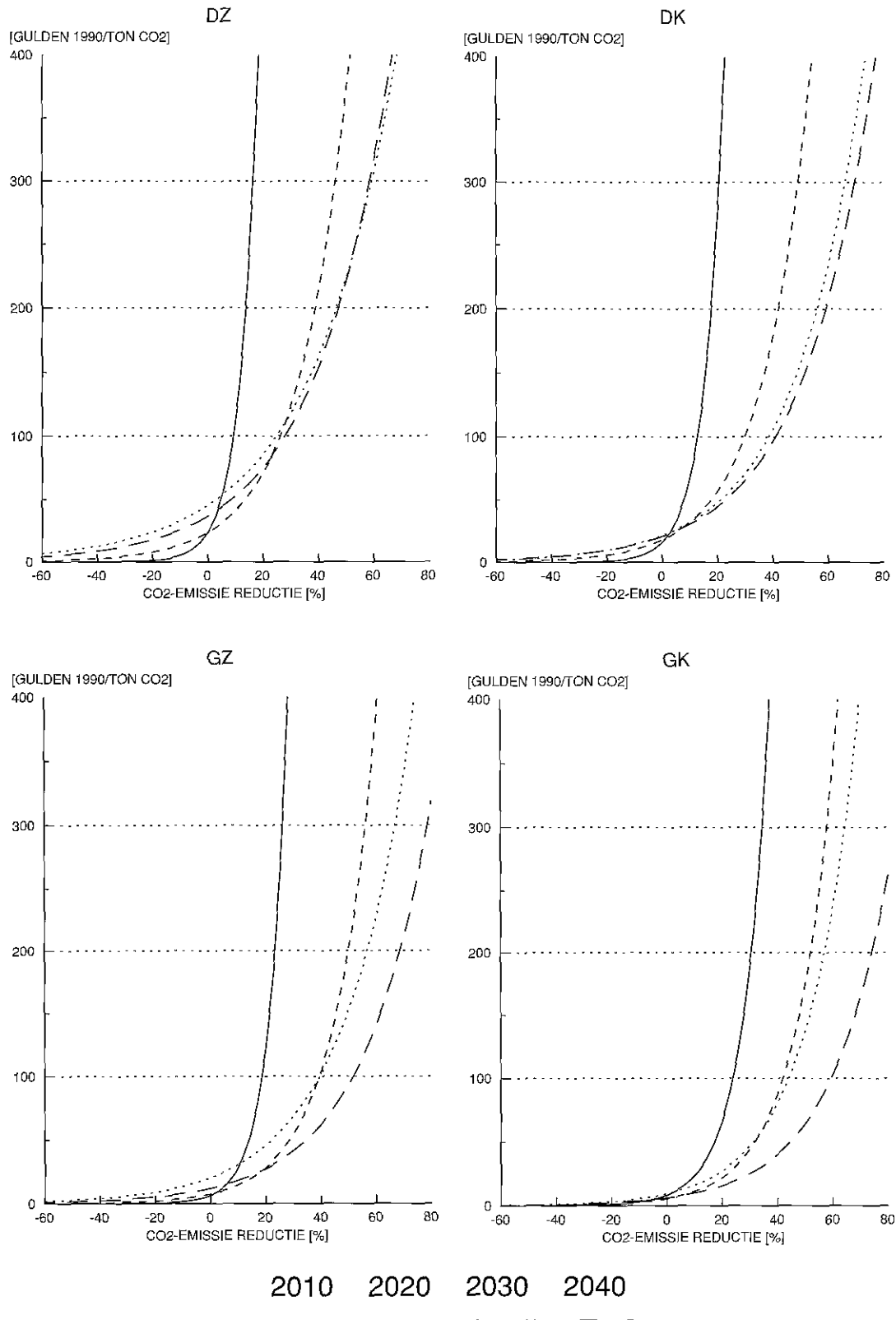


KAPITAAL KOSTEN  
 OVERIGE KOSTEN  
 BRANDSTOF KOSTEN

Figuur A.11.2 Toename van kosten energievoorziening naar kostentype scenario DZ periode 2000-2030, bij verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds



Figuur A.11.3 Marginale kosten in de tijd bij verschillende reductiepercentages in het DZ-scenario



Figuur A.11.4 *Marginale kosten voor vermindering van CO<sub>2</sub>-uitstoot in 2010, 2020, 2030 en 2040 in het GZ-scenario*

