

# Interne notater

STATISTISK SENTRALBYRÅ

87/31

10. august 1987

## MODELLERING AV TILBUDET AV RÅOLJE UTEFOR OPEC

### TEORETISKE MODELLER OG SIMULERINGER

Av Terje Skjerpen

#### INNHOLD

	Side
Innledning .....	2
Kapittel 1. Oljeprismodellen WOM .....	4
1.1. Beskrivelse av oljeprismodellen .....	4
1.2. Etterspørselsrelasjonene .....	4
1.3. Konstruksjon av oljeproduktprisindekser i lokal valuta .....	5
1.4. Tilbudet av råolje .....	5
Kapittel 2. Tilbudet av råolje innen RWOCA .....	6
2.1. Innledning .....	6
2.0. Noen historiske data for RWOCA på disaggregert nivå ...	7
2.2. Cremer/Weitzman-modellen .....	11
2.3. Hnyilicza/Pindyck-modellen .....	13
2.4. Ezziati-modellen .....	14
2.5. Daly/Griffin/Steele-modellen .....	15
2.6. Gately-modellen .....	17
2.7. Blitzer/Meeraus/Stoutjesdijk-modellen .....	19
2.8. Weyant/Kline-modellen .....	21
2.9. Oppsummering .....	24
Kapittel 3. Estimering av en tilbudsmodell for produsenter utenfor OPEC og CPE .....	25
Kapittel 4. Simulering av oljeprismodellen .....	31
4.1. Kommentarer til simuleringsresultatene .....	39
4.2. Modellsimulering under varierende forutsetninger for KOPEC .....	42
4.3. Modellsimulering med eksogen OPEC-produksjon .....	47
4.4. Simulering med tilbudsspesifikasjonen til Weyant/Klein	52
Appendiks 1. Oljeprismodellen på ligningsform .....	61
Appendiks 2. Litt om utformingen av reaksjonsfunksjonen for OPEC ...	65
Appendiks 3. En oversikt over modellinput som i store trekk er felles for alle simuleringer som er foretatt .....	67
Referanser .....	72

### Innledning\*)

Dette notatet tar utgangspunkt i oljeprismodellen WOM, som er utviklet og implementert i TROLL og på PC i Statistisk Sentralbyrå, se Lorentsen og Roland (1985). Modellen kan brukes til å gi prognoser for utviklingen av variable som f.eks. etterspørselen og realprisen på råolje, realprisen på oljeprodukter innenfor de forskjellige forbruksområder som modellen opererer med og utviklingen i produksjonen av råolje over tid i forskjellige tilbudsområder. Ved å variere de forutsetningene som simuleringene baseres på vil en kunne bestemme et mulig område for de ovenfor nevnte variable. Dette er en måte å representere usikkerheten knyttet til fremtiden på.

I kapittel 1 vil det bli gitt en verbal beskrivelse av strukturen i oljeprismodellen. Hovedvekten vil her bli lagt på å beskrive de aktører som inngår i modellen og den atferd de oppviser i markedet. En formell utskrivning av modellen finnes i et appendiks. Her blir også variablene definert. Der er lagt spesiell vekt på å understreke hvilken benevning de variable har.

Hovedpoenget med dette notatet er å belyse atferden til tilbyderne utenfor CPE (produsenter i sentraldirigerte økonomier) og OPEC. I internasjonal litteratur om oljemarkedet refererer man ofte til produksjonsblokken WOCA. Denne består av alle produsenter utenom OPEC. I dette notatet vil betegnelsen RWOCA bli knyttet til den produksjonsblokken som skal behandles spesielt. Jeg vil erstatte de nåværende relasjoner som karakteriserer tilbudstilpasningen til denne produksjonsblokken med en egen versjon. En grunn til dette er at i den fungerende tilbudsmodell er det stor usikkerhet knyttet til parametrene siden disse er skjønnsmessig fastsatt.

Kapittel 2 er overveiende et rent teoretisk kapittel. I første avsnitt er det imidlertid gjengitt noen historiske data på disaggregert nivå for RWOCA-aktørene. Den fungerende tilbudsmodell er beskrevet i 2.8. Kapittel 2 tar for seg en del dynamiske modeller hentet fra internasjonal litteratur hvor man har en eksplisitt formulering av råoljetilbudet for RWOCA. Oftest er det imidlertid slik i disse modellene at det opereres med

\*) Arbeidet er godkjent som spesialoppgave til Sosialøkonomisk embets-eksamen. Jeg takker Kjell Berger, Rolf Golombek, Lorents Lorentsen, Øystein Olsen og Kjell Roland for nyttige kommentarer.

en tilbudsblokk hvor CPE's nettoeksport er ekogent additivt til RWOCA's produksjon. Modellens anvendelighet blir drøftet i forhold til i hvilken grad de ivaretar effekter knyttet til uttømming og treghet i tilbudstilpasningen. Dette er rimelig hensiktsmessig siden det er råoljemarkedet på lang sikt jeg er interessert i å se på. Å ignorere uttømmingseffekter i den langsiktige tilpasning er mer alvorlig enn å se bort fra slike på kort sikt. Ved siden av dette vurderes også hvor godt modellene egner seg i estimerings- og simuleringssammenheng.

Kapittel 3 er viet estimering av en tilbudsmodell for RWOCA-produzentene. Her vil utgangspunktet være at man søker å ta hensyn til de kriterier som vil bli redegjort for i kapittel 2. Det er imidlertid en del problemer knyttet til estimering av denne produksjonsblokka.

Disse problemene er dels knyttet til at det er sterk grad av multikollinearitet i tidsserie-dataene og dels knyttet til at det er strukturforskjeller tilbyderne imellom. Dette nødvendiggjør en modifikasjon av et mer idealiserte opplegg. Et annet problem som kommer inn er at kravet om at relasjonene skal stemme i basisåret under simuleringene krever en tilpasning av en del parametre som gjør at de blir forskjellige fra de estimerte verdier. Til slutt i dette kapitlet gjennomføres en historisk test for å undersøke i hvilken grad modellen evner å gjengi historien.

Det siste kapitlet er viet til simulering av oljeprismodellen. I en avsnittene 4.1-4.3 foretas simuleringer hvor den nye tilbudsspesifikasjon for RWOCA benyttes. Under simuleringene i avsnitt 4.1 legges hovedvekten på å variere vekstratene for BNP for de ulike forbruksområdene oljeprismodellen opererer med. Et annet poeng som studeres her er effekten av å endogenisere realprisene på alternativ energi. En hovedkonklusjon som disse simuleringsresultatene gir er at produksjonsnivået i år 2000 er ganske robust overfor de forskjellige simuleringsalternativene for RWOCA's vedkommende. Under simuleringene i avsnitt 4.1 blir "produksjonskapasiteten" for OPEC forutsatt konstant over tid. I avsnitt 4.2 fraviker jeg denne forutsetningen. For å si noe om viktigheten av forskjellige "kapasitetsutbygginger" postuleres en høy og en lav bane. Under begge simuleringer forutsettes "produksjonskapasiteten" å øke over tid. I avsnitt 4.3 foretar jeg to simuleringer med en lav og en høy eksogen produksjonsbane for OPEC.

Med dette forsøker jeg å analysere hvordan OPEC kan påvirke realprisen på råolje ved sin produksjonspolitik. En slik sammenligning av

den "gamle" og den "nye" tilbudsspesifikasjonen gitt eksogene forutsetninger er foretatt i avsnitt 4.4.

Til slutt i dette notatet følger tre appendiks. I appendiks 1 gjengis ligningene i oljeprismodellen med symbolforklaring. Appendiks 2 gjengir en del generelle simuleringsforutsetninger som blir benyttet i kapittel 4. Appendiks 3 inneholder noen kommentarer til forskjellige utforminger av OPEC's reaksjonsfunksjon.

## Kapittel 1.

### Oljeprismodellen

#### 1.1. Beskrivelse av oljeprismodellen

En eksplisitt utskrivning av relasjonene i oljeprismodellen med en tilhørende definisjon av de variable og de koeffisienter som inngår vil bli gjengitt i appendiks. Her vil jeg kommentere de relasjoner som utgjør modellen. Modellen er en dynamisk likevektsmodell. Dynamikken innføres ved at det forutsettes treghet hos markedsaktørene i modellen. Periodene bindes sammen ved at variable som blir determinert i en periode (et år) tjener som input i etterfølgende perioder.

#### 1.2. Etterspørselsrelasjonene

Modellen opererer med tre forbruksområder. Disse er USA, OECD utenom USA og LDC (Less Developing Countries). For hvert av disse forbruksområdene antas etterspørselen å avhenge av en realprisindeks på oljeprodukter og alternativ energi i lokal valuta, en BNP-indeks og av en variabel som ivaretar energisparingen. Funksjonsformen er lik for alle de tre forbruksområdene, mens forskjeller i etterspørselsstrukturen områdene imellom blir ivaretatt ved å gi forskjellige verdier for pris- og inntektselastisitetene, samt å postulere at energisparingen antar forskjellig nivå.

Tregheten i tilpasningen til forbrukerne representeres ved at rå-oljeforbruket i en periode er avhengig av prisen på tidligere tidspunkter. Prisimpulsene forutsettes å dø ut etter fem perioder. Det forutsettes videre at de fra og med andre periode avtar geometrisk. En må således sondre mellom kortsiktige og langsiktige priselastisiteter. De langsiktige elastisitetene vil i tallverdi overstige de kortsiktige. Siden en har en

log-lineær form på etterspørselskurvene vil elastisitetene være konstante og uavhengige av prisenes nivå. Spareleddet inngår eksponensielt med en konstant årlig rate. Det er grunn til å presisere at det er prisindekser i lokal valuta som inngår. Dette gir oss muligheten til å undersøke virkningen av valutapolitikk i modellen.

### 1.3. Konstruksjon av oljeproduktprisindekser i lokal valuta

Disse relasjonene skaper en forbindelse mellom prisindeksen på oljeprodukter fastsatt i lokal valuta og råoljeprisindeksen fastsatt i dollar. Oljeprisindeksen forutsettes å være et veid gjennomsnitt av råoljeprisen målt i lokal valuta og av en variabel som gir uttrykk for kostnadsnivået innen transport, lagring, raffinering og distribusjon av oljeprodukter. Denne veide summen kan eventuelt korrigeres for indirekte skatter. Alle pris- og kostnadsindekser er normalisert til 1 i basisåret.

### 1.4. Tilbudet av råolje

Det skilles mellom tre tilbyderområder. For det første så har vi nettoeksporten fra de sentraldirigerte økonomier (CPE). Denne variabelen opptrer eksogent i modellen slik at det blir gitt anslag for den på ethvert fremtidig tidspunkt som vi er interessert i.

Den andre tilbudsblokken består av OPEC-produsentene. Her anvendes en reaksjonsfunksjon. På ethvert tidspunkt er det slik at en etterspørselsøkning vil ha størst kvantumseffekt på OPEC-produksjonen når det er mye ledig produksjonskapasitet og størst priseffekt i en situasjon med høy utnyttelse av produksjonskapasiteten.

For den tredje tilbudsblokken, RWOCA, som består av de produsenter som ikke omfattes av de første gruppene beskrives atferden ved Weyant/Klein-modellen som jeg senere skal komme mer utførlig tilbake til. Sammenfatningsvis kan jeg her si at råoljetilbudet ved denne modellen forutsettes å avhenge av samtidige og tidligere råoljepriser. Ressursgrunnlaget trekkes også eksplisitt inn. De simuleringer som foretas i kapittel 4 vil hovedsakelig bli basert på den nye tilbudsspesifikasjonen som det vil bli redegjort for i kapittel 3. I avsnitt 4.4 benyttes imidlertid Weyant-Klein modellen. I oljeprismodellen er det også relasjoner som determinerer en energiprisindeks ved å veie sammen prisindekser på

oljeprodukter og alternativ energi. En etterberegning fastlegger totalt totalt energiforbruk i de tre forbruksområdene. Siden dette er variable som i liten grad berører min problemstilling, har jeg valgt å ikke gjengi relasjonene i appendikset.

## Kapittel 2. Tilbudet av råolje innen RWOCA

### 2.0. Innledning

I dette kapitlet vil jeg legge hovedvekten på å gå igjennom en del modeller hvor tilbudet av råolje fra produsenter utenfor OPEC er blitt eksplisitt modellert. Dette skiller seg ut fra den inndeling av produsentland som jeg tidligere har redegjort for ved at oljeproduksjoner fra sentraldirigerte stater også er inkludert. Siktemålet ved dette er tosidig. For det første vil modellenes "styrke" bli vurdert i forhold til en del kriterier som jeg nedenfor vil redegjøre for. Dessuten gir modellene grunnlaget for den tilbudspesifikasjon som jeg har estimert og som vil bli presentert i neste kapittel.

Jeg vil under vurderingen av modellene legge vekt på følgende aspekter. Over tid kan det være grunn til å regne med visse uttømmingseffekter. Med dette menes at over tiden vil ressursgrunnlaget legge begrensninger for oljeproduksjonen. En annen måte å uttrykke det samme på er å si at grensekostnaden ved akkumulert produksjon er stigende. I dette ligger en antagelse om at de minst ressurskrevende felt blir først uttømt. Dette kan f.eks. medføre at ved en flat prisbane så vil produksjonen reduseres over tid. Teknisk fremgang trekker isolert sett i retning av en mindre ressursinnsats pr. produsert enhet over tid. Både på etterspørselssiden i råoljemarkedet og på tilbudssiden har en et sterkt innslag av treghet i tilpasningen. Dette medfører f.eks. at prisimpulser på et gitt tidspunkt påvirker produksjonen på flere fremtidige tidspunkter. I hvilken grad disse trekkene ved oljemarkedet blir ivaretatt ved de forskjellige modellene vil bli vurdert. Jeg vil også komme med en del kommentarer underveis når det gjelder muligheten for å anvende de enkelte modeller i empirisk sammenheng.

De modeller jeg skal gjennomgå er av to typer. Felles for dem er imidlertid at de er dynamiske. Den ene typen modeller bygger på dynamisk optimering. Med dette menes at en eller flere av aktørene optimerer en intertemporal målfunksjon over tid. Som regel vil dette være OPEC eller en undergruppe av OPEC. Denne type modeller er ikke uinteressant selv om jeg

senere vil basere meg på en simuleringsmodell, som hører under den andre typen modeller. En grunn til dette er at det som oftest i disse optimeringsmodellene blir postulert en tilbudsfunksjon utenfor OPEC som ligner de som brukes i simuleringsmodeller. Disse er basert på kildene Cremer og Weitzman (1976). Den andre typen modeller er dynamiske simuleringsmodeller. For en del av disse modellene brukes det eksogene prisbaner. For andre modeller igjen er det produksjonen fremover som er eksogen for noen aktører slik at det er prisen som bestemmes endogent i modellen. En tredje variant endogeniserer råoljepris, forbruk og produksjon for alle aktører. For atferdsfunksjonene gjelder at de ikke avhenger av data som angår fremtidige tidspunkter. For simuleringsmodellene baserer jeg meg på Daly, Griffin og Steele (1983), Gately (1983), Blitzer, Meeraus og Stoutjesdijk (1975) og Weyant og Klein (1982).

### 2.1. Noen historiske data for RWOCA på disaggregert nivå

RWOCA-blokken er sammensatt av en rekke forskjellige tilbydere. Aktører som hører til under denne blokken er både nasjonale oljeselskaper og multinasjonale private oljeselskaper. Innenfor RWOCA foregår oljeproduksjonen både onshore og offshore. Det er således store forskjeller i de rammebetingelser oljeproduksjon foregår innenfor områdene imellom.

Produksjon og reservene er imidlertid i sterk grad konsentrert til noen få av landene. Siden det er oljemarkedet på lang sikt som er utgangspunktet for denne oppgaven, kan det argumenteres for at reservedataene er de mest interessante. Beholdningen av økonomisk utvinnbare reserver inneholder i en viss grad informasjon om tilbydernes framtidige produksjonspotensiale. Landvise forskjeller i reserver bør imidlertid tolkes med stor forsiktighet som en indikator på forskjeller i framtidige produksjonspotensiale. En grunn til dette er at den historiske bore- og leteaktivitet har foregått med ulik intensitet landene imellom. Således vil det kunne være slik at mange land får sitt framtidige produksjonspotensiale undervurdert i og med at leteaktiviteten der har vært moderat. Jeg presenterer nedenfor en del tabeller over historiske data for produksjon og reserver for RWOCA-blokken.

Tabell 1. Historisk produksjon i RWOCA 1975-83 fordelt på områder.  
Produksjon i 1 000 fat/dag

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
USA.....	10 010	9 735	9 865	10 275	10 13 5	10 170	10 180	10 200	10 245	10 505	10 540
Canada.....	1 735	1 605	1 610	1 575	1 770	1 725	1 545	1 485	1 515	1 645	1 645
Argentina.....	390	390	430	455	470	490	490	490	475	465	445
Brasil.....	170	170	165	165	170	195	220	275	365	460	545
Colombia.....	160	145	140	130	150	125	135	145	155	170	175
Mexico.....	790	875	1 085	1 330	1 630	2 155	2 858	3 005	2 950	3 015	3 015
Trinidad.....	215	215	230	230	215	210	200	175	165	170	180
Østerrike.....	40	40	35	35	35	30	25	25	25	25	25
Danmark.....	5	5	10	10	10	5	15	35	45	45	60
Frankrike.....	20	20	20	20	25	30	35	50	50	60	70
Italia.....	20	20	20	25	30	35	25	30	40	40	40
Norge.....	190	280	275	350	385	525	505	530	600	755	840
Tyrkia.....	60	50	55	55	55	45	45	45	45	40	40
Storbritannia.....	30	240	765	1 095	1 600	1 650	1 835	2 125	2 360	2 580	2 640
Vest-Tyskland.....	115	110	105	100	95	90	90	85	80	80	80
Oman.....	340	365	340	315	195	285	325	325	390	420	505
Egypt.....	295	325	415	480	525	590	690	705	725	860	880
Japan.....	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Brunei.....	190	205	220	205	240	235	175	165	175	160	150
Malaysia.....	100	165	185	215	285	275	250	295	420	440	425
Australiasambandet	415	430	450	450	455	400	410	420	470	550	650
Andre.....	955	905	1 025	1 045	1 230	1 215	1 355	1 525	1 810	1 905	2 030
<b>RWOCA totalt.....</b>	<b>16 255</b>	<b>16 305</b>	<b>17 455</b>	<b>18 570</b>	<b>19 815</b>	<b>20 490</b>	<b>21 145</b>	<b>22 145</b>	<b>23 115</b>	<b>24 400</b>	<b>24 990</b>

Kilde: BP(1986)



Tabell 2. Historiske produksjonsandeler i RWOCA 1975-85.  
Produksjon i 1 000 fat/dag

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
USA.....	0,6158	0,5971	0,5652	0,5533	0,5115	0,4963	0,4814	0,4606	0,4432	0,4305	0,4218
Canada.....	0,1067	0,0984	0,0922	0,0848	0,0893	0,0842	0,0731	0,0671	0,0655	0,0674	0,0658
Argentina.....	0,0240	0,0239	0,0246	0,0245	0,0237	0,0239	0,0232	0,0221	0,0205	0,0191	0,0178
Brasil.....	0,0105	0,0104	0,0095	0,0088	0,0086	0,0095	0,0104	0,0124	0,0158	0,0188	0,0218
Colombia.....	0,0098	0,0080	0,0080	0,0076	0,0076	0,0061	0,0064	0,0065	0,0067	0,0070	0,0070
Mexico.....	0,0486	0,0537	0,0622	0,0716	0,0823	0,1052	0,1223	0,1357	0,1276	0,1236	0,1206
Trinidad.....	0,0132	0,0132	0,0132	0,0124	0,0109	0,0102	0,0095	0,0079	0,0071	0,0070	0,0072
Østerrike.....	0,0025	0,0025	0,0020	0,0019	0,0018	0,0015	0,0012	0,0011	0,0011	0,0010	0,0010
Danmark.....	0,0003	0,0003	0,0006	0,0005	0,0005	0,0002	0,0007	0,0016	0,0019	0,0018	0,0024
Frankrike.....	0,0012	0,0012	0,0011	0,0011	0,0013	0,0015	0,0017	0,0023	0,0022	0,0025	0,0028
Italia.....	0,0012	0,0012	0,0014	0,0013	0,0015	0,0017	0,0012	0,0014	0,0017	0,0016	0,0016
Norge.....	0,0117	0,0172	0,0158	0,0188	0,0194	0,0256	0,0239	0,0239	0,0259	0,0309	0,0336
Tyrkia.....	0,0037	0,0038	0,0032	0,0030	0,0028	0,0022	0,0021	0,0020	0,0020	0,0016	0,0016
Storbritannia.....	0,0018	0,0147	0,0438	0,0590	0,0807	0,0805	0,0868	0,0960	0,1020	0,1057	0,1056
Vest-Tyskland.....	0,0071	0,0061	0,0060	0,0054	0,0048	0,0044	0,0043	0,0038	0,0035	0,0033	0,0032
Oman.....	0,0209	0,0224	0,0195	0,0170	0,0149	0,0139	0,0154	0,0147	0,0169	0,0172	0,0202
Egypt.....	0,0189	0,0199	0,0238	0,0258	0,0265	0,0288	0,0326	0,0318	0,0314	0,0352	0,0352
Japan.....	0,0006	0,0006	0,0006	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0004	0,0004	0,0004
Brunei.....	0,0121	0,0126	0,0126	0,0110	0,0103	0,0115	0,0083	0,0075	0,0076	0,0066	0,0060
Malaysia.....	0,0062	0,0101	0,0106	0,0116	0,0144	0,0134	0,0118	0,0133	0,0182	0,0180	0,0170
Australiasambandet	0,0255	0,0264	0,0258	0,0242	0,0230	0,0195	0,0194	0,0190	0,0203	0,0225	0,0260
Andre.....	0,0577	0,0561	0,0583	0,0564	0,0673	0,0544	0,0638	0,0688	0,0779	0,0783	0,0814
RWOCA totalt.....	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Kilde: BP(1986)

Tabell 3. Økonomiske reserver i RWOCA i begynnelsen av 1986. Milliarder fat. Fordelt på områder. Reserveandeler for områdene i begynnelsen av 1986. R/P-rater for områdene ved begynnelsen av 1986

	Reserver	Reserve- andeler	R/P-rater
USA .....	35,6	23,5	9,1
Canade .....	7,4	4,8	12,4
Argentina .....	2,3	1,5	14,1
Brasil .....	2,1	32,7	10,4
Mexico .....	49,7	7,2	46,0
Norge .....	10,9	8,6	35,1
Storbritannia .....	13,0	2,6	13,6
Oman .....	4,0	0,9	21,6
Syria .....	1,4	1,3	22,1
Angola .....	2,0	2,6	28,7
Egypt .....	3,9	2,6	12,3
Tunisia .....	1,8	1,2	43,5
Japan .....	0,1	0,1	16,8
Brunei .....	1,5	1,0	27,1
Malaysia .....	3,1	2,0	19,5
India .....	3,7	2,4	16,6
Australia .....	1,4	0,9	6,6
New Zealand .....	0,2	0,1	18,5
Andre .....	7,7	5,2	
WOCA totalt .....	151,8	100 %	

K i l d e : BP(1986).

USA har over perioden 1975-85 vært den dominerende produsenten i RWOCA-blokken. For hele perioden gjelder at produksjonsandelen aldri har vært lavere enn 42 %. Det fremgår imidlertid at produksjonsandelen har vært synkende gjennom hele perioden. Mens produksjonsandelen i 1975 var i underkant av 62 %, lå andelen i 1985 på noe i overkant av 42 %. Over perioden har man således hatt en reduksjon i USA's produksjonsandel på over 30 %. Samtidig fremgår det av tabell 1 at USA's produksjon har vært meget stabil over perioden. Konklusjonen blir da at USA ikke har bidratt til produksjonsveksten innen RWOCA i det siste decennium. Dersom man sammen ligger produksjons- og reserveandeler for USA i slutten av den betraktede periode fremgår det at produksjonsandelen er nesten den dobbelte av reserveandelen. Dette skulle indikere en ytterligere nedgang i produksjonsandel for USA i tiden fremover. Det faktum at bore- og leteaktiviteten i USA har foregått med en større intensitet enn i noe annet område kan imidlertid trekke i motsatt retning.

Med utgangspunkt i reservedataene synes Mexico å være det land som på lang sikt vil innta rollen som den største produsent innad i RWOCA. Mens Mexico ved slutten av den perioden som betraktes hadde en produksjonsandel på rundt 12%, så lå reserveandelen på 32,7%. Dette kan gi produksjonsøkning for Mexico i årene fremover.

## 2.2. Cremer/Weitzman modellen

Det opereres med to aktører på tilbudssiden i råoljemarkedet, OPEC og andre produsenter. OPEC forutsetter å være prisleder i markedet. Produsentene utenfor OPEC forutsettes å være prisleter. Begge de to aktørene på tilbudssiden i markedet antas å maksimere neddiskontert profitt. Non-OPEC produsentene forutsetter å ta prisene i hver framtidige periode for gitt på planleggingstidspunktet, dvs. de gjennomskuer den dynamiske Stackelberg-løsningen. OPEC fastsetter prisene på en slik måte at neddiskontert profitt fra oljevirkomheten maksimeres under hensynstaken til konkurransefløyens intertemporale tilpasning og til markedets etter-spørsel.

La  $CSWOCA_t$  være kumulativ råoljeproduksjon for produsentene utenfor OPEC ved periode  $t$ 's begynnelse.  $F(CSWOCA_t)$  representerer de totale kostnadene ved den akkumulerte produksjonen. Kostnadene ved produksjonen i år vil således være gitt ved

$$(2.1) \quad \text{COSWOCA}_t = F(\text{CSWOCA}_{t+1}) - F(\text{CSWOCA}_t)$$

Det forutsettes en uttømmingseffekt ved at grensekostnaden er stigende i den akkumulerte produksjonen.

$$(2.2) \quad F''(\text{CSWOCA}) \geq 0$$

På et gitt tidspunkt forutsettes kapasiteten gitt. Fra periode til periode kan produksjonen høyst vokse med en rate  $\alpha$ . Hvis vi lar  $\beta$  være kapasitet på tidspunkt 0, får vi at den maksimale produksjonen i periode  $t$  er

$$(2.3) \quad \text{CSWOCA}_{t+1} - \text{CSWOCA}_t = \beta(1+\alpha)^t$$

Produksjonen forutsettes ikke-negativ på ethvert tidspunkt

$$(2.4) \quad \text{CSWOCA}_{t+1} \geq \text{CSWOCA}_t$$

På tidspunkt 0 settes den akkumulerte produksjonen lik 0.

$$(2.5) \quad \text{CSWOCA}_0 = 0$$

Konkurransefløyen bruker en diskonteringsrate  $r_c$  i den intertemporale avveiningen. La  $\{P_s\}$  være sekvensen av oljepriser som konkurransefløyen tar som gitt. Det problem som konkurransefløyen står overfor er å maksimere

$$(2.6) \quad \sum_{t=0}^{\infty} [P_t(\text{CSWOCA}_{t+1} - \text{CSWOCA}_t) - (\text{COSWOCA}_t)] \left(\frac{1}{1+r_c}\right)^t$$

m.h.p.  $\{\text{CSWOCA}_1, \dots, \text{CSWOCA}_{\infty}\}$  gitt (2.2.1-2.2.5)

Denne modellen er den eneste av de jeg har sett på som legger til grunn en intertemporal tilpasning for begge aktørene på tilbudssiden i råoljemarkedet. I de øvrige modellene så forutsettes ikke produsentene utenfor OPEC å være så rasjonelle. Jeg har allerede vært inne på at uttømmingseffekten er representert ved (2.2). Dette er et positivt trekk ved modellen. I og med formuleringen har man imidlertid sett bort fra teknologisk endring eller i det minste implisitt forutsatt at denne effekten er mindre enn uttømmingseffekten. Det kan således være urealistisk å bruke (2.2).

Tregheten i tilpasningen er representert ved (2.3). Tregheten innebærer at den skranken som er representert ved (2.3) vil vise seg å være effektiv på en del tidspunkter. De teoretiske kriteriene jeg satte opp i innledningen synes således her å være forholdsvist godt ivaretatt. Maksimeringsproblemet foran ledet imidlertid til at produksjonen på ethvert tidspunkt blir avhengig av forventede priser på alle tidspunkt. Konfrontert med mangel på data over forventede priser lar ikke tilbudsfunksjonen seg estimere uten å gjøre forutsetninger om forventningsdannelsen.

### 2.3. Hnyilicza/Pindyck modellen

Dette er en dynamisk optimeringsmodell for et todelt OPEC. Denne modellen tar i en viss utstrekning hensyn til at medlemslandene i OPEC kan ha forskjellige interesser. Det skilles mellom land som har store umiddelbare behov for oljeinntekter og således en høy diskonteringsrate og land som har lav absorpsjonsevne og følgelig en lavere diskonteringsrate; dvs. de tillegger fremtiden større vekt. Forfatterne opererer med to opplegg. I det første opplegget forhandler det to-delte kartellet både om prisbanen og produksjonsandeler. I det andre opplegget er produksjonsandelene frosset over tid; fastlagt ut fra historiske verdier. Prisen er nå den eneste variabelen som det forhandles over.

Under forhandlingene tar partene hensyn til produksjonen fra konkurransefløyen og til markedets etterspørsel for hvert år. Kartellet maksimerer en veid sum av de to parters neddiskonterte profitt. En Nash forhandlingsløsning brukes for å bestemme hvilken vekt de to parters preferanser skal tillegges i kriteriefunksjonen. Etterspørselen etter råolje for en gitt tidsperiode avhenger av prisen i denne perioden, forbruket i forrige periode og et trendledd som skifter etterspørselen

utover tiden.

Råoljetilbudet utenfor OPEC i denne modellen er modellert ved følgende to ligninger:

$$(2.7) \quad SWOCA_t = f(P_t) \cdot (1+\gamma)^{-CSWOCA_t} + \lambda \cdot SWOCA_{t-1} ; f'(P) > 0$$

$$(2.8) \quad CSWOCA_t = CSWOCA_{t-1} + SWOCA_t$$

$SWOCA_t$  er oljeproduksjonen i periode  $t$ .  $P_t$  er råoljeprisen i periode  $t$  og  $CSWOCA_t$  er akkumulert råoljeproduksjon ved begynnelsen av av periode  $t$ .  $\gamma$  og  $\lambda$  er parametre i modellen.

Ligning (2.7) sier at konkurransefløyens råoljetilbud avhenger positivt av prisen. Hvis parameteren  $\gamma > 0$  ser vi at leddet  $(1+\gamma)^{-CSWOCA_t}$  representerer en uttømmingseffekt. Ved en flat prisbane vil produksjonen avta over tid. Teknisk endring kan representeres ved nivået på parameteren. Tregheter i tilpasningen ivaretas ved at produksjonen i forrige periode trekkes inn som forklaringsfaktor for tilbudet i inneværende periode. Dette er ekvivalent med å postulere at oljetilbudet avhenger av tidligere priser. Hvor tregt systemet virker avhenger av parameteren  $\lambda$ . Med en flat prisbane og  $\lambda > 0$  vil en i denne modellen få at produksjonen avtar over tid.

Tilbudsrelasjonen i denne modellen lar seg estimere og innpasse i en simuleringsmodell. Modellen krever få data. Et problem med modellen ut i fra estimeringshensyn er imidlertid at funksjonsformen til  $f(P_t)$  ikke er angitt.

## 2.4 Ezziati-modellen

-----

Utgangspunktet for denne modellen er erkjennelsen av at OPEC ikke kan karakteriseres som noe monopol. Det som er av betydning for OPEC's oljetilbud er hvilken evne det enkelte medlemsland har til å absorbere oljeinntekter. Land med begrenset absorpsjonsevne kan utøve press på prisene oppover ved å redusere produksjonen. Land med stort inntektsbehov kan utøve et press på prisene nedover ved produksjonsøkninger. Problemet er å forme en prisbane over tid som er best i den forstand at den maksimerer verdien av en felles målfunksjon. Målfunksjonen er konstruert ved å veie sammen de enkelte medlemslands preferanser. Hvilken vekt som

skal tillegges det enkelte medlemsland kan endres over tid. Absorpsjonsevnen, reservebeholdningen og befolkningsstørrelsen er faktorer som alle er med på å bestemme hvilken vekt det enkelte medlemsland skal tillegges. For en gitt råoljepris vil modellen for hvert enkelt av medlemslandene regne ut den produksjon som er slik at den best ivaretar en gunstig innenlandsk utvikling. Er situasjonen slik at den samlede eksport overstiger den gjeldende etterspørsel til den gjeldende pris, vil modellen sette i gang et rasjonerings- og sidebetalingsprogram som fører til at tilbudet ikke overstiger nettoetterspørselen. Den innenlandske utviklingen er karakterisert ved at den må foregå innenfor en rekke beskrankninger. Disse beskrankningene vil være restriksjoner i maksimeringsproblemet.

Etterspørselen i oljemarkedet forutsettes å avhenge av realprisen på olje og en vekstfaktor på etterspørselen over tid. Tilbudet fra non-OPEC modelleres slik

$$(2.9) \quad SWOCA_t = SWOCA_0 (1+s)^t \left(\frac{P_t}{P_0}\right)^{SE}$$

Her står som før  $SWOCA_t$  for oljeproduksjonen for produsenter utenfor OPEC i år  $t$ . Ved en flat prisbane øker tilbudet med en konstant rate  $s$  fra år til år.  $P_t$  angir realprisen på råolje for periode  $t$ .  $SE$  er en priselastisitet som er uavhengig av nivået på realråoljeprisen. Denne modellformuleringen inkorporerer ikke uttømmingseffekter eller teknisk endring. Parameteren  $s$  er å forstå som en treghetsparameter. Hvor stor kapasitetsutbyggingen kan være i en periode er begrenset. Det som begrenser oljeproduksjonen er ikke ressursgrunnlaget, men tregheten i kapasitetsutvidelsen. Den antagelse som synes å ligge bak modellen foruten at ressursgrunnlag og teknisk endring er betydningsløst er at profitabiliteten i oljevirkksomheten er så høy at det bare er tregheter i kapasitetsinstallasjon som gjør at produksjonen til en flat prisbane ikke vokser sterkere enn hva den virkelig gjør. Relasjonen (2.9) kan relativt enkelt gjøres til gjenstand for estimering og innpasses i en simuleringsmodell.

### 2.5. Daly/Griffin/Steele-modellen

Vi har her en simuleringsmodell hvor det opereres med to eksogene prisbaner. Modellen har fem aktører. Etterspørselen avhenger av bruttonasjonalprodukt og pris i inneværende periode og av tidligere priser. OPEC er inndelt i tre undergrupper. Gruppe 1 utviser samme atferd som

produksjonsblokken utenfor OPEC. Denne atferden vil bli mer utførlig gjennomgått under. Gruppe 2 følger en såkalt prismaksimerende atferd. Dette innebærer at ved en lav R/P-rate (reserver/produksjon) vil tilbudsfunksjonen være slik at en prisøkning gir produksjonsinnskrenking, mens en prisreduksjon blir møtt med uendret produksjon. Dersom R/P-raten overstiger en viss terskel vil imidlertid tilbyderatferden være karakterisert ved at prisoppgangen ikke påvirker tilbudet. På en prisreduksjon vil nå denne tilbudsblokken reagere med produksjonsøkning. Under modellsimuleringene forutsettes som tidligere nevnt eksogene prisbaner. Gruppe 3 innenfor OPEC fungerer som residualtilbydere i markedet. De sørger for å dekke nettoetterspørselen rettet mot seg bestemt av markedets etterspørsel og de andre tilbydernes produksjon til den eksogent gitte prisbanen.

For produsentene utenom OPEC forutsettes at produksjonen avhenger av realprisen på råpolje og av institusjonelle beskrankninger, henholdsvis  $P_t$  og  $Z_t$ .

$$(2.10) \quad SWOCA_t = g(P_t, Z_t) \quad g_1 > 0$$

Hva som ligger i begrepet institusjonelle beskrankninger er for meg uklart. Forfatterne utdyper ikke hva denne variabelen gir uttrykk for eller hva den måler. Tilbudsfunksjonen (2.10) gjelder ikke for alle verdier av  $P_t$  og  $Z_t$ . Produksjonen er begrenset oppad ved at den ikke kan overstige en gitt andel av de økonomiske reservene. Dette kan tolkes som en kapasitetsbegrensning. Produksjonen er dermed pålagt følgende restriksjon.

$$(2.11) \quad SWOCA_t \leq \alpha RRWOCA_t$$

Hér er  $RRWOCA_t$  økonomiske reserver for produsenter utenom OPEC ved begynnelsen av år  $t$ . Tilveksten i denne variabelen ( $RAWOCA_t$ ) forutsettes å avhenge av tidligere priser. Vi har således følgende funksjonssammenheng.

$$(2.12) \quad RAWOCA_t = f(P_{t-1}, P_{t-2}, \dots, P_{t-\theta})$$

En partiell økning for prisen i år  $t$  vil virke stimulerende på tilveksten av økonomiske reserver.

Følgende regnskapsmessige sammenheng gjelder for alle tidspunkt.

$$(2.13) \quad RRWOCA_t = RRWOCA_{t-1} + RAWOCA_t - SWOCA_t$$



La oss se hvordan denne modellen ivaretar tregheten i tilpasningen. Anta at vi har priser slik at (5.2) er en effektiv skranke. Det skjer så en engangsendring oppover for råoljeprisen. På sikt vil dette medføre at oppdagelsen av økonomisk sett drivverdige reserver blir større enn hva den ellers ville ha blitt. Dette vil i sin tur gi rom for en større produksjonsøkning over tid enn man ellers ville ha hatt.

Rent estimeringsmessig er det en del problemer knyttet til denne modellen. For det første er det uklart hva som ligger i variabelen  $Z_t$ . For det andre så har vi her en tilbudsfunksjon som er diskontinuerlig.

## 2.6. Gately-modellen

I denne simuleringsmodellen er etterspørselen avhengig av samtidig og tidligere priser foruten av en inntektskomponent. For OPEC gjelder enten at de fastsetter prisen på råolje eksogent eller at de lar den bli bestemt ved hjelp av en såkalt kapasitetutnyttingsfunksjon. (For eksempel på en slik funksjon se Lorents Lorentsen og Kjell Roland (1985).)

La oss så gå over til å se på produsenttilpasningen utenfor OPEC.  $\tilde{P}_{st}$  er den forventede fremtidige prisen slik den oppfattes i periode  $t$ . Denne blir antatt å avhenge av prisen i samme periode og prisen i foregående periode. Vi har således

$$(2.14) \quad \tilde{P}_t = \beta_1 P_t + (1-\beta_1) P_{t-1}$$

Forfatteren introduserer så noe de kaller kapasitetsjustert pris. Hvis det er denne prisen som råder i markedet er vi inne i en type "langsiktig likevekt", hvor produksjonen for denne produksjonsblokken er den samme fra periode til periode. Denne prisen er definert som en funksjon av tidligere forventede priser.

Mulige uttømmingseffekter blir det imidlertid sett bort fra i denne modellen. Jeg har tidligere definert uttømmingseffekt ved at den marginale produksjonskostnad er stigende i akkumulert produksjon. I denne modellen påvirker imidlertid ikke denne kostnadsøkningen råoljetilbudet. Teknisk fremgang kan delvis forsvare en slik utvikling ved at den virker kostnadsreduserende. Et annet poeng som er verdt å merke seg er at i denne modellen er oppdagelsen av oljereserver uavhengig av hvor mye som tidligere har blitt oppdaget. En mer realistisk hypotese hadde kanskje vært et krav om høyere pris over tid for å opprettholde en gitt reserveøkning.

$$(2.15) \quad \bar{P}_{st} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \gamma_i \check{P}_{s,t-i}}{\sum_{i=1}^{12} \gamma_i} = 1$$

Tilbudsfunksjonen er gitt ved: (SWOCA<sub>t</sub> står for produksjon i periode t).

$$(2.16) \quad \text{SWOCA}_t = \epsilon_1 + \epsilon_2 \bar{P}_{st} + \epsilon_3 (P_t - \bar{P}_{st}) \text{ når } P_t > \bar{P}_{st}, \quad \epsilon_3 < \epsilon_2$$

$$\text{SWOCA}_t = \epsilon_1 + \epsilon_2 \bar{P}_{st} - \epsilon_4 (\bar{P}_{st} - P_t) \text{ når } \bar{P}_{st} > P_t$$

Ved innsetting av (2.14) i (2.15) og (2.15) i (2.16) ser vi at produksjonen i periode t avhenger av prisen i denne perioden og tidligere perioder. Denne modellformuleringen tar vare på tregheten i tilpasningen og behandler således implisitt lete- og utviklingsaspektet ved oljevirk-somheten. Modellen har også det interessante aspekt ved seg at prisøkninger virker forskjellig avhengig av hvorvidt råoljeprisen ligger over eller under den kapasitetsjusterte prisen.

For bedre å få oversikt over hvordan dynamikken i modellen fungerer kan man gjøre et tankeeksperiment: Anta at den faktiske oljeprisen har vært stabil over lengre tid slik at aktuell pris er lik kapasitetsjustert pris. La  $P^*$  betegne den stabile prisen. Dette gir oss

$$(2.17) \quad P_{t-j} = P^* \text{ for } j = 1, \dots, 14$$

Av dette følger

$$(2.18) \quad \bar{P}_{st} = P^*$$

Videre har vi at

$$(2.19) \quad \text{SWOCA}_{t-1} = \epsilon_1 + \epsilon_2 \cdot P^*$$

Anta så at prisen så gjør et engangshopp i periode t. Økningen betegnes  $\Delta$ . Dette gir oss

$$(2.20) \quad P_t = P^* + \Delta = P_{t+j}; \quad j = 1, \dots, 13$$

Av dette følger

$$(2.21) \quad \text{SWOCA}_t = \epsilon_1 + \epsilon_2 \cdot P^* + \epsilon_3 \cdot \Delta$$

$$(2.22) \quad \text{SWOCA}_{t+1} = \epsilon_1 + \epsilon_2 \cdot P^* + \epsilon_3 \cdot \Delta + \Delta [\beta_1 \gamma_1] (\epsilon_2 - \epsilon_3)$$

$$(2.23) \quad \text{SWOCA}_{t+j} = \epsilon_1 + \epsilon_2 \cdot P^* + \epsilon_3 \cdot \Delta + \Delta \left[ \beta_1 \gamma_j + \sum_{i=1}^j \gamma_i \right] (\epsilon_2 - \epsilon_3)$$

for  $j=2, \dots, 12$

$$(2.24) \quad \text{SWOCA}_{t+13} = \epsilon_1 + \epsilon_2 (P^* + \Delta)$$

Vi ser at engangshoppet som oljeprisen gjør vil virke på produksjonen ikke bare i denne perioden, men også på de deretter 13 etterfølgende perioder. For hver periode som går vil ny kapasitet komme til, noe som tillater produksjonen å vokse. Produksjonsveksten kan imidlertid variere fra år til år. Dette avhenger av vektene i (2.15). Hvis det ikke skjer noen nye prisendringer vil produsentene f.o.m. periode  $t+14$  ikke være interessert i å justere kapasiteten slik at produksjonen igjen legger seg på et stabilt nivå. Denne modellen ignorerer fullstendig mulige uttømmningseffekter og teknologisk framgang. Den dynamiske prosessen jeg nettopp har gjort rede for er upåvirket av at ressursgrunlaget skrumper inn ettersom produksjonen akkumuleres. Det som imidlertid kan forsvare modellen er en antagelse om at uttømmningseffekten og teknikk effekten "nullet" hverandre ut.

Det er selvfølgelig fullt mulig å estimere råoljetilbudet for denne produksjonsblokken som en funksjon av samtidig og tidligere priser. Å estimere parametrene i funksjonene (2.14) og (2.15) er imidlertid umulig siden forventet og kapasitetsjustert pris er ikke-observerbare størrelser.

## 2.7. Blitzer/Meeraus/Stoutjesdijk-modellen

I denne dynamiske simuleringsmodellen rankeres seks mulige pris/produksjonsopplegg for OPEC over tid. OPEC behandles som en enhet. De seks oppleggene rangeres ved hjelp av kriterier knyttet til variable som kapasitetsekspanasjon for oljeproduksjon og veksten i innenlandsk absorpsjonsevne. I hver periode antas etterspørselen å avhenge av realråoljeprisen i denne perioden. Det er imidlertid forutsatt at etterspørselen etter råolje skifter ut over med tiden med en konstant rate. Med en flat prisbane vil en således få at etterspørselen øker med en konstant rate over tiden. Etterspørselsetastisiteten forutsettes uavhengig av prisen.

For produsentene utenfor OPEC har vi følgende kortsiktige iso-elastiske tilbudsfunksjon:

$$(2.25) \quad \text{SWOCA}_t = \text{AWOCA}_t \cdot P_t^b$$

Her er  $b$  den kortsiktige tilbudselasticiteten som karakteriserer førstehåndsvirkningen på tilbudt kvantum av en prisendring.  $\text{SWOCA}_t$  og  $P_t$  står, som tidligere gjennomført, for henholdsvis råoljeproduksjon og realråoljepris i periode  $t$ .  $\text{AWOCA}_t$  er en skiftparameter predeterminert ved tidligere investeringsbeslutninger.  $\text{AWOCA}_t$  er en langsiktig variabel i den forstand at den representerer den tilgjengelige kapasitet til å produsere råolje i år  $t$ . Investeringer i produksjonskapasitet antas å avhenge av den langsiktige råoljeprisen slik denne oppfattes i periode  $t$ . Disse investeringer resulterer i økt kapasitet etter et lag på 1 år. Vi har således at investeringsbeslutninger foretatt i år  $t-1$  påvirker kapasiteten i år  $t$ .

For å utlede en kapasitetsutvidelsesfunksjon postuleres to fremtidige, hypotetiske priser på råolje; en som er så lav at det ikke forekommer noen nettoinvesteringer i kapasitet og et prisnivå som er slik at kapasitetsutvidelsen følger takten i råoljeetterspørselen. Det lavere prisnivået betegnes  $\hat{P}$  og det høye  $\bar{P}$ . La  $\check{P}_t$  betegne den forventede fremtidige pris slik den oppfattes i periode  $t$ . Dersom  $\check{P}_t = \hat{P}$  vil det ikke bli satt i gang nettoinvestering i år  $t$ , og kapasiteten i år  $t+1$  vil være identisk med kapasiteten i år  $t+1-1$ . Vi har da at

$$(2.26) \quad \text{AWOCA}_{t+1} = \text{AWOCA}_{t+1-1}$$

Dersom vi alternativt har at  $\check{P}_t = \bar{P}$ , dvs. at vi er på den høye prisbanen, vil kapasitetsutvidelsen fra år  $t+1-1$  til år  $t+1$  være lik økningen i etterspørselen gjennom samme periode. Lar vi  $g$  være vekstraten for forbruket over tid og konsumet i periode  $t+1-1$  være  $D_{t+1-1}$  har vi at følgende gjelder

$$(2.27) \quad \text{AWOCA}_{t+1} = \text{AWOCA}_{t+1-1} + \frac{g \cdot D_{t+1-1}}{p^{-b}}$$

Ved hjelp av å bruke lineær interpolering kan kapasitetsutvidelsesfunksjonen også utledes for forventede priser som ligger mellom øvre og nedre prisnivå.

$$(2.28) \quad \text{AWOCA}_{t+1} = \text{AWOCA}_{t+1-1} + \frac{g \cdot D_{t+1-1}}{p^{-b}} \left( \frac{\check{P}_t - \hat{P}}{\bar{P} - \hat{P}} \right)$$

Med forventet pris mellom de to prisnivåene ser vi at kapasitets-

utvidelsen vil være en andel av etterspørselsøkningen. Hvor stor denne andelen vil være, avhenger av hvor nær den forventede prisen er det øvre prisleiet.

Den forventede langsiktsprisen bestemmes som en funksjon av tidligere og samtidig pris.

$$(2.29) \quad \tilde{P}_t = \sum_{j=1}^n \alpha_j P_{t+1-j}, \quad \sum_{j=1}^n \alpha_j = 1$$

I hvilken grad imøtekommer dette modellopplegg de krav som jeg tidligere har stilt opp? Denne modellformuleringen fanger opp det dynamiske aspektet at kapasitetsutvidelse er tidkrevende. Det postuleres jo her eksplisitt et lag på 1 år. Settes (2.29) inn i (2.28) ser vi at kapasitetsutvidelsen blir avhengig av tidligere priser; med tidligere priser menes her priser som henføres til perioder lenger enn 1 tidsperiode tilbake. En mulig uttømmningseffekt på tilbudet fanges imidlertid ikke opp av denne modellformuleringen. Anta f.eks. at vi har en flat prisbane representert ved den øvre prisen,  $\bar{P}$ . Modellen predikerer da at produsentene hele perioden igjennom (20 år) vil finne det lønnsomt i å foreta kapasitetsutvidelse som akkurat holder trinn med etterspørselsesutviklingen. Dersom uttømmningseffekter gjør seg gjeldende og den tekniske utviklingen er moderat kan det tenkes at aktørene ikke er interessert i å holde et så stort investeringsnivå som etterspørselsøkningen gir rom for.

En rekke problemer er knyttet til denne modellen ut fra et økonometrisk perspektiv. For det første inngår forventede priser. Dette er en ikke-observerbar størrelse i praksis. Størrelsen på øvre og nedre forventede pris, henholdsvis  $\hat{P}$  og  $\bar{P}$ , er basert på skjønsmessige vurderinger. For det andre er det problemer knyttet til fremskaffelse av kapasitetsdata. Det er således problematisk å fastlegge parametrene i modellen ved hjelp av økonometriske metoder.

## 2.8. Weyant/Kline-modellen

Denne modellen er de andre overlegne i eksplisitt å inkorporere ressursgrunnlaget når det gjelder produsenter utenfor OPEC. La meg imidlertid før jeg kommer til en utførlig behandling av denne produsentblokken, komme inn på de øvrige aktører i denne modellen. På etterspørsels-siden skiller det mellom OECD og LDC. Etterspørselen avhenger for begge aktører av samtidig og tidligere priser samt BNP innen områdene. OPEC-

tilbudet er eksogent fastsatt i modellen slik at prisbanen blir bestemt innen modellen.

Siden forskjellige reserve/ressursbegreper står sentralt i modellen er det på sin plass med noen avgrensninger mellom disse her. For det første har vi de såkalte økonomisk utvinnbare reserver. Dette er reserver som det ved de rådende teknologiske og økonomiske forhold er lønnsomt å utvinne. De økonomisk utvinnbare reservene i begynnelsen av periode  $t$  kalles  $RRWOCA_t$ . For det andre har vi et ingeniørmessig ressursbegrep; kjente og potensielt utvinnbare reserver i begynnelsen av år  $t$ ,  $YWOCA_t$ . Foruten å inkludere de økonomisk utvinnbare reservene favner dette begrepet også om om ressurser som det ved en høyere pris vil vise seg å være økonomisk lønnsomt å utvinne. For det tredje har vi det såkalte ikke-oppdagede ressursgrunnlag i begynnelsen av år  $t$ ,  $UWOCA_t$ . Ved letevirkosomhet vil ressurser som inngår i denne gruppen, bli ført over til kjente og utvinnbare ressurser. Modellen postulerer at en konstant andel av økonomisk utvinnbare reserver produseres hver periode:

$$(2.30) \quad SWOCA_t = K \cdot RRWOCA_t$$

Her står  $SWOCA_t$  for oljeproduksjon i periode  $t$ . Den neste grunnleggende hypotesen som denne modellen er basert på er at tilveksten til beholdningen av oppdagede oljeressurser er prislelsom. Dersom vi lar  $ZWOCA_t$  være økningen i kjente og utvinnbare oljeressurser i år  $t$  og  $d(P_t)$  andelen av det totale ikke-oppdagede ressursgrunnlag som oppdages i periode  $t$ , kan strukturligningen skrives

$$(2.31) \quad ZWOCA_t = d(P_t) \cdot U_t, \quad d' > 0$$

Den tredje og siste hypotesen forutsetter at den andel av oljeressurser som gjøres økonomisk utvinnbar er avhengig av råoljeprisen. I og med at det tar tid å tilpasse de nye metoder for å øke utvinningsgraden, må en imidlertid skille mellom den optimale og den faktiske "recovery factor". Betegnes den optimale "recovery factor" på tidspunkt  $t$   $f_t^{opt}$  og den faktiske  $f_t$  kan denne hypotesen formaliseres ved følgende ligninger

$$(2.32) \quad f_t^{opt} = f_t^{opt}(P_t), \quad f_t^{opt'} > 0$$

$$(2.33) \quad f_t = cf_{t-1} + (1-c)f_t^{opt}, \quad 0 < c < 1$$

Vi har følgende ligninger som binder sammen struktur-  
ligningene:

$$(2.34) \quad RWOCA_t = f_t \cdot YWOCA_t$$

$$(2.35) \quad YWOCA_t = YWOCA_{t-1} + ZWOCA_{t-1} - SWOCA_{t-1}$$

$$(2.36) \quad UWOCA_t = UWOCA_{t-1} - ZWOCA_{t-1}$$

(2.34) sier at den faktiske "recovery factor" i år  $t$  er forholdet mellom økonomisk utvinnbare reserver og det totale oppdagede ressursgrunnlag i begynnelsen av periode  $t$ . (2.35) sier at beholdningen av kjente oljeressurser i begynnelsen av periode  $t$  er lik beholdningen av oljeressurser i begynnelsen av periode  $(t-1)$  minus produksjonen gjennom periode  $(t-1)$ . Ligning (2.36) sier at det ikke-oppdagede ressursgrunnlag i periode  $t$ 's start er lik det ikke-oppdagede ressursgrunnlag i begynnelsen av forrige periode minus økningen i kjente og utvinnbare ressurser gjennom denne perioden.

For å se hvordan modellen virker, anta at prisen har vært stabil så lenge at den optimale utvinningsgrad er den samme som den faktiske. La så prisen gjøre et engangshopp i periode  $t$ . Fra (2.31) ser vi da at økningen i det kjente ressursgrunnlaget blir større i denne perioden enn hva tilfellet ville ha vært til et lavere prisnivå. (2.32) forteller oss at den optimale utvinningsgraden reguleres delvis opp i denne perioden. Treghten i tilpasningen er imidlertid ivaretatt ved at det ikke umiddelbart forekommer en fullsterdig tilpasning. Det er tidkrevende å innføre nye metoder for oljeutvinning. Den økte utvinningsgraden medfører en økning av de økonomiske reservene i periode  $t$ , noe som i sin tur gir større produksjon i samme periode.

Hva som skjer med produksjonen i neste periode er usikkert. Den faktiske utvinningsgraden vil øke ettersom tilpasningen til det nye prisnivået fortsetter. Hvorvidt  $YWOCA_{t+1} > YWOCA_t$  vil avhenge av hvorvidt  $ZWOCA_t > SWOCA_t$ . Dersom ressursøkningen i periode  $t$  er større enn produksjonen kan vi entydig si at  $RRWOCA_{t+1} > RRWOCA_t$  og derav følger  $SWOCA_{t+1} > SWOCA_t$ . For de etterfølgende perioder kan lignende resonnement legges til grunn. Etter en tid vil den faktiske "recovery factor" ha tilpasset seg fullstendig til den nye prisen. Det at ressursøkningen fra nå av er større enn produksjonen er en nødvendig betingelse for fortsatt økt

oljeproduksjon. Imidlertid ser vi av (8.7) og (8.2) at ressursoppdagelsen vil avta over tid. Fra og med et gitt tidspunkt vil man således få en avtagende produksjon.

Teknisk fremgang kan gjøre seg gjeldende gjennom strukturelligningene (8.2)-(8.4). Ved innovasjon i leteboring kan det tenkes at til en gitt pris så vil andelen av det gjenværende uoppdagede ressursgrunnlag økes. Utvikling av avanserte utvinningsmetoder kan medføre skift i funksjonsformen gitt ved (8.3). For en gitt pris vil således den optimale "recovery factor" stige. Til slutt kan det nevnes at den teknologiske utvikling kan medføre en raskere tilpasning av den faktiske utvinningsgraden til det optimale nivå.

Denne modellen har sitt svake punkt på den empiriske siden. Problemene er i hovedtrekk knyttet til følgende to aspekter. Det første poeng er at den optimale utvinningsraten er en ikke observerbar størrelse. Dertil kommer at det er store problemer forbundet med å skaffe estimeringsdata for det "fysiske ressursgrunnlaget" for den produksjonsblokken modellen er knyttet til. Dessuten er det stor usikkerhet beheftet med de spredte data som fins. Det har således ikke vært mulig for meg å kvantifisere parametrene i modellen. Konklusjonen er derfor at til tross for modellens fortrinn sett ut fra et teoretisk synspunkt, kan den ikke innpasses i en simuleringsmodell uten skjønsmessig fastsettelse av parametrene.

## 2.9. Oppsummering

Som jeg har påpekt underveis, har alle modellene sine svakheter. I den modellen jeg tar sikte på å estimere i neste kapittel, vil jeg forsøke å bøte på disse svakhetene. Dette kan oppnås ved å inkorporere variable slik at mulige effekter som gjør seg gjeldende i tilpasningen ikke blir sett bort fra a priori. I avsnitt 2.8 gjennomgikk jeg en modell hvor ressursgrunnlaget ble trukket grundig inn i analysen. Under visse forutsetninger ble det vist at uttømmningseffekter før eller senere ville begynne å gjøre seg gjeldende. Jeg understreket også at modellens parametre ikke kunne fastlegges økonometrisk p.g.a. ikke-observerbare variable og datamangel. Flere av de andre modellene ignorerer imidlertid fullstendig at råolje er en begrenset ressurs. Et forsvar for at de gjør det kunne ha vært at de opererte med en kortere tidshorisont enn hva som er tilfelle i Weyant-Kline-modellen. Dette er imidlertid ikke situasjonen. Det synes



derfor noe restriktivt ufullstendig å overse dette poenget.

Den variabel jeg vil benytte meg av for å ivareta uttømningsaspektet er den akkumulerte produksjonen. Tanken som ligger bak er at ettersom produksjonen akkumuleres og ressursgrunnlaget skrumper inn vil det bli vanskeligere å opprettholde beholdningen av økonomisk utnyttbare reserver, noe som vil få konsekvenser for oljeproduksjonen i form av nedgang. Det er godt mulig at denne proxy-variabelen vil vise seg insignifikant. En empirisk relasjon blir jo estimert på historiske data. Selv om uttømmingseffekter ikke har gjort seg gjeldende i estimeringsperioden, behøver ikke dette bety at effekten også vil være betydningsløs i simuleringsperioden. Virkninger av teknologisk endring på oljeproduksjonen vil bli forsøkt representert ved et trendledd. Igjen er det umulig å gardere seg imot strukturforskjeller i estimerings- og simuleringsperioden.

Samtlige av de modellene jeg har behandlet tar på en eller annen måte vare på det dynamiske aspektet ved oljeproduksjon. Den estimeringsmodell jeg skal presentere i neste kapittel vil ikke være noe unntak i så måte.

Det fins imidlertid ikke noe fasttømret opplegg for hva som er den beste fremgangsmåten når det gjelder eksplisitt å modellere tregheter og dynamiske relasjoner. Et problem i den forbindelse er hvordan man skal bestemme reaksjonshastigheten. Her vil jeg komme til å gjøre en ad-hoc antagelse ved a priori å bestemme meg for lengdene på "lag-effekter".

### Kapittel 3. Estimering av en tilbudsmodell for produsenter utenfor

#### OPEC og CPE

Opprinnelig ble en tilbudsmodell bestående av tre relasjoner for hele blokken estimert. Disse relasjonene var

$$(3.1) \quad \text{SWOCA}_t = \alpha \cdot \text{RRWOCA}_t$$

$$(3.2) \quad \text{RRWOCA}_t = \beta \cdot e^{(\lambda_1 \cdot t + \lambda_2 \text{CSWOCA}_t) \frac{10}{\pi} p} \beta_0 + \beta_1 i + \beta_2 i^2$$

$i=1 \quad t-i$

$$(3.3) \quad \text{CSWOCA}_t = \text{CSWOCA}_{t-1} + \text{SWOCA}_t$$

Relasjon (3.1) sier at produksjonen i hver tidsperiode er en konstant andel av de økonomisk sett drivverdige reserver i begynnelsen av

perioden. En tolkning av (3.1) kan være at det er reservene som virker dempende på produksjonen og at prisimpulser ikke virker direkte på produksjonsnivået. For realpriser av en viss høyde virker dette rimelig.

I ligning (3.2) er beholdningen av økonomisk drivverdige reserver blitt modellert som en funksjon av akkumulert produksjon, tid og tidligere priser. Grunnen til at prisen i inneværende periode er utelatt skyldes at variabelen  $RWOCA_t$  gir uttrykk for beholdningen av økonomisk drivverdige reserver i begynnelsen av år  $t$ . Denne formuleringen skulle således ivareta både uttømningsaspektet og treghetsaspektet i tilbudstilpasningen (jfr. drøftingen i kapittel 2). Ligning (3.3) som for øvrig kan brukes til å eliminere  $SWOCA$ , sier at akkumulert produksjon ved periode  $t$ 's begynnelse er lik akkumulert produksjon ved år  $(t-1)$ 's begynnelse pluss produksjonen i periode  $t-1$ . Det er enkelt å forsikre seg om at denne modellen er identifiserbar.

Estimering av denne modellen ved ML-metoden ga imidlertid at reservene ble negativt avhengig av prisene iallfall for noen av årene. Dersom prisen gjør et engangshopp og deretter er konstant vil man med de estimerte parametre få at reservebeholdningen i noen år øker, men i andre år reduseres inntil den igjen legger seg på et stabilt nivå. Grunnen til denne strukturen var at  $\beta_1$  ble negativ ved estimeringen. Den negative sammenhengen virker intuitivt urimelig. Forskjellige anstrengelser ble gjort for å bøte på dette, blant annet ble USA tatt ut av blokken for å estimere modellen på tidsseriedata for de resterende produsenter. Begrunnelsen for dette er at USA skiller seg fundamentalt fra de andre produsenter i blokken f.eks. ved at oljevirkosomheten har en mye lengre historie her og p.g.a. leteaktiviteten etter råolje har vært mye sterkere her enn i de øvrige områder. De fleste "eksperter" er enige om at USA ikke kan opprettholde sitt nåværende produksjonsnivå over tid. I simuleringene i neste kapittel vil jeg således legge til grunn at USA's produksjon vil være avtagende over tid.

Denne respesifikasjonen løste imidlertid ikke det ovenfor omtalte problem. Fortsatt var det slik at prisøkninger ga negative impulser til reservebeholdningen. Jeg bestemte meg for på dette tidspunkt også for å fastsette parameteren  $\alpha$  (som forøvrig er den inverse av den såkalte R/P raten) slik at relasjonen tilsvarende 3.1 ble oppfylt i basisåret. Dette førte til at jeg sto tilbake med en reserverelasjon analog til 3.2. Estimering av denne relasjon alene ga insignifikante parametre tildels med "feil fortegn". Estimeringsrutinen ga også signaler om høy grad av

multikollinearitet i data noe som er i samsvar med symptomene nevnt ovenfor. Multikollinearitet, som for øvrig er svært vanlig i tidsseriedata ettersom det ofte er trend i data, skyldes konkret her at pris, akkumulert produksjon og tid alle er sterkt positivt korrelerte. Med dette som utgangspunkt utelates variablene for tid og akkumulert produksjon fra regresjonsligningen. Dette innebærer at jeg ikke lenger eksplisitt ivaretar effekter knyttet til uttømming og teknisk fremgang. På den annen side blir de gjenværende parametre å tolke som bruttoparametre. Problemet med multikollineariteten ledet meg også til å forenkle lag-strukturen i modellen. For å ta vare på mulige strukturendringer innførte jeg også en dummy variabel som antok verdien 0 til og med 1973 og deretter 1. Estimeringsrelasjonen som jeg til slutt bestemte meg for var:

$$(3.4) \quad \log(RWOCARE1_t) = \lambda_1 + \lambda_2 \cdot \text{dummy} + \lambda_3 \cdot \sum_{i=1}^{10} \log(P_{t-i})$$

Gitt at den estimerte parameteren  $\lambda_3$  blir positiv innebærer denne spesifikasjonen at jeg a priori pålegger en restriksjon som sier at priser lengst tilbake har mest å si. Det kan virke kunstig å operere med en slik antagelse a priori. Forsøk som ble foretatt med en mer fleksibel Almonfunksjon viste seg imidlertid å gi negative priselastisiteter for en del år. Dette er det samme problemet som oppsto under estimeringen av (3-1)-(3-3).

$\lambda_3$  er den parameteren som vi primært ønsker å estimere. Grunnen til dette er at den estimerte verdi av  $\lambda_3$  senere vil bli brukt under modellsimuleringene. Under simuleringene vil derimot den estimerte verdi av  $(\lambda_1 + \lambda_2)$  ikke bli benyttet. Konstantleddet vil bli fastlagt slik at relasjonen passer i basisåret. OLS-estimering ga følgende estimerte relasjon med T-verdier i parentes.

$$(3.5) \quad \log(RWOCARE1_t) = 4,366 + 0,477 \text{ dummy} + 0,0066 \cdot \sum_{i=1}^{10} \log(P_{t-i})$$

(2,876) (5,853) (4,03)

$R^2$  for denne relasjon ble 0,855.

En  $\lambda_3$  på 0,00634 innebærer en langsiktig priselastisitet med

hensyn på råoljeprisen på 0,35. Denne størrelsen beregnes som  $\sum_{i=1}^{10} i \lambda_3$ . En

3 % økning av realprisen på råolje gir således kun 1 % økning i reservebeholdningen. Dette kan sies å være en liten respons til prisendringer hvis man ikke husker at årlig reduseres reservene ved den fortløpende produksjon.

En historisk test på den estimerte tilbudsmodell er blitt foretatt.

I tabell 1 har jeg stilt opp simulerte produksjons- og reserveverdier sammen med de tilsvarende faktiske verdier. Siktemålet med dette er å se hvor godt modellen evner å gjengi historien. I figur 1 og 2 har jeg plottet simulerte og faktiske verdier i samme diagram for henholdsvis produksjon og reserver i RWOCA utenom USA. Det synes som om modellen fanger opp trenden i utviklingen. På lang sikt, som er det tidsperspektiv jeg har lagt til grunn, er det dette som er avgjørende. De kortsiktige svingninger ødelegger ikke modellens anvendelighet på lang sikt. For råoljereservenes vedgående fremgår det av figur 2 at det på slutten av perioden er et ikke ubetydelig avvik mellom simulerte og faktiske verdier. De faktiske verdier ligger i underkant av de simulerte. Dersom denne strukturen skulle stå ved lag, peker dette i retning av at man på lang sikt kan få en overvurdering av produksjonen. Det fremgår imidlertid også av figuren at tilsvarende avvik har forekommet tidligere, men at disse bare var av kortsiktig natur.

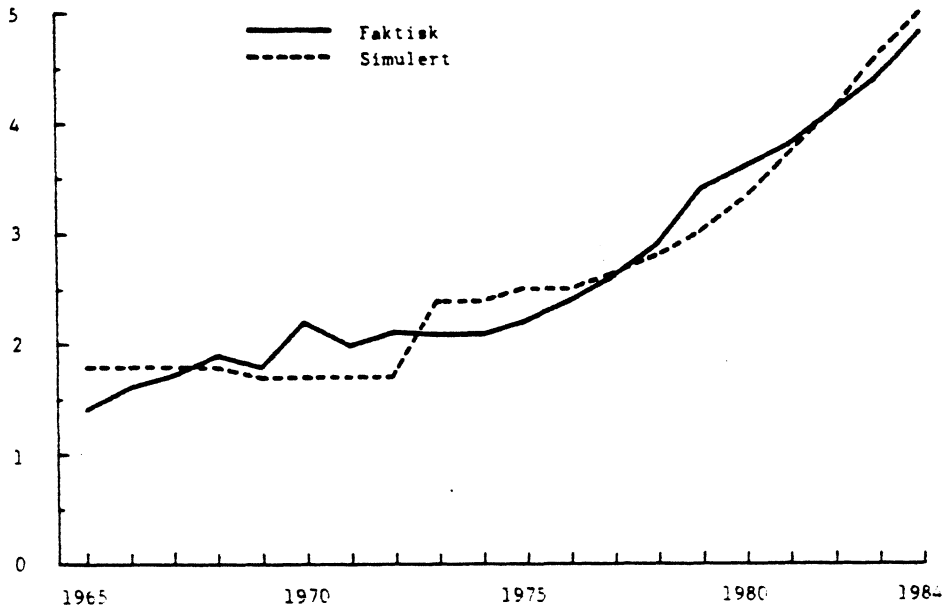
Det bør imidlertid slås fast at et positivt trekk ved modellen er at den kan underkastes en slik historisk test. I forhold til Kline/Weyant-spesifikasjonen er dette et klart fortrinn. P.g.a. dataproblemer og uobserverbare variable kan denne modellen ikke gjøres til gjenstand for en slik test.

Tabell 1. Faktisk og simulert produksjon av råolje i RWOCA utenom USA (SWOCARE1) 1965-1984. Milliarder fat/år  
 Faktiske og simulerte reserver av råolje i RWOCA utenom USA (RWOCARE1) 1965-1984. Milliarder fat

	Produksjon		Reserver	
	Faktisk verdi	Simulert verdi	Faktisk verdi	Simulert verdi
1965 .....	1,43	1,82	38,43	47,79
1966 .....	1,64	1,80	43,73	47,27
1967 .....	1,67	1,78	37,66	46,81
1968 .....	1,98	1,75	40,95	46,17
1969 .....	1,79	1,73	41,93	45,49
1970 .....	2,25	1,71	49,15	45,13
1971 .....	1,95	1,71	40,29	44,94
1972 .....	2,14	1,70	70,74	44,76
1973 .....	2,09	2,42	66,53	63,76
1974 .....	2,12	2,47	66,59	63,95
1975 .....	2,19	2,47	81,80	64,93
1976 .....	2,45	2,54	72,36	66,86
1977 .....	2,63	2,65	67,65	69,86
1978 .....	2,93	2,81	78,40	73,88
1979 .....	3,36	3,01	79,44	79,20
1980 .....	3,58	3,29	89,53	86,64
1981 .....	3,78	3,68	101,29	96,84
1982 .....	4,11	4,10	118,58	107,92
1983 .....	4,38	4,62	110,13	121,75
1984 .....	4,81	4,99	109,08	131,28

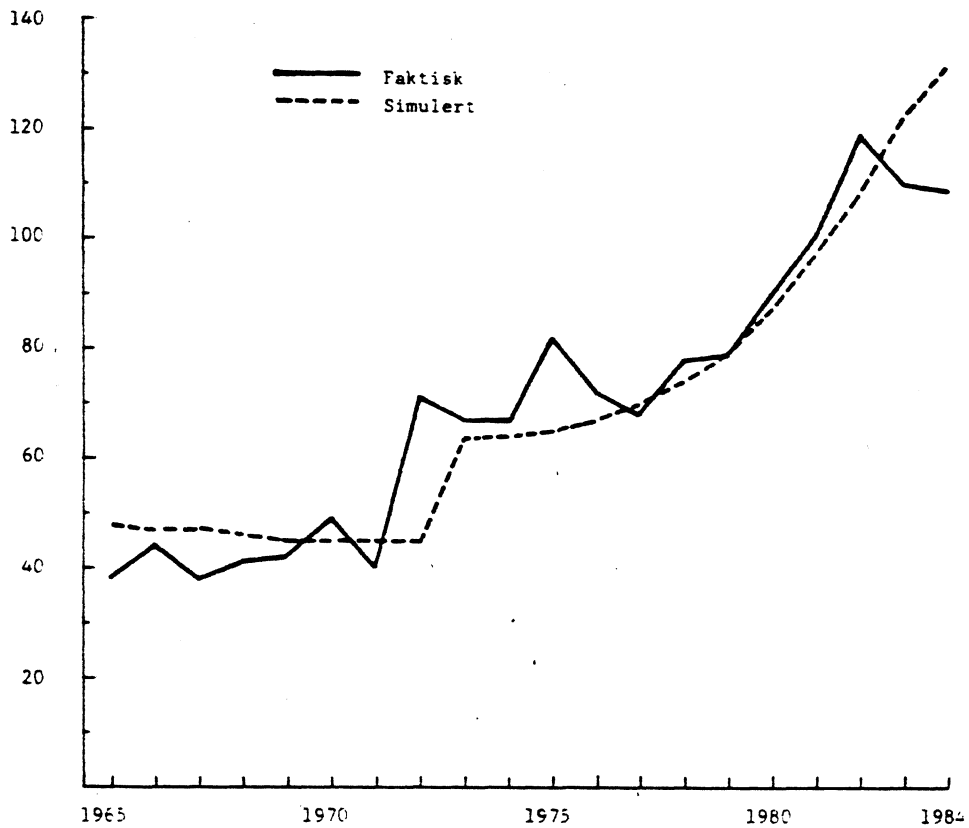
Figur 1. Faktisk og simulert produksjon av råolje i WOCA utenom USA (SWOCARE11) 1965-1984

Milliarder fat/år



Figur 2. Faktisk og simulert reserver i WOCA utenom USA (RWOCARE 1)

Milliarder fat



## Kapittel 4. Simulering av oljeprismodellen

### 4.1. Simulering av oljeprismodellen under forskjellige vekstforutsetninger i forbruksområdene

Simuleringene baseres her på den versjon av oljeprismodellen som er gjengitt i appendiks 1. Her er den nye modellformuleringen for RWOCA implementert. For alle seks simuleringer antas valutakurser, kostnader tilknyttet lagring, transport, raffinering og distribusjon av oljeprodukter og den indirekte beskatning å være konstante i reelle termer innenfor alle tre forbruksområder. For alle simuleringer forutsettes videre at man ser bort fra energisparing. For den simulerings-input som ikke er spesifisert under A-F under henvises til appendiks 3. KOPEC forutsetningen (produksjonskapasiteten i OPEC) er 48000 tusen fat/dag for hvert år for alle simuleringer.

- A - BNP-vekst i OECD på 2,5%. BNP-vekst i LDC på 4%. Konstant realpris på alternativ energi i alle forbrukerområdene.
- B - BNP-vekst i OECD på 2,5%. BNP-vekst i LDC på 4%. Innen hvert område forutsettes realprisen på alternativ energi å være tilknyttet realoljeproduktprisen på en slik måte at ved en marginal endring i den sistnevnte, vil realprisen på alternativ energi endres med 0,8 av den marginale endring i realoljeproduktprisen. Tallet 0,8 er valgt ut fra illustrasjonsmessige grunner. I modellen forutsettes at en oljeproduktprisøkning påvirker realprisen på alternativ energi i samme periode. Mer realistisk er det imidlertid å postulere tregheter i tilpasningen. Oljeprismodellen er imidlertid en årsmoell. Den korteste reaksjonsperioden kan således være ett år. De fleste er imidlertid enige om at tilpasninger skjer raskere. Dette er et forsvar for at tilpasninger er forutsatt å skje uten lag.
- C - BNP-vekst på 2,5% i alle tre forbruksområder. Konstant realpris på alternativ energi i alle tre forbruksområdene.
- D - BNP-vekst på 2,5% i alle forbruksområder. Innen hvert område samme forutsetning mellom endring i realprisen på oljeprodukter og realprisen på alternativ energi som under B.
- E - BNP-vekst i OECD på 1% årlig BNP-vekst i LDC på 2,5% årlig. Konstant realpris på alternativ energi i alle tre forbruksområder.
- F - BNP-vekst i OECD på 1% årlig. BNP-vekst i LDC på 2,5%. Innen hvert

område forutsettes samme tilknytning mellom realpris på oljeprodukter og realpris på alternativ energi som under B.

Koeffisientene i simuleringsmodellen er tilpasset slik at den passer i basisåret 1984. Dette er gjort ved å justere kontantleddene i atferdsligningene. Dette innebærer imidlertid at den kan gi predikasjoner for 1985 som ikke stemmer overens med det man faktisk har observert for en del variables tilfelle. Tabellene (1-8) gjengir simuleringsresultatene år for år for de viktigste endogene variable i modellen.

Simuleringsmodellen består av relasjonene A-A14 fra appendiks 1 for variantene A, C og E. Når vi bruker variantene B, D og F kommer A15-A17 i tillegg.

Tabell 1. Simuleringsresultater for RWOCA, produksjonen i RWOCA-området, (1 000) fat/dag) under alternative forutsetninger

SIMULERINGSFORUTSETNINGER

	A	B	C	D	E	F
ÅR						
1984	24 330,1	24 330,1	24 330,1	24 330,1	24 330,1	24 330,1
1985	24 427,2	24 427,2	24 427,2	24 427,2	24 427,2	24 427,2
1986	24 547,3	24 547,2	24 547,1	24 547,1	24 546,8	24 546,7
1987	24 799,9	24 798,5	24 798,9	24 796,4	24 796,7	24 795,2
1988	25 041,3	25 035,4	25 037,9	25 031,9	25 030,5	25 024,4
1989	25 401,6	25 387,4	25 393,4	25 378,8	25 375,3	25 360,0
1990	25 255,2	25 199,7	25 209,1	25 182,4	25 173,5	25 144,5
1992	24 544,4	24 492,4	24 500,5	24 443,4	24 404,2	24 337,0
1993	24 241,5	24 178,1	24 176,3	24 103,9	24 034,3	23 944,0
1994	24 134,7	24 063,0	24 041,2	23 954,9	23 839,5	23 724,3
1995	24 086,8	24 012,8	23 957,4	23 860,9	23 681,5	23 541,0
1996	24 091,4	24 023,8	23 919,2	23 818,4	23 556,4	23 392,2
1997	24 414,5	24 379,4	24 191,7	24 108,4	23 729,4	23 555,7
1998	24 755,5	24 786,7	24 478,5	24 441,9	23 913,6	23 725,7
1999	25 100,2	25 229,9	24 766,6	24 804,5	24 099,9	23 973,7
2000	25 446,5	25 701,7	25 054,4	25 190,1	24 288,5	24 216,3



Tabell 2. Simuleringsresultater for SOPEC, produksjonen for OPEC  
 (1 000 fat/dag) under alternative forutsetninger

## SIMULERINGSFORUTSETNINGER

A	B	C	D	E	F
---	---	---	---	---	---

AR

1984	18 148,8	18 148,8	18 148,8	18 148,8	18 148,8	18 148,8
1985	19 801,7	19 768,0	19 634,9	19 595,4	19 267,3	19 215,5
1986	23 416,3	22 507,6	23 094,6	22 165,1	22 355,5	21 386,1
1987	25 205,1	24 329,0	24 755,7	23 829,2	23 716,8	22 683,5
1988	26 132,3	25 627,4	25 581,2	24 984,7	24 337,0	23 539,2
1989	26 410,6	26 378,3	25 768,3	25 598,9	24 375,2	23 902,8
1990	26 944,1	27 410,3	26 249,4	26 533,6	24 753,2	24 637,1
1991	27 276,9	28 208,4	26 512,7	27 219,9	24 947,9	25 172,8
1992	27 535,5	28 873,6	26 696,0	27 768,9	25 123,9	25 653,8
1993	27 779,8	29 471,4	26 890,7	28 277,5	25 289,8	26 086,9
1994	27 842,5	29 835,5	26 882,4	28 529,4	25 276,1	26 301,9
1995	27 892,1	30 145,9	26 863,5	28 726,7	25 248,5	26 467,6
1996	27 951,9	30 438,8	26 845,9	28 892,2	25 217,4	26 601,1
1997	27 769,6	30 443,4	26 588,7	28 768,0	24 941,7	26 445,0
1998	27 643,1	30 461,9	26 364,8	28 628,6	24 704,9	26 282,4
1999	27 587,6	30 524,0	26 213,2	28 527,6	24 547,6	26 165,9
2000	27 619,9	30 663,6	26 152,3	28 500,1	24 442,7	26 079,3

Tabell 3. Simuleringsresultater for ASWOCA, forholdet mellom produksjonen i RWOCA og totalt forbruk under alternative forutsetninger

## SIMULERINGSFORUTSETNINGER

A	B	C	D	E	F
---	---	---	---	---	---

ÅR

1984	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
1985	0,537	0,537	0,539	0,539	0,543	0,544
1986	0,498	0,508	0,502	0,511	0,509	0,520
1987	0,484	0,492	0,488	0,497	0,498	0,508
1988	0,477	0,482	0,482	0,488	0,494	0,502
1989	0,478	0,479	0,484	0,486	0,497	0,502
1990	0,472	0,468	0,478	0,475	0,492	0,492
1991	0,465	0,457	0,472	0,465	0,486	0,483
1992	0,460	0,448	0,467	0,457	0,480	0,475
1993	0,455	0,440	0,462	0,449	0,475	0,467
1994	0,453	0,436	0,461	0,446	0,473	0,462
1995	0,452	0,433	0,460	0,443	0,472	0,459
1996	0,452	0,431	0,460	0,441	0,471	0,456
1997	0,457	0,435	0,465	0,445	0,475	0,459
1998	0,461	0,438	0,470	0,450	0,479	0,463
1999	0,465	0,442	0,474	0,454	0,483	0,466
2000	0,468	0,446	0,477	0,458	0,486	0,470

Tabell 4. Simuleringsresultater for SWOCARES, produksjonen i RWOCA  
utenom USA, (1 000 fat/dag) under alternative forutsetninger

## SIMULERINGSFORUTSETNINGER

A	B	C	D	E	F
---	---	---	---	---	---

ÅR

1984	13 945,1	13 945,1	13 945,1	13 945,1	13 945,1	13 945,1
1985	14 145,1	14 145,5	14 145,1	14 145,1	14 145,5	14 145,5
1986	14 367,9	14 367,9	14 367,8	14 367,8	14 367,4	14 367,4
1987	14 721,9	14 720,4	14 720,8	14 719,3	14 718,6	14 717,1
1988	15 063,5	15 057,6	15 060,1	15 054,1	15 052,7	15 046,6
1989	15 523,1	15 508,9	15 514,9	15 500,3	15 496,7	15 481,4
1990	15 445,0	15 419,4	15 428,9	15 402,2	15 393,2	15 364,3
1991	15 189,8	15 151,2	15 162,1	15 120,8	15 100,9	15 054,5
1992	14 957,8	14 905,9	14 913,9	14 856,8	14 817,7	14 750,4
1993	14 750,3	14 687,0	14 685,1	14 612,7	14 543,1	14 452,9
1994	14 738,0	14 666,3	14 644,5	14 558,2	14 442,8	14 327,6
1995	14 783,5	14 709,5	14 654,2	14 557,6	14 378,2	14 237,7
1996	14 880,7	14 813,1	14 708,5	14 607,8	14 345,7	14 181,6
1997	15 295,4	15 260,3	15 012,7	14 989,4	14 610,3	14 436,7
1998	15 727,2	15 758,4	15 450,2	15 413,6	14 885,3	14 724,4
1999	16 161,8	16 291,4	15 828,1	15 866,1	15 161,5	15 035,3
2000	16 597,0	16 852,2	16 204,9	16 340,5	15 439,0	15 366,7

Tabell 5. Simuleringsresultater for P, realprisindeksen for råolje,  
under alternative forutsetninger

## SIMULERINGSFORUTSETNINGER

A	B	C	D	E	F
---	---	---	---	---	---

RR

1984	1	1	1	1	1	1
1985	0,9910	0,9907	0,9894	0,9891	0,9861	0,9856
1986	0,7781	0,7668	0,7725	0,7613	0,7604	0,7492
1987	0,8324	0,8089	0,8205	0,7968	0,7945	0,7707
1988	0,9010	0,8695	0,8804	0,8480	0,8367	0,8025
1989	0,9735	0,9420	0,9431	0,9081	0,8795	0,8390
1990	1,05513	1,0315	1,0133	0,9829	0,9274	0,8853
1991	1,14249	1,1359	1,0877	1,0693	1,9780	0,9392
1992	1,2344	1,2536	1,1651	1,1655	1,0312	1,0001
1993	1,3308	1,3840	1,2459	1,2713	1,0867	1,0678
1994	1,4284	1,5226	1,3264	1,3820	1,1421	1,1388
1995	1,5269	1,6683	1,4067	1,4967	1,1971	1,2125
1996	1,6264	1,8211	1,4866	1,6147	1,2516	1,2884
1997	1,7227	1,9740	1,5623	1,7303	1,3021	1,3617
1998	1,8165	2,1273	1,6343	1,8430	1,3494	1,4324
1999	1,9094	2,2822	1,7039	1,9537	1,3944	1,5013
2000	2,0029	2,4405	1,7726	2,0638	1,4381	1,5688

Tabell 6. Simuleringsresultater for DUSA, forbruk av råolje i USA,  
(1 000 fat/dag) under alternative forutsetninger

## SIMULERINGSFORUTSETNINGER

A	B	C	D	E	F
---	---	---	---	---	---

ÅR

1984	15 150,0	15 150,0	15 150,0	15 150,0	15 150,0	15 150,0
1985	15 975,9	15 970,9	15 978,8	15 973,0	15 821,1	15 813,4
1986	17 208,7	17 075,0	17 224,4	17 086,0	16 900,9	16 756,3
1987	18 100,4	17 980,2	18 143,7	18 013,5	17 678,4	17 530,5
1988	18 582,8	18 555,3	18 670,3	18 626,7	18 103,0	18 025,5
1989	18 762,2	18 852,0	18 909,2	18 979,4	18 268,4	18 291,3
1990	18 765,5	18 964,2	18 983,5	19 164,2	18 292,6	18 420,4
1991	18 459,4	18 726,1	18 752,5	19 009,1	18 031,1	18 241,9
1992	18 119,6	18 403,3	18 491,2	18 778,5	17 764,2	18 026,3
1993	17 782,7	18 038,0	18 234,4	18 511,4	17 488,1	17 770,6
1994	17 438,5	17 627,5	17 970,1	18 201,9	17 208,7	17 483,9
1995	17 108,3	17 204,2	17 719,8	17 880,7	16 934,5	17 180,0
1996	16 796,8	16 782,3	17 488,0	17 561,1	16 670,0	16 869,0
1997	16 512,1	16 376,7	17 262,9	17 257,0	16 423,6	16 563,3
1998	16 250,6	15 990,8	17 101,3	16 972,1	16 201,0	16 273,8
1999	16 019,1	15 636,4	16 951,2	16 719,0	16 012,3	16 015,1
2000	15 820,6	15 319,4	16 836,5	16 505,1	15 842,3	15 775,6

Tabell 7. Simuleringsresultater for DOECD, forbruk av råolje i OECD utenfor  
USA under alternative forutsetninger

## SIMULERINGSFORUTSETNINGER

A	B	C	D	E	F
---	---	---	---	---	---

AR

1984	18 765,0	18 765,0	18 765,0	18 765,0	18 765,0	18 765,0
1985	19 215,4	19 193,7	19 221,4	19 196,0	19 009,0	18 975,7
1986	20 550,8	19 968,4	20 579,1	19 979,0	20 152,6	19 531,6
1987	21 203,6	20 676,4	21 272,2	20 707,2	20 672,5	20 046,1
1988	21 389,1	21 096,3	21 513,8	21 157,5	20 787,2	20 313,1
1989	21 356,0	21 329,3	21 548,8	21 431,7	20 713,1	20 417,7
1990	21 231,6	21 471,7	21 497,7	21 624,7	20 567,3	20 453,8
1991	21 027,0	21 514,0	21 371,9	21 725,5	20 350,6	20 407,3
1992	20 794,2	21 502,0	21 221,9	21 778,9	20 135,6	20 346,6
1993	20 568,7	21 474,0	21 081,2	21 821,9	19 910,7	20 261,0
1994	20 338,1	21 414,7	20 936,8	21 837,2	19 687,4	20 158,1
1995	20 123,2	21 349,9	20 809,4	21 850,3	19 471,8	20 046,0
1996	19 924,9	21 286,0	20 700,4	21 867,1	19 265,9	19 929,8
1997	19 756,4	21 233,0	20 622,8	21 897,4	19 082,0	19 817,8
1998	19 607,8	21 186,4	20 567,3	21 936,3	18 922,8	19 716,6
1999	19 485,2	21 159,8	20 541,5	21 998,3	18 798,4	19 642,5
2000	19 391,0	21 161,2	20 548,3	22 092,6	18 686,6	19 576,3

Tabell 8. Simuleringsresultater for DLDC, råoljeforbruket i LDC, (1 000 fat/dag) under alternative forutsetninger

SIMULERINGSFORUTSETNINGER						
	A	B	C	D	E	F
ÅR						
1984	11 800,0	11 800,0	11 800,0	11 800,0	11 800,0	11 800,0
1985	12 269,0	12 261,9	12 093,2	12 085,0	12 095,7	12 084,8
1986	12 935,4	12 742,8	12 569,5	12 377,2	12 580,1	12 376,1
1987	13 432,2	13 202,2	12 870,0	12 637,3	12 893,9	12 633,7
1988	13 932,8	13 742,5	13 166,3	12 963,7	13 208,6	12 956,3
1989	14 425,3	14 315,8	13 435,9	13 297,9	13 500,2	13 285,0
1990	14 903,4	14 905,4	13 708,5	13 658,4	13 798,1	13 638,7
1991	15 394,5	15 533,7	13 964,6	14 020,3	14 081,4	13 992,2
1992	15 897,4	16 192,0	14 214,7	14 386,2	14 359,5	14 384,3
1993	16 401,3	16 868,8	14 482,7	14 779,5	14 656,4	14 730,6
1994	16 932,0	17 587,7	14 748,0	15 176,5	14 950,8	15 115,4
1995	17 478,1	18 335,9	15 523,0	15 587,9	15 254,9	15 513,9
1996	18 052,8	19 125,6	15 308,0	16 013,7	15 569,2	15 925,8
1997	18 646,9	19 944,3	15 606,0	16 453,2	15 896,7	16 350,8
1998	19 271,6	20 802,7	15 905,0	16 893,4	16 226,0	16 776,1
1999	19 914,8	21 689,0	16 218,4	17 364,1	16 568,1	17 213,4
2000	20 586,1	22 616,0	16 553,2	17 823,7	16 933,6	17 674,9

#### Kommentarer til simuleringsresultatene

Samtlige simuleringsforutsetninger gir en forholdsvis stabil totalproduksjon av råolje hos produsenter utenfor OPEC og CPE. Selv under det sterkeste vekstscenariet får en at produksjonsøkningen fra 1984 til 2000 bare har vært 5,6%. Årsaken til denne stabile råoljeproduksjonen er tosidig. For alle simuleringer er det lagt til grunn at USA's produksjonen reduseres årlig fra og med 1984. (Jfr. relasjon 9 i appendiks 1). I år 2000 vil således oljeproduksjonen ha sunket til et nivå på ca. 8,8 millioner fat/dag. Denne produksjonsnedgang blir kompensert ved at

produksjonen øker hos andre aktører i denne produksjonsblokken. Produksjonsøkningen hos disse aktørene kommer i stand ved en økning i realprisnivået på råolje. Produksjonen er imidlertid så uelastisk m.h.p. prisøkning at den bare i liten grad fører til en produksjonsoppgang for hele blokken når en tar hensyn til at USA's produksjon avtar over tid.

Det faktum at produksjonsutviklingen for produksjonsblokken som helhet spriker i veldig liten grad scenariene imellom skyldes for det første at USA's produksjonsnedgang er forutsatt prisuavhengig. Dertil kommer tregheten i tilbudstilpasningen for andre produsenter i produksjonsblokken. Produksjonsøkninger skyldes reserveøkning. Reserveøkning kommer til ved at en får en prisøkning. Med en lag-lengde på 10 år og med størst vekt tillagt tidspunktet lengst tilbake følger det at oljeproduksjonen bare på lang sikt kan oppvise store forskjeller under de forskjellige simuleringsforutsetningene.

Alle simuleringene indikerer en markant økning for OPEC-produsentene. Selv under det laveste vekstalternativet får en at produksjonsnivået i 2000 ligger over 6 million fat/dag over produksjonsnivået i 1984. Veksten i råolje markedet blir således i hovedsak ivaretatt ved økt produksjon fra OPEC-produsentene. Sammenlignet med produksjonsblokken over gir prisimpulser her et mye raskere kvantumsutslag. Dette skyldes at det er mye ledig produksjonskapasitet i OPEC som lett kan aktiviseres. Produksjonsøkningene til OPEC over tid og stabiliteten av oljeproduksjonen hos andre produsenter fører selvsagt til at OPEC's markedsandel styrkes over tid.

Hvor sterk vekst en får i råoljeforbruket i de forskjellige områdene er selvfølgelig avhengig av forutsetningene om vekstratene i økonomiene og om utviklingen av realkostnadene ved alternativ energi. For en gitt råoljepris vil det være slik at desto høyere vekstraten for BNP er, desto mer vil forbruksområdene etterspørre av råolje. Etterspørselsøkningene vil imidlertid avstedkomme prisøkning. Denne prisøkningen vil i sin tur virke dempende på etterspørselen igjen. Hvor dempende effekten vil være, er naturlig nok et resultat av de etterspørselsetastisiteter som er blitt valgt.

I de tilfeller hvor realprisen på alternativ energi er endogenisert vil substitusjonsvirkningene bort fra råolje og over til andre energikilder i stor grad bli motvirket. Dette medfører imidlertid at veksten i råoljeprisen blir sterkere og at man p.g.a. prisøkningens inntektsvirkninger likevel kan ende opp med mindre forbruk i dette tilfellet enn i tilfellet



med konstant realpris for alternativ energi. For USA's vedkommende ser vi f.eks. at dette er tilfelle når BNP-veksten er 2,5% overalt. Hva som blir utfallet er avhengig av de forskjellige etterspørselsetelastisiteters relative forhold til hverandre innenfor hvert forbruksområde.

Modellen gir interessante prediksjoner for forskjeller i forbruksutvikling områdene imellom. Konstant realpris på alternativ energi og en BNP-vekstrate på 2,5% i alle områder gir det høyeste forbruksnivået i 2000. Det er verd å merke seg at høyvekstalternativene A/B gir lavere forbruksnivå i år 2000. Dette skyldes lav inntektselastisitet i etterspørselen etter råolje og at man i sistnevnte tilfeller får en mye sterkere realprisutvikling på råolje. Med forholdsvis høye direkte priselastiteter fører dette bl.a. til en forbruksnedgang for USA over perioden 1984-2000.

For LOC gir det svakeste vekstalternativet for forbruket en forbruksvekst på 40%. Grunnen til at veksten i forbruket i dette området blir så høy er for det første at man forventer en BNP-vekst her som vil overstige veksten i OECD-området. 2,5% er blitt antatt å være minimumsveksten for BNP i LDC. Hertil kommer at inntektselastiteten i dette området er høyere enn innen OECD. Til slutt må nevnes at tallverdien til de direkte priselastitetene er satt lave i etterspørselsfunksjonene.

De seks simuleringene gir et mulig variasjonsområde for råoljeprisnivået. Alle simuleringene har til felles at de gir en vekst i realnivået på råoljeprisen. Hvor stor veksten er avhenger imidlertid i sterk grad av simuleringsforutsetningene. Den svakeste prisutviklingen får en i tilfelle E. Her er veksten i realprisen beregnet å bli på 43% fra 1984 til 2000. Det er således stor variasjon i utviklingen i råoljeprisen selv ved relativt små endringer i BNP-vekst.

Det er lagt inn i forutsetningene at en får med det sterke prisfall på råolje som man har kunnet observere for 1986. Dette er gjort ved å bruke spesielle parameterverdier i OPEC's reaksjonsfunksjon for dette året.

Etter prisfallet vil imidlertid realprisen på råolje igjen begynne å stige i modellen. Tidspunktet for når realprisen på råolje igjen overstiger 1984-nivået avhenger først og fremst av økonomienes vekstrater. Stort sett når imidlertid realprisen på råolje opp til 1984-nivået i begynnelsen av 1990-årene.

#### 4.2. Modellsimulering under varierende forutsetninger for KOPEC

KOPEC er tidligere blitt definert som en produksjonskapasitetsvariabel for OPEC. Produksjonskapasitetens størrelse vil imidlertid være avhengig av prisforutsetninger. Under de simuleringene som gikk forut ble "produksjonskapasiteten" satt til 48 millioner fat pr. dag for alle år. Dette betyr ikke at 48 millioner fat pr. dag vil kunne bli produsert til de rådende priser. Det å fastsette KOPEC til et bestemt konstant nivå over tid har imidlertid konsekvenser for reaksjonskurvens beliggenhet og stabilitet over tid. Med en utvikling i KOPEC over tid vil man få en reaksjonskurve generert for hvert år.

En økning i KOPEC representerer isolert sett et press nedover på realprisen på råolje. For en gitt pris på råolje vil OPEC-produzentene tilby mer når "produksjonskapasiteten" øker. En økning i KOPEC kan bl.a. oppfattes som om enigheten innad i OPEC svekkes. Organisasjonen klarer ikke å moderere oljeproduksjonen til medlemslandene slik at prisen blir liggende på et lavere nivå enn hva som kan være ønsket.

Hensikten med dette avsnittet er å sammenligne to kapasitetsbaner for OPEC. Felles for begge simuleringene er at KOPEC i 1984 er satt til 35 millioner fat/dag. I det lave alternativet forutsetter jeg en årlig økning i KOPEC på 500 tusen fat/dag slik at man i år 2000 når en "produksjonskapasitet" på 43 millioner fat/dag. I det høye alternativet forutsettes en vekst i "kapasiteten" på 500 tusen fat/dag de to første årene og deretter en årlig vekst på 1 000 tusen fat/dag for resten av simuleringsperioden.

Dette bringer KOPEC opp til 50 millioner fat/dag i år 2000. Når det gjelder de øvrige modellforutsetninger så er disse felles med alternativ B under simuleringene i avsnitt 4.1. For begge alternativene nyttes ligningene A1-A17 fra appendiks 1.

Alternativet med den høyeste kapasitetsbanen gir fra og med 1987 en realpris på råolje som i sin helhet ligger under lavkapasitet alternativet. Avstanden mellom realprisene under de to simuleringene øker over tiden. Mens realprisen i det lave alternativet lå 10,6% over realprisen i det høye alternativet i 1990 var tallet 38,9% i år 2000. Reaksjonsfunksjonens beliggenhet har således stor innflytelse på den fremtidige prisutvikling på råolje. Likevel ser en at selv når man har den største "kapasitetsutbyggingen" ligger realprisen på råolje ca. 57% over nivået i 1984 i 2000. En del av realprisøkningen er således uavhengig av

"kapasitets"-forutsetningene.

Det er også verdt å merke seg at profilen på realprisutviklingen er ens under de to simuleringsalternativene. Simuleringsresultatene gir som resultat at oljeprisen faller fra 1984 til 1986. Allerede i 1987 begynner råoljeprisen i reelle termer å stige igjen. I det lave simuleringsalternativet når realprisen på råolje opp til 1984-nivået i 1990, mens dette i det høye alternativet skjer i 1991. Disse resultatene fikk en også under simuleringene i kapittel 4.

Simuleringsresultatene er gjengitt i tabellene 9-12.

Tabell 9. Lav-"kapasitetsbanen" (L) og høy-"kapasitetsbanen" (H). Simuleringsinput for KOPEC i de to tilfellene. KOPEC i 1 000 fat/dag

År	KOPEC	
	L	H
1984 .....	35 000	35 000
1985 .....	35 500	35 500
1986 .....	36 000	36 000
1987 .....	36 500	37 000
1988 .....	37 000	38 000
1989 .....	37 500	39 000
1990 .....	38 000	40 000
1991 .....	38 500	41 000
1992 .....	39 000	42 000
1993 .....	39 500	43 000
1994 .....	40 000	44 000
1995 .....	40 500	45 000
1996 .....	41 000	46 000
1997 .....	41 500	47 000
1998 .....	42 000	48 000
1999 .....	42 500	49 000
2000 .....	43 000	50 000

Tabell 10.

Simuleringsresultater for SOPEC (oljeproduksjonen i OPEC), SWOCA (Oljeproduksjonen i RWOCA), ASWOCA (Forholdet mellom oljeproduksjon i RWOCA og totalt forbruk), DUSA (Råoljeforbruket i USA), DOECD (Råoljeforbruket i OECD utenom USA) og DLDC (Råoljeforbruket i LDC) under henholdsvis lav- og høy- "kapasitetsbanen". Alle variable i 1 000 fat/dag. (Bortsett fra ASWOCA)

År	SOPEC		SWOCA		ASWOCA		DUSA		DOECD		DLDC	
	L	H	L	H	L	H	L	H	L	H	L	H
	1984	18148,8	18148,8	24330,1	24330,1	0,556004	0,556004	15150,0	15150,0	18765	18765	11800
1985	19765,3	19765,3	24427,2	24427,2	0,537186	0,537186	15966,5	15966,6	19188,9	19188,9	12262,1	12262,1
1986	20976,6	20976,6	24547,6	24547,6	0,524474	0,524474	17082,9	17082,9	19978,1	19978,1	12743,1	12743,1
1987	22902,2	22936	24798	24798,0	0,506286	0,505937	18017,1	18033,8	20713,5	20730,9	13199,6	13199,2
1988	25629,8	25783,7	25032,3	25030,9	0,481927	0,48049	18561,3	18640,9	21090,5	21167,6	13740,3	13736,2
1989	26198,4	26573,6	25384,1	25377,2	0,480191	0,476738	18761,8	18962,6	21226,8	21406,5	14323,9	14311,7
1990	27013,8	27702,7	25201,7	25181,7	0,471099	0,464912	18751,3	19129,3	21271,9	21586,2	14922,2	14898,9
1991	27613,1	28681	24848	24804,8	0,462365	0,452924	18390,2	18984,2	21244,3	21712,1	15556,6	15519,6
1992	28144,0	29629,7	24524,8	24445,5	0,454595	0,441611	17977,5	18807	21204,1	21833,5	16217,2	16164,8
1993	28717,5	30639,4	24234,5	24103,8	0,446867	0,430247	17597,7	18665,5	21191,7	21984,5	16892,7	16822,9
1994	29149,2	31516,2	24148,5	23946,8	0,442461	0,422022	17235,8	18535	21185	22140,8	17606,8	17518
1995	29600,7	32419,6	24130,5	23835,9	0,438648	0,414281	16911,9	18432	21202,7	22316,2	18346,6	18237,3
1996	30090,5	33370,3	24171,8	23759,1	0,435196	0,406768	16624,9	18354,8	21242,8	22511,6	19124,5	18993,1
1997	30312	34076,1	24577,6	24007,2	0,43756	0,404411	16379,4	18308,1	21312,8	22732,1	19928	19773,1
1998	30571,1	34826,1	25043,2	24290,9	0,440171	0,402188	16173	18289,2	21404,6	22970,2	20766,7	20587,6
1999	30948	35686,2	25490,6	24550,9	0,441636	0,39091	16010,5	18305,5	21528,7	23236,5	21629,3	21425,0
2000	31456,9	36669,3	25920,5	24794,5	0,441897	0,39517	15891	18359,5	21686,9	23535,8	22529,5	22298,5

Tabell 11. Simuleringsresultater for P, POECD, PUSA, PLOC, QUSA, QOECD og QLDE under henholdsvis lav- og høy-"kapasitetsbanen". Alle priser antar verdien 1 i basisåret.

År	Variabler					
	P		PUSA		POECD	
	L	H	L	H	L	H
1984	1	1	1	1	1	1
1985	0,994148	0,994148	0,99725	0,99725	0,997659	0,997659
1986	0,757833	0,757833	0,886182	0,886182	0,903133	0,903133
1987	0,794435	0,784072	0,903384	0,898514	0,917774	0,913629
1988	0,892277	0,856022	0,94937	0,93233	0,956911	0,942409
1989	0,992392	0,922091	0,996424	0,963383	0,996957	0,968837
1990	1,1033	0,991752	1,04855	0,996123	1,04132	0,996701
1991	1,21774	1,0608	1,10234	1,02858	1,0871	1,02432
1992	1,33329	1,12842	1,15664	1,06036	1,13331	1,05137
1993	1,45151	1,19631	1,21221	1,09226	1,1806	1,07852
1994	1,56724	1,2608	1,2666	1,12258	1,2269	1,10432
1995	1,68124	1,32289	1,32018	1,15166	1,27249	1,12907
1996	1,79487	1,38325	1,37359	1,18013	1,31795	1,1533
1997	1,8988	1,43615	1,42244	1,20449	1,35952	1,17446
1998	1,99472	1,48281	1,46752	1,22692	1,39789	1,19312
1999	2,08668	1,52607	1,51074	1,24725	1,43467	1,21043
2000	2,17892	1,56894	1,55409	1,2674	1,47157	1,22757

År	Variabler							
	PLDC		QUSA		QOECD		QLDC	
	L	H	L	H	L	H	L	H
1984	1	1	1	1	1	1	1	1
1985	0,997659	0,997659	0,9978	0,9978	0,99813	0,99813	0,99813	0,99813
1986	0,903133	0,903133	0,908945	0,908945	0,92251	0,92251	0,92251	0,92251
1987	0,917774	0,913629	0,922707	0,918811	0,93422	0,93090	0,93422	0,93090
1988	0,956911	0,942409	0,959469	0,945864	0,96553	0,953927	0,96553	0,953927
1989	0,996957	0,968837	0,997139	0,970706	0,99756	0,97507	0,99756	0,97507
1990	1,04132	0,996701	1,03884	0,996899	1,03306	0,99736	1,03306	0,99736
1991	1,0871	1,02432	1,08187	1,02286	1,0697	1,01945	1,0697	1,01945
1992	1,13331	1,05137	1,12532	1,04829	1,10665	1,04109	1,10665	1,04109
1993	1,1806	1,07852	1,16977	1,07381	1,14448	1,06282	1,14448	1,06282
1994	1,2269	1,10432	1,21328	1,09806	1,18152	1,08346	1,18152	1,08346
1995	1,27249	1,12907	1,25614	1,12133	1,21799	1,10326	1,21799	1,10326
1996	1,31795	1,1533	1,29887	1,1441	1,25436	1,12264	1,25436	1,12264
1997	1,35952	1,17446	1,33795	1,16399	1,28761	1,13957	1,28761	1,13957
1998	1,39789	1,19312	1,37401	1,18153	1,31831	1,1545	1,31831	1,1545
1999	1,43467	1,21043	1,40859	1,1978	1,34774	1,16834	1,34774	1,16834
2000	1,47157	1,22757	1,44327	1,21392	1,37725	1,18206	1,37725	1,18206

Tabell 12. Simuleringsresultater for SWOCARES og RWOCARE1 under henholdsvis lav- og høy-"kapasitetsbanen". SWOCARES i 1 000 fat/dag. RWOCARE1 i milliarder fat ved årets begynnelse

År	Variable			
	SWOCARES		RWOCARE1	
	L	H	L	H
1984.....	13 945,1	13 945,1	112,6	112,6
1985.....	14 145,5	14 145,5	114,218	114,218
1986.....	14 368,2	14 368,2	116,016	116,016
1987.....	14 719,9	14 719,9	118,856	118,856
1988.....	15 054,5	15 053,1	121,557	121,547
1989.....	15 505,6	15 498,6	125,2	125,144
1990.....	15 421,5	15 401,4	124,521	124,359
1991.....	15 165,1	15 121,9	122,451	122,102
1992.....	14 938,3	14 858,9	120,619	119,978
1993.....	14 743,3	14 612,6	119,045	117,99
1994.....	14 751,8	14 550,0	119,113	117,484
1995.....	14 827,3	14 532,6	119,723	117,344
1996.....	14 961,1	14 548,4	120,803	117,472
1997.....	15 458,5	14 888,2	124,82	120,215
1998.....	16 014,9	15 262,7	129,313	123,238
1999.....	16 552,1	15 612,5	133,65	126,063
2000.....	17 071,0	15 945,0	137,84	128,748

#### 4.3. Modellsimulering med eksogen OPEC-produksjon

I dette avsnittet sammenligner jeg simuleringer med to eksogene produksjonsbaner for OPEC-produsentene. Hovedsiktemålet med dette er å si noe om hvordan råoljeprisen avhenger av tilbudet fra denne produksjonsblokken. De to eksogene produksjonsbanene er gjengitt i tabell 13. Produksjonsnivåene i de to simuleringsoppleggene er forutsatt å avvike ubetydelig fram til 1990. Fra da av opereres med et høyt og et lavt produksjonsalternativ. Differansen mellom produksjonen i de to alternativene øker fra 1990 til 2000. Simuleringsresultatene er gjengitt i tabellene 14 og 15. Under begge simuleringsalternativer baserer jeg meg på de forutsetninger som i avsnitt 4.1 har benevnt med B, dvs. vekstraten for BNP er 2,5% for OECD 4% for LDC. Realprisen på alternativ energi i lokal

valuta er endogenisert.

Rent modellteknisk kommer denne simuleringsmodellen til ved at reaksjonsligningen for OPEC går over fra å være endogen til å bli en eksogen variabel. Simuleringene baserer seg med andre ord på ligningen i A1-A7 og A9-17 i appendiks 1. På tilbudssiden vil det nå være slik at det utelukkende SWOCA-variabelen som er prisavhengig ved at den avhenger av RWOCARE1, (råoljereservene i RWOCA utenom USA) som igjen er avhengig av tidligere priser.

Både nettoeksporten fra CPE og produksjonen fra OPEC er nå eksogent gitt. Ved inngangen til en vilkårlig periode  $t$  vil reservebeholdningen, RWOCARE1, være gitt, men dermed følger det også at i inneværende periode så vil SWOCA være uavhengig av den pris som da gjelder. Dette betyr at det samlede tilbud i hver periode vil være gitt og upåvirket av den rådende pris i perioden.

En markedsmodell av den type som er skissert ovenfor vil lett kunne lede til store prisbevegelser i markedet. Simuleringsresultatene er også i tråd med dette. Prisustabiliteten kan forklares på følgende måte: Anta at produksjonsøkningen fra OPEC's side et år er ekstra stor slik at dette leder til en sterk nedgang i realprisen på råolje dette året. Dette vil gi en sterk stimulans til etterspørselsøkning kommende år. Dersom produksjonsnivået neste år ligger moderat over produksjonsnivået i inneværende periode, vil man således få en kraftig økning av realprisen på råolje for at man skal få markedsklarering. Ubetydelige endringer i SWOCA fra periode til periode bestyrker også dette bildet. Et forsvar for å legge SOPEC eksogent inn i modellen kan være en mistanke om at enkle relasjoner à la reaksjonsfunksjonen ikke er egnet til å beskrive OPEC's markedsatferd. Spenning innad i OPEC kan lett medføre store produksjonsendringer, både positive og negative, fra år til år. Den ustabilitet som simuleringene gir for realprisen på råolje virker således ikke intuitivt urimelig.

Tabell 15 viser at "bølgebevegelser" gjør seg gjeldende under begge simuleringsalternativer. På lang sikt vil realprisen på råolje ved det høye produksjonsalternativet ligge vesentlig under det nivå man får dersom man benytter lavproduksjonsbanen.

For år 2000 gir høyproduksjonsalternativet en realpris på råolje som ligger 30% under prisnivået i lavproduksjonsalternativet. Ved å variere sitt produksjonsvolum kan OPEC således under våre sterkt stiliserte forutsetninger i stor grad styre prisutviklingen på råolje. Hva OPEC bestemmer seg for når det gjelder størrelsen på markedsført kvantum, vil



således ha signifikant virkning på prisutviklingen på råolje.

Tabell 13. Simuleringsinput for SOPEC under henholdsvis lavproduksjonsbanen (I) og høyproduksjonsbanen (J). SOPEC i 1 000 fat/dag

År	SOPEC	
	I	J
1984 .....	18 148,7	181 48,7
1985.....	20 000	20 000
1986.....	22 500	22 000
1987.....	24 500	24 000
1988.....	26 500	26 000
1989.....	28 500	28 000
1990.....	29 000	30 000
1991.....	29 500	31 000
1992.....	30 000	32 000
1993.....	30 500	33 000
1994.....	31 000	34 000
1995.....	31 500	35 000
1996.....	32 000	36 000
1997.....	32 500	37 000
1998.....	33 000	38 000
1999.....	33 500	39 000
2000.....	34 000	40 000

Tabell 14. Simuleringsresultater for SWOCA, ASWOCA, DUSA, DOECD, DLDC, SWOCARES og RWOCARE1 under henholdsvis lav og høyproduksjonsbanen. Bortsett fra ASWOCA og RWOCARE1 er variablene målt i 1 000 fat/dag. RWOCARE1 er målt i milliarder fat ved årets begynnelse.

Ar	Variabler					
	SWOCA		ASWOCA		DUSA	
	I	J	I	J	I	J
1984	24330,1	24330,1	0,556005	0,556005	15150,0	15150,0
1985	24427,2	24427,2	0,534428	0,534428	16081,0	16081,0
1986	24538,8	24538,8	0,507852	0,513162	17847,3	17603,6
1987	24722	24747,7	0,489525	0,49468	18931,9	18645,9
1988	24888,4	24937,9	0,472549	0,477574	19133,2	18842,9
1989	25179	25259,1	0,458142	0,463137	20002,9	19709,8
1990	24873,7	24983,3	0,450989	0,444042	19864,4	20349,8
1991	24416,2	24508,4	0,442353	0,431574	19257,5	20173,6
1992	23968,1	24039,7	0,433827	0,419397	18844,7	20060,9
1993	23556,4	23581,5	0,425695	0,407551	18399,1	19967,2
1994	23338,7	23299,8	0,41962	0,397744	17824,9	19670,0
1995	23168,2	23039,7	0,414101	0,388399	17539,4	19537,2
1996	23149,1	22896,2	0,410234	0,380486	17146,1	19444,9
1997	24001,5	23298,2	0,415384	0,378352	17299,8	19636,0
1998	24294,4	23393,6	0,4147a2	0,373261	17183,4	19714,8
1999	24454,5	23244,5	0,412842	0,365914	16917,9	19558,2
2000	25483,8	23877,5	0,419391	0,366458	17155,2	19831,8

Ar	DOECD		DLDC		SWOCARES		RWOCARE1	
	I	J	I	J	I	J	I	J
1984	18764,9	81764,9	11800	11800	13945,1	13945,1	112,6	112,6
1985	19313,2	19313,2	12258	12258	14145,5	14145,4	114,218	114,218
1986	20753,8	20495,9	12717,7	12719,3	14359,5	14359,5	115,946	115,946
1987	21398,5	21181,2	13121,6	13150,6	14643,9	14559,5	118,242	118,45
1988	21233,8	21076,5	13751,4	13748,5	14910,6	14960,2	120,396	120,796
1989	22071,4	21935,4	14334,7	14343,9	15300,5	15380,6	123,544	124,191
1990	21923,0	22573,5	14816,2	14790	15093,5	15203,0	121,878	122,757
1991	21923,0	22573,5	14816,2	14790	15093,5	15203,0	121,873	122,757
1991	21819,7	22607,6	15569,0	15457,1	14733,3	14825,5	118,964	119,709
1992	21696,6	22588,7	16156,9	16120,1	14381,6	14453,1	116,124	116,702
1993	21495,0	22550,3	16892,3	16793,9	14065,2	14090,3	113,57	113,772
1994	21673,3	22876,4	17570,6	17483,4	13942	13903,0	112,575	112,26
1995	21572,1	23082,9	18286,7	18149,7	13865	13736,5	111,953	110,916
1996	21618,4	23238,6	19114,6	18942,7	13938,5	13685,5	112,546	110,504
1997	21618,4	23238,6	19114,6	18942,7	13938,5	13685,5	112,546	110,504
1997	22103,5	23699,6	19828,2	19692,6	14882,5	14179,2	120,169	114,49
1998	22198,1	23930,4	20642,9	20478,4	15266,2	14365,3	123,267	115,993
1999	22203,0	24059,1	21563,5	21357,2	15516	14306,1	125,284	115,515
2000	22643,9	24566,7	22414,6	22209	16634,3	15028	134,313	121,344

Tabell 15. Simuleringsresultater for P, PUSA, POECD, PLOC, QUSA og QLDC under henholdsvis lav- og høyproduksjonsbanen. Samtlige variable Antar verdien i basisåret

År	Variable							
	P		PUSA		POECD		PLDC	
	I	J	I	J	I	J	I	J
1984	1	1	1	1	1	1	1	1
1985	0,906932	0,970218	0,956258	0,956258	0,962773	0,962773	0,962773	0,962773
1986	0,417279	0,543626	0,726121	0,785504	0,766912	0,81745	0,766912	0,817745
1987	0,811686	0,788497	0,911492	0,900593	0,924674	0,915399	0,924674	0,915399
1988	0,993186	1,04529	0,996797	1,02128	0,997274	1,01811	0,997274	1,01811
1989	0,506191	0,514649	0,76791	0,771885	0,802476	0,80586	0,802476	0,80586
1990	1,24296	0,790232	1,11419	0,901409	1,09718	0,916093	1,09718	0,916093
1991	0,941701	0,902919	0,9726	0,954372	0,976681	0,961168	0,976681	0,961168
1992	1,33121	0,997895	1,15567	0,999011	1,13248	0,999158	1,13248	0,999158
1993	1,39429	1,13015	1,18532	1,06117	1,15772	1,05206	1,15772	1,05206
1994	1,29366	0,96641	1,13802	0,984263	1,11746	0,986564	1,11746	0,986564
1995	1,74565	1,19864	1,35046	1,09336	1,29826	1,07946	1,29826	1,07946
1996	1,55851	1,19123	1,2625	1,08988	1,2234	1,07649	1,2234	1,07649
1997	1,49808	1,11009	1,2341	1,05174	1,19923	1,04404	1,19923	1,04404
1998	1,86141	1,31683	1,40486	1,14891	1,34456	1,12673	1,34456	1,12673
1999	1,8621	1,34118	1,40519	1,16035	1,34484	1,13647	1,34484	1,13647
2000	1,70661	1,21742	1,33211	1,10219	1,28264	1,08697	1,28264	1,08697

År	Variable					
	QUSA		QDECD		QLDC	
	I	J	I	J	I	J
1984	1	1	1	1	1	1
1985	0,965006	0,965006	0,970218	0,970218	0,970218	0,970218
1986	0,780897	0,828403	0,813529	0,85396	0,813529	0,85396
1987	0,929194	0,920475	0,939739	0,932319	0,939739	0,932319
1988	0,997438	1,01703	0,997819	1,01449	0,997819	1,01449
1989	0,814328	0,817508	0,841981	0,844688	0,841981	0,844688
1990	1,09135	0,921127	1,07775	0,932874	1,07775	0,932874
1991	0,97808	0,963498	0,981344	0,968934	0,981344	0,968934
1992	1,12453	0,999208	1,10599	0,999326	1,10599	0,999326
1993	1,14825	1,04894	1,12617	1,04165	1,12617	1,04165
1994	1,11041	0,98737	1,09397	0,989251	1,09397	0,989251
1995	1,28036	1,07469	1,23861	1,06356	1,23861	1,06356
1996	1,21	1,0719	1,17872	1,06119	1,17872	1,06119
1997	1,18728	1,04139	1,15938	1,03523	1,15938	1,03523
1998	1,32389	1,11913	1,27565	1,10138	1,27565	1,10138
1999	1,32415	1,12828	1,27587	1,10917	1,27587	1,10917
2000	1,26569	1,08175	1,22611	1,06957	1,22611	1,06957

#### 4.4 Simulering med tilbudsspesifikasjonen til Weyant/Kline

Her foretar jeg en simulering på oljeprismodellen ved å benytte den gamle tilbudsspesifikasjonen for RWOCA-området. Dette er den tidligere omtalte Weyant/Kline modellen fra avsnitt 2.8. La meg her kort gå igjennom relasjonene og redegjøre for parametervalg og andre forutsetninger.

$$(4.1) \text{SWOCA11}_t = m_1 \cdot \text{RRWOCA}_t$$

$\text{SWOCA11}_t$  angir råoljeproduksjonen i RWOCA målt i milliarder fat i år  $t$ .  $\text{RRWOCA}_t$  står for økonomiske og teknologisk utvinnbare reserver i begynnelsen av år  $t$  målt i milliarder fat. Parameteren  $m_1$  fastsettes slik at (4.1) passer i basisåret, 1984. Dette gir en  $m_1$  på 0,064954. Vi ser videre at  $m_1$ 's verdi indikerer en R/P-rate på ca. 15,4. Neste ligning angir hvordan den faktiske utvinningsgraden bestemmes.

$$(4.2) F_t = 0,9 \cdot F_{t-1} + (-0,15 + 0,45 \cdot P_t)$$

Parantesen i (4.2) angir det som tidligere er blitt kalt den optimale utvinningsraten.  $F_t$  står for realprisnivået på råolje i år  $t$ . Jeg har fastlagt  $F_{1983}$  til 0,3. Siden  $P_{1984} = 1$  må vi også ha  $F_{1984} = 0,3$ . Fastleggningen av  $F$  (som er en endogen variabel under simuleringene) kan vi dra nytte av ved neste ligning

$$(4.3) \text{RRWOCA}_t = F_t \cdot \text{YWOCA}_t$$

$\text{YWOCA}_t$  betegner her beholdningen av teknologisk sett utvinnbare ressurser målt i milliarder fat i begynnelsen av år  $t$ . Siden  $\text{RWOCA}_{1984}$  og  $F_{1984}$  allerede er fastlagt, følger  $\text{YWOCA}_{1984}$ . ( $\text{YWOCA}$  er en endogen variabel under simuleringen). Neste ligning er

$$(4.4) \text{YWOCA}_t = \text{YWOCA}_{t-1} + \text{ZWOCA}_{t-1} - \text{SWOCA11}_{t-1}$$

For basisåret har vi:

$$(4.4^*) \quad YWOCA_{1984} = YWOCA_{1983} + ZWOCA_{1983} - SWOCA_{11,1983}$$

$ZWOCA_t$  står for økonomiske ressurser som er blitt oppdaget gjennom år  $t$ . Størrelsen er målt i milliarder fat. Jeg har her valgt å bruke data for  $RWOCA_{1983}$  som utgangspunkt. Via ligning (4.1) bestemmer jeg så  $SWOCA_{11,1983}$ . Ligning (4.3) gir meg så  $YWOCA_{1983}$ . Dette gjør det mulig å bestemme  $ZWOCA_{1983}$  fra (4\*). Neste ligning tar opp forholdet mellom ressursoppdagelse og det gjenværende uoppdagede ressursgrunnlag.

$$(4.5) \quad ZWOCA_t = (-0,015 + 0,045 \cdot P_t) \cdot UWOCAt$$

$UWOCA_t$  står for igjenværende uoppdagede ressurser i begynnelsen av år  $t$ . Hvordan kan vi nå finne verdien på  $UWOCA_{1984}$ ? Igjen har jeg tatt utgangspunkt i  $RRWOCA$ -variabelen som jeg har data for. Av (4.4) vet vi at følgende må gjelde

$$(4.4^{**}) \quad YWOCA_{1985} = YWOCA_{1984} + ZWOCA_{1984} - SWOCA_{11,1984}$$

$YWOCA_{1985}$  kan man finne et anslag på ved å anta at også  $F_{1985} = 0,3$ . (Dette forhindrer ikke at den simulerte verdi for  $F$  for 1985 kan divergere fra dette nivå.) Antagelsen gjør det mulig å beregne  $ZWOCA_{1984}$ . Går vi tilbake til ligning (4.5) oppdager vi at  $UWOCA_{1984}$  nå kan anslås siden funksjonen er fullstendig spesifisert og  $P_{1984} = 1$ . Neste ligning viser nedgangen i gjenværende uoppdagede ressurser fra år til år.

$$(4.6) \quad UWOCAt = UWOCAt-1 - ZWOCA_{t-1}$$

Siden  $UWOCA_{1984}$  og  $ZWOCA_{1983}$  er beregnet, følger  $UWOCA_{1983}$ . Siste ligningen overfører  $WOCA$ -produksjonen fra å være målt i milliarder fat pr. år til å bli målt i tusen fat pr. dag.

$$(4.7) \quad SWOCAt = \frac{1\,000\,000}{365} \cdot SWOCA_{11,t}$$

Med dette har jeg redegjort for parameter- og inputforutsetninger som er nødvendig for simulering av oljeprismodellen med denne tilbudsspesifikasjonen for  $RWOCA$ . Inputdataene er dels tilgjengelig i appendiks 3 og dels tilgjengelig i dette. Simuleringsinput som er knyttet til Weyant/Kline spesifikasjonen av tilbudet for  $RWOCA$  er gjengitt i dette appendiks.

Siden jeg er interessert i å finne ut virkningen av å operere med forskjellige tilbudsspesifikasjoner på de endogene variable i modellen og spesielt virkningen på realprisen på råolje i modellen, har jeg standardisert de øvrige forutsetningene. Konkret betyr dette at jeg for resten av modellen, dvs. når en ser bort fra tilbudsspesifikasjonene for RWOCA, benytter samme simuleringsforutsetninger som under den høye "kapasitetsbanen" i avsnitt 4.2. I tabellene 16 og 17 som følger under er simuleringsbanene for samme variabel under de to tilbudsspesifikasjonene gruppert sammen slik at man kan se en eventuell divergens år for år. De variable som er behandlet på denne måten er SWOCA, SOPEC, DLDC, DOECD, DUSA, ASWOCA og P. Simuleringen med min tilbudsspesifikasjon benevnes G, mens simuleringen med den "gamle" tilbudsspesifikasjonen benevnes H.

Under simuleringen av H alternativet nyttes relasjonene A1-A8 fra appendiks 1 og i tillegg relasjonene (2.30)-(2.36) fra avsnitt 2.8. Simuleringsresultatet under den "gamle" tilbudsspesifikasjonen for UWOCA, QOECD og QLDC er gjengitt i tabellene 18 og 19. PUSA, POECD og PLDC er realprisindekser på oljeprodukter i lokal valuta i hver av de tre forbruksområdene. QUSA, QOECD og QLDC er realprisindekser for alternativ energi i lokal valuta for hver av de tre forbruksområdene.

Tabell 16. Simuleringsresultater for SOPEC, SWOCA, ASWOCA og P under alternative tilbudsspesifikasjoner for RWOCA.  
SOPEC og SWOCA målt i 1 000 fat/dag.

År	SOPEC		SWOCA		ASWOCA		P	
	G	H	G	H	G	H	G	H
1984	18148,8	18148,8	24330,1	24330	0,556004	0,556002	1	1
1985	19765,3	19610,6	24427,2	24588,8	0,537186	0,540657	0,994148	0,991519
1986	20976,6	21534,4	24547,6	23971,6	0,524474	0,512368	0,757833	0,766114
1987	22936,0	24190,7	24798,0	23397,3	0,505937	0,478786	0,784072	0,821957
1988	25783,7	27059,3	25030,9	23357,5	0,48049	0,451817	0,856022	0,934476
1989	26573,6	27480,2	25377,2	23775,9	0,476738	0,452562	0,922091	1,02747
1990	27702,7	27499,1	25181,7	24480,3	0,464912	0,459643	0,991752	1,09149
1991	28681,0	27269,5	24804,8	25300,5	0,452924	0,469832	1,0608	1,12507
1992	29629,7	27263,3	24445,5	26113,6	0,441611	0,477773	1,12842	1,13752
1993	30639,4	27622,3	24103,8	26850,4	0,430247	0,481598	1,19631	1,13793
1994	31516,2	28291	23946,8	27480,6	0,422022	0,481679	1,2608	1,13252
1995	32419,6	29221,4	23835,9	28001,1	0,414281	0,478630	1,32269	1,12591
1996	33370,3	30350,6	23759,1	28427,7	0,406768	0,473335	1,38325	1,12153
1997	34076,1	31595,6	24007,2	28786,5	0,404411	0,466843	1,43615	1,12147
1998	34826,2	32883,6	24290,9	29106,8	0,402188	0,460037	1,48281	1,12667
1999	35686,2	34177,6	24550,9	29416,5	0,399891	0,45344	1,52607	1,13744
2000	36669,3	35473,1	24794,5	29741,7	0,39517	0,447279	1,56894	1,15405

Tabell 17. Simuleringsresultater for DUSA, DOECD og DLDC under alternative tilbudsspesifikasjoner for RWOCA. De variable målt i 1 000 fat/dag

År	DUSA		DOECD		DLDC	
	G	H	G	H	G	H
1984	15 150,0	15 150,0	18 765	18 765	11 800	11 800,0
1985	15 966,5	15 969,8	19 188,9	19 192,6	12 262,1	12 262,0
1986	17 082,9	17 074,7	19 978,1	19 968,4	12 743,1	12 742,9
1987	18 033,8	17 959,9	20 730,9	20 655,5	13 199,2	13 202,6
1988	18 640,9	18 427,4	21 167,6	20 970,7	13 736,2	13 748,7
1989	18 962,6	18 570,4	21 406,5	21 080,1	14 311,7	14 335,5
1990	19 129,3	18 589,4	21 586,2	21 190,8	14 898,9	14 929,2
1991	18 984,2	18 405,3	21 712,1	21 348,4	15 519,6	15 546,3
1992	18 807,0	18 327,7	21 833,5	21 600,4	16 164,6	16 178,8
1993	18 665,5	18 423,5	21 984,8	21 961,2	16 822,9	16 818
1994	18 535	18 636,6	22 140	22 374,9	17 518,0	17 490
1995	18 432	18 936,6	22 316,2	22 831,3	18 237,3	18 184,6
1996	18 354,8	19 284	22 511,6	23 309,6	18 993,1	18 914,7
1997	18 308,1	19 648,4	22 732,1	23 794,2	19 773,1	19 669,6
1998	18 289,2	19 998,2	22 970,2	24 260,6	20 587,6	20 461,7
1999	18 305,5	20 328,7	23 236,5	24 715,8	21 425,0	21 279,7
2000	18 359,5	20 639,9	23 535,8	25 169	22 298	22 135,8



Tabell 18. Simuleringsresultater for UWOCA, ZWOCA, YWOCA, RRWOCA og F under den tilbudsspesifikasjonen H. UWOCA, YWOCA og RWOCA i milliarder fat ved årets begynnelse. ZWOCA i milliarder fat/år.

År	Variable				
	UWOCA	ZWOCA	YWOCA	RWOCA	F
1984	477,126	14,3138	455,732	136,72	0,3
1885	462,816	13,7077	461,166	138,174	0,299618
1986	449,105	8,74637	465,898	134,706	0,289132
1987	440,358	9,68263	465,895	131,478	0,282206
1988	430,676	11,6504	467,037	131,255	0,281037
1989	419,025	13,0887	470,162	133,606	0,284169
1990	405,936	13,8494	474,572	137,564	0,289869
1991	392,087	13,9694	479,486	142,173	0,296511
1992	378,117	13,6834	484,221	146,742	0,303048
1993	364,434	13,195	488,373	150,883	0,30895
1994	351,239	12,6317	491,767	154,424	0,314018
1995	338,607	12,0768	494,368	157,349	0,318282
1996	326,53	11,5817	496,224	159,746	0,321923
1997	314,948	11,17	497,429	161,763	0,325197
1998	303,778	10,8449	498,092	163,562	0,328377
1999	292,933	10,5998	498,313	165,303	0,331724
2000	282,333	10,4272	498,176	167,13	0,335484

Tabell 19. Simuleringsresultater for PUSA, POECD, PLDC, QUSA, QOECD, QLDC under den tilbudsspesifikasjonen H. Alle variable antar verdien 1 i basisåret

År

Variable

	PUSA	POECD	PLDC	QUSA	QOECD	QLDC
--	------	-------	------	------	-------	------

1984	1	1	1	1	1	1
1985	0,996014	0,996608	0,996608	0,996811	0,997286	0,997266
1986	0,890073	0,906445	0,906445	0,912059	0,925156	0,925156
1987	0,91632	0,928783	0,928783	0,933056	0,943026	0,943026
1988	0,969204	0,97379	0,975363	0,975363	0,979032	0,979032
1989	1,01291	1,01099	1,01099	1,01033	1,00879	1,00879
1990	1,043	1,0366	1,0366	1,0344	1,02928	1,02928
1991	1,05878	1,05003	1,05003	1,04703	1,04002	1,04002
1992	1,06463	1,05501	1,05501	1,0517	1,044	1,044
1993	1,06483	1,05517	1,05517	1,05186	1,04414	1,0414
1994	1,06228	1,05301	1,05301	1,0493	1,04241	1,04241
1995	1,05918	1,05037	1,05037	1,04734	1,04029	1,04029
1996	1,05712	1,04861	1,04861	1,0457	1,03889	1,03889
1997	1,05709	1,04859	1,04859	1,04567	1,03887	1,03887
1998	1,05953	1,05067	1,05067	1,04763	1,04053	1,04053
1999	1,0646	1,05498	1,05498	1,05168	1,04398	1,04398
2000	1,0724	1,06162	1,06162	1,05792	1,04929	1,04929

Simuleringsinput som er knyttet til Weyant/Kline tilbudsspesifikasjonen for RWOCA

År	Variabel						
	UWOCA	ZWOCA	SWOCA	F	RWOCA	SWOCA11	YWOCA
1983	481,823	4,69653	24 557,9	0,3	138	8,96362	460

Som det fremgår av tabell 16 gir modellberegningen at realprisutviklingen for råolje er sterkest under simuleringsalternativet G for RWOCA. Hovedgrunnen til dette synes å være at ved denne modellformulering blir tilbudet fra RWOCA mindre prisavhengig, noe som skyldes to forhold. Det første er at USA's produksjon er blitt forutsatt redusert over tid. Det andre er at estimeringsresultatene for det øvrige RWOCA ga små prisimpulser til tilbudet. Mindre tilbud fra RWOCA ved tilbudsrelasjonen G fører til et press oppover på realprisen på råolje. Den høyere realprisen på råolje fører til høyere OPEC-produksjoner under G-alternativet.

Av tabell 16 fremgår det at produksjonen av råolje under G-alternativet samlet sett vil ligge ca. 3,7 millioner fat/dag under den samlede produksjonen under H-alternativet i år 2000. Ser en på SOPEC og SWOCA hver for seg, ligger nivået for SOPEC under G-alternativet 1,2 millioner fat/dag over H-alternativet i dette året.

For SWOCA's vedkommende blir produksjonen i år 2000 redusert med nesten 5 000 tusen fat/dag når man går fra H- til G-alternativet. Begge simuleringene har det til felles at RWOCA's produksjonsandel er avtagende over tid. Nedgangen blir naturlig nok sterkest under G-alternativet med en moderat produksjonsutvikling for RWOCA.

Tabell 17 viser forbruksutviklingen i hver av de tre forbruksområdene under de to simuleringsalternativene. Når den samlede produksjon går ned, må også det samlede forbruk reduseres. Det interessante er imidlertid at til tross for den markante totale forbruksnedgangen når man går fra H- til G-alternativet så gir simuleringene svært like utviklingsbaner for DLDC. I år 2000 f.eks. er forskjellen bare litt over 150 tusen fat/dag i G-alternativets favør. Grunnen til dette er de lave direkte priselastisitetene som er blitt brukt i råoljeetterspørselsfunksjonen for LDC. En prisøkning på oljeprodukter i lokal valuta fører til en

etterspørselsnedgang. P.g.a. etterspørselsfunksjonens lave direkte pris-  
elastisiteter vil imidlertid etterspørselsnedgangen være moderat. Samtidig  
drar prisøkningen på oljeprodukter med seg realprisen på alternativ energi  
oppover. Dette medfører isolert sett en økning i etterspørselen etter  
råolje igjen.

## APPENDIKS 1

Oljeprismodellen på ligningsform

Basisåret i modellen er 1984

## Symbolforklaringer

## Endogene:

- ASWOCA - RWOCA produsentenes andel av råoljemarkedet
- DLDC - Forbruk av råolje i LDC (Least Developing Countries) målt i 1000 fat/dag
- DOECD - Forbruk av råolje i OECD utenom USA målt i 1000 fat/dag
- DUSA - Forbruk av råolje i USA målt i 1000 fat/dag
- P - Indeks for realprisen på råolje målt i dollar. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- PLDC - Indeks for realprisen på oljeprodukter i LDC. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- POECD - Indeks for realprisen på oljeprodukter i OECD utenom USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- PUSA - Indeks for realprisen på oljeprodukter i USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- RWOCARE1 - Påviste oljereserver ved årets begynnelse målt i milliarder fat i RWOCA
- SOPEC - Råoljeproduksjon i OPEC målt i 1000 fat/dag utenom USA
- SWOCA - Oljeproduksjon hos produsenter utenom OPEC og de sentraldirigerte økonomier målt i 1000 fat/dag
- SWOCARES - Råoljeproduksjon i verden utenom OPEC, USA og de sentraldirigerte økonomier målt i 1000 fat/dag
- SWOCARE1 - Råoljeproduksjon i verden utenom USA, OPEC og de sentraldirigerte økonomier målt i milliarder fat pr. år
- SWOCAUSA - USA's råoljeproduksjon målt i 1000 fat/dag

## "Eksogene"

- ALDC - En koeffisient som sørger for at etterspørselsligningen for LDC stemmer i basisåret
- ALFA1 - Parameter i OPEC's reaksjonsfunksjon
- ALFA2 - Parameter i OPEC's reaksjonsfunksjon
- AOECD - En koeffisient som sørger for at etterspørselsligningen for OECD utenom USA stemmer i basisåret
- AUSA - En koeffisient som sørger for at etterspørselsligningen for USA stemmer i basisåret
- CLDC - Indeks for realkostnadene knyttet til lagring, transport, raffinering og distribusjon av oljeprodukter i LDC. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- COECD - Indeks for realkostnadene knyttet til lagring, transport, raffinering og distribusjon av oljeprodukter i OECD utenom USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- CUSA - Indeks for realkostnadene knyttet til lagring, transport, raffinering og distribusjon av oljeprodukter i USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- KOPEC - "Produksjonskapasiteten" i OPEC målt i 1000 fat/dag
- L - Lagerendring gjennom perioden målt i 1000 fat/dag
- QLDC - Indeks for realprisen på alternativ energi i LDC. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- QOECDC - Indeks for realprisen på alternativ energi i OECD utenom USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- QUSA - Indeks for realprisen på alternativ energi i USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- R - Restvariabel som trekkes inn fordi forbruks- og produksjonsstatistikk er dårlig avstemt. Variabelen måles i 1000 fat/dag
- SCA - Nettoeksport av råolje fra de sentraldirigerte økonomier målt i 1000 fat/dag
- SLDC - Energisparerate i LDC
- SOECD - Energisparerate i OECD utenom USA
- SUSA - Energisparerate i USA
- SWOCACON - Koeffisient som sørger for at strukturrelasjonene som forklarer reservene i RWOCA utenom USA passer i basisåret
- T - Variabelen angir tidsperioden
- TLDC - Indeks for indirekte beskatning av oljeprodukter i LCD. Indeksen antar verdien 1 i basisåret

- TOECD - Indeks for indirekte beskatning av oljeprodukter i OECD utenom USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- TUSA - Indeks for indirekte beskatning av oljeprodukter i USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- VLDC - Indeks for valutakursen i LDC i forhold til USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- VOECD - Indeks for valutakursen i OECD utenom USA i forhold til USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- XLDC - Indeks for bruttonasjonalproduktet i LDC. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- XOECD - Indeks for bruttonasjonalproduktet i OECD utenom USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret
- XUSA - Indeks for bruttonasjonalproduktet i USA. Indeksen antar verdien 1 i basisåret

Ligningene:

- A1:  $SOPEC+SWOCA+SCA-DUSA-DOECD-DLDC-L-R = 0$
- A2:  $DUSA = AUSA*EXP(SUSA*T)*XUSA^{*0,7}*PUA^{*(-0,25)}*PUSA^{(-1)}$   
 $**(-0,25)*PUSA^{(-2)}**((-0,25)*0,75*PUSA^{(-3)}**((-0,25)*0,75^{*2})$   
 $*PUSA^{(-4)}**((-0,25)*0,75^{*3})*QUSA^{(-1)}**(0,1*0,4)*QUSA^{(-2)}**$   
 $(0,1*0,4^{*2})QUSA^{(-3)}**(0,1*0,4^{*3})*QUSA^{(-4)}**(0,1*0,4^{*4})$
- A3:  $DOECD = AOECD*EXP(SOEC*T)*XOEC^{*0,8}*POEC^{*(0,5)}*POEC^{(-1)}$   
 $**(-0,25)*POEC^{(-2)}**((-0,25)*0,4)*POEC^{(-3)}**((-0,25)*0,4^{*2})$   
 $*POEC^{(-4)}**((-0,25)*0,4^{*3})*QOEC^{*0,4}*QOEC^{(-1)}**(0,4*0,2)*$   
 $QOEC^{(-2)}**(0,4*0,2^{*2})*QOEC^{(-3)}**(0,4*0,2^{*3})*QOEC^{(-4)}**$   
 $(0,4*0,2^{*4})$
- A4:  $DLDC = ALDC*EXP(SLDC*T)*XLDC^{*1}*PLDC^{*(-0,15)}*PLDC^{(-1)}**$   
 $((0,05)*0,5)*PLDC^{(-2)}**((-0,05*0,5)*PLDC^{(-3)}**((-0,05)*0,5$   
 $**2)*PLDC^{(-4)}**((-0,05)*0,5^{*3})*QLDC^{(-1)}**(0,2*0,4)*QLDC^{(-2)}$   
 $**((0,2*0,4^{*2})*QLDC^{(-3)}**((0,2*0,4^{*3})*QLDC^{(-4)}**((0,2*0,4^{*4})$
- A5:  $PUSA = (0,47*P+0,53*CUA)*TUSA$
- A6:  $POECD = (0,4*P*VOECD+0,6*COECD)*TOECD$
- A7:  $PLDC = (0,4*P*VLDC+0,6*CLDC)*TLDC$
- A8:  $P = ALFA1+ALFA2/(KOPEC-SOPEC)+P^{(-1)}$
- A9:  $SWOCAUSA = 10385*EXP(T^{*(-0,01)}+0,01)$
- A10:  $SWOCARE11 = 0,045204*RWOCARE1$
- A11:  $SWOCARES = 1000000*SWOCARE11/365$

A12:  $SWOCA = SWOCARES + SWOCAUSA$

A13:  $LOG(RWOCARE1) = SWOCACON + 0,006634 * (LOG(P(-1)) + 2 * LOG(P(-2)) + 3 * LOG(P(-3)) + 4 * LOG(P(-4)) + 5 * LOG(P(-5)) + 6 * LOG(P(-6)) + 7 * LOG(P(-7)) + 8 * LOG(P(-8)) + 9 * LOG(P(-9)) + 10 * LOG(P(-10)))$

A14:  $ASWOCA = SWOCA / (SWOCA + SCA + SOPEC)$

A15:  $QUSA = 0,2 + 0,8 * PUSA$

A16:  $QOECD = 0,2 + 0,8 * POECD$

A17:  $QLDC = 0,2 + 0,8 * PLDC$



## APPENDIKS 2

Litt om utformingen av reaksjonsfunksjonen for OPEC

I tidligere versjoner av oljeprismodellen hadde reaksjonsfunksjonen følgende form

$$B1) \quad P_t = \alpha_1^* + \frac{\alpha_2^*}{(K-S_t)} \quad \alpha_1^* < 0, \quad \alpha_2^* > 0$$

Her står  $P_t$  for oljeprisen i periode  $t$ .  $K$  står for den konstante "kapasiteten" over tid, mens  $S_t$  står for produksjonen i periode  $t$ .  $\alpha_1^*$  og  $\alpha_2^*$  er parametre som bestemmer reaksjonsfunksjonens form. 1) er en ligning i to variable. Anta at nettoetterspørselen som OPEC står overfor er en lineær funksjon i  $P_t$ . De to relasjonene vil fastlegge  $S_t$  og  $P_t$ . Dersom det f.eks. i periode  $t$  forekommer et negativt etterspørselsskift vil virkningen på  $S_t$  og  $P_t$  være som i et ordinært markedskryss. Både kvantum og pris vil bli redusert. Hvis ingen nye etterspørselsskift forekommer, vil produksjon og pris forbli uendret ved sin nye nivåer.

I den gjeldende versjon av oljeprismodellen har reaksjonsfunksjonen følgende form:

$$B2) \quad P_t = \bar{\alpha}_1 + \frac{\bar{\alpha}_2}{(K-S_t)} + P_{t-1} \quad \bar{\alpha}_1 < 0, \quad \bar{\alpha}_2 > 0$$

$\bar{\alpha}_1$  og  $\bar{\alpha}_2$  er i tallverdi forskjellig fra  $\alpha_1^*$  og  $\alpha_2^*$ . Anta igjen at vi har en nettoetterspørselskurve som er lineær i  $P_t$ . Anta dessuten at vi er inne i en slags langsiktig likevekt slik at  $P_t = P_{t-1}$ . Det skjer så et negativt etterspørselsskift i periode  $t+1$  slik at vi får  $P_{t+1} < P_t$  og  $S_{t+1} < S_t$ . Virkningen vil imidlertid ikke løpe ut denne perioden. I periode  $t+2$  vil vi som følge av prisnedgangen i foregående periode få et negativt skift i reaksjonsfunksjonen. Dette fører til at prisen går ytterligere ned. Dersom systemet er stabilt vil man imidlertid ha at  $|P_{t+2} - P_{t+1}| < |P_{t+1} - P_t|$ . Av denne grunn vil man ha at  $S_{t+2} > S_{t+1}$ . Denne utviklingen vil fortsette. Man får mindre og mindre absolutte prisnedganger og økt produksjon fra periode til periode. Når systemet atter er i likevekt, vil produksjonen ha vendt tilbake til nivået i periode  $t$  og prisen vil ha sunket til et stabilt nivå.

Sammenligner man de to reaksjonsfunksjonene vil det være slik at ved relasjon B2 får man bedre fanget opp splittelsen innad i OPEC. En

etterspørselsreduksjon tas på lang sikt utelukkende ut i pris og ikke i redusert produsert kvantum.

## APPENDIKS 3

En oversikt over modellinput som i store trekk er felles for alle simuleringer som er foretatt

Inputforutsetninger for eksogene variable

År

Variabel

	T	SUSA	AUSA	SOECD	AOECD	SLDC	ALDC	CUSA	TUSA
1984	1	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1985	2	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1986	3	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1987	4	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1988	5	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1989	6	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1990	7	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1991	8	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1992	9	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1993	10	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1994	11	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1995	12	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1996	13	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1997	14	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1998	15	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
1999	16	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1
2000	17	0	16 432,8	0	18 853,3	0	11 787,8	1	1

Ar

Variabel

	VOECD	COECD	TOECD	TLDC	CLDC	VLDC	ALFA1	ALFA2	SCA
1984	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1985	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1986	1	1	1	1	1	1	-0,519252	4 250,68	1 280
1987	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1988	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1989	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1990	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1991	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1992	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1993	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1994	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1995	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1996	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1997	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1998	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
1999	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280
2000	1	1	1	1	1	1	-0,276	4 250,68	1 280

Ar

Variabel

	L	R	SWOCACON
1984	-500	-1 456,1	4,7978
1985	-495	-1 450	4,7978
1986	-500	-2 500	4,7978
1987	-1 500	-1 450	4,7978
1988	0	-1 450	4,7978
1989	0	-1 450	4,7978
1990	0	-1 450	4,7978
1991	0	-1 450	4,7978
1992	0	-1 450	4,7978
1993	0	-1 450	4,7978
1994	0	-1 450	4,7978
1995	0	-1 450	4,7978
1996	0	-1 450	4,7978
1997	0	-1 450	4,7978
1998	0	-1 450	4,7978
1999	0	-1 450	4,7978
2000	0	-1 450	4,7978

Simuleringsinput for QUSA, QOECN og QLDC. For alle simuleringene trengs modellinput for hver av de tre variable for årene 1980-1983. Dette er uavhengig av om de variable er endogene eller eksogene. Hvis man i tillegg krever at de er eksogene under simuleringsperioden, må det i tillegg gjøres inputforutsetninger for årene 1984-2000. Dette er tilfelle under simuleringsoppleggene A, C og E i kapittel 4.

År

Variabel

	QUSA	QOECN	QLDC
--	------	-------	------

1980	0,88	0,89	0,89
1981	0,93	1,01	1,01
1982	1,05	1,06	1,06
1983	1,01	1,01	1,01
1984	1	1	1
1985	1	1	1
1986	1	1	1
1987	1	1	1
1988	1	1	1
1989	1	1	1
1990	1	1	1
1991	1	1	1
1992	1	1	1
1993	1	1	1
1994	1	1	1
1995	1	1	1
1996	1	1	1
1997	1	1	1
1998	1	1	1
1999	1	1	1
2000	1	1	1

I samtlige simuleringer er det dessuten nødvendig med simuleringsinput for PUSA, POECD og PLDC. Når min tilbudsfunksjon for RWOCA er i bruk er det dessuten nødvendig med data for P for årene 1974-83.

År

Variabel

	PUSA	POECD	PLDC	P
--	------	-------	------	---

1974				0,751941
1975				0,757137
1976				0,673357
1977				0,699742
1978				0,649464
1979				1,08998
1980	1,2	0,95	0,95	1,27428
1981	1,25	1,02	1,02	1,23994
1982	1,12	1,04	1,04	1,2155
1983	1,04	1,01	1,01	1,02375

## REFERANSER

- Blitzer, C. A. Meeraus and A. Stoutjesdijk (1975): A dynamic model of OPEC trade and production. *Journal of Development Economies*, 2, 319-355.
- BP (1986), *Statistical review of world energy*
- Cremer, L. and M. Weitzman (1976): OPEC and the monopoly price of world oil. *European Economic Review*, 8, pp. 155-164.
- Daly, G., J.M. Griffin and H.B. Steele (1983): The future of OPEC: Price level and cartel stability. *The Energy Journal*, 4, pp.65-77.
- Ezziati, A. (1976): Future OPEC price and production strategies as affected by its capacity to absorb oil revenues. *European Economic Review* 8, pp. 107-138.
- Gately, D. (1983): OPEC: Retrospective and Prospects 1973-90. *European Economic Review*, 21, pp. 313-331.
- Hnyilicza, E. and R. Pindyck (1976): Pricing policies for a twopart exhaustible resource cartel. *European Economic Review*, 8, pp. 139-154.
- Lorentsen, L. and K. Roland (1985): *Markedet for råolje. Rapport 85/4, Statistisk Sentralbyrå.*
- Petroleum Industry Statistics (1985): *Basic Petroleum Data Book*, American Petroleum Institute.
- Weyant, L.P. and D.M. Kline (1982): OPEC and the oil glut: Outlook for oil export revenues during the 1980's and the 1990's, *OPEC Review*, vol. VI, No.4, p. 333-369.