

viWTA

Rol van de fossiele bronnen en uranium bij de energievoor- zieningszekerheid

Studie in opdracht van
viWTA – Samenleving en technologie

© 2008 door het Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek (viWTA), Vlaams Parlement, 1011 Brussel

Deze studie, met de daarin vervatte resultaten, conclusies en aanbevelingen, is eigendom van het viWTA. Bij gebruik van gegevens en resultaten uit deze studie wordt een correcte bronvermelding gevraagd.

Het viWTA biedt dit rapport ongewijzigd aan zoals het geschreven werd door de uitvoerders van het onderzoek. De opinies, conclusies en aanbevelingen in dit rapport zijn die van de auteurs en binden het viWTA op geen enkele wijze. Voor informatie over het viWTA-standpunt over de behandelde onderwerpen, gelieve het viWTA te contacteren. Het viWTA heeft er nauwgezet op toegezien dat het onderzoek voldoet aan de heersende wetenschappelijke normen.

CE

Oplossingen voor
milieu, economie
en technologie

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086



Zoeken, vinden en winnen

Een analyse van de drijvende krachten
achter de beschikbaarheid van
energiedragers

Olie, gas, kolen en uranium

Rapport

Delft, november 2007

Opgesteld door: J.H.B. (Jos) Benner, CE
A.F. (Aad) Correljé, CIEP *
H.J. (Harry) Croezen, CE
L.C. (Lucia) van Geuns, CIEP *
S. (Stephan) Slingerland, CIEP *
J.T.W. (Jan) Vroonhof, CE

* Clingendael International Energy Programme



Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

J.H.B. (Jos) Benner, H.J. (Harry) Croezen, J.T.W. (Jan) Vroonhof (CE)

L.C. (Lucia) van Geuns, A.F. (Aad) Correljé, S. (Stephan) Slingerland (CIEP*)
(met name hfdst. 3, 5, 6 & 9)

* Clingendael International Energy Programme

Zoeken, vinden en winnen; Een analyse van de drijvende krachten achter de beschikbaarheid van energiedragers; Olie, gas, kolen en uranium

Delft, CE, 2007

Den Haag, CIEP, 2007

Uranium / Fossiele brandstoffen / Delfstoffenwinning / Grondstoffen / Markt / Internationaal / Analyse / Vraag / Capaciteit / Prognoses / Duurzaamheid

VT: Vlaanderen

Publicatienummer: 07.3262.07

Alle CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Alle CIEP publicaties zijn verkrijgbaar via www.clingendael.nl/ciep

Opdrachtgever: Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek (viWTA).

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Jos Benner.

© copyright viWTA; IPR bij CE Delft en CIEP Den Haag

CE

Oplossingen voor milieu, economie en technologie

CE is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.

De meest actuele informatie van CE is te vinden op de website: www.ce.nl.

Voorwoord

Het energiebeleid is een fascinerend en politiek actueel beleidsterrein. Belangrijke thema's als de voorzieningszekerheid, de verandering van het klimaat, duurzaamheid en de houdbaarheid en betaalbaarheid van onze welvaart komen hier samen.

Ondanks het belang van het beleidsterrein bestaan hierop veel onduidelijkheden, onzekerheden en misverstanden. Deze betreffen de hele energieketen, maar zijn wellicht het grootst met betrekking tot de winningaspecten. Dit laat zich deels verklaren door de veelal grote afstand waarop de winning zich afspeelt, door de relatief gesloten wereld van betrokken partijen en niet in het minst door de complexiteit van de materie en de specifieke vaktaal.

Dit rapport geeft inzicht in de winning van kolen, olie, gas en uranium, aan het Vlaams Parlement en andere geïnteresseerden en beoogt de onduidelijkheden, onzekerheden en misverstanden weg te nemen of te verminderen.

CIEP en CE zijn dankbaar dat het Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek (viWTA) hen via een opdracht in staat heeft gesteld om dit inzicht te bieden.

CIEP en CE danken de leden van de begeleidingscommissie, te weten prof. dr. Harry Doust (VU Amsterdam), de heer ir. Piet van Luyt (voormalig directeur NOVEM), mevrouw Lizi Meuleman (federaal Ministerie van Economische Zaken) en ir. Laurens de Vries M.A. als vervanger van prof.dr.ir. M.P.C. Weijnen (TU Delft), voor hun kritische en opbouwende kritiek gedurende en rond de bijeenkomsten in het kader van het project.

Een bijzonder woord van dank gaat uit naar ir. Donaat Cosaert van viWTA, die het project heeft begeleid en gestuurd via inspirerende gedachten, commentaren, bedenkingen en hersenspinsels.

Jos Benner, CE Delft
Lucia van Geuns, CIEP Den Haag

Inhoud

Managementsamenvatting	1
Management summary	5
Sectie A Hoe en waarom; het vertrekpunt	8
1 Inleiding	10
1.1 Aanleiding voor het onderzoek	10
1.2 Energiegebruik in Vlaanderen in breder perspectief	10
2 De beschikbaarheid van de dragers	12
2.1 Definities	12
2.2 Kolen	14
2.3 Olie 17	
2.4 Gas21	
2.5 Uranium	23
3 Analytisch kader voor toekomstverkenningen	26
3.1 De waardeketen	26
3.2 Het aanbod van energie	30
Sectie B Dynamische analyses	34
4 Dynamische analyse van de waardeketen voor kolen	36
4.1 De kolenwaardeketen	36
4.2 De organisatie van de kolenmarkt	37
4.3 Kolenprijzen; vraag en aanbod	39
4.4 Conclusie met betrekking tot de kolenmarkt	42
5 Dynamische analyse van de waardeketen voor olie	44
5.1 De oliewaardeketen	45
5.2 De veranderende organisatie van de oliemarkt	47
5.2.1 <i>Pre 1959: The Seven Sisters</i>	51
5.2.2 <i>1959-1973: De Independents</i>	52
5.2.3 <i>1973-1983: De oliecrises</i>	53
5.2.4 <i>1983-2001: Overschot en onderinvesteringen</i>	56
5.3 De huidige situatie op de wereldoliemarkt	62
5.4 De nabije Toekomst	66
5.5 Conclusies met betrekking tot het olieaanbod	71
6 Dynamische analyse van de waardeketen voor gas	73
6.1 De gaswaardeketen	75
6.2 Coördinatie en marktordening	80
6.3 Herstructurering van de gasmarkten	84
6.4 Conclusies met betrekking tot de gaswinning	96

7	Dynamische analyse van de waardeketen voor uranium	99
7.1	De uraniumwaardeketen	99
7.2	De organisatie van de uraniummarkt	101
7.3	Uranumprijzen; vraag en aanbod	102
7.4	Conclusies met betrekking tot de uraniummarkt	104
Sectie C Een blik in de toekomst		107
8	Duurzaamheid als uitdaging	109
8.1	Ruwe kenschets van de problematiek	109
8.2	Financiële omvang van de schade aan gezondheid en milieu	111
8.2.1	Externe effecten van de kolenwinning	111
8.2.2	Externe effecten van de olie- en gaswinning	112
8.2.3	Externe effecten van de uraniumwinning	113
8.3	Bepaling van de gerelateerde kosten	113
8.3.1	Het begrip externe kosten	113
8.3.2	Hoe worden externe kosten bepaald?	114
8.3.3	De ExternE methode	115
8.4	Milieuschade door brandstofwinning voor Vlaanderen	116
8.5	De externe kosten voor Vlaanderen	118
8.6	Handelingsperspectieven voor de Vlaamse overheid	120
9	Een blik in de kristallen bol	121
9.1	Situatie 1: dominantie van nieuw opkomende economieën	121
9.2	Situatie 2: snelle transformatie naar duurzaamheid	123
9.3	De les uit de vergelijking van beide situaties	126
Sectie D Betekenis voor NW Europa en Vlaanderen		127
10	Betekenis voor Noordwest-Europa en Vlaanderen	129
10.1	Eindigheid van de voorraden	129
10.2	Toegang tot de voorraden	130
10.3	Externe kosten	131
10.4	Betekenis voor Vlaanderen	132
Sectie E Bijlagen		139
A	Begrippenlijst	141
B	De splijtstofcyclus toegelicht	151
C	Het Extern-E programma voor bepaling van externe kosten	157
D	Referenties en bibliografie	169

Managementsamenvatting

Afgelopen jaren is het besef dat de beschikbaarheid van fossiele energiedragers en uranium beperkt is, sterker dan ooit actueel geworden. De oorzaak hiervan ligt in fysieke, politieke en economische belemmeringen gekoppeld aan een stijgende mondiale vraag. Het belang van deze problematiek kan de komende decennia alleen verder toenemen.

Doel en analysekader

Dit rapport beoogt de leden van het Vlaams Parlement en andere geïnteresseerden inzicht te geven in het zgn. *upstream*-gedeelte van de markt voor fossiele energie en kernenergie; het traject van het lokaliseren van de voorraden tot het moment van ontginning.

Het rapport geeft inzicht in de terminologie, de huidige reserves, de technieken en de marktfactoren. Maar bovenal biedt het rapport een analysekader om de krachten die werken op het zoeken en winnen van de energiedragers te kunnen verklaren. De ontwikkelingen in het *upstream*-gedeelte kunnen namelijk niet los worden gezien van wat er verder in de energieketens gebeurt. Het analysekader wordt in het rapport toegepast op de historische ontwikkelingen in met name de olie- en de gasmarkt om daaruit de drijvende krachten in de markt te duiden en toekomstverkenningen mogelijk te maken.

Daarnaast geeft het rapport inzicht in vijf aspecten van de duurzaamheid van de exploratie en winning van olie, gas, kolen en uranium en de mogelijkheid om hiermee op een meer duurzame wijze om te gaan. Het rapport besluit met de betekenis van het voorgaande voor de Noordwest-Europese samenleving in het algemeen en voor die in Vlaanderen in het bijzonder.

Voorraden voldoende, maar beschikbaarheid niet gegarandeerd

De omvang en kwaliteit van energievoorkomens in de wereld is niet exact bekend. Een voorkomen wordt als reserve getypeerd wanneer de mate van waarschijnlijkheid van de aanwezigheid hoog genoeg is en de ontginning ervan, economisch gezien, interessant is. Beide factoren evolueren in de tijd, in relatie tot technische vooruitgang en ontwikkelingen op de energiemarkt. Voorraden zijn in de toekomst mogelijk commercieel winbaar, tegen de dan geldende marktprijzen. Deze zijn in omvang minder goed bekend dan de reserves.

De informatie in dit rapport maakt duidelijk dat de winbare voorraden aan kolen, olie, gas en uranium aanzienlijk zijn en tenminste toereikend voor vele tientallen jaren, zelfs bij een sterk toenemende vraag wereldwijd. De additionele voorkomens zijn nog veel groter.

De aanwezigheid van grote voorraden betekent niet automatisch dat de komende tientallen jaren in Vlaanderen de gewenste energiedragers beschikbaar zullen zijn.

Op korte termijn is de beschikbare capaciteit van de aanwezige installaties een vast gegeven. Het totale aanbod op deze termijn is vooral afhankelijk van besluiten van overheden en energiemaatschappijen over de inzet van capaciteit. Daarnaast kunnen zich door calamiteiten, politieke onrust of oorlogen tijdelijke onderbrekingen van de productie voordoen.

Op de middellange termijn wordt het aanbod bepaald door de investeringen van energiemaatschappijen in de productie van bekende reserves, en in geologische studies, proefboringen en productieschattingen om nieuwe reserves te creëren. De expansie van de productiecapaciteit zal voor een belangrijk deel afhangen van de investeringen van de nationale oliebedrijven (NOCs) in OPEC-landen. Sommige landen, zoals Saoedi-Arabië en Koeweit, zijn hiertoe in staat. Andere staten hebben echter grote moeite om te investeren, omdat ze geen buitenlands kapitaal willen toelaten en ze hun inkomsten vaak spenderen aan politiek ingegeven zaken, zoals lokale subsidies en wapens.

In veel (potentiële) productielanden bestaan er bovendien grote lokale of algemene weerstanden tegen olie- en gasproductie, omdat er niet voldoende rekening gehouden wordt met de belangen van de bevolking.

Op de lange termijn kunnen zowel de uiteindelijke beschikbaarheid van olie als de inzetbaarheid daarvan een echt probleem gaan vormen, vanuit het perspectief van de gevolgen voor duurzaamheid.

Geopolitieke verhoudingen en de reactie hierop

Gegeven de zich ontwikkelende vraag- en aanbodverhoudingen gaan geopolitieke overwegingen een grotere rol spelen. Eén van de gevolgen hiervan is dat overheden van consumentenlanden de voorzieningszekerheid van energie expliciet als doel gaan hanteren.

Zowel met betrekking tot de zekerheid van energievoorziening, als met betrekking tot duurzaamheidsaspecten, lijkt het niet voor de hand liggend dat via marktwerking alleen de gewenste situatie bereikt gaat worden, zonder duidelijke sturing door de overheid.

Het aanbod, in termen van de beschikbare en produceerbare reserves kolen, olie, gas en uranium, wordt vooral bepaald door de wijze waarop de industrie en betrokken overheden in staat zullen zijn een gebalanceerde waardeketen te creëren. De interactie tussen overheden en marktfactoren is fundamenteel voor het toekomstige aanbod van de energiedragers.

Naast een fysieke component, omvattende een adequate productie-, transport-, en opslaginfrastructuur, vereist de keten een samenhangende institutionele component. Daarin moeten de financieel-economische verhoudingen zodanig geregeld zijn dat er minimale (geo)politieke en sociale spanningen ontstaan, terwijl voldoende zekerheden aanwezig zijn om de noodzakelijke investeringen te doen.

Voor het energiebeleid van Noord-West Europese overheden betekent dit dat het op de kortere termijn internationaal gezien vooral van belang is maatregelen te treffen die effectief zijn in het bevorderen het investeringsklimaat. Op termijn zullen de prijseffecten van de schaarste en afhankelijkheid vanzelf meer drijvende krachten gaan vormen.

Om op de middenlange termijn de marktprikkels in de gewenste richting uit te laten werken zullen de mondiale en lokale milieu- en afhankelijkheidseffecten zichtbaar gemaakt moeten worden in de kosten en prijzen van de energie.

Een voorname conclusie is dat te verwachten marktontwikkelingen binnen het juiste tijdsbestek beoordeeld moeten worden om adequaat beleid te kunnen voeren.

Duurzaamheid als uitdaging

Een niet te verwaarlozen aspect van de winning van de energiedragers is dat deze consequenties heeft voor het milieu en voor de omwonenden van de winninglocaties. Nadelige gevolgen zijn bijvoorbeeld de aantasting van het lokale milieu en van de gezondheid van omwonenden, de soms slechte arbeidsomstandigheden en de uitputting van de lokale grondstofvoorraden.

Duurzame ontwikkeling start met het zoeken naar een langetermijnevenwicht tussen milieu en economie en solidariteit met toekomstige generaties. Het beleidsmatig denken in termen van duurzaamheid, gekoppeld aan de winning van kolen, olie, gas en uranium, vraagt niet alleen om het verbreden van de tijd- en ruimteteorizon, maar ook om zicht op de rechtvaardigheid van het energie- en milieubeleid.

Via het begrip 'externe kosten' zijn in het rapport de externe effecten waar mogelijk uitgedrukt in economische termen. Hiervoor is het ExternE-programma gebruikt dat is ontwikkeld in opdracht van de Europese Commissie. De totale externe kosten van het gebruik van fossiele energiedragers en uranium in Vlaanderen bedragen bijna € 1 miljard per jaar. Bij de bepaling hiervan is rekening gehouden met de omvang en de herkomst van de energiestromen.

Het overgrote deel van de kosten is gekoppeld aan het gebruik van olie. Deze kosten ontstaan door het affakkelen van zuur geassocieerd gas bij de oliewinning in Rusland en de daarbij optredende emissie van SO₂.

Op de tweede plaats volgen de externe kosten gerelateerd aan de upstream processen in de keten voor uranium. Deze houden voornamelijk verband met blootstelling aan straling als gevolg van radonemissies uit opslagreservoirs van radioactief afval bij de mijnen.

Betekenis voor Vlaanderen

Voor de Vlaamse overheid zijn er op hoofdlijn twee beleidsterreinen waar keuzen moeten worden gemaakt en oplossingen kunnen worden bevorderd. Dat zijn de beschikbaarheid van voldoende bronnen en de meer duurzame ontwikkeling van de winninglocaties. Er zijn politieke keuzen vereist om op deze terreinen daadwerkelijke impact te bereiken.

Een van de belangrijkste conclusies die uit het onderzoek wordt getrokken is dat er expliciet onderscheid gemaakt moet worden tussen, enerzijds, vraag- en aanbodaspecten die vooral te maken hebben met de huidige marktomstandigheden en, anderzijds, ontwikkelingen die pas op langere termijn echt relevant zullen worden. Als deze analyse niet expliciet gemaakt wordt, kunnen maatregelen een negatief effect hebben. Een opeenstapeling van ingrepen in de markt, zonder relatie met het *echte* probleem en het moment waarop het zich voordoet, kan serieuze consequenties voor de energiemarkt en de energievoorziening in bredere zin hebben.

Daarnaast is de internationale en in België federale, component van belang. Zekerheid van energievoorziening is een vitaal belang van de EU lidstaten. Als daar twijfel over bestaat of als er sprake is van asymmetrie tussen landen, ontstaat er een sterke neiging om unilateraal energiebeleid te implementeren. Vanwege de Europese integratie van energiemarkten en de liberalisering van deze markten bestaan er echter steeds minder mogelijkheden om nationaal effectief beleid te voeren.

In algemene zin is het van belang tot een acceptabele balans te komen tussen producenten en consumenten door middel van het aangaan van dialogen over bovengenoemde en andere aspecten, zoals de technologietransfer, ondersteuning bij het genereren van toegevoegde waarde, etc. Kaders voor het beleid op langere termijn

en op internationaal niveau zijn te vinden in de tekst over “geopolitieke verhoudingen en de reactie hierop” hierboven.

Voor wat betreft de meer duurzame ontwikkeling op de winninglocaties is het in elk geval mogelijk de eigen lokale subsidies aan te pakken, indien die misstanden elders bevorderen. Overigens zijn deze voor Vlaanderen nog niet in kaart gebracht, zoals dit bijv. voor Nederland wel al is gebeurd.

Het is niet eenvoudig om vanuit Vlaanderen betere arbeidsomstandigheden en milieuzorg op de winninglocaties af te dwingen. Voor sommige dragers lijken hiertoe wel mogelijkheden te bestaan. In het rapport worden diverse maatregelen gesuggereerd, zoals het stellen van eisen aan de herkomst van uranium en vergunningeisen voor de benutting van biomassa.

Opbouw van de rapportage

Het rapport heeft vijf secties. Sectie A bevat een inleiding op de problematiek en een beschrijving van het analytische kader dat in het onderzoek is gehanteerd. Sectie B bevat de feitelijke resultaten van de toepassing van het analytische kader op de problematiek. Sectie C werpt een blik op de toekomst, waarin de belangrijkste paradigma's rond de voorraden aan de orde komen en nadrukkelijk aandacht wordt besteed aan het aspect duurzame ontwikkeling. Sectie D focust op de betekenis van de resultaten voor Noordwest-Europa en Vlaanderen in het bijzonder. Sectie E, tenslotte, omvat een aantal bijlagen.

De hoofdstukken binnen de secties zijn zo opgezet dat deze in beginsel zelfstandig leesbaar zijn. De lezer die bijvoorbeeld alleen geïnteresseerd is in de betekenis van de bevindingen voor Vlaanderen kan direct hoofdstuk 10 ter hand nemen. Lezers die uitsluitend geïnteresseerd zijn in de drijvende krachten binnen de markt van de exploratie en winning kunnen volstaan met hoofdstuk 3. Enzovoort.

Het beste begrip ontstaat wanneer de gehele hoofdtekst wordt gelezen. Alles hangt immers samen. Sectie E (de bijlagen) biedt de geïnteresseerde lezer specifieke toelichtingen en achtergrondinformatie, alsmede een uitgebreide referentielijst en bibliografie.

Management summary

In recent years, the notion that the availability of fossil energy carriers and uranium is limited has become more topical than ever before. The cause of this lies in physical, political and economic limitations, in combination with a rise in global demand. The importance of these issues will only increase during the coming decades, according to the expectations.

Aim and analysis framework

This report intends to provide the Flemish parliament and other interested people with insight in the so-called upstream part of the markets for fossil fuels and uranium; the route from localising resources up to the moment of the actual winning. The report yields insight in the terminology, the current reserves, the techniques and the market actors. But above all the report provides an analysis framework to explain the forces that work on the searching and winning of the energy carriers. After all, the developments in the upstream part cannot be seen separately from what happens further in the energy chains. The analysis framework is applied in the report on the historical developments, in most detail for the oil and the gas market, to indicate the driving forces that make future explorations possible.

Moreover, the report gives insight in five aspects of the sustainability of the exploration and extraction of oil, gas, coal and uranium and in the possibilities to deal with these processes in a more sustainable way.

The report concludes with the significance of the previous for the North-Western-European society in general and for Flanders in particular.

Resources sufficient, but availability not guaranteed

The volume and quality of the energy resources in the world is not exactly known. Resources are qualified as reserves as soon as the probability of their existence is high enough and winning is considered to be economically feasible. Both factors evolve over time, due to technical progress and to developments on the energy market. Some resources will be commercially recoverable in the future, against the market prices then applying. The volume of these resources is less well assessed than that of the reserves.

The information in this report makes clear that the reserves for coal, oil, gas and uranium are substantial and that they will suffice for many decades to come, even under a strongly increasing demand worldwide. The additional resources are even much larger.

However, the presence of huge resources does not imply automatically that the desired energy carriers will be available in Flanders in the next decades.

On the short term the production capacity of the present installations is fixed and limited. Total supply depends on decisions of governments and energy companies on the allocation of capacity. On top of that, calamities may occur, as well as political disorder or wars, which lead to discontinuances in the production.

On middle long term supply is determined by investments of energy companies in the production of the known reserves and in geological studies, exploratory drilling and production assessments to create new reserves. The expansion of the production capacity will depend strongly on the investments of the national oil companies

(NOC's) in OPEC countries. Some countries, like Saudi Arabia and Kuwait are capable of doing these. Other countries have problems to invest, since they do not let in foreign capital or spend their income on other, politically driven, issues like local subsidies or weapons.

Moreover, in many (potential) production countries local or general opposition exists against the production of coal, oil, gas and uranium, because insufficient care is taken of the interest and health of the inhabitants.

On the long term both the availability and use of the energy resources will become a real problem, with respect to the effect on sustainability.

Geopolitical relations and responses

As a consequence of the developing tension between demand and supply the role of geopolitical considerations will increase. One of the resulting effects will be that governments of consumer countries will explicitly use the supply certainty of energy as an aim in their energy policy, where this was left to the market in the recent past. Both with respect to the certainty of energy supply and sustainability it does not seem obvious anymore that market forces alone will yield the desired situation. Governmental steering is required.

Supply, in terms of available and producible reserves of coal, oil, gas and uranium, is especially determined by the way in which the industry and governments will be able to create a balanced value chain. The interaction between governments and market actors is fundamental for the future supply of energy carriers.

Beside a physical component, including adequate production, transport and buffer capacity, the chain requires a coherent institutional component, in which the financial-economic mix is taken care of in such a way that minimal (geo)political and social tensions will arise, whereas sufficient certainty exist to make the necessary investments.

For the energy policy of North West European governments this means that it is important to take measures which are effective in stimulating the investment climate on the shorter term and on an international scale. Basic elements are the mining and tax regimes, market regulations and market forces policy, environmental and other licenses and freedom of capital movement. In the long run price effects, related to shortages and dependence effects will automatically become stronger driving forces. To mould the market forces on the middle long term in the desired direction, mondial and local environmental effects and dependence relationships must be made visible in the costs and prices of energy. An important conclusion is that the expected market developments must be assessed within the correct time frame for an adequate policy reaction.

Sustainability as a challenge

An aspect not to be neglected is that the extraction of the energy carriers has consequences for the environment and for the people living in the vicinity of the extraction locations. Disadvantageous impacts for example are the pollution of the local environment, emission with a negative health impact for the local people, but sometimes also bad working conditions and the exhaustion of the local resources. Sustainable development starts with the search for a long term balance between the environment, economy and solidarity with future generations. Policy thinking that links sustainability to the extraction of coal, oil, gas and uranium, does require a

widening of the traditional scope, both with respect to time and the area covered, and asks for insight in the justice of the energy and environmental policy.

In the report the external impact of the current Flemish energy policy has been expressed in economic terms by means of the concept of 'external costs'. For this the Extern-E-programma was used, which has been developed for the European Commission. The total external costs of the use of fossil energy carriers and uranium in Flanders amounts to almost € 1 billion per year. In the cost assessment the origin of the energy flows has been taken into account.

The major part of the external costs is linked to the use of oil. These costs arise by the burning of acid gasses associated to the oil extraction in Russia and the related emission of SO₂. On the second place the external costs related to the upstream processes in the chain for uranium follow. These are mainly caused by exhibition to radiation, as a consequence of radon emissions from storage deposits for radioactive waste at the mining sites.

Significance for Flanders

For the Flemish government there are in principle two policy areas where choices will have to be made and solutions can be promoted. These are the availability of sufficient sources and the more sustainable development of the extraction locations. Political choices are required to achieve effective impact in these areas.

One of the most important conclusions drawn from the study is that an explicit distinction has to be made between, on one hand, the demand - and supply aspects, which are related to the current market circumstances and, on the other hand, the developments which will become relevant in the longer term. If this distinction is not made explicitly, wrong policy decisions, with really negative impacts are likely. The piling-up of market interventions that do not relate well to the real problems and to the term on which they occur, can have serious negative consequences for the energy market and for the energy security of supply in broader sense.

On top of this, for Flanders the international and the federal policy component are very important. Security of supply is of vital interest for all EU Member States. If any doubt arises in this area or asymmetry between the countries, the tendency will grow to implement unilateral energy policies. However, because of the European integration of energy markets and the liberalisation of these markets, less and less possibilities exist to pursue effective national policy.

In general sense it is important to create an acceptable balance between producers and consumers by means of starting dialogues on aforesaid and other aspects, such as technology transfer, support in generating added value, etc. Frameworks for the policy in the longer term and at international level are described under the head "geopolitical relations and the responses to these" above.

With regard to the more sustainable development on the extraction locations it is possible for Flanders to stop own local subsidies, which promote wrong situations elsewhere. To start with these types of subsidies have to be mapped for Flanders, like as this for example was done for the Netherlands.

It is not simple to enforce better working conditions and environmental care from Flanders. However, for some carriers direct possibilities seem of existing. In the report several measures are suggested, such as making demands to the origin of uranium and license requirements for the exploitation of biomass.

Sectie A Hoe en waarom; het vertrekpunt

De eerste sectie van het rapport omvat een inleiding op de problematiek en een beschrijving van het analytische kader dat in het onderzoek is gehanteerd.

In de inleiding worden de vraagstelling en het doel van het onderzoek toegelicht. Bovendien wordt in de inleiding de context geschetst waarin deze zijn geplaatst, qua actueel energiegebruik, belangrijke huidige spelers en specifieke verwachtingen.

Het analytische kader beschrijft hoe het onderzoek door CIEP en CE is aangepakt, waarbij via de zgn. waardeketensystematiek de technologische, economische en institutionele aspecten met elkaar in verband worden gebracht.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding voor het onderzoek

Het Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek (viWTA) is een autonome instelling verbonden aan het Vlaams Parlement. Een belangrijk element in de missie van het viWTA – Samenleving & Technologie is een bijdrage te leveren aan het maatschappelijke debat over wetenschap en technologie en het aanreiken van discussiemateriaal ten behoeve van de commissievergaderingen in het Vlaams Parlement.

Afgelopen jaren is het besef dat de beschikbaarheid van fossiele energiedragers en uranium beperkt is sterker dan ooit actueel geworden. De oorzaak hiervan ligt in fysieke, politieke en economische belemmeringen gekoppeld aan een stijgende mondiale vraag. De voorzieningszekerheid van fossiele energie en kernenergie is een prioritair thema geworden voor politieke leiders. Hoge prijzen, de stijgende vraag wereldwijd, teruglopende reserves en toenemende afhankelijkheid van wispelturige producenten bepalen de beeldvorming rond de fossiele energiemarkt. Het belang van deze problematiek zal de komende decennia naar verwachting verder toenemen.

In dit licht acht viWTA het van belang het Vlaams Parlement en andere geïnteresseerden inzicht te geven in deze materie. De focus daarbij ligt op het zgn. *upstream*-gedeelte van de markt voor fossiele energie en kernenergie; het traject van '*cradle to well*'. Het traject van het lokaliseren van de voorraden tot het moment van ontginning van fossiele energiebronnen en uranium is complex en ondoorzichtig. De technologische processen zijn specifiek en vinden plaats op afgelegen locaties, terwijl maar weinig partijen deze processen geheel overzien. De markt wordt beheerst door een beperkt aantal actoren, met eigen economische logica en een eigen jargon.

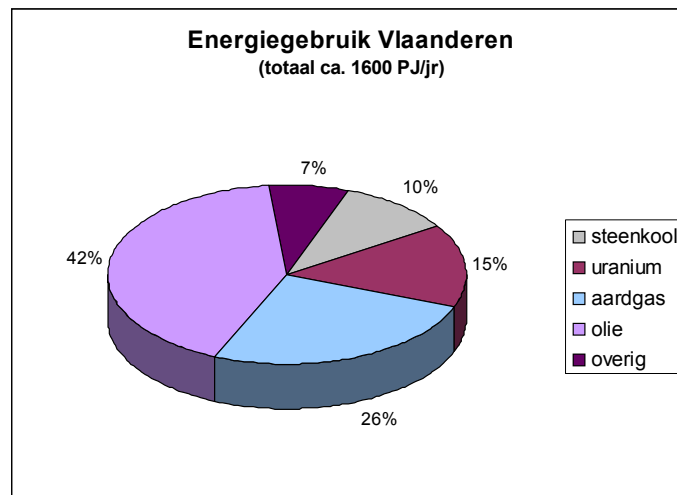
ViWTA heeft CE in Delft en het Clingendael International Energy Programme (CIEP) in Den Haag gevraagd de feiten (stand van zaken) zo helder mogelijk in beeld te brengen en op basis daarvan de problematiek voor Vlaanderen inzichtelijk te maken.

De medewerkers van CIEP zijn experts op het onderzoeksterrein, in het bijzonder voor olie en gas. CE heeft in samenwerking met CIEP het beeld gecombineerd met kennis rond steenkool, kernenergie, de energie-economie en de energievoorziening in het algemeen.

1.2 Energiegebruik in Vlaanderen in breder perspectief

Figuur 1 geeft een beeld van de verdeling van het gebruik van kolen (incl. koolteer en cokes), olie (ruwe aardolie en petroleumproducten), aardgas en uranium ('nucleaire warmte').

Figuur 1 Energiegebruik Vlaanderen (gebaseerd op Mira, 2005)



Het totale jaarlijkse energiegebruik in Vlaanderen bedraagt minder dan een halve procent van de totale vraag naar energie in de wereld en ca. 2% van het totale energieverbruik in het continent Europa. Dat lijkt niet veel. Anderzijds betekent deze vraag, uitgedrukt in vaten olie, dat jaarlijks in Vlaanderen het equivalent van ruim 280 miljoen vaten olie wordt ingevoerd, waarbij elk vat 159 liter aardolie bevat.

België verbruikt circa 18 miljard m³ aardgas¹ per jaar². Het geleverde aardgas is voornamelijk afkomstig uit drie landen (Eurostat):

- per on shore pijpleiding circa 270 PJ (calorische bovenwaarde) uit Nederland (ca. 40%);
- per offshore pijpleiding circa 240 PJ (calorische bovenwaarde) (ca. 40%) vanaf de Noorse Troll en Sleipner olie- en gasvelden op het Continentaal Plat;
- als LNG circa 110 PJ (calorische bovenwaarde) uit Algerije en Qatar.

De ruim 34 Mton aan olie die jaarlijks in België wordt geïmporteerd is voornamelijk afkomstig uit Rusland (40%), het Midden-Oosten (30%), Scandinavië en het Verenigd Koninkrijk. De kolen worden vooral geïmporteerd uit Zuid-Afrika en Australië (beide ca. 20%), en de Verenigde Staten en Rusland (beide ca. 15%). Uranium wordt voornamelijk geïmporteerd vanuit Canada (30%) en Namibië en Australië (beide ca. 20%). In totaal is er een brede geografische spreiding.

In vergelijking met de verdeling van de wereldvraag over de beschouwde dragers komen de aandelen olie en gas in het totale Vlaamse energiegebruik vrijwel precies overeen met de gemiddelde waarde. Het aandeel kolen is kleiner dan gemiddeld en het aandeel uranium navenant groter.

¹ 1 m³ aardgas ≈ 35 MJ.

² http://www.distrigas.be/content/aboutus/distrigasprofile/distrigas_in_figures_nl.asp.

2 De beschikbaarheid van de dragers

Dit hoofdstuk geeft inzicht in de beschikbaarheid van fossiele energie op de langere termijn. Twee perspectieven kunnen daarbij gehanteerd worden, waarvan het ene streeft naar het in beeld brengen van de in theorie mogelijke, uiteindelijk winbare voorkomens (*de ultimately recoverable resources*), terwijl het andere ervan uitgaat dat een dergelijke analyse weinig zinvol is. Natuurlijke voorkomens van energiedragers kunnen immers pas als reserves beschouwd worden als er vraag naar bestaat en de geschikte technologie beschikbaar is om deze op te sporen, te produceren, te transporteren en om te zetten in bruikbare energievormen. Dat betekent dat het in principe noodzakelijk is om de hele aanbodketen in beschouwing te nemen, van het analyseren van de geologie en de winning tot de aanwending van de energiedragers in specifieke toepassingen, zoals vervoer, communicatie, verwarming, etc. Naast het fysieke voorkomen van fossiele energie op een specifieke locatie, zijn factoren van technische, economische en geopolitieke aard ook doorslaggevend of en wanneer ze geproduceerd en verbruikt zullen worden. De diepte van het water, de afstand tot de markt, de omvang van investeringen, de wetgeving, de te verwachten winsten en andere aspecten zijn factoren van belang bij de beslissing tot winning. Echter, wanneer het gaat om het aggregeren van de voorkomens worden deze factoren vaak niet meegenomen in de analyse, of slechts als statische elementen beschouwd, waardoor er - afhankelijk van de omstandigheden - een overschatting dan wel een onderschatting zal optreden van de reserves.

2.1 Definities

Er bestaan een aantal termen die energievoorkomens beschrijven, terwijl verschillende auteurs en instituties ook nog eens een verschillende betekenis toekennen aan dezelfde term. Bovendien varieert de precieze betekenis voor verschillende energiebronnen.

De World Energy Council definieert voorkomens (*resources*) als 'the occurrences of material in recognizable form' (WEC, 1998). Voor olie omvat dit de hoeveelheid olie in de aardkorst. De zogenaamde 'reserves' maken daar een deel van uit. Energiemaatschappij BP definieert bewezen '*proven*' reserves als: '*generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions*' (BP, 1999).

Andere veelgebruikte termen betreffen '*probable reserves*', '*indicated reserves*' en '*inferred reserves*', die aanduiden dat er niet voldaan is aan de criteria voor bewezen (proven) reserves. Wanneer in dit rapport gesproken wordt over reserves wordt steeds bedoeld op bewezen reserves.

Uiteindelijk winbare voorkomens zijn de som van reeds geproduceerde voorkomens plus alle geïdentificeerde winbare voorkomens plus het mogelijk winbare aandeel van de (nog) niet ontdekte voorkomens. Vervolgens bestaat er een verschil tussen conventionele voorkomens en niet conventionele voorkomens, die olie schalies, teer-

zanden, coalbed methane, gas hydraten, en uranium in *black shale* of opgelost in zeewater omvatten.

De McKelvey box is een veelgebruikte matrixopzet waarop voorkomens getypeerd worden aan de hand van de geologische zekerheid dat ze aanwezig zijn en de economische winbaarheid. Deze opzet is ontwikkeld door het U.S. Bureau of Mines en de U.S. Geological Survey (USGS, 1980) en ligt ook ten grondslag aan de door de Verenigde Naties en SPE/WPC/AAPG³ gehanteerde systematiek.

In deze systematiek worden voorkomens (*resources*) gezien als concentraties van in de aardkorst voorkomende hoeveelheden vast, vloeibaar of gasvormig materiaal (Zie Figuur 2). De geologische dimensie maakt een onderscheid tussen geïdentificeerde en nog niet ontdekte voorkomens. Van geïdentificeerde voorkomens is locatie, het type, de kwaliteit en de hoeveelheid bekend, of kan vastgesteld worden. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen aangetoonde voorkomens (gemeten en *indicated*) en waarschijnlijke (*inferred*) voorkomens om de onzekerheden in de geologische analyse aan te geven.

Figuur 2 McKelvey box voor de classificatie van voorkomens van koolwaterstoffen

Total petroleum initially in place	Discovered petroleum initially in place	Commercial	PRODUCTION		
			Proved (1P)	Proved + Probable (2P)	Proved + Probable + Possible (3P)
			CONTINGENT RESOURCES		
	Sub-commercial	Low estimate	Best estimate	High estimate	↑ Increasing degree of geologic assurance and economic feasibility
		Unrecoverable			
		PROSPECTIVE RESOURCES			
	Undiscovered petroleum initially in place	Low estimate	Best estimate	High estimate	↓
		Unrecoverable			
		PROSPECTIVE RESOURCES			

Source: SPE/WPC/AAPG (2000).

³ SPE: Society of Petroleum Engineers; WPC: World Petroleum Congress; AAPG: American Association of Petroleum Geologists.

Reserves en resources

Reserves zijn geïdentificeerde voorkomens die technisch en economisch winbaar zijn op het moment van presentatie. 'Nog niet ontdekte voorkomens' worden vermoed of verwacht, gegeven analoge geologische omstandigheden. 'Andere' voorkomens (*other occurrences*) zijn van te lage kwaliteit of kunnen vanwege specifieke technische of economische redenen niet als winbaar beschouwd worden. Het grootste deel van de onconventionele voorkomens (zware olie, teer zanden, olieschalie) bevindt zich in de categorie *other occurrences*.

De scheidslijn tussen reserves en voorkomens (*resources*) is de tegenwoordige of verwachte winstgevendheid van de exploitatie, die bepaald wordt door de verkoopprijs en de winningskosten. Winningskosten voor reserves zijn meestal onderbouwd door middel van daadwerkelijke analyses van lokale productiekosten, terwijl die van *resources* vastgesteld worden aan de hand van ervaring met winning in vergelijkbare situaties, maar aangepast voor specifieke geologische en geografische omstandigheden.

Technologie- en kennisontwikkeling vergroten de operationele mogelijkheden en hebben een kostendaling tot gevolg, zodat eerder niet winbare voorkomens nu wel als reserves geboekt kunnen worden.

2.2 Kolen

Er kunnen meerdere soorten kolen worden onderscheiden. Dit is een natuurlijk gevolg van het proces van kolenvorming uit afgestorven vegetatie. In principe voltrekt zich dit proces vrijwel overal op aarde. De druk, temperatuur en ontstaansperiode verschillen echter per locatie waardoor diverse typen kolen zijn ontstaan.

In de literatuur worden veelal vier typen kolen onderscheiden. Dit zijn ligniet of bruinkool, subbitumineuze kolen, bitumineuze kolen en antraciet (ELC, 2005) en (WCI).

Ligniet, of bruinkool, is geologisch gezien de jongste soort, heeft het laagste koolstofgehalte (25% tot 35%), een hoog vochtgehalte en een hoog zwavel- en asgehalte. Ligniet wordt in de praktijk vooral dicht bij de winningplaats gebruikt en veelal voor elektriciteitsopwekking. De calorische waarde loopt op tot ruim 17 MJ/kg.

Subbitumineuze kolen bevatten meer koolstof (35% tot 45%), zijn droger en hebben een lager zwavelgehalte dan ligniet. Deze kolen worden veelal gebruikt voor elektriciteitsopwekking, cementproductie en andere industriële doeleinden. De calorische waarde ligt tussen de 17 en 24 MJ/kg.

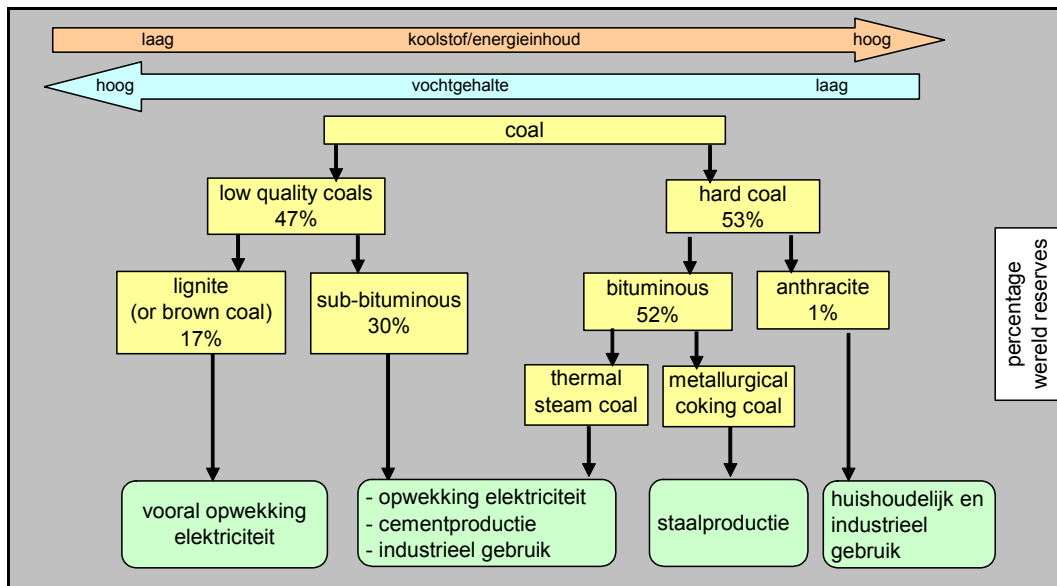
Bitumineuze kolen hebben een koolstofgehalte tussen de 45% en 86%. Bij dit type kolen wordt een subonderscheid gemaakt in *thermal* of *steam coal* en *metallurgical* of *coking coal*. De *thermal coal* heeft hiervan de laagste kwaliteit en wordt veelal voor dezelfde doeleinden gebruikt als de subbitumineuze kolen. De *coking coal* wordt vooral in de staalindustrie gebruikt. De calorische waarde van bitumineuze kolen ligt boven de 24 MJ/kg.

Antraciet heeft het hoogste koolstofgehalte (tussen 86% en 98%) en daarmee de hoogste energetische inhoud. Antraciet wordt voor huishoudelijke en industriële doeleinden gebruikt.

In Figuur 3 zijn de genoemde kolensoorten in een schema weergegeven. De genoemde percentages geven een indicatie van het aandeel van de diverse soorten in de totale wereldreserve aan kolen.



Figuur 3 Indeling kolen in diverse soorten

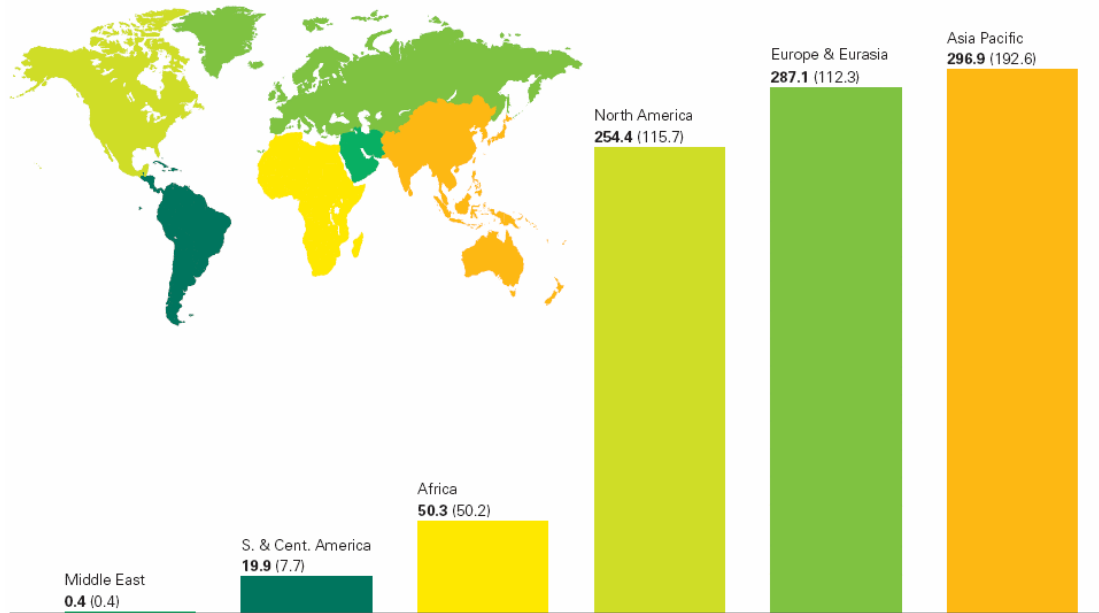


Afhankelijk van de geologische processen die in de afgelopen honderdduizenden tot miljoenen jaren hebben plaatsgevonden worden kolen nu op een aantal plaatsen aangetroffen aan het aardoppervlak en op andere plaatsen op diepten die oplopen tot enkele kilometers. Circa 60% van de huidige kolenwinning in de wereld vindt ondergronds plaats (The Coal resource: a comprehensive overview of coal). In Australië is dit percentage 20% en in de USA 33%. In deze landen bevinden de kolenlagen zich op relatief veel plaatsen dichtbij het aardoppervlak.

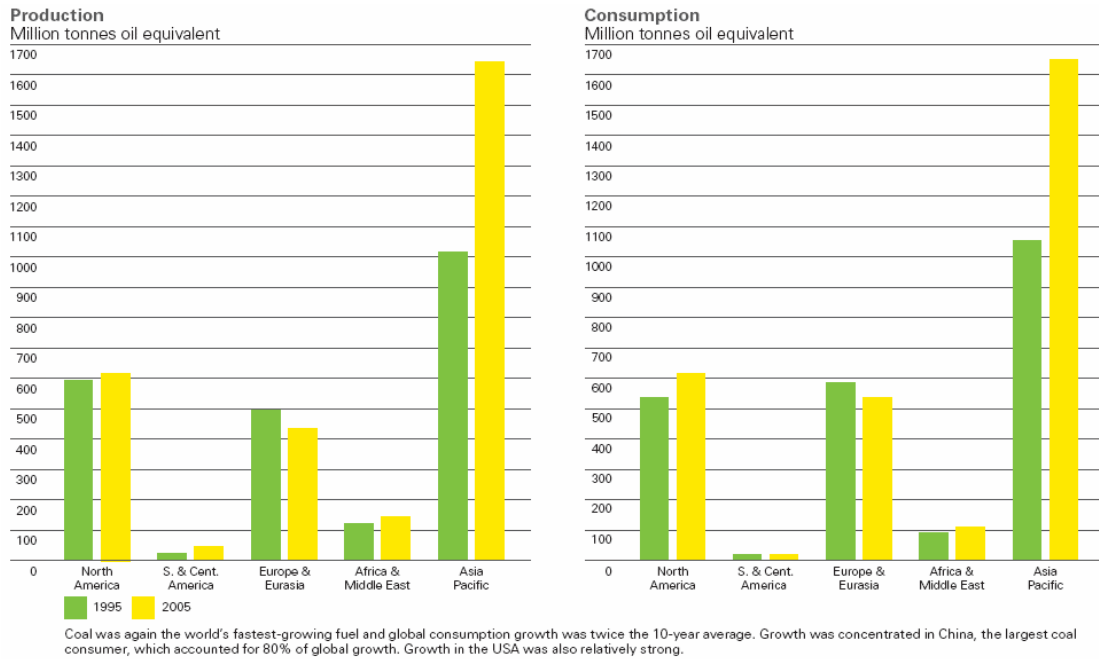
Er is goed zicht op grote delen van de kolenvoorkomens, op grond van geologische prospectie (m.n. in bergachtig gebied, waar reeksen aardlagen zichtbaar zijn), seismisch onderzoek en andere geofysische opsporingsmethoden (o.a. gravimetrie en magnetometrie). De bekende voorkomens zijn zo groot dat momenteel weinig aanvullende exploratie plaatsvindt specifiek voor steenkool. Steenkool wordt wel nog steeds 'spontaan' aangetroffen bij de zoektocht naar bijv. olie en gas.

Figuur 4 Bekende kolenvoorkomens (eind 2005)

Proved reserves at end 2005
 Thousand million tonnes (share of anthracite and bituminous coal is shown in brackets)



Figuur 5 Winning en verbruik van kolen in 1995 en 2005



De verdeling van de bekende kolenvoorkomens over de wereld is schematisch aangegeven in Figuur 4, de winning en het verbruik zijn aangegeven in Figuur 5. Cijfers rond de reserves zijn opgenomen in Tabel 1.

Tabel 1 Reserves (winbare voorkomens) van de vier kolensoorten per continent; data 2005 (BP statistical review of World Energy 2006) in 109 tonnen (zie hoofdstuk voor de calorische waarde van elke kolensoort)

	Bitumineus + antraciet [Gton]	Subbitumineus + ligniet [Gton]	Totaal [Gton]
Noord-Amerika	116	139	254
Verenigde Staten	111	135	
Zuid-Amerika	7,7	12,1	20
Colombia	6	0,4	
Europa + Eurazië	112	175	287
Kazachstan	28	3	
Russ. federatie	49	108	
Oekraïne	16	18	
Polen	14	-	
Afrika en Midden-Oosten	51	0,2	51
Zuid-Afrika	49	-	
Azië en Oceanië	193	104	297
Australië	39	40	
China	62	52	
India	90	2	
TOTAAL	479	430	909

In zowel in de figuur als de tabel valt op dat Afrika en Zuid-Amerika nauwelijks een rol spelen in het totaalbeeld. Dit komt voor een belangrijk deel doordat deze continenten (wellicht met uitzondering van Zuid-Afrika en delen van Brazilië) nog 'terra incognita' zijn wat betreft de voorkomens van fossiele dragers. Daarbuiten kan worden opgemerkt dat de kolenreserves redelijk gelijk zijn verdeeld over de continenten en over de daarin te onderscheiden geopolitieke zones.

2.3 Olie

Oliereserves zijn geconcentreerd in een klein aantal landen. Meer dan 60% van de oliereserves bevindt zich in de regio rond de Perzische Golf. Aanzienlijke voorkomens zijn er voorts nog in Afrika, Zuid-Amerika en de voormalige Sovjet-Unie. De grote consumerende regio's (VS, EU, China en Japan) zijn voor de import van energie meer en meer afhankelijk van bovengenoemde exporterende regio's.

De winzekerheid van olievelden wordt bepaald door het volume olie in de grond, de olie eigenschappen, de aard van het reservoirsteente maar ook door technische en economische factoren.

Volgens de BP Statistical Review of World Energy 2004 is de originele 'conventionele' 'bewezen' olie mondiaal ongeveer 2.150 miljard vaten⁴, waarvan ruim 1.000 (dus bijna de helft) is verbruikt. Deze schatting is gebaseerd op de gepubliceerde reserves door internationale en nationale oliebedrijven (IOC's en NOC's)⁵ (zie Figuur 6). Er worden ook veel hogere volumina genoemd maar daarbij wordt uitgegaan van groot-schalige productie van zware olie en teerzanden. Op het moment is de bijdrage van deze bronnen nog vrij klein.

⁴ Een vat is een standaard inhoudsmaat voor ruwe aardolie en is gelijk aan 159 liter.

⁵ Gepubliceerde data van OPEC, Oil and Gas Journal, World Oil, etc.

Exploratietechnieken

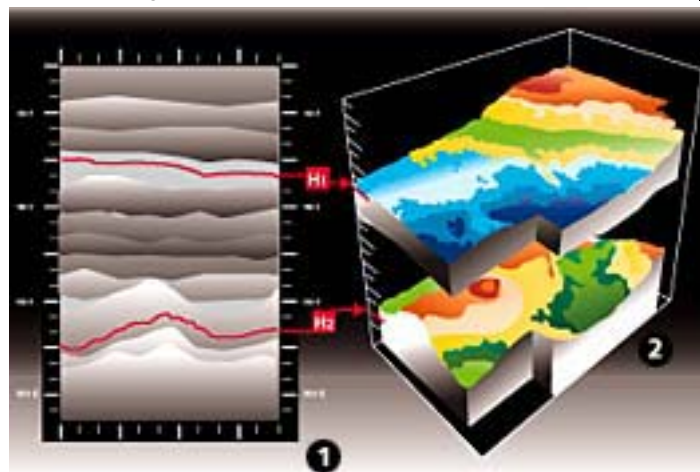
Fossiele energiedragers worden op de eerste plaats gezocht met behulp van geologische prospectie, met name daar waar op berghellingen of glooiingen in het landschap reeksen aardlagen zichtbaar zijn en gesteentemonsters kunnen worden onderzocht. Deze lagen geven aanwijzingen over het al of niet aanwezig zijn van de energiedragers. Luchtfoto's en satellietbeelden zijn tegenwoordig ook een belangrijke bron bij het verkennen van de geologische gesteldheid van de bodem. In streken waar geen sporen aan de oppervlakte kunnen worden gevonden en voor verder onderzoek wordt gebruik gemaakt van geofysische opsporingsmethoden, zoals gravimetrie, magnetometrie en seismiek.

De gravimetrische methode is gebaseerd op het principe dat zwaartekracht aan de oppervlakte van de aarde verschilt als gevolg van de aanwezigheid van meer of minder zware rotslagen in de bodem. Daar waar dicht bij de oppervlakte een omhoog gestuwde zware rotslaag voorkomt neemt de zwaartekracht toe. Door meerdere peilingen uit te voeren kunnen ondergrondse formaties in kaart worden gebracht.

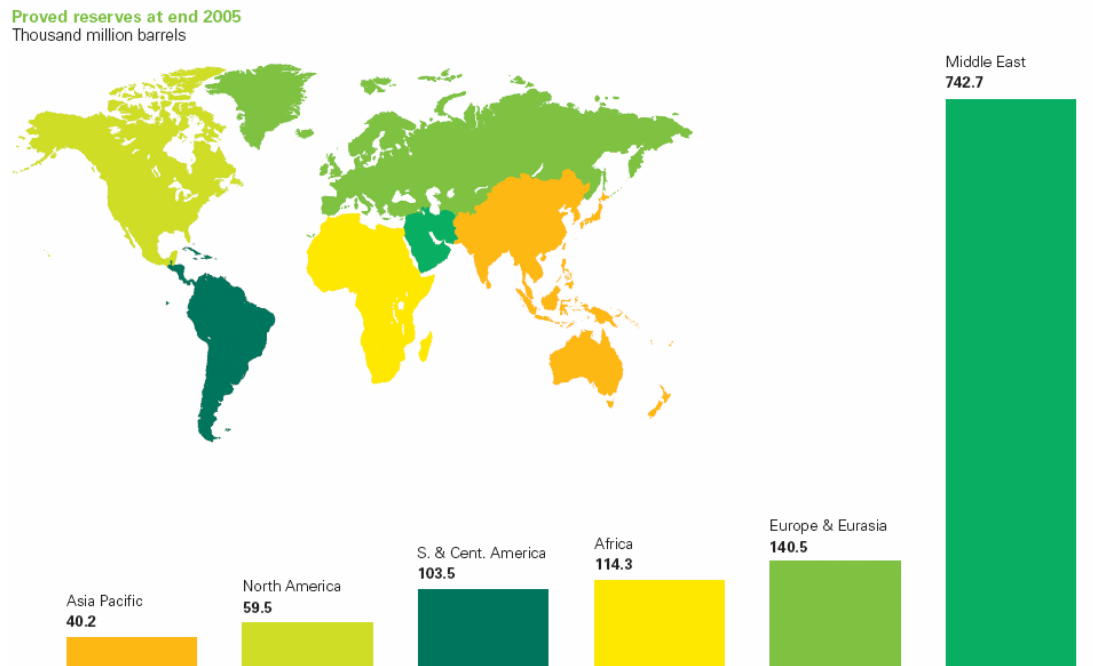
Bij de magnetometrische methode wordt de kracht en richting van het magnetisch veld gemeten. Aardlagen hebben magnetische eigenschappen die afhangen van hun samenstelling. Doordat hierover inmiddels veel kennis bestaat kan bijvoorbeeld met behulp van een boot of vliegtuig met een magnetometer relatief snel een kaart worden samengesteld van de opbouw van de rotslagen, ook op zee en in gebieden waar prospectie vanaf het aardoppervlak moeilijk is.

De seismische methode gaat uit van de registratie van trillingen die in de aardkorst worden veroorzaakt door kunstmatig opgewekte explosies. De trillingen planten zich voort door de aarde en worden gebroken en gereflecteerd op scheidingsvlakken van gesteenten. Dit geeft weer een beeld van de ondergrondse formaties. Zoals bijvoorbeeld getoond in de figuur.

Specialistische expertise en ervaring zijn vereist voor een goede interpretatie van de prospectieresultaten. Zelfs experts kunnen niet met zekerheid vaststellen uit welke gesteenten de ondergrond bestaat en of er fossiele energiedragers gevonden kunnen worden. Er moeten aanvullend exploratieboringen plaatsvinden om duidelijkheid te verkrijgen over de aanwezigheid van energiedragers en de kwaliteit daarvan.



Beeld van bodemlagen op basis van seismisch onderzoek (Society of Exploration Geophysicists; Virtual geoscience center)



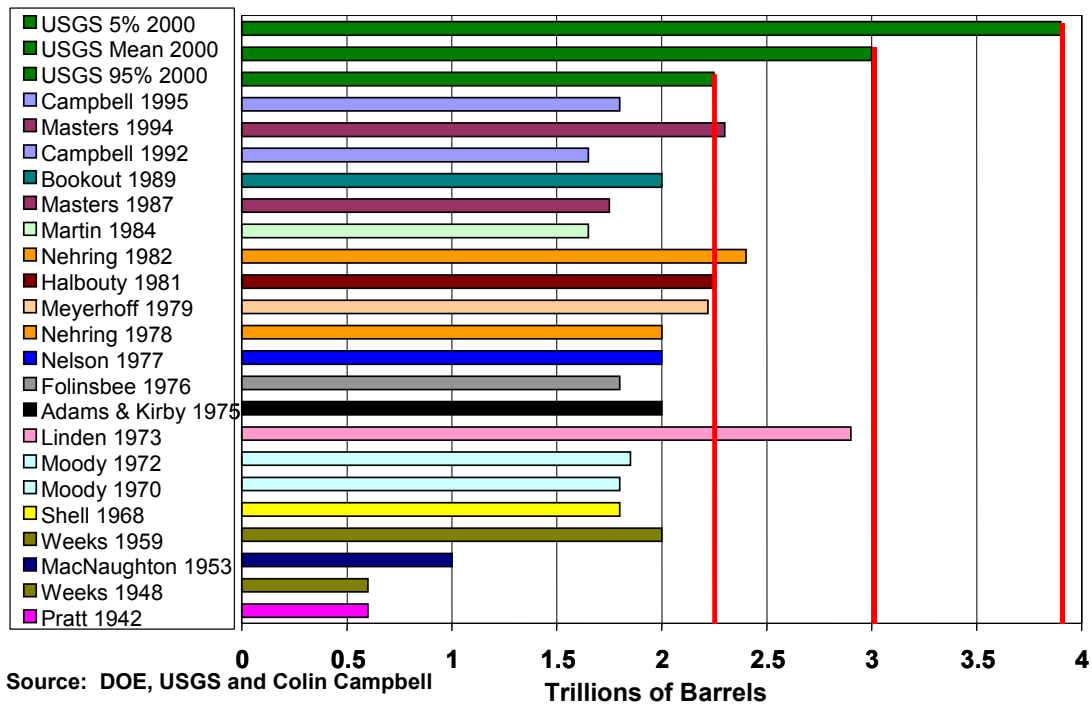
Figuur 6 Een overzicht van gepubliceerde Ultimately Recoverable Resources (URR) (BP Statistical review of reserves, 2006)

De in de jaren '60 bepaalde Ultimately Recoverable Resources (URR) werden algemeen geaccepteerd als de aanwezige hoeveelheid voorkomens, inclusief cumulatieve productie, bewezen reserves indertijd en nog te ontdekken voorkomens. Figuur 7 geeft een overzicht van gepubliceerde URR die een variatie laat zien van 600 miljard vaten (Weeks, 1959) tot ruim 2.000 miljard vaten (USGS, 2000).

De URR-discussie richt zich alleen op de voorkomens van conventionele olie. Schalies, teerzanden en zware ruwe olie worden beschouwd als voorkomens die niet met conventionele methoden gewonnen kunnen worden, als gevolg van technische en economische beperkingen (zie Rogner, 1997; Gregory and Rogner, 1998). Deze voorkomens vormen echter een aandeel van de hoeveelheid fossiele brandstoffen in de aardkorst, dat vrijwel even groot geacht wordt als de conventionele olievoorraden. Deze voorkomens worden niet ontkend door 'fixed stock' analisten, maar er bestaat weinig vertrouwen in toekomstige technologie om deze voorkomens naar de markt te brengen.

Figuur 7 Een overzicht van gepubliceerde Ultimately Recoverable Resources (URR)

Published Estimates of World Oil Ultimate Recovery



Onzekerheden rond oliereserves

De manier van het berekenen van oliereserves wordt niet door alle oliemaatschappijen op dezelfde wijze gedaan. Internationale oliemaatschappijen (IOC's) gebruiken veelal statistische methoden voor het berekenen van reserves. Ze maken gebruik van definities vastgesteld door de Society of Petroleum Engineers (SPE). Deze definieert de hoeveelheid olie die 'met 90% zekerheid' (P90) omhoog te halen is als 'bewezen' reserves. Voor de 'waarschijnlijke' reserves bedraagt die zekerheid maar 50% (P50), en de 'mogelijke' reserves hebben een winkans van 10% (P10). De opgegeven oliereserves van de meeste staatsoliemaatschappijen (National Oil Companies, NOC's) zijn niet altijd inzichtelijk, temeer daar deze bedrijven, in tegenstelling tot IOCs, geen verantwoording hoeven af te leggen over de geboekte reserves aan bijvoorbeeld de Amerikaanse beurswaakhond SEC. Verwarring is met name ontstaan midden jaren tachtig toen de Organisation of Petroleum Exporting Countries (OPEC) het quotasysteem aangepast heeft, hetgeen betekende dat naast de productie ook de reserves een rol gingen spelen bij het vaststellen van de productiequota. In die periode verdubbelden de meeste OPEC-landen de opgegeven reserves zonder dat aanwijsbare nieuwe velden waren ontdekt of tot ontwikkeling waren gebracht. Toch valt, onder meer op basis van historische data en geologische profielen, wel iets te zeggen over de waarschijnlijkheid van de gepresenteerde data. Deze data geven geen reden tot wezenlijke twijfel.

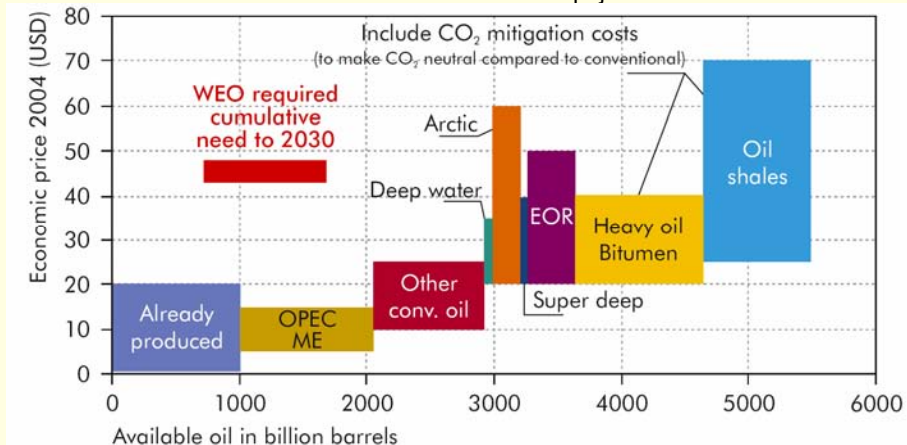
Kostenontwikkeling van exploratie en productie

Technologische ontwikkeling, zoals driedimensionale seismiek en horizontale boortechnieken, hebben de winningsfactor van olie in bestaande reservoirs verhoogd en winstgevende exploitatie mogelijk gemaakt van velden die in eerste instantie niet als technisch of economisch winbaar beschouwd werden, waarmee dus de reserves vergroot werden.

In het verleden heeft de ontwikkeling van technologie geleid tot aanzienlijke kosten dalingen in de exploratie, ontwikkeling en productie, terwijl de omvang van de totale reserves bleef groeien. Deze ontwikkeling zal niet stil blijven staan. Ten dele zal deze kostendaling compenseren voor het feit dat er in steeds meer afgelegen, klimatologisch onvriendelijke gebieden naar kleinere voorkomens gezocht zal moeten worden.

Voor wat betreft de toegepaste technologie zal de off-shore productie aan belang winnen (diepere wateren, Arctic), terwijl verbeterde winningstechnieken (EOR/EGR) zich verder zullen ontwikkelen. Indicaties hiervan zijn te vinden in de strategie van de majors, die zich zeggen te richten op dit soort moeilijke 'frontier' projecten, bij gebrek aan toegang tot interessante, grootschalige projecten in de traditionele gebieden. Daarnaast zal het exploratie onderzoek zich waarschijnlijk verder ontwikkelen in simulatie en schattingstechnieken.

Beschikbaarheid van olievoorkomens als functie van de marktprijs



Bron: IEA, 2005

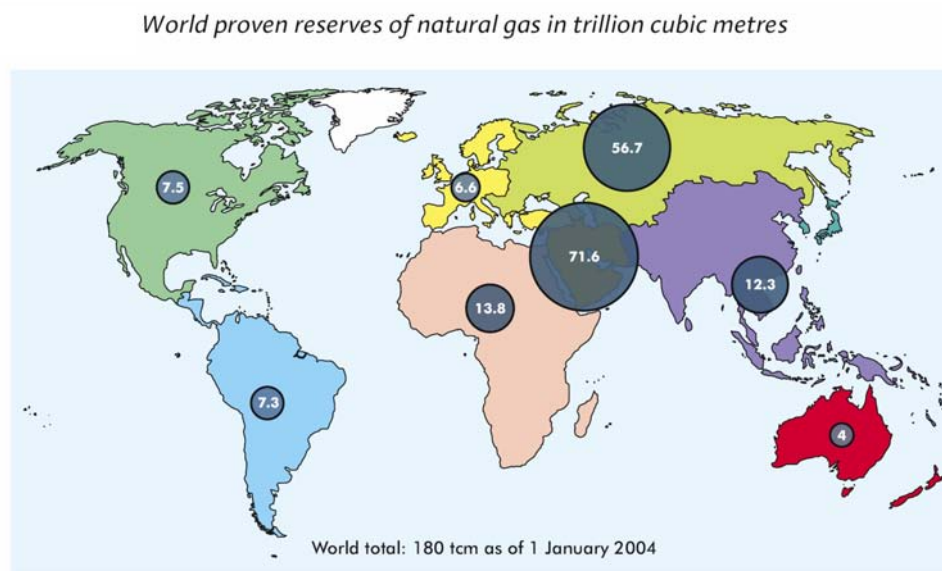
2.4 Gas

Aardgas is een schone, veelzijdige en eenvoudig te controleren energiebron, die in huishoudens, de industrie en de elektriciteitsopwekking in Europa, Noord- en Zuid-Amerika en Azië een belangrijke plaats inneemt. Op dit moment voorziet gas in ongeveer een kwart van de totale primaire energiebehoefte op wereldschaal. Verdere groei van de gasconsumptie wordt verwacht, als gevolg van de relatief lage CO₂-uitstoot, in vergelijking met kolen en olieproducten.

In vergelijking met olie is er bij gas meer zekerheid over de omvang van de reserves (Figuur 8) en over de toereikendheid hiervan. De hoeveelheid is vergelijkbaar, maar de huidige en cumulatieve consumptie ligt aanzienlijk lager. De voornaamste uitdaging voor de ontwikkeling van gas is de noodzaak tot het aanleggen van omvangrijke transport- en distributiesystemen, naast de investeringen in exploratie en winning. Gasvoorkomens die te ver van centra van consumptie afliggen werden daarom tot voor kort niet interessant gevonden door de industrie en niet tot de reserves gerekend.

De huidige ontwikkeling van Liquefied Natural Gas (LNG)-ketens zou aan deze situatie een einde kunnen gaan maken.

Figuur 8 Bekende gasvoorkomens wereldwijd



Source: WEO-2004, IEA.

Een belangrijk geografisch element van de ontwikkeling van de gasvoorziening is de afstand waarover gas getransporteerd wordt van de winningslocatie naar de afnemers. Economische overwegingen gaan ervan uit dat de exploratie, de ontwikkelingen van velden en de winning zo dicht mogelijk bij de afnemers plaatsvinden. Transport is duur, het vermindert de opbrengsten van het gas voor producenten en verbruikers en het reduceert de mogelijkheden tot een flexibele inzet van het gas, om dagelijkse en seizoenspatronen in afname te dekken.

Er wordt veel gas gewonnen in samenhang met olie. Deze zogenaamde *joint-production* heeft traditioneel tot grote problemen geleid, bij het tegelijkertijd afstemmen van het aanbod van gas én olie op de vraag. Bovendien was de verkoop van dit gas vaak niet winstgevend, omdat het zover van potentiële klanten plaatsvond en transport per pijpleiding te duur of onmogelijk was. Pas recentelijk zijn de kosten van een *Liquefied Natural Gas* (LNG)-systeem, inclusief het vloeibaar maken, het transport en het weer in gasvormige toestand terugbrengen zover gedaald dat LNG een perspectief geworden is. Daarmee zullen geografische patronen van gasvoorziening zich radicaal gaan wijzigen.

Belangrijke spelers op de exploratiemarkt

De prospectie wordt uitgevoerd door of in opdracht van de grote internationale of nationale energie-maatschappijen. Zij schakelen hiervoor veelal gespecialiseerde bedrijven in. De grootste op dit terrein wereldwijd zijn Halliburton (ca. 100.000 medewerkers), Schlumberger (ca. 70.000 medewerkers) en Baker Hughes (ca. 35.000 medewerkers). Deze bedrijven leveren een breed spectrum van diensten aan de energiemaatschappijen. Zo leveren zij apparatuur, expertise en personeel voor exploratie- en exploitatieboringen en voor het beheer van de bronnen en mijnen. De bedrijven bouwen ook wegen, platforms en pijpleidingen en brengen medewerkers en voertuigen naar de winninglocatie. Van de genoemde bedrijven verricht Schlumberger het meeste prospectie-onderzoek, via haar maatschappij WesternGeco.

Er zijn ook vele kleinere en meer gespecialiseerde bedrijven op de markt van geologisch en geofysisch onderzoek, waarvan dicht bij huis Fugro en Compagnie Generale de Geophysique goede voorbeelden zijn. In deelsegmenten behoren deze bedrijven tot de wereldtop.

2.5 Uranium

Uranium komt over de hele wereld voor in verschillende soorten gesteenten en in rivier- en zeewater. In veel gevallen gaat het om zeer lage concentraties die niet, of niet gemakkelijk gewonnen kunnen worden. Alleen op een aantal plaatsen komt uranium in voldoende concentratie voor om door middel van mijnbouw gewonnen te kunnen worden.

De voorkomens van uranium worden door de Nuclear Energy Agency en de International Atomic Energy Agency in een aantal categorieën ingedeeld (NEA & IAEA, 2006). Een gangbare indeling is die naar kwaliteit (gehalte of 'grade' + hoeveelheid of 'tonnage') van het erts:

- zeer hoge kwaliteit erts (> 10% U);
- hoge kwaliteit erts (± 2% U);
- lage kwaliteit erts (0,1% U).

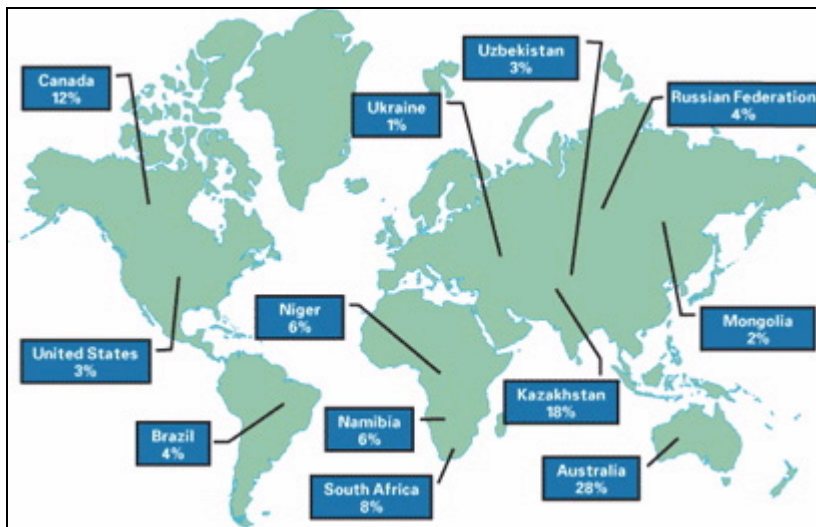
Ter vergelijking: de gemiddelde concentratie van uranium in de aardkorst (Clark Value) bedraagt 3 ppm of 3 gram/ton.

Ook zijn er verschillende locaties waarin uranium een 'bijproduct' is in het erts dat wordt gewonnen. Voorraden in Australië betreffen deels geassocieerd uranium in koperertsen (Olympic Dam). Voorraden in Zuid-Afrika zijn deels geassocieerd uranium in goudertsen (Witwatersrand).

Uraniumwinning heeft specifieke en langjarige effecten op het milieu in de omgeving van de winninglocatie en op de gezondheid van de daar aanwezige mensen. Deze effecten worden behandeld in het hoofdstuk duurzame ontwikkeling.

Uranium komt wereldwijd op een groot aantal plekken voor, maar de concentratie en winbaarheid hiervan variëren sterk. Figuur 9 geeft een indruk van het voorkomen van uranium wereldwijd. Canada, Australië en Kazachstan herbergen gezamenlijk meer dan de helft van de wereldvoorraden uranium (NEA & IAEA, 2006).

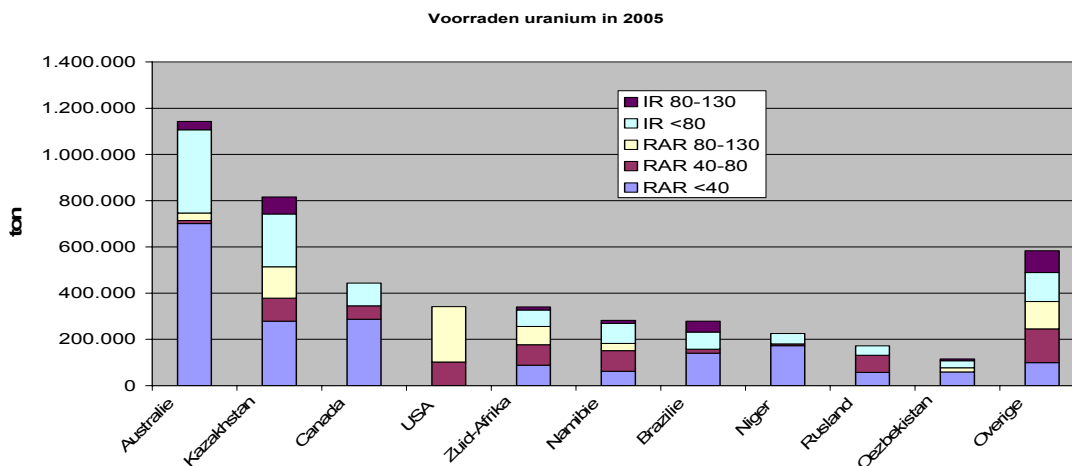
Figuur 9 Uranium voorraden wereldwijd



Bron: <http://japanfocus.org/products/details/1626>.

In Figuur 10 is de omvang van de voorraden per land gegeven. Daarbij is per land aangegeven welk deel van het totaal bestaat uit – qua hoeveelheid en uranium graad – precies(er) bekende (RAR) en minder precies bekende (IR) voorraden. Ook is aangegeven tegen welke prijs deze voorraden (waarschijnlijk) winbaar zijn.

Figuur 10 Voorraden uranium in 2005 (uranium in erts)



Bron: NEA & IAEA, 2006.

Hierbij is een onderscheid gemaakt tussen ‘Reasonably Assured Resources (RAR) en ‘Inferred Resources (IR). Deze terminologie wijkt af van de in andere mijnbouwsectoren gehanteerde categorieën (proven, probable en possible reserves).

Door OECD en IAEA worden de volgende Engelstalige definities gegeven:

- **'Reasonably Assured Resources' (RAR)** have a high assurance of existence according to the tonnages, grades, recoverability of the uranium and cost assessment.
- **'Inferred Resources' (IR)** (previously Estimated Additional Resources) are basically geometrically less known extensions (larger drilling patterns) of the previous (RAR) but are likely to have similar geological, technical and economic characteristics.

Het betreft in beide gevallen **'Identified Resources'**: 'Resources that are precisely positioned geographically (between the meter to the hectometer scale or at the shovel scale)'.

De algemene verwachting is dat mede door de stijgende energievraag in India en China ook het opgestelde vermogen aan kernenergie en daarmee de vraag naar uranium zal toenemen. De cumulatieve consumptie in de periode tot aan 2025 wordt geschat op 1,8 - 2,1 Mton, terwijl het verwachte aanbod in deze periode uit de mijnbouwsector, inclusief alle nieuwe mijnbouw projecten, 1,6 Mton bedraagt. Er zal naar verwachting dus marktfriktie op gaan treden (CIEP/CE, 2006).

Uiteindelijk winbare voorkomens

Twee perspectieven kunnen gehanteerd worden met betrekking tot de uiteindelijk winbare voorkomens (*de ultimately recoverable resources*). De Peak oil beweging voorspelt dat de olieproductie - bijna - zijn hoogtepunt bereikt heeft en daarna alleen nog kan afnemen, terwijl de andere denkschool olie reserves als een dynamisch fenomeen benaderen, waarvan de omvang bepaald wordt door vraag, aanbod en technologische ontwikkeling. Deze school is optimistischer over de uiteindelijk produceerbare hoeveelheden olie en gas.

Peak oil gaat uit van de gedachte dat er langzamerhand een einde komt aan de mogelijkheden van de olie-industrie om voldoende olie te produceren om aan de vraag te voldoen. De in omvang belangrijkste voorkomens worden geacht inmiddels ontdekt en in productie genomen te zijn. Toevoegingen aan het productiepotentieel zullen daarom kleiner van omvang, een kleinere capaciteit hebben en duurder zijn, waardoor het steeds moeilijker is om aan de steeds verder stijgende vraag te voldoen.

Andere organisaties, waaronder het International Energy Agency (IEA), stellen dat de sterke prijsstijging de oliemaatschappijen in OPEC en non-OPEC-gebieden ertoe aan zal zetten om te gaan investeren. De hogere olieprijs zou ook het zoeken en produceren van olie in diep water en verder afgelegen gebieden rechtvaardigen. Daarmee zal er op termijn voldoende olie beschikbaar blijven tegen een hogere prijs dan in het verleden, maar wellicht onder de prijs van 2006 (in reële prijzen).

Het statisch perspectief

Lange tijd hebben de wereld oliereserves een kleine maar gestage groei gekend, wat betekende dat de ontdekking en waardering van nieuwe reserves in gelijke pas verliep met de winning van bestaande reserves. De meeste geologen gaan uit van het concept van een vrijwel vaste omvang van voorkomens van fossiele energie die afnemen zodra er winning plaatsvindt. Met betrekking tot olie wordt gesteld dat er maar weinig nieuwe velden zijn ontdekt sinds het midden van de jaren '70s en dat de meeste opwaarderingen in reserves het gevolg zijn van opwaardering en aanpassing van voordien ondergewaardeerde bestaande reserves en verbeterde winningstechnieken (Hatfield, 1997; Campbell and Laherrere, 1998).

Het dynamisch perspectief

Economen zien olie en gasreserves als een aandeel van het totale voorkomen aan fossiele energie in de aardkorst. Het volume van dat aandeel wordt bepaald door kennis en technologie op het gebied van exploratie, evaluatie van voorkomens en de productie en het transport van de olie en het gas en door de bereidheid te investeren in deze activiteiten. Deze bereidheid tot investeren vloeit voort uit het uitzicht op voldoende winsten, gegeven een bepaald kostenniveau en de zekerheid van voldoende vraag op langere termijn.

3 Analytisch kader voor toekomstverkenningen

Het doel van dit rapport is inzicht te verschaffen in de betrouwbaarheid inzake gegevens m.b.t. de toekomstige beschikbaarheid van de fossiele energiebronnen, kolen, olie, gas en uranium. Hoe verloopt de exploratie en winning van deze energiebronnen en wat zijn de consequenties daarvan voor de beschikbaarheid? Deze vraagstelling richt zich primair op de aanbodzijde van de energiemarkt en in het bijzonder de opsporing en de winning; de *up-stream* kant van de sector. Waar nodig wordt ook aandacht besteed aan de *down-stream* segmenten van de energiemarkt en dus ook aan de vraagzijde.

Zoals hieronder aangegeven wordt de beschikbaarheid van de energiedragers, kolen, olie en gas, voor een belangrijk deel bepaald door de structuur van de waardeketen die in fysieke zin de opwaartse stroom van de energiedragers uit de aarde, via transport en conversie naar de eindgebruikers vorm geeft, en in economische zin de beloning voor investeringen door de verschillende partijen in die keten bepaald. Zowel de fysieke als de financieel economische stromen, door de keten worden in grote lijnen bepaald door instituties; regels die vorm krijgen binnen een context van politieke doelstellingen en machtsverhoudingen. Verder zijn ruimtelijke en geofysische patronen en technische karakteristieken van belang.

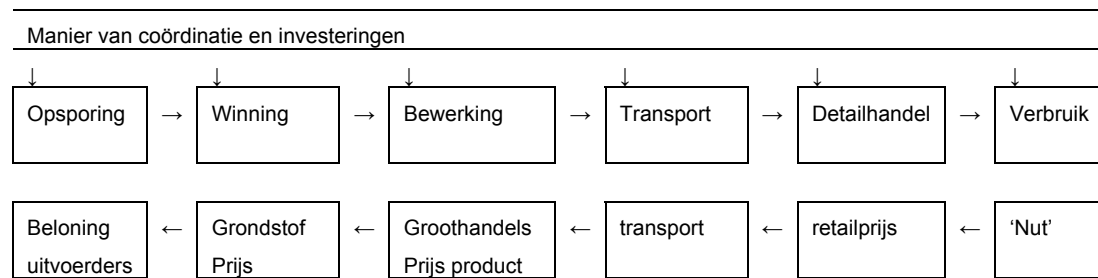
3.1 De waardeketen

Een geschikte manier om een dergelijk systeem weer te geven is de waardeketen. Een waardeketen van een specifieke sector beschrijft de opeenvolgende segmenten in het proces van het winnen, bewerken en verbruiken van de verschillende energievormen. De mate van detail kan variëren per segment, afhankelijk van het doel van de analyse, maar het is van belang dat de onderlinge afhankelijkheid in de ontwikkeling van deze segmenten duidelijk gemaakt kan worden. Tegelijkertijd maakt het gebruik van het concept van de waardeketen het mogelijk om verschillende 'stromen' in een sector te onderscheiden en die met elkaar in verband te brengen.

Eenzijds is dat de fysieke stroom van de fossiele energie, bijvoorbeeld de voorkomen aan ruwe olie, de winning daarvan, het transport, de raffinage en de eindproducten die uiteindelijk in verschillende markten afgezet worden.

Anderzijds bestaat er een parallelle stroom van monetaire transacties tussen de verschillende segmenten. De essentie hierbij is dat er in die verschillende segmenten toegevoegde waarde gecreëerd wordt door fysieke bewerkingen of transport of opslag en uiteindelijk door de verkoop van de 'energieproducten' aan afnemers die bereid zijn een prijs te betalen die gerelateerd is aan het nut dat zij aan de uiteindelijke energiediensten onttelen.

Figuur 11 Waardeketen



Verder zijn de investeringen van belang, die nodig zijn om delen van het systeem in de loop van de tijd aan te passen aan ontwikkelingen in vraag en aanbod. Een belangrijke driver voor deze investeringen is de mate waarin bepaalde actoren profiteren van de toegevoegde waarde die in het systeem gegenereerd is. Dit is niet alleen - of zelfs maar in geringe mate - afhankelijk van de kosten van de verschillende bewerkingsstappen. Ook factoren als marktmacht, schaalvoordelen, innovatie, relatieve efficiëntie verschillen en (geo)politiek zijn in sterke mate bepalend voor de verdeling van de toegevoegde waarde en de impact daarvan op investeringsbeslissingen.

Op termijn is het van belang dat er balans blijft bestaan tussen de verschillende segmenten van de waardeketen, anders ontstaan er bottlenecks en onderbezetting van die segmenten. Dit vereist een hoge mate van afstemming, of coördinatie, in de investeringen in die segmenten. Een belangrijke vraag is hoe deze coördinatie tot stand gebracht wordt. Aan de ene kant kan 'de markt' daar zorg voor dragen, waarbij alle potentiële producenten kijken naar te verwachten winsten die voortvloeien uit schaarste aan producten of diensten, om daar vervolgens (al dan niet) in te investeren.

Aan de andere kant kunnen markten zodanig slecht functioneren, door kleine aantallen producenten, door gebrek aan informatie, hoge investeringskosten en risico's en mogelijkheden tot strategisch gedrag, dat er expliciete coördinatie moet plaatsvinden om investeringen te laten plaatsvinden. Deze coördinatie kan onder auspiciën van de overheid plaatsvinden, door regulering of publiek eigendom, of door private partijen georganiseerd worden, in kartels, vormen van associaties of andere afspraken. Bekende voorbeelden van private kartels zijn het Seven Sisters kartel en OPEC in de olieindustrie.

De structuur van de waardeketen is verschillend voor kolen, olie, gas en uranium. Inzicht in deze specifieke structuren is essentieel om de ontwikkeling van deze systemen te kunnen verklaren en om uitspraken te kunnen doen over hun verdere ontwikkeling. Bovendien is duidelijk dat de structuren van de waardeketens veranderen door ontwikkelingen *binnen* de ketens, zoals de ontwikkeling van technologie, ruimtelijke verschuivingen van activiteiten en schaalaspecten, maar ook door zaken die zich feitelijk *buiten* de keten afspelen. Belangrijke fenomenen zijn hier: economische groei, de interventie van overheden, geopolitiek, wederom technologische ontwikkeling, sociale en ideologische verschuivingen, etc.

De vraag naar energie

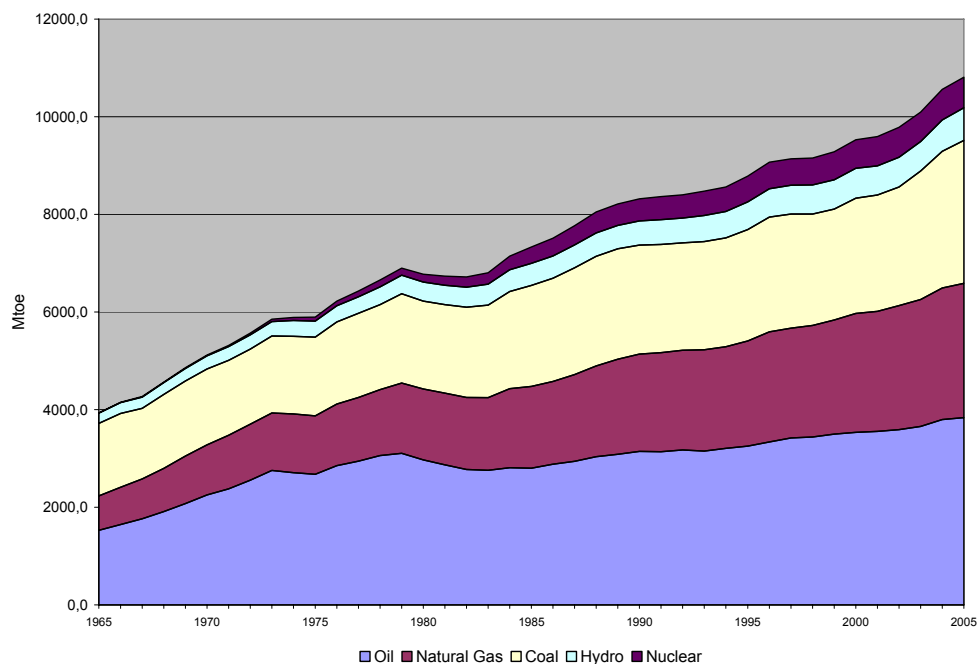
Bij het functioneren van de markten voor energieproducten is het belangrijk om onderscheid te maken tussen de korte en de lange termijn (Zie Tabel 2). Op de langere termijn kunnen er, gestimuleerd via het prijsmechanisme en door technologische en

sociaal-economische ontwikkeling, allerlei aanpassingen plaatsvinden in zowel de vraag als het aanbod. Op korte termijn - minder dan een jaar - zijn veel van de factoren die vraag- en aanbod bepalen statisch van aard, waardoor variaties in vraag en aanbod vooral tot veranderingen in de prijzen en voorraden leiden. Het is vooral op de kortere termijn dat we de effecten vinden van conflicten, speculatieve bewegingen in prijzen en onderbrekingen in het aanbod.

Op de korte termijn leidt een toename van de vraag, bij een gelijkblijvend of dalend aanbod, tot een prijsstijging. Een afname van de vraag of een stijging van het aanbod leiden tot prijsdaling. Deze prijsveranderingen hebben een verschillende mate van invloed op de hoeveelheden producten die door de diverse typen consumenten worden afgenomen; een begrip dat vaak wordt aangeduid met prijselasticiteit van de vraag. Sommige verbruikers, zoals de elektriciteitsproducenten, zijn sterk gevoelig voor prijzen en passen hun verbruik snel aan. Zij kunnen, bijvoorbeeld, onmiddellijk andere energiebronnen, bijvoorbeeld kolen of gas, in kunnen zetten in een portfolio aan opwekkingseenheden, of hebben mogelijkheden voor *dual-firing*, waarbij olie en gas in dezelfde installatie ingezet kunnen worden. Bij andere afnemers worden hun activiteiten zodanig onrendabel bij hogere brandstofkosten dat zij stoppen, of hun activiteiten verplaatsen naar landen met lagere energieprijzen. Weer andere consumenten zijn minder prijsgevoelig en gaan door met verbruiken, ondanks de hogere kosten. Voorbeelden hiervan zijn te vinden in het transport sector, waar geen realistische alternatieven bestaan voor benzine, diesel en LPG. In het theoretische model bieden de verbruikers tegen elkaar op met prijzen die de waarde weerspiegelen die de brandstof voor hen heeft. Uiteindelijk wordt de beschikbare olie verkocht aan die verbruikers die er relatief de hoogste prijzen voor over hebben. Dit complexe spel wordt in de praktijk gespeeld door oliemaatschappijen, handelaren en grootverbruikers. Kleinverbruikers zullen de prijs accepteren en brandstof aanschaffen of toch besluiten minder te consumeren.

Op de langere termijn hebben aanpassingen, enerzijds, het karakter van verschuivingen tussen verschillende soorten olieproducten en andere energiebronnen (zie Figuur 12). Bij een langdurig hoger niveau van de olieprijs zien we een toename van het gebruik van kolen en aardgas en van 'alternatieve' energiebronnen, zoals de wind en de zon. Hierbij wordt olie het eerst vervangen in toepassingen waarbij het minste belang wordt gehecht de specifieke voordelen van olieproducten, namelijk de makkelijke vervoerbaarheid en opslag en de hoge energie-inhoud per eenheid gewicht of volume. De inzet van alternatieven zal gestimuleerd worden door investeringen in onderzoek en ontwikkeling en door de versnelde toepassing. Anderzijds vinden er veranderingen plaats in de energie-intensiteit van activiteiten: bij hoge energieprijzen is het winstgevend om te investeren in de ontwikkeling en toepassing van energiebesparende technologie. Hoge olieprijsen hebben op termijn dus tot gevolg dat er steeds zuiniger met olie wordt omgegaan, waardoor de vraag afneemt. Lage olieprijsen leiden tot een hogere energie-intensiteit en laten het aandeel van olie in de energievoorziening toenemen. Hieruit blijkt dat er een aanzienlijk verschil kan bestaan tussen de korte- en de lange-termijn prijselasticiteit van de energievraag (zie Brookes, 2000, 2004).

Figuur 12 Ontwikkeling inzet energiebronnen 1965-2005



Bron: Berekend op basis van BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

Tabel 2 Vraag en aanbod van energie op de korte en lange termijn.

Vraag naar Energie	Korte termijn factoren van invloed	Aanbod van Energie
<ul style="list-style-type: none"> - Activiteiten (soort, schaal) - Energiedragers - Mogelijkheid tot substitutie - Opslag - Locatie - Weer, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> - Marktstructuur - Prijsvorming en contracten - Variabele kosten - Beleid - Belastingen - Regulering 	<ul style="list-style-type: none"> - Productie (soort, schaal) - Opslag - Transport - Conversie - Locatie - Rampen, oorlog, etc.
Vraag naar Energie	Lange termijn factoren van invloed	Aanbod van Energie
Investerings in: <ul style="list-style-type: none"> - Efficiëntie - Veranderingen in consumptiepatroon - Substitutiemogelijkheden - Opslag - Verplaatsing 	<ul style="list-style-type: none"> - Prijsrisico - Volume risico - Integrale kosten - Technologieontwikkeling - Ideologie, socio- en geopolitieke verhoudingen - Stabiliteit 	<ul style="list-style-type: none"> - Investerings in: - Productie (soort, schaal) - Transport - Opslag - Conversie - Verplaatsing

De prijs is echter niet de enige vraagbepalende factor. In algemene zin wordt de behoefte aan energie bepaald door de omvang van de economie en de structuur ervan. Dit fenomeen wordt aangeduid met de inkomenselasticiteit van de energievraag. Een hoog niveau aan activiteiten gaat meestal gepaard met een grote energievraag. Landbouwgerichte economieën hebben per hoofd van de bevolking vaak een laag inkomen en een relatief laag energiegebruik. In industrialiserende economieën, zoals bijvoorbeeld in Zuid-Oost-Azië en China, stijgen het bruto nationale product en de energiebehoefte meestal in een 1-op-1 verhouding door het energie-intensieve karakter van veel industrietakken. In de postindustriële, dienstengeoriënteerde, eco-

nomie van de meeste OECD-landen groeit de energiebehoefte relatief minder hard dan de economie. Hier wordt de energievraag voor een groot deel bepaald door de omvang van het transport van mensen en goederen en de stijgende vraag naar elektriciteit in huishoudens, door het toenemende bezit van comfortverhogende apparaten, witgoed en communicatiemiddelen. Prijzen voor verschillende energiedragers hebben in deze verhoudingen vooral een sturend effect voor de soort energiedrager die gebruikt wordt. Hier is sprake van de kruisingse elasticiteit, waarbij een verandering in de prijs van een bepaalde energiedrager van invloed is op de vraag naar een andere (Schipper, 1992; Darmstadter, 1977)

Een belangrijke overweging in dit verband is dat verhoging van de energie-efficiëntie van energiedragers en toepassingen niet alleen tot een afname van de energiebehoefte leidt in die specifieke toepassingen, maar ook tot een grotere inzet van die toepassingen. Juist vanwege de energiekostenverlaging neemt de populariteit toe. Dit staat bekend als het zogenaamde *rebound* effect (zie Brookes, 2000, 2004).

3.2 Het aanbod van energie

Aan de vraagkant hebben aanpassingen aan de marktomstandigheden betrekking op veranderingen in het gedrag van miljoenen consumenten en van ontwikkelaars en verkopers van apparaten en installaties. De aanbodkant van de energiemarkt bestaat echter uit een relatief klein aantal kolen, olie, gas en uranium gerelateerde ondernemingen. Voor de toestemming voor het zoeken naar deze delfstoffen en het winnen van de voorkomens zijn deze ondernemingen afhankelijk van de overheden van de staten waar de reserves zich bevinden. Bovendien is in veel landen de winning geheel of gedeeltelijk in eigendom van de staat, zodat de industrie rekening moeten houden met de nationale belangen en de lokale politiek in productielanden.

Op korte termijn zijn de omvang van 'bewezen' energievoorkomens en de beschikbare capaciteit en locatie van de installaties om ze uit de grond te halen en te transporteren een betrekkelijk vast gegeven. Op langere termijn kunnen olie- en gasreserves aangevuld worden door te zoeken naar voorkomens door middel van geologische studies en het bestaan ervan te bewijzen door middel van proefboringen en schattingen van de mogelijke winning en de opbrengsten daarvan. De investeringen die nodig zijn voor deze exploratieactiviteiten en vervolgens voor het uit de grond halen en transporteren van ruwe olie, gas en kolen zijn enorm. Bovendien is er nooit een garantie op succes bij de exploratieboringen; slechts één op de tien boringen is succesvol. Tegelijkertijd moet er een zekerheid aan winstgevende afzet tegenover staan. Dat maakt de winning van energie - het zogenaamde *up-stream* segment - een relatief risicovolle onderneming, waarbij technische, economische, politieke en omgevingsrisico's, een belangrijke invloed hebben. Dat betekent dat de energieindustrie alleen maar investeert in exploratie en winning als daar een grote zekerheid van winstgevende afzet tegenover staat, op het moment dat de winning aanvangt.

Ook voor de down-stream installaties waarmee de 'ruwe' energie, olie, kolen, gas, uranium worden omgezet in de verschillende 'energie producten', zoals benzine, diesel, briketten, gas, elektriciteit, etc., zijn grote investeringen nodig.

In het geval van olie zijn de voornaamste elementen het transport en de opslag van ruwe olie, de raffinaderijen die bij de bron of bij de afzetmarkt kunnen staan, het grootschalige transport van producten naar lokale opslag- en distributiecentra en de distributie naar de verkooppunten, benzinstations en grootverbruikers.



Bij aardgas gaat het om de behandelingsinstallaties die het gas reinigen nadat het gewonnen is. Vervolgens voeren pijpleidingen het gas naar de afzetmarkten waar het eventueel opgeslagen wordt in een ondergrondse gasopslag, waarna het door de lokale distributienetten naar de verbruikers gevoerd wordt. Alternatief is het transport van aardgas dat onder hoge druk en lage temperatuur vloeibaar gemaakt bij de bron, om als *Liquefied Natural Gas* (LNG) vervolgens met tankers naar de afzetmarkt getransporteerd te worden, waar het weer gasvorming gemaakt wordt.

In het geval van kolen gaat het om de reiniging en de bewerking van de ruwe kool tot een bruikbare vorm. Vervolgens vormen het grootschalige transport per tanker of trein naar de afzetmarkt, de grootschalige opslag en uiteindelijk de lokale opslag en distributie de belangrijkste stappen in de keten.

Ook uranium doorloopt een complex transformatieproces nadat het gewonnen is en voordat het in een kerncentrale ingezet wordt.

Duidelijk is dat deze ketens hoge investeringen vergen en een lange bouwtijd kennen. Het aantal locaties waar grootschalige olie- en kolenhavens gevestigd kunnen worden is beperkt, vanwege de diepgang van de tankers en de omvang van de complexen. Ook is het in de Westerse wereld steeds moeilijker om milieuvergunningen en bedrijfsterreinen te verkrijgen voor dit soort activiteiten en spelen veiligheidsafwegingen een steeds grotere rol.

Het aanleggen van gaspijpleidingen is een complex proces, waarbij recht van overpad bij grondeigenaren geregeld moet worden, vergunningen van transit-landen onderhandeld moeten worden en de passage van rivieren en bergketens een grote barrière kan vormen.

Ook lokaal is de vestiging van opslag-, productie- en distributieactiviteiten voor de producten ingewikkeld en duur. Doorgaans geldt dan ook dat ondernemingen in de energiesector op de korte termijn slechts kunnen beslissen over de inzet van de bestaande, beschikbare capaciteit. Uitbreiding kost tijd en kapitaal en zal pas plaatsvinden als daar een zekerheid van winstgevendende afzettegenover staat.

Aanpassing van de productie aan een dalende vraag verloopt ook niet geleidelijk. In algemene zin blijven energieondernemingen produceren zolang de opbrengsten groter zijn dan de variabele kosten van de noodzakelijke processen. De vaste kosten van de investeringen voor het zoeken naar delfstoffen en voor het aanleggen van de winnings- en verwerkingsinstallaties en de transport- en opslaginfrastructuur zijn zogenaamde verzonken kosten. Deze kosten zijn aangegaan en betaald en worden daarom niet meer in beschouwing genomen bij beslissingen over de inzet van bestaande capaciteit. Ondanks het feit dat de totale kosten van de individuele producenten niet meer gedekt worden door de lage prijzen, gaan ze dus toch door met produceren. Naarmate het aandeel vaste kosten in een proces hoger is zal dit effect sterker zijn. In de kolenindustrie, waar arbeidskosten van veel groter belang zijn, is een grotere neiging tot capaciteitsaanpassing.

Aan de andere kant hebben een sterke vraag en hoge prijzen ook niet onmiddellijk effect vanwege de lange constructietijden en onzekerheden in hoeverre die situatie blijft voortbestaan op de langere termijn. Er is dus sprake van een vertraagde reactie van vraag en aanbod op de prijs voor olie, gas en in mindere mate kolen. Economen stellen dan dat er sprake is van marktfalen; prijssignalen zijn geen betrouwbare indicatie voor vraag en aanbod verhoudingen (zie Eden, 1992; Frankel, 1976).

Hoewel de energiebedrijven in een situatie van overaanbod beter af zouden zijn als ze allemaal iets minder zouden produceren tegen hogere prijzen, houden ze het overaanbod en de lage prijzen zelf in stand door voluit te blijven produceren. Het is

namelijk zo dat de bedrijven die wél zouden besluiten minder te produceren een daling in inkomsten zullen ondervinden, maar dat de concurrentie grotendeels de vruchten plukt door de prijsstijging als gevolg van de aanbodvermindering. Bovendien hebben ondernemingen verschillende kostenstructuren, zodat ze niet allemaal op dezelfde manier reageren. In een situatie waarin alle aanbieders erin slagen afspraken te maken loont het voor individuele aanbieders om de samenwerking te ontduiden en (stiekem) meer te produceren, te raffineren of te verkopen. Zoals hieronder duidelijk zal worden ligt deze situatie ten grondslag aan het functioneren van OPEC op de oliemarkt. Daarvoor, tussen 1927 en eind jaren '50, werd de markt 'geordend', ofwel gedomieerd door het kartel van de 'Seven Sisters'. Ook zijn er vele vormen van marktordening bekend in de kolensector, waarbij zowel de industrie als overheden betrokken zijn. In de gasindustrie zijn langetermijn contracten en overheidsbetrokkenheid belangrijke sturende factoren geweest. Ook de uraniumsector kenmerkt zich door vele vormen van monopolie en overheidsingrijpen.

Op de langere termijn zijn de omvang van energiereserves, winningsinstallaties en transport- en distributiesystemen wél variabel. In situaties van een aanhoudend, structureel sterke vraag naar energie en de daarmee samenhangende hoge prijzen zullen bedrijven gaan investeren in het zoeken naar nieuwe voorkomens, in het aanleggen van productiefaciliteiten en in het uitbreiden van de *downstream* keten. Ook neerwaartse aanpassingen zijn mogelijk, maar wel minder voor de hand liggend, vanwege de lange levensduur en hoge sluitingskosten van installaties. Olie- en gasbronnen worden pas afgesloten als de variabele kosten om de olie eruit te halen voor langere tijd hoger worden dan de opbrengst. Raffinaderijen worden regelmatig voor een laag bedrag verkocht aan nieuwe eigenaars die de installaties meestal niet uit productie nemen, maar tegen lage kosten door blijven produceren.

In de kolenwinning hebben capaciteitsaanpassingen grote werkgelegenheidseffecten. Hier spelen de sociale consequenties een belangrijke rol, die tot gevolg hebben dat overheden over gaan tot subsidiëring, het in eigendom nemen van mijnen, of het garanderen van afzet aan de lokale (elektriciteit)industrie.

Bovenstaande relaties hebben tot gevolg gehad dat de energiemarkt altijd in beweging is geweest (zie Clarke, 1990; Yergin, 1991; Bohi, Toman, 1996). Afhankelijk van interne en externe ontwikkelingen ontstonden er nieuwe situaties, met specifieke consequenties voor de verhoudingen in de verschillende segmenten van de waardeketen. Een analyse van de veranderingen in verschillende perioden is opgenomen in sectie B. Deze is illustratief voor de afhankelijkheden in de energie- en oliemarkt en draagt bij aan een beter begrip van de huidige situatie en de mogelijke ontwikkelingen in de toekomst.

Sectie B Dynamische analyses

Sectie B bevat de resultaten van de toepassing van het analytische kader op de problematiek.

In sectie A is de problematiek geschetst en de stand van zaken aangegeven met betrekking tot het gebruik van kolen, olie, gas en uranium. Ook zijn enkele verwachtingsbeelden geschetst voor de komende jaren en is het analytische kader voor het verdere onderzoek beschreven.

In deze sectie B wordt het analytische kader benut om via een dynamische analyse van de waardeketen, gebaseerd op de ontwikkelingen in de afgelopen decennia, uitspraken te doen over de drijvende krachten achter de ontwikkelingen aan de upstreamzijde van de energiemarkt.

4 Dynamische analyse van de waardeketen voor kolen

De historische ontwikkeling rond de markt van steenkool vormt zo ongeveer het beste bewijs dat de problematiek van de voorzieningszekerheid niet recent is opgekomen.

Het garanderen van een ononderbroken voorziening van kolen en staal was het belangrijkste doel van de oprichting van de Europese Gemeenschap voor Kolen en Staal in 1951/52. Deze EGKS was de eerste van de Europese Gemeenschappen en heeft de weg gebaand voor verdere Europese integratie.

Het belang van kolen voor de energievoorziening was op het moment van de oprichting van de EGKS groot. Dat dit belang in de afgelopen vijftig jaar duidelijk is gedaald blijkt uit het feit dat de EGKS in 2002, toen de overeenkomst afliep, niet is verlengd. De economische waarde van zowel kolen als staal, maar vooral die van kolen, was sterk verminderd.

De geologische omstandigheden waaronder in Europa steenkool wordt gewonnen zijn relatief moeilijk. In combinatie met de kosten die verbonden zijn aan de in de Europese Unie gehanteerde normen voor sociale voorzieningen liepen de productiekosten op tot viermaal de prijs van steenkool op de internationale markt.

Voor België was steenkool de enige conventionele fossiele energiedrager met een voorkomen van enige betekenis in eigen bodem. Net als in verschillende andere West-Europese landen is hier echter besloten de steenkolenmijnen te sluiten in de zeventiger en tachtiger jaren van de vorige eeuw.

Inmiddels nemen zowel het strategische belang als de economische waarde van kolen weer toe, vanwege de grote omvang van de voorkomens en de – in geopolitiek opzicht – relatief gunstige geografische spreiding hiervan.

De uitbreiding van de Europese Unie met nieuwe lidstaten (Polen, Tsjechische Republiek en in de toekomst Roemenië) heeft grote reserves aan steenkool en steenkoolindustrie binnen de grenzen van de Unie gebracht. Vooralsnog ontbreekt het ook deze industrie aan concurrentievermogen op de internationale markt.

4.1 De kolenwaardeketen

De kolenmarkt is een wereldmarkt, die is opgebouwd uit een aantal met elkaar verbonden regionale markten voor de diverse soorten kolen. Voorin de waardeketen bevinden zich de *up-stream* activiteiten; het zoeken naar en uit de grond halen van kolen. Achteraan in de keten bevindt zich de verkoop van de verschillende typen kolen; het *down-stream* segment. Voor de typen kolen met een lage calorische waarde zitten de kop en de staart van de keten zeer dicht opeen. Transport van deze typen kolen zou te veel kosten en deze worden dan ook direct bij de plaats van winning benut voor bijvoorbeeld elektriciteitsopwekking, cementproductie en andere industriële

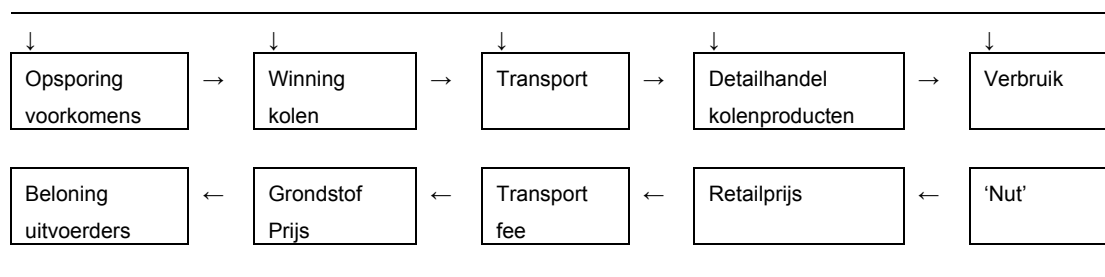
le doeleinden. De typen kolen die een hogere calorische waarde hebben worden getransporteerd over de gehele wereld, veelal per schip.

De *up-stream* activiteiten beslaan een heel traject dat weer in een aantal fasen kan worden opgedeeld. De eerste fase omvat het geologische onderzoek van aardlagen naar aanwijzingen voor kolenvoorkomens. Afhankelijk van de geologische processen die in de afgelopen honderdduizenden tot miljoenen jaren hebben plaatsgevonden worden kolen nu op een aantal plaatsen aangetroffen aan het aardoppervlak en op andere plaatsen op diepten die oplopen tot enkele kilometers.

Het onderzoek aan de aardlagen vindt plaats aan de hand van de analyse van geologische data en door bodemonderzoek. Daarop volgt het analyseren van de voorkomens en het beoordelen van de mogelijkheden om tot productie over te gaan aan de hand van exploratieboringen. Als dat oordeel positief uitvalt, dienen er mijnen en andere faciliteiten aangelegd te worden.

Figuur 13 geeft een overzicht van de waardeketen voor de kolenmarkt, van de opsporing van voorkomens tot het eindverbruik.

Figuur 13 Waardeketen kolenmarkt



Bij de laag-calorische kolen vinden de *up-* en *downstream* activiteiten in het productieproces veelal plaats op dezelfde geografische locatie aangezien transport van deze kolen te kostenintensief zou zijn. De kolen worden in de directe omgeving van de mijn benut, zodat de transportstap in Figuur 13 ontbreekt. De hoog-calorische kolen worden over grote afstanden getransporteerd naar de consumentenmarkten. De *up-* en *downstream* activiteiten zijn hier veelal volledig ontkoppeld.

4.2 De organisatie van de kolenmarkt

In de kolenmarkt is er vooral sprake van *niet-geïntegreerde*, vaak regionaal opererende, ondernemingen die zich in specifieke onderdelen van het proces specialiseren, bijvoorbeeld in de exploratie en productie van de kolen of in het transport. Met name aan de productiezijde zijn dit vooral staatsondernemingen. Voor specifieke winnings- en transportactiviteiten worden lokale samenwerkingsverbanden gesloten.

In de meeste landen met kolenvoorkomens werd en wordt de exploratie van overheidswege georganiseerd. In verschillende landen, zoals Venezuela, Colombia, Australië en Zuid-Afrika, zijn de exploratie en exploitatie in handen gegeven van particuliere bedrijven. De overheid heeft dan wel een rol bij het in concessie geven van

de kolenlagen. In Tabel 3 is aangegeven welke partijen in belangrijke kolenlanden de exploratie en exploitatie verrichten en wat de eigendomsverhoudingen zijn. Tevens is kort aangegeven hoe in die landen de prijs van kolen wordt bepaald.

Tabel 3 Eigendomsverhoudingen in de belangrijke kolenproducerende landen (PWC, 2006)

	Eigendomsverhoudingen Kolenindustrie	Exploratie	Opmerkingen
Duitsland	Winning door private bedrijven, overheid gecontroleerd	Vindt niet meer plaats	Hard coal winning wordt sterk gesubsidieerd
Griekenland	Winning is in handen van het staatsbedrijf PPC	Vindt niet meer plaats	De prijs voor kolen wordt vastgesteld door PPC
Spanje	Het belang van de publieke sector is nu 20% en neemt verder af	Vindt niet meer plaats	Vrije marktprijs
Turkije	90% van de kolenwinning wordt gecontroleerd door het staatsbedrijf	Door staat	Het staatsbedrijf bepaalt de prijs
UK	Vanaf 1994 is de mijnbouw verkocht aan private ondernemingen, overheid gecontroleerd	Vindt niet meer plaats	Vrije marktprijs
Polen	De mijnen zijn eigendom van 7 door de staat gecontroleerde bedrijven	Nauwelijks	Vrije marktprijs
Rusland	Onder leiding van de door de staat opgerichte Coal Committee wordt de kolenindustrie momenteel geherstructureerd en geprivatiseerd	Door staat	Vrije marktprijs
Oekraïne	Hervorming vindt plaats. Een deel is nu in private handen	Door staat	De industrie is hopeloos verouderd: financiële injecties van de wereld bank
Zuid-Afrika	Industrie is in private handen, deels van origine Zuid Afrikaans, overheid gecontroleerd	Door private bedrijven	Vrije marktprijs
Australië	Industrie is in private handen. De staat bezit reserves	Door private bedrijven	Vrije marktprijs
China	Mijnen zijn eigendom van de centrale overheid, maar buitenlandse investeringen worden verwelkomd	Door staat	De prijs wordt door de staat gecontroleerd
India	De mijnbouw is voornamelijk in staatshanden. Begonnen is met de privatisering van de industrie	Door staat	Subsidies worden afgebouwd, verder vrije marktprijs
VS	De federale overheid bezit een belangrijk deel van de voorraden. De afzonderlijke staten verlenen concessies aan private bedrijven	Door private bedrijven	Vrije marktprijs

De grootste internationaal opererende bedrijven en exporteurs van hoog-calorische kolen (hard coal) in de wereld zijn vermeld in Tabel 4. Hierbij kan worden opgemerkt dan ten opzichte van de totale export van hard coal wereldwijd geen enkel bedrijf meer dan 10% van de totale export in handen heeft.

Tabel 4 Grootste exporteurs van hard coal (AME outlook)

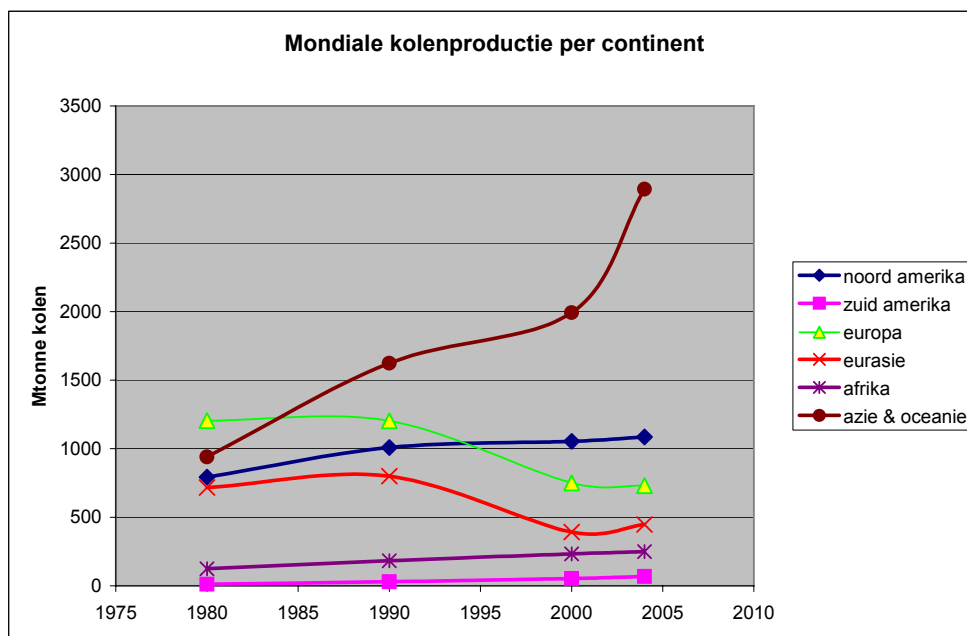
	Productielanden (productie omvang in Mton)	Export in Mton/jaar (gegevens 2003)
Xtrata	Australië (54), Zuid-Afrika (16)	35
BHP Billiton	Australië (10), Zuid-Afrika (54), Colombia, Indonesië, VS (14)	34,5
Anglo American	Australië (26), Zuid-Afrika (57), Zuid-Amerika (10)	30,5
PT Bumi resources	Indonesië (exporteert vrijwel alleen naar de regio)	27
Shenhua	China (exporteert vrijwel alleen naar de regio)	25
Rio Tinto	Australië, VS	20

4.3 Kolenprijzen; vraag en aanbod

Aan de hand van de vraag- en aanbodverhoudingen voor de diverse soorten kolen komen de marktprijzen tot stand. Analyse van de historische prijsontwikkeling laat zien dat kolenprijzen met een zekere vertraging structurele veranderingen in olieprijsen volgen. Verder speelt de verhouding van de wisselkoers tussen Euro en dollar een belangrijke rol voor de kolenprijs in Europa. De prijs van steenkool op de internationale markt vertoont daarbij een grote stabiliteit ten opzichte van de andere energiedragers.

Figuur 14 toont de ontwikkeling van kolenproductie vanaf 1980 per continent gegeven. Van 1960 tot 1980 was er sprake van een geleidelijke daling van de productie in West-Europa en een geleidelijke stijging in andere continenten. Vanaf 1970 begon de productie in Azië al sterk te stijgen.

Figuur 14 Mondiale kolenproductie per continent



Uit dit figuur blijkt verder dat de productie in Azië en Oceanië (China, India en Australië) zeer sterk is gestegen. Vanaf 2000 is de productie zelfs met bijna 50% toegenomen. In Europa en Eurazië is de productie gedaald. In Europa zijn vooral in Oost-Europa (met name in Oost-Duitsland) na de val van de 'muur' veel mijnen gesloten. Ook in Eurazië (vroegere Sovjet-Unie) is de productie na de val van de muur ingestort. De laatste jaren is er weer sprake van herstel.

In Tabel 5 zijn de belangrijkste productielanden van kolen opgenomen.

Tabel 5 Belangrijkste productielanden van kolen (106 ton) cijfers 1999 (World Energy Council), tussen { } cijfers voor 2004 van het World Coal institute

	Bituminous		Subbituminous		Lignite	
	Productie	Consumptie	Productie	Consumptie	Productie	Consumptie
Zuid-Afrika	224 {230}	153 {170}				
Canada	37	24	24	27	12	10
Verenigde Staten	568 {950}	521 {900}	352	350	77	77
Columbia	33	4				
China	985 {1950}	1.035 {1950}			45	45
India	292 {390}	308 {410}			22	22
Indonesië	71 {120}	17				
Kazachstan	56 {80}	42			2	2
Noord Korea	60	62 {80}	22	22		
Duitsland	41	65 {70}			161	163
Polen	110	89 {100}			61	61
Russische federatie	166 {230}	154 {170}			83	83
Oekraïne	34 {70}	62	46		1	1
Verenigd Koninkrijk	37	56				
Australië	222 {250}	45	16	18	66	66
Overige landen	75	456	78	105	265	265
TOTAAL Wereld	3.011	3.093	538	522	795	795

Cijfers van de World Energy Council voor 1999 en het World Coal Institute voor 2004 geven aan dat vooral in China de Verenigde Staten en India de consumptie van kolen vanaf 1999 zeer sterk is gestegen. Door de toename van de consumptie in deze landen lag in 2004 de consumptie op 4.600 Mton. Het World Coal Institute verwacht dat de totale productie in 2030 op ongeveer 7.000 Mton zal liggen.

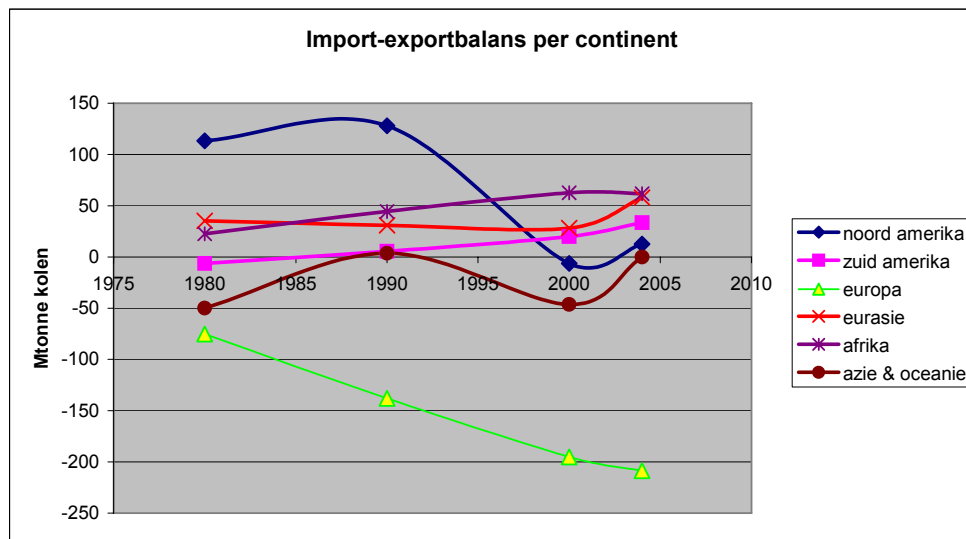
Uit de tabel komt naar voren dat wat import en export betreft het vrijwel uitsluitend gaat om bituminous coal. Lignite en subbituminous coal worden vrijwel volledig in het land van winning gebruikt. Dit komt doordat transport in verband met het relatieve hoge vochtgehalte relatief duur is. Tevens heeft bruinkool de neiging tot zelfontbranding hetgeen bij het transport risico's oplevert.

De import- en exportstromen van bituminous coal zijn relatief gering ten opzichte van de totale productie en consumptie van steenkool. Volgens het World Coal Institute werd in 2003 totaal 718 Mton (755 Mton in 2004) internationaal aan kolen verhandeld, wat 18% was van de consumptie in 2003 (16% in 2004). Grote productielanden als China, Verenigde Staten en India exporteren een zeer geringe hoeveelheid van hun productie. China, Indonesië en India exporteren vrijwel niet naar Europa maar naar Japan en andere landen in de regio. De VS exporteren ook naar Europa. De consumptie

vindt vrijwel volledig plaats in de thuismarkt. Door de sterke economische groei van China neemt de export vanuit China af.

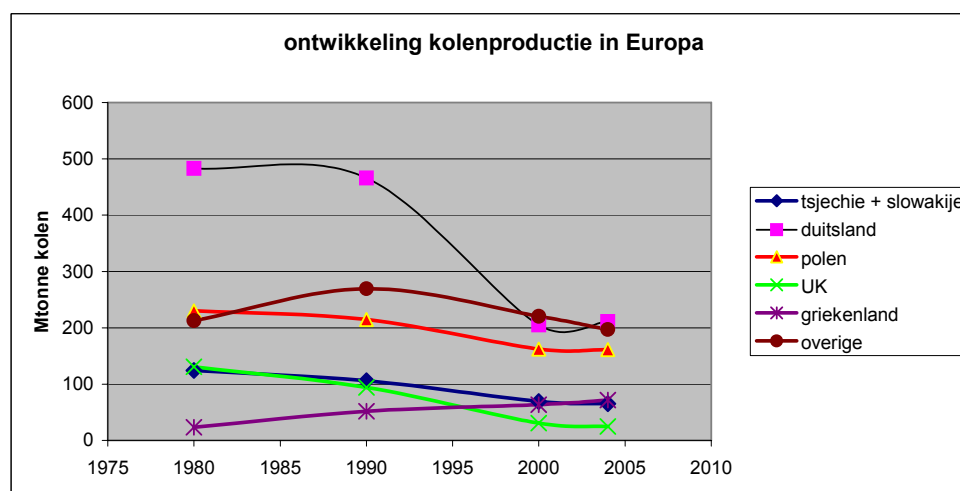
Figuur 15 toont de import/exportbalans vanaf 1980 per continent. In de zestiger jaren van de vorige eeuw was de handel vooral tussen de vroegere Sovjet-Unie en Europa, tussen de VS en Europa en de VS en Japan. In de 70-er jaren werden Taiwan en Zuid-Korea belangrijke importerende landen.

Figuur 15 Import - exportbalans per continent vanaf 1980



In Figuur 16 is de ontwikkeling van de kolenproductie vanaf 1980 in de belangrijkste Europese kolenproducerende landen gegeven. In de jaren voorafgaand aan 1980 zijn in verschillende West-Europese landen, zoals België, Frankrijk, UK, Nederland en West-Duitsland vele mijnen gesloten.

Figuur 16 Ontwikkeling kolenproductie in Europa vanaf 1980



Bron: Int. Energy Annual 2004 of Energy Information Administration.

Uit deze figuur blijkt dat de kolenproductie in alle Europese landen (behalve in Griekenland) vanaf 1980 is afgenomen. In Duitsland is de afname het sterkst door de sluiting van veel mijnen in Oost-Duitsland in de jaren na de hereniging. Verwacht wordt dat de productie in Europa verder zal afnemen doordat de subsidies in landen als Duitsland en Spanje zullen worden afgebouwd. Als gevolg daarvan zullen onrendabele mijnen worden gesloten. Door de verdere herstructurering van de mijnbouw in Polen zal de productie daar verder afnemen. Europa importeert reeds een belangrijk deel van haar kolen (hard coal) en deze import zal in de komende jaren nog verder toenemen.

Tabel 6 geeft een overzicht van de structuurkenmerken, instituties e.d. in de kolenmarkt, op de wijze zoals die ook voor de andere dragers in dit rapport in beeld wordt gebracht.

Tabel 6 Overzicht van de internationale kolenmarkt

De internationale kolenmarkt		
	Afgelopen decennia	Heden en toekomst
Structuur Markt/eigendom	Niet-geïntegreerde en regionaal opererende bedrijven. In de meeste landen staatsbedrijven	Niet-geïntegreerde en regionaal opererende bedrijven. In de meeste landen staatsbedrijven
Pricing / Contracts	Open prijsvorming op een wereldmarkt voor hoog-calorische kolen	Open prijsvorming op een wereldmarkt voor hoog-calorische kolen
Instituties	EGKS tot 2002 OECD	OECD
Politieke issues	Werkgelegenheid in eigen regio	Duurzaamheidsaspecten van de kolenwinning
Productie-locatie	Europa, Azië, VS en Canada	Azië, Oceanië, VS, Canada, Europa en Afrika
Rol van kolen in energie markt	Toepassing in elektriciteits-productie, industrie en huishoudens	Met name toepassing in elektriciteitsproductie en in de industrie
Origine aanvoer naar VS, EU en Japan	VS: Intern EU: Intern, Rusland, Zuid-Afrika, Australië Japan: Indonesië en Filippijnen	VS: Intern EU: Rusland, Zuid-Afrika, Australië Japan: Indonesië en India
Technologie	Open en gesloten mijnbouw	Open en gesloten mijnbouw Coal to liquids
Vraag Aanbod Capaciteit	Daling vraag. Daling aanbod	Groei vraag Groei aanbod Groei reserves

4.4 Conclusie met betrekking tot de kolenmarkt

Uit dit hoofdstuk kunnen de volgende conclusies worden getrokken met betrekking tot de huidige situatie en de ontwikkelingen op de kolenmarkt:

- De economische waarde van kolen is de afgelopen decennia sterk verminderd.
- De geologische omstandigheden waaronder in Europa steenkool wordt gewonnen zijn relatief moeilijk en de in Europa gehanteerde normen voor sociale voorzieningen zijn strikt in vergelijking met andere delen van de wereld.
- Inmiddels nemen zowel het strategische belang als de economische waarde van kolen weer toe. Dit zowel vanwege de grote omvang van de voorkomens als

vanwege de – in geopolitiek opzicht – relatief gunstige geografische spreiding hiervan.

- Laag-calorische kolen worden in de directe omgeving van de mijn benut. Alleen de hoog-calorische kolen worden over grote afstanden getransporteerd naar de consumentenmarkten. De *up-* en *downstream* activiteiten zijn dan veelal volledig ontkoppeld.
- De internationale handel in kolen is gering (minder dan 20%) ten opzichte van de totale productie en consumptie van steenkool.
- De grootste internationaal opererende bedrijven en exporteurs van hoog-calorische kolen hebben geen van allen meer dan 10% van de totale internationale handel in kolen in handen.
- De marktprijzen komen tot stand aan de hand van de vraag- en aanbodverhoudingen voor de diverse soorten kolen. De kolenprijzen volgen daarbij met een zekere vertraging structurele veranderingen in de olieprijs, maar de prijs van steenkool op de internationale markt kent daarbij een grote stabiliteit, zeker in vergelijking met de andere energiedragers.

5 Dynamische analyse van de waardeketen voor olie

Sinds het begin van de 21^{ste} eeuw zijn de prijzen van ruwe olie en olieproducten regelmatig voorspellingen. Na een decennium van relatieve rust op de oliemarkt begon de olieprijs in maart 1999 aan een stijging die zich even leek te stabiliseren, op een niveau van rond de 30 dollar per vat. Vanaf begin 2004 steeg olieprijs echter verder tot een niveau rond de 90 dollar in 2007.

De prijsverhogingen voor belangrijke brandstoffen als benzine, dieselolie en kerosine leiden tot onrust bij de verbruikers. Voorspellingen over groei van de wereldeconomie werden naar beneden bijgesteld. Er worden discussies gevoerd over de oorzaken van de hoge olieprijs, waarbij een drietal visies in het oog springen (zie ook Stevens, 2005; Bielecki, 2000).

De eerste lijn van argumentatie verklaart de huidige situatie aan de hand van investeringscycli, waarbij achterblijvende investeringen in periodes van lage olieprijs tot gevolg hebben dat er geen nieuwe productie- en raffinagecapaciteit gebouwd wordt, wat tot een tijdelijke schaarste leidt, waardoor de prijzen stijgen. Dit is een signaal voor nieuwe investeringen die een vergroting van de productiecapaciteit mogelijk maken, wat een daling van prijzen tot gevolg heeft. Belangrijk aspect hierbij is de vertraging in het besluit nieuwe investeringen te gaan doen. Deze vertraging lijkt samen te hangen met de uitzichten op een stabiele hogere olieprijs in de toekomst. In het verleden is geconstateerd dat hierbij gedacht moet worden aan een periode van een jaar of drie voordat nieuwe capaciteit beschikbaar komt om reeds bekende reserves te produceren, terwijl het zoeken en productief maken van nieuwe reserves na een jaar of zes vruchten begint af te werpen.

De tweede lijn lijkt in zekere zin op de eerste, maar stelt dat de wereld door een aantal fundamentele veranderingen, waaronder de toegenomen afhankelijkheid van olie uit OPEC-lidstaten, de veranderde positie van de multinationale oliemaatschappijen en de stijgende vraag in een structureel andere balans tussen vraag, aanbod en capaciteitsbezetting terecht gekomen is. Additionele factoren hierbij zijn de onzekerheden voortvloeiende uit veranderende geopolitieke verhoudingen (Correljé, Van der Linde, 2006; Helm, 2002, 2005) en sociaal-politieke spanningen binnen producerende landen die de olieprijs van rond de \$ 20 per vat structureel op een hoger niveau gebracht heeft van \$ 40-60.

De derde lijn, *Peak oil*, gaat uit van de gedachte dat er langzamerhand een einde komt aan de mogelijkheden van de olieindustrie om voldoende olie te produceren om aan de vraag te voldoen. De in omvang belangrijkste voorkomens worden geacht inmiddels ontdekt en in productie genomen te zijn. Toevoegingen aan het productiepotentieel zullen daarom kleiner van omvang, een kleinere capaciteit hebben en duurder zijn, waardoor het steeds moeilijker is om aan de steeds verder stijgende vraag te voldoen. Deze lijn gaat er vanuit dat de olieproductie - bijna - zijn hoogtepunt heeft bereikt en daarna alleen nog af kan nemen. Sommigen zien duurzame

energiebronnen dan de rol van olie innemen. Pessimisten voorzien echter een ineenstorting van de wereldeconomie en felle een strijd om de nog beschikbare fossiele energie bronnen (Klare, 2001).

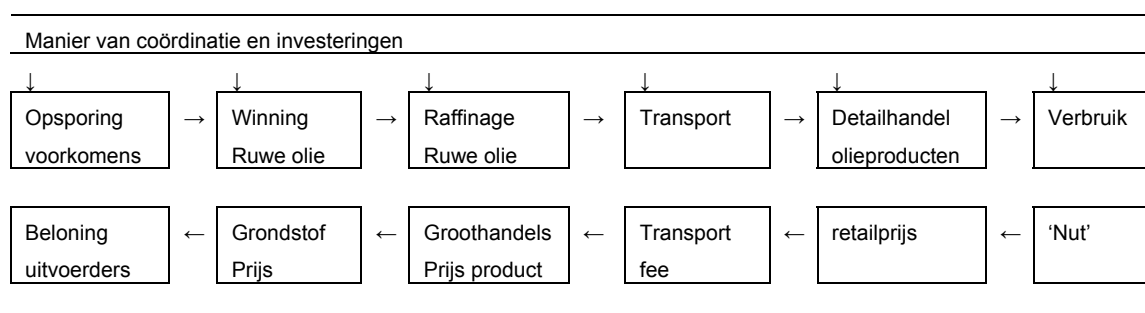
5.1 De oliewaardeketen

Dit hoofdstuk schetst een overzicht van de ontwikkeling van de internationale oliemarkt. Het zal in grote lijnen aangeven hoe deze markt in elkaar zit en uitleggen welke structurele veranderingen er plaats gevonden hebben. Aan de hand van deze structuurveranderingen kan vervolgens aangegeven wat de consequenties daarvan geweest zijn voor de winning, het aanbod en de prijsvorming van ruwe olie en olieproducten.

De huidige oliemarkt bestaat in feite uit een aantal met elkaar verbonden (deels regionale) markten voor de diverse soorten ruwe olie en voor verschillende olieproducten, zoals benzine, dieselolie, huisbrandolie, kerosine, etc. Binnen de waardeketen vormen deze markten de aansluitingen tussen verschillende onderdelen van het productieproces in de olie-industrie. Bovenin de zogenaamde *verticale bedrijfskolom* bevinden zich de *up-stream* activiteiten; het zoeken en uit de grond halen van ruwe olie. Onderin vinden we de raffinage van de ruwe olie en de verkoop van de verschillende producten; het *down-stream* segment.

De *up-stream* activiteiten beslaan een heel traject dat weer in een aantal fasen kan worden opgedeeld. De eerste fase omvat het geologische onderzoek van aardlagen naar aanwijzingen voor olie en/of gasvoorkomens. Deels vindt dit onderzoek plaats aan de hand van de analyse van geologische data, die ofwel reeds beschikbaar zijn of vergaard moeten worden door middel van bodemonderzoek. Deze fase wordt gevolgd door het vaststellen en analyseren van die voorkomens en het beoordelen van de mogelijkheden om tot productie over te gaan aan de hand van exploratieboringen. Als dat oordeel positief uitvalt, dienen er productieputten geboord te worden en andere faciliteiten aangelegd te worden, om bijvoorbeeld olie en gas te scheiden.

Figuur 17 Waardeketen oliemarkt



Het volgende traject bestaat uit het transport van de ruwe olie en het gas naar de consumentenmarkten. Er moet een transportsysteem aangelegd te worden om de olie naar de tankerterminals of naar lokale raffinaderijen te vervoeren. Tijdens het raffinageproces wordt de ruwe olie als het ware opgesplitst in een groot aantal verschillende producten, waaronder lichte brandstoffen als LPG en andere gassen, ben-

zine en diesel- of huisbrandolie, kerosine en zware stookolie. Ook worden er allerlei stoffen geproduceerd die als halffabrikaat in de petrochemische industrie gebruikt worden, om bijvoorbeeld smeermiddelen, verf, plastics en geneesmiddelen te maken. Autobrandstoffen als benzine, diesel of LPG worden met tankwagens naar benzinepompen gebracht. Andere producten worden in depots opgeslagen en daarna op verzoek bij klanten afgeleverd.

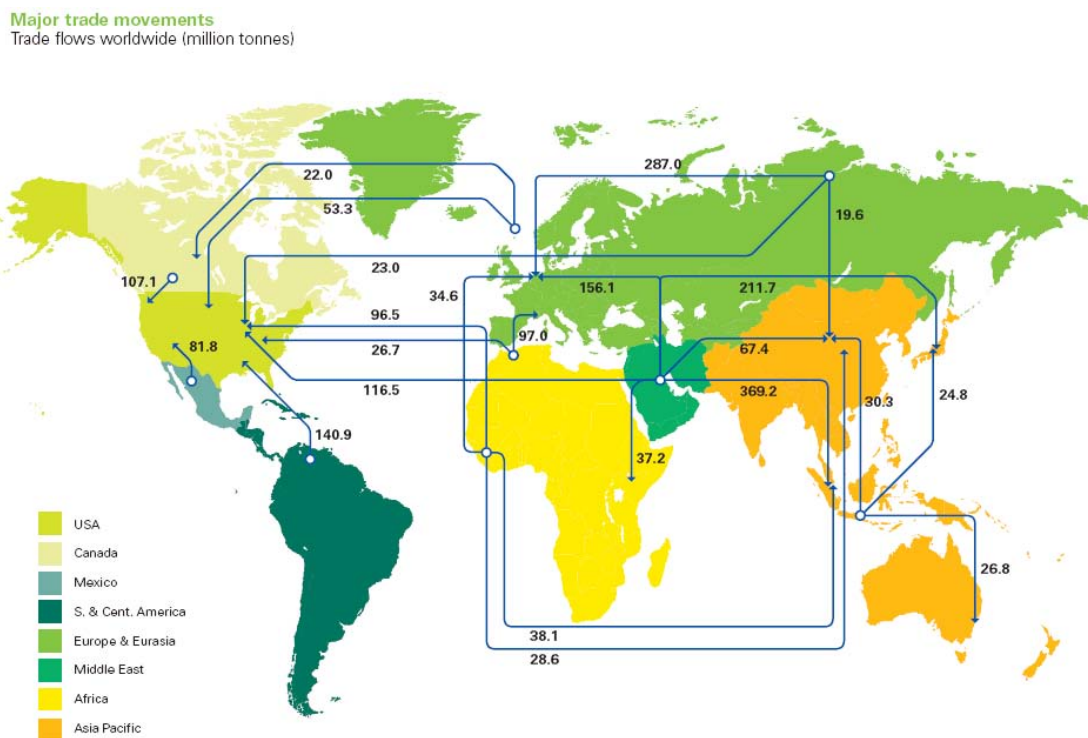
De verschillende *up-* en *downstream* activiteiten in het productieproces kunnen binnen hetzelfde bedrijf worden uitgevoerd. Voorbeelden van dergelijke *geïntegreerde* oliemaatschappijen die wereldwijd actief zijn in de hele bedrijfskolom, zijn Shell, Exxon-Mobil, BP, Total, Repsol en Texaco-Chevron; ook wel genoemd de *majors*. Ondanks hun grote 'zichtbaarheid', in de publiciteit, langs de snelwegen en op de beurs, controleren de majors maar ongeveer 14% van de totale bewezen reserves voor olie en gas in landen zonder staatsoliemaatschappijen en 11% in landen met staatsoliemaatschappijen. 58% van de reserves wordt gecontroleerd door staatsoliemaatschappijen zonder significante betrokkenheid van private maatschappijen. Ongeveer 14% van de reserves is in handen van Russische bedrijven, waarbij er enige onzekerheid bestaat over de status (Marcel, 2006: 1).

Daarnaast bestaat er een groot aantal *niet-geïntegreerde*, vaak regionaal opererende, ondernemingen die zich in specifieke onderdelen van het proces specialiseren, bijvoorbeeld in de exploratie en productie van ruwe olie en gas, in de raffinage, en in de verkoop van olieproducten en gas in de groot- en/of detailhandel. Deels zijn dit de staatsondernemingen van de olie-exporterende landen, bijvoorbeeld Saudi Aramco, de National Iranian Oil Company (NIOC) en Petróleos Mexicanos, maar ook bijvoorbeeld Gazprom, uit Rusland.

Tussen de *niet-geïntegreerde* bedrijven, maar ook tussen hen en de *majors* en tussen de *majors* onderling, worden ruwe olie, halffabrikaten en allerlei olieproducten verhandeld. Wat door het ene bedrijf geproduceerd wordt is grondstof of handelswaar voor andere bedrijven in de keten. Ook de *majors* nemen deel aan deze handel, omdat er vrijwel nooit sprake is van een volledige balans tussen hun eigen productie en hun behoefte aan ruwe olie en/of producten in de verschillende stadia van de productieketen op verschillende locaties.

Deze markten zijn cruciaal voor de prijsvorming van ruwe olie en producten. Aan de hand van de vraag- en aanbodverhoudingen voor de diverse soorten ruwe olie komen de prijzen daarvoor tot stand op de beurzen in Londen en New York. Prijzen voor producten in verschillende regio's komen tot stand op lokale beurzen, of *spot-markets*, bijvoorbeeld in Rotterdam (voor West-Europa), in Genua (voor het Middellandse Zeegebied), in Singapore (voor het Verre Oosten) en in Houston (voor de Verenigde Staten). De prijzen van de verschillende brandstoffen worden, enerzijds, beïnvloed door vraag- en aanbodfactoren die specifiek zijn voor de productmarkten en, anderzijds, door de wereldmarktprijs van ruwe olie, als de voornaamste grondstof.

Figuur 18 Import en export van ruwe olie



Bron: BP, Statistical Review of World Energy, 2006.

5.2 De veranderende organisatie van de oliemarkt

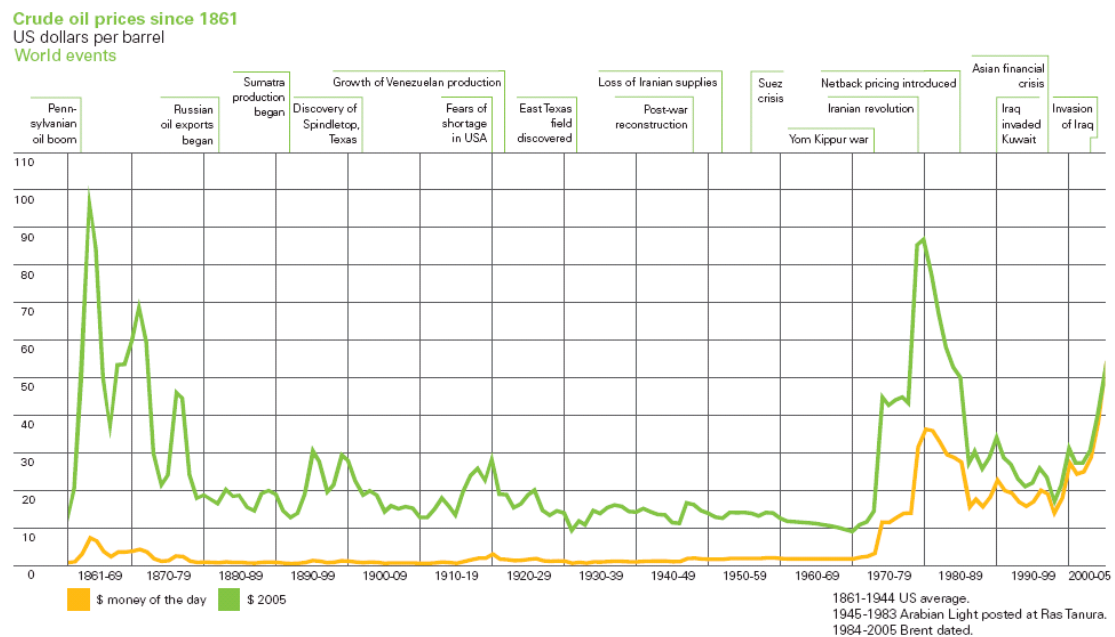
Olie wordt gewonnen over de hele wereld, zoals geïllustreerd wordt in Figuur 18. Deze situatie is het resultaat van een langdurige ontwikkeling die feitelijk in het midden van de 19^e eeuw begonnen is in de VS, zoals te zien is in Figuur 19. Vervolgens werd er op verschillende plaatsen olie gezocht en gevonden, bijvoorbeeld in Rusland en Roemenië, en later in Indonesië en Mexico. Vanaf het begin van de 20^e eeuw kwamen langzamerhand de olievoorkomens in het Midden-Oosten en onder meer Venezuela in beeld.

Hieronder zal duidelijk worden dat de specifieke organisatie van de waardeketens voor olie en voor gas veranderd is in de loop der tijd. Tabel 7 biedt een schematisch overzicht van de ontwikkeling in een aantal structurele karakteristieken van de oliemarkt over de naoorlogse periode. In de eerste plaats zijn een aantal perioden onderscheiden op basis van de relevante coördinatiemechanismen: pre-1959; 1959-1973; 1973-1983; 1983-2001 en post-2001 (zie ook Adelman, 2002).

In de tweede plaats worden een aantal essentiële sectorkarakteristieken onderscheiden, waarin variatie te zien is tussen de verschillende perioden. Het belang en de rol van de verschillende typen olie- en gasmaatschappijen varieert in de tijd en ook de invloed van overheden in de ketens laat verschuivingen zien. Dat heeft belangrijke consequenties gehad voor het aanbod, de vraag en de prijs van olie en gas en voor de plaatsen waar het geproduceerd werd. Tegelijkertijd, echter, zijn vraag, aanbod en prijs ontwikkelingen weer van invloed op de organisatie van de keten en de belangen van overheden.

Deze karakteristieken omvatten de **marktstructuur**, het soort van **contracten en de mechanismen van prijsvorming**, oliemarkt **instituties**, de **politieke issues**, de **winningslocaties**, de rol van olie in de **energievraag**, de **origine** van aanvoer naar de VS, Europa en Japan, **technologische** karakteristieken en de verhouding tussen **winnings- en raffinagecapaciteit, aanbod en de vraag** naar producten. Figuur 20 geeft een overzicht van de consumptie van olie in de verschillende regio's en Figuur 21 illustreert geografische verschuivingen in de productie.

Figuur 19 Olieprijzen en Marktontwikkelingen



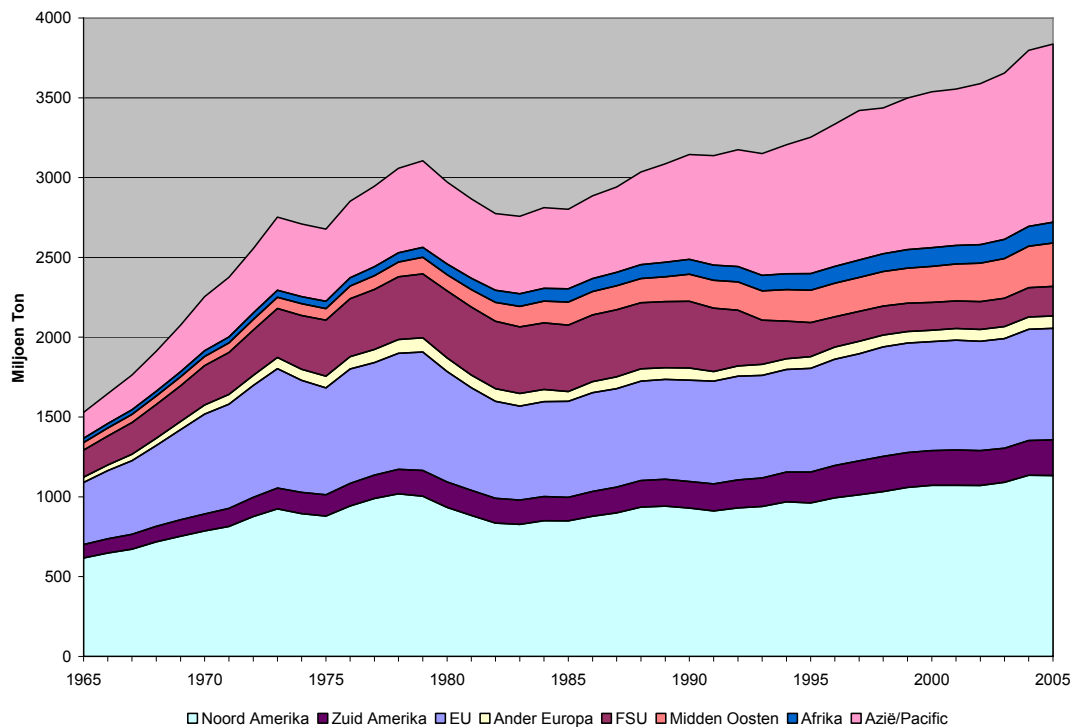
Bron: BP, Statistical Review of World Energy, 2006.

Tabel 7 Crude production in selected years, by country

Miljoen Ton	1901		1910		1920		1930		1939		1950		1960		1970		1980		1990		2000		2005	
Total World	20,7	100	44	100	92,5	100	189,3	100	278	100	528	100	1.066	100	2.322	100	3.049	100	3.180	100	3613	100	3.895	100
USA	9,3	44,9	28,1	63,9	59,5	64,3	120,5	63,7	168,7	60,7	274	51,9	357	33,5	488	21	436	14,3	417	13,1	353	9,8	310	8
Russia	11,4	55,1	9,4	21,4	3,4	3,7	17	9	29,4	10,6	38	7,2	150	14,1	354	15,2	612	20,1	570	17,9	393	10,9	577	14,8
Romania			1,3	3	1	1,1	5,6	3	6,1	2,2	4	0,8	12	1,1	14	0,6	12	0,4	8,1	0,3	6,3	0,2	5,4	0,1
Mexico					21,1	22,8	5,3	2,8	5,7	2,1	10	1,9	14	1,3	25	1,1	98	3,2	147	4,6	171	4,7	187	4,8
Iran*					1,6	1,7	6,1	3,2	10,4	3,7	32	6,1	54	5,1	194	8,4	84	2,8	161	5,1	189	5,2	200	5,1
Venezuela*							18,3	9,7	27,5	9,9	78	14,8	145	13,6	188	8,1	110	3,6	116	3,6	167,3	4,6	154,7	4
Colombia							2,7	1,4	3,2	1,2		0,2		0,1	11,2	0,5	6	0,2	23	0,7	35	1	27	0,7
Iraq*									4,1	1,5	6	1,1	49	4,6	79	3,4	84	2,8	105	3,3	127	3,5	89,5	2,3
Saudi Arabia*											26	4,9	63	5,9	180	7,8	490	16,1	341	10,7	457,6	12,7	526,2	13,5
Canada											4	0,8	26	2,4	64	2,8	72	2,4	92	2,9	126,9	3,5	145	3,7
Indonesia*											7	1,3	21	2	43	1,9	80	2,6	72	2,3	71,5	2	55,9	1,4
Algeria*											1	0,2	9	0,8	52	2,2	58	1,9	57,5	1,8	66,8	1,8	83,6	2,1
Kuwait*											17	3,2	83	7,8	138	5,9	71	2,3	62	1,9	103,9	2,9	122,5	3,1
China													3	0,3	20	0,9	107	3,5	138	4,3	162,6	4,5	174,1	4,5
Nigeria*													1	0,1	55	2,4	105	3,4	89,8	2,8	105,4	2,9	121,9	3,1
Libia*															168	7,2	93	3,1	69	2,2	69,3	1,9	75,8	1,9
UAR*															39	1,7	87	2,9	105	3,3	123,3	3,4	124,7	3,2
Egypt															16,4	0,7	30	1	45	1,4	38,8	1,1	33,9	0,9
UK															0,2	0	80	2,6	92	2,9	216,2	6	84,7	2,2
Brunei															6,8	0,3	25	0,8	7	0,2	9,4	0,3	10,1	0,3
Argentia															20	0,9	25,7	0,8	25,9	0,8	40	1,1	36,2	0,9
Brazil															8,3	0,4	9,4	0,3	32,6	1	63,2	1,7	84,7	2,2
Oman															16,4	0,7	14,4	0,5	34,4	1,1	47,6	1,3	38,5	1
Qatar*															17,4	0,7	22,4	0,7	20,4	0,6	38,7	1,1	48,8	1,3
Syria															4,2	0,2	7,9	0,3	20,2	0,6	27,3	0,8	23,3	0,6
Angola															5,1	0,2	7,7	0,3	23,4	0,7	36,9	1	61,2	1,6
Australia															8,2	0,4	19,2	0,6	28,8	0,9	35,3	1	23,3	0,6
India															6,8	0,3	9,4	0,3	34,8	1,1	36,1	1	36,2	0,9
Malaysia															0,9	0	13,2	0,4	13,2	0,4	34,3	0,9	36,8	0,9

Miljoen Ton	1901		1910		1920		1930		1939		1950		1960		1970		1980		1990		2000		2005	
Total World	20,7	100	44	100	92,5	100	189,3	100	278	100	528	100	1.066	100	2.322	100	3.049	100	3.180	100	3.613	100	3.895	100
Norway																	25,8	0,8	82	2,6	160,2	4,4	138,2	3,5
Congo																	3,2	0,1	8	0,3	14,2	0,4	13,1	0,3
Gabon																	8,9	0,3	13,5	0,4	16,4	0,5	11,7	0,3
Denmark																	0,3	0	9	0,3	17,7	0,5	18,4	0,5
Ecuador																	10,6	0,3	14,9	0,5	20,9	0,6	27,6	0,7
Vietnam																			2,7	0,1	16,2	0,4	19,1	0,5
Yemen																			8,7	0,3	21,3	0,6	20,1	0,5
Thailand																			2,7	0,1	6,6	0,2	11,2	0,3
Eq. Guinea																					5,8	0,2	17,6	0,5
Sudan																					8,6	0,2	18,7	0,5
Chad																							9,1	0,2
Bron: 1901-1960: Clark 1990; 1970-2005: BP International Statistics of Trade, Webversion 2006.																								
Noot: * betekent OPEC lid																								

Figuur 20 Consumptie van olie



Bron: BP, Statistical Review of World Energy, 2005.

5.2.1 Pre 1959: The Seven Sisters

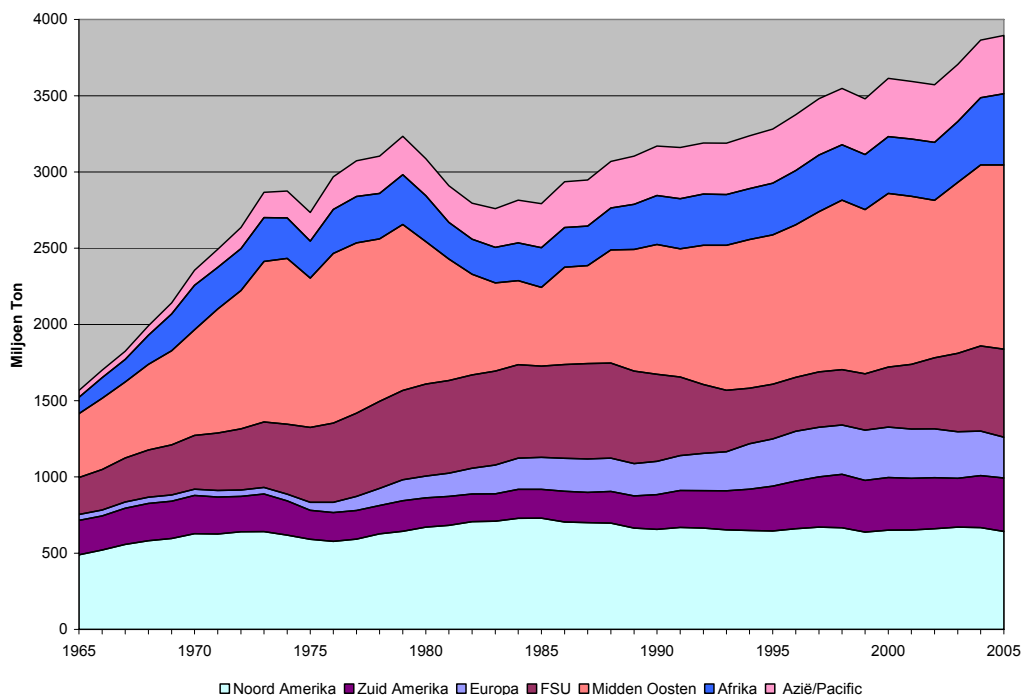
In de periode voor 1959 werd de olie markt feitelijk gecoördineerd door zeven grote multinationale oliemaatschappijen (MNOC's): Standard Oil of New Jersey (Exxon), British Petroleum, Shell, Gulf, Texaco, Socal en Mobil. Daarnaast speelde het Franse CFP een kleinere rol. De *Seven Sisters* oefenden controle uit over de hele olie waardeketen, van put tot pomp, in vrijwel de gehele niet-communistische wereld. Dit was ook mogelijk door de veelal koloniale verhoudingen tussen Europa als hun voornaamste afnemer en de productielanden. Tabel 7 toont de origine van de ruwe olie en laat zien dat de er slechts een beperkt aantal producenten waren. De VS waren als grootste (rond 60% van het totaal) nog in belangrijke mate zelfvoorzienend, terwijl ook de Sovjet-Unie (ca. 10%) voor de eigen behoefte produceerde. Een belangrijk exportland was Venezuela (15%), terwijl ook Iran, Saudi-Arabië en Koeweit in het Midden Oosten langzaam hun bijdrage (rond de 4% ieder) begonnen te leveren. Door hun controle waren MNOCs waren in staat prijzen te bepalen, vraag en aanbod af te stemmen en investeringen in productie, raffinage en marktontwikkeling te coördineren. Daarnaast speelde de politieke controle van coloniale mogendheden, zoals Engeland en Frankrijk, over productielanden een belangrijke rol (zie Blair, 1978; Jacoby, 1974; Odell, 1983; Tugendhat, Hamilton, 1975; Yergin, 1991).

5.2.2 1959-1973: De Independents

Na 1959 werd de dominantie van MNOC's betwist door een aantal nieuwe bedrijven. Dit waren kleinere, onafhankelijke Amerikaanse maatschappijen en Europese (nationale) oliemaatschappijen (de NOC's). Deze bedrijven begonnen in de snel groeiende markt de Seven Sisters te beconcurreren. Hieraan lagen drie ontwikkelingen ten grondslag. Ten eerste waren deze bedrijven in staat om oliewinningsconcessies te verkrijgen in nieuwe gebieden, bijvoorbeeld in Libië en Algerije, veelal vanuit wrevel tegen de dominante multinationals. Ten tweede besloten de VS quota te stellen aan de import van ruwe olie om de interne olie-industrie te beschermen en de afhankelijkheid van importen te voorkomen. De Amerikaanse independents zagen de beoogde afzetmarkt plots geblokkeerd en moesten elders hun afzetmarkten zoeken. Ten derde vonden een aantal Europese landen, onder meer Italië en Spanje, dat zij ook minder afhankelijk van de MNOC's zouden moeten worden en daartoe richtten zij hun eigen oliemaatschappijen op die ook concessies toegewezen kregen.

Figuur 21 en Tabel 7 geven aan dat er een verschuiving plaatsvond in het relatieve belang van de verschillende regio's, onder meer door de activiteiten van de nieuwe maatschappijen die toegang kregen tot concessies. Bovendien was er een sterke uitbreiding van het aantal producerende landen. Deze ontwikkeling, waarbij de beschikbaarheid van olie geen gelijke tred meer hield met de ontwikkeling van de vraag, had een geleidelijke erosie van crude en productenprijzen tot gevolg die, in combinatie met de snel groeiende wereldeconomie, een enorme toename in de consumptie van olie stimuleerde. Tegelijkertijd, echter, had het tot gevolg dat er weinig meer geïnvesteerd werd in exploratie en winning door de grote oliemaatschappijen in de meest veelbelovende gebieden.

Figuur 21 Productie van olie



Bron: BP, Statistical Review of World Energy, 2006.

Daarnaast leidden de dalende inkomsten en koopkracht voor de olieproducerende landen tot een groeiende onvrede gedurende de jaren '60. Immers het loskoppelen van de dollar van de goudprijs had een sterke waardedaling van de dollar tot gevolg. In 1960 richtten Venezuela, Iran, Irak, Saoedi-Arabië en Kuwait de *Organisation of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC) op, uit onvrede met het lage 10% staatsaandeel in de opbrengsten van de olie die de grote oliemaatschappijen, de *Seven Sisters*, in deze landen produceerden. Later voegden Indonesië (1962), Libië (1962), Qatar (1961), de Verenigde Arabische Emiraten (1967), Algerije (1969) en Nigeria (1971) zich bij de organisatie. Gegeven de context werd de rol van OPEC steeds meer erkend en begin jaren '70 deden zich in Libië de eerste openlijke conflicten voor met de oliemaatschappijen Occidental, Marathon en Continental (zie Odell, 1983, 2001, 2002; Sampson, 1985, Adelman, 1972; Hamilton, 1986; Yergin, 1991, Van der Linde, 1991; Parra, 2005; Hammer, 1988; Roncaglia, 1985, Venn, 2002).

5.2.3 1973-1983: De oliecrises

Eind 1973 kwam het ongenoegen tot een echte eruptie tijdens de eerste oliecrisis, waarbij het conflict tussen Israël en de Arabische buurstaten een belangrijke katalyserende rol speelde. Als gevolg reële afname van de productie en de politieke onrust schoten de prijzen omhoog, van een niveau van minder dan \$ 2 per vat naar \$ 12. Na deze crisis, verscheen OPEC als nieuw mechanisme van marktcoördinatie.

De marktstructuur wijzigde zich radicaal toen de meeste producerende land de *upstream* winningsactiviteiten van de MNO's en de independents nationaliseerden en hun eigen nationale productiemaatschappijen oprichtten (NOC's). De zo verkregen zeggenschap over hun eigen olieproductie stelde de OPEC-regeringen in staat regelmatig onderling overleg te voeren over hun productiebeleid. Prijzen werden bepaald tijdens vergaderingen door de overheden van de OPEC-lidstaten. *State-to-state* contracten werden afgesloten tussen producenten en consumenten terwijl er langzamerhand een spot-market tot ontwikkeling kwam, omdat de verticale integratie gebroken was en er in belangrijke landen nu een expliciete scheiding tussen olieproducerende nationale maatschappijen en *down-stream* raffinage en verkoopbedrijven bestond.

Het belangrijkste langere termijn effect van de crisis aan de aanbodzijde was het feit dat de consumerende naties beseft kregen van hun afhankelijkheid van energie en van olie en dat de landen die deel uitmaakten van het 'machtige' OPEC-kartel daarin een sleutelrol speelden. Het International Energy Agency (IEA) werd opgericht om maatregelen te ontwikkelen en te coördineren voor de herverdeling van olie bij aanvoerbeprekingen. Daarnaast bleek het idee dat er een einde gekomen was aan beschikking over (te) goedkope olie een sterke stimulans voor investeringen in alternatieven voor oliegebruik, op een drietal verschillende manieren. In algemene zin, echter, was de wereld zich niet bewust dat de olieschaarste die tot de prijsstijging aanleiding had niet veroorzaakt werd door de definitieve uitputting van olievoorcomens, maar dat de oorzaak lag in de achterblijvende investeringen.

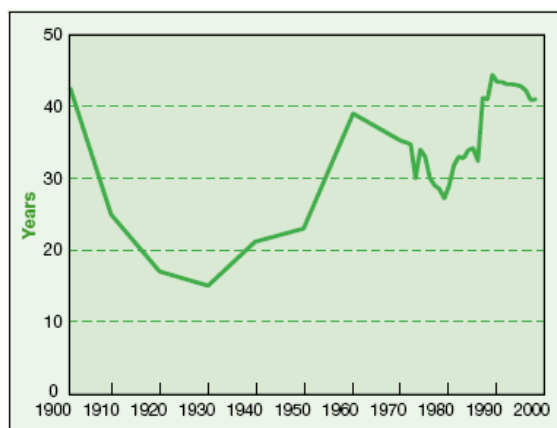
Ten eerste zetten veel landen in op energiebesparing en vergroting van de efficiëntie. Ten tweede, werd er ook door oliemaatschappijen geïnvesteerd in de vervanging van olieproducten door andere vormen van energie, zoals kernenergie, aardgas, kolen en waterkracht en 'alternatieve' zonne, wind en biomassa energie. Ook de grote oliemaatschappijen, zoals bijvoorbeeld Exxon, investeerden in de kolenindustrie en andere energievormen.

Ten derde werd er krachtig geïnvesteerd in de ontwikkeling van de olieproductie in een aantal Non-OPEC regio's, zoals Alaska, Canada, Venezuela en Mexico, en offshore in de Noordzee, de Zuid Chinese Zee, de Barentssee (zie Tabel 7). De betrokken MNOC's trachten op deze wijze het verlies van hun up-stream assets aan OPEC te compenseren. Grote hoeveelheden bewezen reserves werden toegevoegd, waardoor de verhouding tussen de reserves en het jaarlijkse verbruik weer toenam tot rond de 40 jaar (zie Figuur 22 en Figuur 23). Deze olie zou tegen veel hogere kosten gewonnen worden dan in de traditionele OPEC-gebieden. In deze gebieden was bekend dat er significante reserves aanwezig zouden kunnen zijn. Vanwege de hoge kosten veroorzaakt door, onder meer, de onvriendelijke natuurlijke omgeving, loonkosten en de relatief scherpe royalty voorwaarden in Europa waren oliemaatschappijen terughoudend geweest. De te verwachten reserves werden in eerste instantie dan ook niet hoog geschat, in tegenstelling tot de latere resultaten.

In algemene zin kan gesteld worden dat, onder invloed van een grote diversiteit aan omstandigheden en belangen, er een grote varieteit aan strategieën ontstond. Er bestond geen gecoördineerde, uniforme benadering (zie bijvoorbeeld Venn 2002: 113-143; Clark 1990: 323-329).

Tegen het einde van de jaren '70 begon deze olie de markt te bereiken op grote schaal. Al vrij snel werd gestreefd naar het handhaven van hoge olieprijsen, door middel van het beïnvloeden van het totale olieaanbod, door de beperking van de productie door de OPEC-leden, met name Saoedi Arabië. Uiteindelijk leidde dit midden jaren '80 tot een situatie waarin OPEC niet meer in staat was de markt te beheersen. Ook als gevolg van de teruglopende vraag naar olie door de substitutie van gas, kernenergie, kolen en efficiëntie en door de wereldwijde recessie ontstond er een surplus aan productie en capaciteit (zie Odell, 1983, 2001, 2002; Sampson, 1985, Grayson, 1981; Adelman, 1982, 1996; Hamilton, 1986; Yergin, 1991, Van der Linde, 1991; Claes, 2001; Hartshorn, 1993; Luciani, 1984; Roncaglia, 1985; Venn, 2002).

Figuur 22 Lange termijn reserve/productie ratio



Bron: UNDP, World Energy Assessment, 2000, p.148.

In 1979/80 vond er een tweede olieprijschok plaats doordat de productie van Iran en Irak wegviel, als gevolg van de Iraanse revolutie tegen het regime van de Sjah en vervolgens de oorlog tussen beide landen. Een aantal factoren speelde een rol in de

olieprijsstijging van \$ 12.70 in december 1978, tot tegen de \$ 40, op het hoogtepunt van de crisis.

Ten eerste was de consumptie van olie weer gaan toenemen gedurende 1978 en verdere groei werd voorzien. De productie dekte de vraag, maar extra vraag als gevolg van de noodzaak tot het aanvullen van opslag veroorzaakte competitie om beschikbare aanvoer. IEA-beleid was niet erg effectief aangezien de aanbodmaatregelen niet gericht waren op een prijs crisis maar op korte termijn fysieke onderbrekingen.

In de tweede plaats veroorzaakten de gebeurtenissen in Iran grote angst en onzekerheid onder consumenten, die nog steeds afhankelijk waren van het Midden-Oosten. Dit resulteerde in paniek aankopen van ruwe olie om voorraden aan te vullen en speculatieve handel, die de 'echte' vraag ver te boven gingen.

Een derde factor betrof het feit dat andere producenten weigerden hun productie te verhogen om aan de vraag te voldoen. In het bijzonder toen Saoedi-Arabië niet wilde bijdragen aan een productieverhoging om Iraanse productie te vervangen explodeerden de spot-prijzen (Adelman, 2002: 175).

Een vierde aspect was het feit dat OPEC-producenten steeds meer olie op de zich ontwikkelende spot-markt gingen verkopen, in plaats van via lager geprijsde langere termijn contracten, om te profiteren van de hoge spot-prijzen. Dit dwong steeds meer consumenten olie aan te schaffen op de spotmarkt, zodoende nog meer opwaartse prijsdruk genererend. De steeds wijdere kloof tussen *posted* en *spot* prijzen motiveerde de meeste OPEC-leden tot het zetten van een premie op hun *posted* prijzen en OPEC, uiteindelijk, tot het verhogen van de 'officiële' prijzen. De gerealiseerde markt prijzen (spot en contract plus premie) waren meestal hoger dan de OPEC *posted* prijs (zie Venn, 2002: 24-27).

Een vijfde kenmerk van de tweede crisis is dat het een algemeen sentiment stimuleerde van concurrentie tussen consumenten en producenten. Consumenten werden geconfronteerd met een in toenemende mate complexe oliemarkt met meervoudige prijssystemen. OPEC werd beschuldigd van het verhogen van prijzen en consumenten concurreerden met andere consumenten om in hun behoefte te voorzien. De variëteit in markt en prijsstrategieën van verschillende producenten droeg bij aan de onzekerheid en introduceerde politieke en diplomatie offensieven om voordelige state-to-state contracten af te sluiten. De onzekere situatie werd nog versterkt door de Iraanse gijzelaarscrisis, met een mislukte interventie van de VS en de Sovjet invasie van Afghanistan.

In essentie, in de context van de bovengenoemde *market fundamentals*, was de voornaamste oorzaak van de tweede crisis de totale afwezigheid van geslaagde collectieve actie door oliemaatschappijen en regering, van zowel producenten als consumenten landen. Concurrentie tussen consumentenlanden, gedreven door de perceptie van schaarste en conflicterende ideeën over olieprijsen en *state-to-state* contracten verlamde een effectief beleid binnen OPEC en het IEA (zie Clark, 1990: 323-329). Daarnaast ontbrak betrouwbare informatie over de omvang van de bekende reserves in verschillende landen, de productie, de consumptie, opslag, etc.

In 1981 brak er oorlog uit tussen Irak en naburig Iran. Tot dan toe was het Perzische leger dominant geweest in de Golf-regio, maar na de Iraanse revolutie probeerde Irak de gelegenheid te baat nemen om controle te krijgen over de grensrivier Shatt-al-Arab. De daaruit voortvloeiende oorlog duurde 7 jaar en beperkte de olieproductie ernstig in beide landen. Deze tweede olieshock droeg bij aan het idee dat olie schaars aan het worden was en dat de reserves snel aan het opraken waren. De

vrees bestond dat de Straat van Hormuz als gevolg van het conflict geblokkeerd zou worden, wat vooral het transport vanuit Koeweit zou belemmeren (zie Claes, 2001: 101-107).

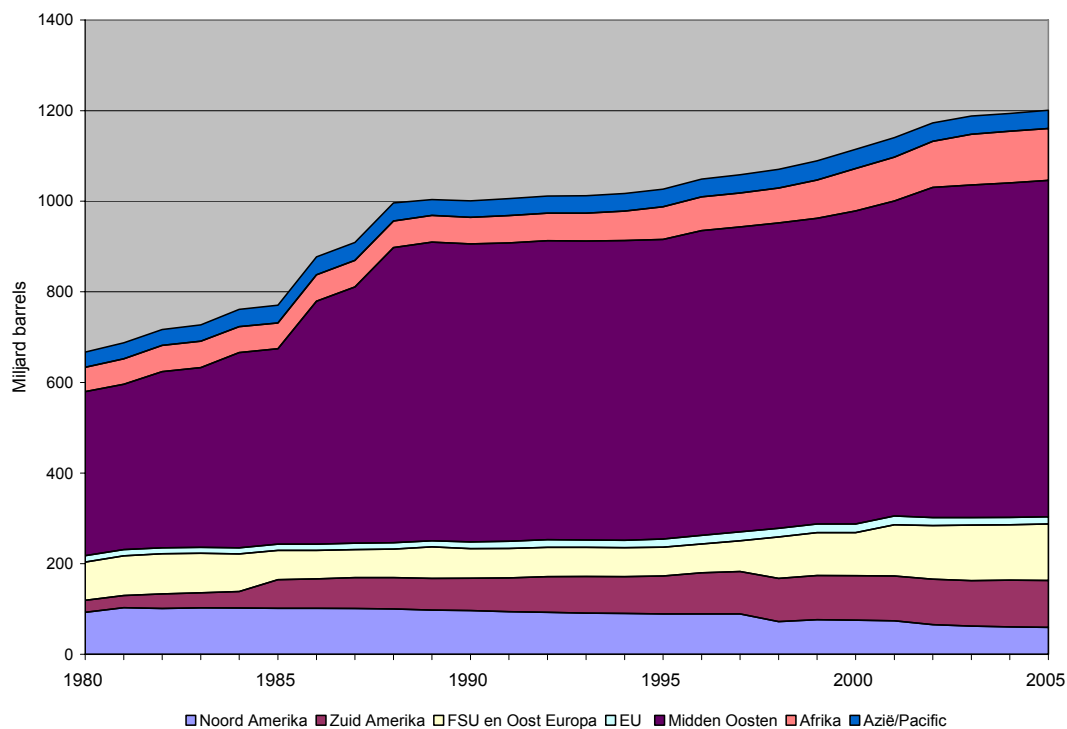
De uiteindelijke consequenties van dit conflict waren echter minimaal. In de eerste plaats was de vraag naar olie aan het afnemen, als gevolg van de wereldwijde recessie, begin jaren tachtig. Bovendien was in de daaraan voorafgaande periode een grote hoeveelheid olie opgeslagen, als gevolg van de onzekerheid rond de Iraanse revolutie. De IEA verzocht haar leden deze voorraden aan te spreken en geen beroep te doen op de spotmarkt. Daarnaast vergrootten andere producenten, buiten de Golf, hun productie. Deze drie factoren veroorzaakten een snelle daling van de olieprijs. Tot midden jaren '80, echter, bleef de Iraanse en Iraakse productie achter bij het oorspronkelijke niveau.

Deze episode illustreert dat zelfs een groot conflict in het Midden-Oosten niet tot aanvoerproblemen hoeft te leiden, zolang er geen sprake is van een gespannen vraag situatie, door consumptie of het aanvullen van voorraden. Belangrijk was wel dat er begin jaren '80 een echte markt aan het ontstaan was waarin olie verhandeld werd via term, spot en future contracten op beurzen. Adelman (2002: 176) stelde dat deze markten efficiënt waren in *price discovery*, maar dat OPEC de productie en de prijzen bepaalde. Anders dan voorheen, stelde dit verkopers en kopers in staat handel te drijven zonder dat daar verdere lange termijn contracten mee gemoeid waren. Hoewel OPEC streefde naar het compenseren van de waardedaling van de dollar door prijsverhoging, zetten de daling van de consumptie van olie en van het aandeel van OPEC in de voorziening onverminderd door na de crisis. De westerse oliemaatschappijen, die hun olievelden in de OPEC-staten kwijt waren geraakt, hadden een enorme voortvarendheid aan de dag gelegd bij het opsporen en winnen van olie op nieuwe plaatsen, zoals in de Noordzee en in Alaska.

5.2.4 1983-2001: Overschot en onderinvesteringen

Vanaf maart 1983 zag OPEC zich genoodzaakt ruwe olie productie quota in te stellen voor haar lidstaten. Prijzen werden bepaald door vraag en aanbod op de beurzen van New York, Rotterdam en Singapore. Saoedi-Arabië kreeg de rol als swing producer en bewaarde de balans tussen de wereld vraag naar olie, de aanvoer uit non OPEC-landen en de 'vaste' OPEC-productie. Tegen het midden van de jaren '80 bleek dit steeds moeilijker omdat Saoedi-Arabië zijn productie steeds verder terug moest brengen zonder prijsstabiliteit te kunnen bewerkstelligen; de olieprijs bleef dalen. In 1985 weigerde het koninkrijk deze rol verder te vervullen, ook al omdat andere OPEC-leden weigerden hun productie ook terug te brengen. Dit veroorzaakte een vrije val van de olieprijs. Vanaf dat moment was de coördinatie van de markt een functie van de mate waarin OPEC, als 'clumsy' cartel, in staat was haar productie controleren (Adelman, 1980).

Figuur 23 Bewezen oliereserves



Bron: BP, Statistical Review of World Energy, 2006.

Gedurende deze periode vonden er buiten OPEC ook grote veranderingen plaats. In reactie op de nationalisaties enige tijd daarvoor en de lage olieprijs zagen de 'majors' zich genoodzaakt te fuseren om kostendaling te bewerkstelligen. De Amerikaanse major Gulf werd in 1984 overgenomen door Chevron dat in 2001 met Texaco fuseerde en in 2005 Unocal overnam. Een andere major, Mobil Oil, fuseerde in 1999 met Exxon. In 1998 vond een fusie plaats tussen Total en PetroFina, tot TotalFina, dat in 1999 met Elf fuseerde tot TotalFinaElf. In 2003 werd de Groep TotalFinaElf omgedoopt tot Total. Een groot aantal staatsoliemaatschappijen in OECD-landen werden geprivatiseerd, ook in reactie op de algemene tendens tot liberalisering. Voorbeelden zijn de British National Oil Company (BNOC), British Petrol (BP), Repsol uit Spanje, ENI uit Italië en Neste uit Finland. Van steeds groter belang in de prijsvorming was het ontstaan van een papieren contractmarkt met allerlei varianten, gericht op het afdekken van prijsrisico's en speculatie. Hiermee werd de oliemarkt in haar prijsvorming steeds meer liquide en steeds gevoeliger voor zowel gebeurtenissen als verwachtingen.

In het aanbod van olie wordt een onderscheid gemaakt tussen olie afkomstig uit de OPEC-lidstaten en de zogenaamde non-OPEC olie, afkomstig uit Noord-Amerika, Mexico, Noorwegen, Groot-Brittannië, Rusland, China, etc. Er bestaat een belangrijk verschil tussen het gedrag van OPEC en non-OPEC olieproducenten. De non-OPEC producenten blijven olie uit de grond halen volgens het hierboven geschetste patroon; zolang de opbrengsten de variabele kosten dekken wordt er uit bestaande bronnen olie gewonnen. Als de middellange termijn uitzicht geeft op een redelijke olieprijs wordt er geïnvesteerd in het zoeken naar nieuwe oliereserves en worden bekende reserves productief gemaakt door het plaatsen van installaties voor de win-

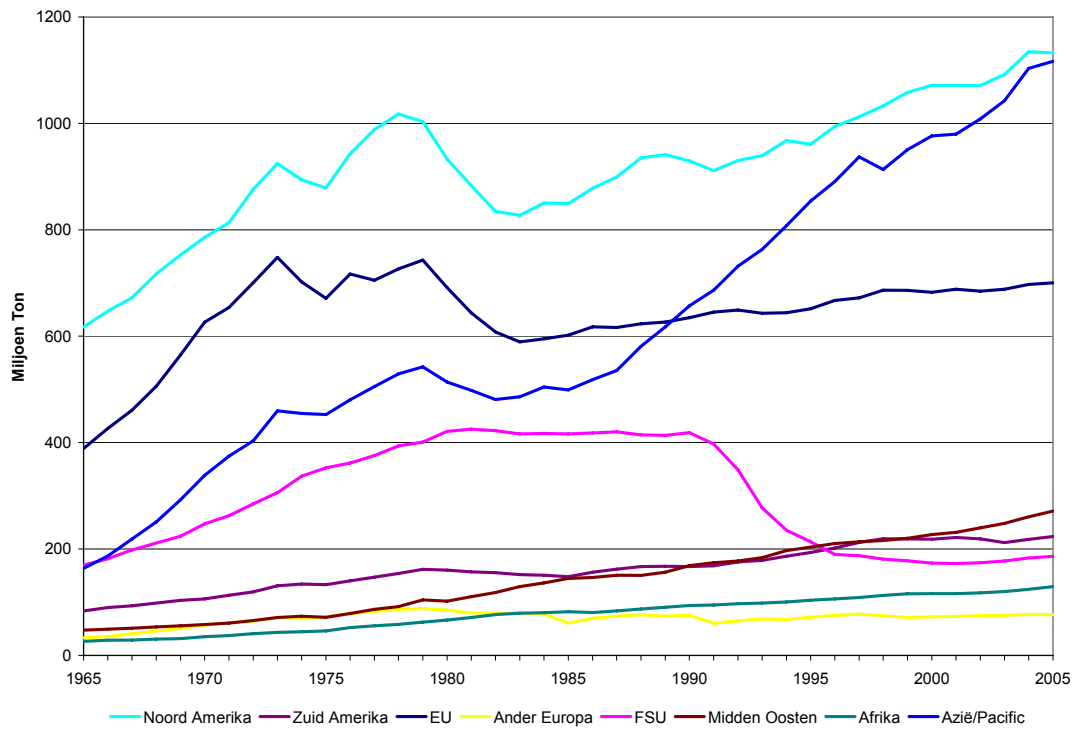
ning. Traditioneel werd hiervoor richtprijs van ongeveer 15 dollar per vat gehanteerd, tegenwoordig ligt dat bedrag rond de 20 dollar.

OPEC streefde er echter naar om door middel van volumebeleid de prijs op een bepaald niveau te houden van tussen de 22 en 25 dollar per vat. Dat betekende dat OPEC constant moet blijven schatten of - bij een gegeven vraag - het eigen productievolume plus het non-OPEC-aanbod tot de gewenste olieprijs leidt. OPEC dient daarbij rekening te houden met de lange- en kortetermijnontwikkelingen in de vraag naar olie en in de non-OPEC-productie en met kortetermijnfluctuaties in de eigen productie. De geschiedenis laat zien dat OPEC grote moeite heeft met het juist schatten van vraag- en aanbodontwikkelingen en steeds geplaagd wordt door incidenten op de oliemarkt, die tot korte termijn verstoringen leiden. Bovendien stimuleren relatief hoge olieprijzen het zoeken naar en de productie van non-OPEC-olie, waarmee productiebeperking nog moeilijker wordt.

Een structureel probleem was bovendien dat de eigen leden (met name Venezuela en Qatar) de overeengekomen productiequota ontduiken en in het geheim meer olie verkopen; het zogenaamde *free rider*-gedrag, ofwel *cheaten*. Hierdoor gaat het prijsopdrijvende effect van de gezamenlijke productiebeperking verloren. Ook heeft OPEC grote moeite om de sterk uiteenlopende belangen van de grote en kleine producenten onder haar leden op één lijn te brengen. De kleinere of dichtbevolkte producenten met beperkte reserves, de zogenaamde haviken (Algerije, Libië en Iran), streven vooral naar relatief hoge prijzen om op korte termijn de vruchten van hun olieproductie te plukken. De grote producenten, zoals Saoedi Arabië, Koeweit en de Verenigde Arabische Emiraten, hechten echter meer belang aan het handhaven van de rol van olie op de wereldenergiemarkt door middel van een stabiele gematigde olieprijs. Dit verzekert immers dat er op de lange termijn een markt voor hun gigantische reserves blijft bestaan en dat alternatieve brandstoffen geen al te grote rol gaan spelen (zie Odell, 2001, 2002; Adelman, 1996, 1990; Yergin, 1991, Van der Linde, 1991, 2000; Claes, 2001; Hartshorn, 1993; Verleger, 1990; Parra, 2005; Noreng, 2002).

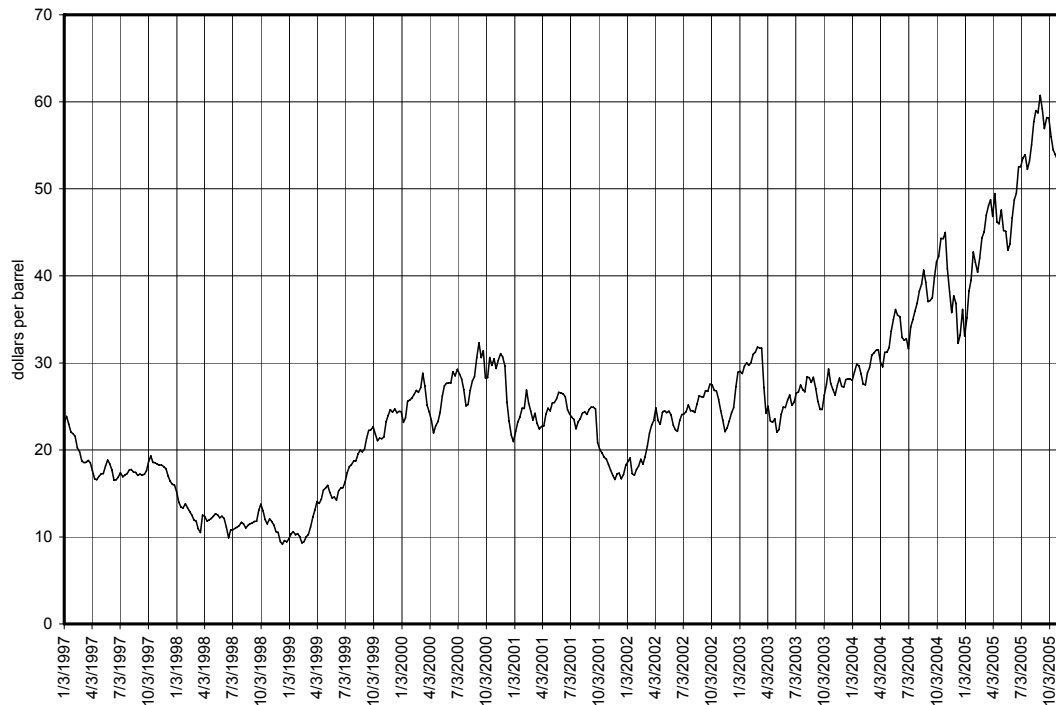
Gedreven door de economische *boom* in de VS, Azië en de EU begon de vraag naar olie vervolgens weer te stijgen (zie Figuur 25), wat een opwaartse druk op de prijs veroorzaakte. OPEC onderschatte in november 1997 echter de vraaguitval als gevolg van de inmiddels op gang komende Aziatische crisis en verhoogde haar productie met ongeveer 10%. Bovendien was Irak weer gaan produceren. De combinatie van een ruim aanbod, een beperkte vraag en de milde winter op het Noordelijk halfrond leidde tot een sterke prijsdaling (zie Figuur 25).

Figuur 24 Consumptie van olie



Bron: BP, Statistical Review of World Energy, 2006.

Figuur 25 Prijs van ruwe olie (Wereld Gemiddelde)



Bron: DOE, EIA, Nov. 2005.

De ineensdaling van de olieprijs gedurende de jaren '90 veroorzaakte een sterke daling van inkomsten voor de producenten. In februari 1998 daalde de prijs tot \$ 10 per vat en OPEC zag zich genoodzaakt tot nieuwe onderhandelingen om de productie af te doen nemen. Een belangrijk psychologisch aspect was dat de 'markt' niet geloofde dat OPEC in staat zou zijn om tot een effectieve productiebeperking te komen (Mabro, 2001). Verschillende OPEC-leden hielden zich niet aan quota en de bijdrage van de Irakese productie was onzeker als gevolg van onduidelijkheid over de voortdrijving van de VN-sancties. Bovendien beleven de voorraden ruwe olie groot, gedurende 1998. OPEC kon de prijsdaling dan ook pas na drie ronden van productiebeperking, in maart en juni 1998, en in maart 1999, tot stilstand brengen. Deze productievermindering werd ook gerespecteerd door verschillende non-OPEC-producenten, zoals Noorwegen, Egypte, Rusland, Mexico en Colombia, die hun productie niet verhoogden. Immers, ook deze producenten zijn voor een groot gedeelte van olie- en gasinkomsten afhankelijk en hadden ernstig te lijden van de lage prijzen.

De olieprijs begon weer te stijgen. Eind 1999 begonnen olie-importerende landen druk op OPEC uit te oefenen om de productie te verhogen, omdat de prijs naar boven doorschoot. OPEC vond het toen nog te vroeg, onder meer omdat het de aangehouden olievoorraden bijzonder hoog vond. Echter, het gebruik van olie uit opgeslagen gedurende 1999 en de noodzaak die voorraden weer aan te vullen voor het winterseizoen, gevoegd bij de afnemende Irakese productie en de vrees voor een millenniumcrisis, hadden een sterke druk op de olieprijs tot gevolg. De koude winter en de voortdurende afname van de voorraden versterkte dit nog.

In maart 2000 besloten OPEC en Non-OPEC wel tot een hogere productie wat tijdelijk tot een prijsdaling leidde. In juli en september bleek een tweede en een derde productieverhoging noodzakelijk om de prijs niet te hoog te laten oplopen. In september 2000 besloot de Amerikaanse President Clinton om 30 miljoen vaten olie uit de Strategic Petroleum Reserve (SPR) te verkopen om de prijs te drukken (Horsnell, 2000). Tijdens de winter 2000/2001 had de productietoename weinig effect omdat de verwachtingen van de wintervraag hoog waren. Bovendien was een groot deel van de OPEC-surpluscapaciteit inmiddels in gebruik genomen, met uitzondering van de mogelijkheden in Saoedi Arabië. Ook was de omvang van voorraden bij raffinaderijen en havens afgenomen door consumptie. In de tussentijd had geen aanvulling plaatsgevonden vanwege de hoge prijzen en verwachte lagere prijs in de toekomst (Correljé, 2001). Kort daarop begonnen de prijzen te dalen, in eerste instantie als gevolg van de zwakke vraag door economische recessie in Azië en de VS, overproductie door OPEC en door het op de markt brengen van strategische reserves. In reactie verlaagde OPEC in januari, maart en juli 2001 haar productie om de prijzen in stand te houden. Daarbij bleef de situatie in Irak en de discussie over het *oil-for-food programme* een ongewisse factor, zeker in de context van een economische recessie aanzienlijk voorraden. Deze situatie kwam nog meer op scherp te staan door de aanslagen 11 september 2001, die de economische groei terug deden lopen. In november werden verdere reducties in de productie aangekondigd vanaf januari. Bijkomend probleem was snelle expansie van de Russische productie en export. Uiteindelijk volgden de belangrijkste Non-OPEC producenten OPEC door hun productie te reduceren tot het niveau dat de prijs in de afgesproken band zou houden (zie Kohl, 2002).

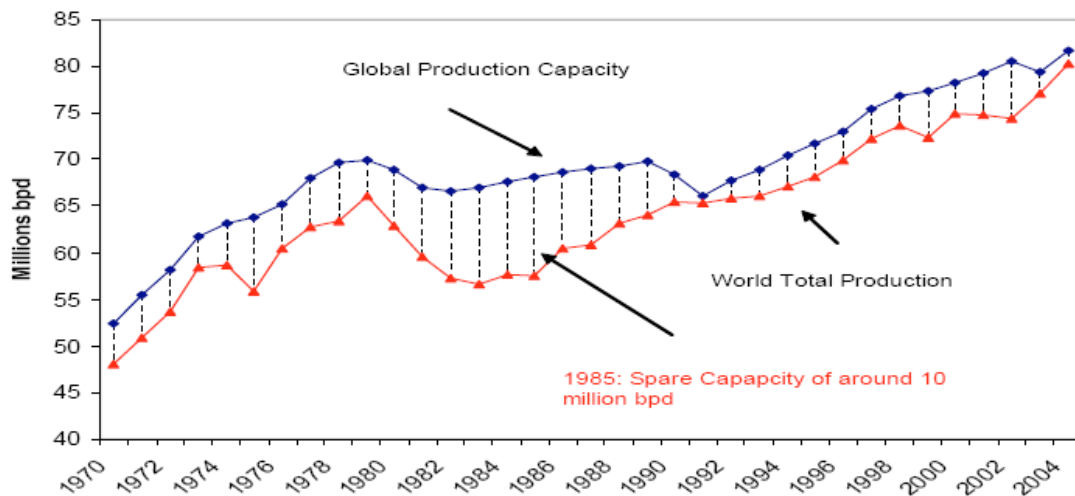
Tabel 8 De Internationale Oliemarkt

	Pre-1959	1959-1973	1973-1983	1983-2001
Structuur Markt/ eigendom	Multinationals (MNOCs)	MNOCs, nationale bedrijven (NOCs) en independents (VSind) uit de VS	MNOCs, NOCs (OPEC, OAPEC, NOPEC, OECD), VSind	Concentratie MNOCs, NOCs (OPEC, OAPEC, Non-OPEC). Privativering bij OECD en NOPEC
Pricing / Contracts	Posted prices en verticale en horizontale coördinatie	Posted prices (MNOC's) en toenemende prijs-competitie	Posted prices (OPEC), state-to-state contr en spot-market	Fysieke en papieren spot-markt
Instituties	Afspraken MNOCS	Afspraken MNOCS en groei van OPEC	OPEC en nieuw IEA	Markt en zwak OPEC
Politieke issues	Samenwerking Multinationals OECD	Strijd tussen OPEC en multinationals Multinationals en monopolie gedrag	Strijd tussen OPEC / OECD Strijd OPEC tussen 'haviken' en 'duiven'	Strijd tussen OPEC, Non-OPEC en free-riders. Verbond VS en Saoedi Arabië
Productie- locatie	VS, Latijns Amerika (LA), Midden Oosten (MO) USSR voor eigen gebruik	VS, LA, MO, USSR voor eigen gebruik Noord-Afrika	VS, LA, MO, USSR voor eigen gebruik, Noord-Afrika (NAF), Noordzee	VS, LA, MO, FSU export, NAF, Noordzee, Alaska
Rol van olie in energie markt	Transport. Goedkope stook- en huisbrandolie concurreren met kolen in huishoudens, elektriciteit en industrie	Transport. Substitutie van kolen door goedkope stook- en huisbrandolie in huishoudens, elektriciteit en industrie	Transport. Substitutie van stook- en huisbrandolie door kernenergie, aardgas en efficiëntie in non-transport	Transport. Substitutie van stook- en huisbrandolie door aardgas in non-transport, ook door milieu aspecten
Origine aanvoer naar US, EU en Japan	US: Intern (I), Latijns Amerika (LA) EU: Midden Oosten (MO)	US: I+ LA EU: MO Japan: MO	US: I+ LA + MO EU: MO Japan: MO	US: I + LA + MO EU: I + MO Japan: MO
Technologie	Eenvoudige seismiek, vertikaal boren	Geavanceerder boorgat metingen, diepere boringen	Geavanceerder exploratie (start 3D seismiek), offshore en schuin boren	3D seismiek, horizontaal boren, geavanceerde boorgat metingen, diepwater technologie
Vraag aanbod capaciteit	Groei reserves, vraag en aanbod; Controle surplus	Groei reserves, vraag en aanbod; Daling surplus	Daling reserves, Afname vraag, Controle aanbod, Groei surplus	Daling reserves, Groei vraag Controle aanbod Variatie in control surplus

5.3 De huidige situatie op de wereldoliemarkt

Vanaf begin 2002 begon een olie prijsstijging die pas midden 2006 tot stilstand lijkt gekomen op een niveau van rond de 60 dollar. Deze ontwikkeling heeft tot veel verwarring geleid vanwege de snelle opeenvolging van gebeurtenissen en de vele potentiële verklaringen van de stijging. In eerste instantie werd de verklaring gezocht in productiebeperking door OPEC- en non-OPEC-producenten, in combinatie met de toenemende spanningen in het Midden-Oosten en de verwachting van nieuwe interventies in Irak. Hierbij kwamen de politieke onrust in Venezuela en een koude winter in de VS, die tot een sterke afname van de handelsvoorraden aanleiding gaven. Na het begin van militaire acties in Irak op 19 maart 2003 bleken er geen olievelden getroffen te zijn en daalde de prijs even. Daarna besloot OPEC tot een verlaging van haar productieplafond, begin 2004, om een verdere prijsdaling tegen te gaan. Dit was echter niet nodig want in de daaropvolgende periode verdubbelen de prijzen tot tegen de 70 dollar (Zie Figuur 26). Als belangrijke factor wordt hierbij de zogenaamde 'fear premium' gezien, waarbij de olieprijsen een \$ 10 tot \$ 15 hoger zouden zijn, als gevolg van de vrees voor aanbodonderbrekingen door politieke instabiliteit of terroristische aanslagen op cruciale installaties of de belemmering van transport routes.

Figuur 26 Surplus ruwe olieproductiecapaciteit in OPEC lidstaten, 1970 - 2004



Bron: BP, Statistical Review of World Energy, IMF.

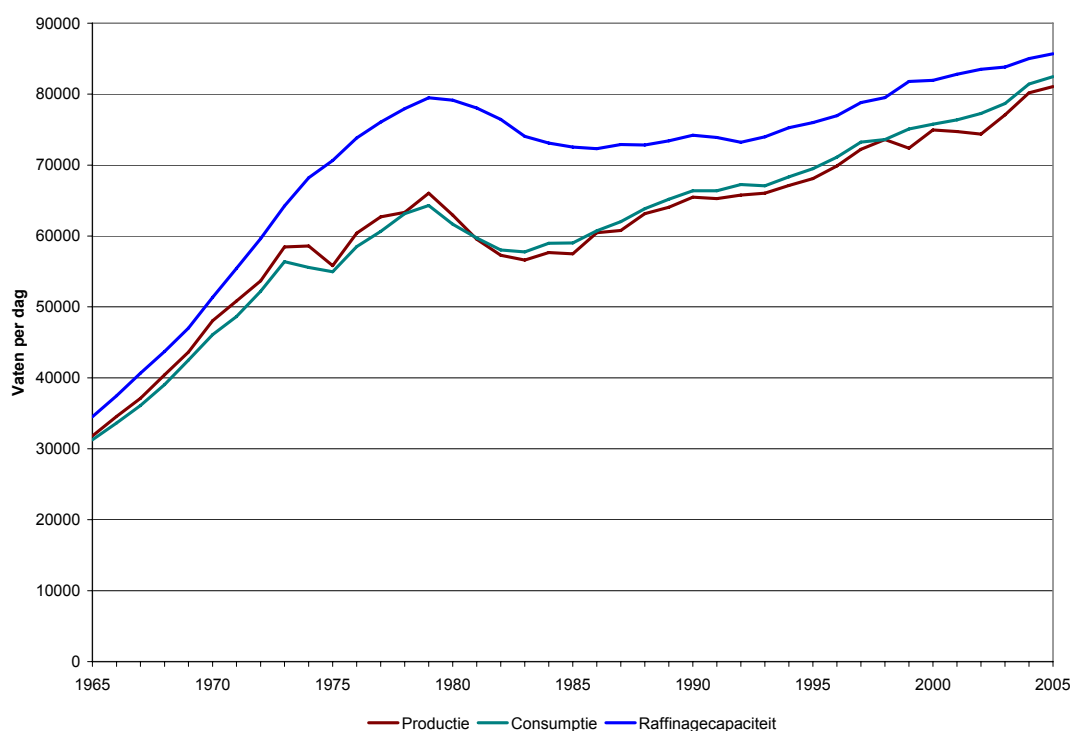
Deze nieuwe situatie op de oliemarkt is het gevolg van een aantal verschillende factoren die op zich niet gerelateerd zijn, maar elkaar wel versterken.

Een eerste fundamentele ontwikkeling is dat de grote surplus productiecapaciteit voor ruwe olieproductie, die vanaf begin jaren tachtig door OPEC gebruikt werd om vraag en aanbod te balanceren 'verdamp't is, door de voortgaande groei in de wereldolievraag en achterblijvende investering in nieuwe capaciteit, zowel in de OPEC-regio, als in non-OPEC-productie (zie Figuur 26). Het wat onverwacht snelle succes van de Chinese en de Indiase economieën was debet aan de toenemende vraag. Het gebrek aan investeringen vindt zijn verklaring in, enerzijds, de geringere geneigdheid van de internationale oliemaatschappijen om te investeren in een onzekere

re situatie, waarbij niet duidelijk was of er nu een tijdelijk of een structureel capaciteitstekort zou bestaan, terwijl zij zich in sterke mate op het zeker stellen van korte termijn *shareholder value* dienden te richten, onder druk van de financiële markten (zie Skinner, 2006; Stevens, 2005).

Een tweede ontwikkeling is het feit dat ook de raffinagecapaciteit in de wereld op een zeer hoog doorzetniveau opereert (zie Figuur 27). Bij een sterk groeiende vraag naar lichte producten, zoals benzine, dieselolie en kerosine, en een beperkte mogelijkheid bij de meeste raffinaderijen om deze producten te maken uit de beschikbare ruwe olie, heeft dit prijsverhogingen van lichte producten tot gevolg. Dit fenomeen wordt versterkt door, enerzijds, milieuwetgeving die het zwavel gehalte in producten naar beneden bijstelt en anderzijds, een groter aanbod van zwavelhoudende ruwe olie, terwijl ook in dit geval de raffinaderijen een beperkte ontzwavelingscapaciteit hebben. Ook hier speelt een investeringsprobleem. Na jaren van overcapaciteit en zeer geringe marges in de raffinage zijn oliemaatschappijen terughoudend met het uitbreiden van de capaciteit van installaties, bovendien zijn in West-Europa en de VS milieuregels verzaamd.

Figuur 27 Raffinage Capaciteit, Doorzet en Ruwe Olieproductie, per jaar, 1965 - 2005



Bron: BP, Statistical Review of World Energy, 2006.

Daarnaast zijn er politieke problemen en onzekerheid over het investeringsklimaat in belangrijk potentiële non-OPEC-productielanden, zoals in voormalige Sovjet-Unie en Mexico. Een belangrijke factor hierbij is dat de internationale oliemaatschappijen maar zeer beperkt toegang hebben tot olieresources en reserves. Een groot deel van de totale resources wordt gecontroleerd door staatsondernemingen in de producerende landen.

Aan OPEC-zijde spelen er aantal zaken. Ten eerste hebben veel OPEC-lidstaten grote moeite om te investeren in nieuwe capaciteit omdat ze vaak geen buitenlands kapitaal willen toelaten in hun olie-industrie. Bovendien spenderen ze een groot deel van hun inkomsten aan uitgaven ten behoeve van de bevolking, wapens en andere weinig productieve, maar politiek belangrijke aangelegenheden. Ook is het een feit dat Irak geen significante rol op de markt kunnen spelen zolang het niet stabiliseert. Bovendien is ook duidelijk dat de relatie tussen de VS en Saoedi-Arabië, maar ook tussen OPEC en de consumerende landen, zodanig veranderd lijkt na de interventie in Irak in 2003, dat er weinig geneigdheid lijkt te bestaan om tot lagere olieprijsen te komen (Marcel, Mitchell, 2003; Morse, Jaffe, 2001; Morse, Richard, 2002; Soligo, Jaffe, 1999). Net als in 1973/74 en in het begin van jaren tachtig profiteren de olieproducerende landen simpelweg van de betrekkelijk toevallig ontstane situatie van hoge volatiele prijzen die op ieder incident reageren. Voorbeelden hiervan zijn de gevolgen van een aantal orkanen in de Golf van Mexico (Ivan, Rita, Katrina), stakingen in de Noorse olie-industrie, etc. (Jaffe, Soligo, 2002).

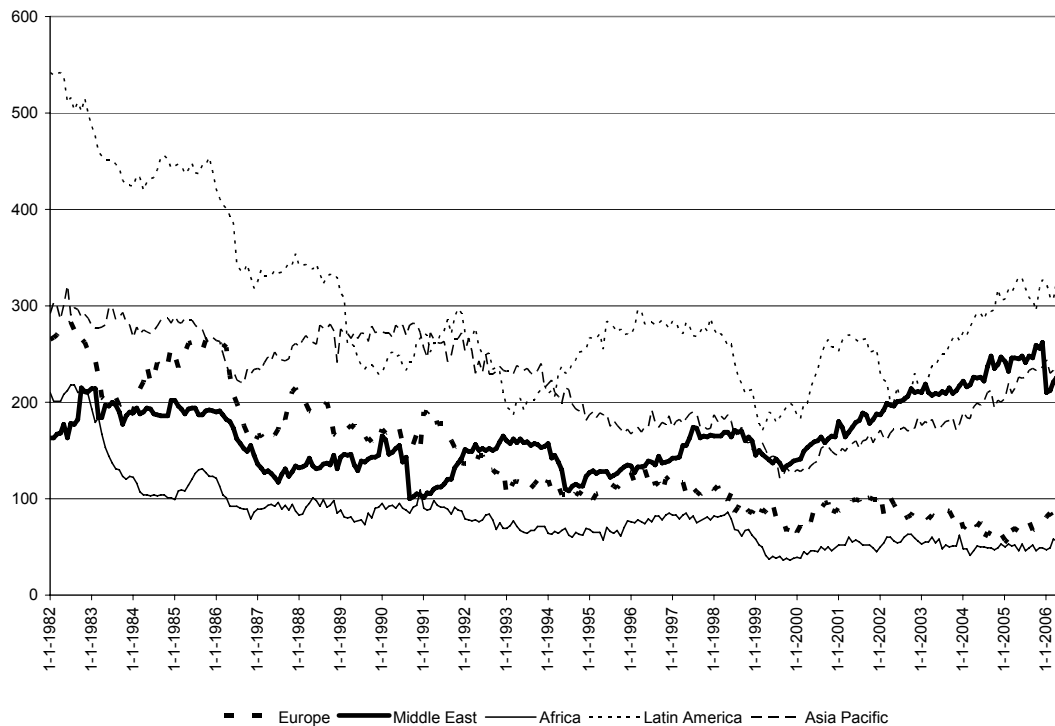
Duidelijk is dat de olie - en gas - producerende landen bevreesd zijn opnieuw een situatie van overaanbod te laten ontstaan, zoals in de jaren '80. Te meer omdat in deze periode OPEC niet in staat bleek zijn eigen capaciteit te beheersen en de markten te stabiliseren, zoals hierboven aangegeven is.

De *peak oil* beweging staat op het standpunt dat de wereldolieproductie aan zijn hoogtepunt aan het komen is. Alle grote olievoorkomens zijn in de optiek van deze beweging gevonden en wat er nog rest zijn kleine, dure reserves op moeilijk bereikbare plaatsen. De voorspelling van *peak-oil* luidt dan ook dat er steeds minder olie beschikbaar zal zijn wat tot een nog sterkere stijging van de prijzen zal leiden.

Andere organisaties, waaronder het IEA, stellen dat de sterke prijsstijging de oliemaatschappijen in OPEC en non-OPEC-gebieden ertoe aan zal zetten om te gaan investeren. De hogere olieprijs zou ook het zoeken en produceren van olie in diep water en verder afgelegen gebieden rechtvaardigen. Daarmee zal er op termijn voldoende olie beschikbaar blijven tegen een hogere prijs dan in het verleden, maar onder het huidige niveau (zie ook Bielecki, 2000; Shell, 2005). In principe genereert een significante vraag tegen een hoge prijs investeringen. Dat is ook te zien in Figuur 28 die de inzet van boorplatforms in verschillende regio's toont en een afspiegeling vormt van de activiteit in de exploratie en de ontwikkeling van nieuwe winningscapaciteit.

Het probleem ligt echter in de geopolitieke verhoudingen tussen de verschillende olieconsumerende en -producerende landen in het Midden-Oosten en de instabiele politieke situatie in aanzienlijke delen van de wereld (Rusland en de Kaspische Zee-staten, Venezuela, Nigeria en ander Afrikaanse landen). Hierbij speelt het beleid van de huidige Amerikaanse regering en de relatief zwakke politieke positie van de EU natuurlijk ook een rol van belang. Het is maar zeer de vraag in hoeverre de huidige situatie zich leent voor een investeringsklimaat waarin de benodigde investeringen in capaciteitsuitbreiding inderdaad gedaan worden.

Figuur 28 Inzet van boorplatforms, per maand, januari 1982 - June 2006

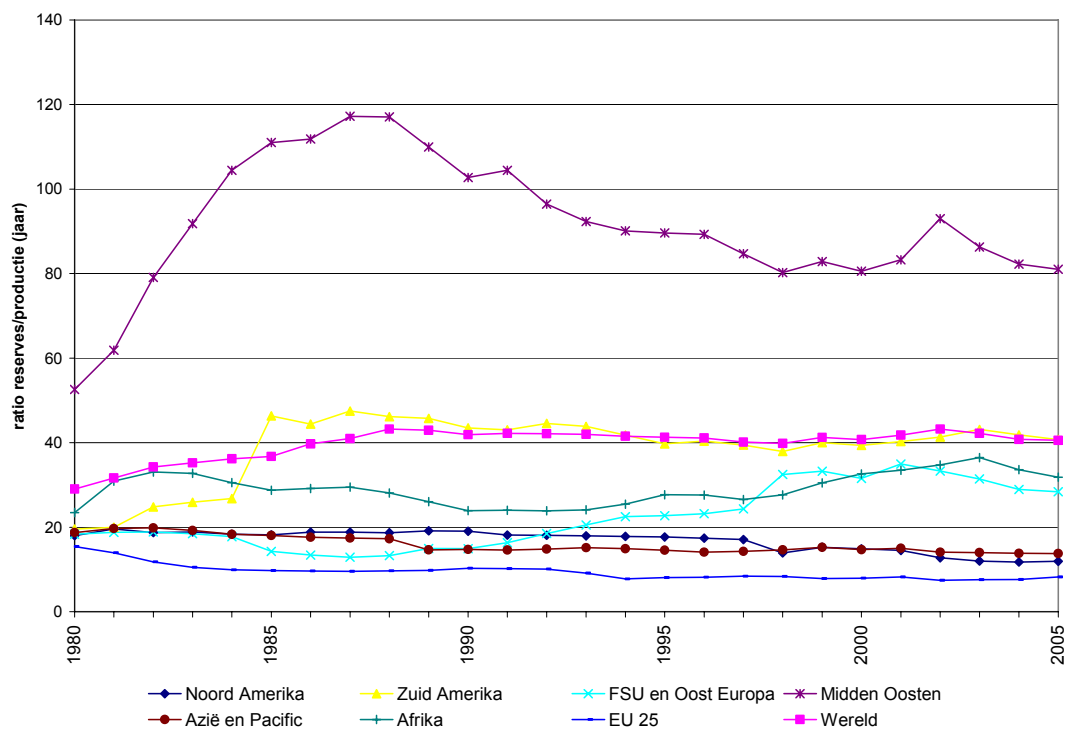


Bron: Baker Hughes, Inc.

Uiteindelijk zal deze situatie van schaarste waarschijnlijk tot aanpassingen leiden, enerzijds omdat de hoge prijzen tot een relatieve vermindering van de economische groei en de consumptie van olie zullen leiden. Daarnaast stimuleren hoge productprijzen investeringen in de constructie van nieuwe productie- en raffinagecapaciteit. De resultaten daarvan zullen zeker merkbaar worden op de markt. Figuur 29 geeft inzicht in de ontwikkeling van de ratio van de bewezen reserves, gedeeld door productie in de verschillende regio's; de RP-ratio. De ratio geeft in wezen, op ieder moment in de tijd, het aantal jaren weer dat er nog geproduceerd kan worden, geven de bewezen voorraden en de productie van dat moment. Hieruit komt een beeld naar voren dat er op wereldschaal een betrekkelijk stabiele verhouding bestaat tussen de productie en het toevoegen van nieuwe reserves; op ieder moment zijn er nog bewezen reserves die voldoende zijn voor zeker 40 jaar productie. De dynamiek is vooral terug te vinden in de verschillende regio's. Zo is te zien dat in Noord Amerika en Azië gedurende de jaren '90 de RP-ratio terug gelopen is tot rond de twaalf jaar, als gevolg van afnemende reserves.

Ook, in Europa daalt het niveau sinds de jaren '80 langzaam maar zeker naar rond de tien jaar. In Zuid-Amerika ligt het niveau vrij constant op ongeveer 40 jaar, sinds midden jaren '80, terwijl in de voormalige Sovjet-Unie en Afrika een stijging heeft plaatsgevonden sinds 1990. In het eerste geval is dat het gevolg van een dalende productie; in het tweede speelt een vergroting van de reserves een rol. In het Midden-Oosten is sprake van een afname van de ratio, door een stijgende productie bij gelijkblijvende reserves.

Figuur 29 Reserves Production Ratio 1980- 2005



Bron: BP, Statistical Review of World Energy, 2006.

5.4 De nabije Toekomst

Belangrijke factoren met betrekking tot de ontwikkeling van de olieindustrie zijn samengevat in Tabel 9. In het voorafgaande is aangegeven hoe verschuivingen in deze factoren van invloed geweest zijn in het verleden. Met betrekking tot de situatie in de toekomst kunnen een aantal min of meer waarschijnlijke ontwikkelingen onderscheiden worden.

Met betrekking tot de **marktstructuur en eigendomsverhoudingen** is het duidelijk dat er verschuivingen optreden in de rol van de majors en de nationale ondernemingen in productielanden (NOC's). Gegeven de beperkte toegang van de majors tot een groot deel van de bewezen reserves lijkt het voor de hand liggend dat hun aandeel in de oliewinning verder zal afnemen, ten opzichte van het aandeel van de NOC's. Daarnaast lijkt het fenomeen zich voor te doen dat een aantal gespecialiseerde sub-contractors een groeiende rol speelt in de ontwikkeling van allerlei technologie en diensten die aan de zowel de majors en de NOC's aangeboden worden. Naarmate technologie complexer en duurder wordt is het voor de hand liggend meer gebruik te maken van schaalvoordelen in de ontwikkeling en bij de toepassing gebruik te maken van de door deze subcontractors gebundelde ervaringen van verschillende oliemaatschappijen. Daarnaast lijkt er een trend te bestaan waarbij consumenten landen ook staatsondernemingen, of 'national champions' inzetten voor de verwerving van olie en gas voor hun thuismarkten. Voorbeelden zijn te vinden in China en India, die actief zijn in verscheidene Afrikaanse landen, en in Europa in Spanje (Repsol), Italië (ENI), Duitsland (Eon-Ruhrgas), Frankrijk (Edf en Total).

Een tweede aspect omvat de **prijsvorming en de contracten** waarbij, in samenhang met het voorgaande, gespeculeerd kan worden over het weer aangaan van langetermijn contracten tussen producenten en consumentenlanden. Naarmate een groter deel van de handel in olie buiten de markt om plaatsvindt, neemt het risico toe voor de deelnemers, wat als zodanig weer verticale integratie of langere termijn contracten stimuleert. Ook de toegenomen volatiliteit, als gevolg van het ontbreken van surpluscapaciteit in de winning en de raffinage, zal mogelijk leiden tot het aangaan van dergelijke contracten, zowel vanuit het perspectief van de producenten als de afnemers. Een laatste argument betreft de afnemende beschikbaarheid van lichte, hoogkwalitatieve ruwe olie die een goede product balans oplevert in de huidige raffinaderijen. Dit fenomeen zou ertoe kunnen leiden dat bedrijven het risico willen vermijden dat hun oliedieet niet meer via de markt aan kunnen schaffen en daarom overgaan op langere termijncontracten.

Met betrekking tot het derde aspect, **de relevante instituties**, lijken de terugkeer van NOC's en meer rigide contractvormen tot een politisering van de markt aanleiding te geven, waardoor allerlei secundaire geopolitieke en sociaal-economische factoren weer een grotere rol kunnen gaan spelen in de commerciële verhoudingen. Dit wordt ook versterkt door het groeiende belang van milieuaspecten en de noodzaak tot het terugdringen van CO₂, NO_x en zwavel uitstoot. Anderzijds, zal dit meer aanleiding geven tot coördinatie en samenwerking, rond leveringszekerheid en crises in de energievoorziening (Van der Linde, 2005; Correljé, Van der Linde, 2006).

De **politieke issues van belang** zullen zich waarschijnlijk toespitsen op, ten eerste, belangentegenstellingen tussen verschillende groepen consumenten rond toegang tot olie- en gasvoorkomens; ten tweede, de middelen die zij daartoe inzetten (NOC's, contractuele verhoudingen, belastingheffing en subsidies, etc.); ten derde, kooldioxide reductiemaatregelen; ten vierde, het gebruik van energiepolicies voor algemene geopolitieke doelstellingen. Afhankelijk van de bredere context van de wereldpolitiek, waarbij de claim voor meer zeggenschap door snel groeiende economieën, zoals China, India en Rusland, en ideologische tegenstellingen tussen de VS, Europa, Latijns-Amerika en Azië een belangrijke rol speelt, zullen deze tegenstellingen tot serieuze conflicten kunnen leiden (zie ook Correljé, Van der Linde 2006).

Voor wat betreft de **winningslocaties** is duidelijk dat er verschuivingen zullen plaatsvinden van Europa en de VS, waar de reserves uitgeput aan het raken zijn, naar het Midden-Oosten en Afrika. Daarnaast zou, ook als gevolg van technologische ontwikkeling en on-shore politieke instabiliteit, de off-shore winning van nieuwe reserves toenemen. Hier ligt nog een belangrijke rol voor de majors.

De **rol van olie in de energiemarkt** zal nog meer toegespitst raken op transport, aangezien andere sectoren relatief makkelijk alternatieven als kolen, gas, kernenergie en duurzame vormen van energie kunnen inzetten. Daarnaast zal ook de efficiëntie van het gebruik van energie toenemen, onder invloed van hoge prijzen en technologische ontwikkeling.

De **origine van de aangevoerde olie** zal waarschijnlijk licht verschuiven, waarbij de VS zich op Latijns-Amerika, het Noorden van Amerika en West-Afrika zullen richten, terwijl Europa zich nog sterker met Rusland en Noord-Afrika zal verbinden. Azië zal

zich sterk op het Midden-Oosten en de Pacific blijven richten, maar mogelijk zal Rusland hier ook een rol gaan spelen.

Voor wat betreft de toegepaste **technologie** zal de off-shore productie aan belang winnen, terwijl enhanced recovery technieken zich verder zullen ontwikkelen. Indicaties hiervan zijn te vinden in de strategie van de majors, die zich zeggen te richten op dit soort moeilijke ‘frontier’ projecten, bij gebrek aan toegang tot interessante, groot-schalige projecten in de traditionele gebieden. Daarnaast zal het exploratie onderzoek zich waarschijnlijk verder ontwikkelen in simulatie en schattingstechnieken. Een andere vorm van technologieontwikkeling zal te vinden zijn in de raffinage waar de noodzaak tot het vergroten van de opbrengst aan lichte brandstoffen en het kraken van de residuen steeds urgenter wordt, door zowel de ontwikkeling van de vraag naar lichte producten en het dalende aanbod van geschikte ruwe olie. In samenhang hiermee zal ook de ontwikkeling van gecompliceerdere processen, mogelijk in samenhang met multifuel en vergassingstechnieken een belangrijkere rol gaan spelen, waarmee de flexibiliteit aan de vraagkant vergroot kan worden, en olie, residuen, kolen, biofuels en gassen een bredere inzet kunnen krijgen.

De balans in **vraag, aanbod en capaciteit** is sterk afhankelijk van de economische voorspoed in de verschillende regio's. Duidelijk is dat zich niet zomaar weer een surplus winnings- en raffinagecapaciteit zal ontwikkelen, zonder dat een economische teruggang de vraag naar energie weer zal doen dalen. Als zich dat niet voordoet, zal de industrie alle zeilen moeten bijzetten om voldoende te investeren om de vraag bij te houden. De energiemarkt zal daardoor gevoelig blijven voor vraag-en aanbodfluctuaties en prijsvolatiliteit. Deze instabiliteit zal mogelijk een reden zijn voor meer samenwerking en coördinatie tussen producenten en consumenten, waardoor de huidige trend richting *meer* marktwerking omgebogen wordt in meer coördinatie door internationale samenwerking. Met betrekking tot de ontwikkeling van bewezen reserves licht het in de lijn der verwachting dat er rekening gehouden moet worden met een hoge mate van *just-in-time*. Gezien de grote investeringsbehoefte, in een wereld die in toenemende mate op korte-termijnresultaat gericht is, zullen bedrijven de financiële ruimte niet hebben om voor lange tijd vooruit exploratie te ondernemen. Bovendien is er ook een gebrek aan capaciteit en menskracht in de exploratie en winning.

Tabel 9 De Internationale Oliemarkt: De toekomst

	2001-2005	2005>
Structuur Markt Eigendom	Concentratie MNOCs, NOCs (OPEC, OAPEC, Non-OPEC). Privatisering bij OECD en NOPEC	Verandering rol MNOCs Belangrijkere rol NOCs (OPEC, OAPEC, Non-OPEC) De-privatisering bij OECD en NOPEC Kleinere oliemaatschappijen met andere doelen dan MNOCs Belangrijke rol van sub-contractors, suppliers, consultants, etc.
Pricing / Contracts	Fysieke en papieren spot-markt	Meer lange termijn contracten, naast markt, volatiliteit
Instituties	Markt	Staten, NOCs en Markt
Politieke issues	Verwijdering tussen OAPEC, OPEC en OECD. Int. terrorisme. Unilaterale VS koers	Verwijdering tussen OAPEC, OPEC en OECD Internationaal terrorisme Verzwakte positie VS als dominante mogendheid Pogingen van China en andere consumenten om politieke grip te krijgen op aanbod Internationale belangenconflicten rond post-Kyoto project
Productie- locatie	VS, LA, MO FSU export, NAF, Noordzee, Alaska, West-Africa	VS, LA, MO FSU export, NAF, Noordzee, Alaska, West-Afrika
Rol van olie in energie markt	Transport Vervanging van olie in non-transport, ook door milieu aspecten	Transport; Substitutie van fossiele olie in non-transport, ook door milieu aspecten
Technologie	Aanvang Enhanced recovery (EOR), diep-zee, flexibele technieken voor mature area's	Diepzee, teerzanden, enhanced recovery van grote en kleine velden, flexibilisering inputs (olie, kool, gas, bio) en outputs van conversieprocessen (syn-fuels en bi- en-trigeneration), vergroting van efficiëntie in hele keten. CO ₂ -opslag
Origine aanvoer naar US, EU en Japan	US: I + LA + MO EU: MO + EU + NAF Japan: ME	US: I + LA + MO EU: MO + EU + FSU Japan: ME
Vraag; Aanbod; Capaciteit	Stijging reserves; Groei in vraag; Groei in aanbod; Verdwijning van Surplus	Stijging reserves, Groei in vraag, Groei in aanbod

5.5 Conclusies met betrekking tot het olieaanbod

Duidelijk is dat de markt voor ruwe olie en olieproducten altijd in beweging is geweest en altijd in beweging zal blijven. Zowel de vraag als het aanbod van ruwe olie en producten reageren met een vertraging op veranderingen in de markt, zoals hierboven is uitgelegd. Binnen een korte tijd kunnen er daarom overschotten of tekorten ontstaan die, vanwege het belang van olie als bron van energie, tot sterke prijsbewegingen kunnen leiden. Deze fluctuaties worden tegenwoordig nog versterkt door het feit dat zowel de ruwe olie - als de productmarkten elektronische *on-line*-markten geworden zijn, terwijl er een stortvloed aan korte termijn detailinformatie over vraag en aanbod beschikbaar gemaakt wordt door gespecialiseerde informatiediensten op internet.

Paradoxaal genoeg leidt deze overvloed aan informatie niet tot verbeterde inzichten en voorspellingen. Hoewel in grote lijnen bekend is welke verschillende factoren van invloed zijn op de marktontwikkelingen, is het onmogelijk om te voorspellen hoe deze economische en politieke factoren zich precies zullen gaan ontwikkelen en hoe ze zullen gaan samenvallen (zie Lynch, 2002). Bij gebrek aan deze inzichten, die voor OPEC en voor andere overheden noodzakelijk zijn om 'de markt' succesvol te kunnen sturen - maar ook als gevolg van politiek opportunisme - wordt de olie-industrie al bijna een eeuw lang gekenmerkt door falende overheden in een falende markt en de daarbij behorende prijsinstabiliteit, zoals geïllustreerd wordt in Figuur 19 (Bohi Toman, 1996; Kolstad, 2000).

Daarnaast kunnen een aantal generieke conclusies getrokken worden met betrekking tot de ontwikkeling van de oliemarkt:

- 1 Olie is niet primair gezocht, gevonden en geproduceerd waar dat het goedkoopste is. Geopolitieke factoren en toeval hebben altijd een belangrijke rol gespeeld in het zoeken, vinden en produceerbaar maken van voorkomens, resources en proven reserves.
- 2 De vraag naar energie en olieproducten is op de korte termijn niet sterk elastisch. Prijsontwikkelingen hebben een beperkte invloed. Economische groei heeft een belangrijke impact op de energievraag en vooral ook op de vraag naar olieproducten voor transport.
- 3 Op de langere termijn zijn prijsontwikkelingen wel van belang en hebben ze substitutie-effecten tot gevolg, tussen verschillende energiebronnen, tussen kapitaalinvesteringen en energiegebruik en in ruimtelijke zin, door verplaatsing van de productie naar gebieden met een lager algemeen kostenniveau.
- 4 Verschuivingen in de verhouding tussen de olie-industrie en overheden van producerende en consumerende landen zijn cruciaal voor het begrijpen van de ontwikkeling van patronen van vraag en aanbod.
- 5 De MNOC's veranderen in de tijd en passen zich aan, naar gelang hun positie in het geheel en de ruimte die geboden wordt. Ze bevinden zich in een delicate balans tussen de belangen van hun aandeelhouders, overheden van olieproducerende landen, de inwoners van die landen en de consumenten en de overheden van OECD-landen die belasting heffen en doelstellingen voor wat duurzaamheid stellen.

- 6 Er is een redelijk grote flexibiliteit in patronen van consumptie, productie, marketing, etc. De gemiddelde overgang duurt ongeveer 6 à 7 jaar, dat wil zeggen de periode van een lange investerings-lead time.
- 7 Patronen van nieuwe investeringen in olieproductie en raffinage en terughoudendheid daarin zijn duidelijk zichtbaar in de industriecycli, die zich kenmerken door hoge en lage prijzen voor olie en producten. Hoge prijzen stimuleerden nieuwe investeringen, lage prijzen dwongen vervolgens rationalisering en efficiëntie af.
- 8 Overgangen van het ene patroon naar het andere zijn vrij generiek en hebben betrekking op vrijwel de hele industrie.
- 9 Technologie ontwikkelt zich uiterst snel, als daar vraag en stimulans voor bestaat.

In het verleden is gebleken dat er in de productie altijd verschillende fracties, om verschillende redenen, van mening verschilden met elkaar en met diverse groepen consumenten (MNOC's, Non-OPEC, OPEC, Latijns-Amerika, Europa, VS, lokale maatschappijen, etc.). Dat bood altijd gelegenheid tot zoeken, vinden en produceren van olie, met de daaruit voortvloeiende productiviteit- en effectiviteitsgroei.

6 Dynamische analyse van de waardeketen voor gas

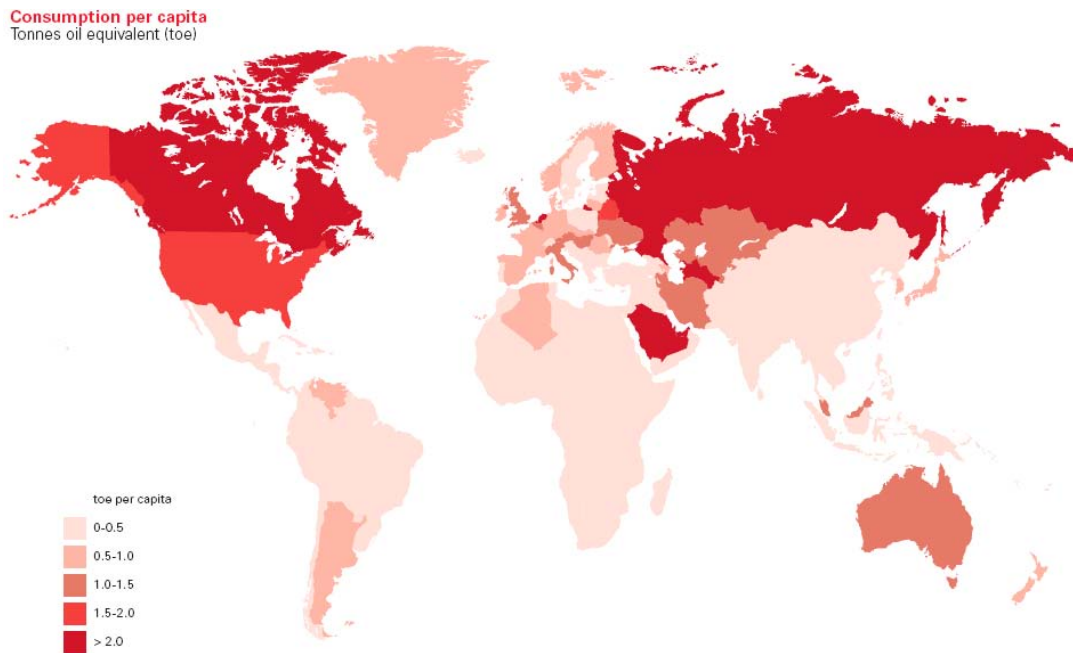
Op dit moment voorziet gas in ongeveer een kwart van de totale primaire energie behoefte op wereldschaal. Verdere groei van de gasconsumptie wordt verwacht, als gevolg van de relatief lage CO₂-uitstoot, in vergelijking met kolen en olieproducten. Gas wordt dan ook vaak beschouwd als de 'brug' naar de toekomstige duurzame systemen van energievoorziening in de tweede helft van de 21^{ste} eeuw.

Voortgaande groei van het gebruik van aardgas in huishoudens, de industrie en de elektriciteitsopwekking in Europa, Noord- en Zuid-Amerika en Azië heeft aardgas tot de belangrijkste energiebronnen gemaakt (zie Figuur 30). Belangrijke drijvende krachten daarbij zijn de technische en economische voordelen van gas, als schone, veelzijdige en makkelijk te controleren energiedrager. Een grote uitdaging ligt echter in het coördineren van de gasmarkt. Dit hoofdstuk zal aangegeven hoe gasmarkten in het verleden tot stand gekomen zijn, als een resultante van economische, technische en institutionele aspecten en hoe ze tegenwoordig aan het veranderen zijn. Daarbij wordt aandacht geschonken aan het functioneren van deze markten onder invloed van karakteristieken van de productie en de transmissie en distributie systemen (zie ook Adelman, 1962).

Het gebruik van aardgas op grote schaal is een relatief recent, twintigste eeuws, fenomeen. Daarvoor, echter, werd er al wel zogenaamd stadsgas gebruikt. Dit gas werd grotendeels geproduceerd door de destillatie van kolen in gemeentelijke gasfabrieken. Hierbij werden gas en cokes gevormd. Soms ook werd gas dat vrijkwam bij de cokesproductie voor hoogovens verkocht aan gemeentelijke gasbedrijven. Daarnaast werd er ook op aardgas ingezet dat gewonnen werd uit kleine gasvoorkomens in de nabijheid van steden. In de VS werd voor het eerst aardgas gebruikt in 1821, in Fredonia bij New York. In Rusland werd voor het eerst aardgas gebruikt in de Bakoe, waar het beschikbaar kwam als bijproduct van de plaatselijke oliewinning, in 1871.

Pas rond 1920 maakte de ontwikkeling van de lastechniek het mogelijk dat er stalen pijpen gemaakt konden worden die bestand waren tegen de hoge druk van grootschalige gasvoorkomens. Dit maakte de ontwikkeling van systemen mogelijk op een veel groter schaalniveau, waarbij verschillende putten en velden met elkaar en met diverse verafgelegen lokale distributiesystemen verbonden konden worden. Leeggeproduceerde velden konden dan ook vervangen worden door nieuw aangeboorde reserves. In de VS vond de ontwikkeling van dit 'lange-afstandsgas' plaats vanaf 1925. Elders zou dat nog tot de jaren vijftig duren. In Europa markeren de gasvondsten in Groningen in Nederland in 1959 de start van de ontwikkeling van een continentaal systeem dat zich uitstrekte over Duitsland, België, Frankrijk, Italië en Zwitserland. Iets later, vanaf 1967, werd ook het Verenigd Koninkrijk van een nationaal systeem voorzien nadat er aardgas onder het Noordzeebekken was aangetroffen. Tot in de jaren negentig functioneerde het Engelse systeem vrijwel gescheiden van de rest van Europa. Ook in de Sovjet-Unie vond de ontwikkeling van grootschalige systemen vanaf de jaren vijftig plaats (Peebles, 1980).

Figuur 30 Gasverbruik per capita 2005



Bron: BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

Anders dan olie, olieproducten en kolen wordt gas niet verhandeld op een echte wereldmarkt. Dat komt omdat, tot nu toe, gas aan de verbruikers geleverd werd via productiesystemen en pijpleidingen die een sterk regionaal bereik hadden. De geografische karakteristieken van deze systemen waren essentiële parameters voor de ontwikkeling van vraag en aanbod op lokale markten. Als gevolg van deze karakteristieken heeft zich een variëteit aan contractuele en eigendomsverhoudingen ontwikkeld, tussen gas producenten, transporteurs en consumenten. Door middel van deze arrangementen worden prijs en volume risico's gereduceerd en verdeeld over de verschillende partijen. Daarnaast boden deze institutionele structuren de mogelijkheid om informatie over vraag en aanbod ontwikkelingen te genereren en te verspreiden over relevante partijen zodat er langere termijn zekerheid en stabiliteit geboden werd voor betrokkenen. Veelal kwamen er samenwerkingsverbanden en joint-ventures tot stand tussen publieke en private entiteiten in de verschillende segmenten van de systemen met verschillende taken en verantwoordelijkheden. Belangrijk doel was de risico's te beperken en het bestendigen van langere termijn commerciële relaties, zodanig dat noch de belangen van producenten, noch die van consumenten in het gedrang kunnen komen. Dit heeft geleid tot de ontwikkeling van daadwerkelijk regionale gas markten in de Verenigde Staten, continentaal Europa, Het Verenigd Koninkrijk, Japan, de voormalige Sovjet-Unie en de Latijns-Amerikaanse markten; iedere markt met zijn eigen structuur en institutionele kader, met specifieke rollen voor nationale en lokale overheden en het bedrijfsleven en daarmee samenhangende uitkomsten voor wat betreft economische karakteristieken en vraag- en aanbodverhoudingen.

In de Verenigde Staten bestond er strikte regulering vanuit de staten en de federale overheid om de private gasindustrie te stabiliseren. In Europa ontstond er een variëteit aan nationale arrangementen die binnen een internationaal Europees systeem gecoördineerd werden via lange termijn contracten en coöperatieve publiek/private

eigendomsverhoudingen. Hierin speelden overheden van gasproducerende landen en een beperkt aantal gas producerende oliemaatschappijen hoofdrollen. In Groot-Brittannië had een publiek distributiebedrijf, British Gas, had het alleenrecht op de afname van alle gas van publieke en private off shore producenten en leverde dat direct aan de eindverbruikers. In Japan werd vloeibaar aardgas (Liquified Natural Gas of LNG) geïmporteerd via lange termijn contracten tussen consortia van distributiebedrijven en elektriciteitsproducenten en de buitenlandse producenten, die vaak staatsbedrijven uit OPEC-landen of internationale oliemaatschappijen waren. In de Sovjet-Unie werd de hele markt gereguleerd en gestuurd door centrale planning vanuit het ministerie. In Latijns-Amerika, werden lokale markten, in Argentinië, Chili en Venezuela, door de staat gereguleerd en hadden staatsbedrijven een belangrijke rol, soms naast private producenten (Davis, 1984). Hieronder zal nader ingegaan worden op de ontwikkelingen in de Verenigde Staten, Europa en Azië, als voornaamste consumenten van aardgas.

Gedurende de jaren tachtig vond er een geleidelijke verschuiving plaats in het economisch denken, waarbij de rol van overheden en de interventie in markten ter discussie werd gesteld. Gesteld werd dat 'de staat' nooit bij machte zou zijn de economie beter te coördineren dan de markt vanwege gebrek aan informatie, belangenconflicten en politieke grilligheden. Bovendien zou er een groot risico bestaan dat het beleid van staten ten prooi zouden vallen aan specifieke belangengroepen, of aan politieke besluiteloosheid. De argumenten voor herstructurering en een terugtrekkende overheid werden versterkt door economische theorieën over internationale handel, die stelden dat integratie van nationale en regionale markten voor goederen en diensten tot een sterke welvaartsverhoging zouden leiden, als gevolg van een efficiëntere internationale arbeidsdeling tussen landen. Aangezien landen sterk verschillen in hun toegang tot energiebronnen zouden nationale energiemarkten moeten integreren, zodanig dat de productie en handel in energiedragers niet langer beperkt bleef tot het nationale territorium. Daartoe zouden nationale handelsregimes de bestaande institutionele barrières moeten verwijderen terwijl verbetering van de fysieke infrastructuur meer efficiënt transport van energie tussen en binnen landen mogelijk zou moeten maken (Yergin, Stanislaw, 1998).

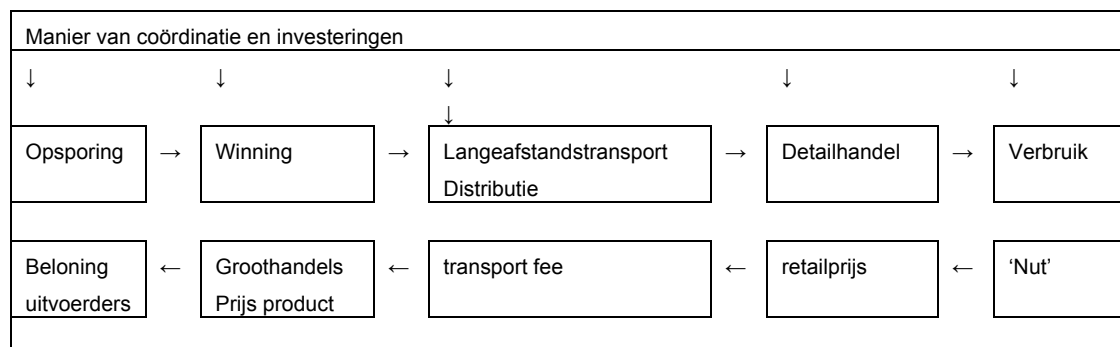
Voorzichtig werden in de verschillende gasmarkten processen van herstructurering en aanpassing van de regulering in gang gezet. Ook hierbij waren lokale economische, (geo)politieke en fysieke factoren van groot belang in het verloop van deze processen. Dat kwam tot uiting in de urgentie waarmee de herstructurering ingezet werd, het tempo waarin maatregelen genomen werden en de keuze voor het herstructureringsmodel om tot een daadwerkelijk 'markt' voor gas te komen.

6.1 De gaswaardeketen

Over het algemeen kunnen de gassystemen opgedeeld worden in aantal segmenten: de *up-stream* productie van gas, (lange-afstands) pijpleidingtransmissie, de *down-stream* distributienetwerken en de handel en levering. Het productiesegment omvat de exploratie, het boren, de productie zelf en het verzamelen van het gas van de verschillende velden, voordat het naar de transmissieleidingen gaat. De gasindustrie is nauw gelieerd is aan de olieindustrie, juist waar het de up-stream activiteit van exploratie en productie betreft die over het algemeen door 'olie'- maatschappijen worden uitgevoerd.

Daarna echter, wordt het gas na reiniging direct naar de *down-stream* afnemers getransporteerd; er is geen sprake van raffinage. Gas wordt door transmissiepijpleidingen of, in vloeibare vorm als LNG (*Liquified Natural Gas*), in tankers naar de markten gebracht. Gastransmissie omvat, meestal, lange, hogedruk pijpleidingen die het gas van de productiegebieden naar de verbruikersmarkten voert. Vloeibaar aardgas, LNG, dient na aankomst op de ontvangstterminal, eerst weer gasvorming gemaakt te worden in *gasification plants*. Als het aardgas in de consumentenmarkten aangekomen is wordt over het algemeen verder naar de afnemers getransporteerd via lokale distributienetten. De lokale gasdistributie omvat het lagedruktransport naar de kleinverbruikers, de levering, het meten van het verbruik en marketing activiteiten gericht op de verschillende verbruikers. De handel heeft betrekking op de verkoop van het gas door de up-stream producenten, aan groothandelsbedrijven die het gas weer verder verkopen naar de retailhandel; vaak grote afnemers in de industrie en elektriciteitsopwekking en lokale gasdistributiebedrijven die aan kleinverbruikers leveren. Ook down-stream, in de consumptie, zijn er verbanden waar gas en olieproducten substituten voor elkaar kunnen zijn. Er zijn echter belangrijke verschillen tussen beide industrieën die aanleiding gegeven hebben tot sterk afwijkende ontwikkelingspaden. Pas recentelijk, met de groei van vloeibaar aardgas als alternatieve vorm van gasvoorziening, lijken er een aantal overeenkomsten te ontstaan in de structuur van de waardeketens voor beide energiebronnen.

Figuur 31 Gas waardeketen



Zoals gesteld, is het opzetten, beheren en exploiteren van dergelijke grootschalige, samenhangende productie, transport en distributiesystemen een complexe aangelegenheid; ondermeer vanwege de grote investeringen en grote risico's en onzekerheden (Correljé, 2004). Enorme investeringen zijn nodig in installaties en pijpleidingen die - eenmaal gebouwd - slecht één doel en bestemming hebben: gasproductie en het transport van de producent in A naar de verbruikers in B. Als de noodzaak of behoefte aan het gas, of het transport daarvan, weg zou vallen werd de investering waardeloos. Als de consumenten overgaan op andere brandstoffen, vanwege de lagere prijs daarvan of anderszins, of als de producent besluit te stoppen met de levering van gas of hogere prijzen gaat vragen, staan de andere partijen met lege handen. Zodoende zijn de producenten, transporteurs en verbruikers, door hun verbondenheid via pijpleidingen, veroordeeld tot een sterke afhankelijkheid van elkaar. Zowel producenten als consumenten zijn onderhevig aan volume- en prijsrisico. Het kapitaal vastgelegd in exploratie, productie en transport faciliteiten verliest zijn waarde als deze faciliteiten niet - met een minimum opbrengst - in voldoende mate benut

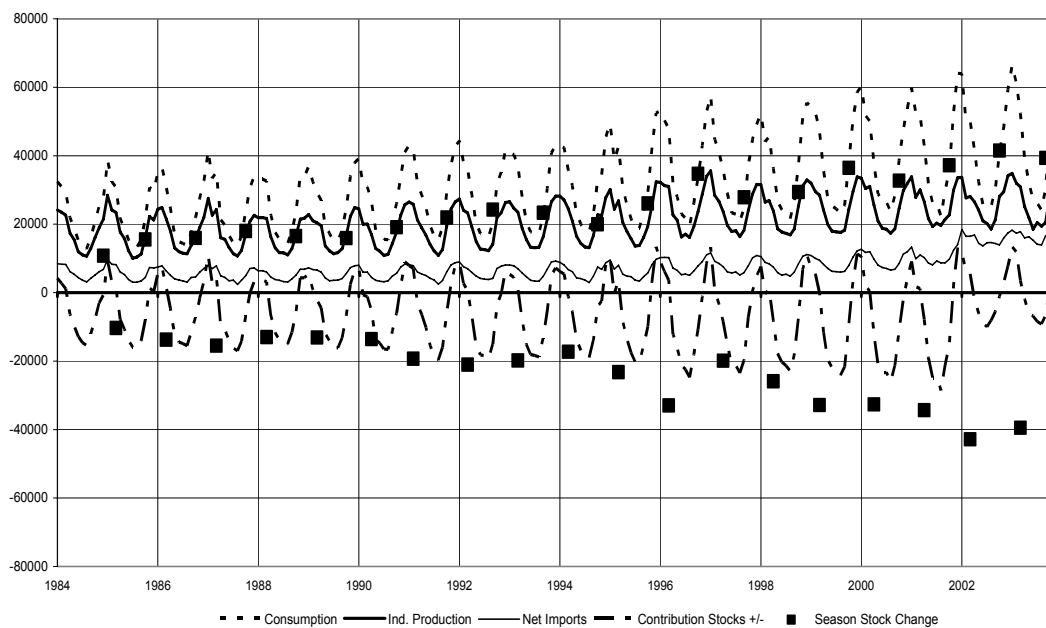
worden. Voor de consumenten geldt dat zij zich door investeringen in apparaten en toepassingen vastleggen aan het verbruik van gas en niet geconfronteerd willen worden met sterke prijsverhogingen. Vanwege de wederzijdse afhankelijkheid zijn alle partijen in principe in staat elkaar onder druk te zetten, wat leidt tot een initiële terughoudendheid in het aangaan van relaties en transacties. Dit laatste is juist wat voorkomen moet worden omdat de systemen anders niet tot stand komen, door middel van de contractuele inbedding van de transacties. Aangezien het veelal om grensoverschrijdende systemen gaat spelen internationale politieke verhoudingen hierbij vaak een belangrijke rol.

Een cruciaal aspect van de exploitatie van dergelijke grootschalige infrastructures is dat de beschikbare capaciteit maximaal gebruikt wordt en dat de inkomsten de totale kosten dekken - en niet alleen de variabele of marginale kosten - plus een redelijke beloning voor het gelopen risico. Vaste kosten van kapitaalsinvesteringen maken het leeuwendeel uit van het kostenpatroon van een gassysteem. In een situatie van 'echte' concurrentie, echter, zullen de marktprijzen de tendens vertonen te dalen tot het niveau van de zeer lage marginale kosten, of daaronder bij een overaanbod, waardoor de kapitaalslasten niet meer gedekt worden. Deze situatie van concurrentie is natuurlijk voordelig voor de consumenten, die dan met een minimale prijs geconfronteerd worden voor een energiedrager die voor hen waarschijnlijk een veel grotere waarde zal hebben. Op langere termijn echter, zal het ook betekenen dat er geen investeringen meer gedaan worden in het zoeken naar vervangende gasvelden en in nieuwe infrastructuur, ter vervanging of vanwege uitbreiding van het systeem. Er bestaat een aantal mogelijkheden om tot een balans te komen tussen korte en lange termijn belangen van de industrie en de verbruikers.

Een instrument van groot belang is het leveringsportfolio, dat een dynamische balans moet vertonen tussen de leveringen van gas aan de verschillende segmenten van verbruikers in verschillende (deelmarkten). De belangrijkste deelmarkten zijn de kleinverbruikers, als huishoudens, de kleinzakelijke markt en overheidsgebouwen, de middelgrote industrie en glastuinbouw, de grote industrie en de elektriciteitsproductie. Belangrijke elementen hier in zijn de prijzen die verbruikers in deze deelmarkten maximaal bereid zijn te betalen voor hun gasleveranties. In de energiemarkt, moet gas concurreren met andere energiedragers. Afhankelijk van het soort afnemer zijn kolen, kernenergie, stookolie, dieselolie, elektriciteit, biofuels, of stadsgas alternatieven voor aardgas. Bovendien zijn sommige afnemers in staat om onmiddellijk, al bij een klein prijsverschil, te switchen naar een andere energiedrager, omdat ze daarvoor de installaties hebben. Bij andere afnemers moet er sprake zijn van (uitzicht op) een prijsverschil van voldoende omvang over een langere periode, om investeringen in nieuwe apparatuur en installaties te rechtvaardigen.

In ieder van bovengenoemde sectoren leidt het gebruik van gas, voor behoeften als ruimte verwarming, koken, warmwater voorziening, ketelondervuring, of als grondstof, tot specifieke gebruikspatronen per seizoen, per week en per dag. Deze patronen vertalen zich in een geaggregeerde 'load factor' die varieert in de tijd. Gas voor de verwarming van huishoudens en andere faciliteiten kenmerk zich door een sterk variabel seizoensgebonden verbruikspatroon, terwijl er op korte termijn weinig alternatieven zijn. De elektriciteitssector is een dynamische markt met veel mogelijkheden voor het op korte termijn 'switchen' tussen energiedragers binnen opwekkingseenheden of daartussen. Veel industrieën kennen ook een seizoensdynamiek en soms mogelijkheden tot uitstel van het gasverbruik.

Figuur 32 Cyclische patronen in gasverbruik, productie, importen en gasopslag in OECD-Europa 1984-2004



Bron: CIEP, 2006.

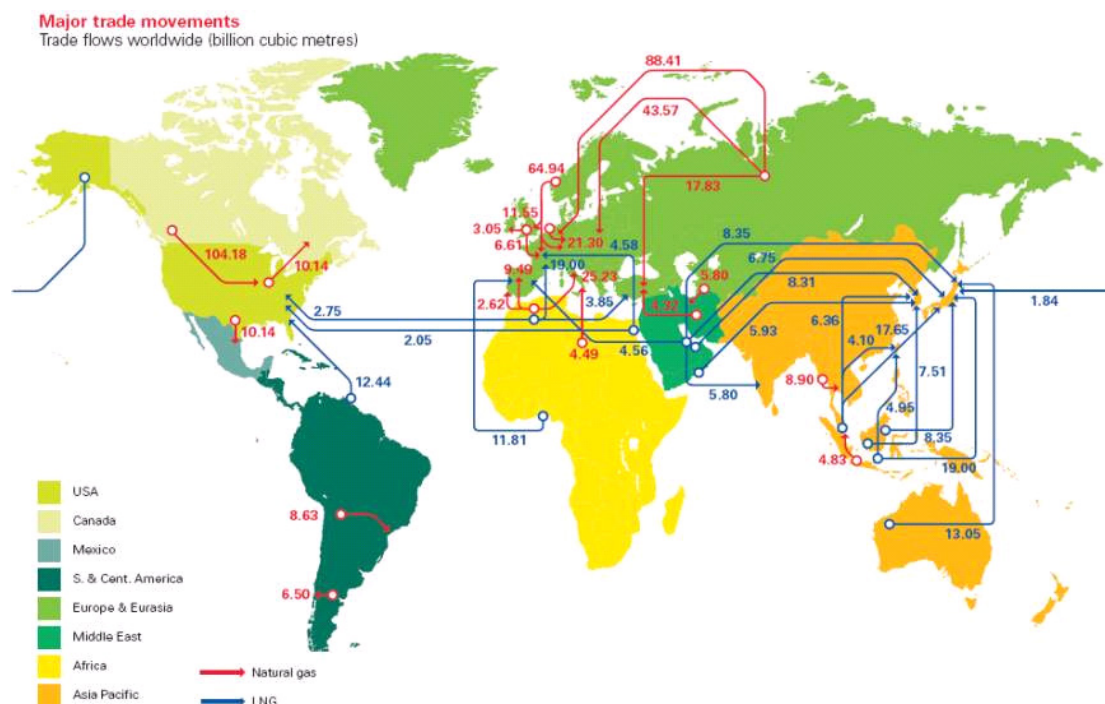
Deze cyclische patronen zijn van grote invloed op de exploitatie van gassystemen, waar vaak een constante, maximale benuttingsgraad in de productie of het transport gewenst is, vanwege geologische, technische en economische redenen. Daarnaast zijn deze patronen van groot belang voor de langere termijnplanning van investeringen in de expansie van deze systemen, zodanig dat er geen capaciteitstekorten, maar ook geen dure overcapaciteit ontstaat. Feitelijk worden er strikte eisen gesteld aan de coördinatie van marketing, productie en investeringen in productie, transport en opslagfaciliteiten (zie Figuur 32). Afhankelijk van de dynamiek in de specifieke regionale omstandigheden is deze coördinatie meer of minder relevant, maar in algemene zin bestaat er een grote invloed op de mate van risico van investeringen door consumenten en producenten.

Een belangrijk ruimtelijk element van de ontwikkeling van de gasvoorziening in de tweede helft van de 20ste eeuw, is het fenomeen dat, over het algemeen, de afstand waarover gas getransporteerd wordt van de productielocatie naar de afnemers, toeneemt. De economische theorie veronderstelt dat de exploratie, de ontwikkelingen van velden en de productie zo dicht mogelijk bij de afnemers plaatsvinden. Transport is duur, het vermindert de opbrengsten van het gas voor producenten en verbruikers en het reduceert de mogelijkheden tot een flexibele inzet van het gas, om dagelijkse en seizoenspatronen in afname te dekken. Dus, in een gestileerd model, zou de ontwikkeling van nieuwe gasvelden zich in concentrische ringen rond de zwaartepunten van consumptie moeten voltrekken (zie Boots, 2004; Golombek, 1995, 1998; OME, 2002).

Dit patroon doet zich in de werkelijkheid niet altijd voor. Gasvelden worden niet op bestelling ontdekt en in productie genomen. Sommige oudere velden blijven produceren, omdat ze erg groot, omdat technologische ontwikkelingen een 'second life' mogelijk maken, of omdat de productie uitgesteld is met het oog op het beheer van nationale bodemschatten. Net als bij olie speelt de factor geluk daar een rol in. In

veel gevallen wordt gas gevonden in “associatie” met olie, dan bevinden beide zich in het zelfde reservoir en is het onmogelijk het een zonder het ander te produceren. Er wordt dan ook veel gas geproduceerd in samenhang met olie. Deze zogenaamde joint-production leidt traditioneel tot problemen bij het tegelijkertijd afstemmen van het aanbod van gas én olie op de vraag. Bovendien was de verkoop van dit gas vaak niet winstgevend, omdat het zover van potentiële klanten plaatsvond en transport per pijpleiding te duur of onmogelijk was (Adelman, 1962; Odell, 2002). Dus werd het aardgas afgefakkeld en de olie per tanker afgevoerd. Pas recentelijk zijn de kosten van een Liquefied Natural Gas (LNG) systeem, inclusief het vloeibaar maken, het transport en het weer in gasvormige toestand terugbrengen zover gedaald dat LNG een perspectief geworden is. Daarmee zullen geografische patronen van gasvoorziening zich radicaal gaan wijzigen.

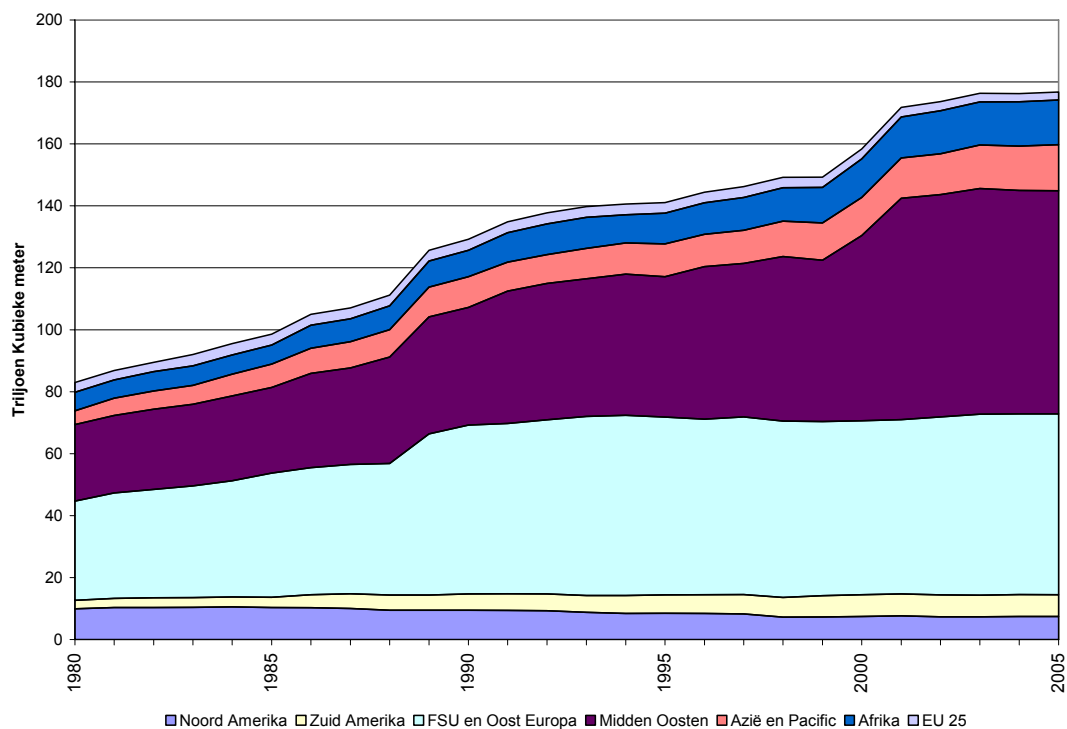
Figuur 33 Patronen van Internationaal Gastransport 2005



Bron: BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

Een tweede belangrijke consequentie is het feit dat de wereld gasreserves sterk kunnen toenemen. Immers gas dat vroeger wel bestond als voorkomen, maar niet tegen economisch aantrekkelijke voorwaarden naar een markt getransporteerd kon worden kon niet als produceerbare reserve gerekend worden. Er was geen vraag, dus geen commercieel verhandelbare en produceerbare hoeveelheid gas. Met het dalen van de kosten van LNG-ketens neemt de wereld gasreserve dus enorm toe, omdat het gas binnen het economisch te rechtvaardigen bereik van de afnemers komt. Dit fenomeen moet natuurlijk ook beschouwd worden in het licht van de huidige hoge olieprijs. Olieproducten vormen een alternatief of een prijsindicator voor aardgas en trekken dus de marktprijs voor gas omhoog. Daardoor kan er nog steeds een aanzienlijke winst gemaakt worden op relatief duur gas, zoals LNG, terwijl de winsten op grote velden in buurt enorm zijn (Jensen, 2003, 2004).

Figuur 34 Ontwikkeling bewezen gasreserves 1980-2005



Bron: BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

6.2 Coördinatie en marktordening

Als gevolg van deze karakteristieken heeft zich een variëteit aan contractuele en eigendomsverhoudingen ontwikkeld, tussen gasproducenten, transporteurs en consumenten. Door middel van deze arrangementen worden prijs en volume risico's gereduceerd en verdeeld over de verschillende partijen. Daarnaast boden deze institutionele structuren de mogelijkheid om informatie over vraag en aanbod ontwikkelingen te genereren en te verspreiden over relevante partijen zodat er langere termijn zekerheid en stabiliteit geboden werd voor betrokkenen. Veelal kwamen er samenwerkingsverbanden en joint-ventures tot stand tussen publieke en private entiteiten in de verschillende segmenten van de systemen met verschillende taken en verantwoordelijkheden. Deze institutionele ontwikkeling heeft geleid tot daadwerkelijk regionale gasmarkten, met een eigen structuur en institutionele kaders en specifieke rollen voor de overheid en het bedrijfsleven.

De Verenigde Staten

De gasindustrie in de VS is de grootste ter wereld en omvat een groot aantal velden met een grote variatie in omvang. In eerste instantie was gebruik van gas een lokale aangelegenheid met een betrekkelijk willekeurige verspreiding over het land. In deze periode was er zeer beperkt toezicht, waarbij vooral gemeentes betrokken waren. De *Natural Gas Act of 1938* vestigde de basis voor de latere regulering van gasprijzen en van de activiteiten van de ondernemingen. In de daaropvolgende periode vond een snelle groei plaats van de industrie en van het reguleringskader. *Interstate* transacties, tussen partijen in verschillende staten, werden gereguleerd door de *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), zoals die later ging heten.

Intrastate transacties, binnen een staat warden gereguleerd door *state public utility commissions* (PUC). De industrie was verticaal opgesplitst in de productiebedrijven, pijpleidingen voor het transport en de lokale distributiebedrijven. Alle transacties waren gereguleerd en vonden plaats onder langetermijncontracten tussen producenten en de interstate en intrastate transportbedrijven, die het weer doorverkochten aan de lokale distributiebedrijven, zodat de industrie feitelijk wel verticaal geïntegreerd was. Pogingen om de *wellhead* prijzen, de inkomsten voor de producenten, op een laag niveau te houden ontmoedigden investeringen in exploratie en productie. De transport- en distributiesystemen, als private monopolies, berekenden hoge kosten door aan de verbruikers. In de jaren '70 vertraagde dit de groei van het gebruik van gas aanzienlijk, terwijl in die periode de ontwikkeling van binnenlandse energiebronnen van het grootste belang geacht werd. Het gebrek aan gas aan het eind van de jaren '70, bracht het *Congress* ertoe over te gaan tot hervorming van de gasindustrie. In 1978, werd de *Natural Gas Policy Act* aangenomen waarmee de *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) in staat was om tot liberalisering van de interstate gasmarkt over te gaan (MacAvoy 2000).

Europa

Essentieel voor de ontwikkeling van het Europese systeem - en in afwijking van de situatie elders - was de mogelijkheid om zeer flexibel gas te produceren uit het Groningenveld in Nederland. Vanwege de geologische structuur van het veld en de grote investeringen in de dagelijkse productiecapaciteit, met een totaal van circa 100 bcm per jaar, kon het veld een piekproductie leveren die voldoende was om de hele Noordwest Europese markt van gas te voorzien. Bovendien lag het veld centraal in de regio. Op deze basis ontwikkelde zich gedurende de jaren '60 een systeem waarbij Nederland gas ging leveren aan, in eerste instantie, Duitsland, België en Frankrijk (Correljé, 1998; Correljé, 2003; Correljé, Verbong, 2004).

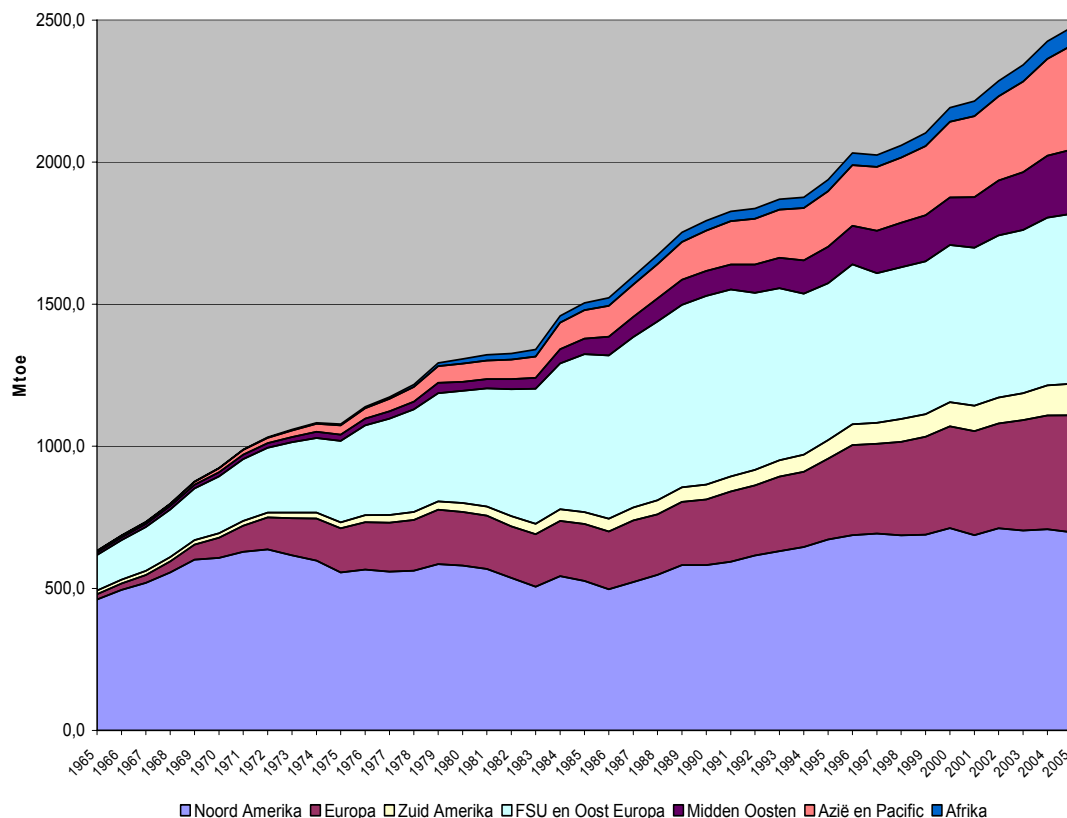
Gedurende de jaren '70 doken er nieuwe producenten op, aangetrokken door de hoge inkomsten uit de gasverkoop in Europa. Deze producenten, vaak oliemaatschappijen, in Nederland, Noorwegen, Groot-Brittannië, de Sovjet-Unie en Algerije ondernamen exploratieactiviteiten en investeerden in productiefaciliteiten, waarna het gas verplicht verkocht werd aan (semi-) publieke gasinkoopbedrijven, zoals Gasunie in Nederland, British Gas, GFU in Noorwegen, de voorloper van Gazprom in de Sovjet-Unie en Sonatrach in Algerije. Deze bedrijven verkochten het gas bij hun nationale grenzen aan transportbedrijven en/of groothandelondernemingen, die het gas verder Europa in voerden en verkochten aan lokale of nationale distributiebedrijven, elektriciteitsproducenten en industriële grootverbruikers. Met uitzondering van Duitsland, had ieder land een transmissiebedrijf dat het nationale hogedruktransport-systeem beheerde. De lokale, gemeentelijke distributie bedrijven beheerden de lage-druk distributienetten, waarmee het gas naar de verbruikers werd gevoerd. De kleinverbruikers hadden exclusieve leveringscontracten met hun lokale distributiebedrijven. Overall in Europa waren de transmissie bedrijven en distributiebedrijven lokale monopolies (Mabro Wybrew Bond, 1999).

Aan de hand van de afzet van gas in de verschillende deelmarkten coördineerden de gasinkoopbedrijven en transporteurs/groothandels de investeringen in de exploratie, productie en transportsystemen. De producers leverden hun gas via langetermijncontracten, voor 15 tot 20 jaar, aan de transmissiebedrijven. Die hadden middenlange-termijncontracten, 1 tot 5 jaar, met de lokale distributiebedrijven en grootverbruikers.

Door middel van concessies, gedeeld eigendom, indicatieve planning, cost plus en oliegerelateerde prijzen, waren producenten, transporteurs en distributeurs in staat de aanschaf en verkoop van gas te coördineren. Door deze contractuele voorwaarden was het risico in de financiering van dure productie en transportfaciliteiten beperkt. Dit stimuleerde de enorme investering die nodig waren voor de expansie van het gassysteem.

Daarbij waren drie elementen cruciaal. Ten eerste waren er de zogenaamde take-or-pay condities, die distributeurs en consumenten verplichten tot betaling van het gecontracteerde gas, ook wanneer dat gas niet afgenomen was, bijvoorbeeld door achterblijvende ontwikkeling van de vraag. Het tweede element betrof de prijs. De belangrijkste concurrentie voor gas bestond eruit dat verbruikers voor andere energiedragers zouden kiezen, waarbij olie het meest voor de hand liggende alternatief was. De eindgebruikersprijzen voor gas werden daarom zodanig vastgesteld dat ze net iets voordeliger waren dan olieproducten; de olieprijskoppeling. Het derde element vormde de verplichting om gas te leveren op de plaats waarvoor het gecontracteerd was en het niet door te verkopen, tegen hogere of lagere prijzen. De inkomsten van de producenten waren dus afhankelijk van de prijzen voor de olieproducten die het alternatief vormden voor de verschillende typen verbruikers; dit heet het 'netback principe'. Transporteurs en distributiebedrijven werden beloond via het cost-plus principe, waarbij de 'plus' afhankelijk was van de onderhandelingspositie van de operator, die meestal een monopolie positie had (zie Correljé, 2003; Estrada, 1995).

Figuur 35 Ontwikkeling gasverbruik per regio 1965-2005



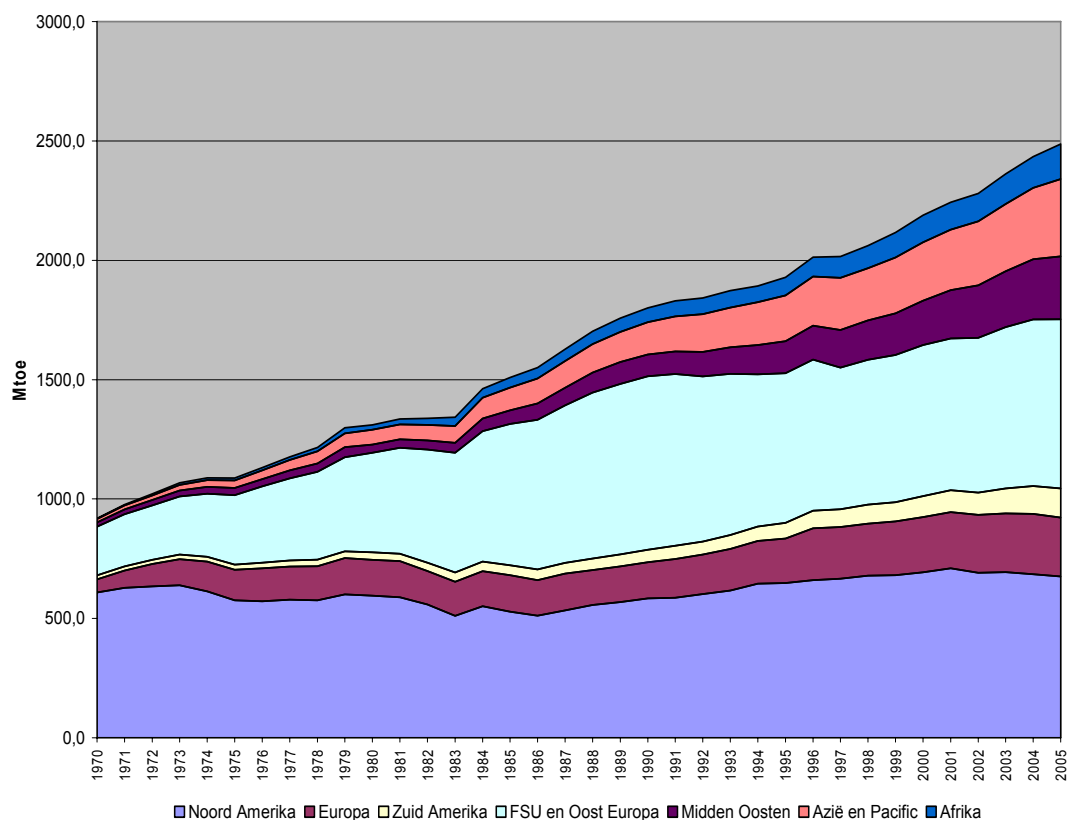
Bron: BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

Azië en de Pacific

Anders dan in de VS en Europa die voorzien worden door middel van pijpleidingen zijn de Aziatische markten in essentie LNG-markten. Japan, Korea en Taiwan importeren het grootste deel van hun LNG-behoefte onder lange-termijn contracten. Dit gas wordt grotendeels gebruikt in de elektriciteitsopwekking. In vergelijking met de VS en Europa is het aandeel van de industrie en kleinverbruikers veel kleiner.

Traditioneel is het gebruik van pijpleidingen in Azië een probleem, als gevolg van politieke spanningen tussen producenten, afnemers en (potentiële) transitlanden, terwijl ook de omvang van de marktvraag en de relatief lage prijzen voor alternatieve brandstoffen een probleem vormen. Daarom bestaat de regio feitelijk uit een aantal deelmarkten, ieder met zijn eigen dynamiek, economische verhoudingen en institutionele kader.

Figuur 36 Ontwikkeling gasproductie per regio 1970-2005



Bron: BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

De nationale markten van Japan, India, China, Taiwan, Korea zijn sterk gereguleerd. Nieuw-Zeeland en Australië daarentegen hebben radicaal geliberaliseerde markten naar Anglo-Saksisch model. In een aantal landen wordt het gasgebruik sterk gesubsidieerd; in andere wordt het tegen kostprijs geleverd. Beide situaties kunnen leiden tot een achterblijvende consumptie. Subsidiering betekent een financiële last voor de betrokken overheden; een hoge kostprijs kan echter moeilijk concurreren met goedkopere substituten. In het algemeen kan gesteld worden dat de Aziatische markt een grote potentiële vraag kent en een aanzienlijk aanbod mogelijk zou maken. Een

veelheid van regio specifieke (geo)politieke en economische problemen, echter, houdt die ontwikkeling tegen (Wybrew Bond, 2002).

6.3 Herstructurering van de gasmarkten

In algemene zin kan gesteld worden dat een hoofddoelstelling van het introduceren van marktwerking in gasmarkten het streven naar prijsverlaging is. Daarnaast speelden nog andere doelen, zoals verbetering van de efficiëntie in het gebruik van de infrastructuur, vergroting van het marktaandeel van gas en de ontwikkeling van nieuwe geografische markten.

Door handelaren en afnemers de keus te geven bij welke producent, respectievelijk leverancier, zij hun gas aanschaffen en welke contracten zij prefereren, kunnen zij die leveranciers selecteren die tegen de beste en voordeligste condities leveren. Daarbij wordt ervan uitgegaan dat die producenten en leveranciers zullen trachten hun marktaandeel te beschermen, of te vergroten, door prijs en leveringscondities te vergroten. Bovengenoemde groothandelaren en distributiebedrijven zullen nieuwe strategieën en contracten moeten ontwikkelen en hun organisatie aanpassen. Zij verliezen immers hun gegarandeerde markten, terwijl de integratie en coördinatie tussen de verschillende schakels van de waardeketen verloren gaat. De bedrijven zullen hun structuur en activiteiten aanpassen door middel van fusies en overnames, zodanig dat hun omvang en de spreiding van hun risico's overeenstemming met de uitdagingen van een concurrerende markt.

Volgens moderne economische theorie kan competitie in gasmarkten tot stand gebracht worden door de structuur van de markt aan te passen. Het traditionele perspectief wees de mogelijkheid van concurrentie af, vanwege de bovengenoemde risico's en de noodzaak tot integratie en coördinatie van de waardeketen. De voorstanders van herstructurering gingen uit van het idee dat concurrentie mogelijk was in bepaalde segmenten van de waardeketen en dat dit het functioneren van het hele voorzieningssysteem zou verbeteren. Slechts het lange-afstandspijpleidingstransport en het lokale distributiesysteem werden geaccepteerd als natuurlijk monopolie, vanwege de bekende argumenten. Andere segmenten, zoals de productie, de groothandel en de retailverkoop werden echter als potentieel concurrerende markten beschouwd. Door het herstructureren van de eigendomsverhoudingen zou dus concurrentie tot stand gebracht kunnen worden. Daarbij kunnen een aantal modellen toegepast worden (Juris, 1998a,b; Newbery, 2001).

Het meest simpele model brengt concurrentie teweeg tussen de verschillende producenten, in de verkoop van hun gas aan een nationaal, regionaal of lokaal gasbedrijf, dat het verder verkoopt aan de afnemers. De transacties tussen de verschillende producenten en gasbedrijven leiden tot de ontwikkeling van een groothandelsmarkt. Regulering is nodig om de marktmacht van de gasbedrijven ten opzichte van de producenten en consumenten in goede banen te leiden en om eindverbruikersprijzen te bepalen. De groothandelsprijzen worden bepaald door de openbare aanbesteding van leveringscontracten met het gasbedrijf.

Een ambitieuzer model introduceert zogenaamde 'Third Party Access' tot de pijpleidingen, zodat producenten, handelaren, grootverbruikers en gasbedrijven onderling gas kunnen verhandelen. De gasbedrijven blijven de leveranciers voor kleinverbruikers en verzorgen de distributie daarvan. Daarnaast moet een ander bedrijf het transport verzorgen naar de gasbedrijven en naar grote afnemers, die hun gas zelf aanschaffen. Deze marktform voorziet competitie in de groothandel en groot-



afnemersmarkt. Dit is een voordeel voor producenten, omdat het een vergroting betekent van het aantal potentiële afnemers. De variatie in afnemers zal een grotere keuze aan contractvormen en leveranciers tot gevolg hebben. De hoge transactiekosten van het handelen in de gasmarkt voor afnemers leidt tot het ontstaan van echte gashandelaren, die vraag en aanbod kunnen aggregeren en transportdiensten regelen en contracteren om het gas te kunnen leveren. In dit model dienen kleinverbruikers nog steeds beschermd te worden tegen de monopoliepositie van de gasbedrijven. Prijzen en toegangscondities voor gastransport zijn een cruciale factor in dit model en dienen daarom ook aan een zekere vorm van regulering of toezicht onderworpen te zijn.

Het derde model scheidt het transport en de distributie af van de productie, de groothandel en de detailhandel en introduceert concurrentie in de laatste drie segmenten. De zogenaamde 'unbundling' wordt geacht een gelijke positie voor allerlei partijen op de markt te creëren, die met elkaar zouden moeten handelen en concurreren om de afnemers. Concurrentie tussen producenten zou hoge marges op de productie doen afnemen en hen vervolgens dwingen kostendalingen door te geven aan de eindgebruikers. Dit zou de noodzaak tot prijsregulering in de groot- en detailhandel wegnemen. Het model voorziet het ontstaan van nieuwe contractvormen voor de korte en langere termijn levering, vergelijkbaar met die in de olieindustrie, om vraag en aanbod te balanceren. Liquide spotmarkten worden geacht te ontstaan op plaatsen waar pijpleidingen uit verschillende productie- en consumentenregio's bij elkaar komen. Hier zouden de prijzen een constante reflectie vormen van de marktwaarde van het gas.

De theoretische voordelen van deze markten moeten echter afgewogen worden tegen nadelen, in de vormen van hoge transactiekosten, hoge risico's en volatiliteit in prijzen en volumes en gebrekkige coördinatie van het gedrag van bedrijven in verschillende de segmenten van de waardeketen. Dit veroorzaakt onzekerheden in de vraag naar gas en transportdiensten, in relatie tot de beschikbare capaciteiten. Deels kan dit opgelost worden door middel van contracten die gegarandeerde of afschakelbare transport, opslag en conversiediensten aanbieden en door mogelijkheden aan de vraagkant, om gasgebruik uit te stellen of te tijdelijk te verminderen (CIEP, 2003; CIEP/IGU, 2006).

Duidelijk is dat herstructurering van de gasmarkt om concurrentie te introduceren complexe organisaties en administratieve systeem vergt om de transacties uit te voeren. Daarnaast is strikt en onafhankelijk toezicht noodzakelijk teneinde de verschillende partijen ervan te weerhouden hun marktmacht te misbruiken. Immers de transportsystemen blijven natuurlijke monopolies die diensten verzorgen die essentieel zijn voor de verschillende andere partijen in het systeem (Correljé, 2005).

De Verenigde Staten

In 1978, werd door het Congres de Natural Gas Policy Act aangenomen waarmee de *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) in staat was om tot liberalisering van de interstate gasmarkt over te gaan. Aangezien de belangrijkste productie- en consumptiegebieden in verschillende staten liggen had deze wet een belangrijke impact in het functioneren van de Amerikaanse gasindustrie. Gedurende de jaren '80 en '90 construeerde de FERC, stap voor stap een kader voor marktwerking in de sector.

Door middel van Order No. 436, introduceerde FERC een Third Party Access (TPA) regime voor het zogenaamde *interstate* gastransport. Dit regime stelde lokale distri-

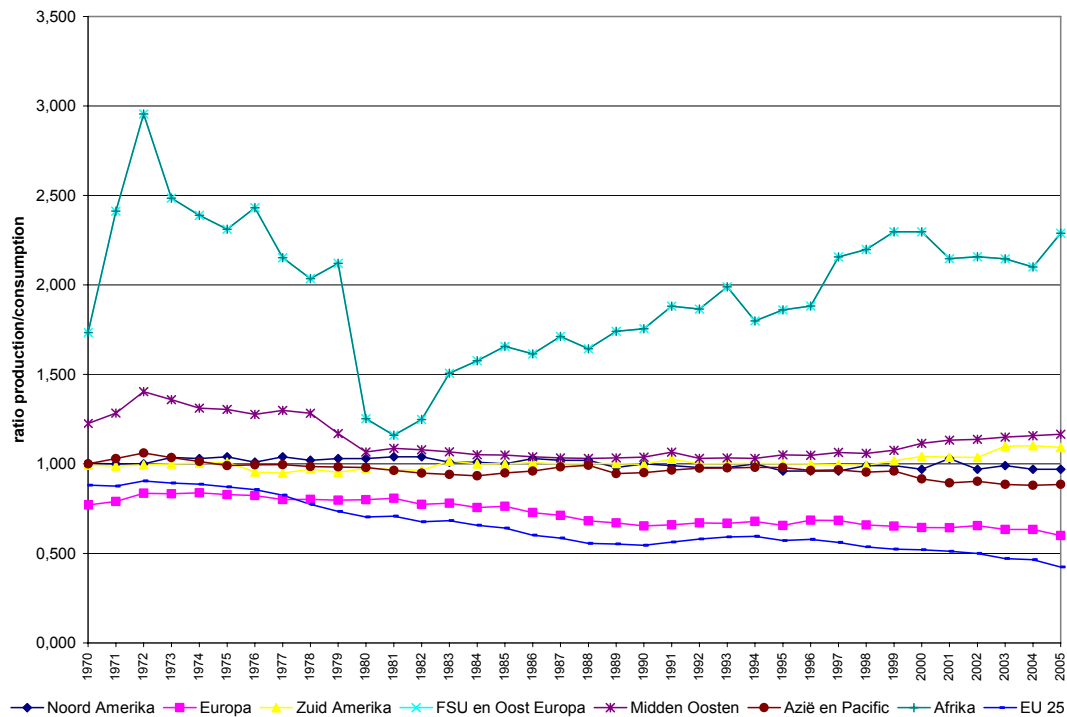
butiebedrijven en grootverbruikers in staat direct met producenten te onderhandelen, om zodoende de groothandelsbedrijven die ook de pijpleidingen exploiteerden te omzeilen - althans de handelsdivisies daarvan. Hoewel het TPA regime vrijwillig kon worden ingevoerd door de transporteurs werd het vrij breed ingevoerd, omdat het hen in staat stelde de bezettingsgraad van de pijpleiding te vergroten. Echte groot-schalige implementatie vond echter pas plaats nadat de FERC het zogenaamde 'stranded cost' probleem opgelost had. Aangezien afnemers de mogelijkheid hadden gekregen om onder lange-termijn leveringscontracten met de groothandelsbedrijven uit te komen bleven die zitten met grote 'take-or-pay' verplichtingen naar de producenten. FERC Order No. 500 stond het vervolgens toe dat deze 'overgangskosten' verdeeld werden over de afnemers; de gasbedrijven en eindgebruikers. Vervolgens regelde de Wellhead Decontrol Act van 1989 de deregulering van de prijzen voor de producenten in alle interstate transactie, waarmee concurrentie tussen de producenten in de groothandels markt een feit werd.

Order No. 636 verplichtte de transportbedrijven om hun handelsactiviteiten af te splitsen van het transport en die in aparte ondernemingen onder te brengen. Hiermee werden veel nieuwe handelsbedrijven aangetrokken die in felle concurrentie met elkaar gingen om de afnemers te bedienen. Order No. 636 paste ook de regulering van het interstate pijpleidingtransport aan en maakte de zogenaamde 'secondary transportation market' mogelijk, waarop de shippers hun met de het transportbedrijf gecontracteerde transport rechten met andere partijen konden verhandelen. Zodoende werden tijdelijke tekorten en overschotten aan transportmogelijkheden tussen de verschillende shippers opgelost, waarmee een efficiënter gebruik en een hogere benuttingsgraad van het hele transportsysteem bereikt werd.

Daaropvolgende maatregelen waren gericht op het vergroten van transparantie en flexibiliteit. Korte-termijn transfers van capaciteit op het systeem, vrijheid in de keuze van de locatie van levering, de standaardisering van contracten en toegangscondities operatie en de introductie van afschakelbare contracten tussen transporteurs en handelaren maakte een steeds meer liquide handel mogelijk.

Tegen het einde van de 20ste eeuw, echter, rezen er steeds vragen over de toekomstige gas - en energie - markt in de VS. De vrees ontstond dat er te weinig, extra, nieuwe gas aangeboden zou worden uit de binnenlandse en importproductie om aan de langzaam maar zeker stijgende vraag naar gas te voldoen. Lage prijzen, in een context van een competitieve markt, een weinig aantrekkelijk fiscaal klimaat, disputen over de constructie van pijpleidingen, gasopslagfaciliteiten en LNG-terminals dragen bij tot terughoudendheid in investeringen in gasproductie. De import van gas, via LNG, is een optie, maar ook daar zijn grootschalige investeringen nodig. Deze situatie - in de context van een stijgende olieprijs - heeft tot een sterke stijging van de Amerikaanse gasprijzen geleid.

Figuur 37 Verhouding regionale productie en gasafname 1970-2005



Bron: Berekeningen op basis van BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

De problemen in de langere termijn voorziening op de Amerikaanse markt lijken een uitvloeisel te zijn van het feit dat surplus-capaciteit in de productie, transport en opslagfaciliteiten ‘verdamp’t is door voortgaande groei van de vraag, terwijl er (nog) niet grootschalig geïnvesteerd werd in nieuwe capaciteit, zoals ook werd geïllustreerd door een aantal locale en regionale ‘energy’ crises in de VS. Marktwerking en een scherper beursgeoriënteerde bedrijfsstrategie hebben de industrie ertoe aangezet terughoudend te zijn in het doen van investeringen. De belangrijke vraag is of, en aan de hand van welke signalen, de industrie wél tot investeren zal beslissen, of dat de marktgedreven gasector in de VS simpelweg niet in staat is tot een gebalanceerde langere termijn ontwikkeling.

Europa

In Europa is de situatie minder kritiek dan in de VS. Er zijn nog geen tekenen van onmiddellijke capaciteitstekorten in de gasindustrie, met uitzondering van Groot-Brittannië. Daar, echter, lijkt een snelle toename van de importcapaciteit de oplossing te bieden. De grootste zorg van de EU Commissie is de voortgang van het liberaliseringproject in de Europese gasindustrie, zoals ook de Groot-Brittannië wordt aangegeven. Gedurende de jaren '80 rees de gedachte dat de Europese landen veel beter af zouden zijn als hun economieën geïntegreerd zouden worden tot één markt voor goederen, diensten, kapitaal en arbeid. Europa werd geconfronteerd in de internationale markten met concurrentie van grote sterke multinationals uit de VS en Japan, terwijl de Europese bedrijven hun producten voornamelijk verkochten in hun relatief kleine en vaak beschermde thuismarkten. Dit leidde er in 1985 toe dat Jacques Delors, de voorzitter van de Europese Commissie, gesteund door de Europese industrie leiders, het Single European Market initiatief kon lanceren. De bedoeling was tot

een Europese vrijmarkt te komen en alle bestaande belemmeringen in het vrije handelsverkeer te slechten. In eerste instantie bleef de energie- en vooral de gassector - enigszins buiten deze ontwikkeling, als een sterk door overheden gedomineerde industrie van strategisch belang. Na verloop van tijd, echter werden toch, weliswaar schoorvoetend, de elektriciteit- en de gassector betrokken in het herstructureringsproces.

Om dit mogelijk te maken waren er twee belangrijke stappen nodig. Ten eerste, moesten de Lidstaten hun productiewetgeving zodanig aanpassen dat de producenten niet langer verplicht waren hun gas te verkopen aan de nationale groothandelsmonopolies. Het *EU Hydro-carbons Directive*, in 1994, bepaalde dat producenten het recht verkregen hun gas te verkopen aan ieder die daartoe interesse had, inclusief grootverbruikers, tussenhandelaren en kleinverbruikers. Overheden mochten wel een depletiebeleid voeren, maar dit moest non-discriminatoire zijn ten aanzien de verschillende producenten.

De tweede stap was gericht op de down-stream activiteiten in de waardeketen. De verschillende partijen moesten toegang krijgen tot de transport- en distributienetwerken door middel van het contracteren van capaciteit in deze systemen, om hun gas naar de afnemers te voeren. Het eerste EU Gas Directief (98/30/EC) beval dat de lidstaten de organisatie en regulering van de nationale gasindustrie zodanig dienden aan te passen dat consumenten het recht kregen zelf te kiezen van wie ze hun gas zouden afnemen. Dit had fundamentele consequenties voor de structuur en de operaties van de bestaande gasindustrie. Om te beginnen moesten de lidstaten de mogelijkheid verschaffen tot gereguleerde of onderhandelde toegang (TPA) tot de nationale transmissie en lokale distributie netwerken. Ten tweede moesten, stapsgewijs, groepen afnemers de vrij keuze krijgen om hun leverancier te kiezen; te beginnen met een eerste tranche van 20% van de nationale markten die veelal de grootverbruikers omvatte. In navolgende stappen zouden de middelgrote afnemers, zo'n 35% van de markt en de resterende kleinverbruikers toegang moeten krijgen. Het derde belangrijke element was de scheiding in de bedrijfsvoering van de productie, transmissie, distributie en handels activiteiten.

Voortgang in de implementatie in de Lidstaten varieerde sterk en daarom werd op 26 juni 2003 door het Europese Parlement en de Raad een nieuwe Richtlijn aangenomen. De nieuwe Richtlijn (2003/55/EC) was explicieter en stringenter en beperkte de vrijheid van de Lidstaten. Ten eerste vereiste het TPA voor transmissie en distributie netwerken op basis gepubliceerde of gereguleerde tarieven, in plaats van onderhandelde tarieven. Ten tweede voorzag het in het recht voor alle afnemers om hun leveranciers te kiezen vanaf 1 juli 2007. Ten derde vereiste het, in plaats van slechts het bijhouden van een gescheiden boekhouding, een wettelijke splitsing van de bedrijfsvoering van de transmissie en grotere distributie ondernemingen en hun handelsactiviteiten. Een vierde, nieuwe, element was dat Lidstaten een toezichthouder - of regulator - moesten instellen met omschreven bevoegdheden. Ten vijfde werd bepaald dat toegang tot opslag en LNG faciliteiten verleend zou moeten worden op onderhandelde of gereguleerde basis. Vervolgens publiceerde de Commissie een serie van verklarende notities hoe deze voorziening geïmplementeerd diende te worden (DG TREN, 2004).

DG TREN volgde de nationale implementatie van de Richtlijn en, in maart 2004, werd geconcludeerd dat: 'For gas, it would seem that further progress is dependent on improved conditions for cross border exchanges and the development of a coherent tariffication and capacity allocation regime at EU level. The implementation

of the Madrid Guidelines and their development through the process set out in the *Commission's proposal for a Regulation* will allow such improvements to be made' (CEC, 2004). De documentatie rond de consultatie rond in het European Gas Regulatory Forum in Madrid geeft een duidelijk beeld van de manier waarop regulering en *guidelines* (CEC, 2003) ontwikkeld worden.

Deze documentatie geeft enig inzicht in hoe verschillende belanggroepen bijdragen aan dit proces en hoe zijn hun belangen formuleren. De variatie in de implementatie door de verschillende lidstaten kwam vooral voort uit hun vrijheid om de eerste Richtlijn te implementeren. Binnen dit kader waren de Lidstaten vrij om de instrumenten en de vorm van toezicht zelf te kiezen. Een aantal Lidstaten, zoals Groot-Brittannië, Nederland, Spanje, Oostenrijk en Denemarken liepen hiermee vooruit. In latere instantie werden er ook handelsinstrumenten ontwikkeld door de industrie (Arentsen, Künneke, 2003).

Andere landen, zoals Duitsland, Frankrijk, België en Italië lopen echter achter in de implementatie van de Richtlijn. Dit geeft aanleiding tot een sterke variatie in de verschillende vormen van toegangsregulering en netwerk-*unbundling*. Ook zijn er grote verschillen in de posities van de voormalige inkoop en verkoopmonopolies en de mogelijkheden voor nieuwe toetreders in de sectoren. Sommige landen handhaven, of versterken, de posities van deze bedrijven, terwijl andere nadrukkelijk streven naar concurrentie in de sector. Een belangrijke factor, in dit verband, zijn de verschillen tussen de perspectieven van de Lidstaten met betrekking tot hun *security of supply* (European Commission, 2000) De afhankelijkheid van externe leveranciers, in Europa of daarbuiten, de toegang tot alternatieve energiedragers, en hun relaties met die leveranciers zijn belangrijke factoren die bepalen wat voor positie landen in kunnen nemen. Daarnaast zijn er de belangen van gasproducerende landen binnen Europa, zoals Nederland, Noorwegen en het VK *vis a vis* de consumerende landen.

Tabel 10 De Europese gasmarkt

	Pre-1959: Stadsgas	1959-1975: Groningen	1975-1998: De EU gasmarkt	1998-2005: Liberalisering	2005> Internationalisering
Structuur Markt/ eigendom	Lokale gemeentelijke gasbedrijven	Private producenten, Gasunie (50/50 staat-Shell/Exxon), publieke/private transmissie, publieke distributie bedrijven	Private producenten, Staatsmonopolies, publieke/private transmissie, publieke distributie bedrijven	Private producenten, unbundling handel, transmissie en distributie	Private producenten, unbundling handel, transmissie en distributie, verticale en horizontale integratie
Pricing / Contracts	Cost plus	Langetermijncontracten, oliepariteit, bestemmingsclausule	Langetermijncontracten, oliepariteit, bestemmingsclausule	Flexibele Langetermijncontracten, kleine spotmarkt	Afname lange termijn contracten, grotere spotmarkt
Instituties	Gemeentelijke dienst	Olie pariteit, bestemmingsclausules, staats contro-leerde depletie	Olie pariteit, bestemmingsclausules, staats contro-leerde depletie	EU Commissie, nationale regulators, hubs, Gaspec	Internationale Markt via LNG, EU Commissie, nationale regulators, hubs, Gaspec
Politieke issues		Discussie over prijsaanpassingen in Nederlandse exportcontracten	Discussie over Russische gasleveringen, prijsaanpassingen	Strijd tussen producenten en EU over deregulering, Strijd tussen export en transit landen, implementatie Gas directieven	Strijd tussen producenten en afnemers over rents, strijd tussen export en transit landen
Productie- locatie	Lokaal, Geïmporteerde kolen en LPG	Nederland on-shore en kleinschalige lokale productie	Nederland on shore, Noordzee, Noorwegen, USSR, Algerije	Nederland on shore, Noordzee, Noorwegen, USSR, Algerije, LNG-import	Nederland on shore, Noordzee, Noorwegen, USSR, Algerije, toenemende LNG-import
Rol van gas in energie markt	Warmwatervoorziening en fornuizen in huishoudens	Warmwatervoorziening, fornuizen en verwarming in huishoudens. Hoogwaardige industriële toepassing	Warmwatervoorziening, fornuizen en verwarming in huishoudens. Algemene industriële toepassing en elektriciteits opwekking	Warmwatervoorziening, fornuizen en verwarming in huishoudens. Algemene industriële toepassing en elektriciteits opwekking	Warmwatervoorziening, fornuizen en verwarming in huishoudens. Algemene industriële toepassing en elektriciteits opwekking, transport?
Vraag Aanbod Capaciteit	Beperkte capaciteit van stadsgas systemen, t.o.v. potentiële vraag	Sterke groei reserves, vraag en aanbod coördinatie	Sterke groei reserves, vraag en aanbod coördinatie	Sterke groei reserves, Sterke groei vraag	Tragere groei reserves, Sterke groei vraag, Problemen met aanbod coördinatie

De toekomst van aardgas in Europa na 2005: Nieuwe vraag- en aanbodpatronen

Tenzij er in Europa een aantal radicale veranderingen plaatsvinden in de positie voor wat betreft kernenergie en energieefficiëntie, lijkt een toenemende afhankelijkheid van aardgas voor de hand liggend in de nabije toekomst. Hierbij kan het aandeel van gas tot ongeveer 30% van de primaire energiebehoefte toenemen. In principe, is er genoeg gas in de nabijheid van Europa om aan deze additionele vraag te voldoen. Er kunnen echter vragen gesteld worden bij de vraag in hoeverre het energiebeleid in de consumentenlanden rekening houdt met de voorwaarden waaronder dit gas geproduceerd kan worden en naar Europa vervoerd zal worden.

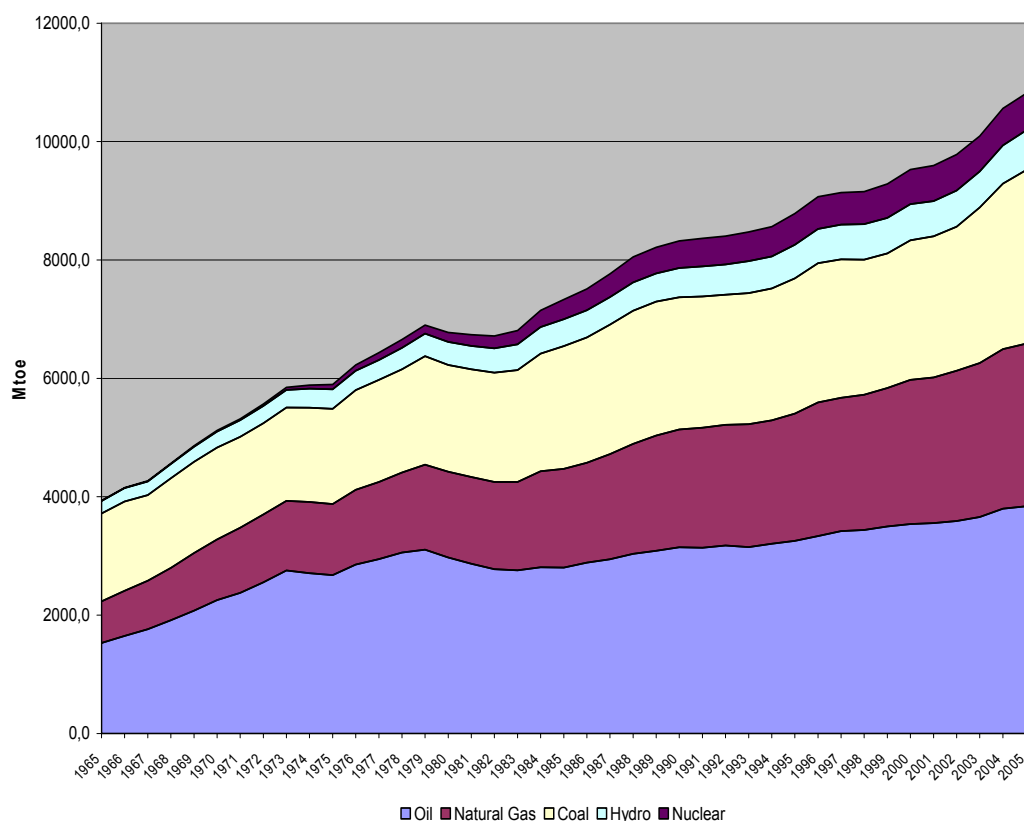
Een cruciaal element in de beantwoording van deze vraag heeft te maken met de omvang van de benodigde investeringen en de timing ervan. De hoeveelheden gas die geproduceerd en getransporteerd moeten worden zijn zo groot dat het de vraag is of de producenten buiten Europa zich aan deze investeringen zullen committeren zonder dat daarvoor de geschikte randvoorwaarden binnen Europa geschapen zijn.

Een belangrijk aspect hierbij is de zekerheid dat dit gas afgenomen wordt, als het geproduceerd is. Hiertoe is het noodzakelijk dat er een zekere coördinatie plaatsvindt van de ontwikkeling van vraag en aanbod en de constructie van infrastructuur. Daarnaast moet de winst die de producenten kunnen maken op de verkoop van dat gas, gegeven de investeringen, aantrekkelijk genoeg zijn.

Zoals hierboven aangegeven is, heeft de gasindustrie sinds de jaren '60 aan de aanbodkant zekerheden gecreëerd door middel van langetermijnleveringscontracten met take-or-pay en bestemmingsclausules en olieprijsindexatie voor specifieke markten. Zoals ook is aangegeven worden deze institutionele randvoorwaarden ontmanteld, terwijl een nieuw systeem wordt opgebouwd dat is gebaseerd op marktwerking en gereguleerd infrastructuurbeheer. De nadruk binnen dit systeem ligt op de korte termijn efficiëntie; noch de markt, noch de reguleringskaders grijpen aan op de langere termijn dynamiek in de energie- en gasmarkt.

Dit leidt tot een aanzienlijke onzekerheid met betrekking tot de ontwikkeling van zowel de markt als het investeringsklimaat. Gas producerende landen, zoals Rusland, Algerije en Noorwegen en ook de grotere oliemaatschappijen en financiers laten hun zorgen en ontevredenheid over deze ontwikkelingen - niet altijd even duidelijk - blijken, zoals op de Conferenties van Algiers, in mei en september 2002, waar duidelijk stelling werd genomen tegen de consequenties van liberalisering en pogingen marktwerking 'te exporteren' naar de producenten.

Figuur 38 Verhouding tussen bijdragen energiebronnen in productie 1965-2005



Bron: Berekeningen op basis van BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

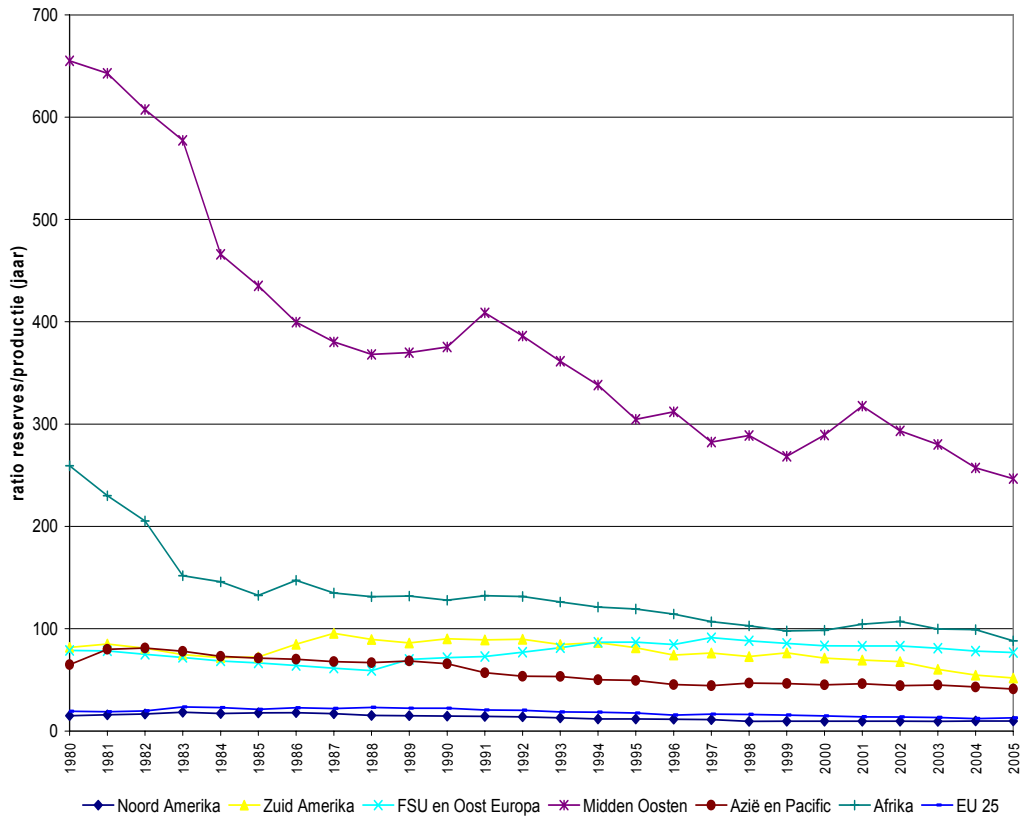
In de huidige gasmarkt kunnen een aantal belangrijke ontwikkelingen en vraagstukken aangegeven worden:

- De consumptie van gas is sterk gestegen de afgelopen jaren en het valt te verwachten dat gas de *fuel of choice* zal blijven vanwege technische, milieu en - in mindere mate - economische redenen.
- Over middellange tot lange termijn uitzichten voor gas bestaat verschil van mening. Fundamentele onzekerheden met betrekking tot de vraag en het aanbod van gas vertalen zich in onzekere relatieve prijsverhoudingen voor gas, in relatie met andere brandstoffen. Deze onzekerheden hebben op de korte termijn het effect dat beslissingen over de inzet van gas in de elektriciteitsproductie niet genomen worden of uitgesteld worden. Hierdoor wordt ook de korte termijn vraag voor gas beïnvloed, terwijl projecties van de productie van gas in de toekomst uiterst onzeker worden. Deze vraag- en aanbod patronen zijn opgebouwd uit seizoens- en dagelijkse patronen en kennen verschillende vormen van prijs-, kruis en inkomenselasticiteit, waardoor de uiteindelijke gasvraag slecht te voorspellen valt (IEA, 2003, 2004).
- Het groeiende aandeel van gas in de elektriciteitsopwekking heeft onbekende consequenties voor de balans tussen vraag en aanbod in de EU-energiemarkt waarvan nog niet zeker is hoe vraag en aanbod zullen matchen. De huidige beweging suggereert nog een voortgang van het herstructureringsproces, waarbij de prijsvorming in toenemende mate door korte



termijn vraag en aanbodpatronen bepaald zal worden. Tegelijkertijd kan, met de huidige druk op de energiemarkten, niet worden uitgesloten dat andere vormen van marktordening gekozen zullen worden, die tot andere prijsstrategieën aanleiding zullen geven.

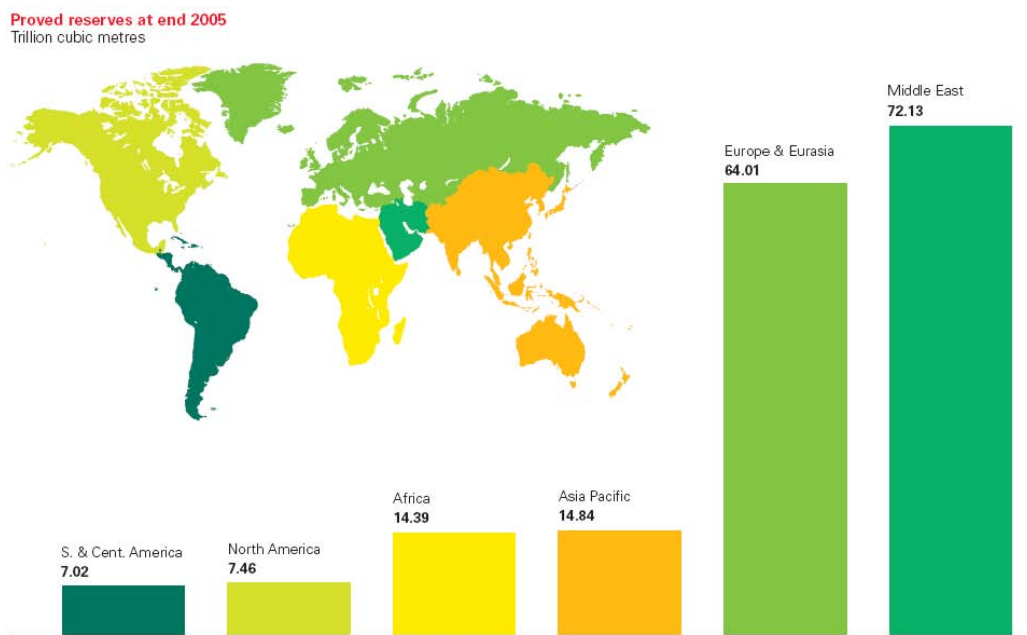
Figuur 39 Ratio van reserves en productie 1980-2005



Bron: Berekeningen op basis van BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

- De drie grote consumentenmarkten, in de VS, Europa en Azië, worden geconfronteerd met de noodzaak steeds grotere hoeveelheden gas te importeren uit het Midden-Oosten, Rusland en Afrika. De daaruit voortvloeiende toegenomen afhankelijkheid tussen producenten en consumenten in combinatie met principiële belangentegenstellingen kan leiden tot conflicten en een politisering van de gasmarkt. Dit heeft consequenties voor de mate van coördinatie tussen vraag- en aanbodontwikkelingen en de aanleg en het beheer van infrastructuur (Correljé, Van der Linde, 2006).
- Opgemerkt is dat voor wat betreft olie de internationale oliemaatschappijen toegang hebben tot ongeveer een derde van de bekende olievoorkomens. In het geval van gas is deze verhouding ongeveer gelijk. Het grootste deel van de gasreserves wordt beheerd door overheden en publieke gas- en oliemaatschappijen.

Figuur 40 Bewezen reserves in 2005



Bron: BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web version).

- Gegeven de zich ontwikkelende vraag- en aanbodverhoudingen zal het (weer) mogelijk zijn dat geopolitieke overwegingen weer een rol van belang gaan spelen. Dit kan de vorm krijgen van geopolitieke acties gericht op de controle over energiebronnen en transportsystemen. Daarnaast kan de controle over energie als 'instrument' gebruikt worden in internationale conflicten.
- Eén van de gevolgen hiervan is dat overheden van consumentenlanden opnieuw de veiligheid van energie expliciet als doel hanteren, en op zoek gaan garanties voor de toegang tot gas. Dit geeft aanleiding tot een situatie waarin afnemers in toenemende mate met elkaar concurreren rond dezelfde gasvoorkomens (Perner, Seeliger 2004).
- De vraag rijst in hoeverre deze (geo)politieke ontwikkelingen van invloed zullen zijn op de exploratie- en productieregimes en wat de consequentie daarvan zal zijn voor investeringen in nieuwe productiefaciliteiten. De verdeling van investeringen, winsten, en risico over de hele waardeketen is van fundamenteel belang voor het tot stand komen van vraag en aanbod, waarbij geopolitieke en lokale sociaal-economische verhoudingen cruciaal zijn (CIEP, 2006; Stern, 1999, 2001; Van der Linde, Stern, 2005).
- Naast exploratie en productie van gas is het lange-afstandstransport van gas in toenemende een complexe aangelegenheid. Zowel in het geval van de VS als in Europa is groeiend aantal landen betrokken bij het transport van gas van de productiegebieden naar de afnemers, via pijpleidingen of LNG (Opitz, Von Hirschhausen, 2001).
- Komende vanuit een situatie van regionale markten, zoals hierboven aangegeven, transformeren de toenemende LNG-stromen de regionale markten in de VS, Europa en Azië geleidelijk in een wereld gasmarkt, waarin arbitrage de regionale vraag en aanbodbalansen zal gaan beïnvloeden.

Tot slot moet dit effect financieel gewaardeerd worden. Bij schade aan bouwmaterialen en landbouwgewassen gaat het om directe economische schades.

In deze studie worden emissies van zware metalen en kankerverwekkende koolwaterstoffen niet meegenomen omdat voor deze stoffen de inventarisatie van emissies per kWh lastig is. De specifieke emissies zijn namelijk zeer afhankelijk van precieze geïnstalleerde technologie en brandstofsamenstelling.

Schade aan ecosystemen	
<p>Bij verzuring en vermesting (als gevolg van emissie van SO₂, NO_x, NH₃) wordt bovendien binnen ExternE (2005) de schade aan ecosystemen gewaardeerd via preventiekosten. Deze zijn afgeleid uit Europese doelstellingen, met name de NEC-richtlijn. Op dit moment zijn hieruit echter nog geen preventiekosten per eenheid emissie afgeleid; de aanbevolen monetarisering is € 100 per hectare waar de 'critical load' wordt overschreden. Voor deze studie is dit niet hanteerbaar.</p>	
<p>In principe zouden we hiervoor de voor Nederland bepaalde preventiekosten voor verzuring en vermesting kunnen gebruiken (CE, 2002). De vraag is echter ook in hoeverre er bij gebruik van preventiekosten sprake zou zijn van dubbeltelling, omdat bij het stellen van de beleidsdoelen zeer waarschijnlijk ook rekening is gehouden met gezondheid- en gewasschade.</p>	

Tabel 23 Aanpak voor bepaling externe kosten luchtvervuiling

Inventarisatie	NO _x , SO ₂ , PM ₁₀ , VOS CO, NH ₃ , HCl, HF (geen schadekosten voorhanden)	
Effectbepaling	Gemiddeld (EU) voor rest van de keten	ExternE implementaties
Schaduwprijs	€ 50.000 / € 75.000 per verloren levensjaar Diverse kosten voor morbiditeit Economische schade voor landbouwgewas en bouwmetaal	
Gevoeligheid?	€ 18.000/€ 27.000 (onder) en € 150.000/€ 225.000 (boven)	Niet toegepast

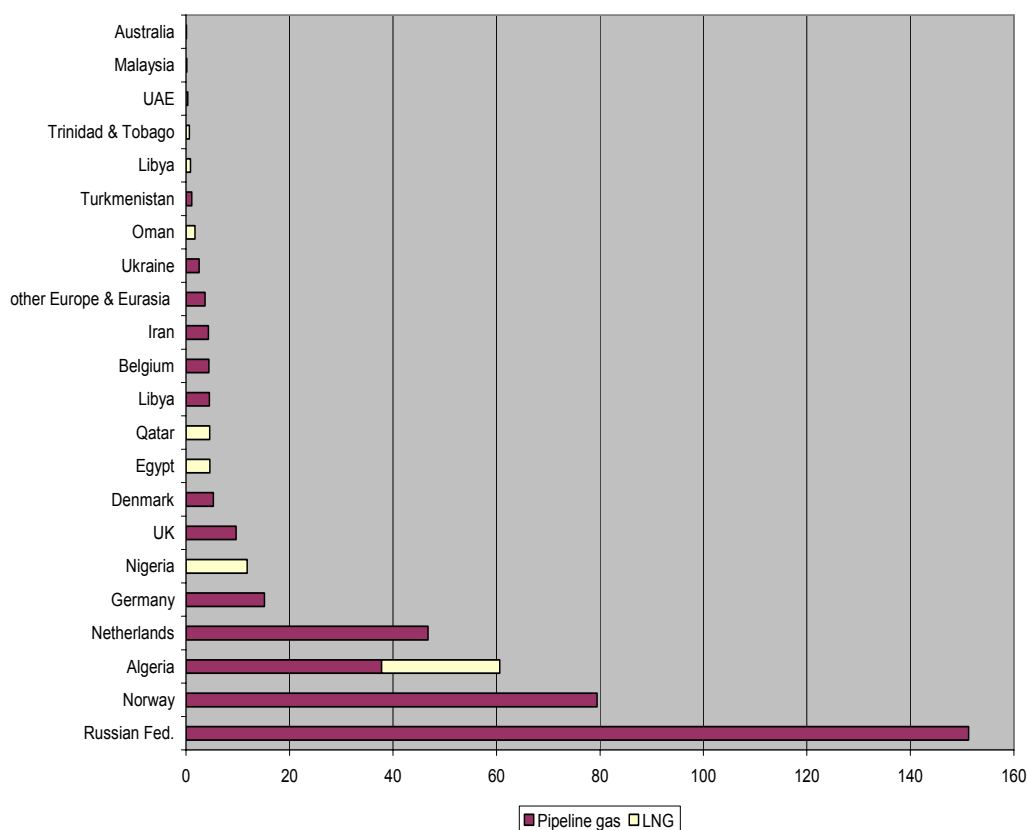
De schoorsteenhoogte is van invloed op de verspreiding van emissies en daarvoor op de schades. Omdat de effectbepaling in deze studie niet lokaal, maar regionaal is, blijkt dit in praktijk hooguit 1% verschil te maken in de resultaten. Voor effecten op zeer lokale schaal is er waarschijnlijk een groter effect

C.4 Radioactieve straling

Radioactieve straling (radiologische emissies) treedt behalve in de nucleaire keten ook in alle fossiele brandstofketens op, maar in de fossiele ketens zijn de effecten in het algemeen verwaarloosbaar. In de nucleaire keten is het de belangrijkste bron van externe kosten. De emissie-naar-schade berekening is voor radioactieve stoffen anders dan voor de andere stoffen.

De schade wordt uitgedrukt in dodelijke en niet-dodelijke kankergevallen en erfelijke afwijkingen. Deze worden vervolgens aan de hand van de VPF (zie paragraaf 2.2.1) in geld uitgedrukt. In NewExt is geen update gemaakt van de methodiek die in ExternE (1995) is vastgelegd. Wel is een nieuwe bepaling van de VPF gemaakt.

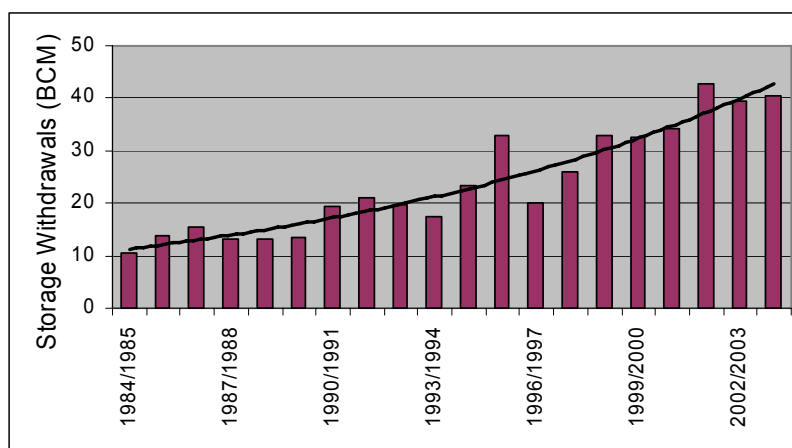
Figuur 41 Import van gas via pijpleiding en LNG in EU 2005



Bron: Berekningen op basis van BP Statistical Review of World Energy 2005 (Web versie).

- Daarnaast is een belangrijke vraag hoe de transitlanden landen beloond worden voor het verlenen van toestemming tot het aanleggen en gebruiken van de pijpleidingen en eventueel LNG-installaties. In dit verband is zowel het aantal betrokken transitlanden van belang, als het bestaan van alternatieve routes en leveranciers. Deze factoren bepalen in sterke mate de strategische positie van transitlanden en de mate waarin deze in staat zijn hoge beloningen te bedingen voor het verlenen van transitrechten.
- Een ander aspect van belang is de coherentie van de opeenvolgende transitregimes in een waardeketen. Hierbij speelt het korte-termijn coördinatievraagstuk een rol, waarbij het contracteren van transportfaciliteiten een ongestoord transit door verschillende landen mogelijk moet maken. Een tweede punt van aandacht is de vraag in hoeverre de regulering en organisatie van internationale transitbewegingen op dezelfde voet kan geschieden als de regimes voor lokaal gastransport.
- De aanvoer van gas over lange afstanden, via pijpleidingen en LNG, betekent over het algemeen dat er een hoge benuttingsgraad wordt nagestreefd voor de infrastructuur. Gegeven de grote impact van dagelijkse, wekelijkse en seizoenspatronen in de vraag naar gas, betekent dit dat het aanbod gemoduleerd moet worden door middel van lokale opslag en ander vormen van flexibiliteit.

Figuur 42 Netto onttrekking van gas aan opslag in EU



Bron: CIEP, 2006.

- Een punt van aandacht is de aanleg van nieuwe voorzieningssystemen in de VS en Europa. Dit betreft LNG terminals, ondergrondse gasopslag en conversieinstallaties. De 'vrije' gasmarkt ontbeert mechanismen om de timing en de omvang van investeringen in infrastructuur te coördineren, anders dan door prijsvorming. Gegeven het gereguleerde monopolie karakter van deze infrastructuren zal de systematiek van de regulering een belangrijke rol te spelen hebben in een tijdige efficiënte ontwikkeling ervan.
- De vraag is hier welke partijen zullen investeren in deze systemen en wie ze zullen beheren. De voornaamste discussie betreft hier de vraag hoe en of deze (delen van) systemen gereguleerd zullen worden, of dat ze vrijgesteld worden van regulering. De voornaamste uitdaging bestaat hier uit het vinden van een balans tussen de aantrekkelijkheid voor investerende partijen, het vermijden van het misbruik van economische machtsposities en het efficiënte inzetten van de aanwezige infrastructuur.

6.4 Conclusies met betrekking tot de gaswinning

De hierboven beschreven veranderingen in de energiehuishouding stellen vragen bij het huidige marktgedomineerde sturingsparadigma. Dit is ook aangegeven in Correljé (2005), Helm (2005), Van der Linde (2005), AER (2005) en bijvoorbeeld de recente Shell scenario's (2005). Zowel met betrekking tot de zekerheid van energievoorziening, als met betrekking tot duurzaamheidsaspecten, lijkt het niet voor de hand liggend dat via marktwerking alleen de gewenste situatie bereikt gaat worden, zonder duidelijke sturing door overheden (zie ook Correljé, 2004; Van der Linde, 2006). Hoewel deze heroverweging slechts zeer aarzelend plaatsvindt wordt langzamerhand toch duidelijk dat het noodzakelijk is om tot nieuwe benaderingen en modellen te komen voor de interactie tussen overheden en marktactoren en hun respectievelijke rollen en verantwoordelijkheden in de waardeketen.



De rol van overheden in de verschillende segmenten van gassector en hun samenwerking met private actoren in de keten en sociale krachten rond die keten is fundamenteel voor de toekomstige ontwikkeling van de gasmarkt en het aanbod van gas. Het aanbod van gas, in termen van de beschikbare en produceerbare reserves, is een functie van de manier waarop de industrie en betrokken overheden in staat zijn een ononderbroken waardeketen te creëren. Naast een fysieke component, omvattende een adequate productie-, transport-, en opslaginfrastructuur, vereist de keten samenhangende institutionele component, waarin financieel-economische verhouding zodanig geregeld zijn dat er minimale (geo)politieke en sociale spanningen kunnen ontstaan in de betrokken landen, terwijl bedrijven belang blijven houden in het doen van noodzakelijke investeringen. Als die keten niet gesloten en in balans is zal er weliswaar gas geproduceerd en geleverd worden via de bestaande infrastructuur, maar zal geen uitbreiding of vernieuwing van het systeem plaatsvinden. Zonder zekerheid van afzet en transport en uitzicht op voldoende inkomsten zullen up-stream activiteiten stagneren, terwijl de vraagkant het gebruik van gas zal mijden als daar een onzekere, prijsvolatiele, afhankelijkheid uit voortvloeit.

Hoewel aardgas inherente voordelen heeft, in termen van gemak, veelzijdigheid en milieuaspecten, spelen er ook een aantal gevoeligheden met betrekking tot technische, financiële, politieke en marktrisico's. In het verleden, zoals geïllustreerd, hebben die in de groeiemarkten van de VS, Europa en Azië, aanleiding gegeven tot een strakke coördinatie van de economische, technische en institutionele componenten van deze systemen. Gedurende laatste twee decennia van de vorige eeuw werd gesteld dat de wereld aan het veranderen was en dat de staat geen partij mee moest zijn. Recente ervaringen, echter, laten zien dat de mogelijkheden om de dergelijke grootschalige complexe systemen door de markt te laten managen beperkt zijn.

7 Dynamische analyse van de waardeketen voor uranium

De uraniummarkt is een bijzondere markt ten opzichte van de andere markten die in deze rapportage worden beschouwd. De uraniummijnbouw vertoont sterke overeenkomsten met de kolenmijnbouw, maar daar houdt de vergelijking ook op.

Uranium wordt vrijwel uitsluitend toegepast als brandstof in kerncentrales voor elektriciteitsopwekking. Andere toepassingen (m.n. voor kernwapens en medische toepassingen) dragen nauwelijks bij aan de totale vraag naar uranium. De vraag naar uranium is dan ook direct gerelateerd aan de rol van kernenergie in de elektriciteitsmarkt.

Vanwege de toepasbaarheid van uranium in kernwapens is er een strikt toezicht op de winning van en de handel in uranium, hetgeen onder meer is geregeld in diverse non-proliferatieverdragen. Er is dan ook geen vrije handel in uranium. Er bestaan vrij directe relaties tussen de uiteindelijke gebruikers en de bedrijven die het uranium winnen.

Bijzonder aan de uraniummarkt is verder dat de grondstof die wordt gewonnen een groot aantal bewerkingen moet ondergaan om als energiedrager te kunnen worden ingezet. Hierbij wordt gemiddeld 4.500 maal zoveel grondstof verzet als uiteindelijk wordt benut, waarvan het grootste deel als verontreinigde afvalstof achterblijft op de winninglocatie. Een deel van deze bewerkingen wordt op of nabij de winninglocatie uitgevoerd door, of onder auspiciën van het winningbedrijf. Andere bewerkingen, zoals de verrijking van het materiaal, worden uitgevoerd in opdracht van de eindgebruiker.

7.1 De uraniumwaardeketen

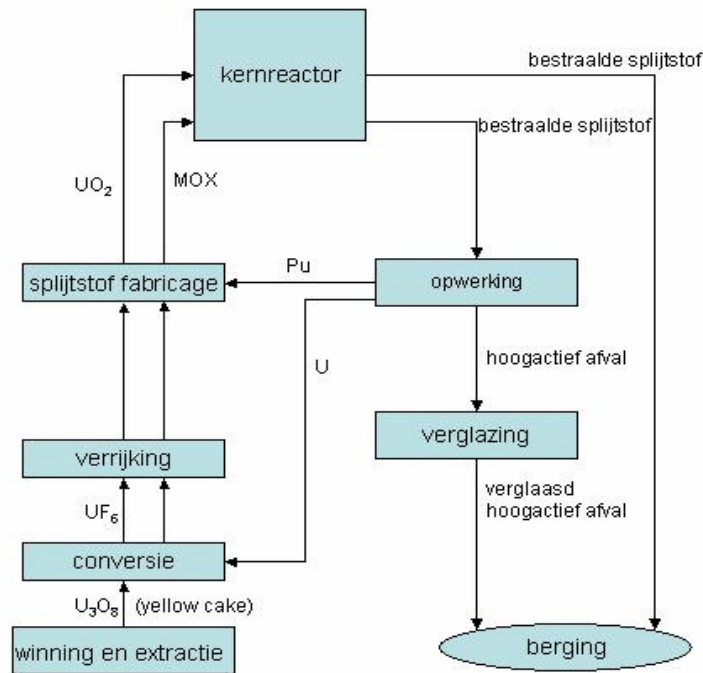
Voor de opwekking van elektriciteit door kerncentrales is een keten van processen nodig. Die begint met de winning van uranium en eindigt met de langdurige opberging of recyclage van afvalstoffen. Deze keten wordt ook wel aangeduid als de 'splijtstofcyclus' (Figuur 43).

Uranium wordt gewonnen als hoofdproduct van mijnbouw, maar ook als nevenproduct van andere metalen. Dat laatste geldt voor zo'n 10% van de wereldproductie van uranium.

De winning van uranium via dagbouw of ondergrondse mijnbouw wijkt niet af van andere ertsen die op deze manier gewonnen worden. In beide gevallen wordt erts dat 'rijk' is aan uranium afgegraven en afgescheiden van het moedergesteente.

Na de mijnbouw wordt het uranium onttrokken aan het erts via extractieprocessen. Daarbij ontstaat een concentraat van uraniumoxide (U_3O_8) dat ook wel 'yellowcake' wordt genoemd. Het concentraat wordt verder gebruikt in de keten. Het restproduct van het verwerkte erts moet als mijnbouwafval worden opgeslagen.

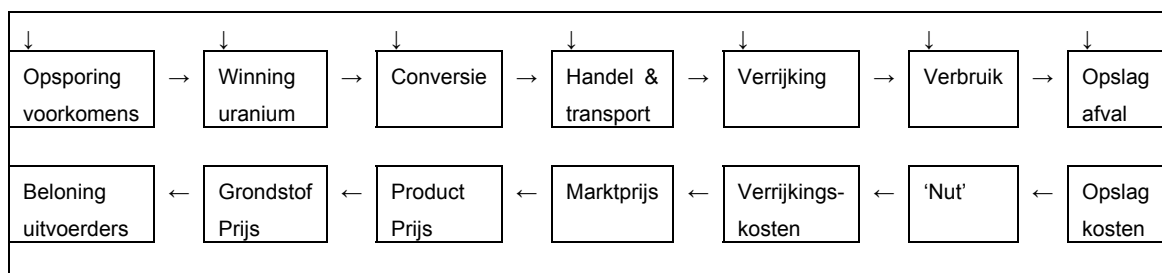
Figuur 43 De kernenergieketen



Om het gehalte ^{235}U te kunnen verhogen wordt de yellowcake verrijkt. De verrijkte fractie wordt verwerkt tot brandstofstaven. Deze worden in een kernreactor gebruikt om elektriciteit op te wekken. De verarmde fractie blijft over als afval.

Figuur 44 geeft een overzicht van de waardeketen voor de uraniummarkt, van de opsporing van voorkomens tot het eindverbruik.

Figuur 44 Waardeketen uraniummarkt



De geschetste waardeketen is al relatief ingewikkeld ten opzichte van die bij de andere beschouwde energiedragers, terwijl het feitelijk nog een sterk vereenvoudigde weergave is. In de praktijk is de marktsituatie minder complex omdat er een strikt toezicht bestaat op de winning van en de handel in uranium en er, mede als gevolg daarvan, vrij directe relaties bestaan binnen een beperkte groep van actoren.

De scheiding tussen wat kan worden aangeduid als het upstream-gedeelte van de waardeketen en het downstreamtraject ligt precies in het midden van de geschetste keten, bij de handel. Daar treffen aanbieders en afnemers elkaar, waarbij op deze markt in de regel sprake is van langjarige en stabiele handelsrelaties.

7.2 De organisatie van de uraniummarkt

Zoals hierboven al is aangegeven is de organisatie van de uraniummarkt relatief eenvoudig, in die zin dat er een vrij directe relatie bestaat tussen de uiteindelijke gebruikers (m.n. exploitanten van kerncentrales) en de bedrijven die het uranium winnen.

Acht grote mijnbouwconcerns zijn verantwoordelijk voor ruim 80% van de uraniumproductie in de wereld (WNA, 2006). Dit zijn zowel overheidsbedrijven als onafhankelijke bedrijven, zoals blijkt uit het overzicht van de organisaties in Tabel 11.

Tabel 11 Organisaties met een jaarproductie van meer dan 1.000 ton uranium

Organisatie	Land	Onafhankelijk of overheidsbedrijf?	Tonnen U (in erts)
Cameco	Canada	Onafhankelijk	8.038
Cogema(nu AREVA NC)	Frankrijk	Overheidsbedrijf	5.317
ERA	Australië	Onafhankelijk (dochter van Rio Tinto)	4.356
KazAtomProm	Kazachstan	Overheidsbedrijf	3.718
BHP Billiton	Groot-Brittannië	Onafhankelijk	3.706
Rossing	Namibië	Onafhankelijk (dochter van Rio Tinto)	3.038
Priargunsky	Rusland	Overheidsbedrijf	3.000
Navoi	Oezbekistan	Overheidsbedrijf	2.050

Bron: WNA, 2006

De transacties tussen de aanbieders en vragers van uranium lopen over het algemeen (meer dan 85%) via lange-termijncontracten. Deze contracten kunnen een looptijd tot tien jaar hebben, maar lopen meestal van 3 tot 5 jaar. Vaak hebben deze contracten een zekere mate van flexibiliteit, om aanpassingen aan de marktontwikkelingen mogelijk te maken. Ook bestaan spotmarktcontracten, die bestaan uit één levering tegen een prijs rond de prijs die op dat moment op de spotmarkt geldt.

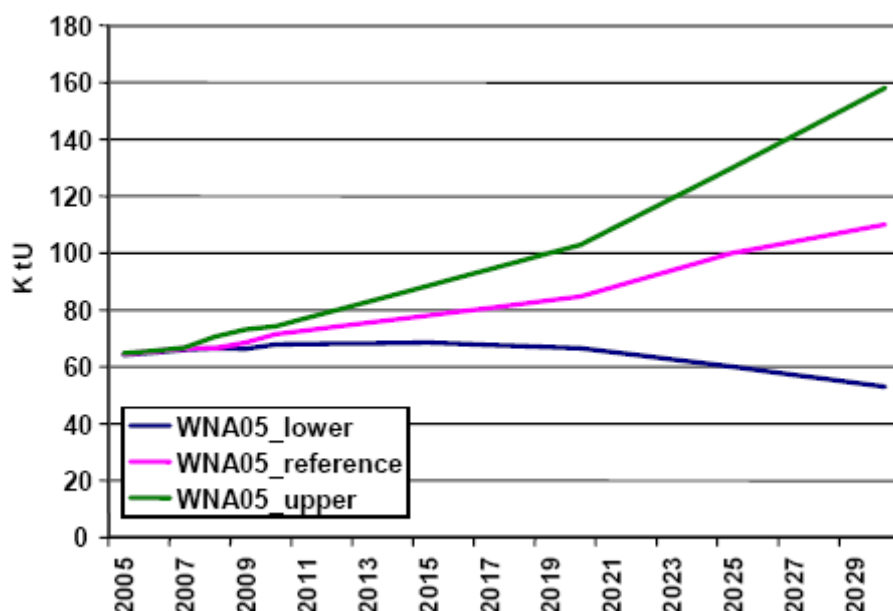
Op de markt wordt toezicht gehouden door onder meer het International Atomic Energy Agency (IAEA).

7.3 Uraniumrijzen; vraag en aanbod

De afgelopen twintig jaar is erg weinig exploratie verricht naar nieuwe voorraden van uranium, waardoor de bekende en afgeleide voorraden alleen beperkt zijn veranderd. Sinds 2001 zijn de uitgaven voor exploratie weer aan het stijgen. De verwachting is dat een hogere inspanning van exploratie de economische winbare voorraden aanzienlijk zal doen toenemen, vergelijkbaar met bijvoorbeeld goudwinning, waar aantrekkende prijzen geleid hebben tot het zoeken naar, en vinden van, nieuwe voorraden. Ook de technische ontwikkeling van exploratie-instrumenten zal de voorraad in conventionele ertsvoorraden in de toekomst laten toenemen.

Duidelijk is dat, wanneer alle nu in aanbouw zijnde kernreactoren gereed zijn en de geplande reactoren worden gerealiseerd, de vraag naar uranium sterk zal toenemen (zie figuur 45). Op basis van de projecties van de vraag naar kernenergie gemaakt door de WNA (Figuur 45), komt deze organisatie tot een uraniumvraag tussen 50 en 160 kton uranium per jaar in 2030.

Figuur 45 Prognoses van de vraag naar uranium in de komende 25 jaar (uranium als in erts)



Bron: Gitzel, 2005.

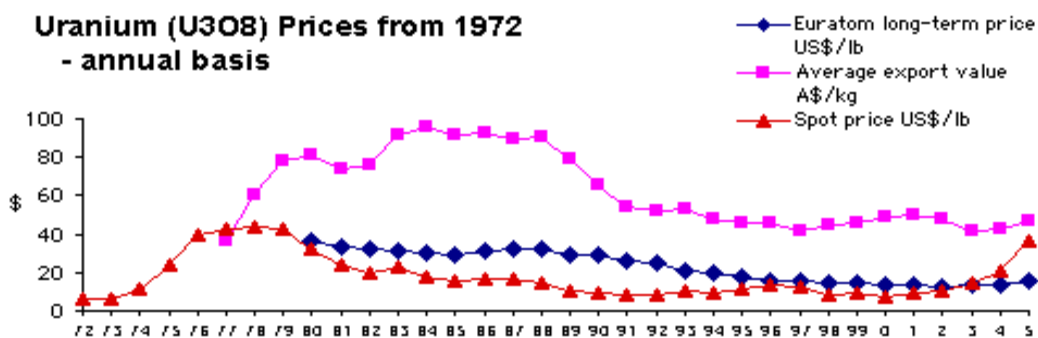
De vraag naar uranium is afhankelijk van een groot aantal factoren, waaronder de ontwikkelingen bij met name gas, kolen en hernieuwbare energie, het aantal draaiende kernreactoren wereldwijd, technologische ontwikkelingen en de beschikbaarheid van andere bronnen dan primair uranium. Er zijn, zoals opgemerkt, meerdere reactoren in aanbouw, met name in China en India, en er zijn wereldwijd plannen voor een nog groter aantal reactoren. De vraag naar uranium zal hierdoor in ieder geval op korte termijn stijgen, maar of deze groei van de vraag ook op langere termijn doorzet is nog onzeker.



Het aanbod van uranium wordt in de huidige marktomstandigheden mede bepaald door de beschikbaarheid van zogenoemde secundaire voorraden, zoals uit opwerking, kernwapens, civiele voorraden en verarmd uranium. Deze gaan naar verwachting tot circa 2015 mee.

De prijs van uranium op de spotmarkt varieert sterk (Figuur 46). In het verleden werden prijzen van minder dan 10\$/kg tot meer dan 40\$/kg betaald. Eind jaren zeventig was de prijs hoog door een verwachte sterke stijging van de vraag. In de jaren '80 en '90 daalde de prijs sterk omdat veel landen na het ongeluk in Tsjernobyl geen toekomst meer zagen voor kernenergie. De laatste jaren loopt de prijs van uranium weer op door een veranderende houding ten opzichte van kernenergie in Europa en de Verenigde Staten en door de aanbouw van nieuwe centrales in onder andere China en India.

Figuur 46 Prijzen van uranium op de spotmarkt 1972 - 2005



Bron: WNA, 2006.

De uraniumprijzen in lange-termijncontracten liggen aanzienlijk boven die van de spotmarkt.

Bij stijgende vraag en continuering van de huidige productiecapaciteit zal mogelijk rond 2015 een gat ontstaan tussen productiecapaciteit en vraag, met hogere uraniumprijzen tot gevolg. In het uiterste geval ontstaat dan een gat tussen vraag en aanbod. Gelet op de mogelijke toename van de vraag naar uranium wereldwijd en de wetenschap dat het ontwikkelen van nieuwe mijnen (en zelfs het heropenen van gesloten mijnen) veel tijd kost, vanwege de daaraan gekoppelde procedures, is een dergelijk tekort niet ondenkbaar. Wanneer de gevolgen van de schaarste beperkt blijven tot een hogere uraniumprijs zullen deze geen belemmerende factor vormen voor de inzet van kernenergie, aangezien de uraniumprijs maar een klein deel uitmaakt van de totale kosten van kernenergie. Wel is het aantal landen met grote aangetoonde voorraden net als bij olie en gas beperkt, zodat bij toenemende schaarste een afhankelijkheid zal kunnen ontstaan van de grote leveranciers. Dat zijn met name Canada, Kazachstan en Australië.

Tabel 12 geeft een overzicht van de structuurkenmerken, instituties, e.d. in de uraniummarkt, op de wijze zoals die ook voor de andere dragers in dit rapport in beeld wordt gebracht.

Tabel 12 Overzicht van de internationale uraniummarkt

De internationale uraniummarkt		
	Afgelopen decennia	Heden en toekomst
Structuur Markt/ eigendom	Beperkt aantal grote mijnbouwconcerns (in overheidshanden en privaat). Directe relaties tussen de aanbieders en afnemers	Beperkt aantal grote mijnbouwconcerns (in overheidshanden en privaat). Directe relaties tussen de aanbieders en afnemers
Pricing / Contracts	Grotendeels via lange termijncontracten	Prijzen zullen naar verwachting sterk gaan stijgen a.g.v. marktschaarste rond 2015
Instituties	IAEA	IAEA
Politieke issues	Non-proliferatie, reactorveiligheid en afvalberging	In toenemende mate aandacht voor voorzieningszekerheid en afvalproblematiek bij de winning
Productie-locatie	Australië, Kazachstan en Canada. Sluiting van kleinere sites	Australië, Kazachstan en Canada. Heropening van kleinere sites?
Rol van uranium in energiemarkt	Met name toepassing in elektriciteitsproductie en in de industrie	Met name toepassing in elektriciteitsproductie en in de industrie
Origine aanvoer naar VS, EU en Japan	VS: Intern, Canada EU: Canada, Australië, Kazachstan Japan: Australië	VS: Intern, Canada EU: Canada, Australië, Kazachstan Japan: Australië
Technologie	Traditionele mijnbouw en oplossingsmijnbouw, specifieke conversie- en verrijgingsprocessen	Als in het verleden, met meer aandacht voor de langjarige berging van afval dat vrijkomt bij de winning
Vraag Aanbod Capaciteit	Daling vraag. Daling aanbod. Overcapaciteit	Groei vraag. Trage groei van het aanbod. Marktschaarste rond 2015?

7.4 Conclusies met betrekking tot de uraniummarkt

Uit dit hoofdstuk kunnen de volgende conclusies worden getrokken met betrekking tot de huidige situatie en de ontwikkelingen op de uraniummarkt:

- Uranium wordt vrijwel uitsluitend toegepast als brandstof in kerncentrales voor elektriciteitopwekking. De vraag naar uranium is direct gerelateerd aan de rol van kernenergie in de elektriciteitsmarkt.
- Vanwege de toepasbaarheid van uranium in kernwapens is er een strikt toezicht op de winning van en de handel in uranium. Er is geen vrije handel in uranium. Er bestaan directe relaties tussen de uiteindelijke gebruikers en de bedrijven die het uranium winnen.
- Acht grote mijnbouwconcerns zijn verantwoordelijk voor ruim 80% van de uraniumproductie in de wereld (WNA, 2006). Dit zijn zowel overheidsbedrijven als onafhankelijke bedrijven.
- De transacties tussen de aanbieders en vragers van uranium verlopen over het algemeen via lange-termijncontracten.
- De afgelopen twintig jaar is weinig exploratie verricht naar nieuwe voorraden van uranium, waardoor de voorraden slechts beperkt zijn veranderd. De verwachting is dat een hogere inspanning van exploratie en technische ontwik-

keling van de exploratie-instrumenten de voorraad op termijn zal doen toenemen.

- De vraag naar uranium zal in ieder geval op korte termijn stijgen, maar of deze groei van de vraag ook op langere termijn doorzet is onduidelijk.
- Bij stijgende vraag en een beperkte/trage groei van de huidige productiecapaciteit zal mogelijk rond 2015 een gat ontstaan tussen productiecapaciteit en vraag.

Sectie C Een blik in de toekomst

Naast voorzieningszekerheid speelt bij de politiek beleidsmatige besluitvorming over de energievoorziening ook het aspect duurzame ontwikkeling een rol, onder meer in het kader van de internationale Agenda 21.

In deze sectie wordt de duurzaamheidsproblematiek geschetst en waar mogelijk ook via kwantificatie in beeld gebracht in relatie tot de Vlaamse energievoorziening.

8 Duurzaamheid als uitdaging

De winning van energiedragers heeft consequenties voor het milieu en voor de omwonenden van de winninglocaties. Deze gevolgen zijn deels positief, als het gaat om de aanleg van infrastructuur, om werkgelegenheid en om economische ontwikkeling. De consequenties zijn minder positief wanneer wordt gedacht aan de aantasting van het lokale milieu en van de gezondheid van omwonenden, aan de soms slechte arbeidsomstandigheden en aan de uitputting van de lokale grondstofvoorraden. Deze gevolgen staan de duurzame ontwikkeling in de weg.

In 1992 hebben regeringsleiders en milieuministers in de verklaring van Rio de Janeiro zich verbonden aan een wereldwijde duurzame ontwikkelingsstrategie: Agenda 21. Hierin is vastgelegd dat milieubescherming en een rechtvaardige verdeling van inkomens en milieurisico's integrale bestanddelen vormen van deze duurzame ontwikkeling. Dit hoofdstuk gaat in op de duurzaamheidsproblematiek, in relatie tot de winning van kolen, olie, gas en uranium. Daarbij wordt eerst beknopt de problematiek in de breedte gekenschetst. Vervolgens wordt met name aan de schade voor de gezondheid en voor het milieu, via diverse internationaal geaccepteerde methoden, een financiële waarde gekoppeld. Dit zijn de zogenoemde externe kosten van de winning. Rekening houdend met de herkomst van de in Vlaanderen gebruikte energiedragers worden de externe kosten van de Vlaamse energievoorziening ingeschat. Nagegaan wordt wat het zou betekenen, voor bijvoorbeeld de energieprijs, wanneer de externe kosten zouden worden gedragen door de eindgebruiker. Ook wordt beschouwd welke invloed de Vlaamse eindgebruikers en overheid hebben op de herkomst van de dragers en of compensatie voor de externe kosten überhaupt mogelijk zou zijn.

Van belang is hierbij te realiseren dat de externe kosten van de fossiele brandstofdragers vooral tot uiting komen aan de downstreamkant van de waardeketen, die in dit rapport niet in beschouwing wordt genomen. Voor kolen, olie en gas zijn de externe kosten van de upstreamprocessen relatief klein ten opzichte van die in de rest van de keten. Voor uranium is dat niet het geval.

8.1 Ruwe kenschets van de problematiek

Duurzame ontwikkeling start met het zoeken naar een langetermijnevenwicht tussen milieu en economie en solidariteit met toekomstige generaties. Duurzame ontwikkeling kan enerzijds worden opgevat als het vermijden van toekomstige problemen als de uitputting van niet-vernieuwbare voorraden, het plegen van roofbouw op vernieuwbare natuurlijke hulpbronnen en accumulatie van stoffen in bodem, water, voedselketens en atmosfeer. Anderzijds zal een duurzame ontwikkeling ook aandacht moeten geven aan gezondheidsaspecten, arbeidsomstandigheden (incl. kinderarbeid) en andere maatschappelijke aspecten, gekoppeld aan ongelijkheid, onvrijheid of het ontbreken van solidariteit.

De ontwikkelingsaspecten die spelen bij de winning van kolen, olie, gas en uranium zijn relatief onzichtbaar in de Westerse wereld omdat ze zich voordoen in andere delen van de wereld of pas optreden na jarenlange uitputting van de buffercapaciteit van systemen. Mede in het licht van Agenda 21 dienen ze wel in beschouwing te worden genomen.

Het beleidsmatig denken in termen van duurzaamheid, gekoppeld aan de winning van kolen, olie, gas en uranium, vraagt niet alleen om het verbreden van de tijd- en ruimteteorizon, maar ook om een visie op de rechtvaardigheid van het energie- en milieubeleid.

Het uitwerken van het beleid vergt derhalve primair politieke keuzen rond de doelen die met dit beleid beoogd worden. Daarbij kan onder meer worden gedacht aan natuurwaarde, gezondheid, inkomensgelijkheid of veiligheid. Daarop aansluitend zullen beleidskeuzen gemaakt moeten worden over de kentallen waarop de ontwikkeling van de duurzaamheid kan worden gevolgd en beoordeeld. Daarbij kan worden gedacht aan concentraties en emissies, maar ook aan sociale factoren als kindersterfte, analfabetisme en inkomensverdeling in de landen van herkomst van de energiedragers.

De politieke keuzes die gemaakt worden tussen bijvoorbeeld economische continuïteit, ecologische stabiliteit en sociale rechtvaardigheid zullen verschuiven in de loop van de jaren. Dat is ook zichtbaar in het recente verleden. Daarbij lijkt met name de sociale verdeling van milieurisico's een echt aandachtspunt te worden, evenals de mate waarin buitenlandse investeringen, internationale handel, toerisme en ontwikkelingssamenwerking invloed hebben op duurzame ontwikkeling. De keuzeprocessen worden bemoeilijkt door het feit dat de integrale duurzaamheidsproblematiek diverse ongelijksoortige aspecten omvat, waarvoor niet één maat bestaat. Zo kunnen natuurwaarden, gezondheidsrisico's, arbeidsomstandigheden en de beleving van omgevingskwaliteit niet zonder een subjectieve weging bij elkaar worden opgeteld. Een bijkomend probleem is hoe in een liberaliserende en globaliserende samenleving, met een afnemende rol van nationale overheden en een toenemende invloed van multinationalaal opererende bedrijven, duurzaamheid door overheden bevorderd kan worden.

Om de problematiek zo tastbaar mogelijk te maken wordt in de rest van dit hoofdstuk een financiële waarde gekoppeld aan de schade van de winningprocessen voor de gezondheid van omwonenden en voor het milieu, via diverse internationaal geaccepteerde methoden. Op grond hiervan worden de externe kosten van de Vlaamse energievoorziening ingeschat, waarbij rekening wordt gehouden met de herkomst van de in Vlaanderen gebruikte energiedragers.

Uitgedrukt in termen van de waardeketen kan worden gesteld dat voor de fossiele energiedragers 80 à 90 % van de externe gezondheids- en milieueffecten betrekking heeft op de verbruiksstap, downstream, die in dit rapport niet in beschouwing wordt genomen. Voor uranium is het aandeel aan de upstreamzijde, met name van de winning, juist aanzienlijk, vanwege de grote hoeveelheid radonemitterend afvalmateriaal die daar achterblijft.

8.2 Financiële omvang van de schade aan gezondheid en milieu

8.2.1 Externe effecten van de kolenwinning

Bij de kolenwinning treden relatief veel ongelukken op met dodelijke afloop. In de westerse landen is het aantal ongelukken met dodelijke afloop in de loop der jaren sterk afgenomen. In China is het aantal ongelukken met dodelijke afloop ook afgenomen maar ligt nog een factor 100 hoger per ton gewonnen kolen dan in de Verenigde Staten en een factor 30 hoger dan in Zuid-Afrika. In Tabel 13 worden enkele cijfers gepresenteerd.

Tabel 13 Aantal omgekomen personen bij de kolenwinning per Mton gewonnen kolen (US department of labour, State Administration of Work Safety)

	1980	1990	2000	2005
Verenigde Staten	0,18	0,071	0,039	0,028
China			4,9	3,1
Zuid-Afrika			0,11	0,09

De productie per mijnwerker in de USA is in 2003 ongeveer 9.500 ton per jaar, in China ongeveer 321 ton en in Zuid-Afrika ongeveer 1.200 ton (Global mining; China Daily Nov. 2004).

Kolenwinning heeft ook negatieve milieueffecten. De belangrijkste zijn:

- acid mine drainage;
- verspreiding van stof;
- bij oppervlakte mijnbouw erosie en verlies aan habitat;
- emissies van methaan.

Acid mine drainage ontstaat wanneer het mineraal pyrite, dat veelal aanwezig is in de rotsen die gelijk met de kolen worden gewonnen, aan lucht en water wordt blootgesteld. De stenen en aarde die van de kolen worden gescheiden na het delven worden op hopen of in tailings gestort. Wanneer neerslag op deze hopen of tailings valt, ontstaan zwavelzuur en ijzerhydroxide. Door dit zwavelzuur kunnen gebonden zware metalen oplossen en het grondwater of oppervlaktewater verontreinigen. De hoeveelheid afval die bij kolenwinning ontstaat is sterk afhankelijk van de locatie en of het dagbouw of mijnbouw is. Bronnen melden een typisch getal van 15% afval, dat ook bij mijnbouw grotendeels boven de grond wordt opgeslagen.

Bij de transporten, de verwerking, opslag en overslag van de kolen treden stofemissies op. De stofemissies kunnen worden gereduceerd door de kolen vochtig te houden.

Bij oppervlaktemijnbouw wordt de bovenste grondlaag verwijderd. Dit geeft verlies aan habitat en kan aanleiding geven tot erosie. Tegenwoordig wordt veelal de eis gesteld dat het mijngebied wanneer de mijn is uitgeput, weer met een leeflaag wordt bedekt en weer begroeiing wordt aangeplant.

Emissies van methaan ontstaan door het ontsnappen van het methaan dat in de kolenlagen (Coal Bed Methane) aanwezig is. Volgens EPA was in 2001 de

kolenwinning in de VS verantwoordelijk voor 10% van de totale methaanemissies. Een kilo methaan draagt ruim twintigmaal zo sterk bij aan het broeikas effect als een kilo CO₂. Door sterke ventilatie in de mijnschachten wordt het methaan uit de mijnen afgevoerd. Coal bed Methane wordt steeds vaker onttrokken om te gebruiken als energiebron. De kolenlaag wordt dan aangeboord en in situ gebroken. Het ontsnappende methaan wordt dan opgevangen.

8.2.2 Externe effecten van de olie- en gaswinning

Er zijn ongeveer 40.000 olievelden in de wereld. Daar wordt met steeds gecompliceerdere processen olie gezocht en gewonnen met effecten voor het milieu, de lokale cultuur en de gezondheid. Gemiddeld komt per jaar ruim 35.000 ton olie per jaar in het milieu terecht door lekkages bij de winning of het eerste transport. De aantasting van het milieu door de exploratie en winning is echter groter. De effecten omvatten ontbossing, aantasting van het lokale ecosysteem, chemische vervuiling van land en water, schade aan flora en fauna, schade aan de menselijke gezondheid en veiligheidsrisico's voor arbeiders en nabijgelegen gemeenschappen en verstoring van inheemse gemeenschappen.

Exploratie vereist het toepassen van zware apparatuur in afgelegen gebieden. Mobiele platforms voor tijdelijke winning kunnen 1000 ton wegen. Het vrijmaken van land voor wegen en platforms kan leiden tot ontbossing en erosie.

De grootste vervuiler is het zgn. productiewater, dat met de olie uit de grond naar boven komt en giftig en schadelijk is. Dit water wordt voor het grootste deel (90 %) teruggepompt in de ondergrond, mede om de druk daar te verhogen en meer olie te kunnen winnen. Productiewater dat niet wordt teruggepompt wordt geloosd in het oppervlaktewater. Dit water is tenminste vier maal zouter dan oceaanwater en bevat vaak toxische stoffen als benzeen, xyleen, toluen en ethylbenzeen en zware metalen als barium, arseen, cadmium, chroom en kwik. Productiewater kan radioactief zijn, soms zelfs radioactiever dan het afval van een kerncentrale. Dit water heeft effecten op zee en op land.

Bij het boren worden oliën en chemicaliën gebruikt om de boorkop te koelen, de boorwanden te stabiliseren e.d. Deze stoffen accumuleren in grote hoeveelheden gedurende het winningproces en blijven op de winninglocatie aanwezig. De olie-exploratie en -winning kan leiden tot acute en chronische gezondheidseffecten bij arbeiders en eventuele omwonenden. Daarnaast is het risico van explosies bij olie- en gaswinning relatief hoog.

Tenslotte heeft de exploratie en winning van olie en gas op meerdere plaatsen in de wereld invloed op de leefomgeving van inheemse groepen. Voorbeelden daarvan zijn in Zuid-Amerika de Tagaeri en Huaorani in Ecuador, de Mascho-Piro, Nahua en Kugapakori in Peru en de Nukak en U'Wa in Columbia. In Centraal-Afrika betreft het onder meer de Baka, Bakoli en Ogoni, in Birma de Tavoyanen, Mon en Kzijnn, in Siberië de Khanty en in Alaska de Gwich'in. Deze volkeren worden soms voor de winning van hun oorspronkelijke leefomgeving verdrongen.

Momenteel zijn er alternatieven voor de klassieke oliewinning in ontwikkeling, zoals de ontginning van teerzanden in Canada en Venezuela. Aan deze vorm van oliewinning kleeft specifieke milieuproblematiek, vanwege de enorme hoeveelheid water die nodig is om de olie uit te spoelen. In Canada (Alberta) dreigt



het betreffende watergebruik de lokale watervoorziening voor de oorspronkelijke bewoners in gevaar te brengen.

8.2.3 Externe effecten van de uraniumwinning

Afval uit de uraniummijnbouw bevat hoge concentraties zware metalen. Ook treden door het mijnbouwafval emissies op van de vervalproducten van uranium, waaronder radon. Afdekking beperkt deze emissies. Als de 'tailings' niet worden afgedekt, kunnen deze ook verstuiven en afspoelen waardoor dit materiaal in de omgeving wordt verspreid en daarmee ook de zware metalen en radioactieve stoffen die zich daarin bevinden. Dit kan zorgen voor een voortdurende belasting van de omgeving in de vorm van lokaal verhoogd stralingsniveau en verspreiding van (radioactief) stof en radon. Bij mijnen in het verleden heeft deze afdekking niet plaatsgevonden. Tegenwoordig worden bij zorgvuldige mijnbouw de 'tailings' wel afgedekt en wordt het landschap na beëindigen van de mijnbouwactiviteit hersteld. Onduidelijk is of dit ook bij alle mijnen en in alle landen even nauwkeurig gebeurt.

Blootstelling aan concentraties zware metalen, radioactieve stof en radon die vrijkomen uit de bovengronds opgeslagen 'tailings' en ander mijnafval, heeft nadelige effecten op de gezondheid, evenals de blootstelling (op locatie) aan de ioniserende straling van uit de opgeslagen afvalstoffen. Vanwege de lange halfwaardetijd van uranium blijft een deel van de risico's bestaan tot tienduizenden jaren na sluiting van de uraniummijn.

Afhankelijk van het type mijnbouw, dagbouw, ondergrondse mijnbouw of oplossingsmijnbouw bedraagt bij uraniumwinning de hoeveelheid geproduceerd afval per ton gewonnen uranium maximaal 5.000 ton voor dagbouw. Bij oplossingsmijnbouw wordt de kleinste hoeveelheid afval geproduceerd. Bij oplossingsmijnbouw met een goede nazorg, na beëindiging van de activiteit, zijn de milieueffecten en daarmee de gezondheidseffecten het geringst.

Bij toenemende schaarste van uranium in de toekomst zullen de milieueffecten van de uraniumwinning toenemen, doordat de hoeveelheid te verwerken materiaal toeneemt en het (fossiele) energieverbruik voor winning zal stijgen. Door dat laatste nemen ook CO₂-emissies in de kernenergieketen toe.

8.3 Bepaling van de gerelateerde kosten

8.3.1 Het begrip externe kosten

Via het begrip 'externe kosten' wordt een poging gedaan de externe effecten uit te drukken in economische termen. Dat kan bijvoorbeeld door de schade in te schatten die door de externe effecten wordt aangericht of door de kosten te bepalen die gemaakt moeten worden om de effecten te voorkomen.

De huidige praktijk is dat het overgrote deel van de externe kosten niet in de marktprijzen verdisconteerd is. Een gevolg hiervan is dat consumenten feitelijk geen maatschappelijke optimale keuzes maken. Omdat de externe kosten voor rekening komen van de maatschappij en deze niet in rekening worden gebracht

bij de veroorzaker beschouwen sommigen het dragen van deze kosten als een soort subsidie (EEA, 2004).

Soms wordt het 'subsidiebedrag' door overheden nog verhoogd doordat zij de activiteiten actief stimuleren, bijvoorbeeld met het oog op behoud van werkgelegenheid, met als keerzijde dat het milieu onevenredig wordt belast (CE, 2003). Dit betreft bijvoorbeeld subsidies voor kolenwinning in Duitsland en Spanje.

De externe kosten die noodgedwongen voor rekening komen van de maatschappij worden wel aangeduid als 'off budget'-kosten. De bewuste subsidies van de overheid die activiteiten met externe effecten stimuleren als 'on budget'. Tabel 14 geeft een indruk van de omvang van de marktversturende externe kosten en subsidies (EEA, 2004) voor de energiesector in de EU15.

Tabel 14 Externe kosten en 'subsidies' energiesector in EU15 in 2001 in miljarden Euro's

	Vaste brandstoffen	Olie, gas	Nucleair	Hernieuwbaar	Totaal
On budget	> 6,4	> 0,2	> 1,0	> 0,6	> 8,2
Off budget	> 6,6	> 8,5	> 1,2	> 4,7	> 21
Totaal	> 13	> 8,7	> 2,2	> 5,3	> 29
<i>Externe kosten (schatting totaal, EEA, 2004)</i>	<i>25,6-46,2</i>	<i>12,0-21,4</i>	<i>2,7-2,7</i>	<i>2,0-2,7</i>	<i>41-73</i>

Bron: EEA, 2004.

Dit voorbeeld laat zien dat de onbetaalde rekening van het gebruik van energie in de EU15 jaarlijks tussen de € 41 en € 73 miljard bedraagt. Dit komt overeen met ongeveer 0,5 - 0,8% van het BNP van de EU15 in 2005.

In dit hoofdstuk wordt verder alleen ingegaan op de 'off-budget'-kosten, omdat de on-budget kosten al vrij nauwkeurig bekend zijn.

8.3.2 Hoe worden externe kosten bepaald?

Er zijn diverse manieren om externe kosten te kwantificeren. Omdat de externe kosten buiten de gewone markt vallen gaan alle werkwijzen uit van de bepaling van een zogenoemde schaduwprijs. Dit is de prijs die zou bestaan als er een echte markt bestond voor het betreffende milieu- of gezondheidseffect. De werkwijzen kennen twee hoofdbenaderingen: schade- en preventiekosten.

Schadetekosten

In deze methode worden alle effecten van een emissie helemaal doorgerekend tot de verschillende schades die kunnen optreden (aan gezondheid, natuur, landbouwgewassen, etc.). Hier van wordt vervolgens bepaald wat de kosten zijn. Dit kunnen directe economische schadetekosten zijn, bijvoorbeeld van ziekenhuisopname, maar ook meer indirecte kosten. Bijvoorbeeld bij de hinder die mensen ondervinden van geluid is niet altijd te zeggen dat er economische schade optreedt. Toch hebben mensen er extra geld voor over om op een rustige plek te wonen; uit huisprijzen kan dus worden afgeleid wat men er voor over heeft om het geluidniveau te verlagen. Deze methode wordt 'hedonische beprijzing' genoemd. Een meer subjectieve manier is om mensen direct te vragen wat ze ervoor over zouden hebben om bijvoorbeeld geen ongeluk te krijgen ('willingness to pay', WTP) of hoeveel ze betaald zouden willen krijgen om toch in de



buurt van Schiphol te wonen ('willingness to accept', WTA). Schadekosten zijn tot op zekere hoogte absoluut en kunnen een rol spelen bij beleidvorming. Daarbij moet wel in gedachten worden gehouden dat veel schades nog niet bekend zijn en dat berekende schadekosten dus waarschijnlijk een ondergrens weergeven van de werkelijke schade.

Preventiekosten⁶

In dit geval wordt gekeken naar de huidige doelstellingen (van beleid of mogelijk wetenschappelijk bepaalde duurzaamheidsdoelen) voor reductie van een emissie en hoe duur het zal zijn om deze doelstellingen te halen. Hieruit wordt afgeleid hoeveel het mag kosten om een kg emissie te voorkomen. De maatschappij kiest er kennelijk voor om die prijs voor reductie over te hebben; hoe hoger de prijs voor een bepaalde stof, hoe erger de maatschappij het vindt dat deze stof nog wordt geëmitteerd. De prijs is daarom een maat voor de externe kosten en in zekere zin een soort WTP op maatschappelijk niveau in plaats van individueel. Er is echter geen expliciete relatie tussen reële schadekosten en preventiekosten. Preventiekosten zijn beleidvolgend en kunnen een rol spelen bij implementatie (kosteneffectiviteit).

In beide werkwijzen is het uiteindelijke doel om de marginale externe kosten te bepalen. Voor schadekosten wil dat zeggen dat precies die extra kosten worden berekend die het gevolg zijn van de kilogram extra emissie. In de meeste gevallen wordt er - soms bij gebrek aan betere kennis - vanuit gegaan dat effecten lineair zijn. In dat geval zijn de marginale externe kosten gewoon gelijk aan de gemiddelde externe kosten. Voor preventiekosten betekent marginaal dat de prijs wordt bepaald aan de hand van de duurste maatregel die nog nodig is om het beleidsdoel te halen. De preventiekosten zijn - zo blijkt uit empirische waarneming - vrijwel nooit lineair.

Een belangrijk discussiepunt bij externe kostenbepalingen is de discontovoet, waarmee de kosten, die in de toekomst gemaakt moeten worden, netto contant gemaakt worden. Het idee is dat toekomstige schades minder zwaar meetellen omdat je er nu al voor kunt 'sparen'. Afhankelijk van de rente hoeft er nu minder opzij gezet te worden dan er straks nodig is. Dit speelt vooral bij de schadekosten methode, omdat sommige schades tot ver in de toekomst kunnen optreden. Met een discontovoet van 0% kan (op dit aspect) een bovengrens van de schadekosten worden bepaald.

8.3.3 De ExternE methode

In opdracht van de Europese Commissie is de ExternE methodiek ontwikkeld om de externe kosten van energiegebruik in de EU te bepalen, ter ondersteuning van beleidbeslissingen. In dit rapport wordt deze methodiek gehanteerd (m.n. de versie uit 2005; update van het NewExt programma). In ExternE worden voornamelijk schadekosten gebruikt om de externe kosten te berekenen. Binnen ExternE worden de basisberekeningen gemaakt met een discontovoet van 3%, behalve voor schade door blootstelling aan straling.

In Tabel 15 zijn de schaduwrijzen per kilo voor emissie kosten.

Tabel 15 Schaduwrijzen gebruikt voor de basisvergelijking (prijzen 2005)

	Upstreamprocessen
<i>Emissies (€/kg)</i>	

⁶ Ook wel vermijdingskosten (avoidance costs) genoemd.

CO ₂	0.019
CH ₄	0.437
N ₂ O	5.624
SO ₂	3.3
NO _x	3.2
NH ₃	6.6
PM ₁₀	10
VOC	0.9
<i>Radiologische emissies</i>	
€/man Sievert	90.000

Deze schaduw prijzen worden in ExternE enkel gehanteerd voor de processen bij bereidstelling van de energiedragers, bij mijnbouw, bewerking, transport en andere processen voorafgaand aan consumptie. Voor consumptie in bijvoorbeeld een elektriciteitscentrale, of transformatie van de ruwe grondstoffen in een raffinaderij, worden in ExternE weer andere, locatiespecifieke set van schaduw prijzen gehanteerd, maar deze zijn voor dit rapport niet van belang. Meer informatie over de bepaling van de hoogte van de set schaduw prijzen is te vinden in de bijlagen (Bijlage C).

8.4 Milieuschade door brandstofwinning voor Vlaanderen

Op basis van EcoInvent⁷ en bij de onderzoekers beschikbare data is een schatting gemaakt van de aan de winning en verdere bewerking van olie, aardgas, steenkool en uranium gerelateerde milieubelasting. Daarbij is zo goed mogelijk rekening gehouden met de herkomst van de energiedragers en de locatie waar bewerkingen plaatsvinden. Bij aardgas is ook rekening gehouden met de vorm waarin het wordt getransporteerd (LNG of gasvormig).

Tabel 16 Beschouwde processen voor het schatten van de aan upstream processen bij het bereidstellen van energiedragers voor Vlaanderen gerelateerde externe kosten

Energiedrager	Analyse stopt bij	Stappen
Aardolie	Raffinaderij	Winning
Aardgas	Nationaal distributiesysteem	<ul style="list-style-type: none"> - Winning - Processing (condensaat afscheiding, drogen, eventueel aanpassen samenstelling) - Transmissie per pijpleiding of omzetting in en transport van LNG
Steenkool	Afname door energiebedrijf of cokesproducent	<ul style="list-style-type: none"> - Winning - Fysische voorbewerking - Transporten
Uranium	Kerncentrale	<ul style="list-style-type: none"> - Winning erts - Extractie U₃O₈ - Conversie - Verrijking - Brandstof productie

⁷ EcoInvent is een uitgebreide database met milieukentallen voor productie en winning van brandstoffen, chemische grondstoffen, landbouwproducten, metalen, eindproducten, etc. De database is door de Eidgenössische Technische Hochschule in Bern, Zwitserland ontwikkeld voor het Zwitserse ministerie voor milieu en natuur (BUWAL = Bundesamt für Umwelt, Wald und Luft).



Tabel 17 Overzicht herkomst van de in België geconsumeerde energiedragers (Eurostat, OECD/IEA)

	Olie (Mton)		Gas (PJ HHV)		Kolen (Mton)		Uranium (ton), via ESA	
Denemarken	1,9	5%						
Nederland			283	42%				
Noorwegen	2,9	9%	252	37%				
UK	3,1	9%						
Polen					0,3	3%		
Rusland	14,0	41%			1,3	13%		
Algerije, Libië			114	17%				
Iran	4,6	13%						
Saoedi-Arabië	5,4	16%						
Zuid-Afrika					3,1	32%		
Centraal-Afrika, aardolie/gas								
Namibië, Niger							270	20%
Australië					2,6	27%	236	18%
Verenigde Staten					1,7	17%		
Canada					0,4	4%	405	30%
HEU en andere sec. bronnen							135	10%
Rest	2,5	7%	29	4%	0,4	4%	304	23%
	34,4		677		9,8		1.350	

De milieubelasting voor winning en bewerking varieert in de praktijk zeer sterk tussen verschillende landen. Om dit te illustreren hieronder enkele voorbeelden:

- Uraniummijnbouw in Niger en Namibië gaat gepaard met vervuiling van het om de mijn liggende gebied met radioactieve stoffen, terwijl mijnbouw in Australië kan plaatsvinden in een natuurgebied zonder dat dit gebied meetbaar wordt belast (Rangermijn).
- Transport van Siberisch gas per pijpleiding naar Europa (afstand van ruim 6.000 km) vergt een hoeveelheid energie vergelijkbaar met het gebruik van 10% van het gewonnen gas, terwijl daarnaast 1% als lekverlies verloren gaat. Transport van Noors gas (afstand van 600 – 800 km voor gas vanaf Noordzee) vergt slechts 1,2% van het gewonnen gas en lekverliezen bedragen slechts 0,02%.

Er is in de berekeningen een beperkte set aan emissiecijfers gehanteerd, voornamelijk cijfers voor verbrandingsemissies en andere procesemissies naar lucht. Daarnaast is voor uranium blootstelling aan radioactieve stoffen verdisconteerd en zijn het aantal dodelijke slachtoffers als gevolg van blootstelling bij de burgerbevolking meegenomen. Van de toxische emissies zijn alleen emissies van CO, fijn stof en VOC beschouwd, waarbij voor VOS geen onderscheid is gemaakt naar de precieze aard van de geëmitteerde koolwaterstoffen. Emissies naar water naar lucht zijn niet meegenomen. Over de emissies naar water zijn onvoldoende gegevens bekend. Deze emissies zijn zo verschillend per mijn of veld, dat het onmogelijk is om zinvolle gemiddelde waarden, zelfs voor een land of regio, te bieden.

Ook grondgebruik, uitputting van grondstoffen, geluid, stank, visuele hinder, sociale misstanden en aantasting van ecosystemen en biodiversiteit konden niet in de kwantitatieve beschouwing worden meegenomen. Deze effecten zijn daarvoor onvoldoende gedocumenteerd. Dit is een algemeen probleem voor dit type van analyses en voor goede beschouwingen van echte duurzaamheid. Doordat deze

effecten in de schadekosten niet zijn meegenomen vormt de hier gegeven analyse een onderschatting van de daadwerkelijke externe kosten.

8.5 De externe kosten voor Vlaanderen

Op basis van de actuele importgegevens voor Vlaanderen resulteert het volgende globale overzicht van milieubelasting per eenheid energiedrager zoals gegeven in Tabel 18. De achtergronddata per land van herkomst en per energiedrager zijn opgenomen in de bijlagen.

Tabel 18 Overzicht gemiddelde milieubelasting per ton of per GJ energiedrager voor Vlaamse afnemers gerelateerd aan de upstream processen (mijnbouw, bewerking, transport)

	Steenkool (ton)	Olie (ton)	Aardgas (GJ)	Uranium in brandstof (ton)
Broeikasgassen				
CO ₂	36,9	120,9	2,6	158.257,7
CH ₄	2,8	0,01	0,03	113,8
N ₂ O	0,0	0,003		0,9
verzurende emissies				
SO ₂	0,1	4,9	0,004	295,6
NO _x	0,2	0,9	0,01	345,3
NH ₃				
HCl				
HF				
Toxische emissies				
CO	0,1	0,3		88,1
PM ₁₀	0,02	0,1		32,0
VOS		1,8		
Straling (€ man·Sievert)				1,1

De emissies per ton uranium zijn hoog vergeleken met de emissies per eenheid aardgas, aardolie en steenkool. Een belangrijke reden hiervoor is dat van het bij mijnbouw gedolven erts uiteindelijk maar een klein deel in Vlaanderen bij de kerncentrales komt. Voor één ton uranium brandstof is ruim 10 ton uranium in erts en bijna 4.500 ton erts nodig. Het hanteren en verwerken van zulke grote hoeveelheden materiaal per eenheid eindproduct betekent dat energiegebruiken en emissies in de 'upstream processen' worden vermenigvuldigd met grote factoren wanneer uitgedrukt per ton brandstof.

De combinatie van de emissiekentallen uit Tabel 18 met de schaduwrijzen uit Tabel 19 geeft de schaduwprijs per ton of GJ energiedrager.

Tabel 19 Schaduwprijs per ton of GJ energiedrager gerelateerd aan bereidstelling (mijnbouw, bewerking, transport)

	Steenkool (ton)	Olie (ton)	Aardgas (GJ)	Uranium in brandstof (ton)
Schaduwprijs per eenheid	3,8	36,7	0,1	100.149,4



Uranium scoort hier in vergelijking met de andere energiebronnen wederom hoog vanwege de energie-intensieve mijnbouw. De schaduwprijs voor aardolie wordt vooral bepaald door de emissie van SO₂ als gevolg van het affakkelen van zuur geassocieerd gas bij oliewinning in Rusland – bijna 5 kg/ton ruwe olie (zie Tabel 18).

De externe kosten van de fossiele brandstofdragers komen vooral tot uiting aan de downstreamkant die in dit rapport niet in beschouwing wordt genomen. Voor kolen, olie en gas zijn de externe kosten van de upstreamprocessen relatief klein ten opzichte van die in de rest van de keten. Voor uranium is dat niet het geval. De oorzaak hiervan is dat in het downstreamdeel voor uranium de te hanteren hoeveelheden zeer gering zijn t.o.v. die in het upstreamtraject. Gemiddeld wordt voor iedere kilo verrijkt uranium, die wordt ingezet in kerncentrales, 1400 kilo erts verzet op de winninglocatie. Het erts dat achterblijft op of nabij de winninglocatie bevat zware metalen en emitteert radon.

De combinatie van de schaduwprizen per eenheid energiedrager met de geconsumeerde hoeveelheden energie geeft de totale externe kosten gerelateerd aan het energiegebruik in Vlaanderen.

Tabel 20 Jaarlijkse externe kosten gerelateerd aan consumptie van aardolie, steenkool, aardgas en uranium in Vlaanderen

	Steenkool	Olie	Aardgas	Nucleair	
Vlaams gebruik	6,5	22,4	434,9	691,5	
	Mton	Mton	PJ	ton	
Schaduwprijs per eenheid	3,8	36,7	0,1	100.149,4	
Product	25	822	55	72	972 miljoen €/jaar

Vanwege de in vergelijking met de andere energiedragers grote hoeveelheid geïmporteerde aardolie en de in vergelijking met steenkool en aardgas hoge schaduwprijs per eenheid aardolie wordt de totale hoogte van de aan het gebruik van energiedragers in Vlaanderen gerelateerde externe kosten feitelijk bepaald door de externe kosten gerelateerd aan toevoer van aardolie. En deze worden weer voornamelijk bepaald door affakkelen van zuur geassocieerd gas bij oliewinning in Rusland en de daarbij optredende emissie van SO₂.

De externe kosten gerelateerd aan de upstream processen in de keten voor uranium houden voornamelijk verband met blootstelling aan straling als gevolg van radon emissies uit de tailing opslag. De resulterende collectieve dosis gerelateerd aan de winning en bewerking van 690 ton natuurlijk uranium bedraagt iets meer dan 1 man·Sv per ton uranium. Omdat een collectieve dosis van 1 man·Sv leidt tot gemiddeld 0,05 doden als gevolg van door de blootstelling aan radioactieve straling veroorzaakte kanker leidt de productie en verwerking van 690 ton uranium tot 35 – 40 doden. Dit overigens in een periode van 100.000 jaar en in gebied met een straal van 2.000 km.

8.6 Handelingsperspectieven voor de Vlaamse overheid

Voor de Vlaamse overheid zijn er twee hoofdopties om meer duurzame ontwikkeling op de winninglocaties te bevorderen:

- a Het aanpakken van de milieuschadelijke subsidies in eigen land (de 'on-budget' externe kosten).
- b Het vanuit Vlaanderen bevorderen van betere arbeidsomstandigheden en milieuzorg op de winninglocaties.

Het aanpakken van de milieuschadelijke subsidies (de 'on-budget' externe kosten) is iets dat de Vlaamse overheid volledig zelf in de hand heeft. Voor zover bekend is echter in Vlaanderen nog geen onderzoek verricht naar de huidige omvang van deze subsidies, zoals dat bijvoorbeeld wel in Nederland in kaart is gebracht (CE, 2005). Daarnaast is het wenselijk beleid te formuleren om nieuwe gevallen te voorkomen, bijvoorbeeld rond de toenemende import van biomassa.

Het bijdragen aan betere arbeidsomstandigheden en betere milieuzorg op de winninglocaties, vanuit Vlaanderen, is geen eenvoudige zaak, alleen al omdat de herkomst van de dragers in veel gevallen gewoonweg niet bekend is en deze voornamelijk wordt bepaald door marktactoren in een geliberaliseerde energiemarkt. Toch kan de Vlaamse overheid meer doen dan het uitoefenen van morele druk op de marktactoren.

Zo is bij de import van uranium het land van herkomst redelijk te bepalen, doordat de afnemers het uranium min of meer direct bestellen bij de mijnen en de eisen die worden gesteld in het kader van non-proliferatie. Hierdoor is het vanuit de overheid mogelijk, om bijvoorbeeld via vergunningeisen, voorwaarden te stellen aan het land van herkomst voor het uranium. Dat kan een groot verschil maken voor wat betreft duurzaamheid. Zulke eisen worden op dit moment ook in Nederland overwogen. Bij aardgas en aardolie is de herkomst van de dragers, via de loop van pijpleidingen, beperkt vast te stellen, maar is het stellen van eisen veel lastiger. In wezen zouden de energiestromen moeten worden gecertificeerd of gelabeld om dit mogelijk te maken en het is om verschillende redenen niet realistisch om te veronderstellen dat dit op afzienbare termijn haalbaar zal zijn. Dit is dus een aspect waar Vlaanderen zich alleen in internationaal kader sterk voor zou kunnen maken.

Een laatste handelingsperspectief voor dit type van dragers zou zijn in eigen land extra belasting te heffen op het gebruik van fossiele dragers en met deze middelen zelf gerichte actie te nemen naar waarschijnlijke landen van herkomst, om daar de leefomstandigheden te verbeteren en milieueffecten te beperken. Of dit dan één op één gekoppeld is aan het energieverbruik in Vlaanderen of niet kan daarbij dan als van secundair belang worden beschouwd.

9 Een blik in de kristallen bol

Het in dit rapport beschreven kader biedt de mogelijkheid om de toekomstige energiemarkt in een breder perspectief te plaatsen en na te gaan wat de consequenties kunnen zijn van specifieke ontwikkelingen daarin. De voornaamste factoren met betrekking tot de ontwikkeling van de olie-industrie en de energiemarkt zijn geschetst, en er is aangegeven hoe verschuivingen in deze factoren van invloed geweest zijn in het verleden en hoe de ontwikkelingen op de middellangetermijn eruit zou kunnen zien.

Hieronder wordt dit kader gebruikt om kort aan te geven wat zich voor zou kunnen doen in een tweetal situaties rond het jaar 2030. Dit zou ten eerste een situatie kunnen zijn waarin zich momenteel snel ontwikkelende economieën, zoals China en India een dominante positie hebben verkregen in de energiemarkten. In een tweede situatie heeft de wereldenergievoorziening zich snel getransformeerd naar een sterk duurzaam georiënteerd systeem, als gevolg van het terugdringen van de CO₂-uitstoot.

Het is daarbij niet de bedoeling toekomstvoorspellingen te genereren. Wel kan zo aangegeven worden dat op basis van de onderscheiden een grote variatie mogelijk is in het belang en de rol van de verschillende typen energiemaatschappijen en de invloed van overheden in de ketens. Dat heeft in het verleden belangrijke consequenties gehad voor het aanbod, de vraag en de prijs van olie en gas en andere energievormen en voor de plaatsen waar het geproduceerd en geconsumeerd werd. Vergelijkbare verschuivingen zijn niet ondenkbaar in de toekomst en geven daarmee een indruk van de "speelruimte". Anders dan de lineaire extrapolaties die vaak voor voorspellingen doorgaan, geven deze exercities een veel bredere kijk op de toekomst. De blik op het verleden, hierboven gepresenteerd, geeft aan dat een dergelijke speelruimte niet denkbeeldig is. Het bestuderen van de toekomstvisies uit de OECD energierapporten uit de jaren '50, '60 en '70 en de vergelijking daarvan met de huidige situatie ondersteunt eveneens de keuze van een brede kijk, die een hoop ruimte laat voor verandering (zie ook Correljé, 2004).

9.1 Situatie 1: dominantie van nieuw opkomende economieën

De **rol van olie en gas in de energiemarkt**, momenteel ongeveer 60% van het totale verbruik, zal gelijk blijven in de eerste helft van de 21^e eeuw. Echter, de totale omvang van de vraag zal sterk gestegen zijn door de energiebehoefte van de snel groeiende economieën in Azië. Een groter deel van deze energievraag zal door aardgas ingevuld worden.

Voor wat betreft de **winningslocaties** en de **origine van de aangevoerde olie** is duidelijk dat er een verdere verschuiving plaatsvindt van Europa en de VS, waar de reserves uitgeput aan het raken zijn, naar niet-OECD-landen in het Midden-Oosten en Afrika en de voormalige Sovjet-Unie. De non-conventionele olie en

gasvoorraden in toegankelijke OECD-landen zullen steeds meer aangesproken worden vanwege hun politieke en economische aantrekkelijkheid.

Voor wat betreft de **technologie** zal de off-shore productie aan belang winnen, terwijl *enhanced recovery* en *non conventional* technieken zich verder zullen ontwikkelen en steeds efficiënter zullen worden. Daarnaast zal het exploratieonderzoek zich verder ontwikkelen in waarnemingsmethodieken, de simulatie van veld gedrag en schattingstechnieken.

Met betrekking tot de **marktstructuur en eigendomsverhoudingen** is het duidelijk dat er een verschuiving optreedt in de rol van de majors en de nationale ondernemingen in productielanden (NOC's). Gegeven de beperkte toegang van de majors tot een groot deel van de bewezen reserves lijkt het voor de hand liggend dat hun aandeel in de conventionele oliewinning verder zal afnemen, ten voordele van het aandeel van de NOC's. Daarnaast zullen gespecialiseerde sub-contractors een groeiende rol spelen in de ontwikkeling van allerlei technologie en diensten, die aan zowel de majors als de NOC's aangeboden worden.

De grootse rol van de majors is gelegen in hun exploitatie van de commerciële downstream netwerken, die zowel olieproducten, als gas, elektriciteit en hybride producten verkopen. Daarnaast zijn hoogwaardige activiteiten in de multi-chemische industrie van belang geworden, waarbij men van olie en gas als voornaamste grondstof overgegaan is op een veelheid van inputs (kolen, biomassa, verschillende gassen, etc.).

Met betrekking tot **de relevante instituties**, is er sprake van een *UN International Energy Organisation*, om energievraagstukken gecoördineerd aan te pakken. Deze organisatie wordt in sterke mate gestuurd vanuit de uiterst machtige *Organisation of Petroleum Exporting Countries*, die de belangen van haar leden behartigt in de oliemarkt. Deze UNIEO is echter niet volledig almachtig, vanwege de belangrijke rol van aardgas. In de gasmarkt zal er tegen 2020 sprake zijn van een geordende gasmarkt. De *Greater European Strategic Gas Authority* coördineert de gigantische gasreserves in Rusland, het Kaspische Zeegebied, het Midden-Oosten, Noord-Afrika en Noorwegen en de Barentszee.

De balans in **vraag, aanbod en capaciteit** is sterk afhankelijk van de economische voorspoed in de verschillende regio's. Er ontwikkelt zich geen surplus in winning- en raffinagecapaciteit meer. Economische teruggang en daling van de energievraag waren nooit structureel. De energiemarkt bleef gevoelig blijven voor vraag- en aanbodfluctuaties en prijsvolatiliteit, vandaar het ontstaan van internationale samenwerking en coördinatie tussen producenten en consumenten. Hoge prijzen zijn het gevolg. Gezien de grote algemene behoefte aan kapitaal, capaciteit en menskracht in een groeiende wereld vinden exploratie en winning gecoördineerd plaats. De ontwikkeling van bewezen reserves verloopt relatief *just-in-time*, aangezien er weinig megavelden gevonden worden, maar wel een grote hoeveelheid kleinere en middelgrote voorkomens.

Voor wat betreft de **prijsvorming en de contracten** zal het huidige paradigma, gebaseerd op liberalisering, globalisering en concurrentie ingewisseld worden

voor een geordende olie- en gasmarkt. Langere termijn contracten zullen een aanzienlijk deel van de totale levering omvatten. Spotmarkten zullen vooral korte termijn fluctuaties opvangen. De hoogte van de energieprijzen reflecteert de kosten van langere termijn ontwikkeling van nieuwe energiebronnen en transportsystemen, inclusief een deel van de externe milieueffecten.

De **politieke issues van belang** spitsten zich in eerste instantie toe op belangentegenstellingen tussen verschillende groepen consumenten rond toegang tot olie- en gasvoorkomens en de middelen die zij daartoe inzetten (NOC's, contractuele verhoudingen, belastingheffing en subsidies, participatie van MNOC's, etc.). Het inruilen van de ongelimiteerde 'markt' en competitie als instrumenten om de uitkomst van transacties te beïnvloeden voor coördinatie en overleg, waarbij een balans tussen de verschillende belangen nagestreefd werd, had tot gevolg dat *security of supply* en *security of demand* als onderdelen van hetzelfde doel werden gezien, namelijk het wijs omgaan met beschikbare energiebronnen.

In de bredere context van de wereldpolitiek, waarbij de rol van snel groeiende economieën, zoals China, India en Rusland, de ideologische overmacht van de VS balanceert, ontstaat een multipolaire wereld. Wisselende coalities ontstaan rond verschillende issues tussen landen in Europa, Latijns-Amerika, het Midden-Oosten, Azië en de VS. Echte problemen doen zich vooral voor als gevolg van lokale politieke ongeregelheden en opstanden, die vooral gericht zijn tegen lokale machthebbers die onvoldoende oog hebben voor hun bevolking.

9.2 Situatie 2: snelle transformatie naar duurzaamheid

Een snelle transformatie richting duurzaamheid zou vergelijkbaar kunnen zijn met de ontwikkeling van de regulering en coördinatie van arbeidsverhoudingen, tussen werkgevers en werknemers vanaf het einde van de 19^e eeuw. De belangrijkste drijfveer was toen dat conflicten tussen beide groepen en de politieke gevolgen daarvan een bedreiging gingen vormen voor de ontwikkeling van de industrialiserende landen in West-Europa en de Anglo-Saksische koloniën. Vanuit gedeelde belangen en uit noodzaak tot overleven van de toenmalige maatschappij ontstond het inzicht dat wederzijdse verantwoordelijkheid en ordening van arbeidsverhoudingen de enige uitweg boden naar vooruitgang.

In plaats hiervan kwam een rationele geïnstitutionaliseerde onderhandelingsrelatie. In de huidige context spelen bedreigingen als het broeikas effect, lokale gevolgen van energieproductie en -verbruik en geopolitieke verdelingsconflicten. Het lijkt er op dat er een proces op gang gekomen is wat uiteindelijk tot een vergelijkbare verandering in het omgaan met energie zou kunnen leiden. Daarmee verliest mogelijk ook de religieuze, ideologisch gedreven tegenstelling tussen verschillende regio's zijn splijtende werking. Dit scenario gaat daar van uit.

De **rol van olie en gas in de energiemarkt**, momenteel ongeveer 60% het totale verbruik, zal afnemen in de eerste helft van deze eeuw. Daarna kan het aandeel stabiel blijven rond de 40% tegen 2100. De olie-industrie zal dan 50/50 gebaseerd zijn op conventionele en niet-conventionele olie. Aardgas zal gedurende het eerste kwart van de 21^{ste} eeuw de belangrijkste energiedrager worden. Het gebruik van olie zal zeer sterk toegespitst raken op luchttransport en de gespeci-

aliseerde chemie. Andere sectoren zullen alternatieven als aardgas, schone kolen, kernenergie en duurzame vormen, zoals tweede generatie bio-energie en zonne-energie, kunnen inzetten. Daarnaast zal ook de efficiëntie van het gebruik van energie zeer sterk toenemen, onder invloed van prijzen en technologische ontwikkeling. Ook worden in China en India allerlei nieuwe technologieën gelijk geïmplementeerd.

Voor wat betreft de **winningslocaties** en de **origine van de aangevoerde olie** zal er een verdere verschuiving plaatsvinden van Europa en de VS, waar de reserves uitgeput aan het raken zijn, naar niet-OECD-landen in het Midden-Oosten en Afrika en de voormalige Sovjet-Unie en naar nieuwe gebieden waar niet-conventionele voorkomens van olie en gas gevonden zijn. Daarnaast krijgen de overheden van producerende landen een steeds directere invloed, via eigendom en regulering van de exploratie, de winning en de raffinage. In landen als China, India en Latijns-Amerika en vele OECD-landen ziet de overheid *security of supply* liever in handen van *national champions* en staatsondernemingen.

De leveranciers van grondstoffen voor tweede generatie biobrandstoffen hebben ook een rol van groot belang gekregen. Hun besluitvorming rond het toestaan van biomassaproductie op voormalige landbouwgronden of nieuw te ontwikkelen gronden domineert de beschikbaarheid van biomassa en het grondgebruik voor voedselgewassen. Een consequentie hiervan dat er een relatie ontstaat tussen prijsvorming op de energiemarkt en die in bepaalde segmenten van de voedselproductie.

Voor wat betreft de **technologie** zal de off-shore productie aan belang winnen, terwijl enhanced recovery technieken zich verder zullen ontwikkelen. Daarnaast zal het exploratieonderzoek zich waarschijnlijk verder ontwikkelen in waarnemingsmethodieken, de simulatie van veldgedrag en schattingstechnieken.

Andere vormen van technologieontwikkeling zijn te vinden zijn in de raffinagesector, vanwege de noodzaak tot het vergroten van de opbrengst aan lichte brandstoffen. Het kraken van de zware residuen werd steeds urgenter, ook door het dalende aanbod van geschikte ruwe olie. In samenhang hiermee is ook de ontwikkeling van gecompliceerdere destillatieprocessen, in samenhang met multifuel en vergassingstechnieken in een stroomversnelling gekomen. Hierdoor is de flexibiliteit aan de vraagkant vergroot en kunnen ruwe olie, zware residuen, kolen, biofuels en gassen een brede complementaire inzet krijgen. Hierbij wordt aardgas vervangen en elektriciteit opgewekt, terwijl er kansen liggen om traditionele fossiele grondstoffen te vervangen. Deze oplossingen bieden ook mogelijkheden voor het afvangen van CO₂.

Met betrekking tot de **marktstructuur en eigendomsverhoudingen** is het duidelijk dat er een verschuiving optreedt in de rol van de majors en de nationale ondernemingen in productielanden (NOC's). Als gevolg van de beperkte toegang van de majors tot een groot deel van de bewezen reserves is hun aandeel in de oliewinning verder afgenomen, ten voordele van het aandeel van de NOC's. Daarnaast spelen gespecialiseerde sub-contractors zoals Schlumberger en Halliburton een cruciale rol in de ontwikkeling van allerlei technologie en diensten, die aan zowel de majors als de NOC's aangeboden worden. Het wegvallen

van de 'majors' als dominante partijen, zowel up- als down-stream, heeft een belangrijke invloed op het denken over energievoorziening in de OECD-landen. Aspecten als publieke dienstverlening, geopolitiek en nationaal belang, anders dan shareholder-value, bepalen nu het nieuwe beeld van de publiek-private industrie. De grootse rol van de majors is gelegen in de exploitatie van hun commerciële downstream netwerken, die zowel olieproducten, als gas, elektriciteit en hybride producten verkopen. Daarnaast zijn zij een hoofdrol gaan spelen in innovatieve activiteiten in de multi-chemische industrie, waarbij men van petroleum als grondstof overgegaan is op een veelheid van inputs, zoals kolen, biomassa, gasen, etc.

Met betrekking tot **de relevante instituties**, is er sprake van een *UN International Energy Organisation*, om energievraagstukken gecoördineerd aan te pakken, in samenhang met landbouw en voedselvoorziening, technologieuitwisseling en emissiehandel. De coördinerende rol van de *Greater European Strategic Gas Authority* in de gasmarkt en bijbehorende infrastructuur, waarbij gasproducenten en consumenten in overleg handelen bleek een voorbeeld voor vergelijkbare ontwikkelingen elders in de wereld. De regionale gasmarkten in Latijns-Amerika, Zuid-Afrika, Zuidoost-Azië en het West Pacific Rim ontwikkelen zich dan ook gestaag.

De **prijsvorming en de contracten**. Het huidige paradigma, gebaseerd op liberalisering, globalisering en concurrentie zal tijdens de eerste decennia ingewisseld worden voor een geordende oliemarkt, waarbij belangen van producenten en consumenten min of meer in evenwicht gehouden worden. De reden hiervoor is dat de afhankelijkheid van speculatie en vrije markt prijzen (NYMEX, IPE) tot een chaotische prijsvorming aanleiding heeft gegeven, die onacceptabel werd voor consumenten en producenten en uiterst negatieve consequenties had voor de ontwikkelende wereld.

Bovendien is, als gevolg van het toenemende gebruik van biomassa een verband met voedselproductie en landbouw tot stand gekomen. Het werd politiek onhoudbaar om beide markten aan de prijsfluctuaties bloot te stellen die het gevolg waren van de koppeling tussen deze sectoren. Een internationale organisatie houdt toezicht op de energiemarkt en maakt via onder meer het monitoren van door overheden ondersteunde langetermijncontracten de investeringen mogelijk die noodzakelijk zijn om in de vraag te kunnen voorzien. Deze ingreep is voldoende om de landbouwmarkten op acceptabele wijze te balanceren. Bovendien houdt deze organisatie toezicht op de handel in emissierechten en de controle van de energie en CO₂-stromen.

De balans in **vraag, aanbod en capaciteit** is sterk afhankelijk van de economische voorspoed in de verschillende regio's. Er ontwikkelde zich geen surplus in winnings- en raffinagecapaciteit meer. Economische ontwikkeling en een daling van de energievraag bleken toch mogelijk. De energiemarkt bleef gevoelig voor vraag- en aanbodfluctuaties en prijsvolatiliteit, vandaar het ontstaan van internationale samenwerking en coördinatie tussen producenten en consumenten. Gezien de grote algemene behoefte aan kapitaal, nieuwe innovatieve capaciteit vinden exploratie en winning gecoördineerd plaats. Er worden geen megavelden

gevonden, maar wel een grote hoeveelheid kleinere en middelgrote voorkomens. Daarnaast is er een zekere vorm van coördinatie waar het de inzet van energiedragers en de lokale financieel economische verhoudingen en stabiliteit betreft. De sterkste en stabielste schouders dragen meestal de zwaarste lasten en gebieden aan het begin van hun ontwikkeling krijgen de beschikking over de daarbij meest gepaste centrale dan wel decentrale vormen van energievoorziening.

De **politieke issues van belang** spitsten zich in eerste instantie toe op belangtengestellingen tussen verschillende groepen consumenten rond toegang tot verschillende vormen van energie en voedingsgewassen en de middelen die zij daartoe inzetten (NOC's, contractuele verhoudingen, belastingheffing en subsidies, douaneheffingen, participatie van MNOC's, etc.). Ongelimiteerde 'markt' en competitie als instrumenten voor coördinatie en overleg zijn uit. Hierdoor ontstond een balans tussen de verschillende belangen, waarbij verdelingsvraagstukken tot op zekere hoogte opgelost konden worden. Hierdoor werden *security of supply* en *security of demand* en *duurzaamheid* als facetten van hetzelfde doel werden gezien, namelijk het wijs omgaan met beschikbare energiebronnen.

Natuurlijk blijven er conflicten bestaan rond de uitvoering van kooldioxide reductiemaatregelen, landbouwpolitiek en het gebruik van energiepolitiek voor algemene geopolitieke doelstellingen. In de bredere context van de wereldpolitiek, waarbij de rol van snel groeiende economieën, zoals China, India en Rusland, de ideologische overmacht van de VS balanceert, ontstaat een multipolaire wereld. Wisselende coalities ontstaan rond verschillende issues tussen landen in Europa, Latijns-Amerika, het Midden-Oosten, Azië en de VS. Echte problemen doen zich vooral voor als gevolg van lokale politieke ongeregelheden en opstanden, die vooral gericht zijn tegen lokale machthebbers die onvoldoende oog hebben voor hun bevolking.

9.3 De les uit de vergelijking van beide situaties

De belangrijkste les uit de vergelijking van de twee beschreven – op zich tegengesteld extreme - situaties is dat opvallend veel ontwikkelingen in beide situaties identiek zijn. Het staat dan ook vrijwel vast dat deze ontwikkelingen op zullen treden. Het gaat daarbij o.m. om de toename van het belang van aardgas als energiedrager, het nog zwaardere leunen op productie van olie in een handvol gebieden, de ontwikkeling van verbeterde winningstechnieken en de verschuiving van macht van de internationale energiemaatschappijen naar nationale energiemaatschappijen.

Een belangrijk verschil zit in de mate waarin afhankelijkheid ontstaat van het exploreren en exploiteren van nieuwe olie- en gasbronnen en uraniummijnen, maar ook die van bijv. biomassa en van de verwerkingscapaciteit verder in de waardeketen. De spanning in de markt is in situatie 2, in dat opzicht, veel minder groot dan die in situatie 1.

Sectie D Betekenis voor NW Europa en Vlaanderen

Deze sectie gaat in op de invloed van de geconstateerde feiten en van de marktkrachten op de upstreamzijde van de energiemarkt en op de betekenis hiervan voor Noordwest-Europa in het algemeen en voor Vlaanderen in het bijzonder.

10 Betekenis voor Noordwest-Europa en Vlaanderen

10.1 Eindigheid van de voorraden

Het aanbod, in termen van de beschikbare en produceerbare reserves kolen, olie, gas en uranium, wordt vooral bepaald door de wijze waarop de industrie en betrokken overheden in staat zullen zijn een gebalanceerde waardeketen te creëren. De interactie tussen overheden en marktfactoren is fundamenteel voor het toekomstige aanbod van de energiedragers.

Naast een fysieke component, omvattende een adequate productie-, transport-, en opslaginfrastructuur, vereist de keten een samenhangende institutionele component, waarin financieel-economische verhouding zodanig geregeld zijn dat er minimale (geo)politieke en sociale spanningen ontstaan, terwijl voldoende zekerheden aanwezig zijn om de noodzakelijke investeringen te doen.

Een statisch perspectief op het aanbod gaat uit van winbaarheid gegeven de huidige olieprijs en techniek. In de visie van de *peak oil* aanhangers zal de wereldolieproductie binnenkort haar piek bereiken, omdat alle grote olievoorkomens reeds gevonden zijn. Wat nog rest zijn kleine, dure reserves op moeilijk bereikbare plaatsen. Hierdoor zullen de prijzen sterk stijgen.

Een dynamische interpretatie gaat uit van een autonome technologieontwikkeling, als gevolg van toenemende ervaring met het exploratie- en productieproces. Deze interpretatie leidt tot veel hogere reserveschattingen, waarbij ook groot-schalige productie van reserves in de diepzeebodem en van (onconventionele) zware olie en teerzanden wordt ingecalculeerd.

Op de langere termijn is het onmogelijk om te voorspellen hoe technische, economische en politieke factoren elkaar zullen beïnvloeden. Bij gebrek aan deze inzichten, lijkt het belangrijk ernaar te streven dat beleid en strategie op de kortere termijn consistent zijn met de doelen van het moment en de middenlange termijn. Het lijkt verstandig niet direct op langere termijn uitdagingen, zoals ondermeer *peak oil*, te reageren.

Uit de historische ontwikkelingen valt af te leiden dat de reserve/productieverhouding (R/P-ratio) altijd met enige vertraging reageert op de verhoging van de prijs. Op grond daarvan moet worden verwacht dat de recente prijsstijgingen (2000-2006) ook zullen resulteren in een vernieuwde zoektocht naar nieuwe voorraden. Daarbij resteert de vraag of deze nieuwe voorraden er wel zijn. Dat hangt mede af van de prijsontwikkelingen. Als de prijs hoog genoeg is dan komen ook marginale bronnen, zoals teerzandolie, binnen bereik van economisch aantrekkelijke exploitatie. Volgens IEA (2005) bevatten de Canadese teerzanden alleen al meer olie dan alle nu bekende reserves. Er zijn ook omvangrijke teerzandreserves in andere werelddelen zoals de Baltische Staten en Rusland. Een vergelijkbaar beeld gaat op voor de andere dragers. Er zijn echter nog grote onzekerheden rond deze opties, vanwege de grote investeringen en technologische

problemen en vanwege de politieke en economische factoren die de toegang tot deze reserves bepalen.

Op korte termijn zijn de beschikbare capaciteit van de aanwezige installaties een vast gegeven. Variaties in vraag en aanbod leiden vooral tot veranderingen in de prijzen en voorraden.

Het totale aanbod op korte termijn is vooral afhankelijk van besluiten van overheden en energiemaatschappijen over de inzet van capaciteit. Daarnaast kunnen zich door calamiteiten, politieke onrust of oorlogen tijdelijke onderbrekingen van de productie voordoen. Ontspanning kan dan alleen plaatsvinden door afname van de vraag en door de inzet van alternatieve brandstoffen, met name in de elektriciteitsproductie.

Op de middellange termijn wordt het aanbod bepaald door de investeringen van energiemaatschappijen in de productie van bekende reserves, en in geologische studies, proefboringen en productieschattingen om nieuwe reserves te creëren. Voor een deel dienen deze investeringen ter vervanging van uitgeputte velden.

Op een termijn van 10 tot 25 jaar zal de wereld waarschijnlijk steeds afhankelijker worden van olie en gas uit een beperkt aantal landen. De expansie van de productiecapaciteit zal daarom voor een belangrijk deel afhangen van de investeringen van de NOCs in OPEC-landen. Sommige landen, zoals Saoedi-Arabië en Koeweit, zijn hiertoe in staat. Andere staten hebben echter grote moeite om te investeren, omdat ze geen buitenlands kapitaal willen toelaten en ze hun inkomsten vaak spenderen aan weinig productieve maar politiek gevoelige aangelegenheden, zoals subsidies voor de bevolking en wapens.

In veel (potentiële) productielanden bestaan er bovendien grote lokale of algemene weerstanden tegen olie- en gasproductie, omdat er niet voldoende rekening gehouden wordt met de belangen van de bevolking en de noodzakelijke legitimiteit van grondstoffenwinning door buitenlandse bedrijven.

Op de lange termijn kunnen zowel de uiteindelijke beschikbaarheid van olie als de inzetbaarheid daarvan, vanuit het perspectief van duurzaamheid, een echt probleem gaan vormen. Op deze termijn wordt het aanbod van olie bepaald door de omvang van de reserves. De winzekerheid van olievelden wordt door geologische, technische en economische factoren bepaald.

10.2 Toegang tot de voorraden

Het feit dat er nog zeer grote reserves bestaan van de fossiele energiedragers en uranium houdt niet automatisch in dat de komende tientallen jaren de gewenste energiedragers voor Noordwest-Europa en Vlaanderen beschikbaar zullen zijn. Het probleem ligt enerzijds in de winnings- en verwerkingscapaciteit en anderzijds in de geopolitieke verhoudingen tussen de olieconsumerende en -producerende landen.

De specifieke organisatie van de waardeketens voor primaire energie dragers, m.n. olie en gas is veranderd in de loop der tijd. Het belang en de rol van de verschillende typen olie- en gasmaatschappijen varieert in de tijd en ook de invloed

van overheden in de ketens laat verschuivingen zien. Dat heeft belangrijke consequenties gehad voor het aanbod, de vraag en de prijs van olie en gas en voor de plaatsen waar het geproduceerd werd. Tegelijkertijd zijn vraag, aanbod en prijs ontwikkelingen weer van invloed op de organisatie van de keten en de belangen van overheden.

Hoge olieprijsen, een stijgende vraag, de perceptie van teruglopende oliereserves en uitputting en een toenemende afhankelijkheid van instabiele producenten bepalen momenteel de beeldvorming rond de energiemarkt.

Gegeven de zich ontwikkelende vraag- en aanbodverhoudingen gaan geopolitieke overwegingen een grotere rol spelen. Eén van de gevolgen hiervan is dat overheden van consumentenlanden de voorzieningszekerheid van energie expliciet als doel gaan hanteren.

Zowel met betrekking tot de zekerheid van energievoorziening, als met betrekking tot duurzaamheidsaspecten, lijkt het niet voor de hand liggend dat via marktwerking alleen de gewenste situatie bereikt gaat worden, zonder duidelijke sturing door overheden.

Er bestaat een grote mate van afhankelijkheid van de EU van gas geïmporteerd via pijpleidingen en er zijn weinig alternatieven. Strategisch en economisch gezien is het onwenselijk om afhankelijk te zijn van enkele exporteurs, enerzijds, vanwege het gevaar van onderbreking van de aanvoer en, anderzijds, vanwege de mogelijkheden voor het misbruiken van marktmacht om de energieprijzen op te drijven.

De groeiende capaciteit in LNG-terminals biedt enig soulaas de mogelijkheden daar zijn ook beperkt. Voortgaande ontwikkeling van deze optie hangt samen met een geschikt investeringsklimaat voor terminals en transitopijpleidingen, waarbij de reguleringssystematiek een factor van groot belang is.

Voor het energiebeleid van Noordwest-Europese overheden betekent dit dat het op de kortere termijn internationaal gezien vooral van belang is maatregelen te treffen die effectief zijn in het bevorderen het investeringsklimaat. Basiselementen hierin zijn het mijnbouw- en belastingsregime, marktregulering en marktwerkingbeleid, milieu- en andere vergunningen en vrijheid van kapitaalverkeer. Op termijn zullen de prijseffecten van de schaarste en afhankelijkheid vanzelf meer drijvende krachten gaan vormen.

Om op de middenlange termijn de marktprikkels in de gewenste richting uit te laten werken zullen de mondiale en lokale milieu- en afhankelijkheidseffecten zichtbaar gemaakt moeten worden in de kosten en prijzen van de energie.

Een voorname conclusie is dat te verwachten marktontwikkelingen binnen het juiste tijdsbestek beoordeeld moeten worden om adequaat beleid te kunnen voeren.

10.3 Externe kosten

Een ander aspect van de winning van de energiedragers is dat deze consequenties heeft voor het milieu en voor de omwonenden van de winninglocaties. Nade-

lige gevolgen zijn bijvoorbeeld de aantasting van het lokale milieu en van de gezondheid van omwonenden en de uitputting van de lokale grondstofvoorraden. Via het begrip 'externe kosten' zijn in het rapport de externe effecten uitgedrukt in economische termen. Hiervoor is het ExternE- programma gebruikt dat is ontwikkeld in opdracht van de Europese Commissie. De totale externe kosten van het gebruik van fossiele energiedragers en uranium in Vlaanderen bedragen bijna € 1 miljard per jaar. Bij de bepaling hiervan is rekening gehouden met de omvang en de herkomst van de energiestromen.

Het overgrote deel van de kosten is gekoppeld aan het gebruik van olie. Deze kosten ontstaan door het affakkelen van zuur geassocieerd gas bij de oliewinning in Rusland en de daarbij optredende emissie van SO₂.

Op de tweede plaats volgen de externe kosten gerelateerd aan de upstream processen in de keten voor uranium. Deze houden voornamelijk verband met blootstelling aan straling als gevolg van radonemissies uit opslagreservoirs van radioactief afval bij de mijnen.

De genoemde kosten zijn de kosten die noodgedwongen voor rekening komen van de maatschappij, ook wel aangeduid als 'off budget'-kosten. Er zijn ook bewuste subsidies van de overheid die activiteiten met externe effecten bevorderen en zo de effecten verergeren. Deze kosten worden aangeduid als 'on budget'. Europees onderzoek toont aan dat vooral bij kolen en uranium de 'on budget'-kosten nagenoeg dezelfde omvang hebben als de 'off budget'-kosten.

10.4 Betekenis voor Vlaanderen

De hiervoor beschreven effecten voor Noordwest-Europa zijn zonder uitzondering van toepassing op Vlaanderen. De winbare voorkomens voor kolen, olie, gas en uranium zijn aanzienlijk, maar er zijn ook onzekerheden.

Belangrijk is dat het bestaan van omvangrijke reserves niet automatisch betekent dat de komende tientallen jaren in Vlaanderen de gewenste energiedragers beschikbaar zullen zijn. Het probleem ligt enerzijds in de omvang van de winningen en verwerkingscapaciteit en anderzijds in de geopolitieke verhoudingen tussen de olieconsumerende en -producerende landen. Daar liggen de grootste onzekerheden.

Daarnaast heeft de winning van de energiedragers consequenties voor het milieu en voor de omwonenden van de winninglocaties. Uitgedrukt in economische termen kosten de externe effecten van het gebruik van fossiele energiedragers en uranium in Vlaanderen bijna € 1 miljard per jaar. Deze kosten worden niet door de Vlaamse gemeenschap betaald. Daarnaast zijn er 'milieuschadelijke' subsidies, waarvoor wel wordt betaald maar die de negatieve effecten juist verergeren. Naar de omvang van deze subsidies in Vlaanderen is geen onderzoek verricht.

Voor de Vlaamse overheid zijn er op hoofdlijnen twee beleidsterreinen waar keuzen moeten worden gemaakt en oplossingen kunnen worden bevorderd. Dat zijn de beschikbaarheid van voldoende dragers en de meer duurzame ontwikkeling van de winninglocaties.

Voorzieningszekerheid

Op het terrein van de voorzieningszekerheid van de dragers zijn er feitelijk twee hoofdsporen:

- a Verminderen van de eigen afhankelijkheid van fossiele energiedragers en uranium.
- b Bijdragen aan internationale initiatieven om de waardeketens beter in balans te krijgen.

Er zijn politieke keuzen vereist om op deze terreinen daadwerkelijke impact te bereiken. De afhankelijkheid van Vlaanderen is immers groot (in olietermen ruim 280 miljoen vaten per jaar) en de relatieve inbreng op wereldschaal gering (0,4%). Op beide vlakken zijn er echter zeker mogelijkheden.

Een van de belangrijkste conclusies die uit het onderzoek wordt getrokken is dat er expliciet onderscheid gemaakt moet worden tussen, enerzijds, vraag- en aanbodaspecten die vooral te maken hebben met de huidige marktomstandigheden en, anderzijds, ontwikkelingen die pas op langere termijn echt relevant zullen worden. Als deze analyse niet expliciet gemaakt wordt, kunnen maatregelen een negatief effect hebben. Een opeenstapeling van ingrepen in de markt, zonder heldere relatie met het probleem en het moment waarop het zich voordoet, kan serieuze consequenties hebben voor de oliemarkt en de energievoorziening in bredere zin.

Daarnaast is de internationale en in België federale, component van belang. Zekerheid van energievoorziening is een vitaal belang van de EU-lidstaten. Als daar onzekerheid over bestaat of als er sprake is van asymmetrie tussen landen, ontstaat er een sterke neiging om unilateraal energiebeleid te implementeren. Vanwege de Europese integratie van energiemarkten en de liberalisering van deze markten bestaan er echter steeds minder mogelijkheden om nationaal effectief beleid te voeren.

Nationale strategieën op het gebied van preferentiële buitenlandse betrekkingen met producenten of met betrekking tot de reservering van brandstoffen en capaciteit voor eigen gebruik kunnen tot gevolg hebben dat EU-beleid ineffectief wordt. Tegelijkertijd betekent dat de EU moet streven naar een coherent beleid voor veiligheid van energievoorziening, dat rekening houdt met de asymmetrie in de mate waarin lidstaten getroffen kunnen worden door onderbrekingen in de energievoorziening.

In algemene zin is het van belang tot een acceptabele balans te komen tussen producenten en consumenten door middel van het aangaan van dialogen over bovengenoemde en andere aspecten, zoals de technologietransfer, ondersteuning bij het genereren van toegevoegde waarde, etc.

Daarbij is hier uitgegaan van twee toekomstscenario's. In het eerste scenario mondialiseert en integreert de wereldeconomie steeds verder en is vrijhandel - ook voor energie - het motto (de economisch gedreven wereld). Hierbij zullen de energiestromen via marktwerking hun weg vinden naar de consument en zal de rol van overheden relatief beperkt en faciliterend van aard zijn.

In het tweede scenario opereren landen, vanuit hun nationale belangen, meer politiek-strategisch. Energiestromen zullen in dit scenario gepolitiseerd worden, en de energiehandel vooral tot stand komen via overheidshandelen (de politiek gedreven wereld). De uiteindelijke beslissingen over belangrijke kwesties omtrent de energiestromen liggen in dit scenario bij de overheid.

Het Vlaamse energievoorzieningszekerheidsbeleid zal effectief en robuust moeten zijn voor beide scenario's, omdat het nog onduidelijk is welk scenario dominant zal blijken te zijn.

Duurzame ontwikkeling

Voor wat betreft de meer duurzame ontwikkeling op de winninglocaties zijn er eveneens twee hoofdsporen:

- a Het aanpakken van de milieuschadelijke subsidies in eigen land, die misstanden elders bevorderen.
- b Het vanuit Vlaanderen bevorderen van betere arbeidsomstandigheden en milieuzorg op de winninglocaties.

Het aanpakken van de milieuschadelijke subsidies (de 'on-budget' externe kosten) is iets dat de Vlaamse overheid in eigen hand heeft. Voor zover bekend is echter in Vlaanderen nog geen onderzoek verricht naar de huidige omvang van deze subsidies, zoals dat bijvoorbeeld wel in Nederland in kaart is gebracht (CE, 2005). Daarnaast is het wenselijk beleid te formuleren om nieuwe gevallen te voorkomen, bijvoorbeeld rond de toenemende import van biomassa.

De noodzaak tot een duurzamere energievoorziening zal op deze termijn een factor van belang gaan vormen. Het mondiale broeikas-effect, lokale milieueffecten vanwege de productie en consumptie van steeds grotere hoeveelheden energie en de voortgaande ontwikkeling van energietechnologieën en materialen zullen druk uitoefenen op de toepassing van nieuwe systemen en toepassingen waarbij duurzaamheid en energie-efficiëntie een steeds grotere rol kunnen spelen.

Op termijn zullen de prijseffecten van de schaarste en afhankelijkheid vanzelf een drijvende kracht gaan vormen. Daarnaast zal het noodzakelijk zijn om de mondiale en lokale milieu- en afhankelijkheidseffecten zichtbaar te maken in kosten en prijzen voor de betrokken vormen van energie.

Het bijdragen aan betere arbeidsomstandigheden en betere milieuzorg op de winninglocaties, vanuit Vlaanderen, is geen eenvoudige zaak, alleen al omdat de herkomst van de dragers in veel gevallen gewoonweg niet bekend is en deze voornamelijk wordt bepaald door marktactoren in een geliberaliseerde energiemarkt. Toch kan de Vlaamse overheid meer doen dan het uitoefenen van morele druk op de marktactoren.

Zo is bij de import van uranium het land van herkomst redelijk te bepalen, doordat de afnemers het uranium min of meer direct bestellen bij de mijnen en de eisen die worden gesteld in het kader van non-proliferatie. Hierdoor is het vanuit de overheid mogelijk, om bijvoorbeeld via vergunningeisen, voorwaarden te stellen aan het land van herkomst voor het uranium. Dat kan een groot verschil maken

voor wat betreft duurzaamheid. Zulke eisen worden op dit moment ook in Nederland overwogen. Bij aardgas en ten dele ook voor aardolie is de herkomst van de dragers, via de loop van pijpleidingen, beperkt vast te stellen, maar is het stellen van eisen veel lastiger. In wezen zouden de energiestromen moeten worden gecertificeerd of gelabeld om dit mogelijk te maken en het is om verschillende redenen niet realistisch om te veronderstellen dat dit op afzienbare termijn haalbaar zal zijn. Dit is dus een aspect waar Vlaanderen zich alleen in internationaal kader sterk voor zou kunnen maken.

Een laatste handelingsperspectief voor dit type van dragers zou zijn in eigen land extra belasting te heffen op het gebruik van fossiele dragers en met deze middelen zelf gerichte actie te nemen naar waarschijnlijke landen van herkomst, om daar de leefomstandigheden te verbeteren en milieueffecten te beperken. Of dit dan één op één gekoppeld is aan het energieverbruik in Vlaanderen of niet kan daarbij dan als van secundair belang worden beschouwd.

CE

Oplossingen voor
milieu, economie
en technologie

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086

Zoeken, vinden en winnen

Een analyse van de drijvende krachten achter de beschikbaarheid van energiedragers

Olie, gas, kolen en uranium

Bijlagen

Rapport

Delft, juli 2007

Opgesteld door: J.H.B. (Jos) Benner, CE
A.F. (Aad) Correljé, CIEP *
H.J. (Harry) Croezen, CE
L.C. (Lucia) van Geuns, CIEP *
S. (Stephan) Slingerland, CIEP *
J.T.W. (Jan) Vroonhof, CE

* Clingendael International Energy Programme



Sectie E Bijlagen

Deze sectie omvat een aantal bijlagen, die de geïnteresseerde lezer specifieke toelichtingen en achtergrondinformatie bieden, alsmede een uitgebreide referentielijst en bibliografie.

A Begrippenlijst

Deze bijlage bevat een woordenlijst met de belangrijkste begrippen rond de winning van kolen, olie, gas en uranium. De begrippen uit de eerste drie sectoren komen in hoge mate overeen en zijn in één blok samengevoegd. Voor de uraniumwinning bestaan sectorspecifieke begrippen die in een separaat blok zijn opgenomen.

Omdat de markt internationaal is worden hiervoor in vele landen dezelfde Engelse termen gehanteerd en Engelse omschrijvingen van de betekenis. De woordenlijst gaat dan ook primair uit van deze Engelse begrippen en verklaringen. Bij elke term is ook getracht hieraan een passende Nederlandse aanduiding te koppelen.

A.1 Kolen-, olie- en gaswinning

1P

Equivalent to Proved Reserves

2P

The Sum of Proved Reserves plus Probable Reserves

3P

The Sum of Proved Reserves plus Probable Reserves plus Possible Reserves

Accumulation – verzameling / opeenhoping

Earth formation containing concentrated quantities of coal, oil or gas.

Barrel - Vat

A unit of measure for oil and petroleum products that is equivalent to 42 U.S. gallons.

Carrier - drager

Coal, oil and gas are referred to as energy-carriers. Sometimes the term fuel carrier is also used for e.g. rock or tarsands, which contains substantial quantities of coal, oil or gas.

Coalbed Methane – Steenkoolgebonden methaan

Natural gas contained in coal deposits, whether or not stored in gaseous phase. Coalbed methane, though usually mostly methane, may be produced with variable amounts of inert or even non-inert gases.

Contingent Resources – Voorwaardelijke voorraden

Those quantities of coal, oil or gas which are estimated, on a given date, to be potentially recoverable from known accumulations but which are not currently considered to be commercially recoverable.

Crude Oil Equivalent – Equivalent van ruwe olie

Converting coal, oil or gas volumes to the crude oil equivalent is customarily done on the basis of the heating content or calorific value of the fuel. Industry gas conversion factors usually range between 1.0 barrel of oil equivalent (boe) = 180 to 200 standard m³ gas. Coal ore quality is too different to provide such a range.

Developed Reserves – Ontwikkelde reserves

Developed reserves are expected to be recovered from existing wells including reserves behind pipe. Improved recovery reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor. Developed reserves may be sub-categorized as producing or non-producing.

Discovered - Blootgelegd

The term applied to a coal, oil or gas resource whose existence has been determined by its actual penetration by a well or shaft, which has also clearly demonstrated the existence of moveable fuel carrier or at least some recovery of a sample of the carrier. Log and/or core data may suffice for proof of existence of fuel if an analogous reservoir is available for comparison.

Discovered Fuel-initially-in-place – Oorspronkelijk aanwezige brandstof

That quantity of coal, oil or gas which is estimated, on a given date, to be contained in known accumulations, plus those quantities already produced therefrom. Discovered Fuel-initially-in-place may be subdivided into Commercial and Sub-commercial categories, with the estimated potentially recoverable portion being classified as Reserves and Contingent Resources respectively.

Downhole - Boorgat

A term used to describe tools, equipment, and instruments used in the wellbore or the shaft or conditions or techniques applying to those.

Downstream – Het finale deel van het productie- en marktproces

When referring to the oil and gas industry, this term indicates the refining and marketing sectors of the industry. More generically, the term can be used to refer to any step further along in the process than the exploration and production.

E&P - Exploratie en productie

Exploration and production. The "upstream" sector of the coal, oil and gas industry.

Enhanced recovery (ER) – Verhoogde winning

Refers to a variety of processes to increase the amount of coal, oil or gas removed from a reservoir, e.g. by injecting a liquid (e.g., water, surfactant) or gas (e.g., nitrogen, carbon dioxide).



Estimated Ultimate Recovery – Geschatte uiterste winning

Those quantities of coal, oil or gas which are estimated, on a given date, to be potentially recoverable from an accumulation, plus those quantities already produced therefrom.

Exploration - Exploratie

Prospecting for undiscovered petroleum.

Injection - Inbrenging

The forcing or pumping of substances into a porous and permeable subsurface rock formation. Examples of injected substances can include either gases or liquids.

Low/Best/High Estimates – Laagste/beste/hogste schattingen

The range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable volumes for an individual accumulation or a project. In the case of reserves, and where appropriate, this range of uncertainty can be reflected in estimates for proved reserves (1P), proved plus probable reserves (2P), and proved plus probable plus possible reserves (3P) scenarios. For other resource categorisations, the equivalent terms Low Estimate, Best Estimate, and High Estimate are used.

Non-producing Reserves – Niet geproduceerde voorraden

Reserves subcategorized as non-producing include shut-in and behind-pipe reserves. Shut-in reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate, but which have not started producing, (2) wells or mines which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells or mines not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe reserves are expected to be recovered from zones in existing wells, which will require additional completion work or future recompletion prior to the start of production.

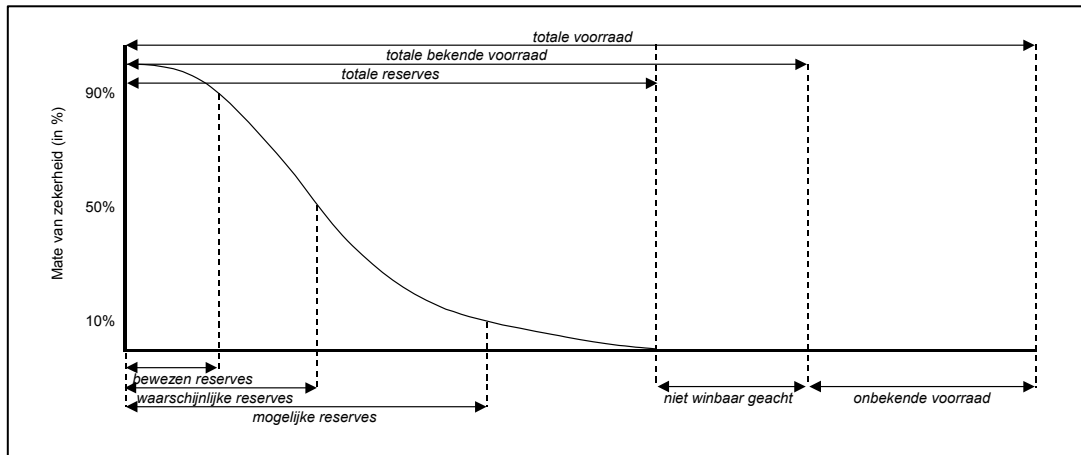
Planned for Development – Gepland voor ontwikkeling

Satisfies all the criteria for reserves, and there is a firm intent to develop, but detailed development planning and/or necessary approvals/contracts have yet to be finalized.

Possible Reserves – Mogelijke voorraden

Possible reserves are those unproved reserves which analysis of geological and engineering data suggests are less likely to be recoverable than probable reserves. In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of estimated proved, plus probable, plus possible reserves. In general, possible reserves may include (1) reserves which, based on geological interpretations, could possibly exist beyond areas classified as probable, (2) reserves in formations that appear to be petroleum bearing, based on log and core analysis but may not be productive at commercial rates, (3) incremental reserves attributed to infill drilling that are subject to technical uncertainty, (4)

reserves attributed to improved recovery methods when (a) a project or pilot is planned, but not in operation and (b) rock, fluid, and reservoir characteristics are such that a reasonable doubt exists that the project will be commercial, and (5) reserves in an area of the formation that appears to be separated from the proved area by faulting and geological interpretation indicates the subject area is structurally lower than the proved area. Often referred to as 3P.



Probable Reserves – Waarschijnlijke reserves

Probable reserves are those unproved reserves which analysis of geological and engineering data suggests are more likely than not to be recoverable. In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of estimated proved plus probable reserves. In general, probable reserves may include (1) reserves anticipated to be proved by normal step-out drilling where sub-surface control is inadequate to classify these reserves as proved, (2) reserves in formations that appear to be productive, based on well log characteristics, but lack core data or definitive tests and which are not analogous to producing or proved reservoirs in the area, (3) incremental reserves attributable to infill drilling that could have been classified as proved if closer statutory spacing had been approved at the time of the estimate, (4) reserves attributable to improved recovery methods that have been established by repeated commercially successful applications when (a) a project or pilot is planned, but not in operation and (b) rock, fluid, and reservoir characteristics appear favorable for commercial application, (5) reserves in an area of the formation that appears to be separated from the proved area by faulting and the geologic interpretation indicates the subject area is structurally higher than the proved area, (6) reserves attributable to a future workover, treatment, re-treatment, change of equipment, or other mechanical procedures, where such procedure has not been proved successful in wells which exhibit similar behavior in analogous reservoirs, and (7) incremental reserves in proved reservoirs where an alternative interpretation of performance or volumetric data indicates more reserves than can be classified as proved. Often referred to as 2P.

Producing Reserves – Producerende reserves

Reserves subcategorized as producing are expected to be recovered from intervals which are open and producing at the time of the estimate. Improved recovery is considered producing only after the improved recovery project is in operation.

Production - Productie

Exploration, drilling, production, and the collection of coal, oil or gas.

Prospect – Mogelijke vindplaats

Potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.

Proved Developed Reserves – Aangetoonde ontwikkelde reserves

Proved Developed Reserves are those Proved Reserves that can be expected to be recovered through existing wells and facilities and by existing operating methods. Improved recovery reserves can be considered as Proved Developed Reserves only after an improved recovery project has been installed and favorable response has occurred or is expected with a reasonable degree of certainty. Developed reserves are expected to be recovered from existing wells or mines, including reserves behind pipe. Improved recovery reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor.

Proved Reserves – Aangetoonde reserves

Proved reserves are those quantities of coal, oil or gas which, by analysis of geological and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under current economic conditions, operating methods, and government regulations. Proved reserves can be categorized as development or undeveloped.

If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. Often referred to as 1P, sometimes referred to as “proven”.

Proved Undeveloped Reserves – Aangetoonde onontwikkelde reserves

Proved Undeveloped Reserves are those Proved Reserves that are expected to be recovered from future wells and facilities, including future improved recovery projects which are anticipated with a high degree of certainty in reservoirs which have previously shown favorable response to improved recovery projects.

Recoverable Resources – Winbare oliebronnen

Those quantities of hydrocarbons which are estimated to be producible from accumulations, either discovered or undiscovered.

Reserves – Reserves

Reserves are those quantities of hydrocarbons which are anticipated to be commercially recovered from known accumulations from a given date forward.

Reservoir

A subsurface rock formation containing one or more individual and separate natural accumulations of coal, oil or gas.

Resource Uncertainty Categories

– Indeling van voorkomens in categorieën van onzekerheid

Any estimation of resource quantities for an accumulation or group of accumulations is subject to uncertainty and should, in general, be expressed as a range. The function of the three primary categories of reserves (proved, probable, possible) is to illustrate the range of uncertainty in the estimate of the potentially recoverable volume of coal, oil or gas from a known accumulation. Such estimates, which are done initially for each well or reservoir, may be made deterministically or probabilistically and are then aggregated for the accumulation/project as a whole. Provided a similar logic is applied for all volumetric estimates (including contingent and prospective resources), the estimate of uncertainty for each accumulation can be tracked over time from exploration through discovery, development, and production. This approach provides an extremely effective basis for evaluating the validity of the methodology used for the estimate of potentially recoverable volumes. The range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable volumes for an individual accumulation or a project. In the case of reserves, and where appropriate, this range of uncertainty can be reflected in estimates for proved reserves (1P), proved, plus probable reserves (2P), and proved, plus probable, plus possible reserves (3P) scenarios.

Total Fuel Initially-in-place

The entire resource base (Total Fuel-initially-in-place) includes all estimated quantities of coal, oil or gas, as well as those quantities already produced.

Undeveloped Reserves – Niet ontwikkelde reserves

Undeveloped reserves are expected to be recovered: (1) from new wells on undrilled acreage, (2) from deepening existing wells to a different reservoir, or (3) where a relatively large expenditure is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Unproved Reserves – Niet aangetoonde reserves

Unproved reserves are based on geologic and/or engineering data similar to that used in estimates of proved reserves; but technical, contractual, economic, or regulatory uncertainties preclude such reserves being classified as proved. Unproved reserves may be further classified as probable reserves and possible reserves. Unproved reserves may be estimated assuming future economic conditions different from those prevailing at the time of the estimate. The effect of possible future improvements in economic conditions and technological



developments can be expressed by allocating appropriate quantities of reserves to the probable and possible classifications.

Unrecoverable Resources

– Voorkomens waar geen winning plaats kan vinden

The portion of discovered or undiscovered petroleum-initially-in-place quantities not currently considered to be recoverable. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technological developments occur, or additional data is acquired.

Upstream

The exploration and production portions of the coal, oil and gas industry.

A.2 Glossary uranium mining

Activity – Activiteit

The number of disintegrations per unit time inside a radioactive source. Expressed in becquerels.

ALARA

As Low As Reasonably Achievable, economic and social factors being taken into account. This is the optimisation principle of radiation protection.

Background radiation – Achtergrondstraling

The naturally occurring ionising radiation which every person is exposed to, arising from the earth's crust (including radon) and from cosmic radiation.

Becquerel

The SI unit of intrinsic radioactivity in a material. One Bq measures one disintegration per second and is thus the activity of a quantity of radioactive material which averages one decay per second (in practice, GBq or TBq are the common units).

Decay – Verval

Disintegration of atomic nuclei resulting in the emission of alpha or beta particles (usually with gamma radiation). Also the exponential decrease in radioactivity of a material as nuclear disintegrations take place and more stable nuclei are formed.

Enriched uranium – Verrijkt uranium

Uranium in which the proportion of U-235 (to U-238) has been increased above the natural 0.7%. Reactor-grade uranium is usually enriched to about 3.5% U-235, weapons-grade uranium is more than 90% U-235.

Half-life – Halfwaardetijd

The period required for half of the atoms of a particular radioactive isotope to decay and become an isotope of another element.

In situ leaching (ISL)

The recovery by chemical leaching of minerals from porous orebodies without physical excavation. Also known as solution mining.

Ionising radiation – Ioniserende straling

Radiation (including alpha particles) capable of breaking chemical bonds, thus causing ionisation of the matter through which it passes and damage to living.

Mixed oxide fuel (MOX)

Reactor fuel which consists of both uranium and plutonium oxides, usually about 5% Pu, which is the main fissile component.

Natural uranium

Uranium with an isotopic composition as found in nature, containing 99.3% U-238, 0.7% U-235 and a trace of U-234. Can be used as fuel in heavy water-moderated reactors.

Oxide fuels – Oxide brandstof

Enriched or natural uranium in the form of the oxide UO_2 , used in many types of reactor.

Radioactivity - Radioactiviteit

The spontaneous decay of an unstable atomic nucleus, giving rise to the emission of radiation.

Radiotoxicity – Radiotoxiciteit

The adverse health effect of a radionuclide due to its radioactivity.

Radium

A radioactive decay product of uranium often found in uranium ore. It has several radioactive isotopes. Radium-226 decays to radon-222.

Radon (Rn)

A heavy radioactive gas given off by rocks containing radium (or thorium). Rn-222 is the main isotope.

Separative Work Unit (SWU) – Gescheiden werkeenheid

This is a complex unit which is a function of the amount of uranium processed and the degree to which it is enriched, ie the extent of increase in the concentration of the U-235 isotope relative to the remainder. The unit is strictly: Kilogram Separative Work Unit, and it measures the quantity of separative work (indicative of energy used in enrichment) when feed and product quantities are expressed in kilograms.

Sievert (Sv)

Unit indicating the biological damage caused by radiation. One Joule of beta or gamma radiation absorbed per kilogram of tissue has 1 Sv of biological effect; 1 J/kg of alpha radiation has 20 Sv effect and 1 J/kg of neutrons has 10 Sv effect.



Uranium (U)

A mildly radioactive element with two isotopes which are fissile (U-235 and U-233) and two which are fertile (U-238 and U-234). Uranium is the basic fuel of nuclear energy.

Uranium hexafluoride (UF₆)

A compound of uranium which is a gas above 56°C and is thus a suitable form in which to enrich the uranium.

Uranium oxide concentrate (U₃O₈)

The mixture of uranium oxides produced after milling uranium ore from a mine. Sometimes loosely called yellowcake. It is khaki in colour and is usually represented by the empirical formula U₃O₈. Uranium is sold in this form.

Yellowcake

Ammonium diuranate, the penultimate uranium compound in U₃O₈ production, but the form in which mine product was sold until about 1970. See also Uranium oxide concentrate.

B De splijtstofcyclus toegelicht

De bewerkingscyclus/waardeketen voor uranium is dermate complex en specifiek dat deze hieronder in enig detail wordt toegelicht.

B.1 Exploratie

Regio's waar uranium voorraden te verwachten zijn worden geselecteerd aan de hand van zogenaamde 'deposit models' geologische modellen van de geologische geschiedenis het gesteente in een regio. Voor opsporing van uraniumvoorraden worden luchtmobiele elektromagnetische metingen en graviteitsmetingen toegepast. Bij elektromagnetische metingen wordt de weerstand van het gesteente bij graviteitsmetingen de dichtheid (a.h.v. zwaartekracht). Het preciezer bepalen van locatie en structuur en omvang van de voorraad gebeurt middels seismische metingen.

De technologie voor exploratie wordt continu verbeterd. Zo kan men met elektromagnetische metingen steeds dieper doordringen in de bodem (nu tot 1.000 meter) en kan men meetgegevens steeds beter interpreteren. De geologische modellen worden steeds beter en seismische technieken steeds goedkoper.

Mijnbouwbedrijven geven aan dat in een aantal landen de overheid exploratie naar uranium voorraden tegenhoudt. Daarnaast signaleert de sector dat in met name Australië en Canada vergunningsprocedures voor mijnbouw en extractie projecten moeizaam verlopen en veel tijd vergen. Mede daardoor ligt tussen tijdstip van ontdekking van een economisch rendabele voorraad en het begin van de exploitatie daarvan in deze landen een periode van 10, soms 30 jaar.

Voor uraniumertswinning worden voornamelijk drie mijnbouwmethoden gebruikt:

- dagbouw;
- ondergrondse mijnbouw;
- oplossingsmijnbouw (in het Engels: 'in situ leaching' of 'solution mining').

B.2 Dagbouw en ondergrondse mijnbouw

Dagbouw en ondergrondse mijnbouw zijn gangbare vormen van mijnbouw voor elk mineraal of vaste brandstof (zoals bijvoorbeeld turf, bruinkool en steenkool). De winning van uranium via dagbouw of ondergrondse mijnbouw wijkt niet af van andere ertsen die op deze manier gewonnen worden. In beide gevallen wordt erts dat 'rijk' is aan uranium afgegraven en afgescheiden van het moedergesteente. Het niet gebruikte deel van het afgegraven moedergesteente wordt als 'waste rock' gestort op hopen.

Gewonnen erts wordt vervolgens fijn gemalen, waarna 90% - 95% van het uranium wordt opgelost in zwavelzuur of een oplossing van natriumcarbonaat en natriumbicarbonaat in water. De aard van het gesteente (met name de aanwezigheid van carbonaat) waarin het uranium aanwezig is, bepaalt welk oplosmiddel wordt toegepast.

Bij gebruik van zwavelzuur worden ook andere elementen opgelost zoals nikkel en arseen. Tevens komt het edelgas radon, een vervalproduct van uranium, vrij. Om die reden wordt uranium in deze route eerst uit de zwavelzuur oplossing geëxtraheerd door het op te lossen in een organisch oplosmiddel waaruit het weer geïsoleerd kan worden via ionenwisseling of door het een derde maal op te lossen in weer een oplosmiddel - ditmaal een zoute oplossing. Uranium wordt vervolgens in vaste vorm gebracht door het te laten neerslaan met ammoniak of loog. De neerslag wordt afgefilterd, gecentrifugeerd en thermisch gedroogd. De zwavelzuuroplossing wordt geneutraliseerd met kalk en barium (om radon te binden) en gestort in het zogenoemde 'tailing reservoir'. Bij extractie met natriumcarbonaat (in carbonaatrijke ertsen) wordt uranium geëxtraheerd en kan het uranium direct vanuit de oplossing worden neergeslagen.

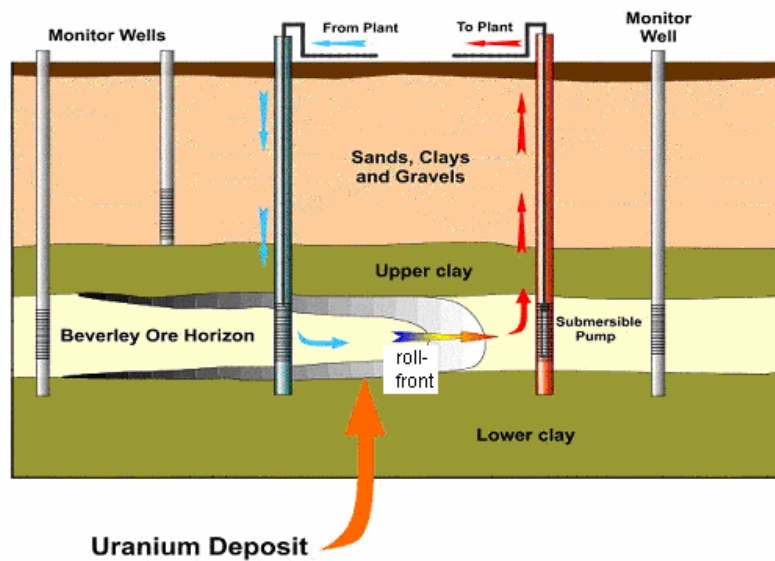
Het restproduct van de extractie - de 'tailings' - worden in het 'tailing' reservoir opgeslagen. De tailings bevatten nog zo'n 70% van de radioactiviteit van het oorspronkelijke erts in de vorm van radioactieve elementen - met name thorium, radium en radon. Om emissies van gasvormige radon en verwaaiing van radioactief stof naar de omgeving te voorkomen worden de tailings tijdens het vullen van het reservoir met een laag water afgedekt. Nadat het reservoir in de loop van jaren of decennia is gevuld wordt het, bij zorgvuldige verwerking, afgedekt met klei en aarde. Door middel van boringen rondom wordt de kwaliteit van het grondwater dan gemonitord om vroegtijdig lekkages op te sporen.

B.3 Oplossingsmijnbouw

Bij oplossingsmijnbouw wordt een aantal gaten geboord naar de aardlaag waarin zich het uranium bevindt. Door deze boorgaten wordt zwavelzuur of een oplossing van natriumcarbonaat en natriumbicarbonaat in water in de ondergrond gepompt. De rijke oplossing wordt opgepompt, waarna het uranium net als bij dagbouw en ondergrondse mijnbouw uit de oplossing wordt geïsoleerd.



Figuur 47 Schematisch overzicht van oplossingsmijnbouw



Bron: <http://www.world-nuclear.org/info/inf27.html>.

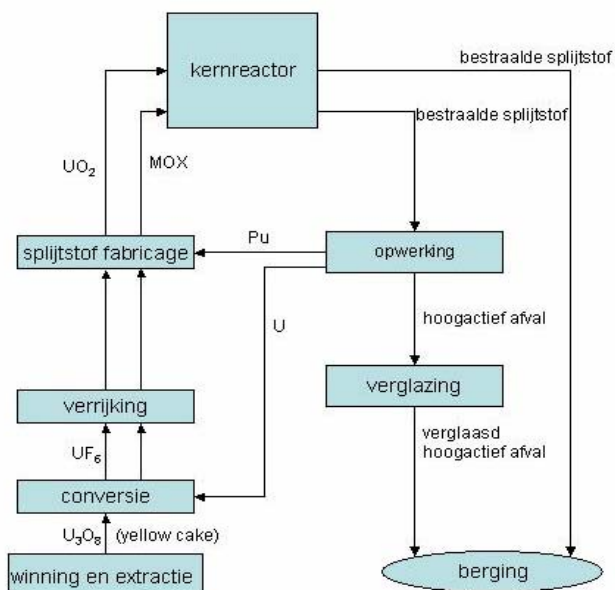
Anders dan bij dagbouw en ondergrondse mijnbouw ontstaan bij oplossingsmijnbouw geen tailings en waste rock. Er ontstaat wel slib en vervuilde oplossing. De oplossing wordt in de diepe ondergrond gepompt, vaak in diepliggende aquifers. Slib wordt bovengronds opgeslagen in bescheiden tailing reservoirs.

Oplossingsmijnbouw is geen ongebruikelijke mijnbouwtechniek. Het wordt met name toegepast voor de winning van goed oplosbare mineralen, bijvoorbeeld voor bepaalde oplosbare ertsen van koper, zink en lood.

Oplossingsmijnbouw is alleen mogelijk wanneer het uranium zich in waterdoorlatende (sub-)horizontale aardlagen tussen twee waterafsluitende lagen bevindt. Deze techniek maakt het mogelijk om ook armere ertslagen economisch rendabel te winnen.

B.4 Conversie

Figuur 48 De kernenergieketen



Na de mijnbouw wordt het uranium gewonnen uit het erts via extractieprocessen ('milling'). Daarbij ontstaat een concentraat van uraniumoxide (U_3O_8) dat ook wel 'yellowcake' genoemd wordt. Dit concentraat wordt verder gebruikt in de keten. Het restproduct van het verwerkte erts ('tailings') en een deel van het nevengesteente ('waste rock') moet als mijnbouwafval worden opgeslagen. Het bevat lage concentraties radioactieve elementen en ook zware metalen en moet geïsoleerd worden van de omgeving.

Uranium bevat van nature 0,7% van het isotoop U-235 (ook wel geschreven als ^{235}U) en bestaat verder vooral uit U-238 (^{238}U) met kleine percentages aan andere isotopen (zie voor meer informatie de bijlagen). Alleen ^{235}U wordt gebruikt voor elektriciteitsopwekking in de meest gangbare typen kerncentrales. Voor een voldoende grote warmteontwikkeling per kilo uranium moet het percentage ^{235}U in het in de kerncentrale gebruikte uranium over het algemeen hoger zijn dan de natuurlijke concentratie - minstens 3%. Om het gehalte ^{235}U te kunnen verhogen wordt yellowcake omgezet in een verbinding die al bij lage temperaturen gasvormig is, uraniumhexafluoride (UF_6). Verhoging van het gehalte aan ^{235}U - verrijking - is alleen mogelijk in de gasfase.

Bij conversie naar UF_6 wordt de uranium in de yellowcake in 8 stappen omgezet in het beoogde product UF_6 . Om een indruk te geven van de complexiteit van het proces en de veelheid aan benodigde chemicaliën hieronder een overzicht van deze stappen:

- de in yellowcake aanwezige uraniumverbindingen worden opgelost in een warme salpeterzuur oplossing;

- uranium wordt van andere opgeloste verbindingen uit de yellowcake gescheiden door het selectief op te lossen uit de salpeterzuur oplossing in tributylfosfaat;
- hieruit wordt het weer geïsoleerd door het weer op te lossen in verdund warm salpeterzuur;
- hieruit wordt het geïsoleerd door het te laten neerslaan (als uranyl nitraat);
- uranyl nitraat wordt omgezet in UO_3 ;
- UO_3 wordt gereduceerd tot UO_2 ;
- UO_2 wordt met waterstoffluoride omgezet in UF_4 ;
- UF_4 laat men met fluor gas (F_2) reageren tot UF_6 .

Het geproduceerde UF_6 wordt tot slot in stalen containers naar het verrijkingsbedrijf getransporteerd.

Bij conversie treden emissies naar lucht en water van toxische stoffen en radioactieve elementen op. Emissies worden beperkt door gasreiniging. Er ontstaat toxisch radioactief slib door afscheiding van de niet-uranium verbindingen in de yellowcake.

B.5 Verrijking

Het bij conversie gevormde UF_6 wordt in deze stap gescheiden in een fractie rijk aan ^{235}U en een fractie verarmd aan ^{235}U . Dit wordt gedaan door gasdiffusie door een membraan of door centrifugeren. In beide gevallen wordt gebruik gemaakt van het gegeven dat ^{235}U lichter is en als gas sneller kan bewegen dan het zwaardere ^{238}U . Het verschil tussen beide isotopen is echter zo klein dat het scheidingsproces heel vaak moet worden herhaald voordat de concentratie ^{235}U in de verrijkte fractie 3% - 5% bedraagt. Gasdiffusie kost aanzienlijk meer energie dan gascentrifuge. Deze techniek wordt daarom wereldwijd steeds minder gebruikt.

Het overblijvende verarmde uranium bevat $0,25\% \pm 0,05\%$ ^{235}U en is dus nog steeds radioactief. Het moet als laag radioactief afval worden opgeslagen.

De verrijkte fractie wordt weer omgezet in UO_2 , dat wordt verwerkt tot brandstofstaven. Deze worden in een kernreactor gebruikt om elektriciteit op te wekken. Een deel van de gebruikte brandstof kan na elektriciteitsproductie in de reactor weer worden opgewerkt tot nieuwe brandstof en komt opnieuw in de keten terecht. Een ander deel moet langdurig als hoogradioactief afval worden opgeborgen.

B.6 Productie brandstofstaven en elektriciteitsproductie

Verrijkt UF_6 wordt via een tweetal chemische reacties omgezet in UO_2 . Het gevormde UO_2 wordt in tabletten geperst welke vervolgens bij hoge temperatuur (1.400°C) worden gesinterd. De gesinterde tabletten worden tenslotte in een metalen buis van standaard afmetingen - de brandstofstaaf - geperst, waarna de

buis wordt dichtgelast. De brandstofstaven worden in een kerncentrale gebruikt voor elektriciteitsproductie.

Dit hoofdstuk gaat in op de belangrijkste chemische, fysische en geologische kenmerken van de energiedragers en van hun vindplaatsen. Aan de orde komen de cijfers over de huidige reserves aan kolen, olie, gas en uranium die circuleren op de markt en in de media. We geven aan van wie deze cijfers afkomstig zijn en welke onzekerheden eraan zijn gekoppeld. Ook leggen we de cijfers naast de huidige en de te verwachten vraag naar de dragers.

Tabel 21 illustreert de splijtstofcyclus nogmaals aan de hand van de massabalans voor een bepaald type 1.000 MW_e kerncentrale. Uit 20.000 ton uraniumerts met een concentratiegraad van 1% ontstaan 230 ton uraniumoxide-concentraat en 19.770 ton ertsafval. Dit wordt verrijkt tot 35 ton UF₆, waarbij 253 ton UF₆ met een laag gehalte aan ²³⁵U overblijft. De brandstofstaven produceren vervolgens 7.000 GWh aan elektriciteit. Er blijft 27 ton gebruikte brandstof over, die vooral bestaat uit uranium met een laag ²³⁵U-gehalte en voor een klein deel uit plutonium en splijtingsproducten.

Tabel 21 Voorbeeld van een massabalans van de splijtstofcyclus voor een 1.000 ME centrale en geen opwerking van gebruikte splijtstof

Delven	20.000 ton erts met 1% uraniumgehalte
Bewerken en extractie	230 ton uraniumoxide concentraat met 195 t U)
Conversie	288 ton UF ₆ (met 195 t U)
Verrijking	35 ton UF ₆ (met 24 t verrijkt U) - balans is verarmd uranium
Brandstoffabricage	27 ton UO ₂ (met 24 t verrijkt U)
Reactorbedrijf	7.000 miljoen kWh elektrisch vermogen
Gebruikte brandstof	27 ton, en bevat 240 kg plutonium, 23 t uranium (0,8% ²³⁵ U), 720 kg splijtingsproducten en ook actiniden.

C Het Extern-E programma voor bepaling van externe kosten

In opdracht van de Europese Commissie is de ExternE methodiek ontwikkeld om de externe kosten van energiegebruik in de EU te bepalen, ter ondersteuning van beleidbeslissingen. Deze bijlage beschrijft hoe in de Extern systematiek wordt omgegaan met de diverse externe effecten van de winning van energiedragers.

C.1 Waardering gezondheidseffecten en sterfgevallen

Veel stoffen kunnen leiden tot gezondheidseffecten, voornamelijk doordat ze in-geademd worden (luchtvervuiling). Er wordt in ExternE onderscheid gemaakt naar twee soorten gezondheidseffect⁸:

- **Mortaliteit.** Hierbij gaat het om ziekte die daadwerkelijk tot voortijdig overlijden leidt; dit kan acuut zijn of op termijn ('chronisch').
- **Morbiditeit.** Hierbij gaat het om langdurige ziekte die het functioneren en welbevinden van de zieke beïnvloedt.

Het eerste effect wordt uitgedrukt in verloren levensjaren (YOLL) met een daarbij behorende 'value of life year' (VOLY). De aanbevolen waarde is € 50.000 of € 75.000 voor acute sterfgevallen. Deze waarden zijn afgeleid uit WTP bepalingen.

Voor morbiditeit worden een aantal verschillende kostenposten samengenomen. In grote lijn gaat het om:

- *resource costs*: ziektekosten, al dan niet door verzekering betaald, en andere directe kosten, op basis van marktprijzen;
- *opportunity costs*: schade van verminderde productiviteit en vrijetijdbesteding, op basis van marktprijzen;
- *disutility costs*: schade door pijn, zorgen, trauma van betrokkenen, op basis van WTP/WTA.

In ExternE (2005) wordt een gedetailleerde lijst gegeven van de verschillende externe kosten per effect (ziekenhuisbezoek, beperkte activiteit, etc.) die worden aanbevolen.

Voor sterfgevallen als gevolg van dodelijke ongelukken wordt niet uitgegaan van verloren levensjaren maar van een waarde voor het leven zelf, de zogenoemde 'value of statistical life' of 'value of prevented fatality' (VSL of VPF). De aanbevolen waarde hiervoor is € 1.000.000 (WTP-bepaling).

⁸ In praktijk met name hart-longziekten en kanker.

C.2 Klimaatverandering

Klimaatverandering is het milieueffect dat wordt veroorzaakt door de emissie van broeikasgassen. Hoewel dit milieuthema op dit moment zeer veel aandacht krijgt in zowel wetenschap als beleid blijkt het nog heel lastig om de schade die met de emissie van een kilogram broeikasgas gepaard gaat te bepalen.

De eerste stappen van de berekeningen zijn wel makkelijk, omdat broeikasgassen zich heel snel door te hele atmosfeer verspreiden en daardoor een 'globaal' effect veroorzaken: het maakt helemaal niets uit waar de emissie optreedt, het effect is altijd hetzelfde. Dit geldt zeker voor het belangrijkste gas, CO₂. Het bepalen van het *impact potentieel*, in termen van toegenomen infrarood-absorptie in de atmosfeer, is daarom relatief simpel. Wat de bepaling bemoeilijkt is het feit dat de broeikasgassen over het algemeen een lange levensduur hebben en het effect daarom over honderden jaren kan blijven bestaan. Er wordt daarom een tijdshorizon aangenomen voor de effectbepaling van in het algemeen 100 jaar. De effecten van broeikasgassen worden uitgedrukt in CO₂-equivalenten.

Hoe dit impact potentieel zich vertaalt naar daadwerkelijk impacts is met grote onzekerheid omgeven. Wat wordt de gemiddelde temperatuurstijging, hoe beïnvloedt dit weerextremen, zeespiegelniveau en de verspreiding van ziektes? Welke schades en kosten zullen hiermee gemoeid zijn? Zijn doden bij overstromingen in Bangladesh goedkoper dan doden bij overstromingen in Nederland?

De bepalingen van schadekosten per ton CO₂ lopen dan ook uiteen van € 0,5 tot zo'n € 90 (Tol, 2005). In de eerste versie van ExternE werd dan ook aangeraden met een range aan schadekosten te werken. In ExternE 2005 (hoofdstuk 8 daarin) worden schadekosten van € 9/ton CO₂ berekend, maar hier worden terecht diverse vraagtekens bij gezet. De aanbevolen prijs voor CO₂ is € 19/ton, met onder- en bovenwaarde voor eventuele gevoeligheidsanalyse € 9/ton en € 50/ton.

Deze waarden zijn deels gebaseerd op preventiekosten, naast schadekosten. Dat wil zeggen dat beleidstellingen als leidraad zijn genomen. De externe kostenbepalingen voor klimaatverandering zijn daarom intrinsiek anders dan die voor andere milieueffecten en het is niet te zeggen welke schades wel en niet meegenomen zijn in de prijs. Rechtvaardiging hiervoor ligt in het feit dat het effect zelf ook intrinsiek anders is dan de andere en dat door ontbrekende kennis de schadekostenberekeningen op dit moment waarschijnlijk systematisch te lage uitkomsten geven.

Tabel 22 Aanpak voor bepaling externe kosten broeikasgassen

Inventarisatie	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	
Effectbepaling	Globaal voor alle bronnen, tijdshorizon 100 jaar	Waarde GWP100 volgens IPCC, 2001
Schaduwprijs	€ 19/ton CO ₂ -equivalent	Centrale waarde van schadekosten, preventiekosten en emissiehandelprijs
Gevoeligheid?	€ 9/ton tot € 50/ton	Beperkte shadebepaling / preventiekosten NL



Aan het eind van dit hoofdstuk wordt nog uitgebreider ingegaan op benaderingen om de externe kosten van broeikasgassen te bepalen.

C.3 Luchtvervuiling

Met de term luchtvervuiling wordt een groot aantal emissies aangeduid. Deze emissies hebben niet allemaal dezelfde effecten; het kan gaan om verzurende, vermestende of toxische stoffen en diverse stoffen hebben meerdere effecten, deels doordat ze chemische reacties veroorzaken waarbij weer andere stoffen ontstaan.

De belangrijkste industriële emissies in deze categorie zijn:

- NO_x: stikstofoxiden, effecten verzuring, vermesting, smogvorming (via ozon) en hart-longstoornissen (via nitraten).
- SO₂: zwaveldioxide, effecten verzuring en hart-longstoornissen (via sulfaten).
- PM: de verzameling 'deeltjes' (particulate matter), effecten ademwegstoornissen, aantasting bouwmaterialen (TSP).
- VOS: de verzameling vluchtige organische stoffen, effecten smogvorming (via ozon) met als gevolg ademwegstoornissen en schade aan landbouwgewassen.

Voor deze vier stoffen geldt dat de effecten een complex geheel vormen met deels onderlinge invloeden: het effect van VOS emissies is bijvoorbeeld afhankelijk van de aanwezigheid van NO_x.

Binnen ExternE wordt ook een aantal andere emissies meegenomen, waarvoor de oorzaak-gevolg keten wat minder complex is:

- CO: koolmonoxide, effect hartstoornissen.
- PAK, etc.: kankerverwekkende koolwaterstoffen.
- Kankerverwekkende zware metalen (As, Cd, Cr, Ni).
- Zware metalen met neuro-toxicologische effecten (Pb).

Voor elke emissie wordt ten eerste gekeken naar de *verspreiding*. Hoe ver van de bron kunnen de stoffen nog voorkomen, waar slaan ze neer, tot welke concentratieveranderingen leidt dit? Sommige stoffen hebben alleen zeer lokaal effect, andere regionaal. Weersomstandigheden zijn hierbij een belangrijke factor, want windrichting, UV-straling en neerslag kunnen de verspreiding beïnvloeden. De locatie van emissie is hier dus al van belang, want op verschillende locaties zijn de gemiddelde weersomstandigheden verschillend.

Vervolgens wordt gekeken naar de *blootstelling*. Treden concentratieveranderingen op in dichtbevolkte gebieden (voor gezondheidseffecten) of in landbouwgebieden (voor gewasschade)? Hoeveel mensen, of oppervlakte, worden blootgesteld aan de stof? De locatie van emissie is hier met name van belang, in verband met afstand tot (dicht)bevolkte en/of landbouw gebieden. Vervolgens wordt een *dosis-effect relatie* toegepast. Wat is het gezondheidseffect bij blootstelling van een mens aan een bepaalde (extra) dosis? Hoeveel gewasverlies (winst) treedt op bij blootstelling van een hectare aan een bepaalde (extra) dosis?

Dit betekent dat de volgende schadekosten worden gebruikt:

- dodelijke kankergevallen en erfelijke afwijkingen worden gewaardeerd met de VPF, dat wil zeggen € 1.000.000 per geval;
- voor niet-dodelijke kankergevallen wordt in ExternE (1995) een schade van 0,25 MECU per geval gehanteerd. Dit is ongeveer 10% van de daarin gebruikte VPF. In deze studie hanteren we daarom € 100.000 per geval.

Nog meer dan voor klimaatverandering is de gebruikte tijdhorizon van groot belang. Omdat radioactieve stoffen nog vele tot honderden duizenden jaren blijven bestaan en dus effect blijven veroorzaken, wordt vaak een tijdhorizon van 100.000 jaar gehanteerd. Met een discontovoet van 3% (zie hoofdstuk 1) zou dit echter helemaal geen zin hebben omdat de schadewaardering daarmee op veel kortere termijn al naar nul gaat. Het is daarom niet ongebruikelijk om voor effecten van radiologische emissies geen discontovoet te gebruiken (0%) temeer omdat er op dergelijke termijnen sowieso niets te zeggen is over een realistische hoogte.

Tabel 24 Aanpak voor bepaling externe kosten radiologische emissies

Inventarisatie	ExternE UK e.a.	
Effectbepaling	manSievert naar kankergevallen en erfelijke afwijking Tijdhorizon 100.000 jaar	Volgens ExternE UK e.a.
Schaduwprijs	Dodelijke kanker/erfelijke afwijking € 1.000.000 per geval Niet-dodelijke kanker € 100.000 per geval Discontovoet 0%	
Gevoeligheid?	Tijdhorizon?	

C.5 Ongevallen

In alle brandstofketens kunnen ernstige ongevallen voorkomen. De meest bekende voorbeelden zijn waarschijnlijk die in kerncentrales en kolenmijnen en bij oliebranden of gasexplosies. Ook hernieuwbare energiebronnen zijn er echter niet vrij van, denk bijvoorbeeld aan het instorten van stuwmeerdammen.

Energiegerelateerde ongelukken worden in databestanden bijgehouden. Op basis hiervan is statistische gezien bekend hoe groot kansen op ongelukken met een bepaalde omvang (i.e. aantal doden / gewonden) zijn. Deze kansen zijn belangrijk in de bepaling van het risico. De gehanteerde risicomaat, om de impact per kWh (per jaar) te kunnen uitdrukken, is technisch ofwel risiconeutraal:

$$risico = kans \times omvang$$

Voor werkgerelateerde ongevallen (dat wil zeggen, de getroffen zijn alleen werknemers en geen algemeen publiek) hanteert ExternE (2005) voor schadewaardering in principe de VPF-waarde. Een deel van de externe kosten is in dit geval echter geïnternaliseerd, bijvoorbeeld via verzekeringen en hogere lonen. Aanname is dat in OESO-landen 80% is geïnternaliseerd en daarbuiten 50%. Voor niet-werkgerelateerde ongevallen waarbij publieke slachtoffers vallen wordt dezelfde VPF gehanteerd, maar de mate van internalisering is voor publieke on-

gevallen kleiner. ExternE geeft 50% (OESO) en 20% (niet-OESO) als centrale waarden.

Andere schadekosten die worden meegenomen zijn die voor gewonden, trauma, het opruimen van vervuild landoppervlak, economische schade van bijvoorbeeld landvervuiling (voedselban), kosten van evacuatie.

Als het gaat om een ongeval in de nucleaire keten waarbij radioactieve straling vrijkomt dan gaat het om dezelfde kostenposten alleen zijn de effecten en dus schades waarschijnlijk groter. Daarbovenop zijn er de gezondheidseffecten; bij een kernongeval gaat het immers niet alleen om directe doden en gewonden, ook op lange tot zeer lange termijn zullen er ziekte- en sterfgevallen zijn. De mate van internalisering van deze radiologische schades, met name de laat optredende, ligt waarschijnlijk veel lager dan de bovengenoemde percentages. Zoals de decennia sinds het ongeval in Tsjernobyl hebben laten zien zijn er types kanker die pas na vele jaren beginnen toe te nemen; recente schattingen van het aantal doden als gevolg van dit ongeval lopen van 4.000 in totaal tot rond de 100.000 tot nu toe (Verenigde Naties, 2005, Greenpeace, 2006). Het Zwitserse Paul Scherrer Instituut, dat de ENSAD⁹ beheert, gaat voor het totaal aantal doden ('latent fatalities') als gevolg van het ongeval in Tsjernobyl uit van een range van zo'n 9.000 tot ruim 30.000 (Hirschberg en Burgherr, 2004).

In dit rapport worden frequenties van ongevallen en resulterende externe kosten in de verschillende energieketens overgenomen uit Hirschberg en Burgherr (2004) en Burgherr en Hirschberg (2004). Het betreft hier alleen ongevallen met 5 of meer dodelijke slachtoffers, omdat dit een goede vergelijkbaarheid geeft tussen ketens. Er wordt onderscheid gemaakt naar OESO en niet-OESO-landen, omdat vooral in de olie- en kolenketens grote verschillen zijn in zowel aantallen ongevallen als in aantallen slachtoffers.

In Tabel 25 worden de slachtoffers voor de grootste rampen in verschillende energieketens gegevens als eerste illustratie. Terwijl in de kolen- en olieketens verreweg de meeste slachtoffers worden gemaakt, is de grootste ramp wat betreft directe dodelijke slachtoffers het instorten van een stuwdam voor waterkracht in China in 1975.

Tabel 25 Aantal dodelijke slachtoffers in grootste ramp in betreffende keten tussen 1969 en 2000

	OESO	Niet-OESO	
Kolen	272	434	
Olie	577	4.375	
Gas	109	100	
LPG	498	600	
Nucleair		~30 (~30.000)	Tussen haakjes 'latente doden'
Waterkracht	~15	26.000	

Bron: Burgherr en Hirschberg 2004, Hirschberg en Burgherr, 2000.

⁹ Energy-related Severe Accident Database.

C.5.1 Risicomaat

Het is de vraag of voor met name niet-werkgerelateerde ongevallen de technische risicomaat kan worden gebruikt. In ExternE (2005) is de discussie deels opgenomen (hoofdstuk 9 daarin). Vaak wordt in deze discussie gesuggereerd dat de reden dat het publiek technische gelijke risico's toch heel verschillend inschat voornamelijk emotioneel is. Ook in ExternE wordt 'misperceptie' genoemd.

Hoewel hier een kern van waarheid in zal zitten, zijn er ook rationele redenen om een niet-technische risicomaat te hanteren:

- Het risico is voor het publiek grotendeels onvrijwillig, dit blijkt in praktijk de waarde die aan een risico wordt toegekend (willingness to pay) sterk te verhogen en dit heeft deels te maken met marktinefficiënties.
- Ten opzichte van werkgerelateerde ongelukken gaat het meestal om risico's met (veel) kleinere kans maar (veel) groter gevolg, ook wel *Damocles* risico genoemd. Dit geldt met name voor nucleaire ongevallen. Als gekeken wordt naar verzekeringen dan blijkt dat voor dergelijke risico's hogere premies worden betaald ook al is het risico in technisch opzicht even groot als een ander risico. Reden hiervoor is dat de meeste economische spelers *risico avers* zijn en dat de hoge gevolgen (financiële schade) moeilijker te dragen zijn als ze eenmaal optreden.

Er wordt veel onderzoek gedaan naar risicomaten die deze risicoaversie beter kwantificeren (zie bijv. Jonkman, 2003). In de bepaling van de schadekosten voor kernenergie wordt gekeken naar het effect dat het gebruik van zo'n risico-averse maat daarop zou kunnen hebben. In ExternE Volume 5 (1995) wordt hier al kort naar verwezen, waarbij gezegd wordt dat auteurs met andere schadebenadering tot zo'n 35 maal hoger uitkomen dan de hoogste waarde die in ExternE wordt afgeleid (0,1 mECU per kWh). In Jonkman (2003) wordt echter besproken dat een mogelijke risico-averse maat kan bestaan uit verwachtingswaarde + standaarddeviatie. De verwachtingswaarde (simpel gezegd kans x gevolg) is de neutrale risicomaat. De standaarddeviatie geeft invulling aan het idee dat hoe minder voorspelbaar de gevolgen zijn waar je 'morgen' mee geconfronteerd zult worden, hoe zwaarder ze mee moeten tellen.

Als we aannemen dat we niet te maken hebben met een kansverdeling van risico's maar met één type ongeval met kans P (en dus kans 1-P dat er niks gebeurt) dan wordt de factor tussen risico-neutrale en risico-averse maat weergegeven in Tabel 26.

Tabel 26 Verschilfactor tussen risico-neutrale en risico-averse maat (bij enkel risico)

Kans	Factor
1	1
0.1	4
0.01	11
0.001	33
1.00E-04	101
1.00E-05	317
1.00E-06	1001

Een ongeval met dezelfde gevolgen (bijv. aantal doden) maar een kans van 1 op 10.000 in plaats van 1 op 100 zou dus niet 100 maal minder mee moeten wegen, maar slechts 10 maal minder.

In praktijk hebben we natuurlijk in het algemeen te maken met kansverdelingen, waarbij op elk ongeval van bepaalde omvang een kans bestaat. Zeker voor ongelukken in de kolenketen, met name mijnbouw, zijn hier ook empirische gegevens voor voorhanden (ENSAD, zie Burgherr en Hirschberg, 2004, Hirschberg en Burgherr, 2004) maar voor kernenergie is dit niet het geval omdat het aantal ongelukken met directe dodelijke gevolgen nog klein is.

Tabel 27 Aanpak voor bepaling externe kosten ongevallen

Inventarisatie	Gegevens PSI / ENSAD Voor kernenergie ook ExternE	Niet specifiek voor NL
Effectbepaling (risico)	Risicomaat = [kans op ongeval] x [omvang gevolgen]	
Schaduwprijs	€ 1.000.000 per direct sterfgeval (WTP) (aanpassing t.o.v. PSI waarde voor VSL van € 1.045.000) Voor kernenergie ook andere gevolgen	Deels geïnternaliseerd
Gevoeligheid?	Wetenschappelijke literatuur: risicoaversie in plaats van risiconutraal bij ongevallen met kleine kans	

C.6 Buiten beeld

Het is onmogelijk om alle ingrepen, effecten en kosten mee te nemen in de beschouwing. We volgen in deze studie de ExternE methode¹⁰, omdat dit de in de EU geaccepteerde methode voor de beoordeling van externe kosten van energiegebruik is, maar deze methode is uiteraard ook niet compleet.

We geven hier een overzicht van wat in de studie niet wordt meegenomen. Bij de bespreking van de inventarisatie van ingrepen per type centrale in hoofdstuk 3 en bijlagen maken we een inschatting van (de omvang van) de belangrijkste omissies voor dat type.

Wat betreft ingrepen worden de volgende zaken niet gekwantificeerd:

- Landgebruik; de inventarisatie hiervoor kan worden gemaakt, maar de externe kosten hiervoor zijn niet te kwantificeren. Het zou deels gaan om externe kosten van verlies aan biodiversiteit of andere schade aan ecosystemen (zie onder).
- Grondstofgebruik; hiervoor geldt ook dat externe kosten moeilijk te kwantificeren zijn. De uitputting van grondstoffen kan allerlei negatieve economische en milieueffecten met zich meebrengen en dit is dus in ieder geval een post die in het voordeel van hernieuwbare (waaronder biotische) energie is.
- Diverse toxische emissies; de focus in deze studie is op de 'grote' vervuilers NO_x, SO₂, PM en VOS, maar er zijn nog vele andere luchtmissies met voornamelijk toxische effecten.

¹⁰ We kijken op een paar punten af: niet-radiologische emissies in de splijtstofketen worden wel meegenomen, andere risicobeoordeling bij grootschalige ongevallen met kleine kans en schade aan ecosystemen.



- Geluid en visuele vervuiling; in de ExternE studie worden deze twee onderwerpen bekeken en de bijbehorende kosten blijken verwaarloosbaar. Het thema visuele vervuiling, zoals bijvoorbeeld door hoogspanningslijnen, speelt in Europa minder dan bijvoorbeeld in de VS en zou bovendien voor verschillende brandstofketens min of meer gelijke effecten met zich meebrengen.
- Emissies naar water (behalve radiologisch) en grond; deze effecten van deze emissies zijn hoogst waarschijnlijk niet verwaarloosbaar, zeker niet in het mijnbouwstadium voor de verschillende ketens, maar er zijn geen schadekostenbepalingen voorhanden.
- Koelwatergebruik; het lozen van koelwater dat warmer is dan het omgevingswater kan milieubelasting met zich meebrengen, maar er zijn normen voor maximale temperatuur(verschillen) van geloosd water. Aangenomen is dat daarmee schade verwaarloosbaar is; ook hiervoor bestaan overigens geen schadekostenbepalingen.
- Ingrepen van 'hogere orde'; in deze ketenanalyse richten we ons op de zogeheten eerste orde keten. Dit betekent dat alleen de emissies die optreden bij productieprocessen worden meegenomen, maar niet die van de bouw en ontmanteling van centrales (hierover wel een en ander in hoofdstuk 3), van woon-werk verkeer van werknemers, van constructie of reparatie van mijnbouwsmachines, et cetera.

Wat betreft effecten en schadekosten worden de volgende zaken niet gekwantificeerd:

- Sociale misstanden.
- Schade aan ecosystemen; er wordt in ExternE (2005) wel een methode voor de financiële waardering hiervan besproken maar deze is nog niet beschikbaar in voor onze studie bruikbare vorm. Bovendien kan het gebruik van preventiekosten naast schadekosten (voor dezelfde stoffen) leiden tot dubbeltelling.
- Afname van biodiversiteit; hieraan wordt gewerkt binnen het 'NEEDS' project. Doel is om biodiversiteitsverlies als gevolg van verzuring, vermessing en landgebruik financieel te kunnen waarden.
- Economische externe kosten; in een rapport van de NEA (OESO, 2003) worden o.a. voorzieningszekerheid en prijsstabiliteit als externe effecten (positief in het geval van kernenergie) genoemd. Voor voorzieningszekerheid is dit waarschijnlijk correct, maar prijsstabiliteit is een volledig geïnternaliseerd effect. Dergelijke effecten worden in deze studie niet meegenomen, maar voorzieningszekerheid kan uiteraard een (extra) argument vormen voor o.a. multifuel centrales.

C.7 Klimaatverandering

De ExternE methodiek gebruikt een mix van schade/preventiekosten.

Hier bespreken: preventiekosten duurzaamheid (€ 91/ton) uit GreenCalc en het gebruik van emissiehandelprijs in windmolenstuk van CPB.

Daarnaast worden op dit moment al concrete adaptatiekosten gemaakt. Hieronder volgt een korte beschrijving van de adaptatiekosten van klimaatverandering voor:

- Nederland;
- Europa;
- ontwikkelingslanden.

C.8 Adaptatiekosten Nederland

Adaptatiekosten maken een belangrijk onderdeel uit van de totale kosten van klimaatbeleid. De schatting van adaptatiekosten is erg onzeker, wat weer zijn oorzaak vindt in de onzekerheid van de klimaatmodellen. Uitgaande van een mondiale temperatuurstijging van 2°C en een zeespiegelstijging van 60 cm in 2100 zijn de belangrijkste kostenposten van het adaptatiebeleid voor Nederland waterbeheer en landbouw. De kostenposten voor waterbeheer bestaan uit aanpassing van regionale watersystemen, aanpassingen in rivieren, IJsselmeer en dijken, en kustverdediging.

De kostenposten voor de landbouw bestaan voornamelijk uit kosten voor verdroging. Regionale watersystemen moeten worden aangepast om de grotere seizoensvariaties en extremen op te kunnen vangen. De zeespiegelstijging maakt zandsuppletie en dijkverhogingen noodzakelijk. De komende vijftig jaar zullen de extra kosten voor waterbeheer maximaal 0,13% van het BBP bedragen (CE, *Klimaatverandering, klimaatbeleid*, september 2004). Na 2050 zal de zeespiegel verder stijgen en kunnen de kosten ook verder oplopen. Deze kosten komen boven de huidige uitgaven aan waterbeheer. Bij deze schatting is geen rekening gehouden met rampen zoals overstromingen en dijkdoorbraken. Die kunnen aanleiding geven tot enorme kosten. De geschatte vervangingswaarde van investeringen in Nederland beschermd door waterkeringen bedraagt meer dan € 4.000 miljard, bijna negen maal het BBP van 2004. De landbouw maakt nu al enorme kosten om de gevolgen van verdroging tegen te gaan. Die zullen de komende jaren verder oplopen. Omdat de economische betekenis van de agrarische sector echter afneemt, blijven de kosten voor de Nederlandse economie beperkt tot ongeveer 0,1% van het BBP.

Voor andere aanpassingen aan klimaatverandering worden thans de eerste concrete beleidstappen in gang gezet. Een deel van de benodigde investeringen vallen onder normale sectorale investeringsontwikkelingen. Om het hoofd te bieden aan klimaatverandering is in concreto een bedrag van ruim € 2 miljard in de periode tot 2015 ingeboekt voor waterafvoer in het rivierengebied (zie tekstkader hieronder).



PKB Ruimte voor de Rivier

De Tweede Kamer heeft de Planologische Kernbeslissing Ruimte voor de Rivier op vrijdag 7 juli vastgesteld. Daarmee heeft de Kamer groen licht gegeven voor de investering van ruim € 2 miljard om het rivierengebied beter tegen overstromingen te beveiligen en de ruimtelijke kwaliteit in het gebied te verbeteren.

Wanneer ook de Eerste Kamer met de PKB instemt, is de PKB van kracht en kan de verdere uitwerking starten van de in de PKB opgenomen maatregelen. Voor een aantal in de PKB opgenomen maatregelen die de status van koploperproject hebben, is deze verdere uitwerking overigens al eerder begonnen.

De PKB is een gezamenlijk initiatief van VenW, LNV en VROM. De PKB bestaat uit ongeveer 40 maatregelen langs de IJssel, de Neder-Rijn, Lek, Waal en het benedenstroomse deel van de Maas. Voor deze maatregelen zijn locatie en het soort maatregel (dijkverlegging, ontpoldering of uiterwaardvergraving) vastgelegd. Waar voorheen sprake was van dijkversterking om het rivierengebied tegen overstromingen te beschermen, wordt nu gekozen voor rivierverruiming en dijkversterking waar dit niet mogelijk is.

In de PKB zijn onder meer de volgende maatregelen opgenomen: langs de Waal zijn de dijke-ruglegging Lent bij Nijmegen en de dijkverlegging Buitenpolder het Munnikenland in de nabijheid van Gorinchem voorzien. Langs de Merwede is gekozen voor het ontpolderen van de Noordwaard in combinatie met de uiterwaardvergraving Avelingen in de omgeving van Gorinchem. Langs de Bergsche Maas wordt de Overdiepsche Polder in de omgeving van Waalwijk ontpolderd.

Het pakket langs de Neder-Rijn/Lek bestaat uit ingrepen in zes uiterwaarden waaronder: Vianen-Hagestein, Doorwerth en Meinerswijk (Arnhem). Langs de IJssel is gekozen voor de aanleg van een hoogwatergeul bij Veessen-Wapenveld aan te leggen in combinatie met drie dijkverleggingen (Cortenoever, Voorster Klei en Westenholte).

De maatregelen moeten uiterlijk in 2015 zijn uitgevoerd. Als gevolg van klimaatverandering zullen naar verwachting ook daarna investeringen nodig blijven. Het kabinet heeft daarom in de PKB reeds enkele gebieden gereserveerd om ook in de toekomst rivierverruiming mogelijk te maken, indien dat nodig mocht zijn.

Bron: www.ruimtevoorwater.nl

C.9 Adaptatiekosten Europa

De gebieden die het meeste risico lopen zijn getijdendelta's, kustvlakten, zandstranden, eilanden, water- en moerasgebieden langs de kust en estuaria. In Europa lopen de kuststroken in Nederland, Duitsland, de Baltische staten, Oekraïne, Rusland en een aantal delta's rond de Middellandse Zee de grootste risico's (IPCC, 1997). In 1990 woonden in Europa ongeveer 30 miljoen mensen onder het niveau met een stormvloedkans van 1 maal per 1.000 jaar; een zeespiegelstijging van 1 meter zou dit aantal tot ongeveer 40 miljoen doen toenemen (IPCC, 1997).

Behalve door de stijging van de zeespiegel kunnen kustgebieden ook op andere manieren met klimaatverandering te maken krijgen. In Nederland bijvoorbeeld zou een toename van 10% in de kracht van stormen, waarbij de maximumkracht het belangrijkste is, gepaard met veranderingen in de windrichting, meer schade kunnen aanrichten dan een zeespiegelstijging van 60 cm (Bijlsma, 1996; Peerbolte, 1991).

Mogelijke reacties op de dreiging van een stijgende zeespiegel zijn:

- gecontroleerde terugtrekking: land en gebouwen verlaten en landinwaarts verhuizen;
- aanpassing: zich aanpassen aan de dreiging maar de gebieden blijven gebruiken;
- bescherming: kwetsbare gebieden verdedigen.

De kosten van aanpassing en bescherming tegen een zeespiegelstijging van één meter zijn voor Nederland geschat op 12.300 miljoen US-dollar, voor Polen op 1.400 miljoen US-dollar en voor Duitsland op 23.500 miljoen US-dollar (allemaal in dollarwaarde van 1990) (Bijlsma, 1996).

C.10 Adaptatiekosten ontwikkelingslanden

Adaptatie mag dan in Nederland en andere delta's in rijke westerse landen wel financieerbaar zijn, volgens een recent rapport van de Wereldbank (5) kunnen de adaptatiekosten als gevolg van een mondiale temperatuurstijging van 2-3°C voor ontwikkelingslanden deze eeuw oplopen tot \$ 40 miljard per jaar. De schattingen variëren van enkele miljarden tot \$ 100 miljard per jaar. De financiële consequentie voor veel ontwikkelingslanden is een reductie van het Bruto Nationaal Product met 5-10%. Er bestaan geen schattingen van de totale adaptatiekosten aan klimaatverandering. In de praktijk betekent dit dat een boer in Bangladesh zal moeten verhuizen als de zeespiegel verder stijgt; er is geen enkele donor bereid dergelijke bedragen op tafel te leggen. Bovendien is de boer in Bangladesh niet in staat te verhuizen door de enorme bevolkingsdichtheid en de slechte economische situatie. Dit geldt niet alleen voor de delta in Bangladesh (meer dan 17 miljoen mensen), maar voor de deltagebieden in vrijwel alle ontwikkelingslanden.



D Referenties en bibliografie

De referenties en bibliografie zijn ten behoeve van de toegankelijkheid opgesplitst in een vijftal rubrieken: reserves, kolen, olie, gas en uranium.

D.1 Reserves

Arnott, 2004

R. Arnott

Oil and Gas Reserves: Communication with the Financial Sector

Briefing Paper SDP BP 04/02, Chatham House/ The Oxford Institute for Energy Studies

October, 2004

Adelman, 2004

M.A. Adelman

The Real Oil problem, Regulation

Spring, 2004

Bardi, 2005

U. Bardi

The Mineral Economy

In : Energy policy 33, Elsevier 2005

Bentley, 2006

R.W. Bentley

Global Oil and Gas Depletion - A letter to the Energy Modelling Community

In : IAEE Newsletter, 2nd Quarter 2006, pp. 6-14

Campbell, 1997

C.J. Campbell

The Coming Oil Crisis

Multi-Science Publishing Company, 1997

Campbell, 1998

C.J. Campbell, J.H. Laherrere

The End of Cheap Oil

In : Scientific American, March 1998

Cairns, 2001

R.D. Cairns, A.D. Graham

Adelmans Rule and the Petroleum Firm

In : The Energy Journal, 2001

CERA, 2005

CERA

Worldwide Liquids Capacity Outlook to 2010

Cambridge Energy Research Associates, 2005

Correljé, A.F., 2004

De toekomstige beschikbaarheid van energie voor Nederland' (The Future Availability of Energy to the Netherlands)

Reeks: WRR Verkenningen no. 5, Wetenschappelijke Raad voor Regeringsbeleid (WRR), Den Haag/ Amsterdam University Press, pp. 25-33, ISBN 90-5356-730-5

European Union, 2005a

Green paper: Toward a European Strategy for the Security of Energy Supply

Office for Official Publications of the European Communities, 2005a

http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/lpi_lv_en1.html

Exxon, 2004a

Energy Outlook to 2030

Internet : www.Exxonmobile.com, 2004

Exxon, 2004b

Gasoline: A Global Market Meets Your Needs

Internet : www.Exxonmobile.com, 2004

Exxon, 2003

Energy Beyond 2020

Internet : www.Exxonmobile.com, 2003

Exxon, 2002

The Future of the Oil and Gas Industry

Internet : www.Exxonmobile.com, 2002

Geuns, 2005

L. van Geuns, L. Groen

Fossil Fuels Reserves and Alternatives – a scientific approach

Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, 2005

Gordon, 2005

R.L. Gordon

Viewing Energy Prospects Book review

In : The Energy Journal 26.3, 2005

Featherstone, 2005

C. Featherstone

The Myth of 'Peak oil'

Commodities Now, 19 October 2005

<http://www.mises.org/fullstory.aspx?id=1717>



IEA, 1995

International Energy Agency
Supply Outlook 1995
OECD/IEA, 1995

IEA, several years

International Energy Agency
World Energy Outlook
OECD/IEA, (several years)

IEA, 2003a

International Energy Agency
Energy to 2050
OECD/IEA, 2003
http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/2050_2003.pdf

Kaufmann, 1993

G.M. Kaufmann
Statistical issues in the assessment of undiscovered Oil and Gas Resources
In : The Energy Journal, Volume 14 Number 1, 1993

Kemp, 2005

A.G. Kemp, A.S. Kasim
Are decline rates really exponential?
In : The Energy Journal Vol. 26 No. 1, 2005

Kemp, 2003

A.G. Kemp, A.S. Kasim
An econometric model of oil and gas exploration development and production in the UK continental shelf: A system approach
In : The Energy Journal vol 24 no.2., 2003

Klett, 2004

T.R. Klett, D.L. Gautier
Reserves growth in oil fields of the North Sea
In : Petroleum Geoscience PG620, 2004

Lynch, 1992

M.C. Lynch
The fog of commerce: the failure of long-term oil market forecasting
MIT, 1992

Lynch, 2004

M.C. Lynch
A review of Expectations for long term energy
In : The Journal of Energy Literature 2004

Lynch, 1996

M.C. Lynch

The long term petroleum outlook

Testimony to the Subcommittee on Energy and Environment of the Committee on Science U.S. House of Representatives ,March 14 1996

http://www.house.gov/science/michael_lynch.htm

Mitchell, 2004

J. Mitchell

Petroleum Reserves in Question

Briefing Paper SDP BP 04/03, Chatham House/ The Oxford Institute for Energy Studies, October 2004

Nicol, 2004

P. Nicol, B. Rhodes, A. Crouch

The Value of Oil and gas Reserves

Oxford Energy Forum, August 2004, pp. 13-18

Odell,

P.R. Odell

A guide to oil reserves and resources

<http://archive.greenpeace.org/climate/arctic99/reports/odell317.html>

Odell, 2004

P.R. Odell

World oil resources, reserves and production

In : The Energy Journal Special issue, 1994

Perrine, 2004

C.H. Perrine

A Second look at the real oil problem

In : Regulation fall, pp 3-4

Goldemberg, 2000

J. Goldemberg (Ed)

Energy and the challenge of sustainability

World Energy Assessment, United Nations, 2000

UNFC, 2001

UN Economic and social council

Key for the classification of reserves/resources

Internet : http://www.natural-resources.org/minerals/CD/docs/regional/unece/misc/energy_2001_11.pdf

Salehi-Isfahami, 1995

D. Salehi-Isfahami

Models of the oil market revisited

In : The Journal of Energy Literature I.1, 1995



Tilton, 2003

J.E. Tilton

On borrowed time? Assessing the Threat of Mineral Depletion

RFF press, 2003

WEC, 2001

World Energy Council

Survey of energy resources

Internet :

<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/overview .asp>

WEC, 2000

World Energy Council

Energy for tomorrows world

Internet : http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/etwan/policy_actions/policy_actions.asp

D.2 Kolen**BP, 2006**

BP

Statistical review of World Energy

2006

EIA, 2004

Energy Information Administration

Internet : <http://www.eia.doe.gov/fuelcoal.html>

ELC, 2005

Environmental Literacy Council

Internet : www.enviroliteracy.org, December 2005

IEA, 2006

International Energy Agency

World Energy Outlook 2006

IEA, 2006

International Energy Agency

Key World Energy Statistics 2006

Thomas, 2002

Larry Thomas

Coal Geology

ISBN 0-471-48531-4; Chichester UK, 2002

PWC, 2006

Price Waterhouse Coopers
The benefits and deficiencies of energy sector liberalization
In : Worldenergy; February 2006

World coal institute, 2005

World coal institute
The coal resource: a comprehensive overview of coal
Internet : http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/PDF/thecoalresource.pdf

World coal institute

Internet : www.worldcoal.org

World Energy Council

Internet :
<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/coal/coal.asp>

D.3 Olie**Adelman, 1982**

M. Adelman
OPEC as a cartel
In : J.M. Griffin, D.J. Teece
OPEC Behavior and World Oil Prices
Boston : Allen and Unwin, 1982

Adelman, 1990

M.A. Adelman
The 1990 Oil Shock is Like the Others
In : The Energy Journal, Vol. 11, No. 4, pp 1-13

Adelman, 1996

M.A. Adelman
The Genie out of the Bottle: World Oil since 1970
In : The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London England, 1996

Adelman, 2002

M.A. Adelman
World oil production & prices 1947-2000
In : The Quarterly Review of Economics and Finance, Vol. 42, pp 169-191, 2002

AER, 2005

Algemene Nederlandse Energieraad
Gas voor Morgen
Den Haag : Algemene Nederlandse Energieraad, 2005



Bielecki, 2000

J. Bielecki

Energy security: is the wolf at the door?

In : The Quarterly Review of Economics and Finance 42, p. 235-250

London : Elsevier Science, 2000

Blair, 1978

J.M. Blair

The Control of Oil

New York : Vintage books, 1978

Bohi, 1996

D.R. Bohi, M.A. Toman

The economics of energy security

Kluwer Academic Publishers

Boston, Dordrecht, London : 1996

BP, 1973-2006

BP

Statistical Review of World Energy

1973, 1980, 1990, 1999, 2000, 2002, 2003, 2006

Brookes, 2000a

Brookes

Energy efficiency fallacies revisited

In : Energy Policy, 28, 255-366, 2000

Brookes, 2000b

Brookes

Energy efficiency fallacies revisited - a postscript

In : Energy Policy, 32, 945-947, 2000

Claes, 2001

D.H. Claes

The Politics of oil-producer cooperation

Boulder, Colorado : Westview Press, 2001

Clark, 1997

I. Clark

Globalisation and Fragmentation: International Relations in the Twentieth Century

Oxford : Oxford University Press, 1997

Clarke, 1990

J.G. Clarke

The Political Economy of World Energy: A Twentieth Century Perspective

Wheatsheaf: Harvester, 1990

Correljé, 1994

A.F. Correljé

The Spanish Oil Industry: Structural Change and Modernization
Amsterdam : Thesis Publishers, 1994 [PhD thesis]

Correljé, 2003

A. Correljé

Cost Benefit Analysis of Security of Supply: Part1a: Definition of concepts and historical analysis

Delft : Working paper Sectie Economie van Infrastructuren, Fac. TBM, TU Delft, August 2003

Correljé, 2003

A. Correljé, C. van der Linde, T. Westerwoudt

Natural gas in the Netherlands, from Cooperation to Competition?

Amsterdam/The Hague : Oranje-Nassau Groep/ CIEP, 2003

Correljé, 2006a

A. Correljé, C. van der Linde

Energy supply security and geopolitics: A European perspective

In : Energy Policy, 34 (2006) 532–543, 2006

Correljé, 2006b

A. Correljé, L. van Geuns

Signalen uit de oliemarkt: de juiste strategie op het juiste moment

In : Internationale Spectator, 60, nr. 4 april 2006, 171-174, 2006

Darmstadter, 1997

J. Darmstadter, J. Dunkerley, J. Alterman

How Industrial Societies Use Energy

Baltimore/London : John Hopkins University Press, 1997

Grayson, 1981

L.E. Grayson

National Oil Companies

Chichester : John Wiley and Sons, 1981

Greene, 1998

D.L. Greene, D.W. Jones, P.N. Leiby

The Outlook for US Oil Dependence

In : Energy Policy, Vol. 26, no. 1, 1998

Hamilton, 1986

A. Hamilton

Oil, The Price of Power

London : Michael Joseph/Rainbird, 1986



Hammer, 1988

A. Hammer
Hammer, Witness to History
London : Coronet, 1988

Hansen, 2003

S. Hansen
Pipeline Politics; the Struggle for Control of the Eurasian Energy Resources
The Hague : CIEP, 2003

Hartshorn, 1993

J.E. Hartshorn
Oil Trade, Politics and Prospects
Cambridge : Cambridge University Press, 1993

Harvey, 1988

D. Harvey
The Condition of Postmodernity: an Enquiry into the Origins of Cultural Change
Oxford : Blackwell, 1988

Hellema, 1998

D. Hellema, C. Wiebes, T. Witte
Doelwit Rotterdam: Nederland en de oliecrisis 1973-1974
Den Haag : Sdu Uitgevers, 1998

Helm, 1989

D. Helm
The Economic Borders of the State
In : D. Helm (ed.)
The Economic Borders of the State
Oxford : Clarendon/OUP, 1989

Helm, 2002

D. Helm
Energy policy: security of supply, sustainability and competition
In : Energy Policy 30, pp. 173-184, 2002

Helm, 2003

D. Helm
Energy, the State, and the Market: British Energy Policy since 1979
Oxford University Press, 2003

Jacoby. 1974

N.H. Jacoby
Multinational Oil, A Study in Industrial Dynamics
New York : Macmillan Publishing Co., 1974

Jaffe, 2002

A.M. Jaffe, R. Soligo

The role of inventories in oil market stability

The Quarterly Review of Economics and Finance, Vol. 42, p. 401-415, 2002

Keohane, 1996

R.O. Keohane

The Theory of hegemonic Stability and Changes in International Economic Regimes, 1967-1977

In : C. Roe Goddard, J.T. Passe-Smith, J.G. Conklin (eds.)

International Political Economy, State-Market Relations in the Changing Global Order

Boulder/London : Lynne Rienner Publishers, 1996

Klare, 2001

M.T. Klare

Resource Wars – The New Landscape of Global Conflict

Markham, Ontario : Metropolitan Books, 2001

Kohl, 2002

W.L. Kohl

OPEC Behaviour, 1998-2001

In : The Quarterly Review of Economics and Finance, Vol. 42, (2002), pp 209-233, 2002

Kolstad, 2000

Charles D. Kolstad

Energy and Depletable Resources: Economics and Polic, 1973-1998

In : Journal of Environmental Economics and Management 39, 282-305, 2000

Lefeber, 1987

R. Lefeber, J.G. van der Linde

Europese integratie vergt een energie(k) beleid

In : Sociaal-Economische Wetgeving, Vol. 35, June 1987

Luciani, 1984

G. Luciani

The Oil Companies and The Arab World

London : Croom Helm, 1984

Lynch, 2002

M.C. Lynch

Forecasting oil supply: theory and practice

In : The Quarterly Review of Economics and Finance 42, pp. 373-389, 2002



Marcel, 2003

V. Marcel, J.V. Mitchell
Iraq's Oil Tomorrow
RIIA Paper, April 2003

Morse, 1999

E.L. Morse
A New Economy of Oil?
In : Journal of International Affairs, Vol. 53, no. 1, 1999

Morse, 2001

E.L. Morse, A.M. Jaffe
Strategic Energy Policy Challenges for the 21st Century
New York : Council on Foreign Relations, 2001

Morse, 2002

E.L. Morse, J. Richard
The Battle for Energy Dominance'
In : Foreign Affairs, Vol. 81, no. 2, 2002

Noreng, 2002

O. Noreng
Crude Power, Politics and the Oil market
London/New York : I.B. Tauris Publishers, 2002

Odell, 1978

P.R. Odell, L. Vallenilla
The Pressures of Oil, a Strategy for Economic Survival
In : London: Harper Row, 1978

Odell, 1983

P. Odell
Oil and World Power
Harmondsworth : Penguin Books, 1983

Odell, 1997

P.R. Odell
The Global Oil Industry: The Location of Production – Middle East Domination or Regionalization
In : Regional Studies, Vol. 31, 3, pp. 311-322, 1997

Odell, 2001

P.R. Odell
Oil and Gas: Crisis and Controversies 1961-2000, Volume 1: Global Issues
Brentwood : England: Multi Science Publishing Company Ltd., 2001

Odell, 2002

P.R. Odell

Oil and Gas: Crisis and Controversies 1961-2000, Volume 2: Europe's Entanglement

Brentwood, England : Multi Science Publishing Company Ltd., 2002

Odell, 2006

P.R. Odell

The Response on the occasion of his acceptance of The Biennial OPEC Award – 2006

The Third OPEC International Seminar, Vienna, Austria, September 12-15, 2006

OPEC, 1997

OPEC Annual Statistical Bulletin

Parra (2003) Oil Politics: a modern history of petroleum, I.B. Taurus, London, 1997

Roncaglia, 1985

A. Roncaglia

The International Oil Market, a case of Trilateral Oligopoly

Basingstoke : Macmillan, 1985

Sampson, 1985

A. Sampson

The Seven Sisters, the greatest companies and the world they made

London : Coronet, 1985

Schipper, 1992

L. Schipper, S. Meyers

Energy Efficiency and Human Activity: Past Trends, Future Prospects

Cambridge : Cambridge University Press, 1992

Schurr, 1984

S.H. Schurr

Energy Use, Technical Change, and Productive Efficiency: An Economic-Historical Approach

In : Annual Review of Energy, Vol. 9, 1984

Shell, 2001

Shell

Energy Needs, Choices and Possibilities: Scenarios to 2050

Global Business Environment, Shell International, 2001

Shell, 2005

Shell International Limited

Shell Global Scenarios to 2025. The future business environment: trends, trade-offs and choices

Shell International Limited, London, 2005



Sinclair, 1984

S. Sinclair

The World Petroleum Industry, The Market for Petroleum and Petroleum Products in the 1980s

London : Euromonitor Publications, 1984

Skinner, 2006

R. Skinner

Strategies for Greater Energy Security and Resource Security, Background Notes

Oxford : Oxford Institute for Energy Studies, June 2006

Soligo, 1999

R. Soligo, A.M. Jaffe

China's Growing Energy Dependence: The Costs and Policy Implications of Supply Alternatives

Baker Institute Working Paper, April 1999

Stern, 2001

J. Stern

Traditionalists versus the new economy: Competing Agendas for European Gas Markets to 2020

In : Briefing Paper No. 26, 2001, Royal Institute of International Affairs, 2001

Stern, 2002

J. Stern

The Security of European Natural Gas Supplies

London : The Royal Institute for International Affairs, 2002

Stevens, 2005

P. Stevens

Oil Markets

In : Oxford Review of Economic Policy, Vol. 21, no. 1, pp. 19-42, 2005

Stork, 1975

J. Stork

Middle East Oil and the Energy Crisis

New York : Monthly Review Press, 1975

Tugendhat, 1975

C. Tugendhat, A. Hamilton

Oil, the biggest business

London : Eyre Methuen, 1975

Turner, 1983

L. Turner

Oil Companies in the International System

London : George Allen & Unwin, 1983

Van der Linde, 1988

J.G. van der Linde, R. Lefeber
International Energy Agency Captures the Development of European Community
Energy Law
In : Journal of World Trade, Vol. 22, no. 5, 1988

Van der Linde, 1991

C. van der Linde
Dynamic International Oil Markets, (dissertation)
Amsterdam : University of Amsterdam, 1991

Van der Linde, 1995

C. van der Linde, P. van Bergeijk
Economic Alliances, Cartel Instability, and the Future of OPEC
In : Acta Politica, July 1995

Van der Linde, 1999

C. van der Linde
Van Zwart Goud naar Zwart Zaad
In : Internationale Spectator, April 1999

Van der Linde, 2000

C. van der Linde
The State and the International Oil Market, Competition and the Changing
Ownership of Crude Oil Assets
Boston, Dordrecht, London : Kluwer Academic Publishers, 2000

Van der Linde, 2001

C. van der Linde
Bakkeleien om Olie
The Hague : Clingendael, 2001

Van der Linde, 2003

C. van der Linde
Is Iraq a 'Game Changer'?
In : A. van Staden, J. Rood, H. Labohm (eds.)
Canons and Cannons, Clingendael Views of Global and Regional Politics
Assen : Van Gorcum, forthcoming 2003

Venn, 2002

F. Venn
The Oil Crisis
London : Longman, 2002

Verleger, 1990

P.K. Verleger
Understanding the 1990 Oil Crisis
In : The Energy Journal, Vol. 11. No. 4, pp 15-33, 1990



Victor, 2003

D.G. Victor, N.M. Victor
Axis of Oil?
In : Foreign Affairs, Vol. 82, no. 2, 2003

Yergin, 1998

D. Yergin, J. Stanislaw
Commanding Heights, The Battle Between Government And The Marketplace
That Is Remaking The Modern World
New York : Touchstone, 1998

Yergin, 1991

D. Yergin
The Prize
New York : Simon & Schuster, 1991

Zweiffel, 1995

P. Zweiffel, S. Bonomo
Energy security, coping with multiple risks
In : Energy Economics, vol. 17, no. 3, p.179-183. London: Elsevier Science, 1995

D.4 Gas**Adelman, 1962**

M.A. Adelman
The Supply and Price of Natural Gas. Supplement to the Journal of Industrial
Economics
Oxford : Basil Blackwell, 1962

Arentsen, 2003

M.J. Arentsen, R.W. Künneke
National reforms in European Gas
Amsterdam : Elsevier, Amsterdam, 2003

Boot, 2004

M.G. Boot, F.A.M. Rijkers, B.F. Hobbs
Trading in the Downstream European Gas Market: A Successive Oligopoly
Approach
In : The Energy Journal, 25(3): 73-102, 2004

BP, 2003

BP
Statistical Review of World Energy, June 2003: A consistent and objective series
of historical energy data
London : BP (BP.com), 2003

CIEP, 2003

CIEP

The case for gas is not self-fulfilling

The Hague : CIEP 01/2003, Clingendael International Energy Programme, January 2003

Chollet, 2001

A. Chollet

Russische Gasexporte für Westeuropa

Berlin : Master Thesis at Free University, 2001

Correljé, 1996

A.F. Correljé, P.R. Odell

The politics of European Gas: Dutch play for a return to Centre-Stage

In : Geopolitics of Energy, Issue 18, number 9, September, 1996, pp. 7-10, Calgary: The Canadian Energy Research Institute, 1996

Energy Policy, 1997

Energiebeleid, H. 13

In : Aanpassing onder druk: Nederland en de gevolgen van de internationalisering [Adjustment under pressure: The Netherlands and the consequences of globalization], (ed. W. Hout, M. Sie Dhian Ho), Assen : Van Gorcum, pp. 165-178, 1997

Correljé, 2001

A.F. Correljé, P.R. Odell

Four Decades of Groningen Production and Pricing Policies

In : Netherlands Journal of Geosciences: Geologie en Mijnbouw, Vol. 80, (1), April 2001, pp. 137- 144

Roggenkamp, 2001

M. M. Roggenkamp, J.A.M. Bos, (Eds.)

Dutch Natural Gas in Europe: Towards a competitive market?

In : *Energieliberalisatie in Nederland*, Intersentia Rechtswetenschappen, Antwerpen/Groningen, pp. 1-14, 2001

Correljé, 2003

A.F. Correljé, D. de Jong, J.G. van der Linde, C. Thönjes, T. Westerwoudt

The case for gas is not self-fulfilling

The Hague : CIEP 01/2003, Clingendael International Energy Programme, January 2003

Correljé, 1998

A.F. Correljé

Hollands Welvaren: De geschiedenis van een Nederlandse bodemschat

Hilversum : Teleac/Not, 1998



Correljé, 2000

A.F. Correljé, P.R. Odell

Four Decades of Groningen Production and Pricing Policies and a View to the Future

In : Energy Policy, 28, (1) pp. 19-27, 2000

Correljé, 2003

A.F. Correljé, J.C. van Der Linde, T. Westerwoudt

Natural Gas in the Netherlands: From cooperation to competition?

The Hague : CIEP, Clingendael International Energy Programme/Oranje Nassau, CIEP, 2003

Correljé, 2004

A.F. Correljé, G. Verbong

The Transition to Gas in the Netherlands, Break on through to the other side: Technological transitions to sustainability through system innovation (eds. Boelie Elzen, Frank Geels, Ken Green)

Cheltenham UK : Edward Elgar, 2004

Correljé, 2004

A.F. Correljé

Markets for Natural Gas

In : Encyclopedia of Energy Volume 3. (ed. Cutler Cleveland), Academic Press Reference Series, Elsevier Science, pp. 799-808, 2004

Correljé, 2005

A.F. Correljé

Dilemmas in Network Regulation: The Dutch Gas Industry

In : R. Künneke, J. Groenewegen, A. Correljé (eds.) Innovations in liberalized network industries: Between private initiatives and public interest, Edward Elgar 'Adempauze biedt kansen voor een veel beter Gasgebouw', Het Financieel Dagblad, Energie: De gevolgen van de Vrije Markt, Special Edition with Universiteit Nyenrode, 15 januari 2003, nr 295, pp. 19-20

Davis, 1984

J.D. Davis

Blue Gold: The Political Economy of Natural Gas. World Industries Studies 3.

London : George Allen & Unwin, 1984

Estrada, 1995

J. Estrada, A. Moe, K.D. Martinsen

The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives

Chichester : John Wiley & Sons, 1995

EC, 2000a

European Commission

Green Paper - Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply

Luxembourg : Commission Document COM (2000) 769 final, 2000

EC, 2000b

Energy Supply

Luxembourg : Commission Document COM (2000) 769 final, 2000

Golombek, 1995

R. Golombek, E. Gjelsvik, K.E. Rosendahl

Effects of Liberalizing the Natural Gas Markets in Western Europe

In : The Energy Journal, 16(1): 85-111, 1995

Golombek, 1998

R. Golombek, E. Gjelsvik, K.E. Rosendahl

Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market

In : The Energy Journal 19(3): 1-18, 1998

Grais, 1996

W. Grais, K. Zheng

Strategic Interdependence in European East-West Gas Trade: A Hierarchical Stackelberg Game Approach

In : The Energy Journal 17(3): 61-84, 1996

Greer, 1982

B.I. Greer, J.L. Russel

European Reliance on Soviet Gas Exports: The Yamburg-Urengoi Natural Gas Project

In : The Energy Journal 3(3): 15-37, 1982

Helm, 2005a

D. Helm

The assessment: The new energy paradigm

In : Oxford Review of Economic Policy, Vol. 21, no. 1, pp. 1-13, 2005

Helm, 2005b

D. Helm

European Energy Policy: Securing supplies and meeting the challenge of climate change

Oxford : Paper prepared for the UK Presidency of the UK, 25th of October 2005

Hubert, 2004

F. Hubert, S. Ikonnikova

Strategic Investment and Bargaining Power in Supply Chains: A Shapley Value Analysis of the Eurasian Gas Market

Berlin/Moscow : Discussion Paper, 2004



IEA, 2002

International Energy Agency
Russia Energy Survey
Paris : OECD, 2002

IEA/OECD, 2002

International Energy Agency/Organization for Economic Co-operation and Development (various issues)
Energy Prices and Taxes
Paris : IEA/OECD, 2002

OMdL, 2002

Observatoire Méditerranéen de l'Énergie
Assessment of Internal and External Gas Supply Options for the EU, Executive Summary
Sophia-Antipolis : Study for the European Union, 2002

Jensen, 2003

J.T. Jensen
The LNG Revolution
The Energy Journal 24 (2): 1-45, 2003

Jensen, 2004

J.T. Jensen
U.S. reliance on international liquefied natural gas supply : a policy paper prepared for the national commission on energy policy
February, 2004, Jensen Associates

Juris, 1998a

A. Juris
The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry, Policy Research Working Paper 1895
Washington : The World Bank, Private Sector Development Department, Private Participation in Infrastructure Group, 1998

Juris, 1998b

A. Juris
Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States, Policy Research Working Paper 1897
Washington : The World Bank, Private Sector Development Department, Private Participation in Infrastructure Group, 1998

Mabro, 1999

R. Mabro, I. Wybrew-Bond (eds.)
Gas to Europe: The strategies of the Four Major Suppliers
Oxford : Oxford University Press, 1999

MacAvoy, 2000

P.W. MacAvoy

The natural Gas market: Sixty years of regulation and deregulation

New Haven, London : Yale University Press, 2000

Newbery, 2001

D.M. Newbery

Privatization, Restructuring and regulation of Network Utilities

Cambridge MA : The MIT Press, 2001

Odell, 2001

P.R. Odell

Oil and Gas: Crises and Controversies 1961–2000

In : Vol. 1 Global Issues, Brentwood England: Multi Science Publishing Company Ltd., 2001

Odell, 2002

P.R. Odell

Oil and Gas: Crises and Controversies 1961–2000

In : Vol. 2 Europe's Entanglement. Brentwood England: Multi Science Publishing Company Ltd., 2002

Opitz, 2001

P. Opitz, C. von Hirschhausen

Ukraine as the Gas Bridge to Europe? Economic and Geopolitical Considerations

In : Hoffmann, Lutz; Möllers, Felicitas (eds.): 'Ukraine on the Road to Europe.' Heidelberg, New York: Springer, 149-165, 2001

Peebles, 1980

M.W.H. Peebles

Evolution of the Gas Industry

London : The MacMillan Press Ltd., 1980

Perner, 2004

J. Perner, A. Seeliger

Impact of a Gas Cartel on the European Market - Selected Results from the Supply Model EUGAS

In : Utilities Policy 12(4), 2004

Stern, 1999

J.P. Stern

Soviet and Russian Gas: The Origins and Evolution of Gazprom's Export Strategy

In : R. Mabro; I. Wybrew-Bond (eds.)

Gas to Europe: The Strategies of Four Major Suppliers

Oxford : Oxford University Press, 135-200, 1999

Stern, 2001

J.P. Stern

Traditionalists versus the New Economy: Competing agendas for European gas markets to 2020

London : Briefing Paper No. 26, November, Royal Institute of International Affairs, Energy and Environmental Programme, London, 2001

Van der Linde, 2005

C. van der Linde

Energy in a Changing World, Eurasiagroup, Managing Strategic Surprise

New York : September 2005

Van der Linde, 2006

C. van der Linde, A. Correljé, J. de Jong, C. Tönjes

The paradigm change in international natural gas markets and the impact on regulation

Den Haag : International Gas Union / Clingendael International Energy Programme, CIEP 02/2006

Weenink, 1999

A. Weenink, A.F. Correljé

The state and the energy sector in Russia's transformation

In : K. van Kersbergen, R.H. Lieshout, G. Lock (eds)

Expansion and Fragmentation: Internationalisation, Political Change and the Transformation of the Nation-State

Amsterdam : Amsterdam University Press, pp. 145-160

Weybrew-Bond, 2002

I. Weybrew-Bond, J. Stern (eds.)

Natural Gas in Asia: The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea

Oxford : Oxford University Press, 2002

D.5 Uranium**Borssele, 2005**

Kerncentrale Borssele na 2013

ECN-C- -05-094/NRG 21264/05.69766/C, November 2005

Bs, 2002

Besluit stralingbescherming

In : Staatsblad **81**, 2002

CIEP, 2006

Clingendael International Energy Programme

Uraniumwinning; Voorzieningszekerheid, milieu- en gezondheidseffecten en relevantie voor Nederland

Den Haag : Clingendael International Energy Programme, 2006

Diehl, 2006

P. Diehl

Reichweite der Uran-Vorräte der Welt

Berlijn : Rapport voor Greenpeace Duitsland, Berlijn, januari 2006

ECOINVENT, 2006

Internet : <http://www.ecoinvent.ch>

EIA, 2006

Energy Information Administration

International Energy Outlook 2006

Internet :

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/electricity.pdf#search=%22iea%20electricity%20outlook%22>

EXTERNE, 2000

Internet : <http://externe.jrc.es/>

Gitzel, 2005

T. Gitzel

Challenging or Easy? Natural Uranium Availability to fuel a Nuclear Renaissance

London : World Nuclear Association Nuclear Symposium, London, 7-9 September 2005

Maeda, 2006

H. Maeda

The Global Nuclear Fuel Market - Supply and Demand 2005 to 2030

World Nuclear Association 2006

Internet : <http://www.world-nuclear.org/sym/2005/pdf/Maeda.pdf>

IAEA, 1993

Uranium Extraction Technology

Wenen : IAEA Technical Report Series No. 359, Wenen, 1993

MIT, 2003

Massachusetts Institute of Technology (MIT)

The Future of Nuclear Power

Cambridge : Massachusetts, Mudd, 2003

IAEA, 2003

Uranium Mining in Australia: Environmental impact, radiation releases and rehabilitation

Page 179 of the proceedings of 'Protection of the Environment from Ionizing Radiation: the Development and Application of a System of Radiation Protection for the Environment

Wenen : IAEA-CSP-17, IAEA, Wenen, May 2003



NEA, 2000

Radiological Impacts of Spent Nuclear Fuel Management Options
OECD/NEA, OECD, ISBN 92-64-17657-8 (2000)

NEA, 2001

OECD/NEA Expert Group on Trends in the Nuclear Fuel Cycle
Trends in the Nuclear Fuel Cycle: Economic Environmental and Social Considerations
OECD, 2001

NEA, 2001

Trends in the nuclear fuel cycle : Economic, Environmental and Social Aspects
Parijs : 2001

NEA/IAEA, 2002

Environmental Remediation of Uranium Production Facilities:
A joint report by the OECD/NEA and the IAEA, OECD 2002

NORM, 1997

Radioactivity of combustion residues from coal fired power stations (VGB Duitsland en Saar Universiteit): Contribution to the proceedings of the International symposium on radiological problems with natural radioactivity in the Non-Nuclear Industry
Amsterdam : September 1997

NORM IV, 2004

Bijdrage op bladzijde 512 van de proceedings van de 'Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM IV)
Poland : May 2004, IAEA-TECDOC-1472

NEA, 2006

Nuclear Energy Agency (NEA)
Forty Years of Uranium Resources, Production and Demand in Perspective
Parijs : 2006

NEA/IAEA, 2006

Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency
Uranium 2005: Resources, Production and Demand
Parijs : 2006

SENES, 1998

D.B. Chambers, L.M. Lowe, R.H. Stager
Long-term population due to Radon from Uranium Mill Tailings
www.world-nuclear.org/sym/1998/chambe.htm

UNSCEAR, 2000

<http://www.unscear.org/docs/reports/annexc.pdf>

WISE Uranium project, 2006

<http://www.wise-uranium.org>

World Nuclear Association, 2006

Information briefs

http://www.world-nuclear.org/info/printable_information_papers

UIC 1999

Uranium institute Information Centre, 1999

UNSCEAR, 2000

Report of the United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation to the General Assembly, 2000

WNA, 2006

World Nuclear Association, 2006, Information briefs

http://www.world-nuclear.org/info/printable_information_papers



CE Oplossingen voor milieu, economie en technologie



CE Delft

CE Delft is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van oplossingen: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig, maar ook maatschappelijk rechtvaardig.

De circa 35 gespecialiseerde ingenieurs, economen, filosofen en milieukundigen willen graag dat hun werk werkelijk resulteert in verandering. Dat vereist professionaliteit, creativiteit én de durf om problemen onorthodox te benaderen. Financiële resultaten worden volledig geïnvesteerd in vergroting van de eigen deskundigheid. Inhoudelijke resultaten worden bij voorkeur openbaar gemaakt. CE Delft wil zijn kennis en inzichten graag delen.

Thema's waarop CE Delft onderzoek uitvoert zijn onder meer productie van elektriciteit & warmte, efficiënt energiegebruik, bio-energie, klimaatbeleid, biobrandstoffen, verkeer & Klimaat en luchtkwaliteit.

CE Delft is goed ingevoerd in zowel de inhoudelijke thema's als in de relevante beleidsnetwerken van bedrijven, overheden en maatschappelijke organisaties. Een breed scala aan opdrachtgevers (overheden, bedrijven en maatschappelijke organisaties, zowel Nederlandse als internationale) weet de weg naar CE Delft te vinden.

Clingendael International Energy Programme (CIEP)



Het Clingendael International Energy Programme (CIEP) is aangesloten bij het Nederlands Instituut voor Internationale Betrekkingen Clingendael. Het CIEP opereert als onafhankelijk forum voor overheden, NGO's, bedrijven, de private sector, media, politici en anderen met interesse in veranderingen en ontwikkelingen in de energie sector. CIEP organiseert seminars, conferenties en ronde tafel gesprekken. De onderzoeks- en activiteitenagenda van het CIEP concentreert zich op drie thema's:

- De regulering van de energiemarkten (olie, gas, elektriciteit) in de Europese Unie;
- De internationale economische en geo-politieke aspecten van de olie- en gasmarkten, in het bijzonder met betrekking tot de Europese voorzieningszekerheid;
- Energie en duurzame ontwikkeling.

De medewerkers van het CIEP geven lezingen over verschillende onderwerpen in een veelheid aan cursussen en trainingsprogramma's.

Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek

Het Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek is een onafhankelijke en autonome instelling verbonden aan het Vlaams Parlement, die de maatschappelijke aspecten van wetenschappelijke en technologische ontwikkelingen onderzoekt. Dit gebeurt op basis van studie, analyse en het structureren en stimuleren van het maatschappelijk debat. Het viWTA observeert wetenschappelijke en technologische ontwikkelingen in binnen- en buitenland en verricht prospectief onderzoek over deze ontwikkelingen. Op basis van deze activiteiten informeert het viWTA doelgroepen en verleent het advies aan het Vlaams Parlement. Op die manier wil het viWTA bijdragen tot het verhogen van de kwaliteit van het maatschappelijk debat en tot een beter onderbouwd besluitvormingsproces.

De heer Robert Voorhamme is voorzitter van de Raad van Bestuur van het viWTA. De heer Jean-Jacques Cassiman is ondervoorzitter.

De Raad van Bestuur van het viWTA bestaat uit:

De heer Jaak Gabriels;

De heer Eloi Glorieux;

Mevrouw Kathleen Helsen;

De heer Jan Peumans;

De heer Erik Tack;

Mevrouw Monica Van Kerrebroeck;

Mevrouw Marleen Van den Eynde;

De heer Robert Voorhamme

als Vlaams Volksvertegenwoordigers;

De heer Paul Berckmans;

De heer Jean-Jacques Cassiman;

De heer Stefan Gijssels;

Mevrouw Ilse Loots;

De heer Harry Martens;

De heer Freddy Mortier;

De heer Nicolas van Larebeke-Arschodt;

Mevrouw Irèna Veretennicoff

als vertegenwoordigers van de Vlaamse wetenschappelijke en technologische wereld

Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek - viWTA

Directeur: Robby Berloznik.

Vlaams Parlement

B-1011 Brussel

Belgium

Tel: +32 (0)2 552 40 50

Fax: +32 (0)2 552 44 50

viwta@vlaamsparlement.be

website: www.viwta.be