
Visie op evoluties van de petroleummarkt

DERRICK PHILIPPE GOSSELIN EN JAN LEYSEN*

Samenvatting

In dit artikel gaan we na wat de factoren zijn die de trend in prijsvorming van aardolie bepalen op korte en langere termijn. We stellen vast dat op langere termijn zich een aantal fundamentele en structurele veranderingen voordoen, waaronder de toenemende concentratie van de aardolieproductie in een beperkt aantal landen, de structurele krapte langs de aanbodzijde, de stijgende kostprijs en de vermoedelijk blijvende toename in de vraag als gevolg van de economische groei in de ontwikkelingslanden.

Tot slot bespreken we mogelijke evoluties van de petroleummarkt op basis van drie toekomstscenario's en bekijken we de economische gevolgen die elk van deze scenario's zouden kunnen hebben.

Inleiding

Op 14 juli 2006 bereikte de nominale prijs van een vat ruwe [*crude*] aardolie op NYMEX een historische recordwaarde van \$ 77,03 terwijl minder dan zeven jaar voordien op diezelfde New Yorkse grondstoffenbeurs in de week van 12 februari 1999 maar \$ 9,31 per vat werd betaald, een historisch minimum¹. Hoewel in het laatste kwartaal van 2006 en zelfs begin 2007 de prijzen voor ruwe aardolie op de wereldmarkt terug gedaald zijn naar prijzen onder de \$ 60 (gemiddelde prijs in december 2006 was \$ 56) blijft de trend van de prijsvorming voor een vat aardolie op één jaar nog steeds boven de \$ 70².

Op korte termijn wordt de prijs per vat bepaald door de verwachte evolutie in vraag en aanbod. Deze verwachte evolutie is sterk gevoelig voor structurele krapte, in het bijzonder

* Prof. dr. ir. D.P. Gosselin is groepsdirecteur strategie en ontwikkeling van Suez. Hij is verbonden aan de Universiteit Gent (Faculteit Economie en Bedrijfskunde) en aan de Koninklijke Militaire School. Hij is lid van de Koninklijke Vlaamse Academie van België (klasse technische wetenschappen) en Fellow aan het James Martin Institute for Science and Civilization (University of Oxford). Prof. dr. ir. J. Leysen is gewoon hoogleraar verbonden aan de Faculteit Sociale en Militaire Wetenschappen van de Koninklijke Militaire School. Zij danken twee anonieme referenten voor hun opmerkingen en suggesties.

1 Zie o.a. Energy Information Administration (EIA) op <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/wtot-worldw.htm> of ook http://octane.nmt.edu/gotech/Marketplace/year_prices.aspx?year=2007 [laatste toegang 26 mei 2007].

2 De forward-prijs op één jaar (mei 2008) op NYMEX voor een vat LS (light sweet) ruwe olie noteerde \$ 70,76 op 25 mei 2007.

voor de beperkingen [*bottle necks*] in de structurelementen van de logistieke keten van het aanbod, of de *verwachtingen* in de evolutie van de *reservecapaciteit*.

Op langere termijn (10 tot 30 jaar) doen zich echter meer fundamentele en structurele veranderingen voor. Enerzijds een verschuiving in de kwaliteit van de gewonnen aardolie, anderzijds een toenemende concentratie van de aardolieproductie in een beperkt aantal landen. Hierbij zullen de Golfstaten en Rusland in steeds grotere mate een belangrijke rol spelen. Eén zaak staat nu al vast, op langere termijn zal aardolie duur worden en waarschijnlijk ook duur blijven. Maar misschien is dit niet zo slecht als eerst werd gedacht. Deze derde olieschok, anno 2006, die gekenmerkt wordt door een grote prijsvolatiliteit van de markten, dwingt ons immers om snel scenario's te bedenken waarin aardolie niet langer een prominente plaats heeft. Dit laatste wordt bovendien nog versneld door de toenemende bewustwording van de relatie fossiele brandstoffen - CO₂ emissies - afname terugkaatsing zonne-energie - opwarming van de aarde - klimaatsverandering (Stern, 2007).

In dit artikel proberen we op een systematische wijze en vertrekkende van de analyse van de huidige marktsituatie (aanbod-, reserve- en vraaganalyse), een inzicht te krijgen in de mogelijke toekomstige lange termijn evolutie van de petroleummarkt³. We tonen aan dat berekeningen van aardolieprijzen gesteund op econometrische voorspellingstechnieken of gesteund op marktinformatie slechte voorspellers zijn. We ontwikkelen dan ook onze visie op mogelijke evoluties van de petroleummarkt en dito olieprijsen op basis van strategische scenarioplanningstechnieken. Deze technieken laten toe rekening te houden en zich voor te bereiden op verschillende mogelijke en uiteenlopende toekomstige petroleummarkten die niet enkel extrapolaties zijn naar de toekomst van trends uit het verleden.

Het artikel is opgebouwd uit drie delen. In een eerste deel analyseren en bespreken we de huidige petroleummarkt. We doen dit door in een eerste paragraaf de huidige problematiek te schetsen, in een tweede paragraaf dieper in te gaan op de factoren die het aanbod bepalen, in een derde paragraaf de oliereserves te analyseren om ten slotte in een vierde paragraaf de analyse van de marktvaart te bespreken. In een tweede deel bespreken we toekomstige evoluties van de petroleummarkt op basis van drie verschillende toekomstscenario's en bespreken we de economische gevolgen die elk van deze toekomstvisies zou kunnen hebben. Ten slotte formuleren we in een laatste deel onze besluiten en bedenkingen.

Huidige situatie: de enige zekerheid is de onzekerheid

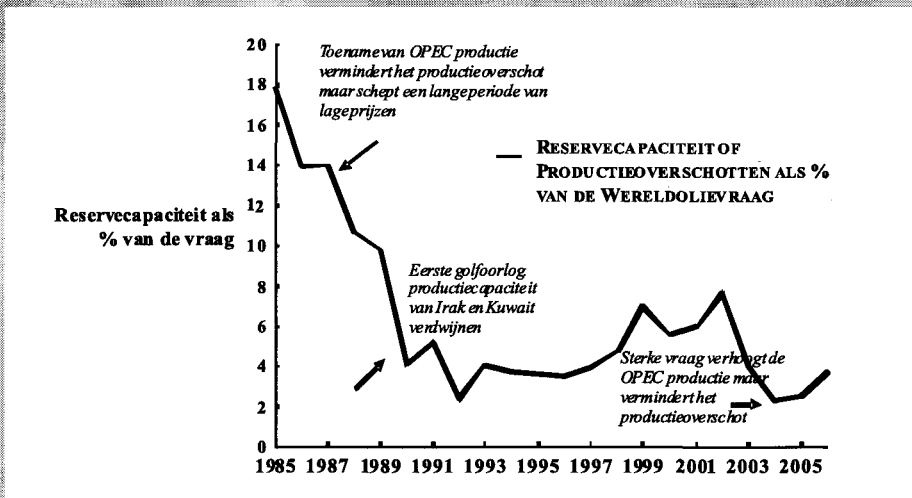
In 2005 verbruikte de wereld nagenoeg evenveel aardolie als zij kon oppompen: ongeveer 84,56 miljoen vaten per dag. In 2002 bedroeg het verbruik nog 76,96 miljoen vaten per dag¹. De vraag naar energie, die tussen 1990 en 2002 met 1,4 % per jaar steeg (EIA, 2006, IEA, 2006), is echter minder snel gestegen dan de wereldwijde economische groei van het Bruto Binnenlands Product (BBP), geschat op 3,4 % per jaar over dezelfde periode (IMF, 2005).

3 Strikt genomen moeten we spreken over petroleummarkten. Immers de prijs op de wereldmarkt wordt per olieveld bepaald. De belangrijkste zijn de Brent (Noordzee) en de West Texas Intermediate (WTI) (VS). In het algemeen is de olieprijs van WTI hoger dan die van Brent en kunnen we niet over één olieprijs spreken.

Dat toont aan dat de *energie-intensiteit*⁴ van de planeet, vooral voor aardolie, blijft afnemen: van 560 liter petroleum-equivalenten per \$ 1000 BBP in 1971 is zij in 2002 tot 380 liter gedaald. Tegen 2020 zou het wereldgemiddelde eventueel onder het niveau van de 300 liter kunnen dalen (IEA, 2006). Er bestaan echter belangrijke verschillen in energie-intensiteit tussen OESO landen en ontwikkelingslanden. Zo verbruikte China in 2005 per \$ 1000 BBP, 1150 liter tegen 180 liter voor Europa. Dit wijst op de hoge energie-intensiteit van ontwikkelingslanden die veel energie verbruiken om hun beginnende welvaart op te bouwen. Immers deze welvoortsopbouw is nagenoeg steeds gekoppeld aan een sterke groei van de industrie die veel energie-intenser is dan een landbouw- of een diensteneconomie.

De ontwikkelingslanden [*emerging economies*], die voor hun groei de meeste aardolie verbruiken en nodig hebben, laten de belangrijkste verbruiksstijgingen optekenen: tussen 2002 en 2005 is het aardolieverbruik in China toegenomen van 5 tot 7 miljoen vaten per dag, in de rest van Azië is het gestegen van 8 tot 9 miljoen vaten per dag. Ook al zal het aandeel van aardolie in het Chinese groeiverhaal ongetwijfeld sterk verminderen, toch heeft die groei er intussen toe geleid dat China binnenkort de op één na grootste aardolieverbruiker ter wereld zal worden, na de Verenigde Staten. De wereldproductie van aardolie - die in 2002 nog een reservecapaciteit [*spare capacity*] van ongeveer 2 miljoen vaten per dag vertoonde -

Figuur 1: Beperkte productieoverschotten, sterke vraag en geopolitieke onzekerheden leiden tot sterke prijsstijgingen



4 De energie-intensiteit (ook energie-ratio genoemd) is een maatstaf voor de energie-efficiënte en dus voor de energieafhankelijkheid van een economie. Het wordt berekend als het aantal *verbruikte eenheden energie* (bv. uitgedrukt in liter aardolie, Mega Joule, kg of ton olie-equivalenten) *per eenheid Bruto Binnenlands Product* (bv. uitgedrukt in US dollar \$ of in Euro €) in constante prijzen. Voor Vlaanderen zie: http://aps.vlaanderen.be/statistiek/cijfers/energie/17A_energie-intensiteit.xls [laatste toegang 25 mei 2007].

kan maar met moeite aan de huidige vraag voldoen. Over het eerste kwartaal van 2006 kwam de wereldproductie (83,8 miljoen vaten per dag), 0,4 miljoen vaten per dag tekort om in de vraag te voorzien. In omstandigheden waarbij de reservecapaciteit minder dan één procent bedraagt, is het begrijpelijk dat de markt bijzonder gevoelig reageert op de geringste geopolitieke spanning, hapering in het aanbod van een belangrijke of zelfs marginale producent, of op de verwachting dat dit zou kunnen gebeuren (*figuur 1*). De OPEC, die tot 1985 wereldwijd de aardolieprijzen eigenmachtig bepaalde, is nog (slechts) goed voor een productie van 33 miljoen vaten per dag (alle olietypes samen) en zit daarmee dicht tegen haar productiecapaciteitlimiet⁵.

Analyse van het aanbod: aardolie vindt men in landen met hoog risico

Hoewel landen om tal van redenen economisch instabiel kunnen zijn, merken we op dat in die landen waar aardolie-exploitatie een belangrijk deel van het BBP vormt, deze grondstofafhankelijkheid de tendens vertoont om op langere termijn in belang toe te nemen waardoor een *destabiliserende* invloed ontstaat op de welvaart van het land. Deze destabilisering uit zich na verloop van tijd niet enkel op economisch, maar ook op politiek en sociaal vlak. Zo is het (geo)politieke gedrag van landen zoals Iran, Rusland of Venezuela sterk verschillend in tijden van hoge versus lage aardolieprijzen. Bovendien kunnen de grote geldstromen en winsten die met de exploitatie van aardolie gepaard gaan (bv. \$ 340 miljard in 2004, voor de OPEC-landen) zowel de economische kanalen als de leidende politieke kasten aantasten. Dit kan leiden tot een omgeving waar de kans op het gebruik van omkooppraktijken⁶ sterk toeneemt. Ook zijn de olieproducerende landen dikwijls zo gefocust op deze ene activiteit dat ze de neiging hebben om onvoldoende aandacht te hebben voor het ontwikkelen van nieuwe economische activiteiten en infrastructuur.

De combinatie van de boven vermelde factoren maakt dat olieproducerende landen vaak een hoog landenrisico vertonen. Binnen de OPEC denken we hierbij in de eerste plaats aan de volledige Golfregio waar de legitimiteit van de heersende regimes door radicale islamitische fundamentalisten fel wordt betwist. Saoedi-Arabië, de Emiraten, Qatar en Koeweit waren in 2005 samen goed voor een productie van bijna 17 miljoen vaten per dag⁷, weliswaar onder westerse bescherming en met twijfels over de toekomst van de soms kwetsbare Publieke-Private-Samenwerking (PPS) gecontroleerde monopolistische nationale olieondernemingen, de zogenaamde NOC's [*National Oil Companies*], die er actief zijn. In Irak (2,5 miljoen vaten per dag, maar met een potentiële capaciteit die minstens dubbel zo groot is) is de situatie nog verwarder en zullen de productie- en transportinstallaties waarschijnlijk nog voor jaren aan het risico van terreuraanslagen blootstaan. Iran (4 miljoen vaten per dag) gaat dan weer gebukt onder andere twijfels en onzekerheden: op 8 augustus 2005, datum waarop de hervatting van het Iraanse kernprogramma werd aangekondigd, brak de petroleumprijs in

5 *Oil & Gas Journal*, 2006, Worldwide look at reserves and production, 104, 22-23.

6 De onvoldoende scheiding tussen overheidsbudgetten en olie-inkomsten is één van de belangrijkste oorzaken van niet transparantie en dus van mogelijkheid tot corruptie.

7 Alle hierna opgegeven productiecijfers zijn voor 2005.

New York voor het eerst door de barrière van \$ 64 per vat. Naast de Golfregio, mag de politieke en economische kwetsbaarheid van landen zoals Algerije (1,35 miljoen vaten per dag), Libië (1,65 miljoen vaten per dag), Venezuela (2 tot 3 miljoen vaten per dag, naargelang de kwaliteit van de ruwe aardolie) en Nigeria (2,45 miljoen vaten per dag) niet vergeten worden (Trinnaman en Clarke, 2004a).

Die analyse gaat ook op voor olieproducerende landen buiten de OPEC. Zo is Rusland (9,35 miljoen vaten per dag) op enkele jaren tijd uitgegroeid tot een zeer belangrijke olie- en gasproducent en werd het in 2006 door het IMF "een verslaving aan gemakkelijk geld" verweten. Voor de regering van President Poetin is de verleiding immers groot om de sociale vrede te kopen, wat hij trouwens in 2005 deed door de overheidsuitgaven met \$ 13,5 miljard op te trekken. Hoewel dit voor Rusland in 2005 geen probleem is - Rusland ontving immers in 2004 meer dan \$ 100 miljard uit de petroleumverkoop - merken we op dat de Russische economie, door de hoge olie- en gasprijzen, evolueert naar een mono-economie⁸ van olie- en gasproductie met een significante relatie tussen groei in olie- en gasproductie en groei van het BBP⁹. De Russische olie-inkomsten waren in 2004, volgens de Wereldbank, verantwoordelijk voor 25 % van het BBP. We stellen ook vast dat de Russische overheid in toenemende mate de staatscontrole verhoogt of terugneemt op de belangrijkste oliemaatschappijen (bv. Transneft, Yukos) en op de in concessie gegeven aardolie- en gasreserves (bv. Shahalin II, Kovykta). Door dergelijke beslissingen te nemen loopt Rusland het gevaar, zoals andere olie-economieën, te sterk afhankelijk te worden van petroleuminkomsten, waardoor het risico bestaat de noodzakelijke economische hervormingen (bv. infrastructuur en belastinghervormingen) te vertragen door de middelen niet te gebruiken voor het structureel uitbouwen van haar economie, maar eventueel het sociale welzijn (bv. overheidswerkstelling) op kortere termijn te financieren uit inkomsten van niet-duurzame grondstoffen.

In de hierboven beschreven globale context wordt de terughoudendheid van grote petroleummaatschappijen om hun investeringen en exploratieactiviteiten te verhogen begrijpelijk. Aan hen wordt namelijk de toegang ontzegd tot volledige regio's, hetzij door de overheid via minder efficiënte NOC of nationale monopolies, hetzij door een te groot landenrisico. Dit brengt ons bij het probleem van de productiecapaciteit.

Aan de aanbodzijde wordt de petroleumsector gekenmerkt door een veelheid aan risico's en door een tekort aan productie- of reservecapaciteit. We stellen vast dat door de te lage aardolieprijzen aan het einde van de 20^{ste} eeuw (gemiddeld \$ 10 per vat per dag in 1999) er een tekort is ontstaan aan investeringsmiddelen. Dit gaf, gecombineerd met een zeker immobilisme van de petroleummaatschappijen, aanleiding tot een te lage groei in productiecapaciteit in de voorbije jaren. Dit brengt met zich mee dat de productie, in het bijzonder de raffinagecapaciteit, momenteel zeer dicht bij haar maximum capaciteit opereert en dus in het inelastische gedeelte van het aanbod werkt (*figuur 2*). In deze gespannen toestand is het dan ook voorspelbaar dat de marktprijzen volatiel zijn en markten sterk reageren op geringe aanbodverschuivingen of de *verwachting* in verschuiving ingegeven door zowel klimatolo-

8 Dit heeft ertoe geleid dat Gazprom, op basis van omzetcijfers 2005, de derde grootste onderneming ter wereld is na ExxonMobil en General Electric.

9 World Bank, 2006, *Russian economic report*, 13 (December).

gische (bv. orkaan Katrina en Rita) maar vooral (geo)politieke en sociale oprispingen¹⁰ (bv. Iran-UK geschil rond de aanhouding van Britse mariniers, maart 2007).

Analyse van de reserves: wordt de 21^{ste} eeuw de laatste petroleum-eeuw?

Op basis van gegevens van Nakićenović, Grübler en McDonald (1998) vinden we dat het totaal aan *reserves*¹¹ [*proven reserve*] aan conventionele en niet-conventionele fossiele brandstoffen (d.i. aardolie¹², aardgas, steenkool) 1282 Gtoe of 53844 EJ¹³ bedraagt. Hiervan is slechts 11,7 % conventionele aardolie en 11,0 % conventioneel aardgas. Op basis van deze gegevens zouden onze fossiele energievoorraden aan hun respectievelijk huidige verbruik voor ongeveer 100 jaar gedekt zijn voor aardolie, 160 jaar voor aardgas en 274 jaar voor steenkool. We merken op dat de energiebevoorrading uit conventionele aardolie slechts een periode van 36 tot 59 jaar dekt op basis van het huidige verbruik of op basis van de *reserve-to-production* R/P ratio (Delaytermoz, 2001). Als we naast deze reserves ook rekening houden met de *nevenbronnen*¹⁴ of *hulpbronnen* [*resources*] (bv. sub-economische steenkool, uranium uit kweekreactoren en thorium) en met de *bijkomende energievoorraden* [*additional occurrences*] (bv. aardgashydraten en uranium) dan heeft onze planeet wellicht voldoende potentiële niet-hernieuwbare energievoorraden om bij constant energieverbruik, in haar energiebehoeften te kunnen voorzien tot het einde van de 22^{ste} eeuw. We maken hier abstractie van marktprijs, technologische evolutie, hernieuwbare energie of sociale aanvaardbaarheid. Meer recent cijfermateriaal stelt dat eind 2005 de wereld, volgens de *Statistical Review of World Energy* (BP, 2006), over een reserve van 1201 miljard vaten (conventionele en niet-conventionele) aardolie beschikte. Dit is een cijfer dat regelmatig wordt opgewaardeerd in functie van de evolutie in de *exploitatietechnieken*¹⁵ en in functie van de marktprijzen. Zo is deze reserve tussen 1997 en 2004 met 10,6 % toegenomen. Exxon Mobil gaat nog verder en schat de huidige reserves op 2200 miljard vaten (Exxon Mobil, 2006). Afhankelijk vanuit welke studie men vertrekt komt dit neer op een R/P ratio van 40 tot 70 jaar aan het huidige productieniveau van 89 miljoen vaten per dag. In werkelijkheid zal deze reserve waarschijnlijk geen 40 tot 70 jaar kunnen overbruggen omdat men ervan uitgaat dat de productie zal

10 Voor een overzicht van politiek, economische en terroristische risico's verwijzen we o.a. naar de firma AON die regelmatig kaarten hierover publiceert. Beschikbaar via: http://www.aon.com/risk_management/terrorism_mitigation/terrorism_risk_map.jsp [laatste toegang 12 mei 2007].

11 We beschouwen in de termen 'reserve', 'economische reserve', 'bewezen reserve' en 'geïdentificeerde reserve' als synoniemen. We verstaan hieronder: de hoeveelheid energie dat is ontdekt en die verwacht wordt economische te kunnen ontgonnen worden. Voor definities zie: World Petroleum Council (WPC), de Society of Petroleum Engineers (SPE) of het WEA.

12 Conventionele aardolie omvat aardolie en vloeibaar petroleumgas (NGL Natural-Gas-Liquids), niet conventionele aardolie omvat zware oliën, teerzandolie of bitumineuze olie, schalieolie of leisteenoilie en olie uit steenkool (GTL Gas-to-Liquids).

13 Gtoe = Giga (10⁹ of miljard) ton olie-equivalent - EJ = Exa Joule = 10¹⁸ Joule.

14 Nevenbronnen zijn ontdekt maar nog niet economisch (d.w.z. sub-economisch) exploiteerbare energiereserves, en de nog niet ontdekte, zowel economische en sub-economische, bronnen.

15 De huidige exploitatietechnieken laten een extractierendement toe van gemiddeld 35 %. Er wordt verwacht dat dit zal kunnen verhoogd worden naar 65 % tot 70 %. Dit zou leiden tot een toename van 15 % in de schatting van de reserves en nevenbronnen.

blijven stijgen om ergens tussen 2020 en 2030 een piek van ongeveer 120 miljoen vaten per dag te bereiken (IEA, 2006). Over die ramingen bestaat echter heel wat controverse. De optimisten wijzen erop dat de wereld tijdens de eerste oliecrisis in 1973 over een reserve van minder dan 41 jaar beschikte. De sterke prijsstijgingen leidden ertoe dat in de jaren zeventig en tachtig veel nieuwe oliebronnen werden ontdekt. Naast die ontdekkingen zelf, die systematischer dan ooit verlopen maar waarvan het tempo flink is gedaald, moet ook worden gewezen op de technologische vooruitgang die een betere exploitatie via een hoger *extractie-rendement* mogelijk heeft gemaakt (Boussena, Pauwels, Locatelli en Swartenbroekx, 2006, Yergin, 1991).

Tabel 1 Toename van de concentratie in productiecapaciteit (miljoen vaten per dag)

Plaats	Landen	1995	2005	2015
1	Saoedi-Arabië	10,8	12,6	13,0
2	Rusland	6,2	9,6	11,5
3	Iran	3,8	4,3	5,7
4	Irak	2,1	2,6	5,5
5	Canada	2,4	3,5	5,3
6	Venezuela	3,0	3,0	4,5
7	UAE	2,7	3,1	3,9
8	Koeweit	1,8	2,9	3,7
9	Nigeria	2,1	2,9	3,6
10	Kazakstan	0,4	1,2	3,1
11	Algerije	1,4	2,3	2,9
12	Libië	1,4	2,0	2,8
13	Brazilië	0,8	1,8	2,6
14	Angola	0,6	1,2	2,3
15	Azerbeidzjan	0,2	0,5	1,0
Totaal Top 15 (106 vaten/dag)		39,5	53,5	71,5
% Wereldproductiecapaciteit		55 %	61 %	69 %

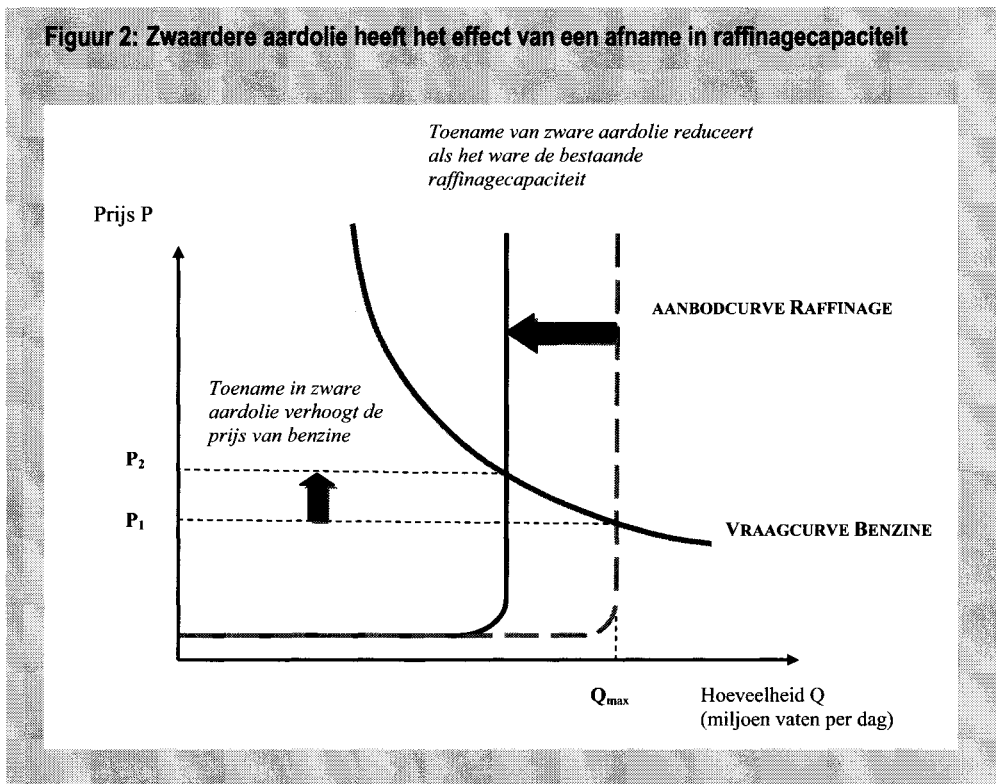
Bron: World Energy Council 2004, IEA - World Energy Outlook 2006

Toch moeten we de idee aanvaarden dat aardolie hoe dan ook een eindige energiebron is. Ook al kunnen we vandaag moeilijk schatten hoe groot de impact van een prijs van \$ 70 per vat op de investeringen in exploratie- en exploitatietechnieken zal zijn, en ook al bedragen de huidige wereldwijde oliereserves vermoedelijk meer dan twee duizend miljard vaten, feit blijft dat de aardkorst geen onuitputtelijke capaciteiten herbergt. Het is waarschijnlijk realistisch te stellen dat de mensheid tegen het einde van de 21^{ste} eeuw minder en minder gebruik zal maken van aardolie als primaire energiebron. Volgens sommige deskundigen (Campbell en Laherrère, 1998, Bentley, 2002, Vidal, 2005) zijn de schattingen van de reserves en nevenbronnen te hoog en zal de productie vermoedelijk dan al een halve eeuw eerder,

rond 2050, beginnen afnemen (zie hubbertpiek¹⁶) indien we er niet in slagen onze stijgende consumptie van aardolie af te remmen door rationeler en efficiënter energieverbruik of door het ontwikkelen van alternatieve primaire energiebronnen. De zeer belangrijke rol van technologische innovatie wordt hier meteen duidelijk. Andere deskundigen (Nakićenović, Grübler en McDonald, 1998, Martin, 1999), belangrijke petroleummaatschappijen (BP, 2006, Exxon Mobil, 2006), en recent onderzoek van o.a. de *US Geological Survey* (Ahlbrandt, Pierce en Nuccio, 2003) stellen dat de visie van Campbell (1998) en van Bentley (2002) te pessimistisch is en oordelen dat er geen fysisch tekort zal zijn aan niet-hernieuwbare energie vóór het einde van de 22^{ste} eeuw, maar dat er wel tijdelijk tekorten kunnen optreden.

Indien we er niet of te traag in slagen alternatieven te ontwikkelen zal naast de mogelijke implicaties van de hubbertpiek een bijkomend transitieprobleem ontstaan, namelijk

Figuur 2: Zwaardere aardolie heeft het effect van een afname in raffinagecapaciteit

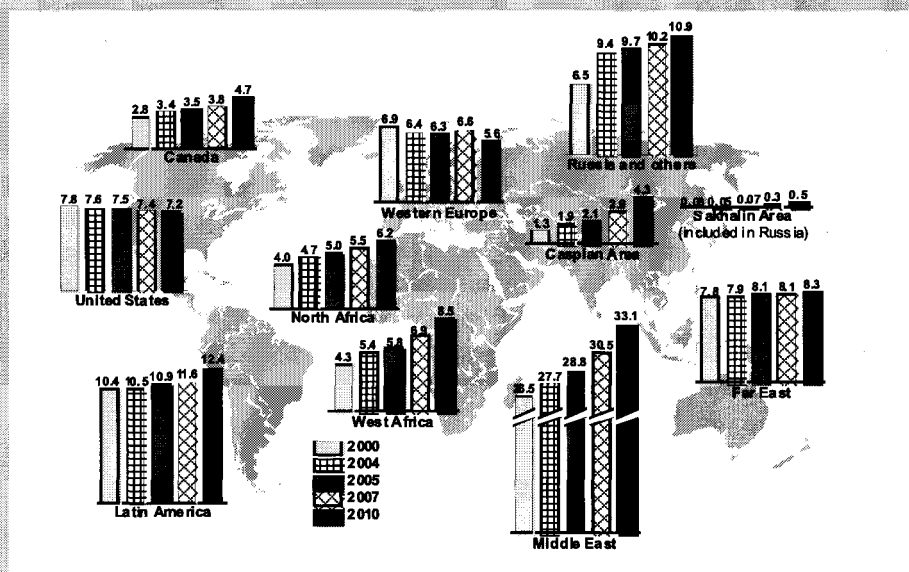


16 Dr. Marion King Hubbert voorspelde als eerste in 1956 correct het verloop van de VS olieproductie via een wiskundig model op basis van een gauss-curve. Hij besloot daaruit dat het verloop van de productie van een olieveld (maar ook de productie van een regio, een land of de wereld) volgens een gauss-curve zou verlopen. Het bereiken van de top van de gauss-curve is ook het tijdstip waarop de maximale olieproductie wordt bereikt. Dit wordt de hubbertpiek [*hubbert peak*] genoemd. Het bereiken van de hubbertpiek op wereldniveau wordt aanzien als het einde van het olietijdperk en theoretische verwacht vóór 2015. Op basis van recent empirisch onderzoek wordt eerder een productieplateau in plaats van een productiepiek verwacht. Hierdoor zou de productiepiek met 20 tot 30 jaar kunnen uitgesteld worden.

de problematiek rond de geografische concentratie van de conventionele oliereserves. Eind 2005 stelde OPEC dat ze een reserve van 913 miljard vaten controleerde. Dit is 76,02 % van de wereldvoorraad aardolie, op basis van een geschatte wereldreserve van 1201 miljard vaten (BP, 2006). Bovendien bevinden 65,0 % van de wereldreserves zich in het Midden-Oosten (bv. Saoedi-Arabië heeft een reserve van 264 miljard vaten). De conventionele productiegebieden¹⁷ zoals Europa, Afrika en Latijns-Amerika, zullen vermoedelijk tussen 2025 tot 2035 hun reserves hebben opgebruikt (figuur 3). Dit is binnen 20 tot 30 jaar! Op Rusland na, zal de wereld dus voor haar conventionele (en meestal goedkoop te ontginnen) oliebevoorrading vrijwel volledig op de Arabisch-Perzische golf aangewezen zijn (tabel 1). Een regio die geopolitiek labiel is en die het middelpunt vormt van het belangrijkste maatschappelijk-religieuze vraagstuk van het begin van deze 21^{ste} eeuw: de plaats van de islam in onze samenlevingen.

Op een termijn van 5 tot 10 jaar is echter de doorslaggevende factor op het verloop van het aanbod noch de toenemende concentratie, noch de beperkte reserves maar wel het capaciteitsbeperkende element in de logistieke keten. Dit element is sinds 2005 de raffinagecapaciteit. Aan de basis hiervan liggen twee oorzaken. Ten eerste stellen we vast dat steeds meer nieuwe aangeboorde olievelden zware ruwe aardolie leveren. Dit wijst er wellicht op dat goedkope hoge kwaliteitsolie nagenoeg is opgebruikt. Deze evolutie wordt versterkt door

Figuur 3: Verschuiving van de wereld productiecapaciteit (miljoen vaten per dag)



Bron: CERA Cambridge Energy Research Associates 2005

17 We houden hier geen rekening met de niet-conventionele aardoliereserves, zoals de extrazware bitumineuze oliën uit de Orenoco (Venezuela) of de teerzandolie uit Alberta (Canada).

het op termijn in productie brengen van niet-conventionele olievelden zoals: teerzandolievelden [*tar sand - oil sand*], extrazware bitumineuze olievelden [*heavy oil*] en schalie- of leisteenolievelden [*oil shales*]¹⁸ (Trinnaman en Clarke, 2004b, IEA, 2006). Al deze bijkomende velden leveren immers ook zware aardolie op. Deze evolutie zorgt voor een daling van de gemiddelde kwaliteit van de ruwe aardolie door een toename in de verhouding tussen zware en licht ruwe aardolie. Dit brengt met zich dat de raffinage-infrastructuur minder productief wordt¹⁹. Ten tweede zorgden de lage prijzen op de oliemarkt in de jaren 90 dat de raffinagecapaciteit in de voorbije jaren nagenoeg constant is gebleven. Beide effecten leiden als het ware tot een vermindering van de bestaande capaciteit (*figuur 2*). Dit leidt bij een constante vraag tot een prijsstijging indien er geen bijkomende capaciteitsinvesteringen gebeuren (d.i. het inelastische gebied van het aanbod). We merken hier op dat de lagere kwaliteit van zware aardolie zich ook vertaalt in meer CO₂ uitstoot, een lagere energiewaarde, hogere exploitatie-investeringen en meer conversie-energie om de zware ruwe aardolie naar bruikbare energie om te zetten.

Analyse van de marktvraag: zijn we in staat de vraag te beperken?

De geschiedenis van petroleum is fascinerend. In een relatief korte periode van hooguit 150 jaar, is deze grondstof, op basis van onze huidige productie en consumptiegewoonten, onmisbaar geworden. Petroleum heeft zich opgeworpen tot één van de belangrijkste pijlers van de economische welvaart die wij in de voorbije dertig jaar hebben beleefd (Yergin, 1991). Dat onze oliereserves beperkt zijn is geweten. Toch staat de wereld bij elke nieuwe oliecrisis - en die van 2005/2006 mag gerust een olieschok heten - vol ongeloof versted van de omvang van een probleem dat zij decennia lang heeft verdrongen. In 1974 knipperde het licht al oranje. België en andere, voornamelijk de rijke en olieafhankelijke OESO landen, probeerden hun afhankelijkheid van de OPEC te verminderen door hun aardolieverbruik (energie-intensiteit) te reduceren. Dit gebeurde door het verbruik van aardolie, als primaire energiebron, te verminderen of te vervangen. Verminderen door een rationeler en efficiënter gebruik (bv. isolatie, efficiëntere motoren, machines). Vervangen door overschakeling op kernenergie en aardgas voor elektriciteitsproductie en door aardgas voor verwarming. Sommige ontwikkelingslanden zoals Brazilië maakten gebruik van rietsuikeralcohol als alternatief voor benzine.

De omgekeerde oliecrisis van de jaren negentig heeft sommige van de oplossingen rond rationeel en efficiënt gebruik economisch in de marge geduwd. Vanuit het oogpunt van rationeel energieverbruik zijn prijzen van \$ 55 tot \$ 70 per vat, in de periode 2006-2007, misschien meer een voordeel dan een nadeel. Immers, op basis van een geschat wereldwijd energieverbruik van 9740 Mtoe per jaar²⁰ of 400 EJ per jaar in 2004 (D'Haeseleer, 2005, p.

18 Volgens het IEA vertegenwoordigde in 2004 schalieolie 1,4 % van de wereldproductie of 1 miljoen vaten per dag. Het IEA verwacht dat dit zal toenemen tot 3,0 % in 2010.

19 De raffinage van zware aardolie vraagt een grotere hoeveelheid koolwaterstofverbindingen dan bij lichte aardolie (andere stechiometrische verhouding). Dit leidt tot een theoretische productiviteitsdaling in raffinagecapaciteit van 26 %. Dit verklaart waarom zware ruwe aardolie verhandeld wordt tegen een prijs die slechts 70 % tot 60 % is van de prijs van lichte ruwe aardolie.

20 Mtoe = Mega (10⁶ of miljoen) ton olie equivalent = 0,0209 miljoen vaten per dag = 42 PJ (PJ = Peta Joule = 10¹⁵ Joule).

52, BP, 2006, IEA, 2006), was aardolie nog steeds de meest gebruikte primaire energiebron met een aandeel van 37,3 %. Meer dan 50,0 % van deze aardolie wordt gebruikt door de transportsector waar afgeleide producten (d.w.z. diesel, kerosine, benzine) een dominante positie bekleden. Hier houdt petroleum de wereld, die de gewoonte heeft aangenomen om zich in alle vrijheid te verplaatsen, het hardst in zijn wurggreep. Maar ook het gebruik van andere primaire niet-hernieuwbare energiebronnen zoals steenkool, aardgas of kernenergie kent problemen.

Steenkool is in grote hoeveelheden voorhanden met geografisch evenredig gespreide reserves voor meer dan 250 jaar. Dit is vooral het geval in de Verenigde Staten, Rusland, India en China. China en India zijn momenteel voor meer dan 75,0 % afhankelijk van steenkool voor hun elektriciteitsproductie en de VS voor nagenoeg 50 % (dit verklaart meteen ook waarom deze drie landen het protocol van Kyoto niet hebben getekend). Maar het gebruik van steenkool of bruinkool [*lignite*] voor elektriciteitsproductie gaat tegenwoordig nog altijd gepaard met ofwel een hoge milieukost, ofwel met dure investeringen. Wat de milieukost betreft werd in 2000 wereldwijd 41,6 GtCO₂e²¹ geproduceerd (WRI, 2007). Hiervan was in 2000, 24,7 GtCO₂e en in 2005, 26,4 GtCO₂e afkomstig uit het verbranden van fossiele brandstoffen (EIA, 2006). Meer specifiek was 10,3 GtCO₂e afkomstig van elektriciteitsproductie en binnen deze productie was 6,6 GtCO₂e afkomstig uit elektriciteitsproductie via steenkool (Groupe de Travail sur le Charbon, 2007, p. 19, Stern, 2007, p. 196). Binnen de jaarlijkse 42GtCO₂e uitstoot is elektriciteitsproductie op basis van steenkool dus verantwoordelijk voor nagenoeg 16 % van alle broeikasgasemissies [*Greenhouse-gases GHG*] wereldwijd. Bovendien kan de investeringskost [*Total Investment Cost TIC*] van een moderne steenkoolcentrale, weliswaar afhankelijk van de gebruikte technologie (€ 1600 tot € 2100/kW) al dan niet met CO₂ captatie (€ 2800/kW voor een 500 MW centrale), hoger liggen dan de TIC van een kerncentrale (€ 2100/kW voor een 1600 MWe EPR reactor van Areva) (Aubrecht, 2006, Disoway, 2006, Khur en Vivencio, 2006).

Bij aardgas staat het probleem van het transport centraal. Immers aardgas, zoals aardolie, wordt niet gevonden in de regio's waar ook het verbruik gebeurt. Het transport van aardgas, via omzetting in vloeibare vorm of LNG, is geen eenvoudige zaak. De overstek van oceanen vergt een dure logistieke keten, van het vloeibaar maken [*liquefaction*] over methaantankers naar hervergassing [*regasification*]²². Het voordeel van aardgas over aardolie

21 GtCO₂e = Giga (10⁹ of miljard) ton CO₂ equivalent. In 2000, was 41,6 GtCO₂e samengesteld uit: 77 % kooldioxide (CO₂), 14 % methaan (CH₄), 8 % distikstofmonoxide of lachgas (N₂O) en 1 % F-gassen (bv. zwavelhexafluoride (SF₆), perfluorkoolwaterstoffen (PFCs), onvolledig gehalogeneerde fluorkoolwaterstoffen (HFCs). CO₂ wordt als standaard gebruikt om het aardopwarmingspotentieel [*GWP Global Warming Potential*] van andere broeikasgassen te bepalen. Aan CO₂ werd, over een periode van 100 jaar, een aardopwarmingspotentieel (GWP index) = 1 toegekend. CO₂e of *koolstofdioxyde-equivalent* wordt op basis hiervan berekend als het gewicht (meestal uitgedrukt in miljoen metrische ton) van een broeikasgas vermenigvuldigd met zijn GWP index. CO₂e is dus de hoeveelheid CO₂ dat dezelfde aardopwarmingspotentieel zou veroorzaken, over een periode van 100 jaar, als de hoeveelheid broeikasgas. Bv. de emissie van 1 miljoen ton (Mt) methaan (GPW=21) of lachgas (GWP=310) is 'equivalent' met de uitstoot van respectievelijk 21 MtCO₂ en 310 MtCO₂ om hetzelfde opwarmingseffect te hebben.

22 Kostprijs van een LNG [*Liquefied Natural Gas*] keten gaande van exploratie & productie, vloeibaar maken, transport en hervergassen is ongeveer \$ 7 tot \$ 9 miljard voor een capaciteit van 5 miljoen ton LNG/jaar. Ter referentie: 1 miljoen ton LNG/jaar kan een moderne elektriciteitscentrale op gas (STEG) van 1000 MW gedurende 1 jaar voeden.

is dat het overvloediger voorhanden en geografisch beter verspreid is, hoewel grote reserves dikwijls samen met aardolie gevonden worden (bv. de grote aardgasreserves in Rusland, Iran, Bahrein, Jemen) en zich dus ook het probleem van de garantie in continuïteit van de bevoorrading kan stellen.

Kernenergie ten slotte vertoont waarschijnlijk de meeste potentie. De in kaart gebrachte (economische) uraniumreserves en thoriumreserves kunnen het huidige productieniveau nog minstens 50 jaar tot enkele eeuwen lang ondersteunen als we ook rekening houden met de kernsplijstof (nucleaire brandstof) opgewekt via kweekreactoren (Kidd, 1998, Nakićenović, Grübler en McDonald, 1998, D'Haeseleer, 2005). Daartegenover staan dan weer de veiligheidsrisico's en het probleem van de hoog radioactieve afvalverwerking. Geïndustrialiseerde landen zijn beducht voor ongevallen en van de ontwikkelingslanden vreest men een eventuele militaire aanwending van kernenergie (o.a. in Iran, Noord-Korea, Pakistan, India). Dit stellen we sinds 2006 vast met het aanhoudende dubbelzinnige karakter van het Iraanse kernprogramma, tevens één van de oorzaken van de huidige oliecrisis.

Voor energie uit waterkracht is het ontwikkelingspotentieel veeleer beperkt en het ziet er naar uit dat de 'driekloven' stuwdam op de Yangzi rivier in China voor lange tijd het laatste waterkrachtproject van dergelijke omvang zal blijven. Bovendien kan een mogelijke opwarming van het de aarde een impact hebben op de waterreserves opgeslagen in de sneeuw en gletsjers van het Andes- of Himalaya gebergte. Deze waterreserves zijn de bron van de stuwmeren van de waterkrachtcentrales voor elektriciteitsproductie, waarvan veelvuldig gebruik wordt gemaakt in Latijns-Amerika (bv. Brazilië produceert meer dan 75 % van zijn elektriciteit via waterkrachtcentrales), China of Noord-India.

Op zich zouden de andere conventionele niet-hernieuwbare energiebronnen (d.w.z. steenkool, gas en uranium) moeten volstaan om de behoeften van de mensheid in de 21^{ste} eeuw te dekken en de problematiek van de steeds schaarser wordende aardolie op te vangen²³. Speciale aandacht is echter nodig voor enerzijds het Amerikaanse consumptiemodel en anderzijds het energieverbruik van China en India.

In 2004 was het oliegebruik van de Verenigde Staten (VS) gelijk aan 20,5 miljoen vaten per dag of bijna één kwart van de totale wereldproductie. Hiervan gebruikten de VS 65,0 % of 13,24 miljoen vaten per dag voor *transport* (Aubrecht, 2006). De situatie is vergelijkbaar, hoewel in iets mindere mate, in de meeste OESO landen. Aardolie wordt in de VS bovendien nauwelijks belast en is er dan ook veel goedkoper dan in Europa. Zelfs met aardolie aan \$ 70 per vat betaalt men in de VS gemiddeld slechts € 0,58 per liter (d.w.z. \$ 2,91 per gallon²⁴) daar waar in de rest van de wereld € 1,3 tot € 1,7 wordt betaald. Bijgevolg wordt de Amerikaanse consument maar met weinig verbruikbeperkende maatregelen geconfronteerd tijdens één van de drie grote verbruiksperiodes, in het bijzonder het *driving season* in de lente²⁵. De Amerikaanse energievraag blijft dan ook gestaag toenemen met 2,0 % in 2003, met

23 *cf. supra*: levensduur van 274 jaar voor steenkool, 160 jaar voor aardgas en meer dan 300 jaar voor kernsplijstof met inbegrip van splijstof uit kweekreactoren.

24 1 gallon = 3,79 liter.

25 De andere twee periodes zijn de *heating season* in de winter met een sterke vraag naar steenkool en gas en de *cooling season* in de zomer, wanneer overal de airconditioning wordt ingeschakeld en de vraag naar elektriciteit en dus naar steenkool en aardgas sterk toeneemt.

2,5 % in 2004 en met 1,8 % in 2005 (IEA, 2006). De voorbije drie jaren is de wereldwijde olievraag toegenomen met 6 miljoen vaten per dag. Hiervan was 4 miljoen vaten per dag voor ontwikkelingslanden (waarvan 2 miljoen vaten per dag voor China) en 2 miljoen vaten per dag voor de OESO-landen (waarvan 1 miljoen vaten per dag voor de VS). Het Amerikaanse model, dat vandaag moeilijk te veranderen is (zie argumentatie van President Bush²⁶ om het protocol van Kyoto niet te ondertekenen), vormt een zware milieubelasting voor de planeet. Dit vertaalt zich volgens Stanislaw (2006 p. 4) in de 2-5-25-25 uitdaging. De VS heeft slecht 2 % van de wereldreserves en 5 % van de wereldbevolking, maar verbruikt 25 % van de belangrijkste niet-hernieuwbare fossiele primaire energiebronnen (d.w.z. aardolie, gas en steenkool) en stoot 25 % van de jaarlijkse wereldwijde geproduceerde CO₂ uit. Deze cijfers zijn natuurlijk het gevolg van het hoge BBP van de VS, maar de kloof met de rest van de wereld blijft een indicator voor het globale onevenwicht. Immers volgens de Wereld Bank moeten wereldwijd 2,7 miljard mensen leven met minder dan \$ 2 per dag²⁷. Deze mensen hebben geen toegang tot elektriciteit, water, sanitaire of andere essentiële diensten, maar worden zich wel meer en meer bewust van de Westerse levensstijl en van het economische onevenwicht tussen ontwikkelde en ontwikkelingslanden.

In 1975 was China niet eens vermeld als een oliebruikende natie, terwijl het in 2005 het tweede grootste oliebruikende land ter wereld was geworden. De oliebehoeften van China, maar ook van India, zullen blijven stijgen tussen 2005 en 2015. Projecties van de Verenigde Naties²⁸ stellen dat tussen 2005 en 2015 de Chinese bevolking met 77 miljoen en de Indiase bevolking met 157 miljoen zal toenemen. Tegen 2015 schat de IEA (2006) dat de energieconsumptie van China en India zal verdubbelen tot verdrievoudigen en dat beide landen 70 % tot 80 % van hun energiebehoeften zullen moeten invoeren. Zonder specifieke maatregelen, zal het consumptiegedrag in de VS, in China en in India een blijvende vraag naar aardolie scheppen in de volgende 20 jaar. De wereldwijde aardolieconsumptie wordt dan ook geschat tussen 2020 tot 2030 een niveau te bereiken van 120 miljoen vaten per dag (IEA, 2006).

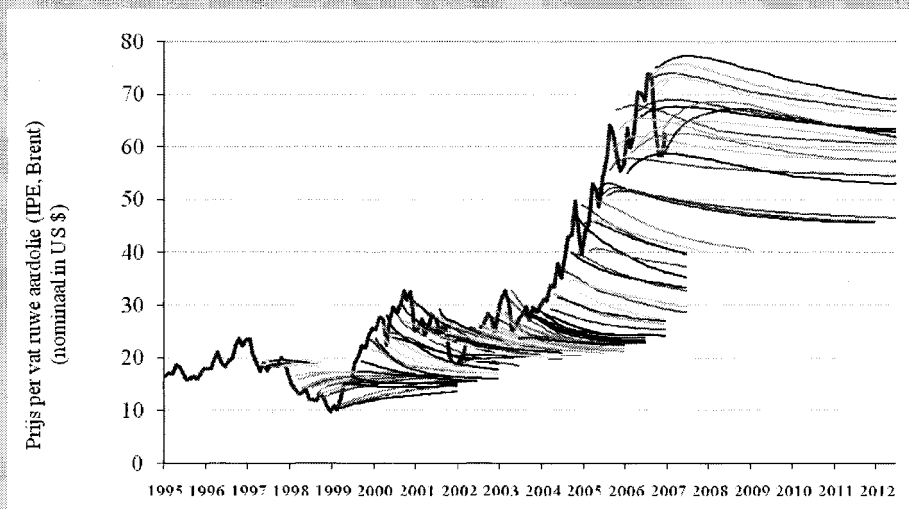
Mogelijke evoluties van de petroleummarkt: een scenariobenadering

De complexiteit van vraag en aanbod van de petroleummarkt maakt het bijzonder moeilijk, zometer onmogelijk (*figuur 4*), om met voldoende betrouwbaarheid een toekomstige evolutie of voorspelling van deze markt te maken via econometrische voorspellingstechnieken [*forecasting*] of (markt)modellering. Immers het aantal exogene en endogene variabelen is te groot en hun interacties en evoluties te onzeker om, op basis van historische gegevens, via econometrische extrapolatietechnieken een voldoende betrouwbare (d.w.z. een kleine standaardafwijking) voorspelling van de toekomstige evolutie van de kerncijfers van de petrole-

26 Bush, G.W., 13 maart, 2001, Letter from the President to Senators Hagel, Helms, Craig, and Roberts. <http://www.whitehouse.gov/news/releases/2001/03/20010314.html> [laatste toegang 26 mei 2007].

27 World Bank PovertyNet – <http://www.worldbank.org/poverty> [laatste toegang 20 mei 2007].

28 World Population Prospect, 2004 revision, United Nations.

Figuur 4: Spotprijzen vs Forward-prijzen van ruwe aardolie (1997-2006)

ummarkt te berekenen (Van der Heyden, 2000).

Ter ondersteuning van het hiervoor ingenomen standpunt, hebben we, over de periode januari 1997 tot december 2006, de gemiddelde maandelijkse spot-prijs per vat ruwe aardolie²⁹ uitgezet, samen met de bijhorende eind-van-de-maand forward-prijscurve, zoals genoteerd op de ICE Futures (de vroeger International Petroleum Exchange IPE) beurs van Londen (figuur 4). Deze forward-prijscurven zijn, volgens de financiële theorie, op elk moment de beste en meest volledige informatie die de markt beschikbaar heeft. Zoals uit figuur 4 blijkt, slaagt nagenoeg geen enkele forward-prijscurve erin om met enige nauwkeurigheid, noch naar grootte, noch naar trend, de werkelijke olieprijs te voorspellen. We stellen zelfs vast dat er systematische fouten optreden door het geloof in wat we *ankerprijzen* noemen. Hieronder verstaan we de convergerende forward-prijsniveaus naar een relatief stabiele verwachte marktprijs in de toekomst waarrond de marktprijzen als het ware verankerd zijn. Immers het duurt soms enkele jaren voordat de markt bereid is haar voorspellingen of verwachtingen ten opzichte van een verwacht prijsniveau te herzien (bv. \$ 20 prijsniveau per vat - figuur 4).

Een alternatieve werkwijze voor econometrische voorspellingstechnieken, die kan gebruikt worden in complexe situaties waar het verleden onvoldoende continuïteit vertoont om door extrapolatie te kunnen voorspeld worden, is de *strategische scenarioplanning*³⁰

29 De spot-prijzen en forward-prijzen zijn nominaal in US dollar per vat ruwe aardolie Brent, genoteerd op de ICE Futures (de vroegere International Petroleum Exchange IPE beurs) in Londen.

30 Een andere veel gebruikte techniek voor lange termijn toekomstvoorspelling is de 'delphi-methode' ontwikkeld door de Rand Corporation. Een uitgebreide literatuur is terug te vinden op de webstek van de Rand Corporation: <http://www.rand.org> [laatste toegang 28 mei 2007].

(Wack, 1985). Econometrische voorspellingstechnieken vertrekken impliciet van factoren die verondersteld zijn een continuïteit naar de toekomst te vertonen. Dit is immers een nodige voorwaarde om met voldoende nauwkeurigheid extrapolatie te kunnen toepassen. Hierdoor hebben ze het nadeel te veronderstellen dat de toekomst in belangrijke mate een continuïteit vertoont met het verleden en dus meer voorspelbaar is dan in werkelijkheid het geval is.

In tegenstelling tot econometrische voorspellingstechnieken, probeert scenarioplaning niet de 'juiste' of 'waarschijnlijke' toekomst te voorspellen, maar vertrekt ze van een diepgaande analyse om zo beter en systematisch te begrijpen welke overheersende factoren de toekomst vorm kunnen geven. Doordat scenarioplaning vertrekt van onzekerheden, geformuleerd rond strategische vragen, laat ze toe om op een meer flexibele manier naar de toekomst of mogelijke toekomst te kijken. Hierdoor kunnen opportuniteiten en risico's vroegtijdig worden geïdentificeerd en kan sneller worden gereageerd op discontinue veranderingen omdat de samenhang tussen verschillende ontwikkelingen sneller wordt begrepen op basis van een coherente en doordachte toekomstvisies. Voor een methodologische bespreking van scenarioplaningstechnieken verwijzen we naar het artikel van Bradfield, Wright, Burt, Cairns en Van Der Heijden (2005).

Gedurende 2005 en 2006 werden, samen met *Cambridge Energy Research Associates* (CERA, 2006) en met het *James Martin Institute for Science and Civilization* (University of Oxford), drie diepgaande scenario's uitgewerkt rond mogelijke evoluties van de petroleummarkt. Aan dit onderzoek namen wereldwijd 68 ondernemingen deel. Er werden interviews afgenomen met 22 experts. Zoals gebruikelijk bij scenario-ontwikkeling werd er na grondig voorbereidend onderzoek voor gekozen om drie *strategische onzekerheden* te weerhouden. Deze strategische onzekerheden zijn belangrijk omdat ze gedurende de volgende twee decennia de toekomstige marktevoluties fundamenteel kunnen beïnvloeden. De drie strategische onzekerheden, geformuleerd in bijhorende strategische vragen en de mogelijke antwoorden erop, gaven aanleiding tot drie verschillende toekomstige marktevoluties of scenario's die we verkort aanduiden als (1) *Verrijzenis van Azië*, (2) *Breekpunt* en (3) *Globalisatiebreuk*.

We bespreken achtereenvolgens de strategische onzekerheden en de strategische vragen voor elk van de scenario's. Ook beschrijven we in het kort het bijhorende marktsce-nario. We merken op dat alle hierna vermelde prijzen nominaal zijn. De belangrijkste kerncijfers voor elk van de drie scenario's zijn samengevat in *tabel 2*.

Scenario 1: Verrijzenis van Azië

Dit scenario neemt als strategische onzekerheid de groei in Azië en veronderstelt dat Azië erin slaagt zijn economische groei te bestendigen in de volgende jaren. Dit geeft aanleiding tot twee specifieke strategische vragen:

1. Hoe zou een continue economische ontwikkeling van Azië het globale evenwicht van macht en wereldorde beïnvloeden?
2. Hoe zullen de hieruit voortvloeiende geopolitieke veranderingen de energiemarkten en de competitie voor de toegang tot de primaire energiebronnen beïnvloeden?

De antwoorden op deze vragen vormen een toekomstscenario waarbij het economische

Tabel 2 Samenvatting van de kerncijfers van de verschillende scenario's

Kerncijfers	Verrijzenis van Azië	Breekpunt	Globalisatie breuk
Economische Groei			
Groei BBP tegen PPP (%)			
Wereld	4,0	3,9	2,9
OESO Azië	2,4	1,8	1,5
China	6,9	5,9	5,0
Europa	1,5	2,2	0,9
VS	2,9	3,0	1,9
Primaire Energie			
Groei in vraag naar primaire energie (%)	2,3	1,9	1,6
Percent verandering in globaal aandeel			
Aardolie	(6,0)	(8,0)	(4,0)
Gas	2,0	2,0	3,0
Steenkool	3,0	3,0	2,0
Nucleair	(1,0)	0,0	(2,0)
Hernieuwbare energie	2,0	3,0	1,0
Oliemarkten			
Reële olieprijs per vat (max/min voor WTI)	\$ 68 / \$ 42	\$ 96 / \$ 40	\$ 62 / \$ 16
Nominale olieprijs per vat (max/min voor WTI)	\$ 81 / \$ 49	\$ 120 / \$ 73	\$ 64 / \$ 19
Globale groei van de vraag naar aardolie (%)	1,6	1,0	1,1
Globale vraag naar aardolie (miljoen vaten/dag)			
2010	92	88	90
2020	108	95	100
2030	124	108	110
Globale productie (miljoen vaten/dag)			
2010	97	88	96
2020	111	101	104
2030	127	114	115
Aandeel van niet-conventionele olie (%)	11	15	9
CO₂ Uitstoot			
Groei in CO ₂ uitstoot (%)	2,3	1,7	1,6
CO ₂ uitstoot door energie in 2030 (GtCO ₂ e)	41,0	35,8	35,0

Bron: CERA 2006, James Martin Institute, University of Oxford

zwaartepunt zich naar Azië verplaatst. In een dergelijk scenario verliezen mogelijkwerwijs zowel Europa als de VS hun economische dominantie. Dit scenario leidt tot een globale vraag van 124 miljoen vaten per dag in 2030, een toename met 40 miljoen vaten per dag tegenover 2005. De gemiddelde nominale prijs, *West Texas Intermediate* (WTI), is \$ 64 per vat ruwe aardolie over de periode 2006-2030. De hoogste prijs van \$ 81 per vat wordt bereikt in 2030

en de laagste prijs van \$ 42 omstreeks 2013. De prijzen worden vanaf 2013 systematisch opgedreven door instabiliteit in het Midden-Oosten, een aanhoudende sterke Aziatische vraag en slechts een geleidelijke toename in productiecapaciteit. De prijs stijgt echter niet boven de \$ 100 per vat omdat in dit scenario er een sterke toename in niet-conventionele brandstofproductie wordt verwacht en een sterke efficiëntietoename door de hoge olieprijs. Hierdoor daalt de energie-intensiteit van de globale economie en wordt uiteindelijk de olieprijs op een weliswaar hoog niveau geplafonneerd.

Scenario 2: Breekpunt

Dit scenario vertrekt van de strategische onzekerheid rond de prijs van de aardolie en veronderstelt dat de olieprijs continu een hoog niveau kunnen behouden. Dit resulteert in de volgende specifieke strategische vragen:

1. Welke voorwaarden zouden ervoor zorgen dat de olieprijs over een lange periode hoog blijven?
2. Wat zou dan de lange termijn impact zijn van dergelijke hoge energieprijzen?
3. Is het mogelijk dat bij langdurige hoge energieprijzen uiteindelijk, via technologie en verandering in de vraag, de prijzen toch dalen en hierbij aardolie eventueel haar primaire positie zou verliezen?

De antwoorden op deze vragen leiden tot een toekomstscenario waarbij langdurig hoge olieprijs aanleiding geven tot het ontwikkelen van substitutieproducten. Aardolie verliest hierbij zijn monopolie als transportbrandstof waardoor de prijzen uiteindelijk dalen. In dit scenario staan de oliemarkten onder spanning tussen 2007 en 2015. De gemiddelde nominale prijs voor conventionele ruwe aardolie (WTI) stijgt tot \$ 120 per vat in 2016 om nadien geleidelijk te dalen tot \$ 80 per vat in 2030. De reden voor deze sterke prijsstijging tot 2016 ligt bij productiebeperkingen waardoor de reservecapaciteit klein blijft. De prijs daalt na 2016 gestaag ten gevolge van twee oorzaken. Enerzijds een dalende vraag door toename van de efficiëntie bij de eindgebruiker en anderzijds een relatieve stijging van het aanbod versus de vraag en dit door een toename in productiecapaciteit van zowel conventionele als niet-conventionele olie. Beide trends worden gedreven door de historisch hoge olieprijs.

Scenario 3: Globalisatiebreuk

Dit scenario vertrekt van de strategische onzekerheid rond de continuïteit van economische globalisatie en veronderstelt dat hieraan een einde zou kunnen komen. Dit resulteert in de volgende specifieke strategische vragen:

1. Er wordt algemeen aangenomen dat de globalisering van de economie (d.w.z. vrije uitwisseling van goederen, diensten en personen tussen landen) nog in belang zal toenemen en zeker niet gestopt zal worden. Maar zou het kunnen dat er een einde komt aan de globale economische integratie?
2. Zijn er politieke limieten aan globalisering?
3. Hoe zou een langdurige globale economische recessie en daaruit voortvloeiende toene-

mende handelsprotectionisme globale energiemarkten beïnvloeden?

De antwoorden op deze vragen geven aanleiding tot een toekomstscenario waarbij uitgebreide antiglobalisering en antihandelspolitiek, gecombineerd met politieke spanningen en veiligheidsproblemen, de toekomst bepalen. Dit leidt uiteindelijk tot zwakke economisch groei en uiteindelijk tot lage energieprijzen. In dit scenario daalt de olieprijs rond 2011 tot \$ 19 per vat ruwe aardolie. De prijsdaling is het gevolg van de zwakke economische groei en van de toename in capaciteitsuitbreidende investeringen die operationeel worden juist voordat de prijzen dalen en hierdoor de prijzen verder laag houden. De olieprijs blijft niet op dit lage niveau maar stijgt terug naar \$ 40 per vat door een toenemende vraag enkele jaren nadien rond 2017. Conventionele aardolie blijft belangrijk omdat door de lage prijzen de investeringen in niet-conventionele olie³¹ zijn afgenomen.

Een visie op langere termijn: poging tot synthese

Op basis van de besproken marktanalyse en steunende op de inzichten verkregen door de verschillende strategische scenario's, kunnen we een aantal besluiten formuleren die ons toelaten vanuit een bredere visie toekomstige evoluties van de petroleummarkt in te schatten. We formuleren deze visie aan de hand van negen uitspraken.

1. *De politieke aandacht voor de energieproblematiek blijft in de komende jaren hoog.* We geloven dat de overwegingen rond energie (bv. alternatieve energiebronnen, energie-efficiëntie, economische implicaties, veiligheid van bevoorrading, milieuzorg), nog voor vele jaren hoog op de politieke agenda van (voornamelijk grote) olieverbruikende landen zullen blijven. Dit zal vermoedelijk zo blijven zelfs al dalen de aardolieprijzen. Immers de discussie rond vraag en aanbod van aardolie wordt enkel scherper gesteld wanneer de aardolieprijs hoog is, maar deze prijsvorming heeft oorzaken die verder reiken dan enkel de krappe reservcapaciteit en ook verband houden met de politieke visies van zowel de verbruikende als van de olieproducerende landen. Een hoge politieke aandacht zal vermoedelijk leiden tot een toename in de complexiteit van de omgeving door politieke maatregelen zoals subsidies, belastingen en handelsovereenkomsten. Hierdoor zal ook de geopolitiek complexer worden. Immers de politieke besluitvorming in landen die veel energie importeren zal verschillend zijn van de besluitvorming in landen die energie exporteren. Wie importeert zal zich toelagen op garanties van continuïteit in de bevoorrading en op efficiëntieverhogende maatregelen, terwijl olie-exporterende landen vooral de continuïteit van de vraag zullen nastreven (Yergin, 2006).
2. *Azië, in het bijzonder China en India, wordt de groeimotor van de globale economie.* In alle scenario's blijft Azië de bron van groei in de vraag naar aardolie. Deze trend zal alle economische actoren beïnvloeden. De Aziatische vraag schept de behoefte naar meer aardolie en elektriciteit en stimuleert de vraag naar de infrastructuur om dit aanbod naar

31 Niet-conventionele oliën omvatten: extrazware aardolie, teerzandolie, schalieolie, leesteenolie, bio-brandstoffen en Fischer-Tropsch-Liquids (FTL). FTL's omvatten o.a. de Gas-to-Liquids (GTL) en de Coal-to-Liquids (CTL).

de markten te brengen. Azië wordt een belangrijke speler naar verbruik en vraag van zowel aardolie als gas. We denken dat Aziatische bedrijven hierdoor ook meer actief zullen worden in joint-ventures, overnames en fusies. De toename van het energieverbruik in Azië is een teken van toenemende economische macht die zich ook politiek zal laten gelden op wereldniveau.

3. *Toename in energie-efficiënte.* De combinatie technologie, overheidsbeleid en markt vraag zal leiden tot een streven naar een grotere energie-efficiënte. We denken dat hierdoor de energie-intensiteit van de OESO landen, China en India verder zal afnemen. Voor een gedetailleerde studie van mogelijke energieproductiviteitsverbeteringen per industriesector verwijzen we o.a. naar het McKinsey Global Institute rapport (MGI, 2007).
 4. *Toename in gebruik van biobrandstoffen.* De toename van ethanol en biodiesel zal vermoedelijk resulteren in een grotere relatie tussen enerzijds landbouwprijzen van maïs en suikerriet en anderzijds de prijs van gerelateerde brandstoffen. Dit zal eveneens een invloed hebben op de prijs van de landbouwgrond.
 5. *De eindgebruiker dient een duidelijke strategie te hebben in het licht van deze veranderende marktcondities.* We denken dat de globale brandstofmix meer complex zal worden. Een voorbeeld hiervan zijn de niet-traditionele brandstoffen die in belang zullen toenemen. De competentie om zich snel aan te passen aan veranderende marktcondities zou kunnen resulteren in belangrijke voordelen, in de veronderstelling dat de kost van deze flexibiliteit niet te hoog is. Immers indien uitvoerlanden een vraagstabiliteit nastreven gebeurt dit vaak via lange termijncontracten die weinig arbitrage toelaten op korte termijn.
 6. *Fischer-Tropsch Liquids³² (FTL) worden een belangrijke alternatieve component.* We verwachten een toename in het gebruik van gas en steenkool (door het Fischer-Tropsch proces) voor de aanmaak van de vloeibare brandstoffen [*liquids*]. Het gebruik van FTL verschilt sterk van scenario tot scenario maar hun toename blijft significant door ofwel politieke maatregelen of door de markt vraag. Deze toenemende relatie tussen gas, steenkool en aardolie zal vermoedelijk geen invloed hebben op de dagelijkse prijsvorming maar zal wel een impact hebben op de keuze van investeringen op langere termijn.
 7. *De toename van conversietechnologie en infrastructuur.* In alle scenario's stijgt het aandeel van de niet-conventionele aardolie¹². Dit betekent een toename in het belang van de verschillende conversietechnologieën die tot op heden geen belangrijke rol hebben gespeeld voor de energiemarkten. Dit zal resulteren in de noodzaak aan bijkomende infrastructuur. In het bijzonder zullen spoorlijnen en autowegen nodig zijn om de grondstoffen (graangewassen en rietsuiker) voor de aanmaak van ethanol te vervoeren. Voor de Coal-to-Liquids (CTL), één van de Fischer-Tropsch Liquids, zullen veeleer het spoor en pijpleidingen gebruikt worden.
 8. *De snelheid waarmee energiemarkten kunnen veranderen is beperkt.* De grootte van de bestaande energiemarkten is dusdanig dat er tijd zal nodig zijn om alternatieven te ontwikkelen voor de traditionele fossiele brandstoffen. Op een termijn van 10 tot 20 jaar zou
- 32 Het Fischer-Tropsch proces is een katalyserende (ijzer en kobalt) reactie waarbij koolstofmonoxide CO en waterstof H₂ worden omgezet tot vloeibare koolwaterstoffen C_nH_{2n+2}. Dit proces laat toe om op synthetische wijze petroleum substitutieproducten te maken.

het wel kunnen dat door de toename aan technologische innovatie het aanbod van niet traditionele brandstoffen wel degelijk een significante impact kan hebben.

9. *Waterstof komt niet naar voor als een belangrijk alternatieve energiedrager.* Waterstof (H_2) moet belangrijke uitdagingen overwinnen voordat het een betekenisvolle bijdrage kan leveren als energiedrager. Immers H_2 is geen primaire energiebron maar wordt zoals elektriciteit geproduceerd op basis van primaire energiebronnen. Hoewel er zich nichemarkten voor H_2 kunnen ontwikkelen zoals brandstof voor transport of voor energieopwekking, denken we niet dat waterstof vóór 2030 een belangrijke invloed zal hebben op de vraag naar fossiele brandstoffen. Eén van de redenen is de lage dichtheid per volume-eenheid van H_2 waardoor ofwel hoge compressie of vloeibaar maken nodig is voor een economisch gebruik en distributie. Dit schept een zware uitdaging naar opslag, distributie en verhandeling van waterstof. Bovendien vormt ook de ontwikkeling van de productietechnologie een uitdaging. Hoewel er tegenwoordig een mini-waterstofeconomie bestaat is deze voornamelijk beperkt tot de petrochemische sector die H_2 aanmaakt op basis van fossiele brandstoffen, vooral op basis van gas. Een waterstofeconomie opbouwen op basis van fossiele brandstof is niet onmiddellijk een lange termijnoplossing voor het energievraagstuk. Voor een technologisch overzicht en een bespreking van de technische uitdagingen voor het ontwikkelen van een waterstofeconomie verwijzen we naar het BACAS (2006)³³ rapport.

Besluit

Wellicht staan we aan de vooravond van fundamentele veranderingen in de wijze waarop onze welvaart en welzijn ontstaan. Ook de koppeling van onze welvaart met het gebruik van conventionele aardolie zal fundamenteel wijzigen. De moeilijke en complexe interactie en afhankelijkheid tussen *energiemarkten, technologie, politiek* en *milieu*, op welvaart en welzijn zullen wellicht één van de grootste geopolitieke vraagstukken en uitdagingen worden van de volgende decennia.

Vierendertig jaar gelden op 18 oktober 1973 besliste de OAPEC³⁴, door een crisis in het Midden-Oosten (Yom Kippur-oorlog), de prijs per vat ruwe olie met 70 % te verhogen. De prijs per vat ruwe olie steeg in enkele dagen van ca. \$ 3 naar \$ 5 om drie maand later \$ 11 per vat te kosten. Er werd toen gereageerd met autoloze zondagen, de invoering van het zomerruur, snelheidsbeperkingen maar ook met het geleidelijk overschakelen op kernenergie en aardgas, en het opstarten van O&O projecten naar alternatieve (duurzame) energiebronnen (bv. zonne-energie, windenergie) en naar energiebesparing door rationeel en efficiënt energieverbruik. Allemaal acties die tot doel hadden de *energieproductiviteit*³⁵ te verhogen

33 Kopie van het rapport beschikbaar op http://www.kvab.be/downloads/CAWET/Hydrogen_energy-carrier.pdf [laatste toegang 12 mei 2007].

34 OAPEC: *Organization of Arab Petroleum Exporting Countries*. Controleert ongeveer 50 % van de wereldreserve aan aardolie. Vormt de kern van de OPEC.

35 We definiëren *energieproductiviteit* van het BBP als de inverse van de energie-intensiteit. Energieproductiviteit (ook energie-efficiëntie genoemd) meet de hoeveelheid goederen en diensten die kunnen gemaakt worden met een gegeven energietoevoer (productie per eenheid energie). De energie-intensiteit daarentegen meet de benodigde energie per eenheid van BBP.

of de energie-intensiteit, en meer specifiek de energieafhankelijkheid van aardolie, zo snel mogelijk te verminderen. Drie decennia later worden we opnieuw geconfronteerd met een energiecrisis die de prijs verdubbelde en opnieuw te maken heeft met een crisis in het Midden-Oosten. Nu is de achtergrond waartegen dit gebeurt echter veel volatieler, onvoorspelbaarder en complexer dan in 1973.

In 1973 waren noch China, noch India belangrijke olieconsumenten, terwijl ze tegenwoordig als de grootste verbruikers van de komende decennia worden beschouwd. Rusland is in 2007 één van de belangrijkste olie- en gasproducten ter wereld en is bezig met een renationalisatie van zijn energiebronnen om zodoende een belangrijkere geopolitieke rol te kunnen spelen. Misschien het meest belangrijke is de onopgemerkte verschuiving van de energiegeografie. De as Saoedi-Arabië – Kaspische zee – Siberië – Canada wordt het zwaartepunt van de olieproductie van de 21ste eeuw en het is mede op die as dat de ‘democratiseringsprojecten’ zich situeren. Naar de toekomst toe zullen we bovendien niet enkel met een olie-uitdaging maar ook met een gasuitdaging rekening moeten houden. Ten slotte mogen we de problematiek rond de CO₂ uitstoot en de hieraan verbonden klimaatverandering niet vergeten. Dit laatste zal voor een fundamentele discussie zorgen rond de energiepolicies van de toekomst en de tijdspanne waarbinnen oplossingen moeten gevonden worden, wetende dat

1. we begin 21^{ste} eeuw niet echt beschikken over goed werkende globale of supranationale beslissingsstructuren om globale problemen op te lossen
2. het moeilijk is om in te schatten hoe snel onderzoekers innovatieve alternatieven kunnen ontwikkelen
3. het zeer waarschijnlijk is dat de energievraag wereldwijd mogelijks met 2,2 % per jaar zal stijgen over de volgende 15 jaren.

De huidige energiecrisis zou echter een katalysator kunnen zijn voor een nieuwe periode van marktgedreven innovatie in: alternatieve energie, energieconservering, duurzame energieontwikkeling, en internationale samenwerking. Dit betekent dat in de komende decennia het probleem van *energieproductiviteit* centraal zal komen te staan voor zowel de verbruikers, de bedrijven als voor de overheid. Het belang van rationeel energieverbruik is zelfs zo belangrijk dat het de groei van de wereldwijde energievraag van 2,2 % naar 0,6 % zou kunnen herleiden in de komende 15 jaren (Farrell, Nyquist en Rogers, 2007, p. 22).

We hebben meer dan 30 jaar verloren door onvoldoende agressief te investeren in energieproductiviteit. Waarschijnlijk hebben we meer dan twee generaties van zeer getalenteerde mensen nodig om een oplossing te vinden voor enerzijds de overschakeling van een globale economie, op basis van gas, steenkolen en aardolie, naar een economie op basis van duurzame en alternatieve energiebronnen en anderzijds een economie die fundamenteel efficiënter omgaat met energieverbruik. Dit stelt meteen ook de vraag naar het beheer van (technische) competenties.

De grote uitdaging blijft hoe de overgang te realiseren tussen de huidige en deze toekomstige meer duurzaam en efficiënter gedreven economie. Dit impliceert dat we de afhankelijkheid van de fossiele brandstoffen reduceren terwijl fundamentele transformaties worden doorgevoerd naar het gebruik van nieuwe energiebronnen en dit op wereldniveau.

Deze transformatie kan al dan niet met schokken of geleidelijk gebeuren. Afhankelijk hiervan zullen we geconfronteerd worden met uiteenlopende mogelijke toekomstscenario's en met verschillende economische vooruitzichten.

Het bewustzijn groeit echter ook dat we hier te maken hebben met een speciale klasse van problemen, de zogenaamde *wicked of intractable problems* (Rayner, 2006). Dit type van problemen heeft geen oplossing op korte termijn en kan enkel door gezamenlijk overleg met specialisten in elk van de vier aangehaalde domeinen, en door de nadruk te leggen op *technologische innovatie*, op langere termijn een oplossing krijgen. Kenmerkend voor dit type van problemen is dat het niet door conventionele beleidmethoden zoals efficiëntiemanagement, het formuleren van doelstellingen of andere rationele besluitvorming kan worden opgelost o.a. omdat teveel informatie ontbreekt. Het inzicht dat energie in macrobenadering een *koppig probleem* is kan helpen om naïeve oplossingen uit te sluiten en het verwachtingspatroon rond mogelijke oplossingen realistisch bij te stellen. We denken dat het opzetten van een *supranationale coördinatiestructuur* deel uitmaakt van de nodige voorwaarden om tot een oplossing te komen.

Besluitvorming in dergelijke complexe situaties vraagt naar inzichten die misschien door het gebruik van strategisch scenarioplanning kunnen worden bijgebracht. Het laat toe om keuzes en verwachtingen beter in kaart te brengen. Door beslissingen die we vandaag nemen of juist niet nemen kunnen we er misschien voor zorgen dat we, van alle mogelijke toekomstscenario's die op ons afkomen, het scenario dat we niet verkiezen ook niet laten gebeuren.

We denken dat het van essentieel belang is dat (globale) ondernemingen waarvan de winstgevendheid sterk afhangt van de evolutie van de aardolieprijzen (bv. energiesector, elektriciteitsproducenten, transportsector, chemische industrie), de competentie ontwikkelen om *strategische discussies* op te zetten waarbij, op basis van strategische scenario's, de robuustheid van strategische beslissingen (bv. overnames, capaciteitsinvesteringen) worden getoetst op hun risicoprofiel en performantie in elk van de scenario's. Deze nieuwe vorm van strategisch denken verplicht fundamenteel om rekening te houden met meerdere visies op de toekomst waardoor de strategische flexibiliteit van de onderneming verhoogt, wat neerkomt op het scheppen van een onderscheidende competentie en dus van een concurrentievoordeel (Gosselin en Heene, 2005).

Het is onmogelijk de toekomst te voorspellen maar het is wel mogelijk een visie op een gewenste toekomst te hebben die door proactief handelen wellicht werkelijkheid kan worden, of zoals *Baltasar Gracián* (1601-1658) zei: "It is a great piece of skill to know how to guide your luck even while waiting for it."

Literatuur

- Ahlbrandt, T.S., B.S. Pierce en V.F. Nuccio, 2003, *USGS world petroleum assessment 2000, new estimates of undiscovered oil, natural gas, and natural gas liquids, including reserve growth, outside the United States*, U.S. Geological Survey.
- Aubrecht, G.J., 2006, *Energy, physical, environmental, and social impact*, Pearson-Prentice Hall, Upper Saddle River (New Jersey).
- BACAS, 2006, *Hydrogen as an energy carrier*, Royal Belgian Academy Council of Applied Science, Koninklijke Vlaamse Academie van België, BACAS/CAWET, Brussel.
- Boussena, S., J.P. Pauwels, C. Locatelli en C. Swartenbroekx, 2006, *Le défi pétrolier: questions actuelles du pétrole et du gaz*, Librairie Vuibert, Paris, France.
- Bradfield, R., G. Wright, G. Burt, G. Cairns en K. Van Der Heijden, 2005, The origins and evolution of scenario techniques in long range business planning, *Futures*, 37, 795-812.
- Bentley, R.W., 2002, Global oil and gas depletion: an overview, *Energy Policy*, 30, 3, 189-205.
- BP, 2006, *Statistical review of world energy 2006*, BP, London, UK.
- Campbell, C.J. en J.H. Laherrère, 1998, The end of cheap oil, *Scientific American*, March, 78-83.
- CERA, 2006, *Dawn of a new age*, Cambridge Energy Research Associates, Cambridge (Mass.).
- D'Hacseleer, W., 2005, *Energie vandaag en morgen*, Acco, Leuven.
- Delaytermoz, A. en J. Le Courtier, 2001, *The deep offshore in world oil supply: historical perspective and future challenges*, TotalFinaElf, Institut Français du Pétrol IFP, WEC 18.
- Disoway, J., 2006, The nuclear comeback, *IEEE Power and Energy Magazine*, 4, 6, 14.
- EIA, 2006, *Annual energy outlook 2006*, Department of Energy, Energy Information Administration, DOE/EIA, Washington (D.C.).
- Exxon Mobil, 2006, *Tomorrow's energy*, Exxon-Mobil, Irving (Texas).
- Farrell, D., S.S. Nyquist en M.C. Rogers, 2007, Making most of the world's energy resources, *The McKinsey Quarterly*, 2007, 1, 21-33.
- Gosselin, D.P. en A. Heene, 2005, Strategic implications of a competence-based management approach to account management, in: R. Sanchez en J. Freiling (red.), *A focused issue on the marketing process in organizational competence*, Elsevier Science, Oxford, UK, 177-200.
- Groupe de Travail sur le Charbon, 2007, *Charbon propre: mythe ou réalité*, Charbonnages de France et délégué interministériel au développement durable, Paris.
- IEA, 2006, *World energy outlook 2006*, International Energy Agency, OECD/IEA, Paris.
- IMF, 2005, *World economic outlook*, International Monetary Fund, IMF, Washington (D.C.).
- Khur, R. en T. Vivencio, 2006, *Investing in megaprojects: a comparison of costs and risks*, in: PowerGen - December 2005, Las Vegas (Nevada).
- Kidd, S.W., 1998, *Uranium resources, sustainability and environment - Paper 3.2.10*, The Uranium Institute International, WEC 17, Houston (Texas).
- Martin, J.-M., 1999, Concerning 'The end of cheap oil', *Energy Policy*, 27, 69-72.
- MGI, 2007, *Curbing global energy demand growth: the energy productivity opportunity*, May 2007. McKinsey Global Institute, MGI, McKinsey & Co. Beschikbaar op http://www.mckinsey.com/mgi/publications/Curbing_Global_Energy/index.asp [laatste toegang 27 mei 2007].
- Nakićenović, N., A. Grübler en A. McDonald, 1998, *Global energy perspectives*, World Energy Council & International Institute for Applied Systems Analysis, WEC/IASA.
- Rayner, S., 2006, *Wicked problems, clumsy solutions*. The Jack Beale Memorial Lecture, James Martin Institute, University of Oxford, Oxford, UK.
- Stanislaw, J.A., 2006, *Energy in flux: the 21st century's greatest challenge*, Deloitte.
- Stern, N., 2007, *The economics of climate change: the stern review*, Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- Trinmannan, J. en A. Clarke, 2004a, *World economic council: 2004 survey of energy resources*, Elsevier, Oxford, UK.
- Trinmannan, J. en A. Clarke, 2004b, Oil shale, in: *World energy council: 2004 survey of energy resources*, Elsevier, Oxford, UK, 73-91.
- Van Der Heijden, K., 2000, Scenarios and forecasting, two perspectives, *Technological Forecasting and Social Change*, 65, 31-36.
- Vidal, J., 2005, The end of oil is closer than you think, in: *The Guardian*, London, UK.
- Wack, P., 1985, Scenarios: uncharted waters ahead, *Harvard Business Review*, 63, 5, 139-150.
- WRI, 2007, *Climate Analysis Indicators Tools (CAIT)*, version 4.0, *World Resources Institute*, Washington (D.C.). Beschikbaar op <http://cait.wri.org> [laatste toegang 28 mei 2007].
- Yergin, D., 1991, *The price: the epic quest for oil, money and power*, Simon and Schuster, New York.
- Yergin, D., 2006, Ensuring energy security, *Foreign Affairs*, 85, 2, 69-82.

Abstract

Based on an analysis of demand and supply of the current oil market and taken into account which factors, as well on the short as in the long term, will drive future pricing of crude oil, we conclude that in the long term some fundamental and structural changes occur. Amongst those changes are primary: a major concentration of the oil production in a limited number of countries, a structural low reserve capacity as a percentage of total supply, an increase in production cost and possibly a continuous increase in demand driven by economic growth in developing countries. We conclude by discussing possible evolutions of the oil market based on three future scenarios and discuss the economic consequences of those scenarios.