

RAPPORTER

85/4

MARKEDET FOR RÅOLJE

**HISTORISK UTVIKLING. TEORIER OG MODELLER.
PRISPROGNOSER**

AV
LORENTS LORENTSEN OG KJELL ROLAND

STATISTISK SENTRALBYRÅ
CENTRAL BUREAU OF STATISTICS OF NORWAY

RAPPORTER FRA STATISTISK SENTRALBYRÅ 85/4

MARKEDET FOR RÅOLJE HISTORISK UTVIKLING

TEORIER OG MODELLER
PRISPROGNOSER

AV
LORENTS LORENTSEN OG KJELL ROLAND

STATISTISK SENTRALBYRÅ
OSLO — KONGSVINGER 1985

ISBN 82-537-2145-5
ISSN 0332-8422

EMNEGRUPPE

Oljeutvinning. Bergverksdrift. Industri

ANDRE EMNEORD

Energi

Oljemarked

Oljepris

OPEC

FORORD

Denne rapporten er utarbeidet som et ledd i publiseringen av resultater fra Statistisk Sentralbyrås oljeøkonomiprojekt. Rapporten gir en kortfattet framstilling av utviklingen på det internasjonale råoljemarkedet etter andre verdenskrig. Deretter drøftes en rekke teorier som har vært anvendt for å forklare tilbud og etterspørsel av råolje og prisutviklingen over tid. Basert på den empiriske og teoretiske drøftingen av råoljemarkedet er det presentert en enkel økonometrisk modell, som beskriver tilbud og etterspørsel etter råolje på verdensmarkedet. Modellen nyttes til å drøfte et sannsynlig variasjonsområde for oljeprisen fram mot år 2000.

Statistisk Sentralbyrå, Oslo, 10. januar 1985

Gisle Skancke

INNHold

Side

1. Innledning	7
2. Utviklingen i råoljemarkedet fra 1945 til 1982	7
2.1. 1945 - 1960. Oljemarkedet kontrolleres av multinasjonale selskaper	7
2.2. 1960 - 1982. Oljemarkedet domineres av OPEC og uavhengige oljeselskaper	9
2.3. Strukturendringer på tilbudssiden	17
2.4. Strukturendringer på etterspørselssiden	21
3. Ulike teorier for råoljemarkedet	24
3.1. Innledning	24
3.2. Karakteristiske trekk ved råoljemarkedet	24
3.3. Tilbud av råolje	25
3.4. Etterspørsel etter råolje	31
3.5. Konkluderende hypoteser om råoljemarkedet	33
4. En modell for råoljemarkedet	34
4.1. Innledning	34
4.2. Aggregeringsnivå	34
4.3. Likningssystem	37
5. Beregning av et sannsynlig prisområde for råolje 1983 - 2000	48
Litteraturliste	52
Vedlegg	
1. Variabeloversikt og definisjoner for oljeprismodellen i kapittel 4	55
Utkommet i serien Rapporter fra Statistisk Sentralbyrå (RAPP)	57

1. INNLEDNING

Denne rapporten er utarbeidet som et ledd i publiseringen av resultater fra Statistisk Sentralbyrås oljeøkonomiprojekt. Oljeøkonomiprojektet har som formål å utvikle de eksisterende makroøkonomiske planleggingsmodellene (MODIS, MODAG, MSG, REGION) og støttemodeller til disse makromodellene, slik at det modellapparatet som brukes i sentral planlegging blir bedre egnet til å analysere spørsmål knyttet til norsk oljevirkosomhet. Et av arbeidsområdene for oljeøkonomiprojektet har vært å utvikle en enkel modell til støtte ved vurderingen av framtidig pris- og markedsutvikling for råolje. Under utviklingen av modellen ble det (ut fra opplæringsbehov) gjennomgått og systematisert en betydelig mengde informasjon om oljemarkedet. Vi har valgt å presentere noe av dette stoffet i denne rapporten ved først å gi en historisk oversikt over utviklingen i oljemarkedet, deretter en oversikt over ulike teorier for oljemarkedet, for så til slutt å presentere en enkel prognosemodell for prisutviklingen på råolje.

Det er Olje- og energidepartementet (OED) som har ansvaret for å lage de oljeprisprognoser som brukes av norske myndigheter for å beregne bl.a. skatteinngang og for å vurdere lønnsomheten av nye feltutbygginger. Modellen som presenteres i denne rapporten, er utarbeidet i samråd med OED. Den kanskje største nytten av modellen er at den gir en ramme å resonnere innenfor, slik at de forutsetninger som ligger bak en bestemt prisutvikling kan formuleres klart. I stedet for å lage en lukket modell ("black box") hvor mest mulig av markedsutviklingen forklares av relasjoner i modellen, ble modellen formulert enkel. Den tar hensyn til endel viktige strukturtrekk i markedet, sikrer konsistens og gjør det også forholdsvis enkelt for modellbrukeren å gjennomføre beregninger med alternative forutsetninger.

2. UTVIKLINGEN I RÅOLJEMARKEDET FRA 1945 til 1982

2.1. 1945 - 1960. Oljemarkedet kontrolleres av multinasjonale selskaper

Fram til 1950 ble både produksjon og distribusjon av råolje på verdensmarkedet effektivt kontrollert av de syv selskapene Exxon, British Petroleum, Royal Dutch-Shell, Gulf, Texaco, Standard Oil of California og Mobil ("the seven sisters"). De fire største av disse selskapene produserte i 1950 omtrent 83 prosent av den råolje som ble produsert utenfor Nord-Amerika (se tabell 2.1). "De syv søstres" sterke stilling i oljemarkedet var i betydelig grad basert på det konsesjonssystemet som ble brukt i Midt-Østen. De multinasjonale oljeselskapene inngikk koalisjoner ved å opprette "non-profit making" konsortia. Disse søkte i neste omgang nasjonalstatene om konsesjon på oljeleting og utvinning. På denne måten hindret man konkurranse mellom oljeselskapene og stilte de enkelte regjeringer overfor organisasjoner med sterk monopsonimakt.

Ulike sammenslutninger av selskaper eller konsortier ble opprettet for ulike land. Som regel ble et konsortium tildelt konsesjoner som innebar rett til all oljeutvinning og leting innenfor et lands grenser. Konsesjonene inneholdt vanligvis ikke forpliktelser om å gjennomføre bestemte leteprogrammer, om å oppfylle produksjonsmål gitt fra regjeringen eller om tilbakelevering av landområdene. Regjeringene produsentlandene ble stort sett skatteoppkrevere - og hadde forøvrig liten innflytelse over oljeutvinningen.

"Non-profit" organisasjonene som sto for leting og utvinning hadde til oppgave å gjøre råoljen tilgjengelig for moderselskapene til selvkost. Denne organisasjonsformen på produksjonssiden førte til et nært samarbeid mellom de multinasjonale selskapene også når det gjaldt markedsføring; beslutninger om totalt volum levert til ulike markeder var kollektive. Selskapene fikk dermed også en sterk stilling i konsumentlandene.

Tabell 2.1. De multinasjonale oljeselskaperenes markedsandeler på verdensmarkedet utenfor Nord-Amerika

	1950	1957	1969 ¹
Exxon	30,4	22,8	16,6
British Petroleum	26,3	14,4	16,1
Shell	13,8	17,5	13,3
Gulf	12,1	14,8	9,8
De fire største	82,6	69,5	55,8
Standard Oil of California	6,1	7,6	7,5
Texaco	5,7	6,9	8,0
Mobil	3,9	5,0	4,8
De "syv søstre"	98,3	89,0	76,1
Andre	1,8	11,1	23,9
Totalt	100,0	100,0	100,0

¹ Første halvår 1969.

K i l d e: M. A. Adelman, The World Petroleum Market (Baltimore: Johns Hopkins University Press, 1972).

Før 1948 ble markedsprisen på råolje bestemt av produsentpris pluss fraktkostnader for råolje fra den amerikanske Mexico-gulven, kalt "the single basing point system". Det innebar f.eks. at det europeiske markedet for all råolje betalte Mexico-gulf-pris pluss fraktkostnader fra Mexico-gulven. Denne prisen ble betalt selv om oljen var produsert i den Persiske-gulf til en femtepart av kostnadene i Mexico-gulven og transportert til under halvparten av fraktkostnadene fra Texas til Europa.

Bekymring over de syv store selskaperenes maktstilling gjorde at først Italia, senere også Frankrike og Japan i 1950-årene opprettet statlige oljeselskaper for å delta i produksjon, handel og markedsføring av olje- og oljeprodukter.

På midten av 1950-tallet oppsto bekymring i USA for at landets oljereserver skulle bli for fort uttømt. For å hindre rask tørring av innenlands reserver ble det vedtatt nye skatteregler som favoriserte oljeleting utenfor USA. Økt import skulle lette presset på amerikanske reserver. Ønsket om å favorisere oljeleting utenlands førte til etablering av en rekke nye "uavhengige" oljeselskaper. I 1960-årene fikk endel av disse selskapene (Occidental, Standard of Indiana, Continental, Phillips og Marathon) store konsesjoner i Nigeria og Libya. Disse landene var utenfor de syv store oljeselskaperenes tradisjonelle innflytelsesområde. Dette reduserte de syv stores monopsoni-makt overfor de oljeproduiserende land og økte landenes forhandlingsstyrke.

"De syv søstres" makt ble undergravid videre i 1950- og 60-årene ved at produsentlandene i Midt-Østen opprettet nasjonale oljeselskaper. Først ute var Iran. Mossadech-regjeringen prøvde tidlig på 50-tallet å nasjonalisere hele oljeindustrien. Regjeringen ble imidlertid raskt styrtet ved et (CIA-inspirert) kupp og nasjonaliseringen ble stoppet. "The National Iranian Oil Company" (NIOC) ble imidlertid ikke oppløst og representerte det første skritt mot nasjonal kontroll og styring med oljeutvinningen i Midt-Østen.

Ønsket om økt nasjonal kontroll førte i 1961 til at regjeringen i Irak overtok kontrollen med alle landområder hvor oljekonsortiet ikke hadde drevet lettevirksomhet eller drev utvinning av råolje. Disse arealene ble overdratt til the Iraqi National Oil Company, som startet leting og utvinning i samarbeid med Sovjetunionen. Den økte konkurransen og stadige trusler om nasjonalisering fikk oljeselskapene til å opptre ut fra kortsiktige hensyn. For å utnytte produksjonsrettighetene før vertslan-dene nasjonaliserte, ble produksjon og tilbud av olje på verdensmarkedet økt sterkt. Dette presset prisene, særlig på slutten av 1960-tallet. Over perioden fra 1947 til begynnelsen av 1970 sank real-prisen på arabisk-persisk råolje med omtrent 65 prosent. Den økte konkurransen utover i 1950-årene førte også til at "single basing point"-prissystemet ble endret. I stedet ble det opprettet et to-punkts-prissystem med basis i Texas og den Persiske Gulven.

Vertslanenes inntekter fra oljevirkksomheten var fram til omtrent 1950 basert på individuelle og ulike avtaler mellom de enkelte produsentland og et oljekonsortium eid av en rekke multinasjonale oljeselskaper. I 1950 var markedsprisen på råolje ca. \$ 1.80 pr. fat, av dette gikk om lag \$ 0,60 til vertslandet. Tar en hensyn til at produksjonskostnadene i Midt-Østen lå i området \$ 0.1 til \$ 0.2 pr. fat, var det åpenbart at selskapene hadde store fortjenestemarginer. Produsentlandenes inntekter fra oljevirkksomheten var hovedsakelig knyttet til avgifter pr. produsert fat uavhengig av pris og kostnader. Skatteinntektene kunne dermed bare økes ved å øke produksjonen. Utover i 1950-åra oppsto følgelig en rekke konflikter mellom de multinasjonale selskapene og enkelte vertsland fordi landene presset på for å øke produksjonen. Det fantes imidlertid også andre typer avtaler. I 1949 forhandlet Venezuela seg fram til en avtale som innebar at overskuddet ble delt 50-50 mellom vertsland og oljeselskap (kalt 50-50 avtalene). I land som Irak, Kuwait og Saudi Arabia ble tilsvarende avtaler innført i løpet av de neste to år.

Etter 50-50 avtalene ble selskapenes betaling av skatter og avgifter basert på overskudd beregnet ut fra normpriser (posted prices), som ble fastsatt etter forhandlinger mellom de oljeproduserende land og oljeselskapene. I utgangspunktet ga normprisene tilnærmet uttrykk for markedsprisen, men utover i 1950-årene fikk normprisen mer rollen som avregningspris mellom selskapene og produsentlandene. Avregningsprisen lå etterhvert gjennomgående over markedsprisen, noe som førte til at den ble regulert ned i perioden 1958 - 1960. Dette førte til betydelig reduserte inntekter for produsentlandene.

2.2. 1960 - 1982. Oljemarkedet domineres av OPEC og uavhengige oljeselskaper

Behovet for et nærmere samarbeid mellom produsentlandene hadde vært drøftet uformelt tidligere, inntektsbortfallet på slutten av 50-tallet gjorde imidlertid samarbeidstanken sterkere. På et møte i Bagdad 10.-14. september 1960 ble OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) dannet. Iran, Irak, Kuwait, Saudi Arabia og Venezuela var med fra starten, mens de åtte øvrige medlemmer har kommet til etterhvert, Qatar (1961), Indonesia og Libya (1962), De forente Arabiske Emiratene (Abu Dhabi) (1967), Algeri (1969), Nigeria (1971), Ecuador og Gabon (1973).

I OPEC's formålsparagrafer heter det:

- "1. The Principal aim of the organization shall be the coordination and unification of the petroleum policies of member countries and the determination of the best means for safeguarding their interest, individually and collectively.
2. The organization shall devise ways and means of ensuring the stabilization of prices (and) eliminating harmful and unnecessary fluctuations¹."

OPEC var i perioden 1960 - 1973 i første rekke aktiv på tre områder: det ble arbeidet for å endre skattesystemet, tiltak for å kontrollere og fordele produksjonen mellom medlemslandene ble forsøkt og mot slutten av perioden ble det arbeidet med nasjonalisering av oljeforekomstene. Ulike syn eksisterer når det gjelder OPEC's betydning. Sikkert er det imidlertid at fallet i "posted prices" stoppet opp i 1960. Avregningsprisen lå fast på 1960-tallet tross fallende realpris i markedet.

I 1962/63 ble det for første gang gjennomført en forhandlingsrunde hvor OPEC forhandlet med selskapene kollektivt på vegne av produsentlandene. Forhandlingene gjaldt skattesystemet og endte opp med en avtale, som med virkning fra 1964 alt i alt var gunstigere for produsentlandene enn de gamle 50-50 "profits-sharing- agreements". En ny forhandlingsrunde fulgte i 1966-67 hvor avtalen på enkelte punkter ble ytterligere forbedret for produsentlandene.

Under 6-dagers krigen mellom Israel og flere araberstater i 1967, ble store arabiske områder okkupert, og de oljeproduserende araberstatene ble lagt under hardt press fra hele den arabiske verden for å bruke råoljeforsyningen som et våpen mot Israel og USA. Det forhold at OPEC også inkluderte ikke-arabiske land gjorde organisasjonen lite handlekraftig i denne situasjonen. For å rette på dette ble i 1968 the Organization of Arab Petroleum Exporting Countries, (OAPEC), dannet.

¹ OPEC: The Structure of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (Vienna, 1976, OPEC).

OAPEC's første oppgave ble å organisere boikott av oljeleveransene til USA for å presse fram politiske innrømmelser i Midt-Østen-konflikten. Boikotten var imidlertid en fiasko, delvis fordi Saudi-Arabia motarbeidet den.

På stiftelsesmøtet til OAPEC, som fant sted i Beirut, deltok Saudi-Arabia, Kuwait og Libya. Mer radikale regimer som Irak og Algeri avsto fra medlemskap fordi stiftelseslandene var for konservative. Dette endret seg etter oberst Gadaffis maktovertakelse i Libya i 1969, og f.o.m. 1972 var alle oljeproduiserende araberland medlemmer.

I årene fram til 1973 oppsto stadig nye konflikter mellom de multinasjonale selskapene og ulike nasjonalstater om fordelingen av overskuddet fra oljevirkksomheten (oljerenten). Iran og Algeri klarte i løpet av 1969 å gjennomføre endringer i skattesystemet. Mer drastisk var imidlertid endringene i royalties og inntektsskatt som ble gjennomført i 1970 i Libya. Libyas sterke forhandlingsstyrke hang sammen med en rekke trekk ved markedssituasjonen. Stengningen av Suezkanalen i 1967 førte til høye fraktrater for oljetransport fra Gulfområdet til Europa. Miljøinteressenes styrke i konsumentlandene økte etterspørselen etter libysk råolje, som har lavt svovelinhold. Biafrakrigen førte til stopp i Nigerias produksjon av svovelfattig olje. Mange uavhengige oljeselskaper var etablert i Libya. Disse kunne ikke i en krisesituasjon forsyne sine raffinerier og distribusjonsnett med olje fra alternative produksjonsområder, noe som gjorde disse selskapene spesielt utsatt for press. Libyas forhandlingsprosisjon var sterk fordi landet hadde valutareserver tilsvarende verdien av fire års import. Da oberst Gadaffi beordret reduksjon i produksjonen, ga selskapene raskt etter for skattekravene.

De olje-eksporterende lands økte styrke vis-a-vis selskapene, eksemplifisert ved Libya, førte i 1971 til den såkalt Tripoli-avtalen. "The posted price" ble økt fra \$ 2.54 til \$3.30 pr. fat, skattesatsen økte fra 50 til 55 prosent av overskuddet. Avtalen inneholdt også andre bestemmelser som var gunstige for OPEC-landene. Blant annet skulle "the posted price" økes automatisk med 2.5 prosent pr. år for å kompensere for inflasjon.

Opphevelsen av dollarens gullparitet med påfølgende kraftige devaluering samt tiltakende inflasjon i OECD-området førte imidlertid til at avtalen fort ble undergravd. Innen OPEC oppsto som følge av dette krav om nasjonalisering av oljeproduksjonen. Radikale land som Irak og Libya støttet en slik politikk, mens Saudi Arabia, Emiratene og Kuwait var mot. Etter lange forhandlinger mellom Aramco (et konsortium av amerikanske oljeselskaper i Saudi-Arabia) og den Saudi-Arabiske regjering ble det mot slutten av 1972 i Riyad oppnådd en frivillig avtale. Eiendomsretten skulle gradvis overføres til Saudi-Arabi. En 25 prosents eierandel ble umiddelbart overført. Andelen skulle så gradvis øke til 51 prosent i 1982. Noe senere kom et nytt gjennombrudd for produsentlandene. Parlamentet i Kuwait avviste en avtale liknende den som ble inngått i Saudi-Arabia, og oppnådde istedet å overta 50 prosent av eierinteressene umiddelbart. Denne avtalen var virksom fram til 1975, da regjeringen i Kuwait nasjonaliserte hele virksomheten. Med unntak av de Arabiske Emiratene, som fortsatt har beholdt en avtale om 60 prosent eierandel, og Saudi-Arabia, som har opprettholdt avtalen med Aramco, dannet Kuwait mønster for Gulf-området.

Fra 1971 til prishoppet i 1973/74 var råoljemarkedet kjennetegnet ved at etterspørselen vokste raskere enn produksjonskapasiteten. Ledig kapasitet hadde kjennetegnet råoljemarkedet i flere ti-år. Etter at råoljeprisen hadde vært nesten kontinuerlig synkende i hele etterkrigstiden, begynte den nå å stige. Markedsprisen passerte tidlig i 1973 "the posted price". I juni samme år anslo OPEC at sammenliknet med 1971 var markedsprisen økt med 65 prosent og avregningsprisen med bare 33 prosent. Siden avregningsprisen også hadde steget mindre enn prisene på OPEC-landenes importvarer, var realverdien av skatteinntektene pr. fat redusert. Det bygde seg derfor på nytt opp et press for å heve avregningsprisen. Forhandlinger om dette var planlagt i oktober 1973. Kravet var en økning i "the posted price" fra \$ 3.01 til \$ 5.12 pr. fat. Begrunnelsen var ikke at markedsprisen skulle presses opp, snarere en omfordeling av oljerenten gitt den eksisterende markedspris.

Før forhandlingene var sluttført kom imidlertid Yon-Kippur-krigen med Israel (6. oktober 1973). Den førte umiddelbart til et omfattende politisk press i hele araberverdenen for å nasjonalisere alle amerikanske oljeselskaper og samtidig gjennomføre salgsboikott mot USA. De seks OPEC-landene rundt Gulfen møttes i Kuwait 16. oktober. For første gang unnlot man å forhandle med selskapene om

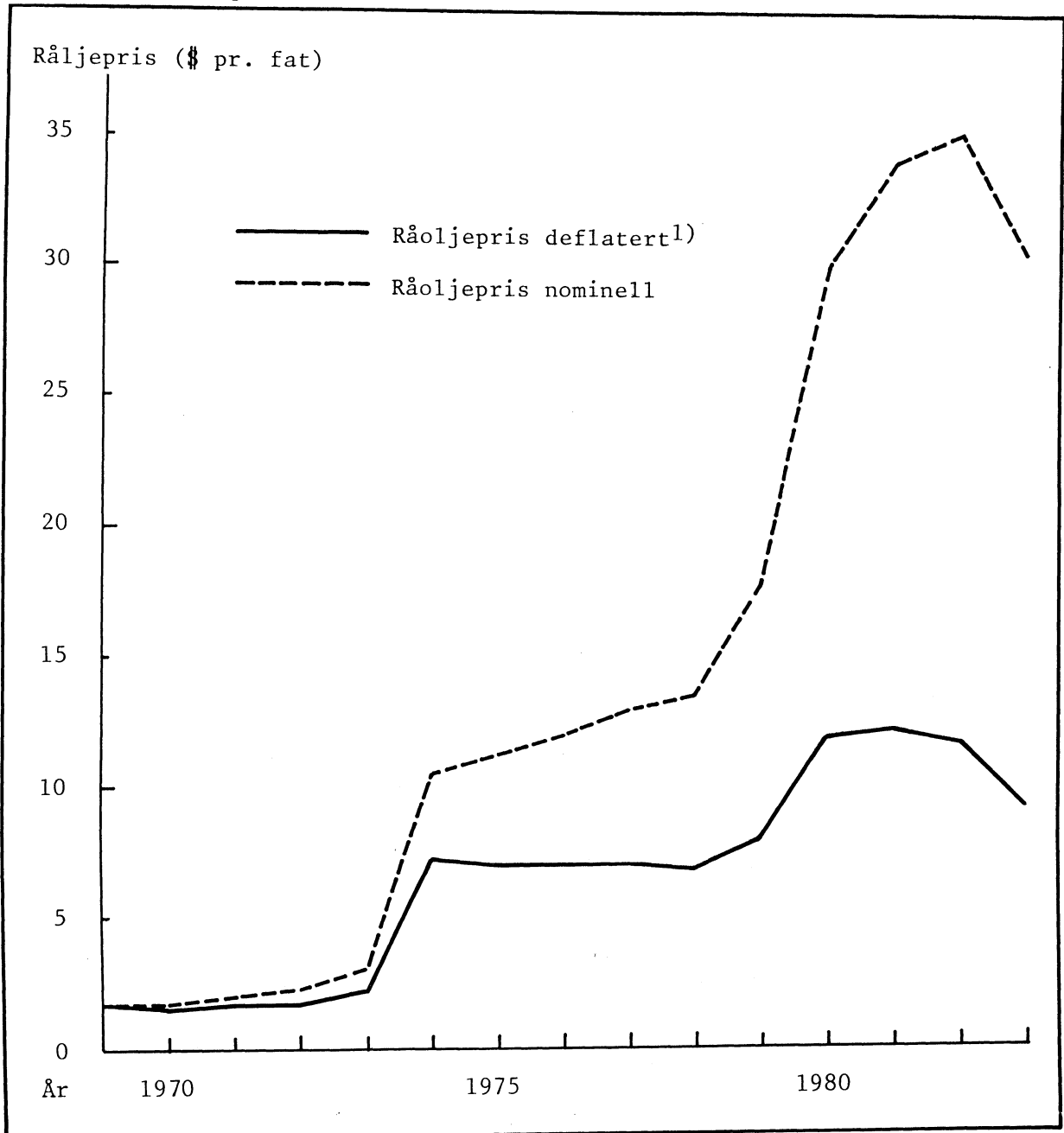
avregningsprisen ("the posted price"), men vedtok unilateralt å heve den i tråd med tidligere krav (fra \$ 3.01 til \$ 5.12 pr. fat). Noen dager senere (19.-20. oktober) gjorde OPEC vedtak om å gjennomføre olje-embargo mot USA og Nederland. Det ble imidlertid raskt klart at på grunn av internasjonal handel med råolje, var embargoen ikke effektiv. Nytt møte 5. november vedtok derfor å redusere produksjonen i alle OPEC's medlemsland uavhengig av bestemmelsessted for eksporten. Produksjonen skulle umiddelbart ned med 25 prosent i forhold til september samme år, deretter skulle den reduseres gradvis med 5 prosent pr. måned inntil USA endret sin holdning til problemene i området.

Tross de vedtatte mål for produksjonsbegrensning var volumvirkningen relativ beskjeden. Regnet på årsbasis for hele OPEC ble produksjonen bare redusert med i underkant av 1 prosent fra 1973 til 1974.

Markedets reaksjon var preget av tre forhold: Først og viktigst var kanskje den på kort sikt uelastiske etterspørselen og det uelastiske tilbudet fra produsentland utenfor OPEC. Selv ubetydelige endringer i omsatt kvantum i et marked med slik struktur i tilbud og etterspørsel gir kraftige prisvirkninger. For det andre skulle det igjen vise seg at de nye uavhengige oljeselskapene spilte en avgjørende rolle. På grunn av svakt utbygd horisontal integrasjon av råoljeproduksjonen var disse selskapene svært sårbare. Redusert produksjon i OPEC førte umiddelbart til at mange selskaper manglet råolje til sine raffinerier. De etablerte multinasjonale selskapene ("de syv søstre") nektet nå som tidligere å selge råolje til uavhengige selskaper. Disse ble derfor umiddelbart presset ut på spotmarkedet. For det tredje førte forventninger om stigende pris eller strategiske vurderinger om ønsket reservelager til at spotmarkedsprisen ble drevet kraftig opp. For eksempel tilbød den iranske regjering den 10. desember 0,5 mbd til salg for levering neste halvår. Budene kom raskt opp i \$ 16-17 pr. fat.

På OPEC-møtet i Teheran 22.-23. desember 1973 ble det som følge av utviklingen på spot-markedet vedtatt å heve avregningsprisen til \$ 11.65 pr. fat for arabisk lett råolje (34 API). Dette innebar at prisen var nær firedoblet på få måneder (se figur 2.1).

Figur 2.1. Prisutvikling på råolje i US-Dollar. Saudiarabisk -lett råolje



K i l d e : Nominelle priser: IMF-Databank
 Prisindekser : OECD, Main Economic Indicators.

1) Deflatert med konsumprisindeksen for OECD-området. 1970 = 100

Utviklingen i råoljemarkedet etter prisøkningen i 1973 har vært preget av følgende forhold:

Veksten i forbruk av råolje har flatet ut.

Fordelingen av markedsandeler mellom produsentland er endret. Mens OPEC tidligere i lang tid hadde økt sin andel av verdensmarkedet, var andelen fallende mot slutten av 1970-årene.

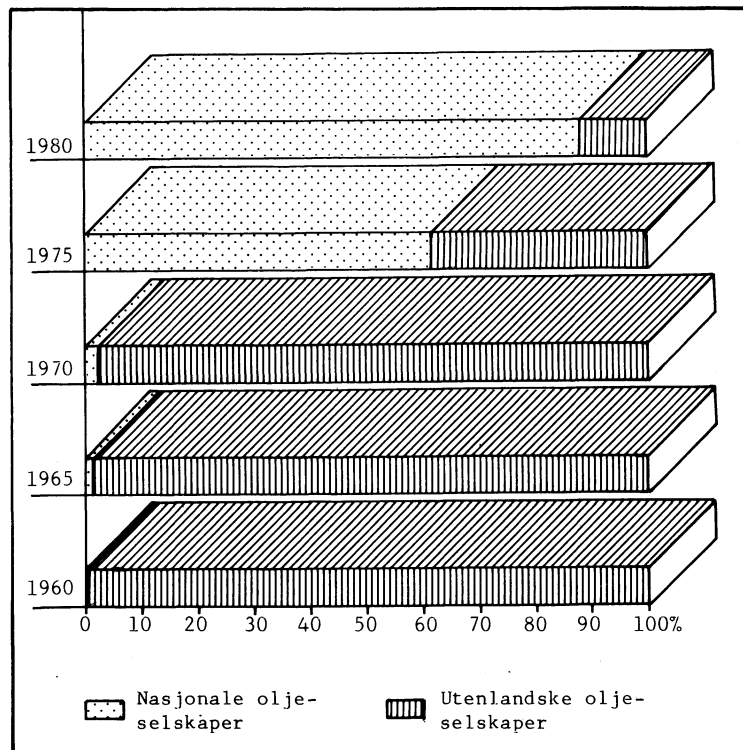
Eiendoms- og disposisjonsretten til råoljekildene ble overført til nasjonalstatene innen OPEC-området. Nasjonalstatene ble aktører i markedet, private oljeselskaper fikk i stigende grad rollen som kontraktører for regjeringene.

De syv søstres markedsrett ble betydelig redusert spesielt i OPEC-området. Disse ble erstattet av nasjonale selskap på produksjonssiden og møtte økende konkurranse fra uavhengige selskaper i distribusjon og salg.

OPEC's prispolitikk endres fra 1973. Tidligere var målet å inndra en størst mulig andel av oljerenten gitt den pris som ble bestemt i markedet. Etter 1973 ble produsentlandenes inntekter fra oljevirkosheten i hovedsak forsøkt økt ved å øke markedsprisen. I løpet av få år ble nesten all oljeproduksjon i OPEC nasjonalisert. Oljerenten ble derfor hovedsakelig innkassert av produsentlandene.

Den nasjonaliseringsprosessen som skjedde i perioden før og like etter 1973 illustreres i figur 2.2. Nasjonaliseringene rammet først og fremst de multinasjonale selskapene. I enkelte land trakk det noe ut i tid før den formelle nasjonaliseringen ble gjennomført. Likevel synes det rimelig å hevde at oljeproduksjonen de facto var nasjonalisert allerede i 1973/74. Regjeringene i produsentlandene fattet i realiteten alle viktige beslutninger, ofte uten å konsultere selskapene. Imidlertid spiller oljeselskapene fortsatt en viktig rolle ved på kontraktbasis å være operatør av tekniske installasjoner etc. Også når det gjelder salg og distribusjon internasjonalt, tar de fortsatt hånd om storparten av råoljen. I figur 2.3 framgår hvem som i praksis står for eksporten av råolje fra OPEC-landene.

Figur 2.2. Fordeling av OPEC's råoljeproduksjon mellom nasjonale og utenlandske selskaper



Kilde: OPEC Review Vol VI. No 3 Aut. 1982.

Figur 2.3. OPEC's råoljeeksport fordelt etter type oljeselskap som kontrollerer handelen.



1) De åtte store inkluderer foruten de syv søstre (Exxon, BP, Shell, Gulf, Texaco, Standard Oil of California, Mobil) også CFP (=Total) et fransk statseid oljeselskap.

K i l d e : OPEC Review Vol VI No 3 Aut. 1982.

De største oljeselskapene tok hånd om et større volum råolje enn OPEC's statsoljeselskaper helt fram til 1980. De uavhengige selskapenes volum ser ut til å ha vært uendret helt til 1979. Figur 2.3 illustrerer hvordan reduksjonen i OPEC's produksjon mot slutten av 1970-tallet, i sin helhet gikk på bekostning av de multinasjonale selskapene. Virkningen på selskapenes overskudd av nasjonaliseringen i OPEC-landene, kan tydelig leses i tabell 2.2. Realverdien av overskuddene falt betydelig og kom først i 1979 opp på samme nivå som i 1974.

Tabell 2.2. Overskudd for de "syv søstre"¹ i perioden 1960-79, millioner 1960-dollar

	1960	1970	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
BP	174	156	484	608	201	253	234	337	1 220
Exxon	689	937	1 477	1 592	1 173	1 151	985	1 031	1 454
Gulf	330	394	482	566	344	360	298	293	447
Mobil	183	346	512	557	393	428	414	422	679
Shell	499	630	986	1 336	863	902	1 058	824	2 296
Socal	266	326	529	508	373	386	400	406	604
Texaco	392	588	733	828	392	357	359	318	595
Totalt	2 533	3 377	5 203	5 995	3 739	3 837	3 748	3 631	7 295
%-økning		33,3	54,0	15,2	-37,6	2,6	-2,3	-3,1	100,9

¹ Exxon, B.P., Shell, Gulf, Texaco, Standard oil og Mobil.

K i l d e : OPEC Review, Autumn 1982.

Selv om betydelige deler av den internasjonale handel med råolje fortsatt går via de multinationale selskapene, skjer handelen på andre betingelser enn tidligere. Mens hele 90 prosent av verdenshandelen i 1973 foregikk på basis av langsiktige kontrakter, var denne andelen i 1979 redusert til 42 prosent (kilde: Mohnfeld, J. M. (1980)). Denne reduksjonen skyldes i sin helhet endret mønster for leveranse av olje produsert utenfor OECD-området. "Sikre" råoljeveranser fra egne konsesjoner eller på basis av langsiktige kontrakter ble halvert i dette området fra 1973 (25,0 mill. b.d.) til 1980 (12,5 mill. b.d.). Dette var i første rekke en konsekvens av at den tradisjonelt sterke vertikale integrasjon i oljebransjen, i første rekke representert ved "de syv søstre", ble redusert. Disse selskapene må nå i større grad ut på spot-markedet for å sikre råoljeveranser til sine distribusjonsnett. Denne utviklingen betyr trolig økt prisfølsomhet og større ustabilitet på kort sikt, fordi større andeler av oljen omsettes i spot-markedet enn på langsiktige kontrakter. Etter at prisen begynte å falle i 1982 tyder mye på at OPEC igjen søker å gjøre sine kontrakter mer langsiktige. En annen konsekvens av den reduserte vertikale integrasjon er at uavhengige aktører foretar beslutninger på ulike trinn fra råoljeutvinning til salg av petroleumsprodukter. Dette øker trolig usikkerheten i markedet sammenliknet med en situasjon der vertikalt integrerte selskaper fatter beslutninger om produksjon og investering både i utvinning, transport, foredling, distribusjon og salg ut fra samordnede og langsiktige planer for alle ledd i omsetningskjeden.

Produksjonsbegrensningene og boikotten som startet i oktober 1973 ble opphevet mars 1974. Prisen lå deretter fast inntil september 1975, da den igjen ble hevet med 10 prosent ifølge OPEC-vedtak. De påfølgende to år, i henholdsvis desember og juni ble råoljeprisen hevet med 5 prosent. Likevel var realprisen i denne perioden fallende. OPEC hadde problemer med å opprettholde de annonserte oljeprisene. En rekke produsentland innførte rabattordninger som i realiteten innebar priser under de offisielle OPEC-prisene. Den store uenigheten som har eksistert om OPEC's prispolitikk i perioder, kom bl.a. fram på OPEC-møtet i desember 1976. Irak, Qatar og Venezuela ønsket da en prisøkning på 25 prosent, Iran ønsket 15 prosent, mens resultatet ble 5 prosent på grunn av Saudi-Arabisk press. Uenighet om fordelingen av markedsandeler førte til at Saudi-Arabia i januar 1977 oppga sitt tidligere selv-pålagte produksjonstak på 8,5 mill. fat pr. dag. Følgen var at det innen OPEC oppsto et to-prissystem. Prisforskjellen mellom ulike oljekvaliteter ble ikke lenger begrunnet ut fra kvalitetsforskjeller i forhold til "the market crude", dvs. Saudi-Arabisk lett 34°-råolje. Mens Saudi-Arabia holdt på en pris på \$ 12.09 pr. fat, fastsatte en del radikale araberland prisen på sine olje typer betydelig høyere. I juli 1977 ble det igjen oppnådd enighet. Offisiell pris på arabisk lett råolje ble satt til \$ 12.07, og Saudi-Arabia begrenset på nyproduksjonen til 8,5 mill. fat pr. dag.

Revolusjonen i Iran mot slutten av 1978 viste seg å være opptakten til nok et drastisk hopp i prisen (se figur 2.1). Iran reduserte sin eksport fra og med desember 1978. Produksjonen i 1979 ble redusert med drøyt 40 prosent til 3,2 mill. fat pr. dag. Produksjonen i 1980 ble ytterligere redusert til 1,5 mill. fat pr. dag, hovedsakelig som følge av krigen med Irak. I Irak falt produksjonen fra 3.5 mill. fat pr. dag i 1979 til 2,7 mill. fat pr. dag i 1980. På tross av at andre OPEC-land (Saudi-Arabia, Kuwait m.fl.) delvis kompenserte bortfallet av produksjon fra Iran i 1979 og fra både Iran og Irak senere, steg prisen på spot-markedet og nådde over \$ 40 pr. fat. Etter hvert ble også de offisielle salgsprisene hevet betydelig, den offisielle salgsprisen for Saudi-Arabisk lett råolje var \$ 36 i store deler av 1981.

For å illustrere hvordan verdensmarkedet for råolje fungerer, skal vi her kort gjengi hovedresultatene fra to studier (Jacoby og Paddock (1979) og Mitchell, J. (1982)) som forholdsvis detaljert følger oljemarkedet i tiden etter revolusjonen i Iran. Revolusjonen førte til at landet reduserte sin eksport fra omtrent september/oktober 1978. Det tar 3-4 uker før redusert eksport i Midt-Østen berører de fysiske leveransene til raffineringssektoren i Europa og ytterligere 3-4 uker før leveransene til konsum reduseres. Mellom råoljeeksportørene og konsumentene passerer oljen gjennom mange ledd; oljen skifter stadig eier, mange driver meglervirksomhet og/eller spekulasjon med både råolje og oljeprodukter. Vi skal følge virkningene av reduksjonen i eksport gjennom markedet i perioden fra høsten 1978 til sommeren 1980 og dele perioden i fem faser.

Fase 1: September 1978 - januar 1979:

Revolusjonen i Iran førte til at landets oljeeksport i ovennevnte tidsrom ble redusert fra 5,8 til 0,5 mill. fat pr. dag. Virkningene på konsummarkedene i Europa var ubetydelige, men handelen i spotmarkedet ble kraftig redusert som følge av usikkerhet og "vente-og-se holdning". Imidlertid søkte de raffineriene som forutså bortfall av framtidige leveranser fra Iran å sikre seg. Deres reaksjon var å kjøpe en større andel av eksisterende lager av petroleumsprodukter enn de normalt ville gjort. Prisene i bulkmarkedet for oljeprodukter, "the bulk products markets", begynte derfor å stige.

Fase 2: Januar - juni 1979:

Spot-markedshandelen med råolje tok seg kraftig opp. Reduksjonen i samlet tilbud av råolje på om lag 5 prosent var ulikt fordelt på kjøpeland, spesielt ble Japan hardt rammet. Japan og andre land forsøkte derfor å kompensere ved kjøp i spot-markedet, og prisen ble drevet opp i dette markedet. På tilbudssiden (spesielt fra Irak) ble det reagert med å utnytte ledig produksjonskapasitet til å øke leveransene til spot-markedet (se tabell 2.4). Markedet ble ekstra nervøst som følge av at Saudi-Arabia reduserte sin produksjon med 1 million fat pr. dag i tilknytning til Camp David-avtalens inngåelse. Saudi-Arabia innførte samtidig et tillegg (premium) på \$ 1,2 pr. fat i forhold til den offisielle salgsprisen. Mot slutten av februar hadde alle produsentlandene innført slike tillegg til den offisielle salgspris på \$ 13,34. De offisielle prisene var imidlertid fortsatt betydelig under spot-markedsprisen. På OPEC-møtet 26. mars ble offisiell pris hevet til \$14,55.

En del raffinerier ble rammet av reduserte leveranser fra Iran, og prøvde å kompensere ved kjøp i spot-markedet. I dette markedet (Rotterdam) steg prisen fra \$ 18 den 1. januar til \$ 37 i april. Samtidig som det var knapphet på råolje og "bulk products", ble det registrert tegn til lageroppbygging i distribusjonsnettene. Produktprisene steg noe mot slutten av perioden.

I andre kvartal fortsatte landene å innføre tillegg til offisiell pris, opp til 3-4 dollar pr. fat. Mot slutten av juni ble så prisen på Saudi-Arabisk lett råolje igjen satt opp, nå til \$ 18 pr. fat.

Fase 3: Juni-september 1979

Etterspørselen etter råolje lå i perioden relativt konstant (bl.a. på grunn av lageroppbygging), mens tilbudet økte kontinuerlig (også fra Iran). I denne fasen begynte veksten i spot-markedsprisen å flate ut samtidig som OPEC-landenes offisielle salgspriser ble regulert opp mot spot-prisens nivå (Iransk lett råolje steg fra \$ 24 til \$ 35 pr. fat).

Prisen på "bulk-products" nådde toppen for så å falle svakt. Produktprisene til forbrukerne steg kraftig, forbrukernes lagerhold og konsum ble redusert noe.

Fase 4: Oktober-desember 1979

Etterspørselen i råoljemarkedet avtok samtidig som tilbudet økte. Eksportlandene forsøkte å flytte sine leveranser fra spot-markedet til det kortsiktige terminmarkedet til priser et sted mellom spot-prisen og de offisielle salgsprisene. I "bulk-products"-markedet var prisen på vei nedover på grunn av at mange ønsket å redusere de store lagerbeholdningene som var bygd opp tidligere under krisen. Prisene til konsumenten steg fortsatt.

Fase 5: Første halvår 1980

I denne fasen ble alle priser justert slik at de "normale" forhold mellom offisielle salgspriser i OPEC og andre olje- og produktpriser ble gjenopprettet. Lagerbeholdningene i alle markeder var samtidig uvanlig store.

Det nye nivå på produktprisene førte imidlertid til kontinuerlig fall i konsumet av petroleumsprodukter. Også råolje-etterspørselen var på vei ned. Motposten på tilbudssiden var at en rekke OPEC-land reduserte sin ekstraordinært høye kapasitetsutnyttelse.

2.3. Strukturendringer på tilbudssiden

I hele etterkrigstiden har det vært store forskyvninger i råoljeproduksjonens fordeling etter geografisk område. Som det framgår av tabell 2.3 økte OPEC's andel av verdens råoljeproduksjon sterkt fram til 1973 og utgjorde da godt over halvparten av verdens totale tilgang av råolje og nær to tredjedeler av tilgangen utenom østblokklandene. Økningen av OPEC's markedsandel skjedde i en periode da både total produksjon og forbruk av råolje økte sterkt, ca. 8 prosent pr. år, dvs. ca 3 prosentpoeng raskere enn gjennomsnittlig BNP-vekst. OPEC økte sin andel av produksjonen på bekostning av OECD-landene, mens østblokken og ulandene hadde svakt økende markedsandeler. USA, som er den største produsenten innenfor OECD, økte riktignok sin produksjon med omtrent 50 prosent fra 1960 til 1973, men fikk likevel redusert sin markedsandel fra ca. 35 prosent til ca. 20 prosent. Fram til 1973 var derfor oljemarkedet karakterisert av en sterk økning i volum kombinert med en tyngdeforskyvning av produksjonen i retning av OPEC og Midt-Østen.

Tabell 2.3. Råoljeproduksjon etter geopolitisk område, 1960 - 1982

	1960		1970		1973		1980		1983	
	Mill. t.o.e.	Prosent- vis andel	Mill. t.o.e.	Prosent- vis andel	Mill. t.o.e.	Prosent- vis andel	Mill. t.o.e.	Prosent- vis andel	Mill. t.o.e.	Prosent- vis andel
OECD	405	38,5	625	26,8	651	22,9	702	22,9	729	26,5
OPEC	439	41,8	1 165	49,9	1 542	54,2	1 340	43,8	895	32,5
CPEs ¹	168	16,0	393	16,8	503	17,7	731	23,9	742	26,9
LDCs ²	39	3,7	153	6,5	149	5,2	286	9,4	390	14,2
Total	1 051	100,0	2 336	100,0	2 845	100,0	3 059	100,0	2 756	100,1

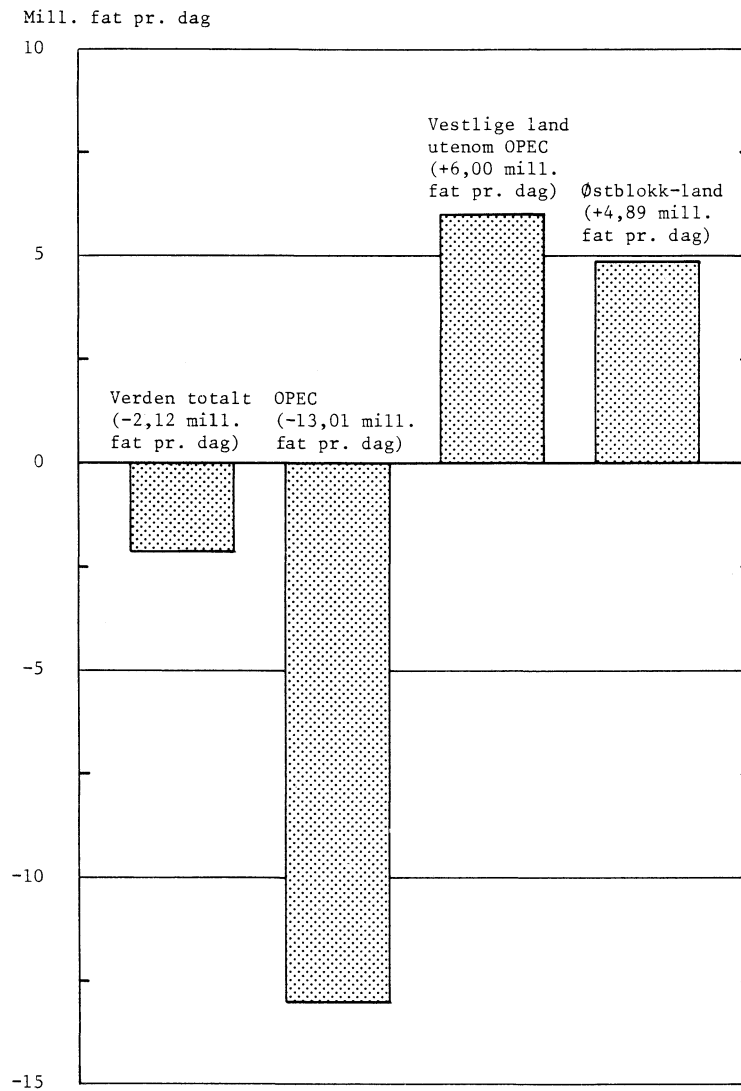
¹ CPEs: Centrally Planned Economies. ² LDCs: Less Developed Countries.

K i l d e r: 1960 - 1980: Energy Outlook, OECD (1982). 1983: BP Statistical review of world energy. June 1984.

Etter 1973 har produksjonsfordelingen mellom de ulike geopolitiske områdene igjen endret seg. I perioden 1973-83 ble OPEC's andel av total produksjon redusert fra vel halvparten til omtrent en tredjedel, slik det framgår av tabell 2.3. Etter 1973 har samlet produksjon av olje i den vestlige verden stagnert og fra 1980 til 1983 gikk den noe ned. OPEC produserte i 1983 hele 13 mill. fat pr. dag mindre enn i 1973, mens andre vestlige land økte sin produksjon med 6 mill. fat pr. dag. Produksjonen i Sovjet, Kina og andre kommunistiske land økte med 4,9 mill. fat pr. dag. Tross denne økningen ble det i 1983 på verdensbasis produsert 2,1 mill. fat pr. dag mindre enn et tiår tidligere. Omfordelingen i produksjonen mellom de ulike områdene i perioden 1973/83 framgår av figur 2.4.

Samtidig med at OPEC har vært residual- eller svingprodusenten i et stagnerende vestlig oljemarked, har produksjonsfordelingen internt i OPEC endret seg betydelig over perioden 1973-83 som vist i tabell 2.4. For å forstå OPEC's virkemåte, er det viktig å understreke at organisasjonen i denne perioden ikke har fungert som et effektivt kartell med bindende vedtak om produksjonskvoter for hvert medlemsland. Produksjonsmålene ble hele tiden fastlagt av de enkelte medlemsland, riktignok etter interne drøftinger i OPEC. Et interessant trekk i bildet er Saudi-Arabias rolle som buffer mot varierende produksjon i de øvrige OPEC-land, særlig i perioden 1979-82.

Figur 2.4. Endring i råoljeproduksjonen i ulike områder i perioden 1973-1983



Kilde : B.P. Statistical review of world energy, 1984

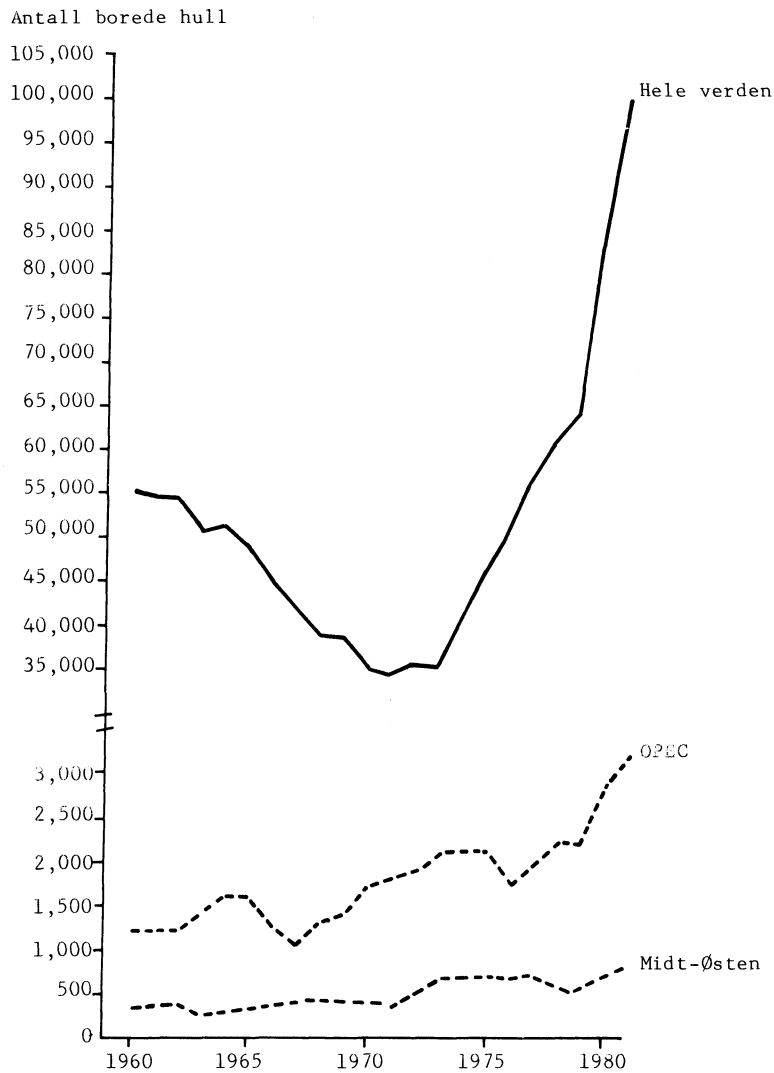
Tabell 2.4. De enkelte medlemslands andel av samlet OPEC-produksjon, 1973-82

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Saudi-Arabia	23,9	26,8	25,1	27,1	28,4	26,9	29,8	36,8	43,6	35,0	29,0
Kuwait	9,5	8,1	7,4	6,8	6,1	6,9	7,8	6,2	5,0	4,5	6,1
De forente arabiske emirater	4,8	5,3	5,9	6,1	6,2	5,9	5,8	6,4	6,7	6,6	8,3
Iran	18,4	19,1	19,0	18,5	17,5	17,0	9,5	6,2	5,9	10,7	14,0
Irak	6,4	6,2	8,0	6,8	6,1	8,3	10,8	9,3	4,0	5,2	5,5
Libya	6,9	4,8	5,2	6,1	6,4	6,4	6,5	6,6	4,9	6,1	6,2
Nigeria	6,4	7,2	6,3	6,5	6,5	6,1	7,2	7,6	6,4	7,0	7,1
Venezuela	10,6	9,4	8,3	7,2	6,9	7,0	7,4	8,1	9,4	10,2	10,2
Indonesia	4,2	4,4	4,6	4,7	5,2	5,0	5,0	5,9	7,1	7,2	7,5
Andre	8,9	8,7	10,2	10,2	10,7	10,5	10,2	6,9	7,0	7,5	6,1

Kilde: Perioden 1973-80: Griffin og Teece (1982). Perioden 1981-83: Petroleum Economist, oktober 1984.

Forskyvning av produksjonsandeler bort fra OPEC har delvis sin bakgrunn i det forhold at de multinasjonale oljeselskapene etter 1972 har forsøkt å kompensere bortfallet av sin produksjon i OPEC med økt produksjon i andre områder. Videre har selvsagt den sterke prisøkningen på råolje gjort det lønnsomt å produsere olje i områder som før 1973 ble betraktet som marginale eller klart ulønnsomme. I figur 2.5 kommer dette til uttrykk ved en sterk økning i leteboring utenfor OPEC.

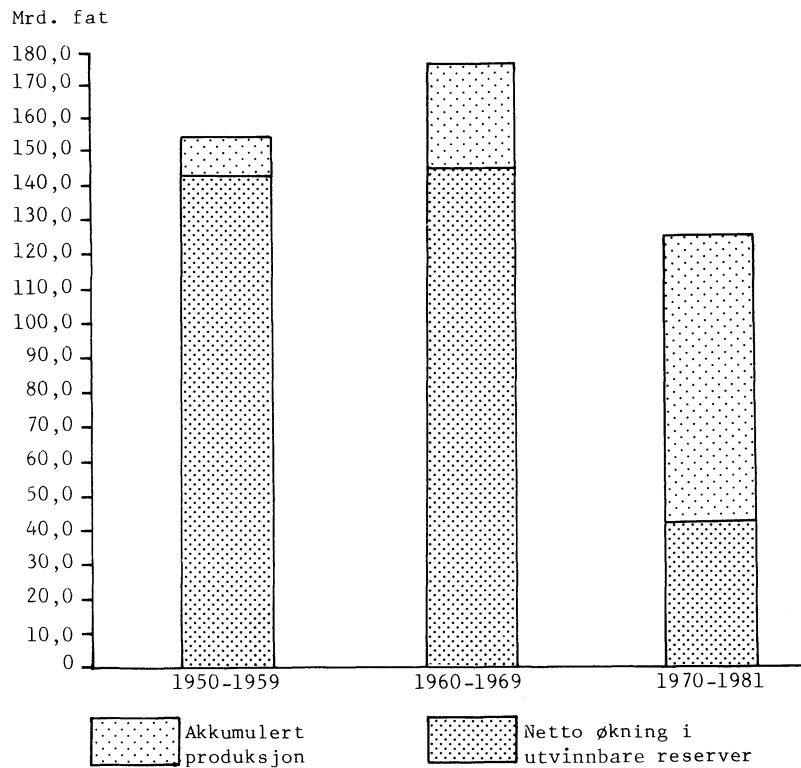
Figur 2.5. Leteboring etter olje 1960-1981



K i l d e : OPEC Review Vol VI No 3 Aut. 1982.

I Midt-Østen økte utvinnbare reserver langt sterkere enn produksjonen fram til 1970, på tross av moderat letteaktivitet. I perioden 1970-81 har det derimot vært en klar nedgang i akkumulerte reserver, slik som vist i figur 2.6. Letteaktiviteten har likevel ikke blitt trappet vesentlig opp i denne perioden bl.a. fordi Midt-Østen allerede har stor ledig produksjonskapasitet.

Figur 2.6. Akkumulert produksjon og netto økning i utvinnbare reserver for OPEC-medlemsland i Midt-østen 1950-81.



K i l d e : OPEC Review Vol VI No 3 Aut. 1982.

Tross avtakende vekst i påviste reserver i Midt-østen viser tabell 2.5 likevel at OPEC i 1980 hadde 67 prosent av samlede påviste reserver i verden.

Tabell 2.5. Utvinnbare reserver pr. 1/1-81 etter geopolitisk område, mill. metric tonn

	Reserver	Andel	1980 R/P Ratio ²
OECD	7,977	(9.0 %)	11.3
OPEC	59,257	(67.0 %)	44.2
Andre ¹	11,774	(13.3 %)	16.1
Hele verden	88,475	(100.0 %)	28.9

¹ Utviklingsland utenom OPEC. ² Forholdet mellom reserver (R) og produksjon (P) ved produksjonsvolum som i 1980.

K i l d e: Oil and Gas Journal, desember 1980.

Blant enkelt-land peker videre Saudi-Arabia seg klart ut som det land i verden som har størst reserver (tabell 2.7).

Tabell 2.7. Fordeling av påviste råoljereserver etter land pr. 1/1-81 (mill. tonn)

Saudi-Arabia :.....	22.923	Irak	4.093
Kuwait	9.268	Abu Dhabi	3.956
Sovjetunionen	8.595	USA	3.602
Iran	7.844	Libya	3.138
Mexico	6.003	Kina	2.797
		Andre	16.257

K i l d e: Oil and Gas Journal, Desember 1980.

2.4. Strukturendringer på etterspørselssiden

Ifølge FN's energistatistikk økte verdens totale energiforbruk (regnet i kullekvivalenter) med omtrent 5 prosent pr. år i perioden 1950-73, eller omtrent likt med BNP-veksten. Det skjedde likevel store endringer i fordelingen av energiforbruket mellom ulike energibærere, trolig som følge både av endringer i relative priser og som følge av endringer i de enkelte næringers relative størrelse, bl.a. stor vekst i transportsektorene. Det mest markerte trekk i bildet er substitusjonen fra kull og over til olje og gass. I 1950 utgjorde kull 61 prosent av verdens energiforbruk, i 1973 bare 32 prosent. (Se Robinson, C. (1983).) Kullandelen ble m.a.o. halvert i løpet av vel 20 år til tross for at kullforbruket absolutt sett økte med 1-2 prosent pr. år. Andre kilder enn FN's energistatistikk gir noe andre tall for fordelingen av totalforbruket mellom energibærere, men hovedtrekkene er de samme - en sterk økning i energiforbruket totalt og spesielt for olje- og gass som øker på bekostning av kull fram til 1973.

Etter 1973 er bildet endret. Veksten i totalt energiforbruk er kraftig redusert på samme måte som BNP-veksten. Samtidig har oljens andel av totalt energiforbruk sunket klart, mens både kull, gass, kjernekraft og vannkraft har økt. Etter 1979 har samlet forbruk av olje avtatt, samlet forbruk var i 1983 mer enn 200 mill. t.o.e. lavere enn i 1980. Tabell 2.6 gir sammenlignbare tall for energiforbruket i periodene 1965-73, 1973-80 og 1980-83, regnet i oljeekvivalenter.

Tabell 2.6. Verdens energiforbruk fordelt på energibærere

	1965		1973		1980		1983		Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent		
	Mill. t.o.e. av total	Prosent av total	Mill. t.o.e. av total	Prosent av total	Mill. t.o.e. av total	Prosent av total	Mill. t.o.e. av total	Prosent av total	1965-73	1973-80	1980-83
Total	3 949	100,0	5 920	100,0	6 894	99,7	6 925	100,1	5,2	1,9	1,5
Olje	1 529	38,7	2 798	47,3	3 002	43,4	2 794	40,4	7,8	0,9	-2,4
Kull	1 525	38,6	1 668	28,2	2 007	29,0	2 097	30,3	1,1	2,3	1,5
Gass	647	16,4	1 076	18,2	1 306	18,9	1 329	19,2	6,6	2,5	0,6
Kjernekraft	6	0,2	49	0,8	165	2,4	236	3,4	30,0	16,4	12,7
Vannkraft ..	242	6,1	329	5,5	414	6,0	469	6,8	3,9	2,9	4,3

K i l d e r: BP Statistical Review of the World Oil Industry. BP Statistical Review of World Energy 1981 og 1984, Robinson, C. (1983)..

Utviklingen av energiforbruket etter 1973, fordelt etter geografisk område er vist i tabell 2.7. For de industrialiserte områdene Nord-Amerika, Vest-Europa og Japan var totalt energiforbruk bare ubetydelig større i 1980 enn i 1973. I utviklingslandene og i østblokkområdet har det imidlertid vært en sterk økning i energiforbruket også etter 1973, trolig både som følge av at den økonomiske veksten i noen av disse områdene har vært høy også etter 1973 og på grunn av en fortsatt industrialiseringsprosess som bidrar til sterkere vekst i energiforbruket enn i BNP. I de vestlige industrilandene har det foregått en betydelig substitusjon bort fra olje, slik det framgår ved å sammenholde tabellene 2.7 og 2.8. For de industrialiserte land har oljeforbruket sunket i et stagnerende energimarked. Oljeforbruket i utviklingslandene og østblokklandene har derimot økt omtrent i takt med landenes totale energiforbruk.

I OECD-området falt oljeforbruket med ca. 20 prosent i de fire årene fra 1979 til 1983. I samme periode økte BNP med 5,5 prosent. Årsaken til denne utviklingen ligger hovedsakelig i råoljeprisen. Prisen på importert råolje til USA steg med 46 prosent målt i dollar, pga. dollarkursutviklingen steg prisen to til tre ganger så mye i lokal valuta i andre OECD-land. Gjennom 1984 har forbruket av råolje igjen tatt til å vokse i USA og Japan, mens det fortsatt er tendens til fall i forbruket i Vest-Europa. Forklaringen er dels at oppgangskonjunktoren har vært sterkere i USA og Japan, enn i Vest-Europa, og dels den kraftige stigningen i dollarkursen som har ført til stigende priser i Vest-Europa tross fall i råoljeprisen målt i dollar. Det synes imidlertid rimelig å anta at forbruket også i Vest-Europa vil stabilisere seg eller vokse svakt. Selv om man i årene framover vender tilbake til mer "normale" forhold med høy økonomisk vekst og stigende råoljeforbruk, vil trolig forholdet mellom økonomisk vekst og vekst i oljeforbruk endre seg vesentlig fra tidligere. Mens forbruket av olje i 1960-årene vokste nær 50 prosent raskere enn BNP i OECD-området, vokste f.eks. forbruket i USA i 1984 bare om lag halvparten så raskt som BNP, tross fallende realpris.

Tabell 2.7. Totalt energiforbruk etter geografisk område

	1973		1980		1983		Prosentvis årlig endring over perioden	
	Mill. t.o.e.	Prosentvis andel	Mill. t.o.e.	Prosentvis andel	Mill. t.o.e.	Prosentvis andel	1973-80	1980-83
Total	5 920	100,0	6 893	100,0	6 926	100,0	1,9	0,2
Nord-Amerika	2 014	34,0	2 077	30,1	1 917	27,7	0,4	-2,6
Vest-Europa	1 241	21,0	1 279	18,6	1 222	17,6	0,4	-1,5
Japan	348	5,9	360	5,2	341	4,9	0,4	-1,8
Sovjet, Øst-Europa, Kina	1 590	26,9	2 130	30,9	2 358	34,1	3,7	3,5
Øvrige land	727	12,3	1 047	15,2	1 088	15,7	4,7	1,3

K i l d e: BP Statistical Review of World Energy 1981 og 1984.

Tabell 2.8. Oljeforbruk etter geografisk område

	1973		1980		1983		Prosentvis årlig endring over perioden	
	Mill. t.o.e.	Prosentvis andel	Mill. t.o.e.	Prosentvis andel	Mill. t.o.e.	Prosentvis andel	1973-80	1980-83
Total	2 799	100,0	3 002	100,1	2 794	100,1	1,0	-2,4
Nord-Amerika	902	32,2	882	29,4	767	27,5	-0,3	-4,6
Vest-Europa	749	26,8	680	22,7	586	21,0	-1,4	-4,8
Japan	269	9,6	238	7,9	206	7,4	-1,7	-4,7
Sovjet, Øst-Europa, Kina	468	16,7	644	21,5	653	23,4	4,7	0,5
Øvrige land	411	14,7	558	18,6	582	20,8	4,5	1,4

K i l d e: BP Statistical Review of World Energy 1984.

Endringene i verdens energiforbruk fra 1973 til 1983 må selvsagt sees på bakgrunn av de to oljeprissjokkene i perioden. Særlig etter den andre prisøkningen i 1979 har reaksjonene i energiforbruket vært store. Det er først etter 1979 at forbruket både av energi totalt og olje har falt i den industrialiserte del av verden. Det er i denne sammenheng viktig at prisen på oljeprodukter har steget langt mindre enn prisen på råolje. Både utviklingen i fraktrater, raffineringsteknologier og avgifter har dempet prisøkningene fram til forbruker. Prisene på alternativ energi; gass, kull og elektrisitet, har også steget sterkt. Samtidig har kursen på US dollar variert betydelig. Prisutviklingen for ulike typer energi har derfor vært nokså forskjellig i ulike områder. Prisdatabaser fra ulike kilder gir (på tross av nokså ulike tallserier), først og fremst et klart inntrykk av sterkt stigende priser på energi generelt i 1970-årene, med de sterkeste år til år variasjonene for råolje og oljeprodukter. Nettopp ustabilitet synes å være et karakteristisk trekk ved oljemarkedet i begynnelsen av 1980-årene. Markedet er endret som følge av at flere nye og uerfarne aktørgrupper kontrollerer en betydelig andel av omsetningen, samt at handelen hovedsakelig foregår ifølge kortsiktige kontrakter og på spotmarkedet. Utviklingen i oljemarkedet kan kanskje oppsummeres slik: "the 1980's may be the decade of the speculators, as the 1970's belonged to OPEC, the 1960's to independent oil firms, and the 1940's and 1950's to major oil companies". (Petroleum Intelligence Weekly nr. 50, 1982.)

3. ULIKE TEORIER FOR RÅOLJEMARKEDET

3.1. Innledning

Først i dette kapitlet skal vi oppsummere noen karakteristiske trekk ved råoljemarkedet. Deretter skal vi gi en kort oversikt over ulike teorier for adferd og tilpasningsformål på tilbuds- og etterspørselssiden i markedet. Til sist skal vi antyde en syntese av de eksisterende teoridannelser som for oss ser fruktbar ut, og som vil danne utgangspunktet for modellen i kapittel 4.

3.2. Karakteristiske trekk ved råoljemarkedet

I økonomisk teori finnes teorier for hvordan produksjon, omsetning og forbruk av varer skjer. Imidlertid bygger både standard produksjons-, markeds- og konsumentteori på tildels svært forenklede forutsetninger. Her skal vi nøye oss med å søke å klargjøre på hvilke områder verdensmarkedet for kjøp og salg av råolje krever spesiell behandling. Siden etterspørselen etter råolje i mange sammenhenger kan ses på som avledet av total energietterspørsel, blir det også viktig å klarlegge fellestrekk og forskjeller mellom råolje og andre energibærere.

Råolje er en endelig, ikke-fornybar ressurs. At en ressurs ikke er fornybar betyr av beholdningen blir mindre ved bruk og at den fysiske beholdningen ikke kan økes ved produksjon der andre innsatsfaktorer inngår. Disse egenskapene gjelder også andre energibærere, f.eks. kull og uran, men ikke vannkraft. At en vare er ikke-fornybar betyr bl.a. at beholdningen av varen er interessant som formuesbeholdning. Et annet forhold er at produksjonen i prinsippet er tidsavgrenset, noe som gjør det særlig interessant å analysere markedsutviklingen over flere perioder i sammenheng, dvs. en analyse av slike markeder bør gjøre dynamisk.

Råoljeforekomstene er lokalisert til avgrensede geografiske områder (se tabell 3.1). Eiendomsretten til oljekildene tilhører derfor en jordeier, som oftest en nasjonalstat. Av denne grunn er det ikke "free entry" for nye produsenter. Av stor betydning for dagens råoljemarked er at forekomstene av råolje i betydelig grad er konsentrert om Midt-Østen og enkelte andre geografiske områder. For andre ikke-fornybare energibærere er den geografiske konsentrasjon mindre. Uran er i noen grad geografisk konsentrert (i andre områder enn olje), mens forekomstene av kull er langt mer spredd. Råoljereservene finnes i stor grad i land med lite forbruk, mens forbruket er stort i land med små reserver. Dette sammen med oljens store betydning som energikilde, har ført til at nasjonalstater i større grad enn i markedet for andre råvarer er aktører på verdens råoljemarked.

Tabell 3.1. Geografisk fordeling av påviste råoljereserver, mill. tonn. (1/1-1981)

Nord Amerika ¹	10 478	(11,8 %)
Latin Amerika	3 477	(3,9 %)
Midt Østen	49 369	(55,8 %)
Asia, Stillehavet	2 678	(3,0 %)
Afrika	7 524	(8,5 %)
Vest Europa	3 149	(3,6 %)
Sentralt planlagte økonomier	11 774	(13,3 %)
Totalt	88 476	(100,0 %)

¹ Inkluderer Mexico.

K i l d e: Oil and Gas Journal. December 1980.

Oljeutvinning er videre karakterisert ved spesielt lang investeringsperiode. Fra beslutning om utbygging av et oljefelt fattes til utvinningen starter, kan det ved off-shore produksjon gå 5-10 år. I tillegg kommer eventuelt tidsrommet fra man beslutter å starte leting til nye funn kan besluttes utbygd. Dette medfører at beslutninger om utbygging av nye felt må tas ut fra forventninger om oljeprisutviklingen 5-30 år framover. Det gjør lønnsomhetskalkyler for nye felt svært usikre. Kostnadene ved å produsere olje var i 1983 ca. \$1-5 pr. fat i Gulf-området, fra \$8-12 og oppover pr. fat i Nordsjøen og \$35-50 pr. fat hvis den skal produseres av de beste forekomstene av oljeholdig sand eller skifer. Muligheter for funn av nye store oljereserver og ustabile politiske forhold i en rekke produsentland bidrar også til at usikkerheten om framtidig oljeutvinning er betydelig både på kort og lang sikt.

Lange etterslep i tid (tids-lag) er også karakteristisk for etterspørselssiden. Energi inngår som innsatsfaktor ved all produksjon og konsum. Imidlertid finnes i mange sammenhenger en ikke utbetydelig valgmulighet mellom ulike energibærere. Dette valget er som oftest bare et valg ex ante, idet produksjonsteknologi ex post ofte bare med store kostnader kan omstilles til å bruke andre energibærere enn opprinnelig planlagt. Et eksempel kan være valg av transportsystem. Mens USA har bygd opp persontransporten på basis av bil og fly har Japan i betydelig grad satset på skinnegående transport. Endrede relative priser mellom el-kraft og olje kan imidlertid ikke på kort eller mellomlang sikt (5-10 år) endre transportsystemene. Kapitalverdien av eksisterende anlegg samt tids-"lag" ved planlegging og bygging av nye transportsystemer hindrer omlegging. Slike stivheter eksisterer også for mange andre energi-intensive prosesser. Selv om det i enkelte industriprosesser (varmekjeler) er mulig å substituere olje med andre energibærere på relativt kort sikt og det dessuten er mulig å substituere energi med andre innsatsfaktorer i produksjonsprosessen (se f.eks. Berndt, E. R. & D. O. Wood (1975)), vil etterspørselen etter energi på kort/mellomlang sikt (1-5 år) være svært avhengig av beholdningen av ulike typer kapital, og på mellomlang/lang sikt (5-20 år) avhengig av hvordan endrede relative priser påvirker nyinvesteringene og utviklingen av nye produksjonsmetoder.

Skal vi kort oppsummere de trekk ved oljemarkedet som gjør markedet spesielt også i forhold til markedet for andre energibærere, er to dimensjoner viktige. På den ene siden forhold knyttet til den geografiske konsentrasjonen av forekomstene, på den andre siden tids-dimensjon knyttet både til at råolje er en endelig ressurs og til produksjonstekniske forhold ved utvinning og bruk.

3.3. Tilbud av olje

Spennvidden i teoriretninger som søker å forklare tilbudet av råolje på verdensmarkedet er stort (se f.eks. Aslaksen & Roland (1983)). Teoriene adskiller seg fra hverandre bl.a. ved at:

- Det gjøres ulike antakelser om stategisk type, variasjonsbredden er fra pristakere i et frikonkurransemarked til oligopolistisk konkurranse mellom få, store aktører (aktørgrupper).
- Ulike aktører eller subjekter opptrer i ulike teorier, noen ser på et selvstendig oljeforetak, privat eller offentlig eid. Andre antar at de viktigste beslutningene fattes av nasjonalstater eller grupper av stater.
- Tilpasningsformålet varierer i noen grad, ofte avhengig av hvem som er aktør i analysen. Noen antar at formålet er maksimal profitt fra oljeproduksjonen, andre ganger optimaliseres mål for hele samfunnet og derav avledes mål for oljevirkosomheten. I slike tilfelle antas ofte at samfunnets konsum- og produksjonsbeslutninger ikke er separable.
- Planleggingshorisonten varierer. Horisonten bestemmes stort sett ved om man tror at det forhold at olje er knapp i fysisk forstand også har økonomisk betydning. Dersom oljen for den enkelte aktør ikke er knapp i økonomisk forstand, er planleggingsperioden kortere enn den fysiske levetiden og produksjonsbeslutningen blir i hovedsak lik den man foretar for annen produksjonsvirkosomhet. Er oljebeholdningen knapp i økonomisk forstand må optimaliseringen strekke seg over reservenes levetid og løsningen angis ved intertemporære betingelser.

I tabell 3.2 er sammenstilt en del viktige trekk ved de teorier vi i det følgende skal gjennomgå.

Tabell 3.2. Modeller for tilbudssiden i oljemarkedet

Karakteristika: Modell:	Strategisk type	Tilpasningsfor- mål	Hvem er aktør?	Tidshorisont
Hotelling	Prisfast kvantums- tilpasning	Maksimere ned- diskontert inn- tekt/profitt av oljeutvinning	Nasjonalstaten eller oljesel- skapene	Råoljereserve- nes levetid
Begrenset absorp- sjonsevne	"1	Samfunnets nytte, f.eks. samlet konsum	Nasjonalstaten	En eller flere perioder
"Property rights"	"1	Maksimere ned- diskontert inn- tekt/profitt av oljeutvinning	Nasjonalstater og oljeselskap	"
Kartell og kon- kurransesfløy	Både prisfast kvantums- tilpasning og elastisi- tetspåvirket pris-kvan- tumstilpas- ning	Maksimere ned- diskontert inn- tekt/profitt av oljeutvinning	Nasjonalstater (evt. overnasjo- nale organ) og oljeselskap	Råoljereserve- nes levetid
Nash-Cournot (ikke-koopera- tivist spill)	Elastisi- tetspåvirket pris-kvan- tumstilpas- ning	Maksimere ned- diskontert inntekt/pro- fitt av olje- utvinning	"	"

¹ Disse teoriene gjelder selv om markedet er oligopolitisk, her har vi imidlertid sett på situasjonen med prisfaste kvantumstilpassere.

* Hotellingmodellen

I Hotelling (1931) undersøkes tilpasningen for bedrifter som utvinner en ikke-fornybar ressurs, som maksimerer neddiskontert profitt og dessuten har full og sikker kunnskap om alle forhold av betydning for tilpasningen. Det antas videre at det i markedet er fri konkurranse og at det kan eksistere spekulanter som kan lagre varen i tid. Hotelling viser både at likevekt kan eksistere og hvordan pris- og produksjonsbanen i så fall må være (se Aslaksen og Roland (1983) kap. I.). Modellen viser ikke hvordan likevekten etableres i markedet, bare at en likevekt kan eksistere. Et sentralt resultat er det såkalte arbitrasjeprinsippet. Navnet henspiller på betingelser for likevekt i kapitalmarkeder, hvor likevekt eksisterer når ulike kapitalplasseringer gir lik avkastning (korrigert for risikonivå). Avkastningen ved å investere i råolje "på rot", dvs. å kjøpe råolje i bakken, er den prisstigning som påløper råoljen. Alternativt tenker en seg at investor kan plassere pengene i finansielle fordringer med en gitt avkastningsrate (r). Skal investor være indifferent mellom å investere i råolje, å sette pengene i banken eller investere i andre prosjekter, må prisen (eller nettoprisen, dvs. $p(t) - c(t)$) på råolje i gjennomsnitt også stige med raten r .

Prisbanen må tilfredstille følgende betingelse:

$$p(t) = p(0)e^{rt}$$

eller $p(t) - c(t) = [p(0) - c(0)] e^{rt}$

Her er $p(t)$ råoljeprisen pr. fat, $c(t)$ angir kostnadene pr. fat ved oljeutvinning, t angir tidspunktet og r er avkastningen ved investering i alternativer til oljeutvinning.

Omsatt kvantum i markedet bestemmes ved å ta hensyn til etterspørselsfunksjonen. Når det eksisterer mange små produsenter med ulike kostnadsforhold, kan det videre vises at under relativt generelle betingelser vil rekkefølgen de ulike oljefeltene tømmes i bestemmes ved at felt med lave enhetskostnader tømmes tidligere enn felt med høyere kostnader.

Det må imidlertid understrekes at teorien ikke gir svar på hvor mye hver enkelt produsent vil produsere, men angir eksistensen av en mulig intertemporær likevekt i markedet for en ikke-fornybar ressurs. Det er her forutsatt at kostnadene, $c(t)$, er uavhengige av gjenværende reserver. Hvis real-kostnadene forutsettes å øke over tid, får vi en modifisert Hotelling-regel. Den enkle Hotellingmodellen har vært utviklet videre i ulike retninger, bl.a. for å ta hensyn til usikkerhet, at prisen påvirker reservegrunnlaget, at kostnadene ved utvinning øker over tid etc.

* Begrenset absorpsjonsevne

For et oljeeksporterende land består valgmulighetene i å bruke oljeinntektene til konsum, til realinvestering innenlands, til real- eller finansinvesteringer i utlandet eller i å utsette oljeutvinningen og derved beholde oljeformuen som naturkapital. Flere, bl.a. Crémer & Salehi-Isfahani (1980) argumenterer for at realavkastningen ved å investere i utlandet er så lav at dette plasseringsalternativet er lite attraktivt for de fleste OPEC-land. Også politiske preferanser kan lede til samme resultat, slik at valget i praksis ofte står mellom løpende innenlands bruk av inntektene eller å utsette utvinningen.

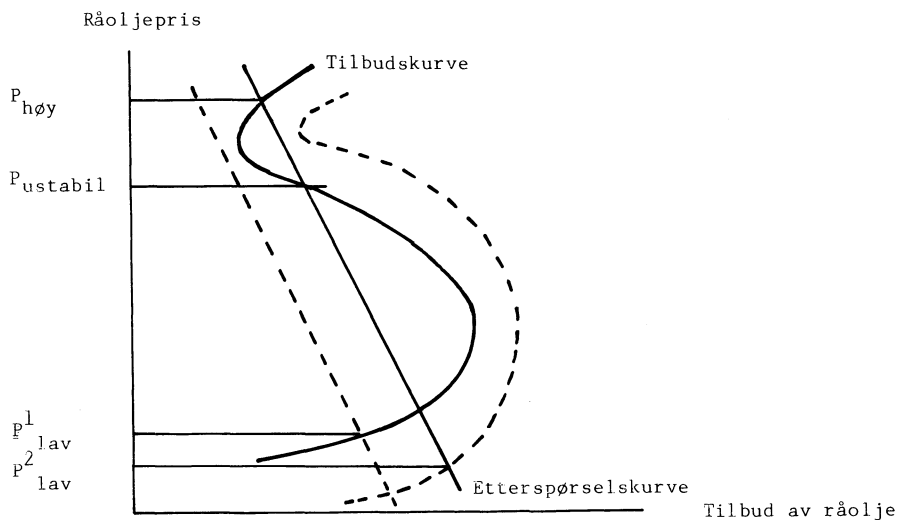
For en del utviklingsland som samtidig er store oljeprodusenter, oppstår da det problem at det på kort sikt er begrenset hvor store oljeinntekter som på en hensiktsmessig måte kan anvendes innenlands; de har begrenset absorpsjonsevne. Ofte er det forhold knyttet til en svakt utbygd infrastruktur (veier, kaier, boliger etc.) og svak utviklete servicenæringer som setter grenser for inntektsanvendelsen. Som eksempel kan nevnes at i Saudi-Arabia har i perioder grensen for antallet utenlandske eksperter og arbeidere man har kunnet importere vært bestemt bl.a. av ferskvannstilførselen. Prisen på vann har steget slik at alvorlige problemer har oppstått for folk med midlere og lavere inntekter. En liter vann har f.eks. vært langt dyrere enn en liter bensin.

At inntektene kan overstige ønsket innenlands anvendelse, får man et inntrykk av ved å se på veksten i eksportinntektene for OPEC. I 1972 var inntekten om lag \$ 13,9 mrd. for OPEC samlet. I 1973 steg de til \$ 91,3 mrd. og i 1980 til om lag \$ 280 mrd. (kilde: Aperjis, 1982).

I modeller hvor man studerer optimal oljeproduksjon kan den begrensede absorpsjonsevnen f.eks. modelleres ved å anta at jo større ressurser som brukes til investeringsformål, jo mindre blir økningen i produksjonskapasitet, dvs. at den marginale avkastningen på investeringer innenlands er avtakende (se Akselsen og Roland (1983), avsnitt 5.5). Tas det hensyn til slike sammenhenger når samfunnet planlegger oljeproduksjonen (maksimum neddiskontert konsum/velferd), kan det vises at samfunnets tilbudsfunksjon for olje under visse forutsetninger blir svingformet, slik som vist i figur 3.1 (se bl.a. Crémer og Salehi-Isfahani (1980)).

Dette resultatet er interessant av flere grunner. Først fordi det i et marked der ulike land opptrer som prisfaste kvantumstilpassere kan oppstå en ny markedslikevekt ved at prisen skifter/hopper oppover samtidig med at tilbudt kvantum avtar. Ut fra denne teorien kan oljeprisøkningene i 1973/74 og 1979/80 sees på som resultater av eksogene sjokk, ikke av OPEC's aksjoner. Disse sjokkene, dvs. 6-dagers krigen med Israel, revolusjonen i Iran og senere krigen mellom Iran-Irak, hadde sine årsaker i forhold utenfor oljemarkedet.

Fig. 3.1. Skift i tilbuds- og etterspørselskurve for olje når tilbudskurven er svingformet



Er oljeutvinningen liten i forhold til landets økonomi, vil stigende pris på råolje stimulere produksjonen; tilbudskurven er altså stigende. Stigende inntekter fra oljevirkosomheten gir imidlertid avtakende nytte, det fører til at tilbudskurven blir brattere og brattere. Ved tilstrekkelig stor inntekt, dvs. ved tilstrekkelig høy pris, går grensenytten av inntekten mot null, inntekts- og nyttenivået opprettholdes tross avtakende produksjon. I denne fasen er tilbudskurven avtakende med økende pris. Bli imidlertid prisen og dermed inntekten tilstrekkelig høy, vil inntekten kunne kompensere for de forhold som begrenser absorpsjonsevnen f.eks. ved import av infrastruktur, ekspertise etc. Tilbudskurven blir da igjen stigende i et område.

Et marked der tilbudsiden (eller deler av denne) har en svingformet tilbudskurve, vil ha innebygd sterke elementer av ustabilitet. Så lenge det eksisterer flere likevektspriser, vil selv små endringer i tilbudt eller etterspurt kvantum kunne påvirke prisnivået radikalt. I figur 3.1 ser vi f.eks. at hvis markedet i utgangspunktet er i likevekt i $P_{høy}$ vil et relativt beskjedent negativt skift i etterspørselskurven kunne føre til prisen P_{lav} . Tilsvarende kan en få store prishopp som følge av positive skift i etterspørselskurven eller negative skift i tilbudskurven.

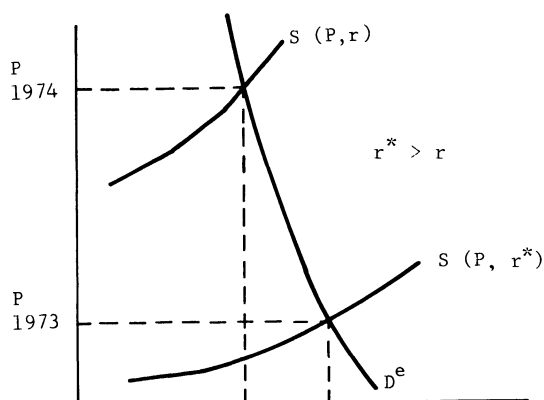
Kunnskap om eller tro på at slike trekk er karakteristiske for verdensmarkedet for råolje vil i seg selv være et sterkt argument for å opptre mer aktivt enn frikonkurransesektører gjør. Både på tilbudsiden og etterspørselssiden finnes sterke argumenter for å inngå organisatorisk samarbeid. Begge parter vil med relativt liten innsats kunne påvirke markedsløsningen i den retning man har interesse av. Organisasjoner som OPEC og IEA kan i et slikt marked argumentere sterkt for nytten av samordnede aksjoner.

* "Property rights"-teorier

I nyere forskning om forholdene på råoljemarkedet har det vokst fram en retning som legger betydelig vekt på institusjonelle forhold, spesielt eiendomsstrukturen, når man skal forklare hvordan OPEC opptrer (se f.eks. Johany (1978)). Teorien går i korthet ut på at prisendringene i 1973-74 var et resultat av at dette tidsrommet markerte sluttpunktet i en prosess hvor den effektive eiendoms- og disposisjonsretten til oljereservene i Midt-Østen ble overført fra multinasjonale oljeselskaper til nasjonalstater, dvs. at på denne tiden foregikk en de facto nasjonalisering. Nasjonalstater som aktører i markedet antas å ha andre og mer langsiktige formål for utnyttningen av råoljen enn profittmaksimerende oljeselskaper. En nasjonalstat (regjering) vil rimeligvis prøve å ta hensyn til at oljeinntektene bør brukes til å bygge ut landets øvrige produksjonskapital og vil også ta hensyn til indirekte, negative virkninger av bruk av oljeinntekter, noe som trekker i retning av en forsiktig, kontrollert utvinning. Prishoppene på råolje var derfor ikke et resultat av bevisste, kollektive markedsaksjoner fra OPEC's side. Teorien avviser altså hypotesen om at OPEC var et effektivt kartell som utnyttet den uelastiske etterspørselen etter olje.

At regjeringer har en lenger planleggingshorisont enn multinasjonale oljeselskaper, både under "normale" forhold og spesielt i en situasjon hvor selskapene vurderer sjansen for nasjonalisering som stor, kan uttrykkes ved at nasjonalstatene har en lavere diskonteringsfaktor enn selskapene. En lavere diskonteringsfaktor innebærer at fremtiden tillegges større vekt. Et skift nedover i diskonteringsfaktor medfører derfor at når optimal uttapping i dag og i fremtiden skal bestemmes, vil produksjonen skyves ut i tid og produksjonen i dag vil reduseres. (Noen av OPEC-landene ønsket å redusere oljeproduksjonen i 1973/74.) Situasjonen er illustrert i figur 3.2, hvor tilbudet av olje er uttrykt som en funksjon av pris p og diskonteringsfaktor r .

Figur 3.2. Tilbud av olje som funksjon av pris p og diskonteringsfaktor r .



Figuren illustrerer også et annet forhold av betydning for forståelsen av prishoppet i 1973/74. Alle studier av råoljemarkedet viser at etterspørselen på kort sikt er svært uelastisk (priselastisiteten anslås ofte fra $-0,1$ til $-0,3$). Selv små endringer i tilbudt kvantum får derfor betydelige prisutslag. Samlet OPEC-produksjon ble bare redusert med 1 prosent fra 1973 til 1974 mens råprisen ble nær firedoblet.

En tredje forklaring som ofte nevnes er forskjellige målfunksjoner for et oljeselskap og en nasjonalstat. Mens oljeselskapene antas å maksimere (neddiskontert) profitt fra oljeutvinningen, er det rimelig å tro at en nasjonalstat avleder målene for oljeproduksjonen fra overordnede, samfunnsmessige mål. Oljevirkosomheten pålegges skranker begrunnet med at mål for innenlands inntektsvekst og ressursbruk må veies mot uheldige effekter av store geografiske og næringsmessige omstillinger, skjev inntekstfordeling eller sterk avhengighet av en næring. Den begrensede absorpsjonsevnen er m.a.o. begrunnet ut fra en avveining av ulike, dels motstridende, mål for samfunnsøkonomisk utvikling.

Hovedbudskapet fra tilhengerne av "property rights" teorien er at oljekartellet OPEC neppe er mer effektivt enn andre eksisterende "karteller" for f.eks. tinn, kopper og en rekke andre råvarer. Derimot kan det påvises bestemte institusjonelle- og markedsmessige forhold ved oljeutvinning som gir hvert isolert produsentland incentiv til å opptre slik de gjorde på 1970-tallet.

* Markedsleder og konkurransefløy

Ofte beskrives imidlertid råoljemarkedet som om OPEC er et effektivt kartell som dominerer markedet og opptre som markedsleder, mens andre olje-eksporterende land tar OPEC's priser for gitt og tilpasser seg som frikonkurranseaktører. I engelsk-språklig litteratur kalles denne situasjonen for "cartel with a competitive fringe", i lærebøker betegnes markedsløsningen for en Stackelbergløsning. (Se f.eks. Gilbert (1978)).

Olje-eksportører utenfor OPEC forutsettes å ta prisen for gitt og fastlegge sin produksjon på det grunnlag. OPEC maksimerer sin neddiskonterte profitt ved å ta hensyn til etterspørselskurven og fløyaktørenes adferd. Kartellet spiller altså på etterspørselskurven og på fløyens respons. I tillegg er det vanlig å anta at alle aktørene i markedet har rasjonelle forventninger og at fløyaktørene optimaliserer sin produksjon over tid, gitt forventninger om en bestemt prisbane.

Modellen løses ved at fløyaktørene på initialtidspunktet på basis av en prisbane annonsert av lederen, kalkulerer seg fram til en optimal utvinningstakt i hele perioden fram til ressursen er tømt (se f.eks. Aslaksen og Roland (1983), avsnitt 5.3).

Det kan vises at dersom etterspørselen er uelastisk (og det ikke eksisterer et tilstrekkelig billig "back-stop"-substitutt til råolje), vil prisen overalt ligge høyere enn i et rent frikonkurransemarked. Både OPEC og andre uavhengige olje-eksportører vil tjene på at markedet organiseres med en leder og en fløy framfor som et marked med fri konkurranse. Konsumentlandene kommer derimot dårligere ut. Fra et ressursbevaringsynspunkt er det interessant å konstatere at det ved en slik organisasjonsform vil ta lenger tid før oljeressursene tømmes enn ved fri konkurranse.

* Nash-Cournot - markedslikevekt

Strukturforutsetningene om markedet er med ett unntak de samme som antatt i modellen med markedsleder og konkurransefløy. I Nash-Cournot-modellen tilskrives fløyaktørene, dvs. ikke OPEC-produsentene, en mer aktiv rolle i markedet. Alle aktørene har rasjonelle forventninger og alle aktørene kjenner egne og andres produksjons- og kostnadsforhold samt etterspørselsforholdene i markedet. Når aktørene i tillegg kjenner egen og andres målfunksjoner (vanligvis antatt lik maksimum av neddiskontert profitt) er de hver for seg i stand til å kalkulere hva som i en gitt situasjon er den beste tilpasning både for seg selv og for alle andre. I et slikt marked vil de små aktørene aktivt lage egne prisprognoser og ikke uten videre akseptere prisprognosen fra den store aktøren. Det oppstår et ikke-kooperativt spill. (Se f.eks. Salant (1982) eller Aslaksen og Roland (1983), avsnitt 5.4).

Fortsatt er imidlertid lederen (OPEC) den dominerende aktør i markedet slik at aksjoner fra OPEC's side er mer virkningsfulle enn fra en liten produsent tilhørende fløyen. En følge av fløyaktørenes mer aktive rolle er at lederen kan tvinges til å akseptere en markedsløsning som er dårligere enn hva de passive fløyaktørene i Stackelbergmarkedet leder til.

Generelt kan det vises at denne markedsløsningen, ofte kalt Nash-Cournot-likevekt, har robuste stabilitetsegenskaper. (Se L. Johansen, (1981)). Det kan vises at prisen over alt ligger like høyt eller høyere enn i Stackelbergmarkedet. Fløyaktørene vil derfor komme bedre ut i Nash-Cournot-markedet. Lederen tvinges imidlertid i det ikke-kooperative spillet til å plassere sin produksjon annerledes i tid enn tidligere, og vil alt i alt tape på en overgang. I Nash-Cournot-markedet vil konsumentene komme dårligere ut enn både i Stackelbergmarkedet og i frikonkurransemarkedet.

3.4. Etterspørsel etter råolje

I motsetning til tilbudssiden, hvor det finnes ulike teorier for oljeprodusentenes adferd som avviker fra vanlig, statisk produksjonsteori, kan en ikke si at etterspørselssiden krever teorier som avviker vesentlig fra standardteorier for etterspørsel etter innsatsvarer eller forbruksvarer. Det kan likevel være hensiktsmessig å gjennomgå en del viktige trekk ved etterspørselen etter råolje.

Som for alle andre varer, bestemmes etterspørselen på verdensmarkedet av nivå og sammensetning av den økonomiske aktiviteten i forbrukerlandene samt av prisen. Dessuten gjelder for råolje som for andre råvarer at etterspørselen er avledet av etterspørselen rettet mot de varer og tjenester som råoljen inngår i produksjonen av. Både råolje og neste ledd i produksjonskjeden - oljeprodukter - er i stor grad innsatsvarer i annen produksjon. Etterspørselen er derfor i avgjørende grad avhengig av de produksjonstekniske løsninger som er valgt ved produksjon av andre varer og tjenester. Bruk av et bestemt kapitalutstyr vil ofte kreve bruk av en bestemt mengde energi, f.eks. i prosessindustri. Skal energibruken pr. kapitalenhet endres, må kapitalutstyret skiftes ut. Prisen på energi vil derfor påvirke både kapasitetsutnyttelsen av eksisterende kapitalutstyr og valget mellom ulike kapitaltyper og prosesser ved investeringsbeslutninger.

* Substitusjonsmuligheter

Vi har tidligere vært inne på de betydelige stivheter i etterspørselen som følger med valg av produksjonsteknologi. Gitt total engerigietterspørsel vil etterspørselen etter olje på sikt avgjøres av to forhold. For det første kostnadene ved å bytte ut det kapitalutstyret (varmekraftverk, biler, boliger osv.) som i dag er avhengig av olje eller petroleumsprodukter som input, men hvor det eksisterer fullverdige substitutter til olje til en pris som er konkurransedyktig. For det andre avhenger etterspørselen av når og til hvilken pris det kan framstilles substitutter for olje i de anvendelsene hvor olje i dag bare vanskelig eller til nær prohibitive kostnader lar seg substituere av andre energibærere.

Vi kan grovt skille mellom fire anvendelsesområder for råolje og oljeprodukter:

- drivstoff i transport
- input i petrokjemisk industri eller driftsmiddel i industriell produksjon.
- input i produksjon av el-kraft
- oppvarming i husholdninger og næringslivet

I dag eksisterer ingen konkurransedyktige substitutter for bensin og olje som drivstoff for landeveis- og flytransport. På sikt kan el-drevne biler muligens bli konkurransedyktige. Stiger prisen tilstrekkelig vil også ukonvensjonell olje utvinnet av oljeholdig skifer eller fra kull bli lønnsomt. I noen grad brukes allerede i dag alkohol blandet med bensin som drivstoff. Når det gjelder olje til petrokjemisk industri, er situasjonen mye den samme. Stiger prisen tilstrekkelig kan råolje produseres på andre måter enn i dag. Dessuten vil tilstrekkelig høy pris føre til at etterspørselen etter en rekke produkter fra petrokjemisk industri faller bort. Mange av disse produktene (eller nære substitutter) kan produseres med andre råstoffer fra naturen, eksempler er gummi som kan erstattes av naturlig produsert rågummi eller plast som kan erstattes av aluminium i en rekke anvendelser.

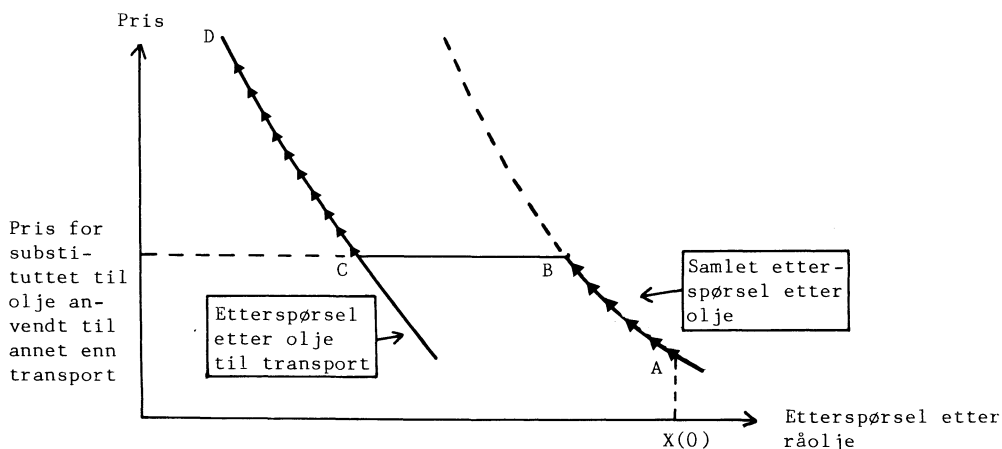
Anvendt til produksjon av el-kraft, til oppvarming etc. har imidlertid olje sterke konkurrenter allerede i dag. Her er det i stor utstrekning snakk om tekniske forhold ved produksjonsutstyret som på kort sikt gjør substitusjon kostbar. Når kapitalutstyret skal fornyes, er substitusjonsmulighetene langt større. Gass, energi fra atomkraftverk i stedet for varmekraftverk, utbygging av vannkraft eller

nye energikilder (sol-, vind-, bølgekraft) kan erstatte råolje, og energisparende prosesser (gjenvinning av varme, bedre isolering, ny teknologi etc.) kan redusere total energietterspørsel. At energiforbruket er så nært knyttet til kapitalutstyr med lang levetid gjør at vi kanskje ennå ikke har sett de fulle konsekvensene av oljeprisøkningen i 1973/74, enda mindre virkningene av prisøkningen i 1979/80 (se f.eks. Griffin, J. M. og D. J. Teece, (1982)). Ved dagens investeringsbeslutninger vil det selvsagt ikke være dagens oljepriser som vil avgjøre valget av kapitalutstyr, men forventninger om framtidig oljepris. Maskinkapital og transportmidler har vanligvis en levetid på 5-20 år, bygninger vanligvis 30 år eller lengre. Rimeligvis er det offisielle prisprognoser som danner hovedgrunnlaget for slike forventninger, men det fins liten informasjon om hvordan forventningene dannes og faktisk påvirker investeringsbeslutningene.

Det forhold at råoljen har ulike anvendelser og at det finnes ulike substitutter i de ulike anvendelsene kan føre til at etterspørselsfunksjonen får knekkpunkter, jfr. figur 3.3.

Figur 3.3.

Figur 3.3. Etterspørselskurven etter olje når det eksisterer et perfekt substitutt for olje anvendt til energiproduksjon.



I de fleste forsøk på å modellere etterspørselen etter olje antas det at etterspørselsfunksjonene er kontinuerlige og glatte. Det forutsettes ofte at en én prosents endring i prisen endrer etterspørselen med en gitt prosent, uansett prisnivå; slik at etterspørselskurven blir omtrent som illustrert i høyre del av figur 3.3. Samtidig er slike etterspørselsfunksjoner ofte estimert på historiske data fra en periode da prisnivået på olje var lavt. Det er lett å innse at bruk av kontinuerlige etterspørselsfunksjoner estimert på historiske data, kan gi feilaktige anslag for oljeetterspørselen når oljeprisen nærmer seg prisen på substitutter. F.eks. vil en kunne få store endringer i oljeetterspørselen ved relativt små prisendringer idet kostnadene ved bruk av elektrisitet til oppvarming av bygninger eller fyring av kjeler og ovner i industrien blir lavere enn kostnadene ved bruk av olje. Også andre forhold kan resultere i knekkpunkter langs etterspørselskurven. F.eks. vil nye husholdningsmaskiner kunne oppleves som luksusartikler før de tas i bruk, men som nødvendighetsartikler etter en tids bruk. Lave energipriser vil føre til at mange anskaffer slike hjelpemidler, og de blir beholdt selv om energiprisene stiger. Det kan lede til at en i etterspørselen etter energi får "ratchet effekter", dvs. at reaksjonene på opp- og nedadgående priser ikke blir symmetriske.

* Strategisk type

Tidligere er det redegjort for forhold som peker i retning av en relativt uelastisk etterspørsel etter råolje på kort sikt. Empiriske studier underbygger denne hypotesen. En relativt uelastisk etterspørsel innebærer store prisvariasjoner ved selv ubetydelige endringer i kvantum. En følge av dette er at det for konsumentlandene samlet kan være mye å spare selv ved små importreduksjoner. I en studie fra Energy Modelling Forum (EMF 1981) er denne gevinsten kalt en "importpremie".

Importpremien defineres som reduksjonen i samlede importkostnader som følge av å redusere oljeimporten med en enhet. Poenget er at ved f.eks. å redusere importen med 1 mill. fat pr. dag, sparer landet ikke bare utgiftene til denne oljen, men prisen på hele oljeimporten kan gå til dels betydelig ned. Et annet forhold er at sjokkene (eks. prishopp, boikott) fra oljemarkedet inn i økonomien også kan antas å bli mindre alvorlige dess mindre importvolumet er.

Estimerte verdier for importpremien tyder på at de store konsumentlandene har sterke insentiv til å gripe inn i markedet. Effekten av slike aksjoner øker naturligvis ved samarbeid mellom flere konsumentland. Slike argumenter lå bak dannelsen av IEA (politiske motiver er selvsagt også av stor betydning). Organisasjonen har aldri fastlagt importkvoter for medlemslandene, men har konsentrert virksomheten om å stimulere til energieffektivisering og å bygge opp statlige råoljelagre som er ment å fungere som buffere i situasjoner der oljeprisen presses raskt oppover. Selv om IEA har hatt betydelig innflytelse som opinionspåvirker og kan vise seg å fungere effektivt i krisesituasjoner synes det likevel rimelig å anta at vi har pristakere på etterspørselssiden.

3.5. Konkluderende hypoteser om råoljemarkedet

Som antydnet i avsnitt 3.4 eksisterer en stor grad av enighet når det gjelder teorier som forklarer hvordan etterspørselssiden fungerer. Imidlertid eksisterer til dels betydelig uenighet om størrelsen på pris- og inntektselastisitetene, den lag-strukturen som preger reaksjonsmønsteret og dermed om de substitusjonsmuligheter som fins og vil bli utnyttet på lengre sikt.

På tilbudssiden rettes interessen ofte mot OPEC's rolle. Studerer man OPEC's virkemåte siden stiftelsen i 1960, finnes mange tegn på at organisasjonen ikke fungerer eller fungerte som et effektivt kartell. Det eneste tidspunkt på 1970-tallet hvor OPEC-medlemmene fattet kollektive og bindende vedtak om å redusere produksjonen, var de tre siste månedene i 1973. Våren 1983 ble produksjonskvoter innført på ny. Bortsett fra disse periodene med direkte fordeling av produksjonen ved hjelp av kvoter, har produksjonen variert over tid ut fra beslutninger tatt ut fra forholdene i hvert produsentland. Hovedinntrykket etter 1973 er imidlertid at Saudi-Arabia på eget initiativ har fungert som buffer innenfor organisasjonen.

Både teorien om at endringen i eiendomsstrukturen har betydning for markedet og det forhold at en del olje-eksporterende land bare kan gjøre seg nytte av begrensede oljeinntekter innenlands, virker plausible. Begrenset absorpsjonsevne ser særlig ut til å være av betydning for Saudi-Arabia og De forenede arabiske emirater, men gjelder antakeligvis også for Kuwait, Irak og Qatar, muligens også i perioder for andre OPEC-land. At eiendomsretten til oljekildene ble endret mot slutten av 1960-åra og ved inngangen til 1970-åra, er et faktum. "Property rights"-teorien gir en rimelig begrunnelse for at disse institusjonelle forhold endret adferden på tilbudssiden.

Innen OPEC står ulike interesser mot hverandre. Skillelinjene er dels av etnisk, religiøs og politisk karakter mellom konservative, føydale monarkier, (f.eks. Saudi-Arabia) og radikale, nasjonalistiske regimer, (f.eks. Libya, Algerie). Dels har motsetningene sammenheng med mer økonomiske ulikheter som ytrer seg i kamp om markedsandeler mellom land med behov for økte eksportinntekter, og ulike syn på avveiningen mellom gevinst på kort og lang sikt. Noen land har enorme oljereserver, andre har reserver som sannsynligvis vil være tømt på 10-20 års sikt. OPEC preges således av et spill mellom ulike interesser. I dette spillet har Saudi-Arabia en sentral rolle. Landet opptrer som en dominerende produsent hvor markedsmakten bygger på to forhold. Størstedelen av gjenværende reserver innen OPEC ligger i Saudi-Arabia. Dessuten kan Saudi-Arabia trolig på kort sikt variere produksjon fra 3-4 mill. fat pr. dag og opp til 11 mill. fat pr. dag uten å støte på skranker av teknisk eller økonomisk karakter. I første rekke internasjonale politiske allianse-forhold og langsiktige

markedsvurderinger må antas å forklare hvorfor landet i lange perioder har produsert mer enn rent (kortsiktige) økonomiske behov skulle tilsi.

Konklusjonen synes å være at analyser av tilbudssiden av oljemarkedet bør kombinere teorier om begrenset absorpsjonsevne for noen produsentland og med "property rights"-teorien for hele OPEC. Samtidig kan spillteori nyttes for å analysere Saudi-Arabias rolle som en dominerende produsent. Videre kan det synes rimelig å hevde at OPEC fram til 1983 var et "slumrende kartell". Markedet var i denne tiden preget av fri konkurranse modifisert av en dominerende produsent. Med et "slumrende kartell" menes at i en situasjon hvor OPEC-landenes produksjons- og prispolitikk kommer under sterkt ytre press, er det mer sannsynlig at OPEC utvikles til et effektivt kartell (jfr. kvoteavtalen vedtatt i London våren 1983) enn at markedsforhold i likhet med situasjonen før 1973 oppstår. Alle OPEC-land har så mye å tape på en markedsituasjon med frikonkurranse at samarbeid er å foretrekke tross uenighet på viktige områder.

4. EN MODELL FOR RÅOLJEMARKEDET

4.1. Innledning

Modellen som presenteres i dette kapitlet er en prognose- eller forecasting-modell. Den er m.a.o. laget for å være til nytte ved vurderingen av sannsynlige, framtidige prisutviklinger for råolje. Det avgrenser modellen mot optimaliseringsmodeller som kan brukes til å si noe om hva prisutviklingen burde være for å få en optimal ressursutnytting over tid e.l. Modellen er med hensikt formulert enkel. Den tar likevel vare på endel viktige strukturtrekk på etterspørselssiden i markedet og sikrer konsistens i beregningene. Nyten av modellen blir da i første rekke at den gir en ramme å resonnerer innenfor slik at de forutsetninger som ligger bak en bestemt markedsutvikling kan formuleres klart.

Mer konkret tenker vi oss at den skisserte modellen vil være til hjelp for å svare på betingede spørsmål av typen:

Hvor mye vil likevektsprisen i råoljemarkedet endre seg hvis

- den økonomiske veksten i OECD-området øker med 1 prosent i forhold til et basialternativ
- OPEC-landene reduserer sin produksjon med 1 m.m.b.d. de neste 5 år?
- energisparende tiltak reduserer bruken av olje pr. BNP-enhet med 1 prosent fra et nærmere angitt tidspunkt (eller gradvis med 10 prosent over en periode)?

Siden modellen skal tjene pedagogiske formål (gi innsikt i markedets funksjonsmåte og sikre konsistens i beregningene) og samtidig kunne være et hjelpemiddel i prognosearbeid, har vi ikke funnet det hensiktsmessig å lage en lukket modell ("black box") hvor mest mulig forklares av relasjoner i modellen. I den enkleste utformingen av modellen inngår bare balansebetingelser (tilgang lik bruk) og enkle struktursammenhenger på etterspørselssiden som ivaretar sammenhengen mellom energiforbruk og produksjon/inntektsvekst og prisutvikling for ulike energibærere. Modellen er åpen i den forstand at modellbrukeren enkelt kan endre både selve modellen og de forutsetninger en bestemt beregning er basert på (parametre og eksogene anslag).

4.2. Aggregeringsnivå

Med råoljemarkedet vil vi i det følgende mene den handel av råolje som foregår i frie markeder. Det utelukker i første rekke handelen innen COMECON-landene, hvor prisene ikke fastsettes ut fra kortsiktige svingninger i markedet, men snarere er et gjennomsnitt av markedsprisen over de siste 5 år. Også betydelige deler av verdenshandelen mellom land med markedsstyrte økonomier skjer ved langsiktige avtaler, byttearrangementer etc. På spot-markedet endres prisene fra dag til dag. Empiriske studier (se f.eks. Verleger, P. K. (1982)) tyder på at det er en nær sammenheng mellom prisene i spot- og terminmarkedene. De offisielle salgsprisene fra de ulike OPEC-land følger spot-prisene med relativt konstante tids-"lag", selv om tids-"lagene" varierer noe fra land til land. Studerer vi fordelingen av

markedet mellom omsetning på spot- og terminmarkedet, finner vi at mens andelen omsatt på spot-markedet i 1973 var ubetydelig, var andelen i 1980 på hele 15 prosent. Det meste av omsetningen av olje skjer likevel på basis av offisielle salgspriser og avtaler av varighet på noen måneder eller lengre. Vi har derfor valgt å studere utviklingen i de offisielle råoljeprisene. Et ytterligere argument for dette valget er at vi skal basere modellen på årsdata. Innen en slik tidsperiode vil betydelige deler av avviket mellom gjennomsnittlige spot- og offisielle salgspriser utjevnes. (For en god oversikt over prisstrukturen i oljemarkedet, se Mitchell, J. (1982)).

Det marked vi skal studere er m.a.o. omsetningen av råolje utenfor østblokklandene, basert på årsdata. Vi ønsker å klarlegge faktorer som kan forklare utviklingen i de offisielle OPEC-prisene. Implisitt forutsetter vi at relative forskjeller i pris mellom ulike oljekvaliteter opprettholdes omtrent som nå.

Flere og til dels motstridende hensyn som gjør seg gjeldende ved valg av aggregeringsnivå for sektorer eller aktører i modellen. Tilgang til konsistente og jevnlig oppdaterte data er grunnleggende for en operasjonell modell. En bør unngå å aggregere over enheter med relativt ulik struktur i økonomisk forstand, aggregeringsnivået bør gjøre det mulig å analysere aksjoner fra de viktigste aktørene i markedet samtidig som antall input- data bør holdes lavt av hensyn til brukeren. Ut fra en avveining av ulike hensyn har vi valgt følgende inndeling på etterspørselssiden:

Etterspørrere:

- USA (D_{USA})
- Resten av OECD (D_{OECD})
- Øvrige markedsøkonomier (D_{LDC})
- Lagerendring (L)

Inndelingen av etterspørselen i landområder søker å ta hensyn til ulik økonomisk utvikling, forskjeller i pris- og inntektselastisiteter og i noen grad omfanget av offentlige reguleringer av markedet. USA er spesifisert separat, blant annet pga. ulik prisutvikling i deler av estimeringsperioden (energiprisene ble deregulert mot slutten av 1970-tallet) og spesielle strukturtrekk i energiforbruket. Strukturelle forhold er antatt å være nokså like mellom de øvrige medlemslandene i OECD. Resten av OECD behandles derfor under ett. En langt mer inhomogen gruppe er øvrige markedsstyrte økonomier. Mangelfull statistikk og det forhold at oljeforbruket totalt sett er beskjedent, gjør at vi likevel behandler denne gruppen samlet. Foruten olje til løpende forbruk bidrar i perioder også lageroppbygging til en ikke ubetydelig etterspørsel. Økning (positiv eller negativ) i lagerbeholdningene (L) er derfor definert som en separat etterspørselskomponent.

Siden tilbudssiden i markedet i den enkleste modellversjonen behandles eksogent, er inndelingen av tilbudssiden relativt uinteressant fra et modellteknisk synspunkt (selv om inndelingen kan ha en viss pedagogisk verdi.)

Tilbydere:

- OPEC (S_{OPEC})
- Andre markedsstyrte økonomier (S_{ME})
- Overskottstilførsel fra sentralstyrte økonomier (S_{CPE})

Siden vi har valgt å avgrense modellen til verdensmarkedet utenom østblokklandene, lar vi alle kommunistiske og sosialistiske land inngå som en blokk. Denne inndelingen svarer til inndelingen i IEAs statistikk, se f.eks. IEA (1982). I modellens balanseligning inngår bare samlet netto-eksport av råolje fra disse land.

Resten av tilbudssiden er delt i OPEC og andre markedsstyrte økonomier. Begrunnelsen for dette er at det synes rimelig å tro at produksjonsbeslutningene utenfor OPEC hovedsakelig gjøres av aktører, uavhengige oljeselskaper eller regjeringer, i en strategisk markedsposisjon tilnærmet lik prisfaste kvantumstilpassere. Med få unntak er disse produsentene relativt små i forhold til markedet. Et interessant unntak er Mexico, som siden 1982/83 har hatt et nært samarbeid med OPEC.

Det eksisterer en rekke ulike teorier om OPEC eller OPEC-landenes adferd. Flere av disse teoriene gir grunnlag for å splitte OPEC-landene i to eller flere grupper. Ut fra teorien om begrenset innenlands absorpsjonsevne for oljeinntekter kan det være rimelig å skille OPEC i to grupper (se Aperjis, D. (1982)):

- i) Land med begrenset absorpsjonsevne og som følgelig vedvarende opererer med overskudd på betalingsbalansen eller som i det minste har ressursgrunnlag som muliggjør slike overskudd; Saudi-Arabia, De Forente Arabiske Emirater, Kuwait, Irak og Qatar, Libya og Iran.
- ii) Land som ikke har begrenset absorpsjonsevne og som har hatt betalingsbalanseproblemer; Algerie, Equador, Indonesia, Nigeria, Venezuela og Gabon.
- (Plasseringen av Libya, Gabon og Iran i disse gruppene er noe tilfeldig valgt).

Andre har ment at OPEC-landene bedre lar seg gruppere ut fra en blanding av politiske og økonomiske kriterier (se P. Eckbo i Eng, T. (1982)):

"Expansionist fringe" (Irak, Nigeria, Indonesia og Gabon)

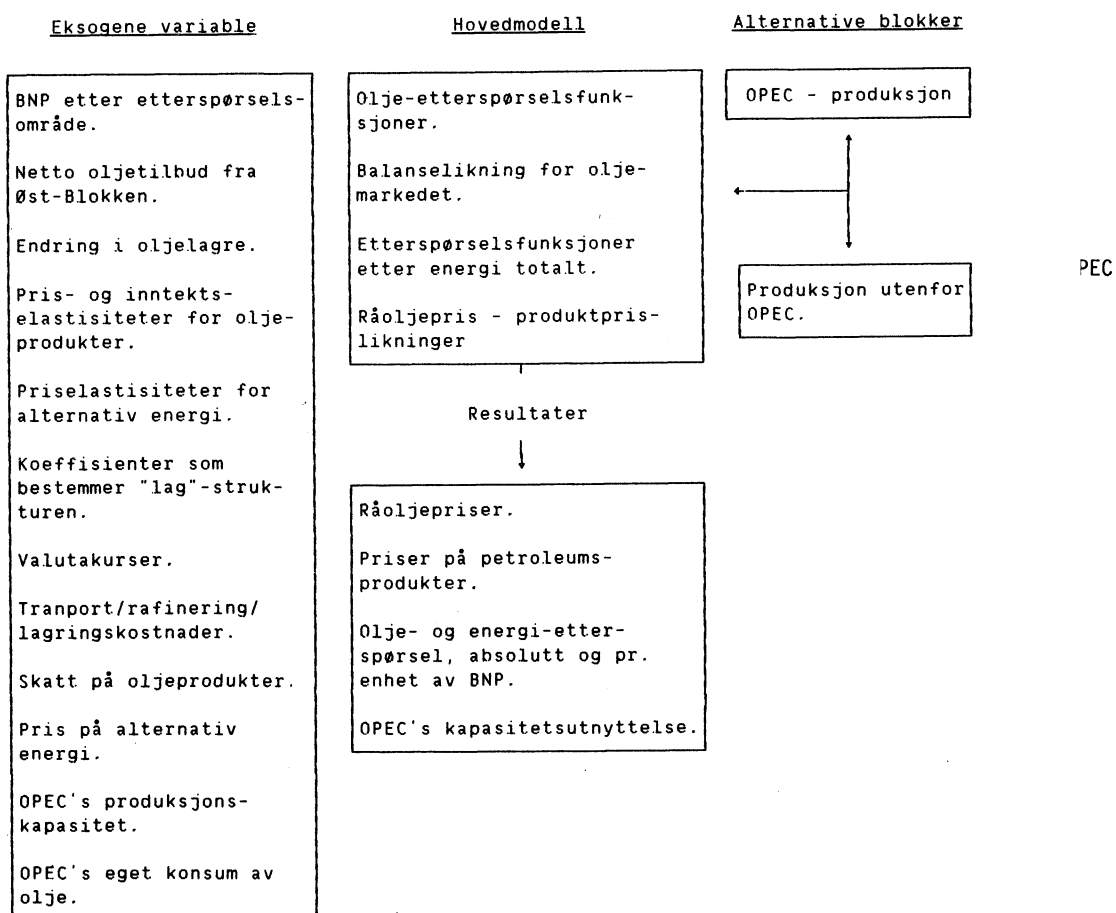
"Price pushers" (Iran, Algerie, Venezuela og Ecuador)

"Hard core" (Saudi-Arabia, Kuwait, De Forente Arabiske Emirater og Libya)

I ligningssystemet i avsnitt 4.3 har vi imidlertid valgt å behandle OPEC som en aktør. I den enkleste utformingen av modellen er hele tilbudssiden eksogent bestemt. Inndelingen av tilbudssiden i tre områder kan også i den versjonen vært praktisk for å begrunne valg av eksogen input til modellen. I de modellversjoner hvor tilbudet endogeniseres, er en oppdeling selvsagt nødvendig.

Figur 4.1 viser en skjematisk oversikt over WOM-modellen (World Oil Market). Modellens hovedblokk består av etterspørselsrelasjoner etter petroleumsprodukter og total energi i tre regioner (USA, resten av OECD, LDC). Videre inngår en likning som sørger for at tilbud og etterspørsel etter råolje er i balanse, samt en rekke støtteberegninger som knytter sammen råoljemarkedet og produktmarkedet, kapasitetsutnyttelse og valutainntekt i OPEC etc. Hvordan tilbudssiden av råoljemarkedet skal behandles er i vesentlig grad overlatt til modellbrukerens valg. Man kan eksogent spesifisere en produksjonsprofil eller produksjonen i OPEC og/eller produksjonen utenfor OPEC endogeniseres. De viktigste resultatene fra modellen er råoljeprisen, olje- og energiforbruk i hver region samt produksjon av råolje (når tilbudet er endogent).

Fig. 4.1 Modellstruktur



4.3. Likningssystem

(4.1) Balansebetingelse

$$\sum_i S_i - \sum_j D_j - L - R = 0 \quad \begin{array}{l} i = \text{OPEC, ME, CPE} \\ j = \text{USA, OECD, LDC} \end{array}$$

(4.1) angir at tilbud (S) av råolje fra OPEC, fra ikke-OPEC-land og overskuddstilførsel fra sentralstyrte økonomier må være lik etterspørsel (D) til løpende forbruk og lageroppbygging (L) i de tre etterspørselsområdene. R er en residual for statistiske feil som følge av at tilgang og anvendelse ikke er avstemt i tilgjengelig statistikk for basisåret.

(4.2-4.4) Etterspørsel etter råolje, område i

$$D_i = (a_i e^{S_i \tau}) X_i^{b_i} P_i^{e_i} Q_i^{h_i} [P_i][Q_i], \quad i = \text{USA, OECD, LDC.}$$

der

$$P_i = P_{i,-1}^{f_i} P_{i,-2}^{f_i g_i} P_{i,-3}^{f_i g_i^2} P_{i,-4}^{f_i g_i^3}$$

$$Q_i = Q_{i,-1}^{m_i} Q_{i,-2}^{m_i n_i} Q_{i,-3}^{m_i n_i^2} Q_{i,-4}^{m_i n_i^3}$$

(4.2-4.4) spesifiserer etterspørselen fra hvert av de tre landområdene som funksjoner av BNP (X_i), indeks for prisene på oljeprodukter (P_i) og indeks for prisene på alternativ energi (Q_i).

a_i er et konstantledd (som angir oljeforbruket pr. BNP-enhet i basisåret hvis oljemarkedet er i

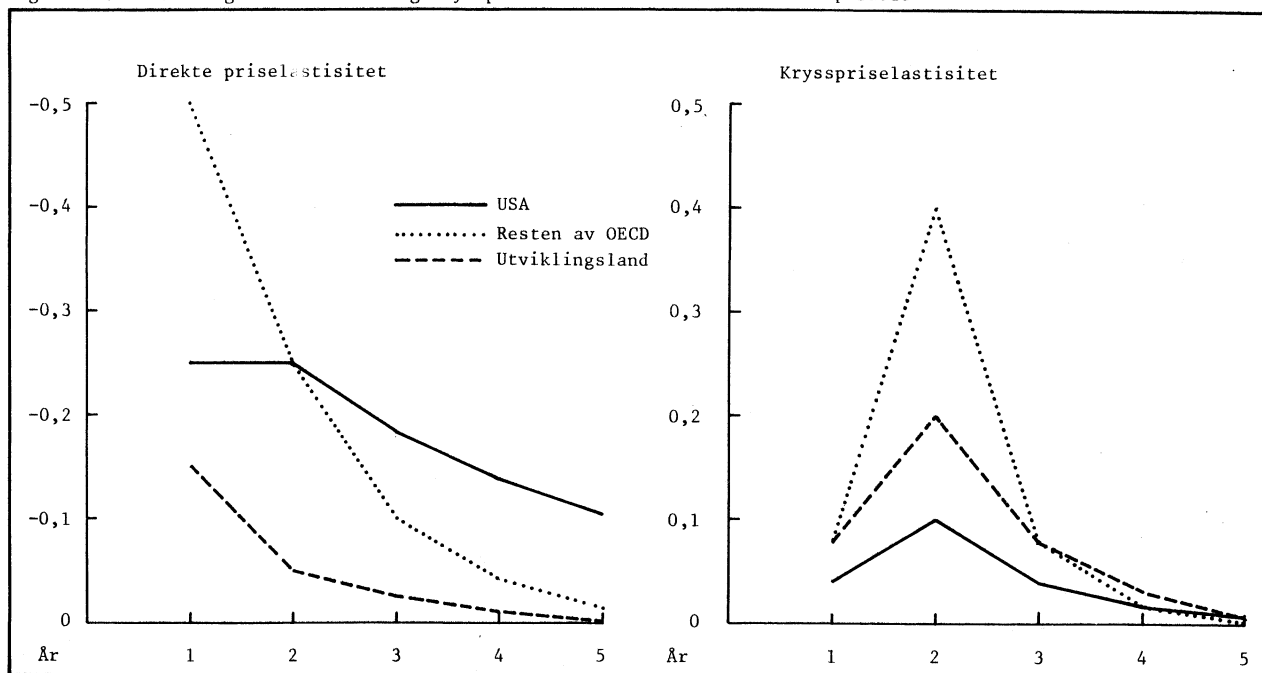
langtidslikevekt, dvs. hvis $P_{i,k} = P_{i,c}$ og $Q_{i,k} = Q_{i,c}$). Trendleddet $e^{S_i \tau}$ er innført for å kunne ta hensyn til endringer i oljeforbruk pr. BNP-enhet ut over det de estimerte elastisitetene angir. Slike endringer kan skyldes innføring av nye teknikk og offentlige reguleringer av markedet. Også ved sterke skift i prisen på en energibærer, vil en kunne få endringer i oljeforbruket pr. BNP-enhet som ikke fanges opp av priselastisiteten. Koeffisientene b_i , e_i og h_i er inntektselastisiteter og korttids priselastisiteter (førsteårsvirkninger). Uttrykket i hakeparentesene angir langtidseffekten av prisendringer, der endringer i prisene på oljeprodukter og alternativ energi er forutsatt å påvirke oljeforbruket i fire år etter det år prisendringen skjer.

En svakhet ved de valgte etterspørselsfunksjonene i (4.2-4.4) er at etterspørselastisitetene er konstante uansett nivå på inntekt og priser. Det er lett å peke på tilfeller der slike forutsetninger vil være urimelige. Hvis prisene på to energibærere i utgangspunktet er nokså like og en av prisene endres, vil en kunne få langt sterkere substitusjonsvirkninger enn krysspriselastisitetene, estimert på historisk materiale, angir. Et eksempel er at prisen på oljeprodukter ligger på et nivå omtrent lik prisen på elektrisitet brukt til oppvarming. Hvis forbrukerne forventer at det nye prisforholdet vil vedvare, kan selv en moderat økning i oljeprisen føre til en sterk nedgang i bruk av olje til oppvarming. Relasjonene (4.2-4.4) vil derfor neppe gi gode prediksjoner hvis energiprisene (eller inntektsnivå) endres drastisk i forhold til estimeringsperioden, medmindre modellbrukeren korrigerer

etterspørselen ved å korrigere de estimerte elastisitetene eller energispareleddet $e^{S_i \tau}$. På samme måte er det overlatt til modellbrukeren å korrigere for endringer i oljeforbruket pr. BNP-enhet som skyldes innføring av nye teknologi eller offentlige reguleringer.

Relasjonene (4.2-4.4) inneholder "laggete" reaksjoner på prisendringer, dvs. at prisendringer på oljeprodukter eller alternativ energi, vil påvirke oljeetterspørselen i 4-5 år etter den initiale prisendringen. Denne modellformuleringen tar i noen grad hensyn til at det tar tid før energibrukerne rekker å tilpasse kapitalutstyr og andre innsatsfaktorer til endrede energipriser. Vi har i modellen forutsatt at etterspørselsvirkningen av prisendringer avtar geometrisk over tid f.o.m. andre året etter prisendringen (se Koyck (1954)). Datamaterialet tyder på at virkningen av prisendringer dør ut etter 4-5 år, i modellen har vi derfor tatt med prisledd for i alt 5 år. (Estimering av ulike modellformuleringer på det tilgjengelige datamaterialet gir imidlertid få holdepunkter for å fastlegge lag-strukturen). Figur 4.2 viser hvordan den estimerte "lag"-strukturen for etterspørsel etter petroleumsprodukter ser ut.

Figur 4.2. Utviklingen av direkte- og krysspriselastisiteter over en 5-års periode



Et alternativ til å definere etterspørselsfunksjonene etter olje (4.2-4.4) direkte som funksjoner av priser og inntekter, er å avlede oljeetterspørselen som funksjon av beholdning/kapasitetsutnyttning av oljeforbrukende kapitalutstyr. Etterspørselen etter olje kan da studeres i to trinn. Først etableres relasjoner som angir beholdningen av olje-(eller energi-) brukende kapitalutstyr av ulike typer eller årganger. Derneft bestemmes den kortsiktige kapasitetsutnyttelsen, og oljeetterspørselen som funksjon av utnyttelsesgraden av kapital av ulike typer eller årganger. Modellen i (4.2-4.4) kan sees på som en aggregert tilnærming til en slik kapital/energi-modell. Normalt vil det på mellomlang sikt være en nokså stabil sammenheng mellom BNP og utnyttet kapital, samtidig som "lag"-strukturen i (4.2-4.4) fanger opp noen av de endringer i produksjonstilpasningen som skjer over tid.

(4.5-4.7) Definisjoner av kjøperprisindekser for oljeprodukter, målt i lokal valuta

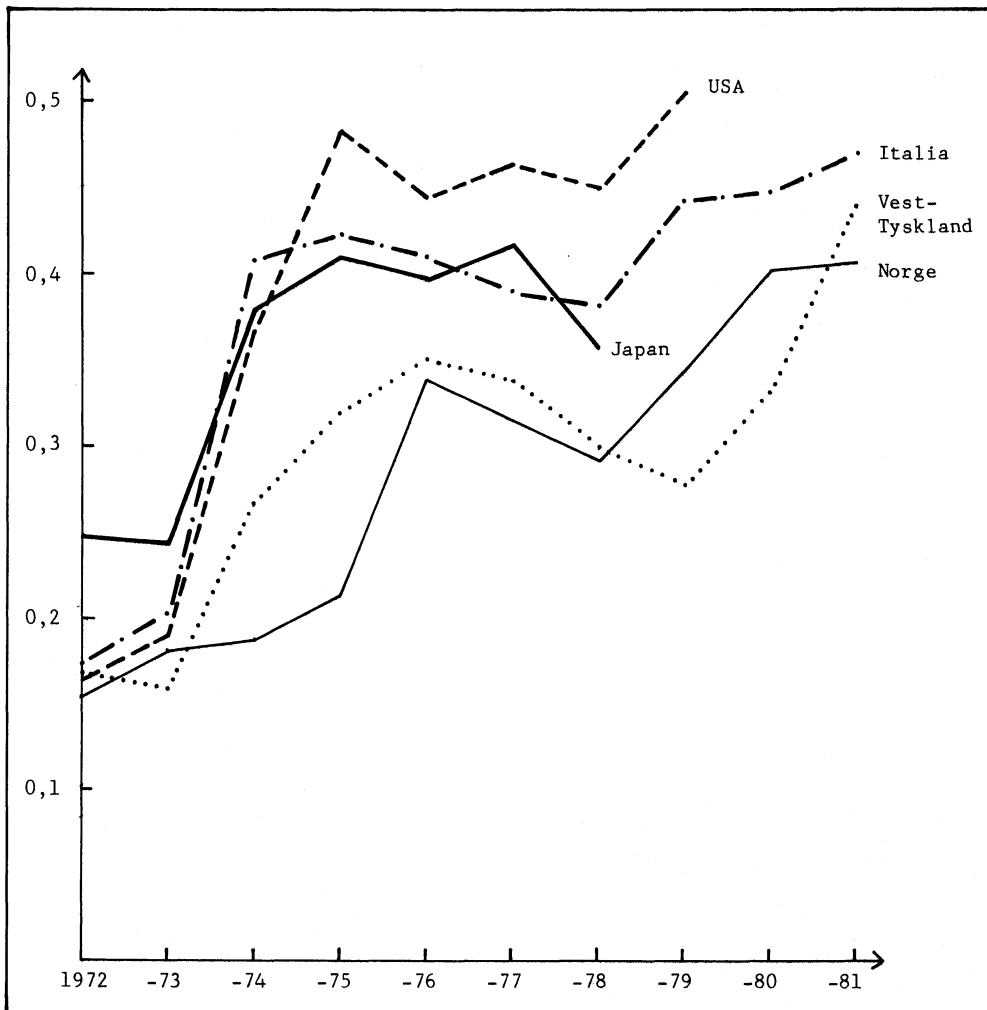
$$P_i = (l_i PV_i + (1 - l_i) C_i) T_i$$

i = USA, OECD, LDC

(4.5-4.7) definerer kjøperprisindeksene for oljeprodukter for hvert av de tre områdene som en veid sum av råoljepris målt i lokal valuta (PV_i), kostnader ved transport, lagring, raffinering og distribusjon av oljeprodukter (C_i) påplussset eventuelle indirekte skatter, T_i . Alle pris- og kostnadsindekser er normalisert til 1 i basisåret.

Vi har valgt å la en veid indeks for prisene på petroleumsprodukter (bensin, fyringsolje etc.) inngå i etterspørselsrelasjonen. Begrunnelsen for å bruke produktprisene og ikke råoljeprisene er at etterspørselen etter råolje er en avledet etterspørsel. Etterspørselen retter seg egentlig mot varer som går til vareinnsats, forbruk og investering. Vi etterspør f.eks. primært transporttjenester, derav avledes en etterspørsel etter bensin og endelig via raffineringssektoren etter råolje. Vi studerer derfor etterspørselen etter råolje via etterspørselen etter petroleumsprodukter. En slik modellformulering letter også tolkningen av de estimerte elastisiteter. Prisen på oljeprodukter består dels av kostnader ved råolje, dels av kostnader til transport, raffinering, lagring, distribusjon og avgifter. Et resultat av den raske realprisstigningen på råolje de siste 10 år er at råoljens andel av produktprisen har økt drastisk. Mens utgifter til kjøp av råolje i 1972 utgjorde mellom 15 og 20 prosent av produktprisene, var andelen i 1980 for de fleste land økt til nesten 50 prosent (se fig. 4.3). Følgelig vil en prisstigning på 10 prosent pr. fat råolje i 1972 og i 1982 slå helt forskjellig ut i produktprisene. Hvis råoljeprisøkningen overveltes i produktprisene ville en 10 prosent økning pr. fat resultere i langt kraftigere produktprisøkninger i 1982 enn i 1972. Siden det er produktprisene som påvirker konsumvalget, vil cet.par., estimerte råoljepriselasititeter ha en stigende trend. Markedets prisfølsomhet ved samme prosentvise endring i råoljeprisen er altså mye større i dag enn i 1972. Vi har derfor estimert etterspørselen etter olje som en funksjon av en veiet sum av prisene på petroleumsprodukter i hvert område.

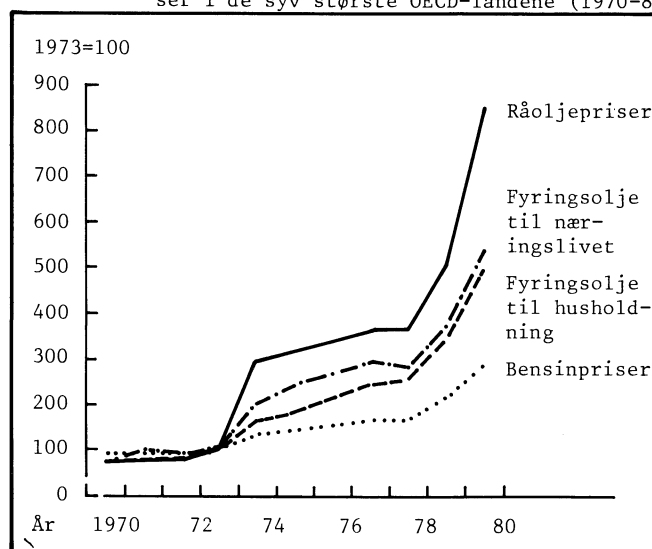
Figur 4.3. Råoljens andel av produktprisen pr. 1. januar.



K i l d e : B. Sandvik; "Sammenhengen mellom råolje- og produktpriselasititetene", CMI-Rapp. 822260-1.

I figur 4.4 er vist utviklingen i råolje- og produktprisene.

Figur 4.4. Nominelle råolje- og petroleumsproduktpriser i de syv største OECD-landene (1970-80)



Kilde: IEA (1982).

Den valgte spesifisering av etterspørselsrelasjonene (4.2-4.4) innebærer at vi antar at elastisiteten av etterspørselen med hensyn på produktprisen er konstant over tid (bortsett fra eksogene endringer):

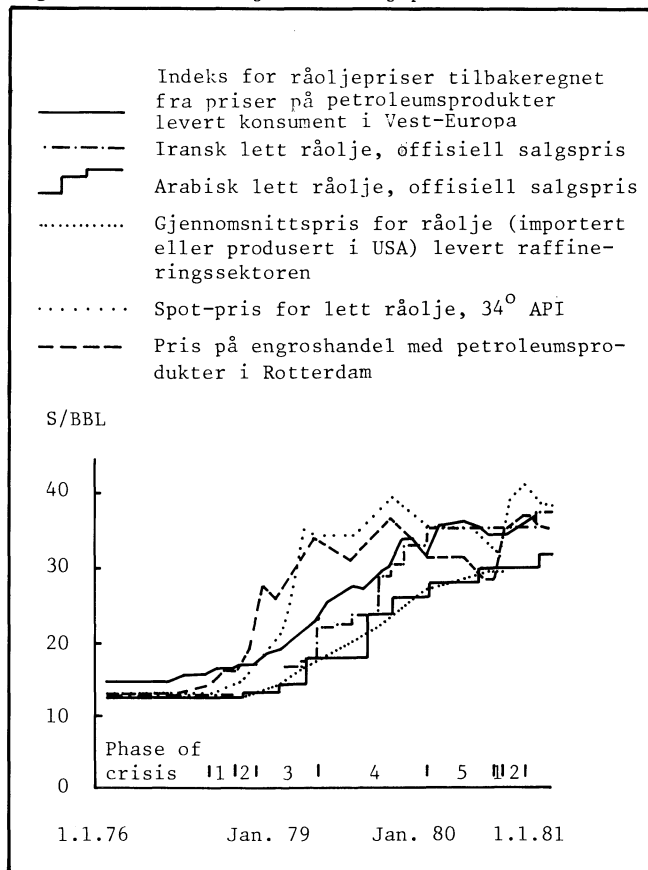
$$El D_i : P_i = e_i \quad i = USA, OECD, LDC$$

mens elastisiteten med hensyn på råoljeprisen (regnet i nasjonal valuta) endres avhengig av råoljeprisens andel (inkl. verdiskatten på råolje) av produktprisen:

$$El D_i : PV_i = El D_i : P_i \cdot El P_i : PV_i = e_i \frac{1_i PV_i T_i}{P_i} \quad i = USA, OECD, LDC$$

I etterspørselsrelasjonene inngår altså en indeks for produktprisene, (4.5 - 4.7) som knytter forbindelsen til råoljeprisen. Det er ikke uproblematisk hva som menes med råoljeprisen målt som dollar pr. fat. Det eksisterer mange priser på råolje avhengig av kvalitet og leveringssted. Dessuten eksisterer et utall forskjeller i leveringsbetingelser, betalingstidspunkt og rabattordninger. Figur 4.5 viser utviklingen i noen av disse prisene. Det vil normalt være et noenlunde stabilt forhold mellom ulike oljekvaliteter, og modellens råoljepris kan derfor tolkes som en gjennomsnittspris som i utgangspunktet er normert til kontraktsprisen for Saudi-Arabiske lettolje.

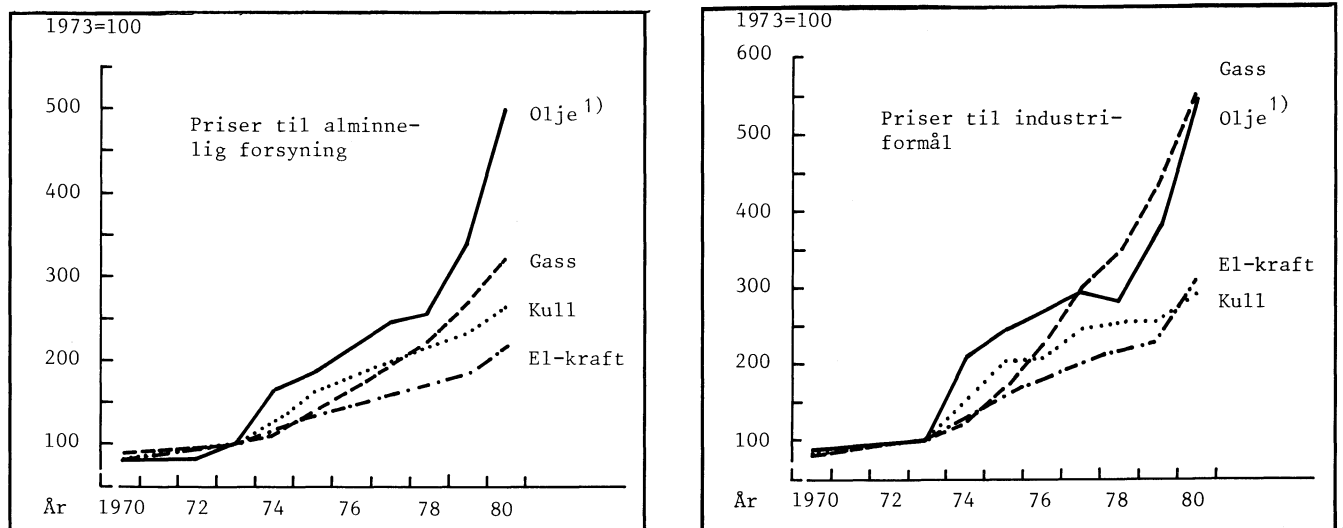
Figur 4.5. Internasjonale råoljepriser 1978-81



K i l d e: J. Mitchell (1982).

1) Anatomy of an Oil Crisis. Zeitschrift für Energie wirtschaft, june 1982.

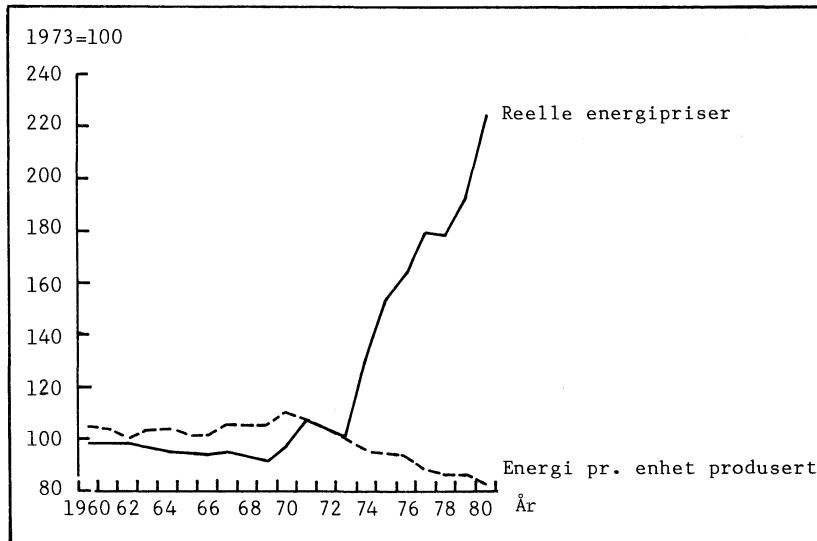
Figur 4.6. Energiprisutviklingen i de syv største OECD-landene



1) Gjennomsnittspris for tunge og lette fyringsoljer. K i l d e: IEA (1982).

Både økonomisk teori og empiri tilsier at det i energietterspørselen eksisterer substitusjons-effekter mellom ulike energibærere avhengig av utviklingen i relative priser. I figur 4.6 er vist prisutviklingen på råolje sammenliknet med prisene på gass, kull og el-kraft levert til h.h.v. husholdningssektoren og næringslivet. Det framgår av figuren av de relative prisene har endret seg betydelig over perioden 1970-1980.

Figur 4.7. Energiforbruket pr. enhet produsert, og realpriser på energi til industriformål i de syv største OECD-landene



Kilde: IEA (1982).

At strukturen i etterspørselen endret seg betydelig etter 1973 belyses ved følgende tall. I perioden 1973-81 økte BNP i OECD-området med 19 prosent, samlet energiforbruk steg samtidig med 4 prosent, mens forbruket av råolje gikk ned med 3 prosent (kilde: OECD Economic Outlook 1982). Til sammenlikning steg energi og oljeforbruket på 1950- og 60-åra i takt med, eller raskere enn BNP, jfr. figurene 4.7.

(4.8) Kapasitetsutnyttingsprosent, OPEC

$$U_{\text{OPEC}} = \frac{S_{\text{OPEC}}}{K_{\text{OPEC}}} 100$$

(4.9-4.10) Dollarinntekter, OPEC

$$GR_{\text{OPEC}} = P(S_{\text{OPEC}} - D_{\text{OPEC}})$$

(4.11-4.13) Totalt energiforbruk

$$E_i = A_i X_i^{\beta_i} M_i^{\gamma_i} \cdot (E_{i,-1})^{\lambda_i} \quad i = \text{USA, OECD, LDC}$$

(4.14-4.16) Energi prisindeks

$$M_i = k_i P_i + (1 - k_i) Q_i \quad i = \text{USA, OECD, LDC}$$

hvor

$$k_i = \frac{D_{i,-1}}{E_{i,-1}}$$

(4.17-4.22) Olje og energiforbruk pr. BNP-enhet

$$EX_i = \frac{E_i}{X_i} \quad i = \text{USA, OECD, LDC}$$

$$DX_i = \frac{D_i}{X_i} \quad i = \text{USA, OECD, LDC}$$

Relasjonene (4.8) - (4.22) inngår ikke i den simultane prismodellen, men er etterberegninger for å sette opp tabeller og figurer som gjør det lettere å vurdere resultatene fra modellberegningene. For OPEC beregnes kapasitetsutnyttelsen og brutto inntekter av oljevirkosomheten som følger av det eksogen gitte eller modellberegnete produksjonsvolumet. For de enkelte etterspørselsregionene beregnes totalt energiforbruk (regnet i mill. t.o.e.) ved hjelp av en Cobb-Douglas etterspørselsfunksjon med Koyck "lag"-struktur. Inntekts- og priselastisitetene som brukes er dels estimert (se OPEC-review no. 4, 1982), dels fastlagt skjønsmessig.

Ligningene (4.14-4.16) definerer prisindekser for total energi i hvert forbrukerområde som en veiet sum av (endogene) kjøperprisindekser for oljeprodukter og (eksogene) kjøperprisindekser for alternativ energi. Ligningene (4.17-4.22) definerer energiforbruk og oljeforbruk pr. BNP-enhet. Disse seriene for framtidige år, sammenholdt med historisk utvikling, gir rimelige sjekkpunkter for realismen i beregninger av framtidig energiforbruk.

Tilbud av råolje

På bakgrunn av variasjonsbredden i teorier som forklarer tilbudssiden i oljemarkedet (jfr. kapittel 3), skulle en tro det var mulig å teste holdbarheten ved ulike hypoteser ved empiriske tester. Dette er imidlertid i liten grad gjort (et unntak er "U.S. oil and gas supply", EMF 5, Summary Report, september 1982). I praksis viser det seg at mangel på data eller det forhold at teoriene ofte ikke gir skarpe utsagn som er empirisk testbare, har ført til at relativt enkle modeller har vært anvendt for å forklare tilbudet av råolje.

I det følgende vil vi skille mellom modeller som forklarer tilbudet av OPEC-olje og tilbudet av olje produsert i andre markedsstyrte økonomier. Årsaken er at beslutninger om leting, utvinning og eksport foretas av ulike aktører i disse to områdene. Innen OPEC-området er oljeressursene nå i praksis helt nasjonalisert. Alle viktige beslutninger foretas av nasjonalstater ut fra samfunnsøkonomiske betraktninger.

Dette er ikke i samme grad tilfellet utenfor OPEC. Her foretas viktige beslutninger om leting, utvinning og produksjon fortsatt av bedrifter som maksimerer sin profitt. (Dette er selvfølgelig en forenkling; i denne gruppen produsenter finnes både land som Mexico hvor produksjonen er helt nasjonalisert og det finnes statsoljeselskaper som kan tenkes å tilpasse seg på en annen måte enn multi-nasjonale oljeselskaper).

Tilbud av råolje fra OPEC

OPEC's adferd over den siste 10-årsperioden kan kort karakteriseres ved

- * Organisasjonen ser ut til sterkt å motsette seg nedgang i nominelle priser.
- * Overskuddstilbud og press på oljeprisen møtes med redusert kvantum, om nødvendig ved å fordele produksjonen mellom medlemslandene ved å innføre bindende kvoter.
- * Overskuddsetterspørsel ved lav kapasitetsutnyttning i OPEC tas ut i form av økt produksjon, prisene endres lite.
- * I et stramt marked der OPEC's produksjon overstiger 70-80 prosent av produksjonskapasiteten, endres reaksjonsmønsteret; økt etterspørsel tas ut hovedsakelig i form av økte priser, kvantum endres ubetydelig.

Det skisserte reaksjonsmønsteret kan utdypes videre ved å se på Saudi-Arabias rolle. I perioder hvor markedet er svakt øker Saudi-Arabias makt på grunn av landets mulighet til å opptræ som "swing producer". Dette landet kan pga. finansiell styrke og sin store produksjonskapasitet, variere produksjonen fra 3 mmbd til 10 mmbd. Tilsvarende vil relativt drastiske prisnedganger på kort sikt heller ikke ramme Saudi-Arabia like sterkt som de fleste andre OPEC-land. Er de offisielle OPEC-prisene under sterkt press i markedet, kan Saudi-Arabia derfor nærmest diktere OPEC's politikk fordi landet kan undergrave en hver beslutning fattet av resten av OPEC.

I en situasjon hvor man nærmer seg kapasitetsgrensene i de fleste land, inkludert Saudi-Arabia, vil makten flyttes fra Saudi-Arabia og OPEC-organisasjonen mot de enkelte medlemsland. Beslutninger om produsert volum blir i stor grad basert på unilaterale vurderinger. Noen land når kapasitetsgrensen, mens andre begrenser produksjonen til det nivå som er tilstrekkelig til å dekke landets løpende behov for valutainntekter. Makten til land som i første rekke prioriterer høyere priser på kort og mellomlang sikt øker, fordi unilaterale aksjoner fra disse land ikke kan nøytraliseres fra andre. Saudi-Arabia er ikke lenger i stand til å motvirke ulike slike aksjoner med økt produksjon. Selv ubetydelige reduksjoner i tilbudt kvantum kan få betydelige prisvirkninger.

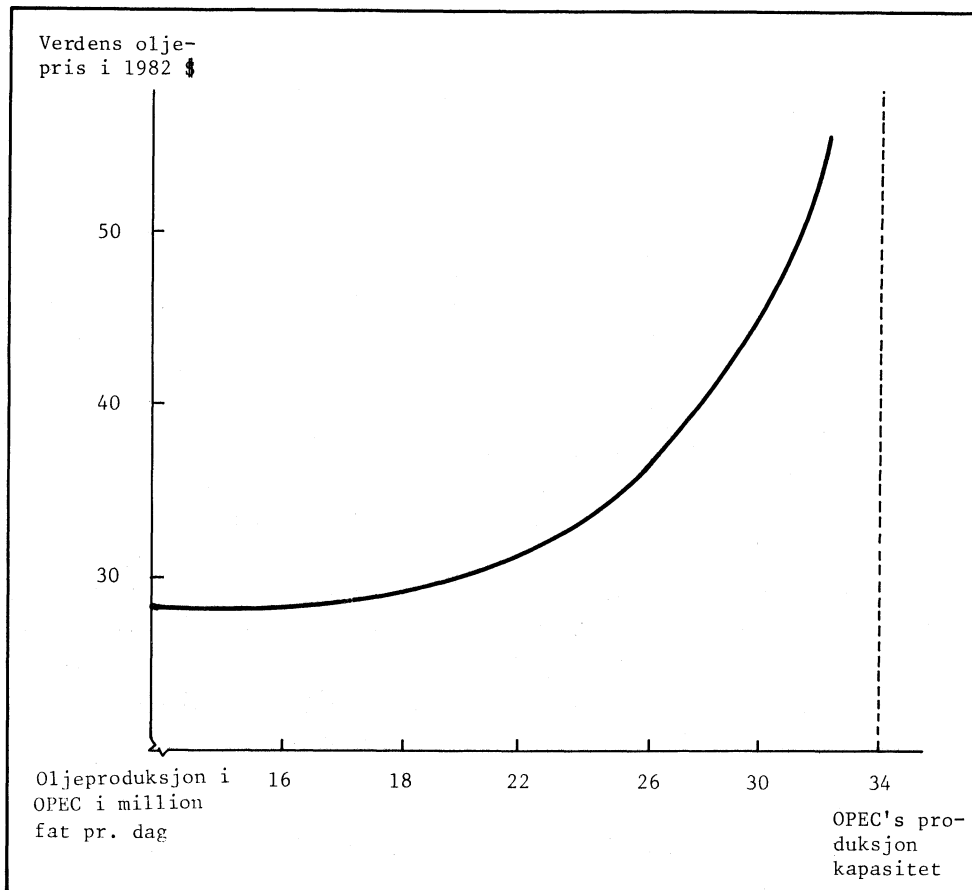
En enkel måte å introdusere denne markedsadferden i modellen på, er ved å innføre følgende reaksjonsfunksjon¹:

$$(4.23) \quad P_t = \alpha_1 + \alpha_2 / (U_{OPEC,t} - S_{OPEC,t})$$

- P_t - råoljepris målt i 1982 US \$ pr. fat, tidspunkt t
 $U_{OPEC,t}$ - produksjonskapasitet i OPEC målt i mmbd, tidspunkt t
 $S_{OPEC,t}$ - produksjon i OPEC målt i mmbd, tidspunkt t
 α_1, α_2 - parametre

¹ Tilsvarende funksjonsform er brukt av Chao, H. P. og A. Manne (1983).

Figur 4.8. OPEC's reaksjonsfunksjon.



Ved å fastlegge størrelsen på konstantene α_1 og α_2 samt produksjonskapasiteten, bestemmer man den neste pris OPEC forsøker å holde samt hvor nær kapasitetsgrensen man kommer før prisen skyter i været.

Tilbudet utenfor OPEC

Tilbudet utenfor OPEC er et resultat av beslutninger fattet av et stort antall aktører. Hver enkelt aktør optimaliserer sine investeringer i leting, utvikling av produksjonskapasitet og produksjon. Til grunn for denne optimaliseringen ligger forventning om framtidige priser og kostnader, antakelser om ressursgrunnlaget og kunnskap om kjente reserver.

En relativt enkel måte å modellere disse sammenhengene på er vist av Weyant, J. P. og D. Kline (1982). Vi skal her presentere en noe bearbeidet versjon av deres modell. Modellen er basert på tre grunnleggende hypoteser:

- (i) En konstant andel av økonomisk utvinnbare reserver produseres hvert år:

$$(4.24) \quad S_{ME} = k R_{ME}$$

S_{ME} - produksjon i år t

R_{ME} - økonomisk utvinnbare reserver

- (ii) Tilveksten til beholdningen av oppdagede oljeressurser er prisfølsom:

$$(4.25) \quad Z_{ME} = d(P) U_{ME}$$

Z_{ME} - økning i kjente og utvinnbare oljeressurser i år t

U_{ME} - det totale ikke-oppdagete ressursgrunnlaget i år t

$d(P)$ - andelen av det totale ressursgrunnlaget i år t som oppdages samme år som funksjon av oljeprisen P

(iii) Den andel av utvinnbare oljeressurser som gjøres økonomisk utvinnbar er prisfølsom tidkrevende.

$$(4.26) \quad f^{\text{opt}} = f^{\text{opt}}(P)$$

$$(4.27) \quad f = c f_{-1} + (1-c)f^{\text{opt}}$$

f^{opt} - optimal "recovery factor" i år t gitt råoljeprisen P.

f_{-1} - faktisk "recovery factor" i år t-1

Modellen består, foruten av disse strukturlikningene, av følgende "regnskapssammenhenger":

$$(4.28) \quad R_{ME} = f \cdot Y_{ME}$$

Y_{ME} - kjente og potensielt utvinnbare reserver i år t

$$(4.29) \quad Y_{ME} = Y_{ME,-1} + Z_{ME} - S_{ME}$$

$$(4.30) \quad U_{ME} = U_{ME,-1} - Z_{ME}$$

Ved innsetting av (4.25) - (4.30) i (4.24) finnes følgende relasjon som bestemmer produksjonen:

$$(4.31) \quad S_{ME} = k [c_{f1} + (1-c)f^{\text{opt}}(P)][Y_{ME,-1} + d(P)U_{ME} - S_{ME}]$$

I (4.31) framkommer produksjonen utenfor OPEC som en "lagget" respons til utviklingen i råoljeprisen og det totale ikke-oppdagede ressursgrunnlaget. Den første hypotesen (i) virker umiddelbart noe mekanisk da man skulle anta at andel av utvinnbare reserver som utvinnes hvert år var avhengig av både prisen på råolje og andre priser (f.eks. rentenivået). Imidlertid viser det seg at denne enkle hypotesen er godt underbygd med data fra perioden 1960-80. Hypotese (ii) om at leteaktiviteten og dermed tilveksten til beholdningen av oppdagede oljeressurser avhenger av prisen er ukontroversiell. Det er imidlertid noe vanskeligere å forsvare at det er brukt en lineær funksjonsform og at det er antatt at prisen påvirker letevirksomheten i samme periode uten tids-"lag". Bruken av lineære relasjoner innebærer trolig at modellen bare er brukbar i et intervall rundt dagens prisnivå på råolje (anslagsvis 15-75 dollar pr. fat). Hypotese (iii) om at andelen av utvinnbare ressurser som er økonomisk lønnsomme å utvinne avhenger av råoljeprisen virker selvsagt. Her er det også antatt at tilpasningen tar tid. Det tar flere år å introdusere nye metoder for å øke utvinningsgraden i et oljefelt (f.eks. ved hjelp av vanninjeksjon el. andre metoder) etter at prisen har endret seg slik at metoden er blitt lønnsom. I modellen er det antatt at det vil ta 10 år før utvinningsgraden fullt ut er tilpasset et nytt prisnivå for råolje.

5. BEREGNING AV ET SANNSYNLIG PRISOMRÅDE FOR RÅOLJE 1983 - 2000

Når tilbudssiden i oljemarkedet er så sterkt influert av en kartelldannelse som OPEC, er det mulig å oppnå balanse i oljemarkedet på mange ulike nivåer av produksjon/forbruk og pris. Forsøk på å angi en bestemt prisutvikling for olje framover har da heller ikke vist seg å være spesielt nyttig for myndighetene, som trenger prisanslag for å beregne skatteinntekter og lønnsomhet av nye felt. Kommer en utenfor den angitte prisbanen, må beregningene av skatter og lønnsomhet revurderes. Det synes å være en mer fruktbar angrepsmåte å anslå et område for framtidig prisutvikling. Beslutninger som kan gjøres avhengig av at prisen holder seg innenfor skiftende markedsforhold enn beslutninger tatt på basis av en entydig bestemt prisutvikling. I dette avsnittet har vi beregnet et mulig variasjonsområde for oljeprisen fram mot århundreskiftet, angitt ved yttergrensene i de tre alternativene i figur 1.

I alternativ 1 er råoljeprisen beregnet å holde seg omtrent på dagens nivå, rundt 25-30 dollar pr. fat (regnet i faste 1982-dollar) helt fram til år 2000. Beregningen er basert på at det blir en forholdsvis lav vekst i verdensøkonomien, der industrilandene forutsettes å oppnå en gjennomsnittlig BNP-vekst på 1,5 prosent pr. år og u-landene en vekst på 2,5 prosent pr. år. Den økonomiske veksten fører isolert sett til økt oljeetterspørsel, men det er samtidig forutsatt at forbrukerlandene ved å ta i bruk ny teknologi kan redusere oljeforbruket pr. BNP-enhet med 0,5 prosent pr. år. Den moderate økningen en dermed får i oljeforbruket forutsettes dekket av økt OPEC-produksjon og en viss økning i produksjonen utenfor OPEC. I dag er OPEC's produksjon ca. 16-17 millioner fat pr. dag; i år 2000 vil den i følge beregningene være ca. 26 millioner fat pr. dag. Kapasitetsutnyttelsen i OPEC vil dermed øke fra dagens nivå på vel 50 prosent til omtrent 80 prosent i år 2000. Produksjonen utenfor OPEC er forutsatt å øke fra dagens nivå på vel 22 millioner fat pr. dag til ca. 25 millioner fat pr. dag i 1990, for deretter å holde seg på det nivået. Beregningen viser at hvis den økonomiske veksten blir forholdsvis svak og en gradvis tar i bruk ny energisparende teknologi, vil oljeprisen kunne holdes på omtrent dagens nivå helt fram til århundreskiftet uten at det oppstår knapphet på olje.

I alternativ 2 er råoljeprisen beregnet å holde seg på dagens nivå rundt 30 dollar pr. fat fram til 1990, for deretter å stige til omtrent 45 dollar pr. fat i år 2000 (regnet i faste 1982 dollar). Beregningene er basert på de samme forutsetningene om lav økonomisk vekst som i alternativ 1. I alternativ 2 er det imidlertid ikke forutsatt at ny teknologi tas i bruk så raskt som i alternativ 1, slik at spareeffekten på 0,5 prosent lavere årlig oljeforbruk pr. BNP-enhet uteblir. Det økte forbruket av olje forutsettes delvis dekket av økt tilførsel av OPEC-olje fram til omtrent 1990. I dette beregningsalternativ vil OPEC's kapasitetsutnyttelse dermed være rundt 80 prosent i 1990. Fra da av er det forutsatt at OPEC bare i liten grad øker sin produksjon fram mot århundreskiftet. Oljeproduksjon fram mot århundreskiftet. Oljeproduksjonen utenfor OPEC forutsettes også i alternativ 2 å øke opp mot 25 millioner fat pr. dag i 1990, for deretter å holdes konstant. Med de forutsetningene som er lagt til grunn i alternativ 2, vil dermed situasjonen i 1990 kunne være at det er rimelig balanse i oljemarkedet med dagens nivå på oljeprisen, men markedet vil være i ferd med å strammes til fordi OPEC i stor grad har utnyttet sin produksjonskapasitet. Fra da av er det forutsatt at økt etterspørsel vil slå ut i økte oljepriser. I beregningene er råoljeprisen reelt sett anslått å øke med ca. 50 prosent fra 1982 til år 2000, og økningen kommer i 1990-årene. Det vil likevel bare medføre at oljeproduktprisene - dvs. prisene på bensin og fyringsolje - øker med 13-15 prosent over tyveårsperioden. Det skyldes at over halvparten av f.eks. bensinprisen utgjøres av kostnader til transport, raffinering, lagring, distribusjon og avgifter, og disse kostnadene er i beregningen forutsatt å øke i takt med den generelle prisstigningen. Økningene i oljeproduktprisene vil likevel medføre en substitusjon bort fra olje og over til andre energibærere som ikke forutsettes å øke i pris, reelt sett. Resultatet er at oljeforbruket pr. BNP-enhet går ned med 4-5 prosent i u-landene og 15-20 prosent i industrilandene i perioden fra 1982 til år 2000. Det absolutte forbruket av råolje vil derimot øke noe i alle områdene, særlig i u-landene pga. økt industrialisering og urbanisering, mens forbruket i industrilandene er beregnet å øke med ca. 10 prosent fram til 1990, for deretter å avta svakt.

I alternativ 3 er råoljeprisen beregnet å øke fra dagens nivå på ca. 30 dollar pr. fat opp til vel 80 dollar pr. fat i år 2000 (regnet i faste 1982 dollar). Det er i dette alternativet forutsatt at den økonomiske veksten blir forholdsvis sterk. Den gjennomsnittlige årlige BNP-vekst er forutsatt å bli nærmere 3 prosent i industrilandene, mens u-landene, pga. de sterke etterspørselsimpulsene fra i-landene, forutsettes å få en vekst på 4,5 prosent pr. år. De første årene vil også her økt OPEC-produksjon dekke mye av den økte etterspørselen. Den totale produksjonskapasiteten i den vestlige verden er forutsatt å utvikle seg på samme måte som i alternativ 1 og 2, men en når i dette alternativet raskere opp mot kapasitetsgrensene. Allerede i 1987-88 vil OPEC's kapasitetsutnyttelse være oppe i 80 prosent. Råoljeprisen er dermed i alternativ 3 beregnet å øke med 140 prosent fra 1982 til år 2000, mens prisene på oljeprodukter og bensin er beregnet å stige med omtrent 60 prosent. Det vil medføre en sterkere substitusjon bort fra olje enn i alternativ 2. Oljeforbruket pr. BNP-enhet er beregnet å gå ned med 10-15 prosent i u-landene og vel 40 prosent i industrilandene over de nærmeste 20 årene.

Alle de tre skisserte alternativene er innenfor det mulige området for utviklingen i oljemarkedet som det Internasjonale Energibyrådet (IEA) skissert i World Energy Outlook i 1982. Oljeprisen kan komme til å ligge innenfor det beregnede området fra 30 til 80 dollar pr. fat i år 2000 under en rekke andre forutsetninger enn de vi har brukt. Med samme økonomiske vekst som i alternativ 1 og 2 vil en kunne få en høyere oljepris enn 30-40 dollar hvis prisen på alternativ energi øker kraftig, eller hvis den teknologiske utviklingen blir svakere enn antatt. Med den samme høye økonomiske vekst som i alternativ 3 vil en kunne få en klart lavere oljepris enn 80 dollar i år 2000 hvis kapitalutstyret skiftes raskere ut enn antatt og dermed ny og energibesparende teknologi tas i bruk, noe som er rimelig i en periode med sterk vekst. I følge en FN-studie framlagt i februar 1983 (An efficient energy future), er potensialet for oljesparing ca. 20 prosent ved kjent teknologi og nåværende energipriser. Det forutsetter imidlertid at mesteparten av det eksisterende kapitalutstyret skiftes ut (jfr. alternativ 1 der halvparten av dette sparepotensialet utnyttes fram til år 2000).

Vi har i beregningene ovenfor prøvd å spile ut et rimelig variasjonsområde for oljeprisutviklingen fram til århundreskiftet, under forutsetninger som ikke inneholder spesielle overraskelser verken når det gjelder forsyningssituasjonen, energiteknologiske gjennombrudd eller økonomisk vekst. Et interessant spørsmål er selvsagt om det fins absolutte grenser for hvor lavt og høyt oljeprisen kan tenkes å gå på lang sikt. Den nedre grensen kan forholdsvis trygt settes til hva det koster å produsere olje fra de billigste oljefeltene i Midt-Østen, anslagsvis 4-6 dollar pr. fat. Det er vanskelig å se at et prisfall ned til dette nivået vil være mulig uten et gjennombrudd i ny energiteknologi som også må kunne utnyttes av transportsektoren. Et prisfall på olje vil likevel kunne komme nokså umiddelbart, selv om det nye teknologien ikke er tilgjengelig i alle anvendelser før om en del år. Oljeprodusentene vil i en slik situasjon trolig prøve å tømme mest mulig av sine oljereserver før den nye teknologien overflødiggjør eller reduserer behovet for olje. Uten et gjennombrudd i energiteknologi, er det mer rimelig å tro at den nedre grensen for oljeprisen vil være bestemt av hva det koster å produsere kjernekraft og kull, noe som i dag tilsvarer ca. 20-25 dollar pr. fat olje. Den øvre grensen for oljeprisen er mer usikker. Det har vært antydning at prisen på lang sikt neppe kan overstige kostnadene ved å utvinne olje fra tjæresand og skifer. Prisanslagene på sand/skiferolje ligger nå på 40-80 dollar pr. fat, avhengig av forekomstenes kvalitet og beliggenhet. Prisanslagene avspeiler at slik produksjon krever store og risikobetonte investeringer, den innebærer miljøproblemer, og dessuten brukes mye energi i produksjonen. Hittil har prisen på denne alternative energien steget mer eller mindre i takt med øvrige energipriser.

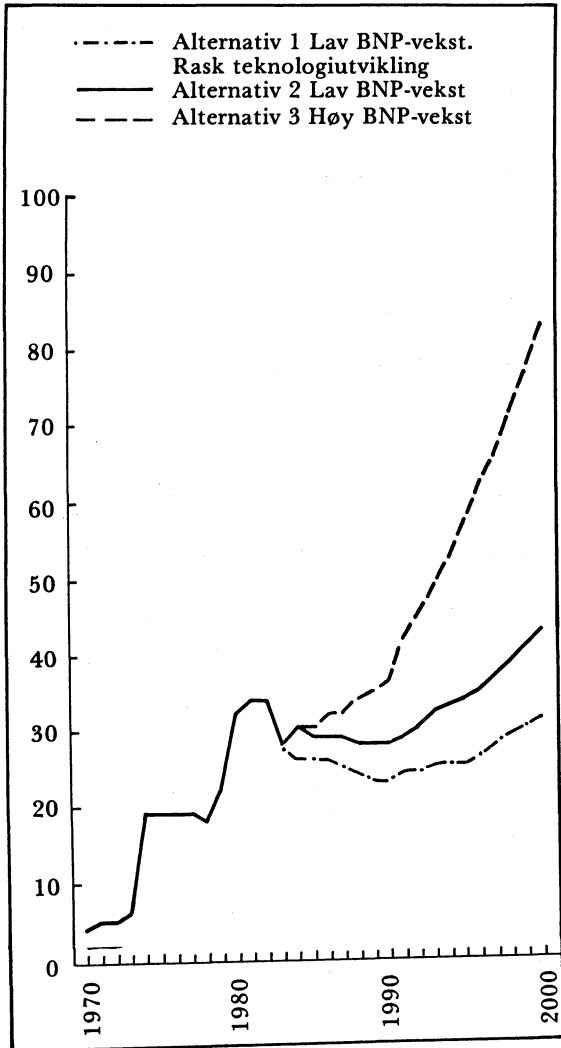
Kan vi oppleve nye oljeprissjokk?

Den sterke oljeprisøkningen i 1973 skyldtes flere forhold. Før 1973 var prisen på olje lav i forhold til prisene på andre energibærere, realprisen på olje hadde vært fallende i lengre tid, og inflasjonen internasjonalt var i ferd med å skyte fart. Samtidig var industrien og transportsystemene i forbrukerlandene nokså ensidig basert på rimelig tilgang på billig råolje. Da OPEC-landene gradvis overtok kontrollen over sine oljeforekomster fra multinasjonale selskaper og truet med oljeblokade, ble reaksjonene i oljemarkedet sterkere enn trolig noen hadde foretsett. Etter oljeprissjokket i 1973 og fram til 1979 sank imidlertid realprisen på olje noe, mens prisene på alternativ energi økte. Situasjonen i 1979 var et forholdsvis stramt oljemarked, der OPEC produserte nær opp til kapasitetsgrensen, samtidig som det var moderat konjunkturoppgang i industrilandene. urolighetene i Iran og krigen mellom Iran og Irak reduserte tilgangen på OPEC-olje relativt lite, men hamstringstendenser med lageroppbygging i forbrukerlandene medførte sterk prisstigning på spotmarkedet og litt senere også på kontraktsmarkedene. Etter 1979 har oljeprisen regnet i dollar reelt sett gått noe ned. Både oljeforbruket og energiforbruket totalt har sunket i den vestlige verden de siste to-tre årene, OPEC produserer med halv kapasitetsutnyttelse, og det er forholdsvis rikelig tilgang på alternativ energi på grunn av den langvarige internasjonale lavkonjunkturen. Det er verdt å merke seg at det først er etter oljeprisøkningen i 1979 at oljeprisen har ligget klart i overkant av hva det koster å bruke alternativene kull, kjernekraft o.l. til oppvarming og industrielle formål. Det ble m.a.o. et potensiale for substitusjon fra olje til andre energibærere som nå er i ferd med å utnyttes. Det er derfor lite sannsynlig at en vil få nye oljeprissjokk av tilsvarende styrke som i 1973 og 1979 de nærmeste årene. Våre beregninger tyder på at det med dagens nivå på oljeprisen vil være rikelig tilgang på olje de nærmeste årene, hvor lenge er avhengig av hvor sterk den økonomiske veksten blir internasjonalt, hvor stor overgang til andre energibærere en får, i hvor stor grad ny energisparende teknologi tas i bruk, og hvilken utviklingspolitikk OPEC-landene blir enige om. Oljemarkedet vil antakelig strammes gradvis til i løpet av 1980-årene, og sannsynligheten for nye oljeprissjokk vil øke jo nærmere kapasitetsgrensene en kommer. For å illustrere hva som kan skje i et stramt oljemarked, har vi laget to beregninger, der utviklingen i oljemarkedet er den samme som i alternativ 2 fra til 1990, men hvor det forutsettes at oljetilførselen reduseres med 4 millioner fat. pr. dag i 1990 og 1991 sammenlignet med alternativ 2. I alternativ 2 A forutsettes det at den økonomiske veksten forsetter på 1,5 prosent pr. år i industrilandene og 2,5 prosent pr. år i u-landene. Den umiddelbare virkningen i modellen blir at oljeprisen øker fra omtrent 30 dollar til 45 dollar pr. fat, dvs. et prishopp på 50 prosent. De økte prisene på olje medfører substitusjon bort fra oljeprodukter, og prisen faller etter hvert tilbake til nivået i alternativ 2 etter hvert som oljetilførselen igjen øker.

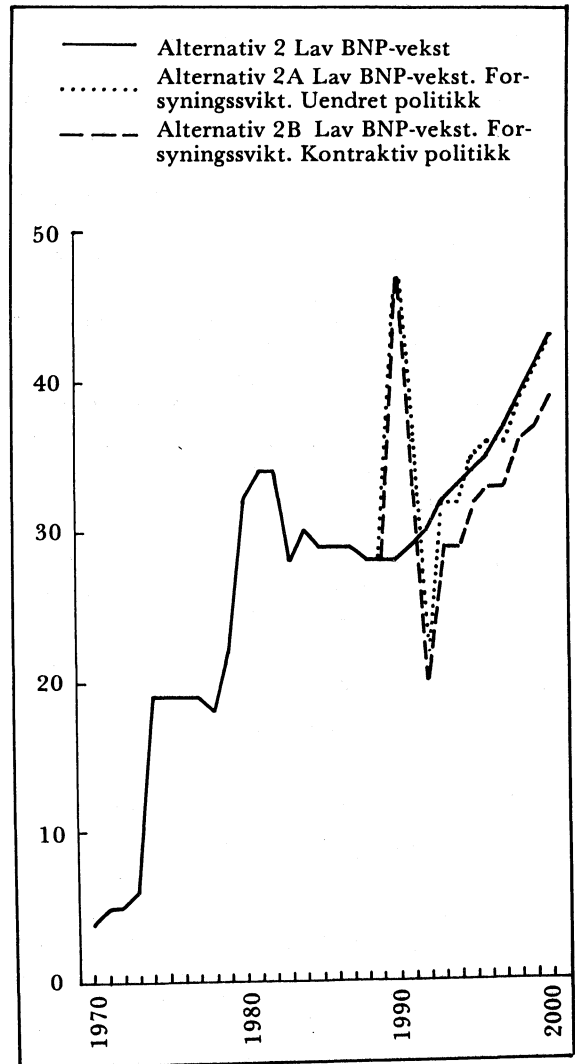
I alternativ 2 B er det forutsatt at den økte oljeprisen vil medføre en tilstramning av den økonomiske politikken i forbrukerlandene slik at BNP-veksten blir null i årene 1991 og 1992, dvs. i de to første årene etter oljeprisøkningen. Det medfører at prisen etter sjokket faller under prisnivået i alternativ 2. Siden det ikke forutsettes at en får til en gjeninnhenting av den tapte veksten (i 1991 og 1992) seinere, blir oljeprisen i dette alternativet varig liggende under prisen i alternativ 2.

Disse to beregningene av mulige oljeprissjokk illustrerer noen enkle poeng: Selv en forholdsvis liten reduksjon i tilførselen av olje kan få markedet til å reagere kraftig, fordi det på kort sikt er vanskelig å få til en substitusjon bort fra olje, særlig i transportsektoren. Det er videre en tendens til at markedet overreagerer. Jo høyere prisen går i første omgang, jo sterkere blir substitusjonen bort fra olje, noe som kan medføre et romsligere marked med påfølgende prisfall. Hvis en sterk oljeprisstigning medfører en kontraktiv økonomisk politikk i forbrukerlandene, vil virkningen på noe lengre sikt kunne bli en lavere oljepris på ethvert framtidig tidspunkt enn en ellers ville fått, fordi en nedgang i økonomisk vekst reduserer etterspørselen etter olje og energi generelt. Et sterkt og samarbeidende OPEC ville i en situasjon som illustrert i alternativ 2 A og 2 B kunne opprettholdt i den høye prisen ved å regulere produksjonen nedover, forutsatt at kapasitetsutnyttingen er høy i utgangspunktet. Hvis dette medførte en varig svekkelse av den økonomiske veksten, ville en slik situasjon neppe være i OPEC's interesse på lengre sikt, siden det varig ville dempe etterspørselen. Stigende oljepris - særlig i form av markerte hopp i prisen - vil også medføre økt leteaktivitet utenfor OPEC, sterkere statsing på alternative energikilder og utvikling av energi- og oljesparende teknologi. Det er derfor flere faktorer som bidrar til å trekke oljeprisen mot et intervall på 25-45 dollar pr. fat i de nærmeste 20 årene, selv om en kortsiktig kan få priser utenfor dette området.

Figur 5.1. Råoljepris, 1982 US \$. pr. fat. Historisk prisutvikling 1970-1982. Anslått prisområde 1983-2000.



Figur 5.2. Råoljepris, 1982 US \$. pr. fat. Prisvirkninger av midlertidig reduksjon i råoljetilførselen.



LITTERATURLISTE

- Adelman, M. A. (1972): The world petroleum market, John Hopkins Univ. Press.
- Al-Chalabi, Fadhil J. (1980): OPEC and the international oil industry. Oxford University Press, Oxford 1980.
- Aperjis, D. (1982): The oil market in the 1980's. Cambridge, Mass. USA.
- Aslaksen, I og K. Roland (1983): Oljeøkonomi. Innføring i økonomisk teori for utvinning av ikke-fornybare naturressurser med spesielt vekt på råoljeutvinning. Memorandum fra Sosialøkonomisk Institutt, Univ. i Oslo, 19. sept.
- Berndt, E. R. & D. O. Wood (1975): Technology, prices and the derived demand for energy. The Review of Economics and Statistics, Vol. VIII, no. 3.
- Brown, S. B. (1983): An aggregate petroleum consumption model. Energy Economics. Jan.
- Bohi, D. R. (1981): Analyzing demand behaviour. A study of Energy Elasticities. John Hopkins University Press.
- Crémer, Jacques D. og Salehi-Isfahani (1980): Competitive Pricing in the Oil Market. How important is OPEC? Upublisert paper.
- Daly, G. & al. (1983): The future of OPEC. Price level and cartel stability. The Energy Journal, January 1983.
- Dasgupta, P. og Heal, G. (1974): The Optimal Depletion of Exhaustible Resources. Review of Economic Studies.
- Dasgupta, P. (1981): Resource pricing and technological innovations under oligopoly: A theoretical exploration. Scandinavian Journal of Economics.
- Devarajan, Shantayanan og A. C. Fisher (1981): Hotelling's "Economics of Exhaustible Resources" Fifty years Later. Journal of Economic Literature Vol. XIX.
- Devarajan, Shantayanan og A. C. Fisher (1982): Exploration and Scarcity. Journal of Political Economy. Vol. 90 no. 6.
- Energy Modelling Forum (1981): World Oil. EMF 6. Summary Report. Stanford University, Stanford. December.
- Eng. T. (1982): Prisprognoser før energi. DFE rapport nr. 54, Stockholm.
- Furseth, H. (1982): Sammenhengen mellom usikkerhet i produksjon, kostnader og priser og usikkerhet i petroleumsøkonomiske variable. CMI-rapport 82 2125-1.
- Gately, Dermot (1979): The prospect for OPEC five years after 1973/74. European Economic Review no. 12.
- Gately, Dermot (1984): A ten-year retrospective: OPEC and the World oil market. Journal of Economic Literature, Vol. XXII, Sept.
- Gilbert, R. J. (1978): Dominant firm pricing in a market for an exhaustible resource. Bell Journal.
- Gray, Lewis Cecil (1914): Rent under the assumption of exhaustibility. Quarterly Journal of Economics.
- Griffin, J. M. & D. J. Teece (1982): OPEC behaviour and world oil prices. London.
- Hammoundeh, Shawkat, (1979): The future price behavior of OPEC and Saudi-Arabia. A survey of optimization models. Energy Economics, July.
- Herfindahl, Orris C. (1967): Depletion and Economic Theory, i Mason Gaffney (red.): Extractive Resources and Taxation. Univ. of Wisconsin Press.
- Hjalmarsson, Lennart B. og B. Walfridson (1982): Oljemarknaden i fri konkurens eller kartellstyrd prisbildning? Ekonomisk Debatt nr. 3.
- Hoel, Michael (1976): Resource extraction under some alternative market structures. Sos.øk.inst. Memo 20/5.
- Hoel, Michael (1979): Resource extraction, substitute production and monopoly. Sos.øk.inst. Reprint series no. 195.
- Hoel, Michael (1980): Optimal Resource Extraction with Imperfect International Capital Markets and a Limited Absorptive Capacity. Sos.øk.inst. Memo 10/6.
- Hoel, Michael (1981a): Resource extraction by a monopolist with influence over the rate of return on non-resource assets. Sos.øk.inst. Reprint No. 218.
- Hoel, Michael (1981b): A Nash-Cournot Equilibrium of Resource Extraction and Substitute Production. Sos.øk.inst. Memo 6/4.
- Hotelling, Harold (1931): The Economics of Exhaustible Resources. Journal of Political Economy, Apr. Vol 39/2.
- IEA (1982): World Energy Outlook, OECD.
- Jacoby, H. D. & al. (1983): World oil prices and economic growth in the 1990's. The Energy Journal, May.
- Jacoby, H. D. & J. I. Paddock (1979): Supply Instability and Oil Market Behavior. Energy Systems and Policy, Vol. 3, no. 4.
- Johansen, Leif (1981): On the status of the Nash type of non-cooperative Equilibrium in Economic Theory. Sosialøkonomisk institutt, Memo 30/9.

- Johany, Ali D. (1978): OPEC is not a cartel: A property rights explanation of the rise in crude oil prices. Ph. D., Univ. of California, Santa Cruz.
- Kouris, George (1984): Oil trends and prices in the next decade. An aggregate analysis. Energy Policy, Sept.
- Koyck, L. M. (1954): Distributed Lags and Investment Analyzis. Amsterdam, North-Holland.
- Lorentsen, Lorents and Kjell Roland: Modelling the crude oil market. Oil prices in the long term. Publisert i Energy economics & management in Industry, Pergamon Press, Oxford 1984.
- Lorentsen, Lorents and Kjell Roland: Modelling the Crude Oil Market. Oil Prices in the Long Term. I Bjerkholt O., and E. Offerdal (eds.): Macroeconomic prospects for a small oil exporting country. Martinus Nijhoff, Netherlands 1985.
- Lønneroth, Steen og Johansson (1980): Energy in transition. A report on Energy policy and future options.
- MacAvoy, Paul M. (1982): Crude Oil Prices (As determined by OPEC and Market Fundamentals) Cambridge, Mass. USA.
- Manne, A. and H. Chao (1982): Oil Stockpiles and Import Reductions: A Dynamic Programming Approach. Operations Research, Vol. 31, No. 4
- Mitchell, John (1981): Fragmentation and competition in the energy market. Paper presented at the 1981 Oxford Energy Seminar.
- Mitchell, John (1982): Anatomy of an Oil Crisis. Zeitschrift Für Energie Wissenschaft, Juni.
- Mohnfeld, J. H. (1980): Changing patterns of trade. Petroleum Economist. August.
- Mohnfeld, J. H. (1982): Implications of Structural Change. Petroleum Economist, July.
- Mount, T. d., Chapman, L. D. and Tyrell, T. J. (1983): Electricity Demand in the United States: An Econometric Analysis. Report ORNL-NSF-EP-49, Oak Ridge National Laboratory.
- Moxnes, E. (1982): Usikkerhet i trendutvikling og grad av ustabilitet i oljeprisen. CMI-rapport 82 2125-2.
- Newberry, D. M. G. (1981): Oil prices, cartels and the problem of dynamic inconsistency. The Economic Journal, Sept.
- Nore, P. og T. Turner (ed) (1980): Oil and class struggle. London 1980.
- Petroleum Intelligence Weekly nr. 50 (1982).
- Robinson, Colin (1983): The Changing Energy Market: What can we learn from the last ten years? Surrey Energy Economic Centre, April 14-15, 1983.
- Salant, Stephen W. (1976): Exhaustible Resources and Industrial Structure: A Nash-Cournot Approach to the World Oil Market. Journal of Political Economy 1976 Vol. 81 no. 5.
- Salant, Stephen W. (1982): Imperfect Competition in the world oil market. Lexington Books, USA.
- Solow, Robert (1974): The Economics of Resources or the Resources of Economics. American Economic Review, May.
- Strøm, Steinar (1974): Utnytting av naturressurser. Sosialøkonomen nr. 8.
- Sweeny, James L. (1977): Economics of Depletable Resources: Market Forces and Intertemporal Bias. The Review of Economic Studies Vol. XLIV Feb. 7.
- Verleger, P. K. (1982): The determinants of official OPEC Crude Prices. Review of Economics and Statistics. Vol. LXIV, No. 2 May.
- Weyant, J. P. and D. M. Kline (1982): OPEC and the oil glut: outlook for oil export revenues during the 1980's and 1990's. OPEC Review, Vol VI, No. 4.

VARIABLEOVERSIKT OG DEFINISJONER FOR OLJEPRISMODELLEN I KAPITTEL 4

Endogene variable:

- D_i = oljeetterspørseel fra område i , tusen fat pr. dag, årsgjennomsnitt, i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- P = gjennomsnittspris regnet på årsbasis for arabisk lett råolje (34) i US \$ pr. fat ($P=1$ i 1982)
- U_{OPEC} = kapasitetsutnyttingsprosent for OPEC totalt, beregnet produksjon i forhold til eksogent gitt kapasitet
- GR = OPEC's dollarinntekter fra olje, regnet i 1982 - US \$.
- P_i = kjøperprisindekser for oljeprodukter målt i lokal valuta ($P_i=1$ i 1982), i USA, OECD (utenom USA), LDC
- M_i = energiprisindeks ($M_i=1$ i 1982), i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- E_i = totalt energiforbruk målt i mill. fat t.o.e., i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- EX_i = totalt energiforbruk pr. BNP-enhet, i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- DX_i = oljeforbruk pr. BNP-enhet, i = USA, OECD (utenom USA), LDC

Eksogene variable/koeffisienter

- X_i = bruttonasjonalprodukt i forbruksområde i ($X_i = 1$ i 1981) i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- L = lagerendring i ME-området, tusen fat pr. dag, årsgjennomsnitt
- S_j = tilbud fra område j , tusen fat pr. dag, årsgjennomsnitt j = OPEC1, OPEC2, ME (utenom OPEC)
- S_{CPE} = tilbud fra CPE, tusen fat pr. dag, årsgjennomsnitt
- C_i = kostnader ved transport, raffinering, distribusjon, lagring og omsetning av olje/oljeprodukter regnet i lokal valuta, 1981-priser ($C_i = 1$ i 1981), i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- Q_i = pris på alternativ energi regnet i lokal valuta ($Q_i = 1$ i 1981), i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- T_i = verdiavgift på oljeprodukter ($T_i = 1$ i 1981) i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- V_i = valutakurs i forhold til US \$, forbruksområde i (antall enheter lokal valuta pr. US \$, $V_i = 1$ i 1981), i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- s_i = energispareprosent, forbruksområde i . s_i angir hvor mange prosent oljeforbruket pr. BNP-enhet endres pr. år som følge av energisparetiltak, i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- b_i = inntektselastisitet for petroleumprodukter, forbruksområde i . b_i angir hvor mange prosent oljeforbruket endres ved en prosent endring i BNP, i = USA, OECD (utenom USA), LDC
- β = korttids inntektselastisitet for etterspørselen etter energi totalt, β angir hvor mange prosent energiforbruket endres ved en prosent endring i BNP, i = USA, OECD (utenom USA), LDC

- e_i = korttids, direkte priselastisitet for oljeprodukter, forbruksområde i . e_i angir hvor mange prosent i oljeforbruket endres i løpet av et år ved en én prosents endring i realprisen på oljeprodukter. $i = \text{USA, OECD (utenom USA), LDC}$
- γ_i = korttids priselastisitet i etterspørselen etter energi totalt. γ_i angir hvor mange prosent energiforbruket endres i løpet av et år ved én prosents endring i realprisen på energi. $i = \text{USA, OECD (utenom USA), LDC}$
- f_i, g_i = f_i angir den direkte priselastisiteten for oljeprodukter året etter en prisendring. g_i er en skaleringsfaktor ($0 < g_i < 1$) som angir hvor raskt prisvirkningen avtar. Langtids direkte priselastisitet for oljeprodukter er definert som summen av korttidselastisiteten (ettårsvirkningen) og elastisiteten for de fire påfølgende årene, dvs.:
- $$e_i + \sum_{r=0}^3 f_i g_i^r$$
- $i = \text{USA, OECD (utenom USA), LDC}$
- D_i = etterspørsel i tusen fat pr. dag, årsgjennomsnitt, $i = \text{OPEC1, OPEC2}$
- h_i = korttids krysspriselastisitet for alternativ energi, forbruksområde i . h_i angir hvor mange prosent oljeforbruket endres i løpet av et år ved en én prosents endring i prisen på alternativ energi. $i = \text{USA, OECD (utenom USA), LDC}$
- m_i, n_i = m_i angir krysspriselastisiteten for alternativ energi året etter prisendringen, n_i er en skaleringsfaktor ($0 < n_i < 1$) som angir hvor raskt virkningen av endret alternativ energi-pris avtar. langtids krysspriselastisiteten for alternativ energi er definert som summen av korttidselastisiteten og elastisitetene for de fire påfølgende årene, dvs.:
- $$h_i + \sum_{r=0}^3 m_i n_i^r$$
- $i = \text{USA, OECD (utenom USA), LDC}$
- K_{OPEC} = produksjonskapasitet i OPEC, tusen fat pr. dag, årsgjennomsnitt

Øvrige variable/koeffisienter

- A_i = konstantledd i etterspørselsfunksjonen etter energi, $i = \text{USA, OECD (utenom USA), LDC}$
- a_i = konstantledd i etterspørselsrelasjonen etter råolje, område i .
 $i = \text{USA, OECD (utenom USA), LDC}$
- τ = antall år etter basisåret
- R = residual, forskjell mellom tilgang og anvendelse i tilgjengelig statistikk (satt lik basisårs verdi ved framskrivinger)
- k_i = angir andelen petroleumsprodukter utgjorde i totalt energifor i året før beregningsåret.
 $i = \text{USA, OECD (utenom USA), LDC}$

Trykt 1984

- Nr. 84/1 Naturressurser og miljø 1983 Foreløpige nøkkeltall fra ressursregnskapene for energi, mineraler, skog, fisk og areal Sidetall 100 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-1993-0
- 84/2 Torstein Bye: Energisubstitusjon i næringssektorene i en makromodell Sidetall 47 Pris kr 12,00 ISBN 82-537-2042-4
- 84/4 Jon Åge Vestøl: Kommunale avfallsbehandlingsanlegg Miljøstandard Sidetall 78 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2062-9
- 84/5 Bjørg Moen: Bibliography of Population Studies in Norway Bibliografi over befolkningsstudier i Norge Sidetall 114 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2045-9
- 84/6 Grete Dahl: Folketrygden. Korttidsytelser og stønad ved yrkesskade Sidetall 26 Pris kr 12,00 ISBN 82-537-2069-6
- 84/7 Tiril Vogt: Social Indicators and Environmental Dimensions Sidetall 33 Pris kr 12,00 ISBN 82-537-2060-2
- 84/8 Otto Carlsen: Pasientstatistikk 1982 Statistikk fra Det økonomiske og medisinske informasjonssystem Sidetall 61 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2066-1
- 84/9 Herdis Thorén Amundsen: Statistiske metoder for analyse av samvariasjon i kategoriske data Sidetall 228 Pris kr 24,00 ISBN 82-537-2074-2
- 84/10 Audun Rosland: Vannkraftutbygging - Reguleringsinngrep - Virkninger på fisk Sidetall 127 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2102-1
- 84/11 Skatter og overføringer til private Historisk oversikt over satser mv. Årene 1970 - 1984 Sidetall 75 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2081-5
- 84/12 Arne Faye og Helge Herigstad: Friluftsliv i Norge 1970 - 1982 Sidetall 77 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2092-0
- 84/13 Jon Paschen Knudsen: Boligstandard Variasjoner innen og mellom byer Sidetall 66 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2088-2
- 84/14 Erling Siring og Emil Spjøtvoll: Regresjonsanalyse med et stort antall variable Sidetall 55 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2122-6
- 84/15 Sindre Børke: Folke- og bolig telling 1980 Dokumentasjon Sidetall 211 Pris kr 24,00 ISBN 82-537-2112-9
- 84/16 Stein Opdahl: Aleneforeldres levekår og tidsbruk Sidetall 188 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2127-7
- 84/17 Alette Schreiner og Tor Skoglund: Virkninger av oljevirkosomhet i Nord-Norge Sidetall 43 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2118-8
- 84/18 Morten Reymert: Import- og eksportlikninger i KVARTS Utledning, estimering og simulering med likninger for utenrikshandelen Sidetall 83 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2123-4
- 84/20 Arne Ljones: Energiundersøkelsen 1983 Om energibruk og energiøkonomisering i private husholdninger Sidetall 62 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2130-7
- 84/21 Johan Helda: Kvalitetskontrollundersøkelsen for Folke- og bolig tellingen 1980 Sidetall 115 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2140-4
- 84/22 Sindre Børke: Tilleggsundersøkelsen til Folke- og bolig telling 1980 Om muligheter for å erstatte skjema med registeropplysninger i senere folke- og bolig tellinger Sidetall 61 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2136-6
- 84/23 Roar Bergan: MINK En finansiell ettermodell til MSG En MSG-rapport Sidetall 71 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2138-2
- 84/24 Yngvar Holm: Engrosomssetningsindeks Sidetall 19 Pris kr 12,00 ISBN 82-537-2141-2
- 84/25 Morten Jensen og Morten Reymert: Kvartalsmodellen KVARTS-modellbeskrivelse og teknisk dokumentasjon Sidetall 87 Pris kr 18,00 ISBN 82-537-2139-0


Trykt 1985

- 85/1 Naturressurser og miljø 1984 Foreløpige nøkkeltall fra ressursregnskapene for miljø, energi, mineraler, skog, fisk og areal Sidetall 94 Pris kr 30,00 ISBN 82-537-2133-1
- 85/2 Aktuelle skattetal 1984 Current Tax Data Sidetall 44 Pris kr 20,00 ISBN 82-537-2142-0
- 85/4 Lorents Lorentsen og Kjell Roland: Markedet for råolje. Historisk utvikling. Teorier og modeller. Prisprognoser Sidetall 58 Pris kr 20,00 ISBN 82-537-2145-5
- 85/6 Elisabeth Fadum, Katalin Nagy og Tiril Vogt: Referansearkiv for naturressurs- og forurensningsdata: Emnekatalog for ferskvann Sidetall 313 Pris kr 50,00 ISBN 82-537-2159-5
- 85/11 Liv Argel: Avisenes bruk av statistikk Resultater fra en postundersøkelse i oktober 1984 Sidetall 34 Pris kr 20,00 ISBN 82-537-2185-4



Pris kr 20,00

Publikasjonen utgis i kommisjon hos H. Aschehoug & Co. og
Universitetsforlaget, Oslo, og er til salgs hos alle bokhandlere.



ISBN 82-537-2145-5
ISSN 0332-8422