

Energieprijzen tussen kennis en onzekerheid

P.A. Boot en M.J. Dykstra*

De hoogte en ontwikkeling van energieprijzen is voor de Nederlandse economie van groot belang. In het verleden is steevast verondersteld dat deze prijzen in de toekomst fors gaan toenemen. In het licht van veranderde inzichten in het functioneren van energiemarkten wordt in deze bijdrage een vraagteken bij deze veronderstelling geplaatst. Daarbij wordt achtereenvolgens op de markten voor olie, gas en kolen ingegaan. Stijgende energieprijzen zijn niet langer vanzelfsprekend.

In de jaren tachtig en het begin van de jaren negentig werd onveranderlijk een reële toename van energieprijzen voorspeld. De facto was er de afgelopen jaren echter van een nominale daling sprake. De huidige olieprijs ligt reëel op het niveau van 1973. Ook in belangrijke recente publikaties van Nederlandse onderzoekers wordt nog zo'n stijging voorzien. Zo gaat het CPB in *Scanning the future* uit van een reële wereldmarkt energieprijsstijging in 1990-2015 van 1,8 à 2,9% per jaar¹. In het jaar 2015 zou de reële prijs van ruwe olie dan 2 tot 2,5 keer zo hoog zijn als in 1990 het geval was. In werkelijkheid is de reële prijs, zowel bij kolen, gas als olie, echter sinds 1990 gedaald.

Het heeft er de schijn van dat onderzoekers bijna systematisch te hoog inzetten bij hun verwachtingen omtrent energieprijzen. Wat zou hiervan de reden kunnen zijn? We onderscheiden in de terminologie van Van Sinderen 'pre-economische' en 'economische' oorzaken². Een 'pre-economische' reden van de verwachting van hogere energieprijzen is dat energie nu eenmaal een eindige grondstofbron is, en dat de prijs dus wel moet stijgen³. Daar komt bij dat velen een stijgende prijs prefereren boven een dalende, zolang de stijging op stabiele en gematigde wijze plaatsvindt. Bij een stijgende prijs nemen de aardgasbaten toe⁴, wordt energiebesparing rendabeler, wordt duurzame energie kosteneffectief, komen grote gasprojecten makkelijk tot stand, en zijn aandelen Koninklijke een goede belegging. Men moet dus wel heel sterke argumenten hebben om geen stijgende energieprijzen te (willen) verwachten.

De 'economische' oorzaken zijn anders. Achteraf gezien was in het begin van de jaren tachtig de mondiale bnp-groeiverwachting veel te optimistisch. Ook was door vrijwel niemand voorzien dat non-OPEC-landen zoveel olie zouden produceren. Ten slotte was men veel pessimistischer over de inkomenselasticiteit van de energievraag dan achteraf gerechtvaardigd bleek⁵. Daar komt bij dat op de oliemarkt de

angst voor het OPEC-kartel nog diep geworteld was, en soms nog is.

Illustratief in dat verband is de redenering van het Internationaal Energie Agentschap (IEA), de zusterorganisatie van de OESO. Deze komt erop neer dat een toenemende vraag naar olie in combinatie met beperkte produktiemogelijkheden buiten de OPEC, onvermijdelijk zal leiden tot een grotere 'call on OPEC', waarmee de kansen dat deze organisatie kartelmacht zal uitoefenen toenemen, en dus de prijzen zullen stijgen⁶.

Bij zowel de 'pre-economische' als de 'economische' argumentatie willen we enkele kanttekeningen plaatsen. In het navolgende zal aan de orde komen wat onzes inziens de belangrijkste bepalende factoren zijn voor de prijs van olie, gas en kolen. De bijdrage sluit af met enkele mogelijke implicaties voor Nederlandse eindverbruikersprijzen.

* Beide auteurs zijn verbonden aan het Ministerie van Economische Zaken. Het artikel is op persoonlijke titel geschreven. Met dank aan vele collega's. Deze bijdrage is mede gebaseerd op *Energieprijzen 1994*, een studie te verschijnen in de reeks Beleidsstudies Energie.

1. Centraal Planbureau, *Scanning the future*, Den Haag, 1992. Een uitzondering vormde Odell. Zijn ESB-artikelen uit de jaren tachtig zijn nog altijd lezenswaardig. Hij wijst daar op het belang van non-OPEC aanbod. In 1985 betoogt hij dat door dit aanbod en vraagbeperking een prijsdaling onvermijdelijk zal zijn. Zie P.R. Odell, *Energie in de jaren tachtig*, ESB, 30 april 1980, blz. 512-518; en idem, *De OPEC, de olieprijs en de Westerse economieën op lange termijn*, ESB, 27 februari 1985, blz. 198-199.

2. J. van Sinderen, *Over pre-economen, beleidseconomen en wetenschappers*, oratie, Rotterdam, 1992.

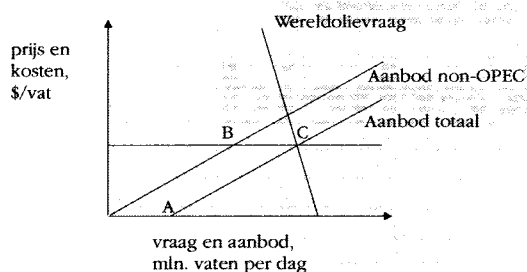
3. Zeer pregnant, bij voorbeeld in Stuurgroep Regulerende Energieheffing, *Eindrapportage*, 1992.

4. Bij de huidige dollarwaarde, scheelt 1 dollar olieprijs verschil de Nederlandse staat f 600 mln. aan aardgasbaten.

5. H.G. Huntington, *Oil price forecasting in the 1980s: what went wrong?*, *The Energy Journal*, jg. 15, nr. 1, 1994.

6. IEA, *World Energy Outlook*, Parijs, 1993 en 1994.

Figuur 1.
Vraag en aanbod van olie



De oliemarkt

De oliemarkt is een mengvorm van volledige concurrentie en monopolie. Dit kan worden geïllustreerd aan de hand van figuur 1, waarin de relevante variabelen die de prijs bepalen zijn geschetst. We bezien daarbij afzonderlijk aanbod en vraag, en meer in het bijzonder het gedrag van de OPEC-landen, de aanbodcurve van non-OPEC-landen en de totale vraag.

De OPEC-landen bepalen een zeker productievolume. Dit kan op verschillende manieren gebeuren. Een mogelijke vorm is dat per land een quotum wordt afgesproken, en dat elk land in de praktijk net iets meer produceert. Dat is momenteel het geval. Een andere vorm is dat beoogd wordt een zeker prijsniveau te bereiken en dat men daar het volume aan aanpast. De gestelde productie is in elk geval minder dan de maximale capaciteit. Welke factoren precies het gestelde productievolume bepalen, is niet geheel duidelijk. In de traditionele economisch getinte analyses zijn twee 'paradigma's' te onderscheiden. Soms wordt OPEC gezien als een goed samenwerkend kartel dat tracht zijn monopoliewinst ('rents') te maximaliseren. Anderen benadrukken dat de OPEC zich laat leiden door zijn bezettingsgraad: bij een hoge bezettingsgraad bij voorbeeld, zullen prijzen stijgen en volumina uitbreiden⁷. Meer politieke achtergrondstudies gaan daarentegen in op de rivaliteit tussen verschillende Golfstaten of belangenovereenkomsten respectievelijk verschillen met belangrijke consumerende landen zoals de Verenigde Staten. De belangen van de verschillende OPEC-leden lopen immers niet parallel. Dat maakt het kartel inherent instabiel. De rol van Saoedi-Arabië is daarbij van doorslaggevend belang gebleken, zowel wat betreft de directe invloed op de prijsvorming (productie-uitbreiding na 1986 zorgde voor de mondiale prijsdaling), als de indirecte (de veronderstelde speciale band met de Verenigde Staten). Hoe dit ook zij, van belang is vooral dat er een zeker productievolume min of meer exogeen wordt bepaald⁸.

Vervolgens is er de aanbodcurve van de non-OPEC-producenten. Men kan dit zien als een marginale kostencurve van opeenvolgende produktielokaties. De non-OPEC-producenten brengen hun aanbod in een concurrerende omgeving op de markt. Ze kunnen de prijs individueel niet bepalen.

Ten derde is er de curve die de verhouding tussen totale vraag en olieprijs aangeeft. Deze daalt: bij een lagere prijs wordt meer gevraagd.

Het exogeen bepaalde OPEC-aanbod laat zich uitdrukken in de parallel lopende lijnen van non-OPEC-aanbod en totaal aanbod. In combinatie met de vraagcurve is aldus de prijs bepaald: het gezamenlijke aanbod van OPEC en non-OPEC is slechts op één prijsniveau gelijk aan de totale vraag. Tot zover het statische beeld. Vervolgens bezien we de factoren in dynamisch perspectief. Eerst het aanbod, dan de vraag.

Het interessantste daarbij is het mogelijke verloop van de non-OPEC-aanbodcurve. Voor bij voorbeeld het CPB was dit altijd een belangrijk argument in de verwachting van hogere energieprijzen. Bij een toenevende vraag, zo was de redenering, zouden duurder velden aangeboord moeten worden en daarmee zou de prijs stijgen⁹. Hierbij werd echter de technologische ontwikkeling sterk onderschat. Deze is het afgelopen decennium zeer dynamisch geweest, mede geïnduceerd door de lage prijzen. Het aantal werknemers op boorplatforms werd, ook uit veiligheidsoverwegingen, verminderd. Bemande platforms werden door onbemande vervangen. Door technologische vooruitgang wordt een groter deel van de reserves uit een olieveld benut. Door de techniek van het horizontaal boren zijn er minder putten nodig en wordt van een voorraad meer gewonnen. En door intrede van driedimensionale seismiek neemt de succesratio van boringen toe. Al met al zijn de afgelopen jaren de kosten van non-OPEC-olie met 25 tot 50% gedaald.

Door concurrentie van projecten binnen, en concurrentie tussen grote oliemaatschappijen onderling, zullen de kosten verder dalen. De non-OPEC-aanbodcurve verschuift dus naar rechts. De factor die dit zou kunnen tegenwerken is dat de voorraden zouden kunnen opraken. Er is weinig dat er op wijst dat dit de komende twintig jaar ook maar in beeld zal komen¹⁰. Ook bij de zogenaamde 'backstop'-technologie (zware olies en dergelijke) is van technologische ontwikkeling en daarmee van kostenreductie sprake.

De tweede variabele aan de aanbodzijde is het OPEC-gedrag. Hierop zijn verschillende factoren van invloed, die elk in belang kunnen veranderen. Eén ervan is het financieringsprobleem in de meeste OPEC-lidstaten. Additionele capaciteit in zowel productie, transport als raffinage is op den duur nodig. Dit is

7. Voor een overzicht, zie D. Gately, A ten-year retrospective and the world oil market, *Journal of Economic Literature*, 1984.

8. Er is een omvangrijke literatuur over het inherent instabiele karakter van het OPEC-kartel. In onze analyse gaat het nadrukkelijk over de lange-termijnprijs. Vgl. A.J. Mac Fadyen, OPEC and cheating: revisiting the kinked demand curve, *Energy Policy*, jg. 21, nr. 8, 1993.

9. M.J. Stoffers en W. Groot, *Een aantal energiescenario's voor Nederland tot 2015*, CPB-Onderzoeksmemorandum, nr. 100, 1993. Ook in CPB-kringen wordt hierover momenteel echter genuanceerder gedacht. In de internationale literatuur heeft vooral Adelman gewezen op het belang van kosten en de mogelijkheid dat deze zouden dalen. Voor een overzicht, zie M.A. Adelman, *Modelling world oil supply*, *The Energy Journal*, jg. 14, nr. 1, 1993.

10. BP, *Statistical Review of World Energy*, 1994. Ook in dat geval zouden nu nog niet commerciële vormen van oliewinning overigens een grens aan de prijsstijging stellen.

echter meer een politiek dan financieel probleem, omdat bij de produktiekosten in tenminste de Golfstaten zelfs bij een olieprijs van \$ 5 vrijwel elke investering rendabel is. De OPEC-landen zullen zich dan wel open moeten stellen voor de internationale olie-industrie, wat in feite het terugdraaien van het beleid sinds de jaren '70 zou inhouden. Een tweede factor in het OPEC-gedrag is de onderlinge verhouding tussen de lidstaten en de verschuivingen daarin. Naarmate meer lidstaten op volle capaciteit zullen produceren, en de facto dus hetzelfde gedrag vertonen als non-OPEC-landen, zal dit een neerwaarts effect op de olieprijs hebben.

De vraag neemt echter ook toe. De mate waarin dit het geval zal zijn is steeds moeilijker te bepalen, omdat enerzijds het milieu- en energiebesparingsbeleid in OESO-landen en anderzijds de economische groei in niet-OESO-landen hierin een cruciale rol speelt. Het IEA verwacht dat de wereldolievraag in 2010 40% hoger is dan in 1991, dat is een jaarlijkse toename van 1,8% bij een mondiale economische groei van 2,9%. Dat impliceert een afname van de olie-intensiteit van jaarlijks iets meer dan 1%, wat iets minder is dan in de afgelopen decennia. Van de toename vindt driekwart buiten de OESO plaats, vooral in de dynamische Aziatische economieën. Juist deze verschuiving naar niet-OESO-landen beïnvloedt de intensiteitsontwikkeling negatief. Door dit alles verschuift ook de vraagcurve naar rechts.

Scenario's

Per saldo zijn drie ontwikkelingen voor de langere termijn denkbaar. Op korte termijn, en dat kan wel één à twee jaar duren, kan hiervan om politiek-psychologische redenen fors afgeweken worden. In het eerste scenario zijn het vooral de non-OPEC-producenten (en eventueel non-Golf-OPEC-landen) die hun produktie uitbreiden, omdat de technologische ontwikkeling zwaarder weegt dan uitputting van velden. We moeten dan vooral denken aan produktieuitbreiding in Mexico, Maleisië, Oman en het GOS. Deze landen vergroten hun marktaandeel en vangen de stijgende vraag op. De prijzen blijven reëel constant. In het tweede scenario dwingt de OPEC uitbreiding van zijn aandeel af door onderbieding van non-OPEC. In feite zijn alleen de Golf-OPEC-staten, Libië en Venezuela daartoe langdurig in staat. De prijzen zullen dan een neiging tot dalen hebben. Alleen als de technologische ontwikkeling zou tegenvallen in combinatie met een fors aantrekkende vraag, zou er in het derde scenario van een sterke prijsstijging sprake zijn. We hebben het dan over lange-termijnprijzen. Op korte termijn kunnen er allerlei, politiek of psychologisch bepaalde, schokken zijn.

Op middellange termijn hoeft de redenering van het IEA dus niet de enig juiste te zijn. Enige prijsstijging is denkbaar, maar niet in samenhang met een sterk stijgend OPEC-marktaandeel. Dit weerspiegelt het 'perverse' karakter van de oliemarkt, waar juist de hoge-kostenproducenten (non-OPEC) kunnen uitbreiden en de lage-kostenproducenten (OPEC) achterblijven. Van volledige concurrentie is daarbij geen sprake, dan zou de prijs immers veel lager zijn.

Veronderstelling	IEA-referentie	EZ laag	EZ hoog
Mutatie in % per jaar			
Kosten conventioneel	+2,8	-1,5	-0,8
backstop	0	-3	-1,5
Groei bnp	+2,9	+2,3	+2,9
Aanbod OPEC	+4,8	+4,8	+2,9
Uitkomst prijs (reëel, \$ 1994)			
1995	20	18	19
2000	23	17	21
2015	29	12	27
Uitkomst aandeel OPEC (in procenten)			
1995	34	34	31
2000	32	39	33
2015	59	57	38

De drie mogelijke scenario's kunnen worden vertaald in een bandbreedte voor lange-termijnprijzen. De onderkant valt samen met de als tweede genoemde mogelijke ontwikkeling, de bovenkant met de derde. De grens aan de bovenband wordt daarbij op den duur gevormd door de winningskosten van de zogenaamde 'zware oliës', die in landen als Canada, Venezuela en Maleisië winbaar zijn (backstop-technologie). De winning daarvan is nu slechts op kleine schaal rendabel, maar ook daarvan dalen de kosten. Bij deze prijzenband voor de langere termijn wordt ervan uitgegaan dat het prijsniveau van 1993 een goed startpunt vormt.

Tabel 1. Veronderstellingen en uitkomsten oliemodel

Kwantificering

Deze meer kwalitatieve gedachtengang kan met behulp van een eenvoudig model geïllustreerd worden. In het eenvoudige model is de olieprijs afhankelijk van de prijselasticiteit van het non-OPEC-aanbod, technologische ontwikkeling van conventionele olie en backstop-technologie, de inkomenselasticiteit van de vraag, de prijselasticiteit van de vraag, de toename van het bnp en de exogeen geachte toename van het OPEC-aanbod¹¹. Zo is in alle gevallen gerekend met een prijselasticiteit van het non-OPEC-aanbod van 0,57, een inkomenselasticiteit van de wereldolievraag van 0,76 en een prijselasticiteit van -0,18¹². In het eerste en tweede scenario dalen de kosten van oliewinning jaarlijks met 1,5%, in het derde met de helft daarvan. Dezelfde halvering vindt daar plaats bij de kostendaling van backstop-technologie. In het eerste en derde scenario neemt de OPEC-produktie jaarlijks met 2,9% toe, in het tweede echter met 4,8%. Het

11. In de gehanteerde herleide vormversie van het model wordt de olieprijs bepaald door technologische ontwikkelingen van zowel conventionele als backstop-olie, het OPEC-aanbod, en het mondiale bnp. Voor een uiteenzetting van het model zie P.A. Boot en M.J. Dykstra, De internationale oliemarkt als strijdtoneel, te verschijnen in *Tijdschrift voor Politieke Economie*.

12. De prijs- en inkomenselasticiteit van de vraag zijn berekend op basis van IEA, *World Energy Outlook*, 1994; de aanbodelasticiteit van non-OPEC-olie op basis van Stoffers en Groot, op. cit., 1993.

	Gas (A-tarief) ct/m ³ excl. btw		Elektriciteit (huishoudelijk) ct/kwh excl. btw	
	onderkant	bovenkant	onderkant	bovenkant
1993	42	42	17,9	17,9
2000	47	55	17,8	20,7
2015	42	52	15,3	18,9

Tabel 2.
Eindverbruiks-
prijzen gas en
elektriciteit,
reëel, prijspeil
1994

tweede en derde scenario zijn zo de meest extreme, en geven de mogelijke bandbreedte van de prijs op lange termijn aan. Aan de hand van dit model kan het verschil met de verwachting van het IEA nader worden verklaard¹³.

Een preciese vergelijking met de aannamen van de IEA is niet mogelijk, omdat in het IEA-model de prijs juist exogeen is (en aanbod en vraag endogeen). Door de inputs en uitkomsten voor de diverse scenario's uit de *World Energy Outlook* (voor het jaar 2010) in te vullen in het stelsel vergelijkingen van ons model kunnen de relevante parameters worden afgeleid. Met behulp van de aldus bepaalde parameterwaarden kunnen de IEA-scenario's worden 'nagespeeld'. In tabel 1 worden de veronderstellingen en uitkomsten van drie scenario's naast elkaar gezet: het 'nagespeelde' IEA-referentiescenario en de genoemde twee extreme van de bovenstaand beschreven drie scenario's (namelijk 2 en 3).

In tabel 1 worden twee belangrijke uitkomsten duidelijk geïllustreerd, namelijk ten eerste dat een technologische ontwikkeling een belangrijke invloed heeft op de prijs en ten tweede dat een groot marktaandeel van OPEC zeer wel kan samengaan met een relatief lage prijs.

De gasmarkt

Voor gas bestaat geen wereldmarkt. Er zijn regionale markten, zoals de Westeuropese of de Pacific. De Westeuropese gasvraag zal tot 2010 naar verwachting met 50% toenemen, uiteraard afhankelijk van de relatieve prijs en het gevoerde milieubeleid. Tot 2000 voorzien lange-termijncontracten in het daarvoor noodzakelijke aanbod, maar daarna kan de Westeuropese vraag het aanbod gaan overtreffen. In beginsel zou aanvoer uit het GOS, Afrika (Algerije of Nigeria) of het Midden-Oosten hierin kunnen voorzien. West-Europa wordt dan afhankelijk van lange-afstandsgas. Het probleem hierbij zijn de kosten van het mogelijke aanbod.

Momenteel is de gasprijs een afgeleide van het alternatief, de gasolieprijs voor de kleine verbruiker en de stookolieprijs voor de industrie. De eindverbruiker betaalt zo niet te veel, en de producent ontvangt niet te weinig. Op deze wijze komen ook lange-termijncontracten tot stand, waarmee de grootschalige gasinfrastructuur gefinancierd kan worden; ook deze zijn op de z.g. marktwaarde gebaseerd. Dit beginsel is echter moeilijk te handhaven op het moment dat de kosten van het aanbod hoger worden dan die van het alternatief. In een situatie van lage olieprijs en hoge kosten voor het lange-afstandsgas zal dat het geval zijn. Dan zal òf de marktwaarde in opwaartse zin onder druk komen te staan (gas wordt relatief

duurder) òf het aanbod zal niet tot stand komen dat nodig is om aan de verwachte vraag te voldoen.

Waarschijnlijk is het dan zo dat de markt (verder) gesegmenteerd gaat worden. Kleinverbruikers, die geen alternatief hebben, zullen meer moeten gaan betalen, en industrie en elektriciteitsproducenten die op olie of kolen kunnen omschakelen, relatief minder. Als dat niet het geval zou zijn, zouden ze immers op een substituuut overstappen.

Bij een hoge olieprijs of lage kosten van gas doen deze problemen zich uiteraard niet voor.

Voor gas blijft in de toekomst het marktwaardebeginsel de facto gehandhaafd. Bij lage olieprijs zal door aanbodrestricties en een verschuivende vraag in deelmarkten van gas, de prijs ten opzichte van olie iets duurder worden. Bij hoge olieprijs treedt het tegenovergestelde effect op. De olieprijs geven dus de maximale bandbreedte van de gasprijs weer; die van gas zal iets smaller zijn.

De kolenmarkt

De internationale handel in kolen bedraagt 10% van de mondiale productie, maar is wel de snelst groeiende van alle energiemarkten. In de kolenhandel onderscheidt men de handel in cokes-kolen (voor bij voorbeeld staalproductie) en in kolen ten behoeve van de elektriciteitsvoorziening. We hebben het alleen over de laatste.

Deze handel is zeer concurrerend: er zijn veel aanbieders en veel vragers. Geen enkele vragende of aanbieder onderneming heeft een substantieel marktaandeel. De investeringskosten in en de 'bouw-tijd' van mijnen zijn ook lager dan in olie of gasprojecten; dit draagt aan het blijvend concurrerende karakter van deze markt bij.

De grootste kolenexporteurs zijn Australië en Zuid-Afrika, die samen bijna 70% van de handel ten behoeve van elektriciteitsopwekking in handen hebben.

De belangrijkste kostencomponenten zijn die van winning en transport. Zowel mijnbouw, transport over land en havenoverslag, als zeetransport nemen elk circa een derde van de Europese importprijs voor hun rekening. In alle drie hebben zich de afgelopen tien jaar sterke kostendalingen voorgedaan. Oorzaken daarvan hadden deels een enigszins eenmalig karakter – privatisering, toename van concurrentie in binnenlands transport door liberalisering – en waren anderdeels een gevolg van een continue produktiviteitstoename door diffusie van nieuwe technologie. De laatste paar jaren heeft de produktiviteitsstijging echter in veel mindere mate tot lagere kosten geleid dan in de eerste helft van de jaren tachtig. Stijgende arbeidskosten en opraken van de eenvoudigste winbare voorraden zorgden voor tegenwicht.

Omdat de kolenprijs in een mondiale, concurrerende markt wordt gevormd, is voor de lange termijn vooral de kostenontwikkeling bepalend. De produkti-

13. Voor een vergelijking met CPB-uitkomsten is dat weinig zinvol, omdat het CPB weliswaar praktisch afstand heeft genomen van de uitkomsten in *Scanning the future*, maar er nog aan alternatieven wordt gewerkt.

veitstoename zal voor een jaarlijkse kostendaling in de mijnbouw in de orde van 0,5 tot 2% per jaar zorgen. Ook de transportkosten zullen reëel nog dalen. De prijzen zullen zich cyclisch rond deze trend bewegen. De boven- en onderkant van de prijzenband worden daarmee door de verschillende produktiviteitsverwachtingen bepaald.

Opgemerkt zij hierbij dat in het voorgaande de markten van olie en gas aan de ene, en kolen aan de andere kant afzonderlijk zijn bezien. In werkelijkheid is er uiteraard van een wisselwerking sprake. Naarmate de kolenprijs lager zal worden dan die van olie en gas, zal er eerder voor dit alternatief worden gekozen, in het bijzonder in de elektriciteitsproductie. Daar staan wellicht verder verscherpende milieueisen tegenover, die vooral ongunstig voor kolen zullen uitpakken.

Eindverbruikersprijzen

Om nu een indruk te kunnen geven van de te verwachten eindverbruikersprijzen, moeten verdere veronderstellingen worden gemaakt¹⁴. De belangrijkste daarvan zijn de volgende:

- bestaande contracten worden uitgevoerd;
- bestaande heffingen en marges voor handel en transport zijn reëel constant, tenzij beleidsmatig anders is beslist;
- de lange-termijnrelaties inzake de samenhang tussen olieproduktprijzen blijven ongewijzigd;
- de inflatie bedraagt 3% per jaar;
- de dollarkoers is f 1,90;
- het elektriciteitspark ontwikkelt zich zoals verondersteld in het 'European Renaissance'-scenario van CPB/ECN in de variant met lage prijzen.

Verder is, bij wijze van illustratie, bij de bovenkant van de bandbreedte van prijzen rekening gehouden met de invoering van een energie-CO²-heffing op Europees niveau, die oploopt van \$ 5 per vat olie in 1995 naar \$ 10 per vat in 2000 en vervolgens reëel constant blijft¹⁵.

Vervolgens kunnen eindverbruikersprijzen worden berekend. Bij wijze van illustratie worden er in tabel 2 twee gegeven.

De gasprijs aan de onderkant wordt tot 2000 gedomineerd door het jongste contract tussen Gasunie en de energiedistributiebedrijven dat voorziet in een prijsstijging. Daarna telt vooral de dalende olieprijs. Aan de bovenkant van de mogelijke bandbreedte telt tot 2000 vooral de invoering van de Europese heffing. Daarna zorgt de lange-termijnrelatie tussen de prijzen van gasolie, stookolie en ruwe olie voor een geringe prijsdaling. Door de prijskoppeling van gas aan stookolie en gasolie daalt dan tevens de gasprijs. Deze prijsdaling bepaalt ook de prijsdaling van elektriciteit aan de bovenkant. Aan de onderkant houden eerst de stijgende gas- en dalende kolenprijs elkaar in evenwicht, vervolgens dalen beide.

Gevolgen voor de Nederlandse economie

De Nederlandse economie is relatief energie-intensief. De energie-intensiteit van onze industrie is an-

derhalf keer zo groot als die van het EG-gemiddelde. Een gematigde prijsontwikkeling van deze grondstof is voor de Nederlandse industrie dus nog belangrijker dan voor die van haar concurrenten. In het CEP 1994 heeft het CPB becijferd dat een prijsstijging van olie van \$ 3 ceteris paribus leidt tot een consumptieprijsverhoging van 0,4%, een consumptiedaling van 0,3% en een gering werkgelegenheids- en produktieverlies. Vanwege de aardgasbaten neemt het financieringstekort echter af¹⁶. Bij de prijs onderkant heeft de Nederlandse elektriciteitsvoorziening een duidelijke kostenvoorsprong op landen waarvan de kapitaalkosten een groter deel van de elektriciteitsrekening vormen, wat bij kernenergie en waterkracht het geval is. Aan de prijsbovenkant is dat in mindere mate het geval. Al met al biedt dit voor de Nederlandse industrie dus geen ongunstig perspectief. De mate waarin de eventuele introductie van meer marktwerking in de sector daarbij voortgang vindt, is hierbij uiteraard niet onbelangrijk.

Ten slotte

Hoewel energiemarkten gekenmerkt worden door veel onzekerheden en veel prognoses die er achteraf ver naast zaten, is het van groot belang om goed inzicht te hebben in de bepalende krachten op deze markten. De uitkomst ervan is immers van invloed niet alleen op de rentabiliteit van energiebesparing en de omvang van gasbaten, maar ook voor het relatieve voor- of nadeel van het gebruik van een bepaalde brandstof in de industrie of elektriciteitsproductie. In beschouwingen in het verleden is daarbij de invloed van technologie verwaarloosd. Indien daarmee wel rekening wordt gehouden resulteert een beeld van licht stijgende of zelfs dalende importprijzen op middellange termijn. Of de eindverbruiker dat ook zal merken is afhankelijk van het belastingregime. Uit milieu-optiek is de invoering van internationaal afgestemde heffingen gewenst. Naarmate dat beter lukt wordt ook de prijsprognose weer onzekerder, omdat terugkoppelingen gaan optreden die via de vraagvermindering ook de af-bronprijs kunnen beïnvloeden (olie) en daarmee andere substitutieprocessen (gas, kolen) op gang brengen. In deze analyse is met politiek of psychologisch bepaalde korte-termijnfluctuaties geen rekening gehouden.

Pieter Boot
Maurice Dykstra

14. Hierbij is verder niet ingegaan op de prijs van uranium. In de studie *Energieprijzen 1994* is dat wel het geval.

15. Conform het oorspronkelijke voorstel van de Europese Commissie uit 1992. De recente discussies gaan meer in de richting van accijnsverhoging, maar geven voor een concrete berekening (nog) te weinig houvast. In werkelijkheid is een heffing eerder bij lage prijzen te verwachten.

16. Centraal Planbureau, *Centraal Economisch Plan*, 1994, blz. 78.