

Juli 1999

VOORRADEN EN PRIJZEN VAN FOSSIELE BRANDSTOFFEN

Schattingen en projecties voor de 21^{ste} eeuw
met het oog op klimaatbeleid

P. Lako
H.J.M. de Vries (RIVM)

Verantwoording

Deze studie is uitgevoerd door ECN-Beleidsstudies in opdracht van het Ministerie van VROM. Deze studie is een onderdeel van een groter onderzoeksproject met de naam 'Vervolg optiedocument', met hetzelfde ministerie als opdrachtgever. De bijdrage van het Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM) bestaat uit het IMAGE-project en meer specifiek als een onderdeel van de betrokkenheid van het RIVM in het 'Special Report on Emissions Scenarios' voor het IPCC. Het project staat bij ECN geregistreerd onder nummer 7.7176. Deze publicatie heeft het ECN-rapportnummer ECN-C--99-022 gekregen.

De samenvatting in dit rapport is integraal opgenomen in het rapport 'Vervolg Optiedocument; aanvullende informatie bij het Optiedocument en reacties van maatschappelijke organisaties' uitgegeven onder nummer ECN-RIVM/99-001.

Abstract

This study focuses on fossil fuel resource availability and on long-term prices of fossil fuels, in the context of a few energy scenarios for Western Europe and the world which assume a rather strong emphasis on energy efficiency improvements and non-fossil supply options. A distinction is made between 'identified' and 'additional' resources. Identified and additional oil resources have a total reserve/production ratio of about 130 years. Identified and additional *conventional* gas resources have a reserve/production ratio of about 140 years. *Unconventional* gas resources are presumably very large, although the margins of uncertainty are larger than in case of other additional resources. Identified coal reserves have a reserve/production ratio of about 220 years.

Fossil fuel resources, energy demand, fuel production cost, production rates, and fuel prices have complex relations. In the case of coal, the relation between cost and price is relatively direct because the resources are large and distributed among various regions and only some 10% of the global production is internationally traded. Coal reserves with high production cost are left unmined.

With oil the situation is more complex and less stable. The cheap oil occurrences are concentrated in a few regions and past oligopolistic behaviour has led to the exploitation of oil provinces with relatively high cost. Hence, part of the global oil production shows a large margin between production cost and the international world market price that is largely determined by the marginal production cost of new oil production capacity.

The same situation is developing for natural gas, although high transport costs are still a limiting factor in the emergence of a world market. The authors conclude that, in case of a scenario with stringent CO₂ reduction and further globalisation of energy markets, the prices of oil and gas will probably rise quite modestly to (the equivalent of) about \$23/barrel in the year 2100, which is only some \$10/barrel more than the oil and gas prices of March 1999. Also the price of coal would rise very slowly under such circumstances.

INHOUD

| | |
|--|----|
| SAMENVATTING | 4 |
| 1. INLEIDING | 7 |
| 1.1 Beschouwde scenario's | 7 |
| 1.1.1 Algemeen | 7 |
| 1.1.2 Scenario's en model van ECN-Beleidsstudies | 8 |
| 1.1.3 Scenario's en model van RIVM | 9 |
| 1.2 Opbouw van de studie | 10 |
| 2. VOORRADEN FOSSIELE BRANDSTOFFEN | 11 |
| 2.1 Inleiding | 11 |
| 2.2 Olievoorraden | 11 |
| 2.2.1 Conventionele olievoorraden | 11 |
| 2.2.2 Niet-conventionele olievoorraden | 12 |
| 2.2.3 Totale olievoorraden | 14 |
| 2.3 Aardgasvoorraden | 16 |
| 2.4 Kolenreserves | 18 |
| 2.5 Totale fossiele energievoorraden | 19 |
| 3. ONTWIKKELING VAN DE BRANDSTOFFPRIJZEN | 20 |
| 3.1 Inleiding | 20 |
| 3.2 Aardolieprijs | 21 |
| 3.2.1 Periode 1998-2020 | 21 |
| 3.2.2 Periode 2020-2100 | 22 |
| 3.3 Aardgasprijs | 26 |
| 3.4 Kolenprijs | 27 |
| 3.4.1 Inleiding | 27 |
| 3.4.2 Twee prijsscenario's | 27 |
| 4. CONCLUSIES | 30 |
| BIJLAGE A WINNINGSTECHNIEKEN VOOR CLATHRATEN | 31 |
| REFERENTIES | 32 |

SAMENVATTING

Deze studie analyseert de wereldwijde voorraden van fossiele brandstoffen en de ontwikkeling van fossiele brandstofprijzen. Het gaat om voorraadschattingen, productieprofielen van fossiele brandstoffen en wereldenergieprijzen op basis van twee lange termijn scenario's (tot 2100), die verenigbaar zijn met CO₂-reductiebeleid.

Fossiele brandstofvoorraden, energievraag, winningskosten, winningstempo en energieprijzen hebben complexe relaties. Bij kolen is de relatie tussen kosten en prijzen tamelijk direct, omdat de voorraden groot zijn en verdeeld over verschillende regio's en omdat slechts ongeveer 10% van de wereldproductie internationaal verhandeld wordt. Voorraden met hoge winningskosten worden (voorlopig) niet gewonnen. Deze situatie zou iets kunnen veranderen, als de Verenigde Staten de export van kolen verder zouden kunnen opvoeren. De marge tussen de internationale kolenprijs en de som van winnings- en transportkosten is doorgaans gering.

Bij olie is de situatie anders. De vraag is minder stabiel. De marginale winningskosten van nieuw ontwikkelde olievelden zijn bepalend voor de prijsvorming. Voor een deel van de olieproductie vertoont de prijs een grote marge ten opzichte van de som van winnings- en transportkosten. Anders gezegd: bij oliewinning zijn de winsten c.q. de 'government take' doorgaans hoger dan bij kolen. Voor aardgas geldt hetzelfde.

Sommatie van de voorraden van olie, gas en kolen is een hachelijke zaak, omdat de definities van voorraden uiteenlopen. Tabel S.1 geeft niettemin een overzicht. De gegevens voor Tabel S.1 zijn afkomstig van een groot aantal recente literatuurbronnen.

Tabel S.1 *Fossiele energievoorraden naar categorie en herkomst 1993 [EJ]*

| | Geïdentificeerd | | | | Additioneel | | | | Totaal |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------|--------|-------------|-----------|----------------|---------|----------------------|
| | Conv. olie | Niet-conv. olie | Conv. gas | Kolen | Conv. Olie | Conv. Gas | Niet-conv. gas | Kolen | excl. niet-conv. gas |
| N. Amerika | 640 | 4.044 | 574 | 5.112 | 516 | 926 | 263.700 | 31.860 | 43.670 |
| Latijns Amerika | 443 | 3.250 | 249 | 255 | 250 | 315 | 194.900 | 1.710 | 6.470 |
| West Europa | 235 | 97 | 309 | 1.658 | 90 | 283 | 32.900 | 10.440 | 13.110 |
| Oost Eur./FSU | 726 | 1.502 | 1.685 | 6.301 | 580 | 2.591 | 181.300 | 119.890 | 133.280 |
| Afrika | 437 | 68 | 428 | 1.717 | 215 | 446 | 17.100 | 4.690 | 8.000 |
| Midden Oosten | 3.411 | 377 | 1.796 | 4 | 671 | 1104 | 11.600 | 620 | 7.980 |
| Azië/Oceanië | 407 | 1.451 | 439 | 6.866 | 304 | 607 | 114.000 | 70.380 | 80.450 |
| Wereld | 6.300 | 10.795 | 5.480 | 21.915 | 2.690 | 6.270 | 815.500 | 239.590 | 293.000 |

Tot de 'geïdentificeerde' voorraden behoort een deel van de conventionele en onconventionele olievoorraden en een deel van de conventionele aardgasvoorraden. Voor olie (conventioneel en onconventioneel) is de reserve/productieverhouding ca. 130 jaar, voor de conventionele gasvoorraden 140 jaar en voor de kolenreserves 220 jaar. De niet-conventionele aardgasvoorraden zijn niet in de laatste kolom opgenomen, omdat de uiteindelijke winbaarheid als minder zeker wordt beschouwd.

In de door de onderzoekers gebruikte lange termijn scenario's hangt de toekomstige olieprijs mede af van de ontwikkeling van de vraag. Bij een lage vraag naar olie, bijvoorbeeld in geval van een stringent CO₂-reductiebeleid¹, lijkt het lage prijspad van Tabel S.2 aannemelijk. Een hoog niveau van de vraag naar olie, bijvoorbeeld bij een hoge wereldwijde economische groei of afwezigheid van CO₂-reductiebeleid, kan gepaard gaan met het hoge prijspad van Tabel S.2. In het laatste geval zal ook de machtsfactor van de OPEC een prijsopdrijvende rol kunnen spelen.

¹ Stringent CO₂-reductiebeleid is een zodanig beleid, dat de concentratie van CO₂ in de atmosfeer in het jaar 2100 het huidige niveau van ca. 350 ppm niet overschrijdt.

De onderzoekers gaan ervan uit dat de oliemarkt gekarakteriseerd zal blijven door een minder gunstige geografische spreiding dan bijvoorbeeld de kolenmarkt, zodat - ook bij een betrekkelijk lage olievraag - de afhankelijkheid van een beperkt aantal exporterende landen een opwaartse druk op de olieprijs kan blijven uitoefenen.

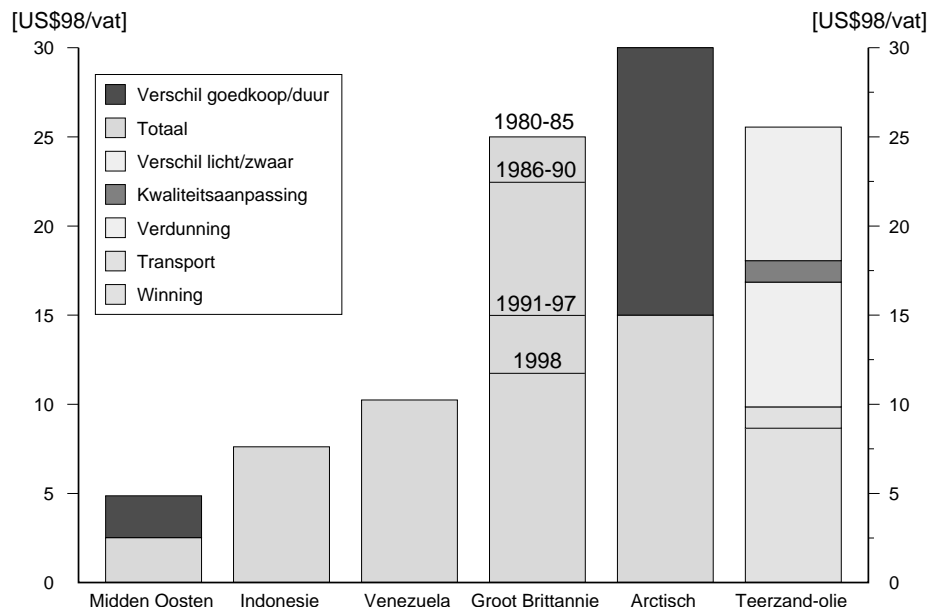
Tabel S.2 *Ontwikkeling van de prijs van zware ruwe olie, af raffinaderij [\$98/vat]*

| | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 |
|--------|------|------|------|------|------|
| Hoog | 17 | 21 | 25 | 28 | 30 |
| Midden | 15 | 17,5 | 19,5 | 22,8 | 25 |
| Laag | 13 | 14 | 14,5 | 15,2 | 16,3 |

Bij stringent CO₂-reductiebeleid zou de olieprijs geleidelijk kunnen doorstijgen naar \$23/vat (\$98) in het jaar 2100. Bij een scenario met een milder CO₂-reductiebeleid zou de olieprijs in 2020 beneden het niveau 'midden' van Tabel S.2 kunnen liggen, namelijk op ca. \$20/vat, en geleidelijk kunnen doorstijgen tot \$27/vat in 2100. Zulke prijsniveaus die corresponderen met scenario's die zijn opgesteld voor berekeningen met het MARKAL-model van ECN-Beleidsstudies, komen ook naar voren in scenarioberekeningen met het IMAGE-model van RIVM. De bandbreedte van \$15,2-28/vat voor 2015 komt overeen met de spreiding van \$14-28/vat volgens het Amerikaanse Department of Energy.

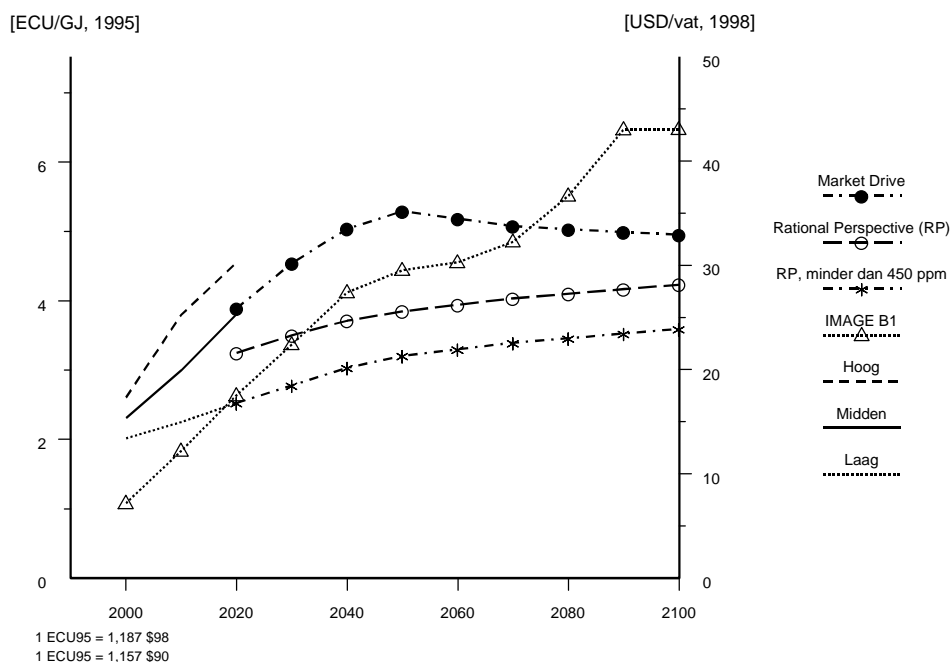
In de verdere toekomst worden de totale productiekosten van niet-conventionele olie belangrijker. Figuur S.1 presenteert de productiekosten van diverse soorten olie.

In het Midden Oosten bedragen de marginale winningskosten \$2,5 tot \$5/vat, in Indonesië \$7,5/vat en in Venezuela \$10/vat. De productiekosten van olie op het Brits Continentale Plat zijn gedaald van ca. \$25/vat in de tachtiger jaren tot ca. \$12/vat anno 1998. Winning van olie in Arctisch gebied kost naar schatting \$15-30/vat. De *winningskosten* van olie uit teerzand worden geschat op \$8,5/vat. Op basis van deze schatting worden de totale productiekosten van teerzandolie geschat op ca. \$25/vat.



Figuur S.1 *Marginale totale productiekosten van diverse soorten olie*

De aardgasprijs is doorgaans gekoppeld aan (een mix van) olieproductprijzen. Net als voor olie zijn ook voor aardgas kostprijsschattingen gedaan. Figuur S.2 geeft een beeld van de mogelijke ontwikkeling van de aardgasprijs voor grootverbruikers.



Figuur S.2 *Mogelijke lange termijn ontwikkeling van de aardgasprijs*

De prijs van kolen stijgt naar verwachting minder dan die van olie en gas, mede omdat er zeer grote kolenvoorraden zijn, die tegen slechts weinig stijgende marginale kosten geëxploiteerd kunnen worden. De onderzoekers voorzien een kolenprijs voor grootverbruikers op de internationale markt met een bandbreedte van \$10-15/vat, uitgedrukt als olie-equivalent, voor de 21^{ste} eeuw.

1. INLEIDING

1.1 Beschouwde scenario's

1.1.1 Algemeen

Deze studie geeft een analyse van de wereldwijde voorraden van fossiele brandstoffen en van toekomstige fossiele brandstofprijzen. Veel studies kennen een brede oriëntatie, gebaseerd op scenario's met een uiteenlopende energievraag, afhankelijk van de onderliggende economische groei en veronderstelde structureffecten. Deze studies hebben meestal een beperkte tijdshorizon (2020). De voorliggende studie heeft een nauwe invalshoek. Het accent ligt op voorraadschattingen en productieprofielen van fossiele brandstoffen op wereldschaal en bijbehorende energieprijzen, op basis van een tweetal lange termijn scenario's (jaar 2100). De scenario's zijn niet erg 'ecologisch gedreven', maar ze zijn verenigbaar met CO₂-reductiebeleid.

Hoge energieprijzen komen voor bij scenario's met een hoge energievraag. Zulke scenario's zijn niet goed te combineren met (stringent) CO₂-reductiebeleid². In deze studie staan scenario's centraal die verenigbaar zijn met een naar verhouding lage inzet van fossiele brandstoffen, bijvoorbeeld vanwege het voeren van klimaatbeleid. Zulke scenario's zullen vermoedelijk worden gekenmerkt door relatief lage prijzen van fossiele brandstoffen, omdat de (nuttige) energievraag zich minder onstuimig ontwikkelt dan in 'hoge groei' scenario's. Overeenkomstig de vraagstelling van de opdrachtgever worden scenario's met een hoog gebruik van fossiele brandstoffen niet of slechts zijdelings in beschouwing genomen.

De fossiele brandstofprijzen zijn (wereld-)marktprijzen, exclusief heffingen, met uitzondering van een zekere 'government take'. Koolstofheffingen of instrumenten met hetzelfde effect ten behoeve van klimaatbeleid vallen buiten het bestek van deze studie. De studie gaat ook niet in op de ontwikkeling van de wereldeconomie of de economie op Europese schaal, anders dan in de voor deze studie gebruikte achtergrondscenario's is vermeld (Lako, Ybema, Seebregts, 1998; de Vries et al, 1999). Deze scenario's hebben betrekking op West Europa c.q. de gehele wereld in de periode 1990-2100.

Fossiele brandstofvoorraden, energievraag, winningskosten, winningstempo en energieprijzen hebben complexe relaties. De wereldwijde voorraden van olie, gas en kolen en de winningskosten ervan zijn belangrijke determinanten voor het volume en de prijs van het energieaanbod.

Bij kolen is de relatie tussen kosten en prijzen tamelijk direct, omdat de voorraden groot zijn en verdeeld over verschillende regio's en omdat slechts ongeveer 10% van de wereldproductie internationaal verhandeld wordt. De rest wordt in de landen van herkomst gebruikt. De marge tussen de internationale kolenprijs en de som van winnings- en transportkosten is doorgaans gering. De Verenigde Staten fungeren als 'swing supplier' op de wereldkolenmarkt: de export vanuit de VS is beperkt bij een lage vraag op de wereldmarkt en groot bij een hoge vraag. Het is denkbaar dat de Verenigde Staten erin zullen slagen de export verder op te voeren. Dat zou dan een significante verandering van de prijsvorming op de wereldmarkt kunnen impliceren (Ellerman, 1995). Voorraden met hoge winningskosten zullen naar verwachting voorlopig niet worden gewonnen.

² Stringent CO₂-reductiebeleid is een zodanig beleid, dat de concentratie van CO₂ in de atmosfeer in het jaar 2100 het huidige niveau van ca. 350 ppm niet overschrijdt.

Bij olie is de situatie anders. De goedkope olievoorraden zijn geconcentreerd in relatief weinig regio's en oligopoliegedrag in het verleden heeft geleid tot het exploiteren van olievelden met relatief hoge kosten. Een deel van de wereldproductie gebeurt derhalve tegen een groot verschil tussen de productiekosten en de wereldmarktprijs die grotendeels wordt bepaald door de marginale productiekosten van nieuwe winningsgebieden. Anders gezegd: bij oliewinning zijn de winsten c.q. de 'government take' doorgaans hoger dan bij kolen, maar niet bij zeer lage olieprijsen. Een soortgelijke situatie ontstaat voor aardgas, hoewel de hoge transportkosten het vormen van een wereldmarkt in de weg kunnen staan.

In de door de onderzoekers gebruikte lange termijn scenario's hangt de toekomstige olieprijs mede af van de ontwikkeling van de vraag. Bij een lage vraag naar olie, bijvoorbeeld in geval van een stringent CO₂-reductiebeleid, stijgt de olieprijs zeer geleidelijk. Er wordt wel van uit gegaan dat de oliemarkt gekarakteriseerd zal blijven door een minder gunstige geografische spreiding dan bijvoorbeeld de kolenmarkt, zodat - ook bij een betrekkelijk lage olievraag - de afhankelijkheid van een beperkt aantal exporterende landen een opwaartse druk op de olieprijs kan blijven uitoefenen.

Tegen de achtergrond van de in deze studie beschouwde scenario's is er sprake van een gematigde ontwikkeling van het gebruik van olie en gas en daarmee van een prijsdrukkend effect op de lange termijn. De prijs van kolen is in het algemeen stabiel dan de prijs van olie en aardgas, onder andere omdat de kolenvoorraden relatief groot zijn. In de beschouwde scenario's zullen de totale voorraden van olie, gas en kolen zeker niet voor het eind van de 21^{ste} eeuw uitgeput zijn. Toch zijn de benodigde tijd om voorraden in productie te kunnen nemen, niet in de laatste plaats ter vervanging van uitgeputte reserves, en de geopolitieke dimensie - afhankelijkheid van het Midden Oosten, OPEC, Rusland - nog steeds belangrijke aspecten.

De door ons gehanteerde voorraadschattingen zijn afkomstig van gezaghebbende organisaties. Voor de schatting van fossiele brandstofprijzen zijn recente studies en scenario's gebruikt. Daarnaast is veel gebruik gemaakt van recente literatuur. Voornoemde scenario's waarvan in deze studie gebruik is gemaakt, worden in de volgende paragraaf kort besproken.

1.1.2 Scenario's en model van ECN-Beleidsstudies

De scenario's, die ECN-Beleidsstudies en RIVM hebben ontwikkeld met gebruikmaking van het beschikbare modelinstrumentarium, hebben tot op zekere hoogte een kwalitatief karakter. Het gaat immers om de periode 1990-2100. De door ECN-Beleidsstudies gehanteerde scenario's hebben betrekking op West Europa. Een van de scenario's is een 'hoge groei' scenario. In dat scenario, dat 'Market Drive' wordt genoemd, is er weinig of geen overheidsbemoeienis met de energievoorziening. Omdat 'hoge groei' scenario's al moeilijk te combineren zijn met substantiële CO₂-reductie³, zal dit scenario hier verder buiten beschouwing blijven. Het andere scenario, genaamd 'Rational Perspective', kent een meer gebalanceerde benadering van de energie- en milieuproblematiek, met een grotere rol voor de overheid. Beide scenario's zijn eerder gebruikt in een studie van de Westeuropese energievoorziening tot 2050 (1995) en recentelijk in een studie naar het economische potentieel van kernfusie (EU DG XII, Ministeries EZ en OC&W) (Lako, Ybema, Seebregts, 1998). Het scenario 'Rational Perspective' is in principe verenigbaar met een stringent CO₂-reductiebeleid.

Bij ECN-Beleidsstudies is gebruik gemaakt van het MARKAL-model voor West Europa, met een looptijd van 1990 tot 2100. Dit type model - MARKAL is de afkorting van MARKET Allocation - wordt op internationale schaal gebruikt (vnl. OECD-landen). Wat betreft het model kan nog het volgende worden opgemerkt.

³ Onder substantiële CO₂-reductie verstaan de auteurs een zodanig beleid, dat de concentratie van CO₂ in de atmosfeer in het jaar 2100 is gestabiliseerd op 450 ppm.

De ontwikkeling in diverse sectoren van de industrie, overheid en diensten en huishoudens wordt uitgedrukt in nuttige energievraag; deze vraag is scenariospecifiek. Er staat een groot aantal technieken ter beschikking om aan die vraag te voldoen. Deze technieken zijn zowel aan de vraagkant als aan de kant van de energieconversie zeer gedetailleerd (oplopend rendement in de loop van de tijd). De inzet van technieken wordt bepaald op basis van minimalisatie van kosten onder randvoorwaarden. Het gaat dus om een technologisch georiënteerd dynamisch optimalisatiemodel. Bij het MARKAL-model worden twee typen discontovoeten gebruikt:

- Voor investeringen, zowel aan de vraag- als aan de conversiekant; in het scenario 'Rational Perspective' wordt een uniforme discontovoet van 5% gehanteerd.
- Voor uitputting van fossiele energiebronnen en cumulatieve CO₂-emissies, met een waarde van 2,5%.

De lage discontovoet voor uitputting van fossiele energiebronnen zorgt ervoor dat het profiel van het gebruik van met name olie en gas niet erg ongelijk in de tijd is. Zonder een dergelijke discontovoet zou de uitputting vooral in de eerste helft van de volgende eeuw plaats hebben en niet meer gelijkmatig over de gehele periode.

Het MARKAL-model biedt de mogelijkheid tot het opleggen van een cumulatief CO₂-plafond voor West Europa. Voor beide scenario's zijn cumulatieve CO₂-plafonds gebruikt, die zijn afgeleid van door de IPCC gehanteerde waarden voor de te bereiken CO₂-concentraties in de atmosfeer in het jaar 2100. Hiervoor is een bandbreedte gebruikt van 450 ppm (100 ppm meer dan nu) tot 650 ppm, althans bij het scenario 'Rational Perspective': 650 ppm weerspiegelt het resultaat in 2100 van het scenario 'Rational Perspective' zonder enige CO₂-restrictie.

1.1.3 Scenario's en model van RIVM

Het Energie-model TIMER is onderdeel van het Energy-Industry System van het *IMAGE 2.1* model 9 (Alcamo et al.). Het model simuleert het gebruik van fossiele en niet-fossiele energiedragers, gegeven de bevolkings- en economische ontwikkeling, en is ontwikkeld als onderdeel van het TARGETS-project (de Vries, Janssen, 1997; de Vries et al., 1997; de Vries, Janssen; de Vries, van den Wijngaart, 1996). Het model onderscheidt 13 regio's met betrekking tot energie en voedsel en modelleert emissies ten gevolge van landgebruik en vegetatie op basis van een 0.5° bij 0.5° grid. De berekeningen lopen van 1970 tot 2100. De vraag naar energiediensten wordt, op sectorniveau, vertaald in gebruik van secundaire energiedragers; daarbij zijn autonome en prijsgeïnduceerde energiebesparing en relatieve brandstofprijzen de belangrijkste determinanten. Hieruit worden de vereiste investeringen in elektriciteitsopwekking en exploratie, exploitatie en transport van fossiele brandstoffen berekend. Uitputting enerzijds en technologische leergedrag anderzijds bepalen de prijzen en daarmee de overgang van fossiele naar niet-fossiele, vernieuwbare energiebronnen.

Het *IMAGE 2.1* model is in de periode september 1997 - maart 1999 gebruikt om enkele van de scenario's in het kader van het Special Report on Emissions Scenarios (SRES) te construeren in opdracht van het Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (De Vries et al., 1997). Dit rapport, dat in de loop van 1999 door de IPCC wordt gereviewd, beschrijft vier scenariofamilies die verschillen in de mate van globalisering en van aandacht voor milieuproblemen en inkomensverschillen. Het *IMAGE 2.1* model is gebruikt om het zogenoemde B1 Marker scenario kwantitatief te onderbouwen. Daartoe zijn veronderstellingen geformuleerd inzake omvang en tempo van energiebesparing en van introductie van niet-fossiele energie-aanbod-opties. Aspecten van technologieoverdracht en internationale brandstofhandel zijn expliciet in beschouwing genomen. Het scenario gaat uit van een lage bevolkingsgroei en een hoge economische groei. Door de aard van het scenario zijn de resulterende koolstofemissies betrekkelijk laag, aanvankelijk stijgend tot 12 GtC rond 2050 en daarna dalend tot 6-7 GtC in 2100. Het gebruik van primaire energiedragers blijft beperkt tot 2 à 2.2 maal het huidige gebruik. Hoewel dit de exploitatie vereist van niet-conventionele olie- en gasvoorraden, blijft de prijsstijging voor deze

brandstoffen betrekkelijk gering, omdat een vrij lage lange termijn aanbodkostencurve wordt verondersteld en de effecten van 'learning-by-doing' worden verondersteld tot lagere productiekosten te leiden.

In de loop van 1999 zullen voor de IPCC met behulp van het IMAGE 2.1 model ook CO₂-reductiescenario's worden opgesteld. In dergelijke scenario's zal de vraag naar fossiele brandstoffen verder worden teruggedrongen, voor zover niet gebruikt wordt gemaakt van CO₂-opslag in combinatie met conversietechnieken. Dit geeft een neerwaartse druk op de olie-, gas- en steenkoolprijzen die, tenzij politieke of andere factoren tot prijsopdrijving leiden, een klimaatbeleid in eerste instantie zullen bemoeilijken. Dergelijke van het B1-scenario afgeleide reductiescenario's worden in deze studie niet nader beschouwd.

1.2 Opbouw van de studie

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van voorraden van fossiele brandstoffen. Voorraadschattingen kennen soms grote onzekerheden. Conventionele olie- en gasvoorraden zijn met een bepaalde waarschijnlijkheid winbaar. Bij niet-conventionele olie- en gasvoorraden zijn de onzekerheden over de voorraden groter, omdat er nog weinig naar is gezocht. De verdeling van niet-conventionele olie- en gasvoorraden over de wereld kan sterk afwijken van die van conventionele voorraden. Daarom zijn niet-conventionele voorraden van belang voor het lange termijn energieaanbod én uit geopolitiek oogpunt. Hoofdstuk 3 geeft prijsprojecties voor olie, aardgas en kolen. De olieprijs wordt uitgedrukt in \$/vat 1998 en ECU/GJ 1995⁴, afgeleverd bij de raffinaderij, tenzij anders vermeld. Dezelfde eenheden worden voor de vergelijkbaarheid gebruikt voor aardgas en kolen. Het gaat hierbij om grootgebruikersprijzen voor aardgas ('base load') en kolen, afgeleverd bij de centrale.

⁴ 1 ECU98 = 1,12 US\$98, 1 ECU95 = 1,187 US\$98.

2. VOORRADEN FOSSIELE BRANDSTOFFEN

2.1 Inleiding

Dit hoofdstuk biedt een overzicht van de voorraden van aardolie, aardgas en kolen. De voorraadschattingen zijn met bepaalde onzekerheden omgeven. In de literatuur worden zowel lagere als hogere schattingen gevonden. Waar mogelijk worden de schattingen aangevuld met data van andere onderzoekers, data over niet-conventionele voorraden, enz.

2.2 Olievoorraden

2.2.1 Conventionele olievoorraden

De wereldolievoorraden bestaan uit geïdentificeerde reserves en additionele voorraden met een minder grote zekerheid dat ze aanwezig zijn. Het is gebruikelijk bij de geïdentificeerde reserves de gemiddelde waarde ('mean' of 'median') van de additionele voorraden op te tellen. Alle voorraden refereren aan de datum (januari) 1993 tenzij anders vermeld. Onderscheiden worden conventionele en niet-conventionele olie. Eerst worden de conventionele olievoorraden behandeld.

Als referentie worden schattingen gebruikt van de conventionele wereldolievoorraden door de US Geological Service (USGS) (Masters et al., 1997). De gegevens zijn verzameld in het kader van het 'World Energy Resources' programma ten behoeve van de Amerikaanse overheid (Tabel 2.1).

Tabel 2.1 *Ultieme voorraden conventionele olie conform USGS (miljard vaten⁵), 1993*

| | A | B | C | D=B+C | E | F=D+E |
|----------------------------|-----------------|-----------------|------------------------------|---------------------------------|-------------|------------------------------|
| | Olie prod. 1997 | Cum. Prod. 1993 | Geïdent. reserves 1 jan. '93 | Oorspronkelijk winbare reserves | Additioneel | Ultieme voorraden 1 jan. '93 |
| Noord Amerika | 5,2 | 199,0 | 112,0 | 311,0 | 90,3 | 401,4 |
| Latijns Amerika | 2,4 | 64,2 | 77,6 | 141,8 | 43,7 | 185,5 |
| West Europa | 2,5 | 22,6 | 41,2 | 63,8 | 15,8 | 79,6 |
| Oost Eur./FSU ¹ | 2,7 | 125,4 | 127,1 | 252,5 | 101,6 | 354,1 |
| Afrika | 2,8 | 56,5 | 76,5 | 133,0 | 37,7 | 170,7 |
| Midden Oosten | 7,9 | 184,6 | 597,2 | 781,8 | 117,4 | 899,2 |
| Australazië | 2,8 | 46,3 | 71,2 | 117,4 | 53,2 | 170,6 |
| Wereld | 26,4 | 698,6 | 1.103,2 | 1.801,8 | 470,7 | 2.272,5 |

¹ FSU = Former Soviet Union.

Bron: USGS (Masters et al., 1997)

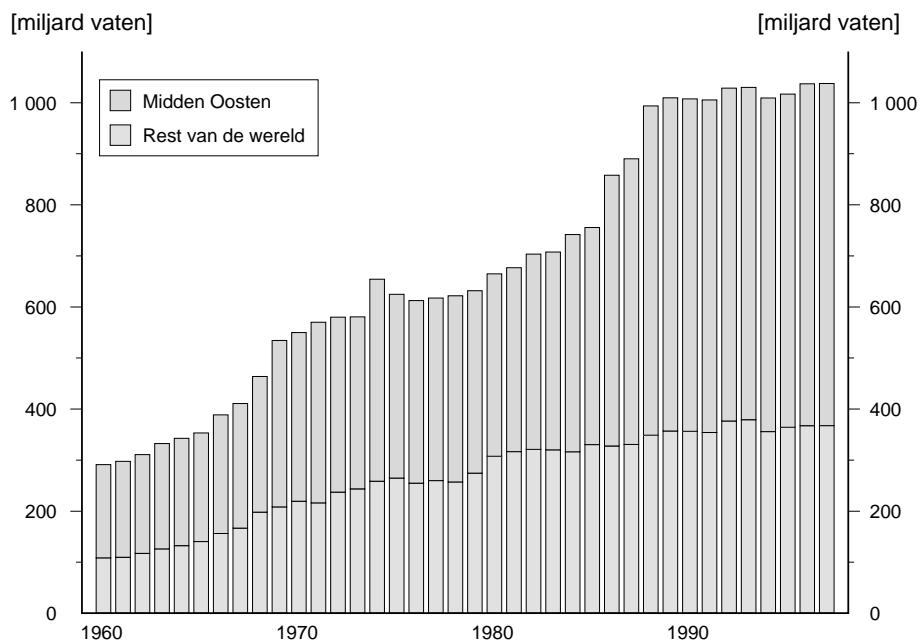
De geïdentificeerde reserves bestaan uit de *bewezen* reserves, aangevuld met voorraden die *waarschijnlijk* kunnen worden gevonden door uitbreidingen, nieuwe velden of verbeteringen in winningstechnologie. De USGS definieert de ultieme olievoorraden als de som van geïdentificeerde reserves (bewezen plus waarschijnlijk) en de gemiddelde ('mean') waarde van nog niet ontdekte voorraden. Er is van diverse kanten kritiek geuit op de data van de USGS:

- De bekende geoloog Campbell (Campbell, 1997b; 1997a; 1997c) acht de USGS schattingen van de olievoorraden in het Midden Oosten te hoog. Onderzoekers van de USGS stellen dat zij in het verleden inzage hebben gehad in data van die landen, die naar hun inzicht betrouwbaar waren.

⁵ Een ton olie (t.o.e.) is equivalent met 41,87 GJ. Een ton olie bevat 7,33 vaten (159 liter).

- Volgens sommige economen zijn de voorraadschattingen te pessimistisch. De USGS stelt dat een optimistische schatting van de conventionele wereldaardolievoorraden zou impliceren dat er nog een olieprovincie ter grootte van het Midden Oosten ontdekt zou worden. De genoemde geoloog, Campbell, geeft sterke aanwijzingen dat deze kans nihil is.
- In het verleden waren de reserveschattingen onderhevig aan wisseling van inzichten en schattingsmethodieken. Zo is gebleken dat de reserveschattingen voor olie in de VS zowel systematische over- als onderschatting hebben vertoond in de periode 1910-1980 (Sterman et al, 1988). Tegenwoordig zijn er vooral in de VS meerdere onafhankelijke bronnen, waardoor de voorraadschattingen waarschijnlijk minder systematische vertekeningen hebben. Voor minder goed onderzochte regio's zijn dergelijke vertekeningen echter nog steeds mogelijk.

De ontwikkeling van de *bewezen* oliereserves conform BP (IEA, 1995; BP, 1995-1998) wordt weergegeven in Figuur 2.1. De figuur toont de sprongsgewijze toename van de *bewezen* oliereserves van het Midden Oosten van 1985 tot 1990. De twijfel die dit heeft opgeroepen is al opgemerkt. Misschien moeten de olievoorraden van het Midden Oosten worden afgewaardeerd, maar een even grote opwaardering van voorraden in de rest van de wereld is aannemelijk op basis van verbeterde winningstechnieken (Smith et al, 1997).



Figuur 2.1 *Ontwikkeling van de bewezen oliereserves 1960-1997*

Bron: BP (IEA, 1995; 1995-1998)

De USGS data vormen een goed uitgangspunt. Dit is ook de lijn in de ECN-studie naar het economische potentieel van kernfusie (EU DG XII, Ministeries EZ en OC&W) (Lako, Ybema, Seebregts, 1998). Als op de ultieme voorraden de cumulatieve productie (699 miljard vaten volgens Tabel 2.1, kolom B) in mindering wordt gebracht, resteren 1.562 miljard vaten (60 jaar olieproductie).

2.2.2 Niet-conventionele olievoorraden

Niet-conventionele olievoorraden omvatten:

- ca. 570 miljard vaten winbare zware en extra zware olie,
- ca. 440 miljard vaten winbare natuurlijke bitumen (tar sands, teerzand),
- mogelijk 880 miljard vaten winbare olie uit 'oil shale', oliehoudende leisteen.

Bij niet-conventionele olievoorraden is de onzekerheid groter dan bij conventionele voorraden. Tabel 2.2 toont de niet-conventionele voorraden, gebaseerd op een aantal publicaties (World Energy Council, 1995; Inciarte, 1997; Bundesanstalt für Geowissenschaften, 1989; Warfield 1995; Aalund 1997).

Tabel 2.2 *Winbare wereldvoorraden niet-conventionele olie (miljard vaten), 1993*

| | Zware olie | Teerzand | Subtotaal | 'Oil shale' | Totaal |
|----------------------------|------------|----------|-----------|-------------|--------|
| Noord Amerika | 44 | 309 | 353 | 355 | 708 |
| Latijns Amerika | 310 | 6 | 316 | 253 | 569 |
| West Europa | 8 | | 8 | 9 | 17 |
| Oost Eur./FSU ¹ | 130 | 117 | 247 | 16 | 263 |
| Afrika | 6 | | 6 | 6 | 12 |
| Midden Oosten | 61 | 5 | 71 | | 66 |
| Australazië | 13 | | 13 | 241 | 254 |
| Wereld | 572 | 437 | 1.010 | 880 | 1.890 |

¹ FSU = Former Soviet Union.

De belangrijkste vindplaats van (extra) zware olie is Venezuela. Het Orinoco-gebied, met een oppervlakte van 54.000 km², bevat een hoeveelheid 'oil in place' van ca. 1300 miljard vaten. Het winbare deel hiervan bedraagt 270-300 miljard vaten (Aalund, 1998). De productie begon met 'Orimulsion', een suspensie van olie met water en een stabilisator. Het mengsel wordt in verwarmde tankers getransporteerd naar elektriciteitscentrales die aan de kust zijn gesitueerd.

Venezuela probeert de beschikbare technologie tot zijn praktische limieten te ontwikkelen. In 2000 zal de productie van extra zware olie worden opgevoerd met 0,2 mln. vaten per dag (b/d) (OPEC Bulletin, 1997). Als vier van de zes oorspronkelijk getekende joint venture overeenkomsten worden geëffectueerd, kan de productie stijgen tot 0,5 mln. b/d rond 2005 (Moritis, 1998). De staatsoliemaatschappij PdV heeft het budget voor boringen in het Orinoco-gebied met \$200 miljoen verminderd (Petroleum Economist, 1998b). De kosten van winning van de extra zware olie zijn \$6-7/vat (Petroleum Economist, 1998a). Als de olie is gewonnen, moet deze worden verdund met een mengsel van nafta, destillaat en lichte gasolie. De kosten hiervan zijn ca. \$8-9/vat en de totale productiekosten ca. \$15/vat. Dit is boven het prijspeil van ruwe olie van begin 1999 (\$13/vat medio maart 1999). Momenteel ondervinden de projecten op het gebied van zware olie dan ook veel hinder van de lage olieprijs.

De provincie Alberta in Canada heeft grote voorraden natuurlijke bitumen of teerzanden. Volgens de Canadian Association of Petroleum Producers zou de regio over 2500 miljard vaten 'oil in place' beschikken. Hiervan wordt een beperkt deel, 309 miljard vaten, winbaar geacht (Verbicke, 1998). Venezuela en Canada samen bezitten ca. 579 miljard vaten winbare 'syncrude'⁶. Landen als Rusland, Koeweit, de Verenigde Staten en Colombia voegen daar ca. 430 miljard vaten aan toe.

De productie van 'syncrude' in Alberta, die momenteel 0,3 mln. vaten per dag (b/d) bedraagt, wordt opgevoerd tot ca. 1,0 mln. b/d in 2005 en mogelijk tot 1,5 mln. b/d rond 2010. Als alle geplande projecten zouden doorgaan, zou dat een bedrag van \$18,8 miljard vergen (Moritis, 1998), meer dan is begroot voor de ontwikkeling van de North Slope te Alaska (\$15 miljard) (Petroleum Economist 1999). Net als bij zware olie (Venezuela) staan veel projecten voor winning van teerzandolie onder druk.

⁶ De term 'syncrude' wordt gebruikt voor alle vormen van niet-conventionele olie. In dit geval heeft het betrekking op extra zware olie en teerzandolie.

China, de Verenigde Staten en Brazilië hebben grote voorraden oliehoudende leisteen ('oil shale'). Volgens een wat gedateerde schatting zou olie uit 'oil shale' \$25-35/vat kosten (Wong et al, 1996). De hoeveelheid 'oil shale in place' bedraagt ca. 13.900 miljard vaten (vooral China). Het winningspercentage is laag vergeleken met dat van zware olie en teerzand. Bij de huidige stand van de techniek kan in Venezuela (zware olie) en Canada (teerzand) ca. 15-25% van de aanwezige olie ('in place') daadwerkelijk worden gewonnen, maar bij de exploitatie zelf ligt dit percentage veel hoger (90%); een deel van de olie is niet met de huidige technieken winbaar⁷. Dit geldt *a fortiori* voor 'oil shale'. De winbare hoeveelheid wordt geschat op ca. 880 miljard vaten. Zolang er geen economische noodzaak is om 'oil shale' te exploiteren, is het moeilijk de winningskosten goed te taxeren.

2.2.3 Totale olievoorraden

De totale olievoorraden (Tabel 2.3) worden verkregen door sommatie van de winbare conventionele voorraden, gecorrigeerd voor de cumulatieve productie (Tabel 2.1), en de onconventionele olievoorraden (Tabel 2.2). De resterende winbare wereldolievoorraden belopen ca. 19.700 EJ. Dit komt overeen met een reserve/productieverhouding van ca. 130 jaar.

Tabel 2.3 *Resterende winbare aardolievoorraden, 1993*

| | A ¹ | B | C | D | E=A+B+C+D | |
|----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|--------|
| | Conv. Olie 10 ⁹ vaten | Zware olie 10 ⁹ vaten | Teerzand 10 ⁹ vaten | 'Oil shale' 10 ⁹ vaten | Totaal 10 ⁹ vaten EJ | |
| Noord Amerika | 202 | 44 | 309 | 355 | 910 | 5.200 |
| Latijns Amerika | 121 | 310 | 6 | 253 | 690 | 3.943 |
| West Europa | 57 | 8 | | 9 | 74 | 423 |
| Oost Eur./FSU ² | 229 | 130 | 117 | 16 | 492 | 2.809 |
| Afrika | 114 | 6 | | 6 | 126 | 721 |
| Midden Oosten | 715 | 61 | 5 | | 781 | 4.459 |
| Australazië | 124 | 13 | | 241 | 378 | 2.161 |
| Wereld | 1.562 | 572 | 437 | 880 | 3.450 | 19.710 |

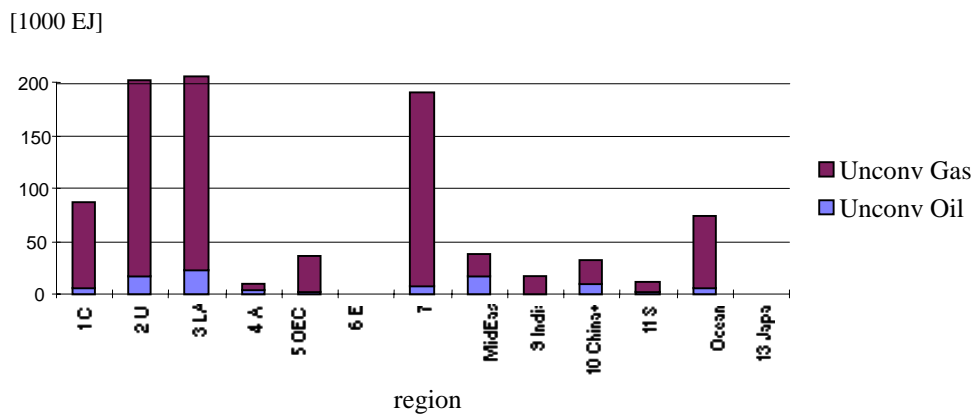
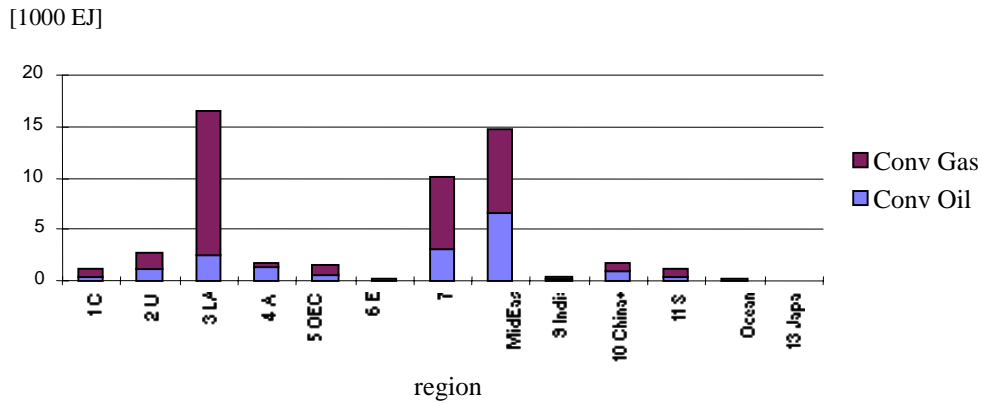
¹ Kolom A Tabel 2.3 = (kolom F - kolom B) Tabel 2.1 (ultieme voorraden minus cumulatieve productie).

² FSU = Former Soviet Union.

Bronnen: Masters et al., 1997; Inciarte, 1997; Warfield, 1995.

Deze schattingen van de conventionele en onconventionele oliereserves zijn in het algemeen lager dan de schattingen van Rogner (Rogner, 1997), weergegeven in Figuur 2.2. Ook zijn er regionale verschillen. Na correctie voor afwijkende definities en regio's blijken voor conventionele olievoorraden de verschillen vrij gering.

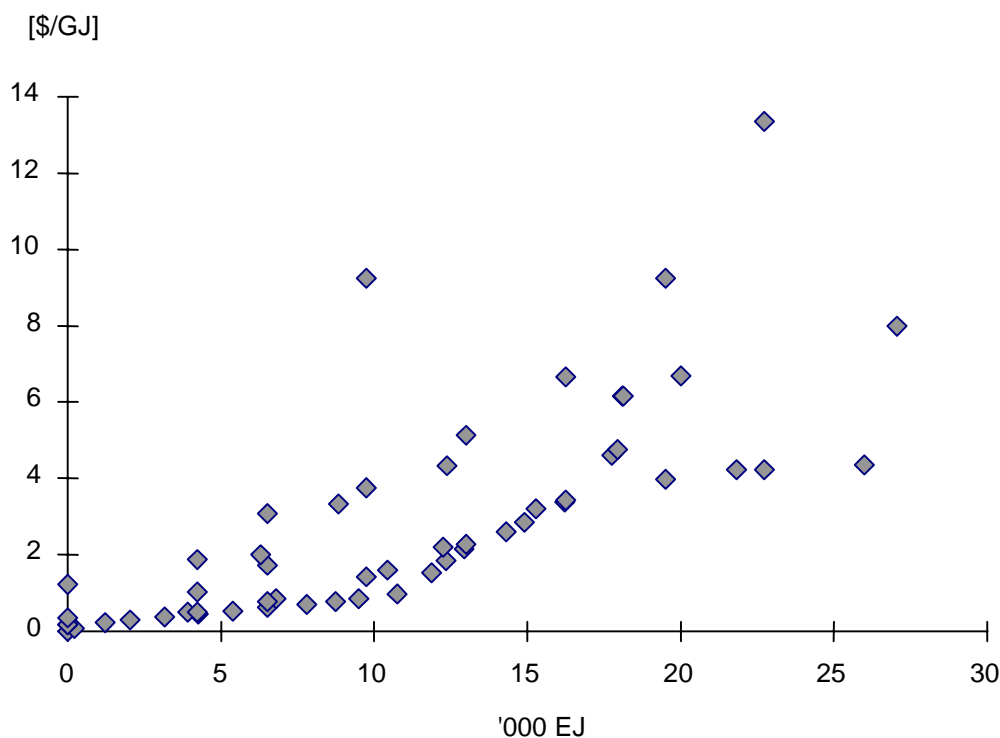
⁷ Omdat deze studie vooral aandacht schenkt aan mogelijke ontwikkelingen in de 21^{ste} eeuw, is de uiteindelijk winbare fractie niet zo belangrijk.



Figuur 2.2 Conventionele en onconventionele olie- en gasvoorraden
Bronnen: De Vries et al., 1999; Rogner, 1997.

In het IMAGE-model wordt gebruik gemaakt van lange termijn aanbodkostencurves. In dit kader is een aantal schattingen verzameld van de reserves en de marginale kosten waartegen deze winbaar zijn. Figuur 2.3 geeft een overzicht van dergelijke schattingen in de afgelopen 20 jaar (Edmonds, Reilly, 1985; Jansen et al, 1996; Japanese Petroleum Association, 1991; Kassler, 1994; Matsuoka et al, 1995; Nakicenovic et al, 1999; Chakravorty et al, 1997). Ook hieruit blijkt dat de meeste schattingen lopen tot 20.000 à 30.000 EJ. Tevens blijkt dat de marginale winningskosten met grote onzekerheden omgeven zijn.

Veel ramingen gaan uit van olievoorraden van ca. 20.000 EJ. Hogere waarden komen voor, maar zulke schattingen corresponderen met een kleinere kans en zijn daarom speculatiever. Veel niet-conventionele olievoorraden worden steeds nauwkeuriger in kaart gebracht. Dit geldt in het bijzonder voor de extra zware olievoorraden in Venezuela en de teerzanden in Alberta, zowel voor de hoeveelheid 'oil in place' als de winbare voorraden. Door de ontwikkeling van de winningstechnologie nemen de winbare voorraden bij hetzelfde criterium voor economische haalbaarheid verder toe, zowel voor teerzanden als voor 'oil shale'.



Figuur 2.3 Voorraadschattingen conventionele en onconventionele olie (1979-1995)

2.3 Aardgasvoorraden

Net als bij olie kunnen ook de aardgasvoorraden worden verdeeld in conventionele en niet-conventionele voorraden. Conventionele aardgasvoorraden, exclusief clathraten en andere niet-conventionele voorraden, zoals gerapporteerd door de USGS (Masters et al., 1997), worden in Tabel 2.4 vergeleken met schattingen van de conventionele aardgasvoorraden door Enron (Carson, 1997).

Tabel 2.4 *Ultieme conventionele aardgasvoorraden volgens de USGS respectievelijk Enron*

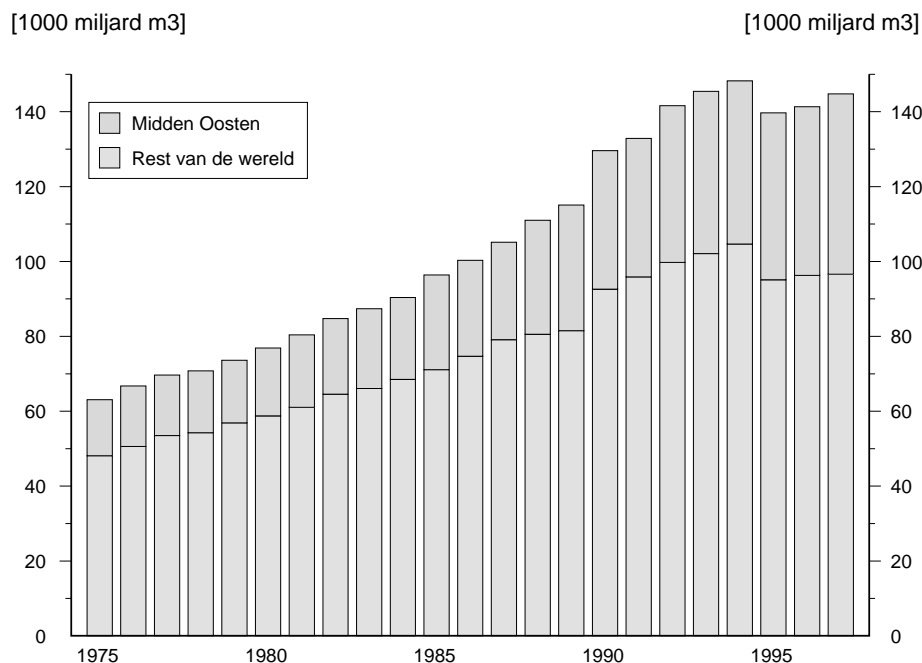
| | A | B | C | D=B+C | E | F | G=D+E | H=D+F | I=H-B |
|-----------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------|
| | Gas prod. 1997 | Cumul. prod. 1993 | Geïdent. reserves 1993 | Oorspr. reserves | Waarschijnlijk en mogelijk | | Ultieme voorraden | Ultieme voorraden | rest |
| Eenheid | 10^{12} m^3 | 10^{12} m^3 | 10^{12} m^3 | 10^{12} m^3 | USGS 10^{12} m^3 | Enron 10^{12} m^3 | USGS 10^{12} m^3 | Enron 10^{12} m^3 | Enron EJ |
| Noord Amerika | 0,74 | 25,46 | 15,23 | 40,69 | 20,25 | 24,25 | 60,94 | 64,94 | 1.500 |
| Latijns Amerika | 0,09 | 1,12 | 6,60 | 7,72 | 6,03 | 8,24 | 13,74 | 15,96 | 564 |
| West. Europa | 0,28 | 4,53 | 8,21 | 12,74 | 5,83 | 7,38 | 18,57 | 20,11 | 592 |
| Oost Eur./FSU | 0,62 | 13,97 | 44,71 | 58,69 | 51,37 | 67,87 | 110,06 | 126,56 | 4.276 |
| Afrika | 0,09 | 0,88 | 11,37 | 12,26 | 8,89 | 11,65 | 21,14 | 23,91 | 874 |
| Midden Oosten | 0,17 | 1,42 | 47,67 | 49,08 | 24,14 | 28,70 | 73,22 | 77,78 | 2.900 |
| Azië/Oceanië | 0,24 | 2,19 | 11,64 | 13,83 | 12,68 | 15,89 | 26,51 | 29,72 | 1.046 |
| Wereld | 2,22 | 49,56 | 145,4 | 195,00 | 129,2 | 163,98 | 324,2 | 358,98 | 11.752 |

Bronnen: Masters et al., 1997; International Gas Research, 1997.

De resterende conventionele aardgasvoorraden conform de USGS data zijn bijna gelijk aan de bewezen, waarschijnlijke en mogelijke aardgasvoorraden, gerapporteerd door de Union Française des Industries Pétrolières (278.000 miljard kubieke meter) (International Gas Research, 1997a). De International Gas Union geeft een schatting van 404.000 miljard kubieke meter (International Gas Research, 1997b), die met de schatting van Enron (359.000 miljard kubieke meter) tot de hoogste voorraadschattingen behoort. Volgens de USGS hebben de conventionele aardgasvoorraden een reserve/productie-verhouding van 125 jaar, volgens Enron 140 jaar. De laatste worden als referentie gebruikt.

In Figuur 2.4 wordt de ontwikkeling van de *bewezen* wereldaardgasreserves weergegeven (IEA, 1995; BP, 1995-1998). De *bewezen* aardgasreserves zijn sinds 1975 sterker gestegen dan de aardoliereserves. Hieraan liggen verschillende factoren ten grondslag:

- Tegenwoordig zijn de marktperspectieven voor aardgas beter dan vroeger. Dat leidt tot meer exploratie, opwaardering van reserves en benutting van aardgas in plaats van affakkelen.
- De mondiale olieconsumptie is relatief hoog (in 1997 74% hoger dan het gebruik van aardgas), zodat het bij olie meer moeite kost om de voorraden op peil te houden.
- Het al geproduceerde deel van de ultieme voorraden is bij olie groter dan bij aardgas.

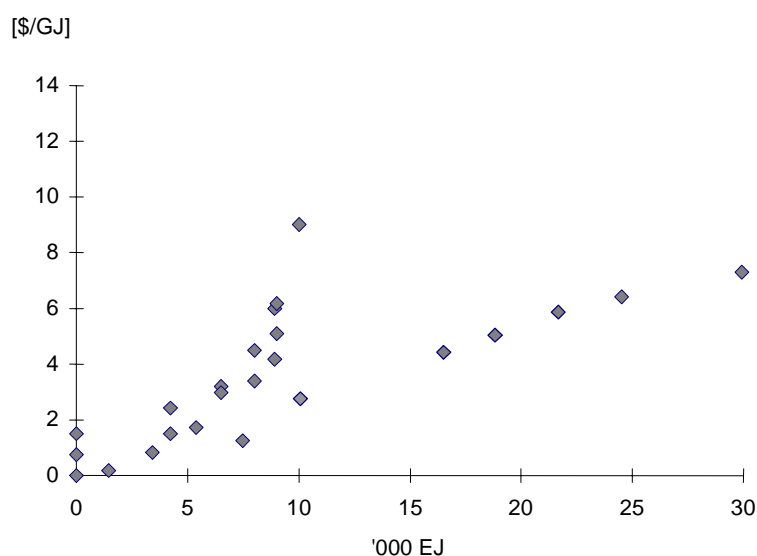


Figuur 2.4 *Ontwikkeling van de bewezen aardgasreserves 1975-1997*

Niet-conventionele aardgasvoorraden omvatten methaan uit kolenlagen, ‘tight formation gas’ en clathraten. Clathraten zijn methaan-hydraten die gevonden worden in Arctische gebieden en in oceaansedimenten. Schattingen van de hoeveelheid methaan in clathraten in oceaansedimenten variëren van $3,1 \times 10^{15}$ tot $7,6 \times 10^{18} \text{ m}^3$ (Collet, 1998). Het Amerikaanse DoE heeft een onderzoeks- en ontwikkelingsprogramma op het gebied van methaan-hydraten geïnitieerd (www.fe.doe.gov/oiaf/ieo97/oil.htm).

De mogelijkheden en beperkingen van de winningstechnieken voor clathraten zijn globaal bekend (Bijlage A). Het is de vraag of de kosten erg bepalend zijn voor het potentieel van clathraten. Toepassingsgebieden van de technieken, winningspercentage, kosten en mogelijke methaanemissies kunnen alle een rol spelen bij het bepalen van het potentieel van clathraten.

RIVM heeft evenals voor olie ook voor aardgas de omvang en de kosten van conventionele en niet-conventionele voorraden geanalyseerd (De Vries et al., 1997). Figuur 2.5 geeft hiervan een beeld. De meeste, veelal oudere, schattingen gaan niet verder dan ongeveer 10.000 EJ winbare voorraden. Daarentegen wijzen de schattingen van Rogner (Rogner, 1997) op mogelijk veel grotere voorraden van onconventionele voorkomens tegen naar verhouding geringe winningskosten. Zoals Figuur 2.2 toont zouden dergelijke enorme voorkomens zeer verspreid over de aarde voorkomen.



Figuur 2.5 Voorraadschattingen conventioneel en onconventioneel aardgas

Volgens Enron bedragen de conventionele reserves 11.700 EJ (Tabel 2.4). Een minimale raming van de winbare niet-conventionele aardgasvoorraden is 18.000 EJ. Dit komt overeen met 18% van de laagste waarde voor de hoeveelheid methaan-hydraten in oceaansedimenten (Collet, 1998). Zo'n hoeveelheid correspondeert met een winningspercentage van minder dan 18% (er zijn ook 'unconventionals' op land). Voorhanden data (Dickens et al, 1997) ondersteunen deze schatting. De totale winbare aardgasvoorraden belopen dan ca. 30.000 EJ.

2.4 Kolenreserves

De wereldkolenreserves volgens BP Statistical Review of World Energy (BP, 1995-1998), ontleend aan schattingen van de WEC (World Energy Council, 1995), worden met minimale wijzigingen (Jansen et al., 1996) weergegeven in Tabel 2.5.

Tabel 2.5 Wereldkolenreserves 1993

| Eenheid | Productie 1997 miljard t.o.e. | Steenkool miljard t.o.e. | Bruinkool miljard t.o.e. | Totale reserves miljard t.o.e. | EJ |
|-----------------|----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|--------|
| Noord Amerika | 0,628 | 78,1 | 44,0 | 122,1 | 5.112 |
| Latijns Amerika | 0,031 | 4,6 | 1,5 | 6,1 | 255 |
| West Europa | 0,122 | 19,4 | 20,2 | 39,6 | 1.658 |
| Oost Eur./FSU | 0,350 | 90,8 | 59,8 | 150,5 | 6.301 |
| Afrika | 0,120 | 40,5 | 0,4 | 41,0 | 1.717 |
| Midden Oosten | 0,001 | 0,1 | | 0,1 | 4 |
| Azië/Oceanië | 1,070 | 115,7 | 48,3 | 164,0 | 6.866 |
| Wereld | 2,321 | 349,3 | 174,2 | 523,5 | 21.914 |

De wereldkolenreserves omvatten volgens de internationale classificatie:

- Bewezen en geïndiceerde reserves ('reserve base').
- Mogelijke reserves ('inferred reserve base').

In de VS wordt de 'reserve base' gekarakteriseerd door een onderlinge afstand van 1,2 km tussen de waarnemingspunten. De 'inferred reserve base' kent een onderlinge afstand van 1,2-5 km. Bij voortgezet geologisch onderzoek evolueren reserves van 'hypothetisch' naar 'bewezen'. De reserve/productie-verhouding van de wereldkolenreserves is ca. 220 jaar. Daarnaast bestaan er nog additionele voorraden ter grootte van 2400 maal het huidige gebruik per jaar. De laatstgenoemde schatting is afkomstig van Rogner (Rogner, 1997).

2.5 Totale fossiele energievoorraden

Sommatie van de voorraden van olie, gas en kolen is een hachelijke zaak, omdat de definities van geïdentificeerde voorraden en additionele voorraden uiteenlopen. Tabel 2.6 geeft een samenvatting van de winbare energievoorraden, uitgedrukt in EJ.

Tabel 2.6 *Fossiele energievoorraden naar categorie en herkomst 1993 [EJ]*

| | Geïdentificeerd | | | | Additioneel | | | | Totaal excl. niet-conv. gas |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------|--------|-------------|-----------|----------------|---------|--------------------------------|
| | Conv. olie | Niet-conv. olie | Conv. gas | Kolen | Conv. Olie | Conv. Gas | Niet-conv. gas | Kolen | |
| Noord Amerika | 640 | 4.044 | 574 | 5.112 | 516 | 926 | 263.700 | 31.860 | 43.670 |
| Latijns Amerika | 443 | 3.250 | 249 | 255 | 250 | 315 | 194.900 | 1.710 | 6.470 |
| West Europa | 235 | 97 | 309 | 1.658 | 90 | 283 | 32.900 | 10.440 | 13.110 |
| Oost Eur./FSU | 726 | 1.502 | 1.685 | 6.301 | 580 | 2.591 | 181.300 | 119.890 | 133.280 |
| Afrika | 437 | 68 | 428 | 1.717 | 215 | 446 | 17.100 | 4.690 | 8.000 |
| Midden Oosten | 3.411 | 377 | 1.796 | 4 | 671 | 1104 | 11.600 | 620 | 7.980 |
| Azië/Oceanië | 407 | 1.451 | 439 | 6.866 | 304 | 607 | 114.000 | 70.380 | 80.450 |
| Wereld | 6.300 | 10.795 | 5.480 | 21.915 | 2.690 | 6.270 | 815.500 | 239.590 | 293.000 |

De voorraden hebben een verschillende waarschijnlijkheid. De meest zekere categorie voorraden zijn de 'geïdentificeerde' voorraden. Hiertoe worden gerekend een deel van de conventionele en niet-conventionele olievoorraden, een deel van de conventionele aardgasvoorraden en de kolenreserves. Weliswaar verschillen de definities voor deze categorie voorraden, maar ze zijn redelijkerwijs vergelijkbaar.

De volgende categorie wordt bestempeld als 'additioneel'. In Tabel 2.6 worden de conventionele olie- en gasvoorraden, die niet als bewezen of waarschijnlijk worden aangemerkt, tot deze categorie gerekend. Ook zijn in Tabel 2.6 niet-conventionele aardgasvoorraden opgenomen en additionele kolenvoorraden. De niet-conventionele aardgasvoorraden zijn niet in de laatste kolom ('totaal') opgenomen, omdat ze als minder zeker worden beschouwd dan de andere additionele voorraden. De sommatie geeft dus een beperkt beeld, dat echter niet vertroebeld wordt door de grotere onzekerheid bij niet-conventionele aardgasvoorraden.

3. ONTWIKKELING VAN DE BRANDSTOFFPRIJZEN

3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de prijzen van olie, gas en kolen beschouwd. De ontwikkeling van de energieprijzen is omgeven met een flink aantal onzekerheden. De aandacht richt zich in deze studie op energieprijzen die kunnen worden verwacht in het geval van een gecoördineerd klimaatbeleid (in geïndustrialiseerde landen), of vergelijkbare omstandigheden waarbij de ontwikkeling van het gebruik van fossiele brandstoffen gematigd is.

Een complicatie is dat voorraadschattingen en winningskosten tegelijk aan verandering onderhevig zijn. De kostendaling door technologische vooruitgang op het gebied van exploratie en ontwikkeling heeft tot nu toe *grosso modo* opgewogen tegen het effect van uitputting van voorraden. De trend van winning in een meer vijandige omgeving (offshore, arctische gebieden) dwingt de olie- en gasindustrie te blijven zoeken naar mogelijkheden voor kostendaling. Tegelijkertijd moet nieuwe technologie worden ontwikkeld (dieper, grotere waterdiepten, meer complexe geologische condities). Hoe het resultaat van deze trends zal zijn, is moeilijk te bepalen, zoals de afgelopen decennia hebben getoond. Hier zal een globale indicatie worden gegeven.

Voordat de ontwikkeling van de olieprijs wordt geschetst, moet worden gewezen op enkele karakteristieken van de oliemarkt. De wereldmarkt voor olie wijkt in een aantal opzichten af van de wereldmarkt voor kolen. In de eerste plaats is olie verreweg de belangrijkste energiedrager op wereldschaal. In de tweede plaats is de geografische spreiding van conventionele olievoorraden minder gelijkmatig dan bij kolen. Ten derde wordt maar ca. 10% van de wereldwijd gewonnen kolen internationaal verhandeld, terwijl bij olie dit percentage veel hoger is. Dit zijn de voornaamste oorzaken van het gebrek aan stabiliteit van de wereldmarktprijs van olie in vergelijking met de internationale kolenprijs. Op middellange termijn ziet het er naar uit dat de wereld meer afhankelijk wordt van olie uit het Midden Oosten. Het feit dat de niet-conventionele olievoorraden relatief groot zijn, doet daar niets aan af. Deze voorraden worden voorlopig immers nauwelijks aangesproken. Wat een grote afhankelijkheid van een beperkt aantal olie-exporterende landen kan betekenen, hebben we in het recente verleden ervaren.

Dit alles impliceert echter niet de keuze voor een '*doomsday scenario*'. De gedachte is juist dat de oliemarkt zich geleidelijk aanpast aan de veranderingen in de vraag. De door ons gebruikte scenario's kennen in het algemeen heel geleidelijke veranderingen in de vraag naar olie en gas. Daardoor kan een geleidelijke transitie optreden naar winning van meer exotische soorten conventionele olie (diepzee, Arctische gebieden) en van niet-conventionele olie- en aardgasvoorkomens.

Zoals eerder is aangegeven, gaat het hier om scenario's die een bescheiden groei in het gebruik van fossiele energiedragers veronderstellen, bijvoorbeeld vanwege een succesvol klimaatbeleid. Zogenaemde hoge groei scenario's vallen buiten het bestek van deze studie. De beschouwde scenario's zijn gericht op duurzaamheid, zonder dat substantiële CO₂-reductie *per se* is verondersteld. Wat de macro-economische consequenties (groei BNP, concurrentiepositie, werkgelegenheid) van dergelijke scenario's en varianten met meer of minder CO₂-reductie zouden zijn, zou nadere studie vergen.

Eerst wordt een overzicht gegeven van de ontwikkeling van de olieprijs, daarna van de aardgasprijs, en tenslotte van de kolenprijs. Bij elke fossiele brandstof worden de verwachte kosten in een breder perspectief geplaatst op basis van andere schattingen.

3.2 Aardolieprijs

3.2.1 Periode 1998-2020

Tot 2020 kenmerkt de oliemarkt zich door incrementele veranderingen. Het zwaartepunt van de winning van olie verschuift naar het Midden Oosten, dat van alle regio's de hoogste reserve/productieverhouding heeft. Ook wordt winning van niet-conventionele olie belangrijker. Deze veranderingen op de oliemarkt veroorzaken voorlopig geen sterke stijging van de olieprijs. Hoe hoger echter de vraag naar olie is, des te belangrijker wordt de rol van het Midden Oosten en van niet-conventionele olie.

Deze studie richt zich op scenario's die verenigbaar zijn met klimaatbeleid. Daarbij past een gematigde vraag naar olie. Geïndustrialiseerde landen zullen weinig of geen groei in de vraag naar olie vertonen, vanwege ruime mogelijkheden om de vraag te beperken. Dit past ook in de verplichting tot CO₂-reductie van geïndustrialiseerde landen (Kyoto). Een deel van de CO₂-reductie is te realiseren door energiebesparing en inzet van duurzame energie, een ander deel door substitutie van aardgas voor kolen en olie. De toekomst van kernenergie is onzeker. Kernenergie draagt bij aan reductie van de CO₂-emissie. Bij lage fossiele brandstofprijzen lijkt er geen grote rol voor kernenergie weggelegd, tenzij de publieke opinie over kernenergie zou veranderen.

Ontwikkelingslanden hebben niet dezelfde mogelijkheden om de vraag naar olie in te perken. Deze landen bevinden zich in een stadium van sterk groeiende energievraag. Ook, of juist, de vraag naar olie stijgt in die landen, zeker bij lage olieprijsen. De olieprijs kan heftig schommelen bij conflicten, zoals bij de Golfoorlog (1991) bleek.

De ontwikkeling van de olieprijs tot 2020 heeft dan ook de volgende kenmerken:

- In de beschouwde scenario's zal de vraag naar olie in de wereld alleen stijgen onder invloed van de vraag vanuit de niet-geïndustrialiseerde landen.
- Het zwaartepunt van de oliewinning verschuift naar het Midden Oosten.
- De olieprijs blijft gevoelig voor conflicten, met name in het Midden Oosten.

De toekomstige olieprijs hangt vooral af van de ontwikkeling van de vraag. In Tabel 3.1 worden drie prijsniveau's voor ruwe olie gegeven, overeenkomend met een hoge groei scenario, een duurzamer scenario, en een scenario gericht op sterke CO₂-reductie. De bandbreedte van \$15,2 tot \$28/vat voor 2015, komt overeen met de spreiding van \$14-28/vat volgens DoE (www.eia.doe.gov/oiaf/ieo97/oil.html). Voor 2020 is de raming \$16,3-30/vat.

Tabel 3.1 *Prijzontwikkeling van zware ruwe olie, af raffinaderij West Europa [1998 \$/vat]*

| | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 |
|--------|------|------|------|------|------|
| Hoog | 17 | 21 | 25 | 28 | 30 |
| Midden | 15 | 17,5 | 19,5 | 22,8 | 25 |
| Laag | 13 | 14 | 14,5 | 15,2 | 16,3 |

De voor het B1 scenario met het IMAGE-model berekende prijspaden liggen voor deze periode rondom het lage prijspad (De Vries et al., 1997). De olieprijsen die corresponderen met de twee ECN-scenario's (Lako, Ybema, Seebregts, 1998) houden het midden tussen 'laag' en 'hoog'.

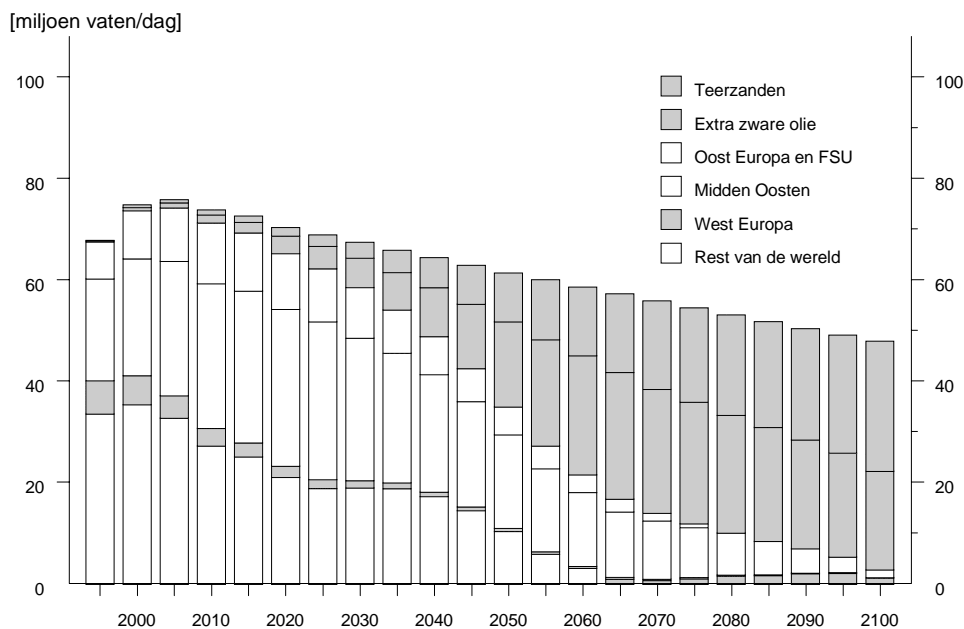
Als de OPEC-landen door productiebeperkingen de olieprijs hoog proberen te houden, treden er mechanismen in werking die de kartelwerking ondermijnen, zoals:

- winning van niet-conventionele olievoorraden,
- substitutie van alternatieven, zoals kernenergie en duurzame energie.

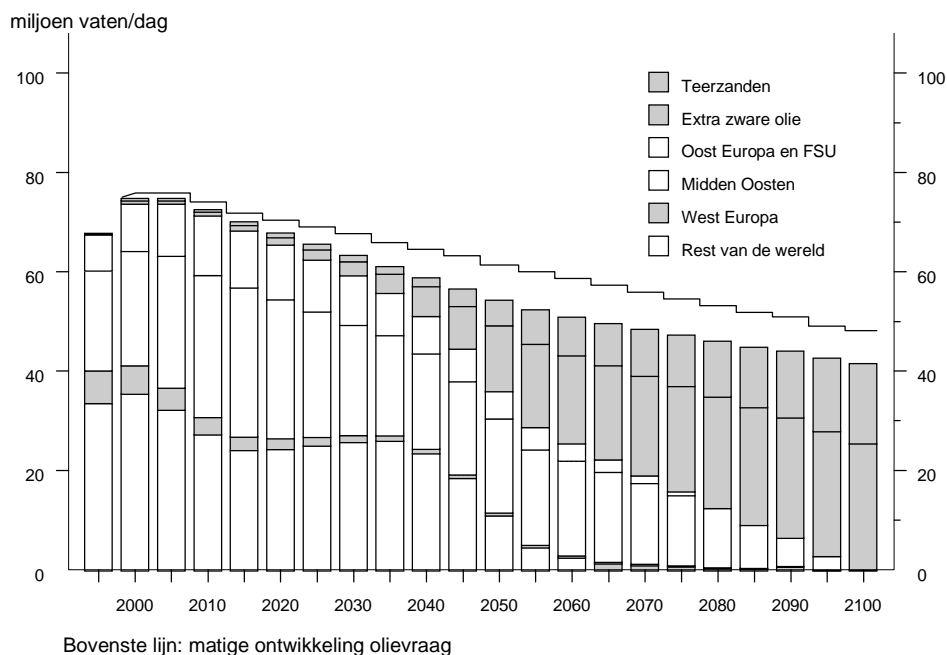
Zo kan Venezuela zijn productiequotum omzeilen door productie van 'Orimulsion'. Een hoog prijsniveau kan zich enige tijd voordoen, maar niet continu. Het middelste prijspeil - \$15/vat in 2000, oplopend tot \$25/vat in 2020 - biedt ruimte voor winning van niet-conventionele olie (paragraaf 3.2.2). Dit geldt amper voor het lage prijspeil tot 2020.

3.2.2 Periode 2020-2100

Na 2020 worden de hiervoor genoemde trends van concentratie van de olieproductie in het Midden Oosten en verschuiving naar niet-conventionele olie sterker. Figuur 3.1 schetst een mogelijke ontwikkeling van de wereldolieproductie, uitgaande van een scenario met gematigde CO₂-reductie (scenario Rational Perspective, 450-550 ppm) (Lako, Ybema, Seebregts, 1998). Er zijn scenario's mogelijk waarbij de vraag naar olie zeker nog enige decennia stijgt, om daarna te dalen. Deze scenario's zullen in het algemeen tot een hogere CO₂-emissie leiden, en derhalve niet tot stabilisatie van de CO₂-concentratie op een niveau van 450-550 ppm (zoals in het scenario in Figuur 3.1). Een alternatieve ontwikkeling van de olieproductie onder invloed van stringent CO₂-reductiebeleid - scenario 'Rational Perspective', stabilisatie CO₂-emissie op een niveau beneden 450 ppm - toont Figuur 3.2.



Figuur 3.1 *Mogelijke ontwikkeling olieproductie bij een ECN-scenario met een gematigde vraag naar olie*



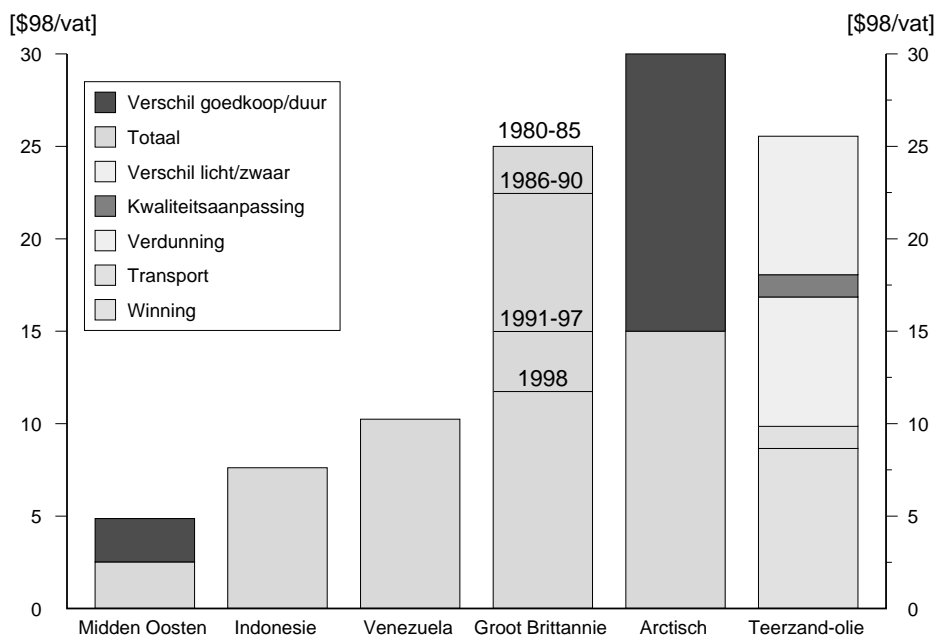
Figuur 3.2 *Mogelijke ontwikkeling olieproductie bij een erg lage olievraag*

De hier gepresenteerde productieprofielen zijn indicatief. Het belangrijkste verschil tussen deze twee scenario's is dat de productie van extra zware olie en olie uit teerzanden ongeveer 25 jaar later op gang komt. Dit is het gevolg van het najlen van de olieprijs ten opzichte van het prijspeil dat past bij Figuur 3.1:

- Bij een geleidelijke daling van de vraag naar olie past een olieprijsontwikkeling volgens scenario 'Rational Perspective', met stabilisatie van de CO₂-emissie op 450-550 ppm (olieprijs oplopend tot \$25/vat in 2050 en \$27/vat in 2100).
- Bij een scherpere daling van de vraag naar olie past een olieprijs conform scenario 'Rational Perspective', met stabilisatie van de CO₂-emissie beneden 450 ppm in 2100 (olieprijs oplopend tot \$20,6/vat in 2050 en \$22,8/vat in 2100).

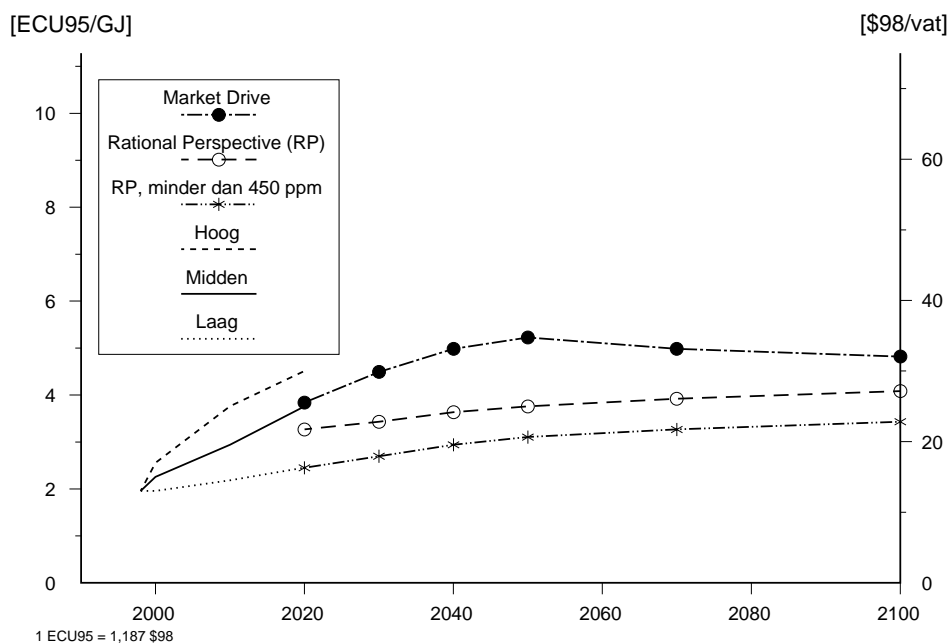
In de toekomst worden de productiekosten van niet-conventionele olie belangrijker. Figuur 3.3 geeft een beeld van de winningskosten van diverse oliesoorten. In het Midden Oosten bedragen de marginale winningskosten \$2,5 tot \$5/vat, in Indonesië ca. \$7,5/vat en in Venezuela ca. \$10/vat (Verbicke, 1998). De productiekosten van olie op het Engelse Continentale Plat zijn gedaald van ca. \$25/vat in de tachtiger jaren tot ca. \$12/vat anno 1998 (Petroleum Economist, 1998b; Department of Trade and Industry, 1998). Winning van olie in Arctisch gebied kost naar schatting \$15-30/vat (Oil & Gas journal, 1998a), en van olie uit teerzand ruim \$20/vat (Oil & Gas journal, 1998b).

In 1995 werden de *winningskosten* (niet te verwarren met de totale productiekosten) van olie uit teerzand geprojecteerd als ca. \$8,5/vat (Warfield, 1995). Als deze projectie juist blijkt te zijn, komen de totale productiekosten (zie Figuur 3.3) uit op ca. \$25/vat.



Figuur 3.3 *Marginale totale productiekosten van oliesoorten (af raffinaderij West Europa)*
 Bronnen: Warfield, 1995; Verbicke, 1998; Petroleum Economist, 1998b; Oil & Gas Journal, 1998.

Uitgaande van twee productieprofielen voor de wereldolieproductie (Figuren 3.1 en 3.2) en de productiekosten van olie (Figuur 3.3), wordt een drietal lange termijn prijsprojecties gegeven (Figuur 3.4).



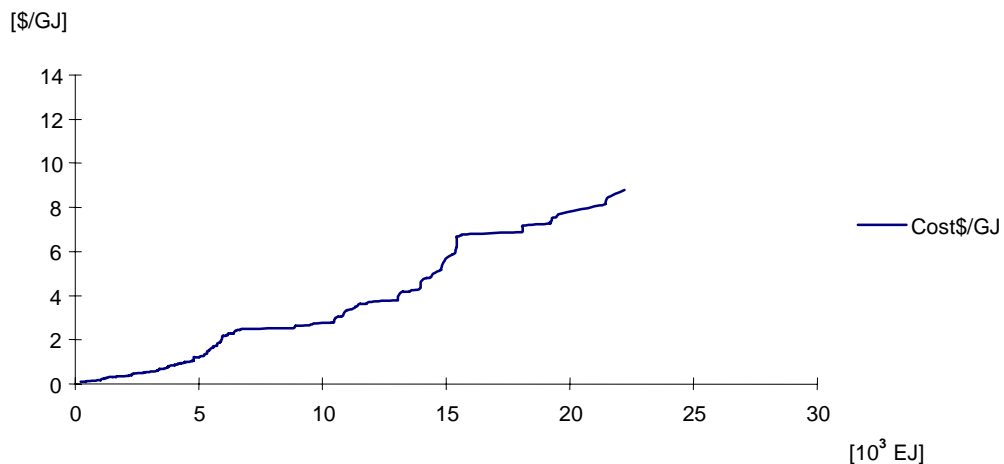
Figuur 3.4 *Lange termijn ontwikkeling van de olieprijs (af raffinaderij West Europa)*

Het hoogste niveau van de olieprijs bedraagt ca. \$35/vat in 2050 voor het scenario 'Market Drive', dat een hoge groei scenario is. De middelste projectie, die uitkomt op een prijs van \$27/vat in het jaar 2100, heeft betrekking op CO₂-reductie overeenkomend met een concentratie van 450-550 ppm in 2100 (waarbij West Europa net als bij het andere scenario 10% van de wereld CO₂-emissie veroorzaakt). De laagste projectie komt daar maar weinig onder, namelijk ca. \$23/vat in 2100. Immers, ook in een scenario met nadruk op sterke CO₂-reductie zal productie van niet-conventionele olie rond 2100 een belangrijke factor zijn geworden.

Resumerend kan op basis van de ECN-scenario's voor West-Europa worden gesteld:

- Het laagste olieprijsniveau, oplopend tot ca. \$23/vat in 2100 correspondeert met sterke CO₂-reductie in West Europa. Dit scenario kan worden beschouwd als een nog niet geëvalueerde variant van het scenario 'Rational Perspective', met een CO₂-concentratie van minder dan 450 ppm in 2100.
- Het middelste prijsniveau is representatief voor varianten van het scenario 'Rational Perspective' met milde tot sterke CO₂-reductie (450-550 ppm). Productie van niet-conventionele olie is rendabel vanaf 2020.
- Het hoge prijsniveau met een hoogste waarde van ca. \$35/vat komt overeen met het scenario 'Market Drive' dat is gebruikt in de studie ten behoeve van DGXII, OC&W en EZ (Lako, Ybema, Seebregts, 1998). Dit scenario is een typisch hoge groei scenario.

In de IMAGE scenario's wordt gerekend met een lange-termijn aanbodkostencurve voor olie zoals weergegeven in Figuur 3.5. De veronderstelde forse verbeteringen in energie-efficiëntie en de geleidelijke dalingen van de productiekosten bij niet-fossiele bronnen (fotovoltaïsche zonne-energie, nucleair, uit biomassa verkregen brandstoffen) in het B1 Marker scenario leiden tot een cumulatief oliegebruik van ca. 22.000 EJ in de periode 1970-2100, *grosso modo* gelijk aan de schatting in paragraaf 2.2.3. Door leer-effecten zijn de feitelijke winningskosten lager dan de waarden in Figuur 3.5: de berekende wereldmarktprijs stijgt geleidelijk naar een niveau van \$3-5/GJ (\$17-28/vat). Er zijn beduidende verschillen in de regionale productiekosten die echter worden opgevangen door een meer dan verdubbelde interregionale oliehandel.



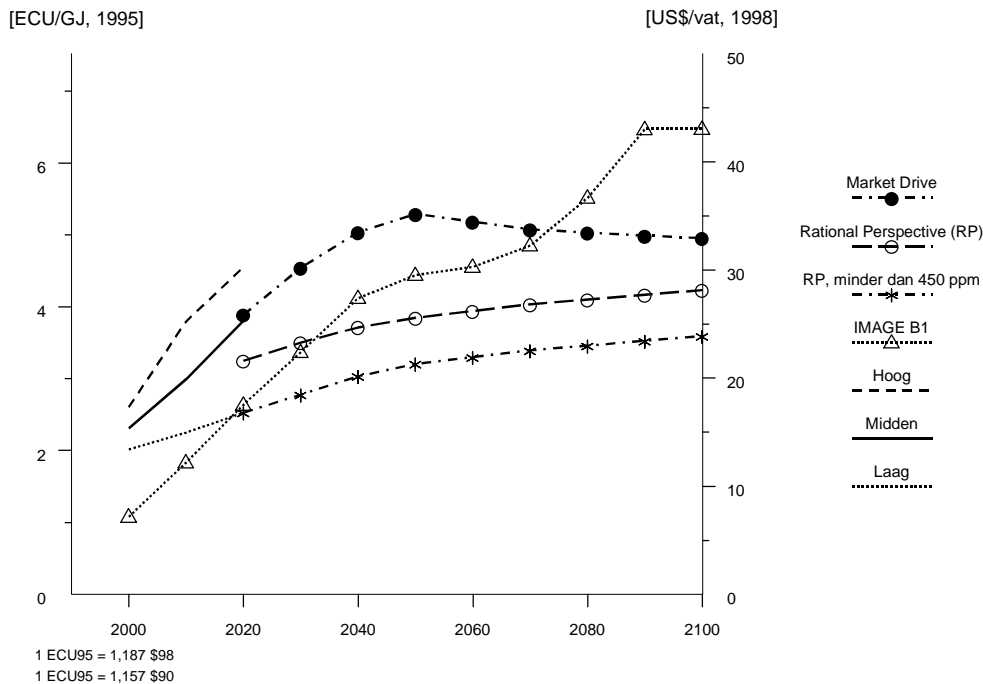
Figuur 3.5 Aanbod/kosten-curve olie IMAGE B1 Marker scenario

Bronnen: De Vries et al., 1999; Rogner, 1997.

Het hoogste prijspeil in Figuur 3.4 bedraagt \$35/vat, (\$6,1/GJ). In Figuur 3.5 wordt dat niveau bereikt bij een cumulatieve productie van 15.000 EJ. Het is mogelijk dat grotere hoeveelheden, bijvoorbeeld 20.000 EJ, winbaar zijn voor dat kostenniveau.

3.3 Aardgasprijs

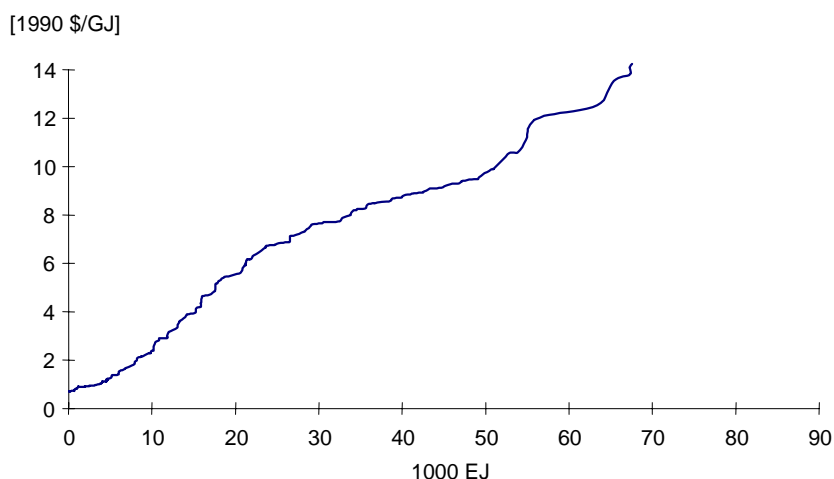
De aardgasprijs is doorgaans gekoppeld aan (een mix van) olieproductprijzen. De laagste prijzen resulteren voor grootgebruikers. Hier wordt deze grootgebruikerprijs weergegeven, afhankelijk van het corresponderende olieprijsniveau van paragraaf 3.2. Figuur 3.6 geeft de diverse aardgasprijsniveaus voor grootgebruikers. Drie prijspaden zijn gekoppeld aan de prijsniveaus voor ruwe olie van Figuur 3.4; daarnaast wordt de prijsontwikkeling volgens het IMAGE scenario B1 getoond.



Figuur 3.6 *Lange termijn ontwikkeling van de aardgasprijs (grootverbruikersprijs)*

Bij de niet-conventionele aardgasvoorraden is de onzekerheid over de mogelijke winningskosten groot. Immers, anders dan bij sommige vormen van niet-conventionele olie (teerzanden) zijn de winningstechnieken voor clathraten nog niet in de praktijk getest. Toch is het nuttig een eerste indruk te krijgen van mogelijke effecten van niet-conventionele voorraden op de prijsontwikkeling.

In de IMAGE scenario's wordt gerekend met een lange termijn aanbodkostencurve voor aardgas zoals weergegeven in Figuur 3.7. Ook hier leiden de veronderstelde forse verbeteringen in energie-efficiëntie en de geleidelijke dalingen van de productiekosten bij niet-fossiele bronnen (photovoltaïsche zonne-energie, nucleair, uit biomassa verkregen brandstoffen) in het B1 Marker scenario tot een matig cumulatief aardgasgebruik van ca. 18.000 EJ in de periode 1970-2100. Door leereffecten zijn ook hier de feitelijke winningskosten lager dan de waarden in Figuur 3.7: de berekende wereldmarktprijs ligt mede vanwege de hogere transportkosten hoger dan bij olie, op een niveau van \$5-7/GJ (\$28-38/vat). Er zijn ook hier beduidende verschillen in de regionale productiekosten die echter worden opgevangen door een sterk toegenomen interregionale handel, onder meer vanuit Rusland naar andere regio's in Azië. Voor de komende decennia komen de kostenschattingen overeen met recente verwachtingen van de Gasunie inzake de aardgasprijs in West-Europa (Mentink, 1999).



Figuur 3.7 Aanbodkostencurve voor aardgas, gebruikt in *IMAGE B1 Marker scenario*
Bronnen: De Vries et al., 1999; Rogner, 1997.

Zoals eerder is aangegeven, kunnen de totale aardgasvoorraden ca. 30.000 EJ belopen (ca. 40% conventioneel, 60% onconventioneel). Bij een dergelijke hoeveelheid zou de kostprijs op kunnen lopen tot ca. \$8/GJ. De hoogste aardgaskosten in Figuur 3.6 bedragen ca. \$6,3/GJ (~ ECU95 5,3/GJ). Beide ramingen vertonen een redelijke mate van overeenkomst, zoals ook uit Figuur 3.6 blijkt.

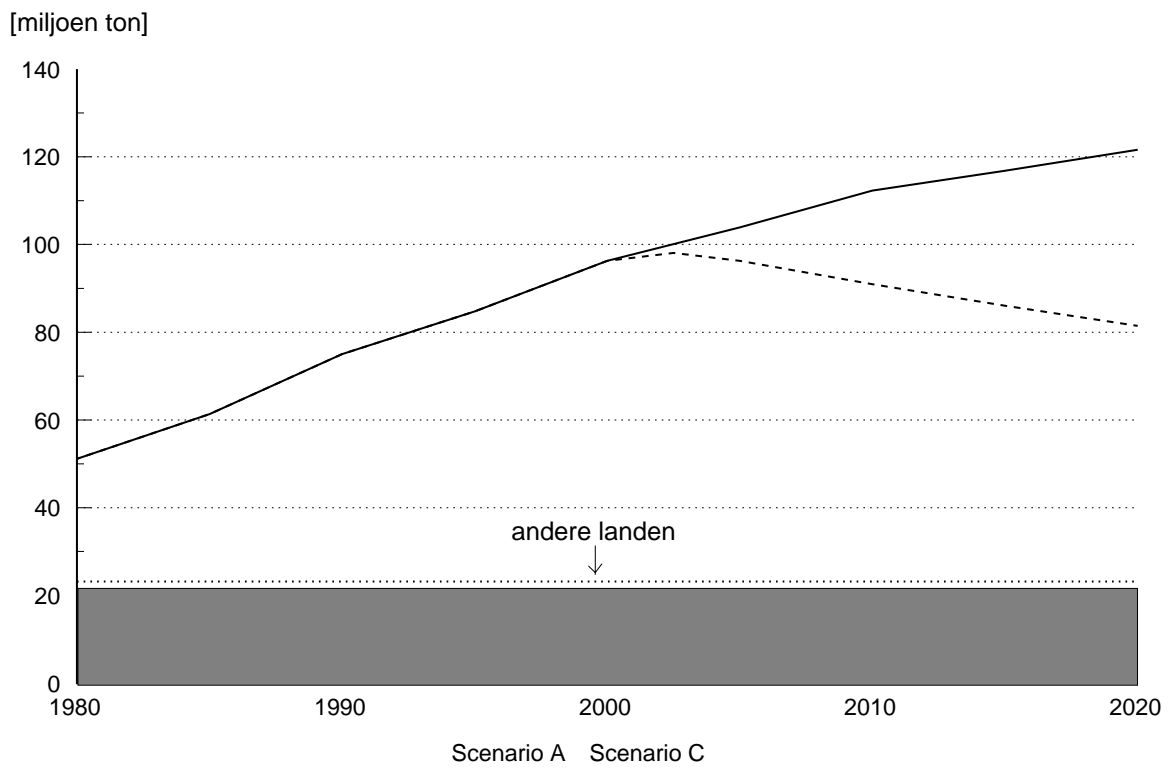
3.4 Kolenprijs

3.4.1 Inleiding

De kolenprijs is stabielere dan de olieprijs, omdat de voorraden ervan erg groot zijn en omdat de internationaal verhandelde hoeveelheid steenkool thans slechts een fractie van de winning is zodat bij een beperkte prijsstijging nieuw aanbod kan worden gegenereerd. Eerst wordt een indicatie gegeven van de toekomstige kolenprijs afhankelijk van de vraag naar kolen. Daarna wordt deze prijs vergeleken met andere schattingen.

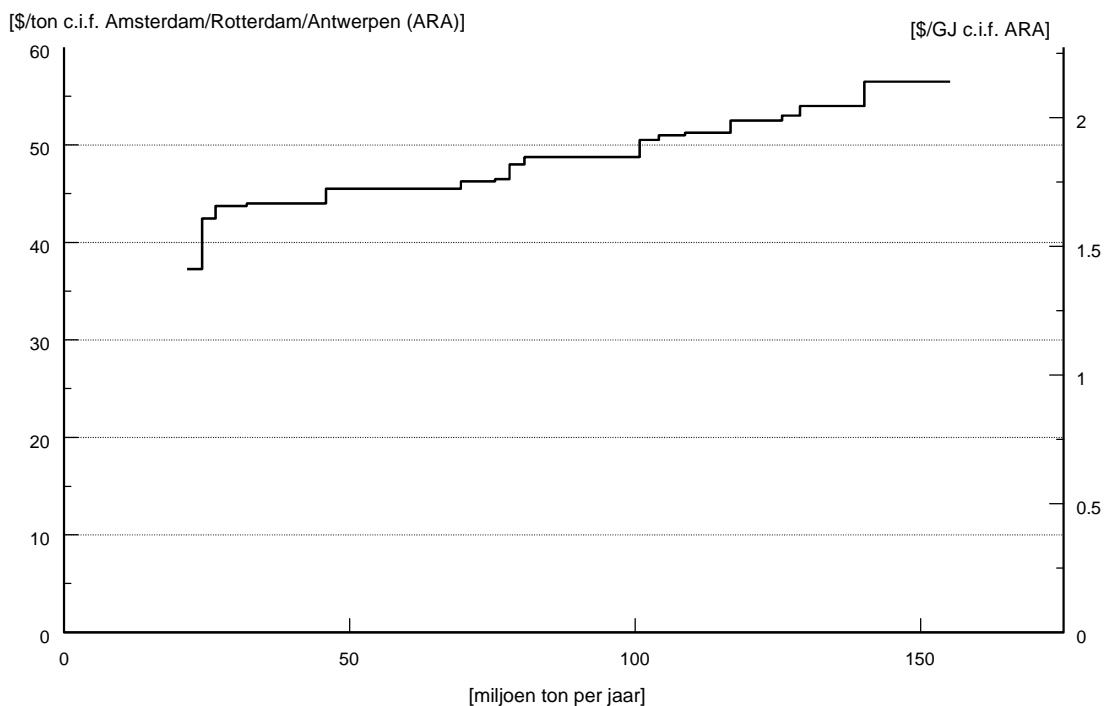
3.4.2 Twee prijsscenario's

In (Jansen, 1996) zijn aanbodcurves gepresenteerd van de belangrijkste kolenexporterende landen, Australië, Zuid Afrika en de Verenigde Staten. Op basis van twee scenario's van de IPCC uit 1992, IS92a en IS92c zijn de hoeveelheden kolen geschat die volgens deze scenario's door de toenmalige 12 EU-landen zouden worden geïmporteerd. Figuur 3.8 geeft hiervan een overzicht. De overige landen in Figuur 3.8 zijn met name Polen en China.



Figuur 3.8 *Import van steenkool door EU-12 afhankelijk van IPCC 1992 scenario*
Bron: Jansen, 1996.

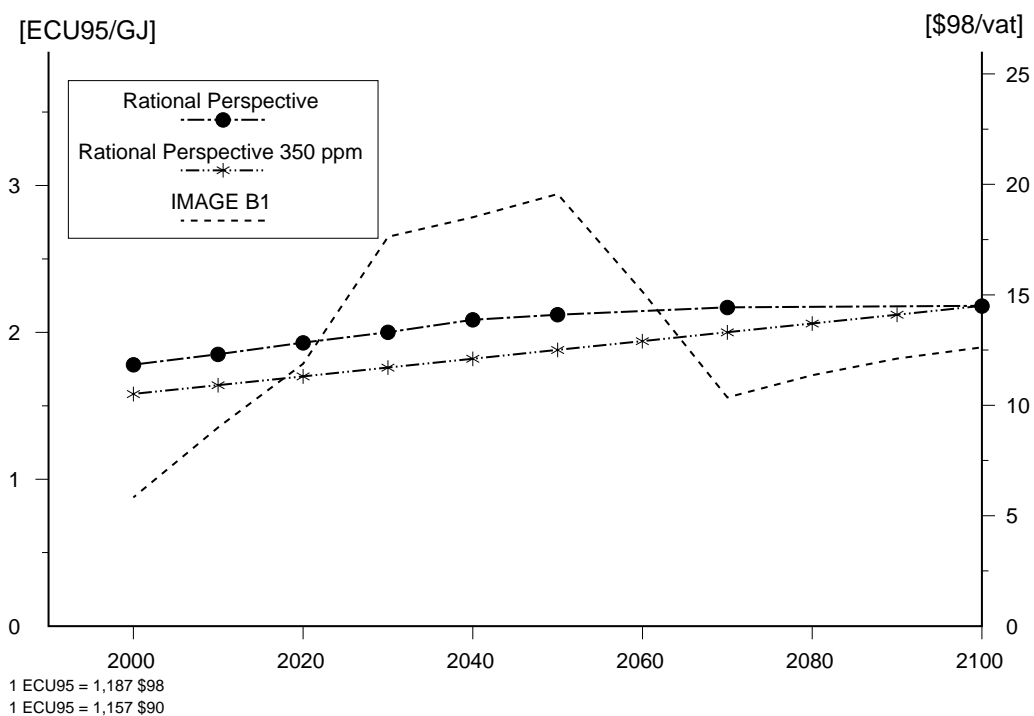
Als Polen en China buiten beschouwing worden gelaten, zou de import in West Europa (EU-12) in 2020 kunnen variëren van 60 tot 100 miljoen ton, afhankelijk van het beschouwde scenario. De hiermee corresponderende prijzen kunnen worden afgeleid uit Figuur 3.9.



Figuur 3.9 *Aanbodcurve voor 12 EU-landen op basis van voornaamste exportlanden (VS, Australië, Zuid Afrika en Indonesië)*

Bron: Jansen, 1996.

De prijs van geïmporteerde steenkool in West Europa kan in 2020 variëren van \$1,75/GJ tot \$2/GJ, uitgaande van het hiervoor genoemde potentieel van import uit de voornaamste exportlanden van 60 tot 100 miljoen ton (het importpotentieel van de 12 EU-landen). Hier is aangenomen dat bij het 'Rational Perspective' scenario de kolenprijs zich in het algemeen ontwikkelt volgens de bovenste lijn van Figuur 3.10. Alleen in het geval van stringente CO₂-reductie zal de vraag naar kolen verder achterblijven. Toch heeft dit naar verwachting slechts een kleine verlaging van de kolenprijs tot gevolg, zoals de onderste lijn aangeeft. Voorts is in Figuur 3.10 de ontwikkeling van de kolenprijs volgens de IMAGE B1 data geschetst. In het B1-scenario treedt ook een langzame stijging op in de kolenprijs in de meeste regio's en in de wereldmarktprijs. Enerzijds groeit de vraag, met name in enkele niet geïndustrialiseerde regio's en ten behoeve van de elektriciteitsopwekking vrij snel hetgeen de marginale kostprijs opdrijft. Anderzijds treden nog zodanige technologische verbeteringen op, met name door de invoering van dagbouw, dat deze opwaartse stijging lange tijd worden gecompenseerd. De resulterende kolenprijs is iets lager dan de prijsniveaus van het ECN-scenario 'Rational Perspective' en de variant met stringente CO₂-reductie.



Figuur 3.10 *Kolenprijs af centrale conform scenario 'Rational Perspective' van ECN en voor een variant met stringente CO₂-reductie, en de wereldmarktprijs zoals berekend in het IMAGE B1 Marker scenario*

4. CONCLUSIES

Deze studie geeft een analyse van de voorraden van aardolie, aardgas en kolen. De voorraadschattingen zijn met onzekerheden omgeven en afhankelijk van de gehanteerde kans op voorkomen en afkapkosten kunnen de schattingen voor olie en gas een orde van grootte verschillen. In deze studie worden voor de conventionele olievoorraden schattingen gebruikt van de US Geological Service (USGS), die zijn verzameld in het kader van het 'World Energy Resources' programma ten behoeve van de Amerikaanse overheid. Voor de niet-conventionele olievoorraden - extra zware olie, teerzanden - zijn voorraadschattingen afgeleid van een groot aantal onafhankelijke literatuurbronnen. Op dezelfde wijze zijn voorraadschattingen verzameld van aardgas - conventioneel en onconventioneel (clathraten) - en van kolen. De tot nu toe bekende olievoorraden (conventioneel en onconventioneel, bewezen en additioneel) zijn toereikend voor ca. 130 jaar bij het huidige gebruik. De *conventionele* aardgasvoorraden hebben een reserve/ productieverhouding van 140 jaar en de *bewezen* kolenvoorraden van 220 jaar. De *niet-conventionele* aardgasvoorraden zijn niet op dezelfde wijze in één getal uit te drukken, omdat de winbaarheid nog moeilijk te taxeren is. Deze voorraden zouden zeer groot kunnen zijn.

De studie gaat ook in op te verwachten prijzen van fossiele brandstoffen bij stringent CO₂-reductiebeleid of om andere reden matige gebruik van fossiele brandstoffen in de komende eeuw. Onder dergelijke omstandigheden kan de olieprijs heel geleidelijk stijgen naar \$23/vat (\$98) in het jaar 2100. Bij een scenario met mildere CO₂-reductie en/of hoger oliegebruik zou de olieprijs in 2020 ca. \$20/vat kunnen zijn, en kunnen stijgen tot \$27/vat in 2100. Zulke prijsniveaus komen naar voren uit een technologiestudie met het MARKAL-model van ECN-Beleidsstudies. Een zelfde niveau van de olieprijs blijkt uit scenarioberekeningen met het IMAGE-model van RIVM.

De aardgasprijs is doorgaans gekoppeld aan (een mix van) olieproductprijzen. Net als voor olie zijn ook voor aardgas kostprijsschattingen gedaan. De verwachting is dat de aardgasprijs de olieprijs met een zekere bandbreedte zal volgen, naar niveaus van \$3-4/GJ in 2020 en verder naar \$3-5/GJ in het midden van volgende eeuw. Voor de komende decennia komt dit overeen met recente verwachtingen van de Gasunie inzake de aardgasprijs in West-Europa. De prijs van kolen stijgt naar verwachting minder dan die van olie en gas, mede omdat er zeer grote kolenvoorraden zijn, die tegen slechts weinig stijgende marginale kosten geëxploiteerd kunnen worden. De onderzoekers voorzien een kolenprijs voor grootverbruikers op de internationale markt met een bandbreedte van \$10-15/vat, uitgedrukt als olie-equivalent, voor de 21^{ste} eeuw.

BIJLAGE A WINNINGSTECHNIEKEN VOOR CLATHRATEN

Over de winningstechnieken van methaan-hydraten op de oceaانبodem is nog weinig bekend. De informatie in deze bijlage is ontleend aan referentie (Collet et al., 1998), een publicatie over gas-hydraten afkomstig van de USGS. De tot nu toe onderzochte technieken zijn samengevat in Tabel A.1.

Tabel A.1 *Onderzochte winningstechnieken van methaan-hydraten*

| Productiemethode | Proces | Beperkingen en uitdagingen |
|-------------------------------------|---|---|
| Drukverlaging | <ul style="list-style-type: none"> • Hydraat dissocieert in gas en water. • Proces is endotherm. Dit vereist de toevoer van warmte uit omringend gesteente. | <ul style="list-style-type: none"> • Onder normale omstandigheden begrenst drukverlaging zichzelf. • Zou kunnen worden toegepast als hydraten een kap op een conventioneel gasveld vormen. |
| Warmte-injectie (stoom, warm water) | <ul style="list-style-type: none"> • Hydraat dissocieert bij temperatuurverhoging. • Netto energiebalans positief in gesloten systeem en hydraatreservoir van hoge kwaliteit. | <ul style="list-style-type: none"> • Hoge warmteverliezen treden op naar reservoir en omringende gesteentes. • Vereist een hoge permeabiliteit van het reservoirgesteente voor stoom of warm water. |
| Inhibitor-injectie | <ul style="list-style-type: none"> • Inhibitors verlagen de temperatuur van hydraatvorming op die plaatsen waar contact plaatsvindt. | <ul style="list-style-type: none"> • • Duur op basis van bestaande materialen. • • Problemen met oplosmiddel/ hydraat oppervlakte contact. |
| Nieuw | <ul style="list-style-type: none"> • Hydraulische winning. • Elektromagnetische stimulering. | <ul style="list-style-type: none"> • Theoretisch. • Theoretisch. |

Van de drie eerstgenoemde winningstechnieken zijn globale kostenschattingen gemaakt. Het is onzeker of kosten de belangrijkste parameter vormen voor het potentieel van clathraten. Informatie over de mogelijkheden van winning van clathraten op de oceaانبodem is zo beperkt, dat het zinvol lijkt een breed perspectief te kiezen: toepassingsgebied, winningspercentage, kosten, methaanemissies, etc.

REFERENTIES

- Aalund, L.R.: *Technology, money unlocking vast Orinoco reserves*. Oil & Gas Journal, 19 October 1998.
- Activity slows down*. Petroleum Economist, January 1999, pp 17-23.
- Alcamo, J. et al.: *Global change scenarios of the 21st century - Results from the IMAGE 2.1 model*. Pergamon/Elsevier Science Ltd., Oxford.
- BP Statistical Review of World Energy*. BP, 1995-1998.
- Campbell, C.J.: *The golden century of oil 1950-2050*. Kluwer Academic Publishers, ISBN 0-7923-14442-5.
- Campbell, C.J.: (1997a). *How to calculate depletion of hydrocarbon reserves*. Petroleum Economist, september 1997, pp 111-112.
- Campbell, C.J.(1997b): *Depletion patterns show change due for production of conventional oil*. Oil & Gas Journal, 29 december 1997, pp 33-37.
- Carson, M.M. (1997): *Natural gas central to world's future energy mix*. Oil & Gas Journal, 11 augustus 1997, pp 37-47.
- Chakravorty, U. et al. (1997): *Endogenous substitution among energy resources and global warming*. Journal of Political Economy, 1997, 6, pp 1200-1234.
- Collet, T.S. et al. (1998): *Hydrates contain vast store of world gas resources*. Oil & Gas Journal, 11 mei 1998, pp 90-95.
- Department of Trade and Industry. (1998): *The energy report. Oil and gas resources of the United Kingdom*, Volume 2, 1998.
- Dickens, G.R. et al. (1997): *Direct measurement of in situ methane quantities in a large gas-hydrate reservoir*. Nature, 30 januari 1997, pp 426-428.
- Edmonds, J., J. Reilly. (1985): *Global energy - Assessing the future*. Oxford University Press, 1985, Oxford.
- Ellerman, A. (1995): *The world price of coal*. Energy Policy 1995, 6, pp 499-506.
- Historic OPEC/non-OPEC accord puts brakes on oil price plunge*. Oil & Gas Journal, 30 mei 1998, pp 22-25.
- [Http://www.fe.doe.gov/oiaf/ieo97/ocl.html](http://www.fe.doe.gov/oiaf/ieo97/ocl.html).
- [Http://www.fe.doe.gov/remarks/hydrate_052198.html](http://www.fe.doe.gov/remarks/hydrate_052198.html).
- IEA. (1995): *Middle East Oil and Gas*, 1995.
- Inciarte, J. (1997): *Technology pushes Venezuela's heavy-oil projects ahead*. Oil & Gas Journal, 8 december 1997, pp 52-54.
- International Gas Research, 11 juli 1997.
- International Gas Research, 30 mei 1997.
- Jansen, J.C. et al. (1996). *Long term prospects for fossil fuel prices*. ECN-C--98-046, Petten, 1996.
- Japanese Petroleum Association. (1991). *Estimate of petroleum resources*. 1991.
- Kassler, P.(1994) *Energy for development*. Shell International Petroleum Company. November 1994, Londen.

- Lako P., J.R. Ybema, A.J. Seebregts. (1998): *The long term potential of fusion power in Western Europe*. ECN-C--98-071, Petten, december 1998.
- Masters C.D. et al. (1997): *World resource statistics geared for electronic access*. Oil&Gas Journal, 13 oktober 1997, pp 98-104.
- Matsuoka, Y. et al.(1995): *Scenario analysis of global warming using the Asian Pacific Integrated Model (AIM)*. Energy Policy, 1995, 4/5, 357-371.
- Mentink, W. (1999): *Presentatie Bezinningsgroep Energiebeleid*, 12 april 1999.
- Moritis, G.(1998): *EOR oil production up slightly*. Oil & Gas Journal, 20 april 1998, 49-56.
- Nakicenovic et al. (1999): *Special report on emissions scenarios - First order draft*. Laxenburg, april 1999.
- OPEC bulletin, maart 1997, pp 14.
- Petroleum Economist (1998a): mei 1998, pp 38.
- Petroleum Economist (1998b): juni 1998, pp 116.
- Petroleum Economist (1998c): augustus 1998, pp 45.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. (1989): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*, Hannover. Juni 1989.
- Rogner, H.H.(1997): *An assessment of world hydrocarbon resources*. In: *Annual Review of Energy and the Environment*, 1997, pp 217-262.
- Smith, N.J. et al.(1997): *Technology pushes reserve 'crunch' date back in time*. Oil & Gas Journal, 7 april 1997, pp 43-50.
- Sterman, J. et al.(1988): *Modeling in the estimation of petroleum resources in the United States*. Technological Forecasting and Social Change, 1988, pp 219-249.
- USGS boosts ANWR resource estimates. Oil & Gas Journal, 25 mei 1998.
- Verbicke, E. (1998): *A growing and viable alternative to conventional oil*. Petroleum Economist, januari 1998, pp 21-22.
- Vries, B. de et al.(1997): *Energy systems in transition (Chapter 13). Perspectives on global change - The Targets approach*. J. Rotmans and B. de Vries. Cambridge University Press, 1997, Cambridge.
- Vries, B. de et al.(1999): *Greenhouse gas emissions in an equity-, environment- and service-oriented world: an IMAGE-based scenario for the next century*. Submitted for publication in 1999.
- Vries, B. de, M. Janssen: *Global energy futures: an integrated perspective with the TIME-model*. RIVM-rapport 461502018, RIVM, Bilthoven.
- Vries, B. de, M. Janssen (1997): *The energy submodel: TIME (Chapter 5). Perspectives on global change - The Targets approach*. J. Rotmans and B. de Vries. Cambridge University Press, 1997, Cambridge.
- Vries, B. de, R. van den Wijngaart: *The Targets-IMage Energy (TIME) model*. RIVM rapport 461502016, RIVM, 1996, Bilthoven.
- Warfield, G.(1995): *Oil, gas, coal, uranium, tar sand resource trends on rise*. Oil & Gas Journal, 4 september 1995, pp 104-111.
- Wong, W.J.M.L. et al (1989): *Olie: overdaad schaadt*. ESB, 19 juni 1996 (ontleend aan: R.G. Vawter: *The future of oil shale*. Colorado Schools of Mines Press, 1989).
- World Energy Council (WEC): *1995 Survey of energy resources. 17th Edition*.

