

Lars Lindholt

**Dynamiske oljemodeller:
Intertemporal optimering og
adferdssimulering**

Notater

Innhold

1. Innledning	3
2. Intertemporal optimering	4
2.1. Fellestrekk ved optimeringsmodeller	4
2.2. Frikonkurranse på tilbudssiden	4
2.3. Imperfekt konkurranse på tilbudssiden	15
2.4. Er OPEC et perfekt eller et imperfekt kartell?	24
3. Adferdssimulering	26
3.1. Fellestrekk ved adferdssimulerings-modeller	26
3.2. Prisdannelsen.....	27
3.3. Tolkninger av prisdannelsen	30
3.4. Andre generelle forhold ved modellene	33
3.5. Konkrete simuleringsmodeller	35
3.6. Resultater fra ulike modellkjøringer	35
4. Sammenligning mellom optimerings- og simuleringsmodeller	39
4.1. Sentrale trekk ved de 2 hovedgrupper av modeller	39
4.2. Retrospektiv analyse av korttids-prognoser	42
5. Virkninger av økte CO₂-avgifter i en optimerings- og en simuleringsmodell	43
6. Konklusjon	49
Referanser	50

1. Innledning¹

Olje er en endelig, ikke-fornybar ressurs. At ressursen er ikke-fornybar innebærer at det ikke kan produseres mer ved hjelp av andre innsatsfaktorer. At den foreligger i endelige mengder betyr at ved uttak blir beholdningen stadig mindre. Siden dagens beslutninger påvirker framtidige produksjonsmuligheter, bør markedet studeres over flere perioder. Det er også andre sider ved oljemarkedet som tilsier analyse av dynamisk karakter. Både etterspørselen og tilbudet utenfor OPEC beskrives ofte som lite elastisk, noe som kan gi OPEC store kartellgevinster, i hvert fall på kort sikt. Oljemarkedet er også karakterisert ved en spesielt lang investeringsperiode, slik at avgjørelser i dag kan få stor betydning for fremtiden. Det tar lang tid fra beslutningen om utbygging fattes til utvinning foregår. I tillegg er det betydelige tidsforsinkelser fra man bestemmer å starte leting til nye funn kan besluttes utbygd.

Eksisterende dynamiske numeriske oljemodeller kan inndeles i to hovedgrupper; intertemporal optimering og adferdssimulering. Formålet med dette arbeidet er å presentere og sammenligne disse to hovedgruppene. Gjennomgangen er ikke ment som en omfattende litteraturstudie, men søker heller å belyse hovedtrekk og sentrale mekanismer i de ulike modelltilnærmingene. Videre vil enkelte numeriske modeller bli trukket frem som eksempler og drøftet noe grundigere. Hovedvekten vil bli lagt på tilpasningen til produsentene, mens forhold på etterspørselssiden i mindre grad drøftes.

I kapittel 2 gjennomgås optimeringsmodeller. Siden denne typen modeller bygger eksplisitt på økonomisk teori, har jeg valgt å presentere noen hovedresultater fra denne litteraturen. Videre drøftes enkelte konkrete numeriske modeller. Det finnes mange ulike modeller med forskjellige antakelser om strategisk type. Jeg vil starte med å se på pris- og produksjonsutviklingen på et frikonkurransemarked, for å skille mellom modeller som tar utgangspunkt i en gitt, begrenset mengde og modeller der den tilgjengelige mengde kan økes over tid, og mellom modeller med og uten teknologisk fremgang. Denne drøftelsen blir videre utgangspunkt for å se på ulike former for imperfekt konkurranse på tilbudssiden. I kapittel 3 studeres adferdsmodeller, som per forutsetning er numeriske. Først analyseres pris- og produksjonsfastsettelsen i disse modellene. Deretter gjennomgås ulike tolkninger av kartellets prisfastsettelse, samt andre generelle forhold ved modellene. Kapitlet avsluttes med en gjennomgang av konkrete numeriske modeller og en diskusjon av resultatene fra ulike kjøring. I kapittel 4 sammenlignes sentrale trekk ved de to hovedgruppene oljemodeller. Dette kapitlet

¹ En spesiell takk til Sverre Grepperud for verdifull veiledning. Takk til Kjell Arne Brekke, Torstein Bye og Snorre Kverndokk for gode kommentarer. Feil og mangler står for min egen regning.

inneholder også en drøfting av hvordan prognosene fra ulike modeller i ettertid har vist seg å stemme overens med virkeligheten. I kapittel 5 presenteres et numerisk eksempel på et politikktiltak som er implementert i de to ulike typene av modeller, for å illustrere noen av hovedforskjellene mellom dem. Kapittel 6 gir en kort konklusjon.

2. Intertemporal optimering

2.1. Fellestrekk ved optimeringsmodeller

Optimeringsmodellene tar utgangspunkt i økonomisk teori, der aktørene maksimerer neddiskontert formue eller nytte over tid. De kan sies å ha sin bakgrunn i *substantive rationality* der aktørene, basert på subjektive og rasjonelle vurderinger, har som mål og er i stand til å finne optimale strategier og handlinger. Slike modeller tar eksplisitt hensyn til at oljen er en endelig, ikke-fornybar ressurs (jf. Hotelling, 1931). Generelt brukes optimeringsmodeller til å drøfte mulige langtidsutviklinger i pris og produksjon, som sikrer likevekt på markedet over tid helt til (den økonomisk lønnsomme andelen av) ressursen er høstet, eller alternative energikilder overtar. Det sentrale er at produsentene søker å finne en optimal ekstraheringsbane på lang sikt. Oversikter over ulike varianter og sentrale mekanismer i optimeringsmodeller finnes i Dasgupta og Heal (1979), Aslaksen og Roland (1983) og Crémer og Salehi-Isfahani (1991). Det er kun deterministiske modeller som vil bli gjennomgått her, og aktørene forutsettes å ha perfekte forventninger om alle relevante markedsforhold. Kapitalmarkedet antas å fungere perfekt. Alle de numeriske modellene som gjennomgås baserer seg på open-loop løsninger der produsentene binder seg til en produksjonsbane i starten.²

2.2. Frikonkurransse på tilbudssiden

De fleste numeriske optimeringsmodeller tar utgangspunkt i et frikonkurransemarked. Dette gjøres for å utlede en referansebane for pris- og produksjonsutviklingen, når man skal studere effekten av ulike grader av markedsrett. Under imperfekt konkurranse vil en eller flere produsenter ha motiv til å redusere produksjonen for å øke prisen. Dette kan gi opphav til kartellrente, som defineres som differansen mellom frikonkurransseprisen og markedsprisen. Kartellrente drøftes i neste avsnitt.

² I modeller med closed-loop-strategier kan aktørene endre produksjonsbanen pga. uventede, fremtidige hendelser. Dermed er de i regelen også delspill-perfekte likevektsmodeller, men på grunn av modellenes kompleksitet utelates de her (jf. Polasky, 1991).

En ressurs er i utgangspunktet et formuesobjekt. Et hovedresultat fra ressursøkonomien er at for ikke-fornybare ressurser skal prisen ligge over de marginale ekstraheringskostnadene, for å reflektere alternativkostnaden ved uttapping i dag istedenfor å bevare ressursen til senere bruk (jf. Hotelling, 1931). Gitt frikonkurranse på tilbudssiden for en slik ressurs vil differensen mellom markedspris (p) og grensekostnad (C'_x) på ethvert tidspunkt, være knapphetsrenten, q :

$$(1) \quad q(t) = p(t) - C'_x(t)$$

der x er ekstraheringsraten og alle variablene er antatt å avhenge av tiden t . Ofte brukes også begrepene ressursrente, nettopris eller royalty. I og med at det inntil videre ses bort ifra kartellrente, så vil pris utover grensekostnad bare inkludere knapphetsrente.

I en del litteratur har det vært reist kritikk mot optimeringsmodellene, fordi de i sine fremskrivninger impliserer økende knapphet og stigende priser (jf. Adelman, 1990 og Watkins, 1992). Dette gjelder ikke generelt, da formen på kostnadsfunksjonen er helt avgjørende for utviklingen i knapphetsrenten og dermed også for pris- og produksjonsutviklingen. Jeg vil gå igjennom noen teoretiske resultater under frikonkurranse som belyser dette, før jeg diskuterer konkrete numeriske modeller.

Farzin (1992, 1995) gir viktige teoretiske bidrag til hvordan knapphetsrenten endrer seg langs en optimal bane. Han tar utgangspunkt i en representativ eier av en ressurs i et frikonkurransemarked og benytter en generell kostnadsfunksjon som omhyller andre spesifiseringer³:

$$(2) \quad C(t) = C \left[x^+(t), A^+(t), z^-(t) \right]$$

der $x(t)$ fortsatt er ekstraheringsraten på tidspunkt t , $A(t) = \int_0^t x(\tau) d\tau$ er akkumulert ekstrahert

mengde fram til tidspunkt t og $z(t)$ måler teknologinivået. For et gitt teknologisk nivå, antas de totale ekstraheringskostnadene å øke med ekstraheringsraten ($C'_x > 0$) og med akkumulert produksjon ($C'_A > 0$). Teknologisk fremgang reduserer kostnadene ($C'_z < 0$). Ut fra teknisk kunnskap om ikke-fornybare ressurser forutsettes det videre at $C''_{xA} > 0$. Dette reflekterer *uttømmingseffekten* som gir at marginalkostnadene øker med akkumulert ekstrahert mengde. Symmetri gir at $C''_{Ax} > 0$. Dessuten

³ I det følgende betyr et pluss- eller et minustegn over en variabel, at en økning i den henholdsvis gir økning og reduksjon i venstresidevariabelen. En prikk over en variabel betyr at den er derivert med hensyn på tiden.

antas at $C''_{AA} > 0$ og $C''_{Az} < 0$, altså at marginalkostnadene av å øke akkumulert produksjon vil øke med samlet ekstrahert mengde og reduseres ved teknologisk fremgang. Tilsvarende vil de marginale ekstraheringskostnadene øke med ekstraheringsraten og falle med teknologisk fremgang, $C''_{xx} > 0$ og $C''_{xz} < 0$.

Ressurseier nr. i har en kostnadsfunksjon $C_i = C_i(x_i(t), A_i(t), z_i(t))$. Han tar prisen $p(t)$ for gitt og maksimerer nåverdien av den neddiskonterte verdien av profitten ved å velge en produksjonsprofil $x_i(t)$:

$$(3) \quad \underset{x_i(t)}{\text{Maks}} \int_{t=0}^{\infty} \{p(t)x_i(t) - C_i[x_i(t), A_i(t), z_i(t)]\} e^{-rt} dt$$

gitt

$$(4) \quad \frac{\partial A_i(t)}{\partial t} = x_i(t)$$

Diskonteringsfaktoren r forutsettes å være konstant over tid og lik for alle produsentene, under forutsetning av et perfekt kapitalmarkedet. Relasjon (4) sier at endringen i akkumulert produksjon over tid er lik ekstraheringsraten.

De aller fleste optimeringsmodeller tar utgangspunkt i en gitt mengde oljereserver. I kostnadsfunksjonen (2) inngår ikke en endelig ressursbeholdning. Likevel vil det ikke være lønnsomt å ekstrahere en uendelig mengde, fordi en økende mengde av ressursen bare kan bli utnyttet med stadig økende marginale kostnader⁴. Hvor mye olje som totalt vil bli utvunnet, vil avhenge av prisutviklingen og den teknologiske fremgang. I slike modeller er ikke mengden av ressursen fysisk gitt, men begrenset av hva som er økonomisk lønnsomt å utvinne.

Det sees i fortsettelsen bort ifra aggregeringsproblemer som kan oppstå fordi enhetskostnadene avhenger av produksjonsskalaen, samt at rangeringen av produsentene etter enhetskostnadene dermed

⁴ Ser man bort ifra teknologisk fremgang, så vil $C''_{AA} > 0$ føre til at $C'_A \rightarrow \infty$ når $A \rightarrow \infty$. Det vil derfor ikke lønne seg å la $A \rightarrow \infty$. I en del modeller settes et tak for oljeprisen der etterspørselen faller bort, enten i form av en kvelningspris eller prisen på en alternativ ressurs som kan substituere oljen i alle anvendelser (en såkalt backstop-teknologi). Dette kommer jeg tilbake til.

vil kunne endres over tid. Videre forutsettes det at markedet klareres ved at samlet tilbud er lik samlet etterspørsel ($\sum_i x_i(t) = D(p(t))$ der $D'_p < 0$), og at etterspørselsfunksjonen (D) er konstant over tid.

Dessuten hersker det frikonkurranse på etterspørselssiden.

Ved hjelp av optimal kontrollteori kan følgende sentrale betingelse utledes (jf. Farzin, 1992):

$$(5) \quad \frac{\dot{q}(t)}{q(t)} = r - \frac{C'_A}{q(t)} = \frac{\dot{p} - \dot{C}'_x}{p - C'_x}$$

som bestemmer den relative endringen i knapphetsrenten (nettoprisen) over tid. Vi ser av (5) at siden marginalkostnadene av akkumulert produksjon (C'_A) generelt endrer seg med tiden, så vil også den relative endringen i knapphetsrenten endre seg med tiden. Ved å bruke (2) så kan endringen i C'_A skrives som følger:

$$(6) \quad \dot{C}'_A = C''_{Ax} \dot{x} + C''_{AA} x + C''_{Az} \dot{z}$$

I denne modellen bestemmer altså antakelser om marginalkostnadene ved akkumulert produksjon utviklingen i knapphetsrenten. Farzin's hovedpoeng er at den kan være monotont stigende eller avtakende, eller ha en ikke-monoton utvikling. Teknologisk fremgang motvirker økningen i de marginale uttømmingskostnadene som følger av økt ekstraheringsrate og akkumulert produksjon.

Vi ser videre fra (5) at prisen blir bestemt av utviklingen i knapphetsrenten og utviklingen i de marginale ekstraheringskostnadene over tid. Ved å bruke relasjon (2) utledes utviklingen i de marginale ekstraheringskostnadene:

$$(7) \quad \dot{C}'_x = C''_{xx} \dot{x} + C''_{xA} x + C''_{xz} \dot{z}$$

Vi ser av (7) at også denne kostnaden har et komplisert forløp over tid. Teknologisk fremgang reduserer de marginale ekstraheringskostnadene og virker motsatt av endringer i ekstraheringsraten og akkumulert produksjonen.

Det følger altså at prisen er avhengig av ekstraheringsteknologi og hvordan teknologisk fremgang påvirker henholdsvis utviklingen i marginal ekstraheringskostnad, \dot{C}'_x , og marginalkostnaden ved akkumulert produksjon, \dot{C}'_A ⁵. Selv ved økende marginale ekstraheringskostnader så viser Farzin at man kan få fallende pris i relasjon (5), dersom den teknologiske framgang er så stor at \dot{C}'_A faller raskt nok. Man kan også ha tilfeller med avtakende marginale ekstraheringskostnader, samtidig som ressursrenten (nettoprisen) stiger i (5). Dette kan som spesialtilfelle gi opphav til en konstant pris i over tid.

For å forenkle problemet antar vi nå at kostnadsfunksjonen er av formen $C=C(x)$, slik at vi i motsetning til Farzin ser bort ifra teknologisk framgang og kostnadseffekten ved akkumulert produksjon. Reservene (R) antas nå å være kjente og endelige. Dermed får man et spesialtilfelle av Farzin's generelle tilnærming og relasjon (4) erstattes med:

$$(4') \quad \dot{R} = -x$$

$$(4'') \quad \int_{t=0}^{\infty} x \leq \bar{R}$$

Der (4') beskriver at ressursen tømmes over tid med ekstraheringsraten og (4'') sier at samlet ekstrahering ikke kan overstige den gitte mengden reserver. Dersom de marginale ekstraheringskostnadene er konstante (og lik enhetskostnadene c)⁶, vil nettoprisen [$q(t) = p(t) - C'_x = p - c$] vokse med en rate lik r langs den optimale banen.

⁵ Vi ser av relasjon (6) og (7) at også ekstraheringsraten ($\frac{\dot{x}}{x}$) vil virke inn på endringer i pris og knapphetsrente.

Ser man bort fra teknologisk framgang i (6), er betingelsen for en avtakende ressursrente (dvs. $\dot{C}'_A < 0$) at

produksjonen reduseres over tid, samt at reduksjonen er slik at: $\frac{\dot{x}}{x} < -\frac{C''_{AA}}{C''_{Ax}}$.

Farzin argumenterer for at, selv uten teknologisk framgang, en ikke-monoton utvikling i knapphetsrenten på lengre sikt heller vil være regelen enn unntaket. En mulig utvikling er at man i begynnelsen av ressursens levetid har økende produksjon og rente, mens man mot slutten av ressursens levetid får fallende rente ettersom ekstraheringen stadig reduseres.

⁶ Det vil si $C'_x = c$, og ikke endrer seg over tid slik at $\dot{C}'_x = 0$.

$$(8) \quad \frac{\dot{p}}{p-c} = r, \text{ som er Hotellings regel (eller arbitrasjeprinsippet).}$$

Løsningen blir et spesialtilfelle av relasjon (5). I likhet med (5) er (8) en intertemporal likevektsbetingelse, altså en betingelse for at produsert kvantum skal være lik etterspurt kvantum på ethvert tidspunkt. I et frikonkurransemarked der aktørene er fullt informert om dagens og de fremtidige prisene, vil nettoprisen vokse med en rate lik renten, som er lik alternativavkastningen til inntektene fra ressursutvinningen. Dermed vil nåverdien av denne nettoprisen være konstant over tid. Med andre ord vil nåverdien av neddiskontert profitt av å produsere og selge én enhet olje til være den samme enten salget skjer i dag eller senere. Alle muligheter for arbitrasje er således utnyttet. En annen måte å si dette på er at dersom det skal være markedlikevekt så lenge det er positiv etterspørsel, må prisbanen være slik at produsenten er indifferent mellom å produsere på ulike tidspunkt. Dersom man produserer i en periode der $\frac{\dot{p}}{p-c} < r$, vil det derimot lønne seg å ta ut all oljen med en gang, fordi avkastningen på andre formuesobjekter er større. Når en produsent er indifferent mellom å produsere på ulike tidspunkt, vil den enkelte produsents tilpasning ikke bli bestemt. Men om man i tillegg forutsetter at produsentene tilbyr det som etterspørres til den gitte prisen, vil totalkvantum være bestemt⁷. Dersom man kjenner diskonteringsraten, kan hele likevektsprisbanen utledes fra initialprisen.

Den tradisjonelle Hotelling-modellen gir altså stigende priser. Schultze (1974) og Berck og Roberts (1995) innfører en kostnadsfunksjon som er homogen av grad én i ekstraheringsraten. Videre antar de en endelig reserve som tømmes ut over tid. De inkluderer teknologisk framgang, men ignorerer kostnadseffekten av at reservene tømmes ut. De totale kostnadene blir nå $C(t) = x \cdot c(t)$. Teknologisk framgang betyr $c'(t) < 0$. Dermed vil de marginale ekstraheringskostnadene falle over tid ($\dot{C}'_x < 0$), og langs en optimal bane blir utviklingen som følger:

$$(9) \quad \frac{\dot{p} - \dot{C}'_x}{p - C'_x} = r$$

⁷ Det kan vises at denne løsningen er pareto-optimal under bestemte forutsetninger, deriblant at konsumentene neddiskonterer nytten med realrenten og den private realrente er lik samfunnets kalkulasjonsrente.

Dette er igjen et spesialtilfelle av likevektsbetingelsen i relasjon (5). Med denne kostnadsfunksjon kan man få fallende priser (og stigende ressursrente) i et område der den teknologiske fremgangen er

sterk nok. Anta at enhetskostnadene er av formen $c = \frac{C}{x} = \beta \cdot e^{-\tau}$, der β er de initiale

enhetskostnader og τ er teknologisk endring. Betingelsen for $\dot{p} < 0$ i dette tilfellet er dermed at

$r < \frac{\tau \cdot c}{p - c}$. Forutsetter man videre en diskonteringsrate på 5 prosent og at enhetskostnadene er 2/3 av

prisen, så er betingelsen for en fallende oljepris at den teknologiske fremgangen er på minst 2,5 prosent (per periode).

Knapphetsrenten stiger både i den enkle Hotellings regel i (8) og i likevektsbetingelsen i (9), men i (9) behøver ikke prisen nødvendigvis å stige dersom man har stor nok teknologisk fremgang. Begge disse likevektsbetingelsene ble utledet under forutsetning av at reservene var eksogent gitt (men de inngikk ikke i kostnadsfunksjonen). I det videre antas ingen gitte reserver og akkumulert produksjon inngår i kostnadsfunksjonen som i (2), men C'_x forutsettes å være konstant (og lik enhetskostnaden c). I relasjon (7) forutsettes $\dot{C}'_x = 0$ ⁸. Optimeringen gir nå følgende likevektsbetingelse:

$$(10) \quad \frac{\dot{p}}{p - c} = r - \frac{C'_A}{p - c},$$

som igjen er et spesialtilfelle av (5). Knapphetsrenten $(p-c)$ vil endre seg over tid med C'_A som i relasjon (6). Utviklingen i marginalkostnadene ved endret akkumulert produksjon bestemmer nå utviklingen i knapphetsrente og pris. Når man begrunner Hotelling-regelen er utgangspunktet at ressurseieren skal være indifferent mellom å utvinne ressursen i dag og plassere inntekten til forrentning, eller å vente med utvinning og dermed høste en verdigevinst når prisen på ressursen har økt.

I relasjon (10) vil ikke ressurseieren bare høste en prisstigningsgevinst når han utsetter produksjonen, men også en gevinst i form av at jo mindre akkumulert produksjon er i neste periode, jo lavere blir grensekostnaden ($C'_A > 0$). Det betyr at ved å utsette utvinningen, utsettes også den kostnadsøkningen som forårsakes av at den gjenværende ressursbeholdningen blir mindre. Det er nå

⁸Det vil si $C(x, A, z) = x \cdot c(A, z)$, og slik at $C'_x = c$ og $\dot{C}'_x = \dot{c} = 0$.

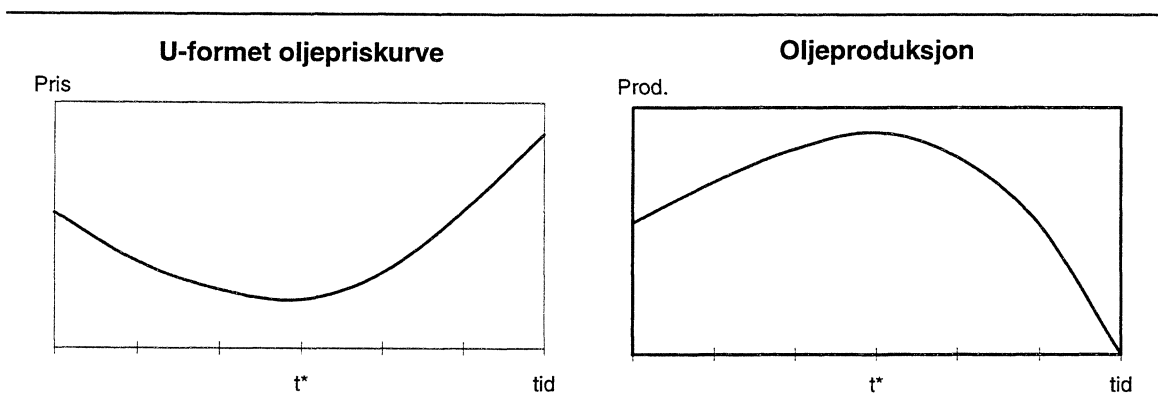
tilstrekkelig at nettoprisen vokser med en rate lavere enn kalkulasjonsrenten, for at ressurseieren skal være indifferent mellom utvinning i dag eller senere.

Teknologisk framgang i relasjon (6) motvirker den positive effekten som ekstraheringsraten og akkumulert produksjon har på marginalkostnadene av akkumulert produksjon. Dette øker igjen sannsynligheten for en ikke-monoton utvikling i oljeprisen i relasjon (10). En mulighet er at man går gjennom perioder med relativ sterk teknologisk framgang ($\dot{z} > 0$), som gjør at prisen avtar (fordi $\dot{C}'_A < 0$). I perioder med liten teknologisk utvikling får man stigende pris, fordi uttømmingseffekten dominerer ($\dot{C}'_A > 0$). Det er viktig å være klar over at man får lignende resultater i et opplegg der man innfører endelige reserver istedenfor akkumulert produksjon i kostnadsfunksjonen (2) (Siden $\dot{R} = -\dot{A}$). Betingelsen er at man innfører en teknologisk fremgang som er sterk nok til at man kan få fallende marginale uttømmingskostnader i (6) (der $\dot{C}'_A = -\dot{C}'_R$)⁹. Forskjellen er nå at akkumulert produksjon er en endogen størrelse som øker med pris og teknologisk utvikling, mens de endelige reservene er eksogent gitt.

Figur 1 nedenfor illustrerer en utvikling med en U-formet prisbane og dertil hørende produksjonsprofil. Slike forløp kan oppstå hvis man innfører kostnadsfunksjoner som gir opphav til likevektbetingelser som i relasjon (9) og (10). Betingelsen er at den teknologiske utvikling er relativ sterk i første del av ressursens levetid, mens den på lengre sikt blir relativt svakere og ikke er tilstrekkelig sterk til å hindre at oljeprisen øker (etter tidspunkt t^*). I dette eksempelet er det ikke tatt hensyn til at produksjonen kan øke selv om prisen stiger. Det er bare tatt hensyn til den direkte prisvirkning på etterspørselen, slik at inntektseffekten ses bort ifra. Spesielt tas det ikke hensyn til at produksjonen kan øke selv om prisen øker, dersom inntektseffekten er tilstrekkelig stor.

⁹ I et opplegg der C'_x ikke er konstant, kan den teknologisk fremgangen gi fallende marginale ekstraheringskostnadene over tid i (7).

Figur 1. Mulige pris- og produksjonsbaner på lang sikt



La oss se på noen konkrete numeriske modeller. PETRO-modellen (Berg et al,1997a) benytter en kostnadsfunksjon som er homogen av grad én i ekstraheringsraten: $C = x \cdot C(A,z)$. I motsetning til tilfellet med en mer generell kostnadsfunksjonen tilsvarende relasjon (2), er det nå rimeligere å aggregere over alle produsentene, fordi enhetskostnadene er uavhengige av produksjonsskalaen. Dermed vil ikke prosjektenes rangordning endres over tid. En slik antakelse gir opphav til en tilsvarende generell likevektsbetingelse som relasjon (5), men nå er $C'_x = c$ ikke konstant over tid.

Kostnadsfunksjonen i PETRO har følgende form $c = \frac{C}{x} = \beta \cdot e^{\eta A - \pi}$. Denne funksjonsformen

tilsvarer eksemplet som ble diskutert i tilknytning til relasjon (9), men den inkluderer nå akkumulert produksjon (der η er en konveksitetsparameter og β er et mål på initiale enhetskostnader).

Betingelsen for $\dot{p} < 0$ er $r < \frac{\tau \cdot c}{p - c}$. Med de samme parameterverdier og forutsetninger som tidligere,

blir igjen betingelsen for fallende priser at den teknologiske fremgangen er på minst 2,5 prosent¹⁰.

Forskjellen er imidlertid at mens den teknologiske fremgangen i relasjon (9) var knyttet til ekstraheringskostnadene, virker den her også inn på uttømmingskostnadene.

Gitt antakelser om kostnadsfunksjonen, så har de fleste modeller en pris- og produksjonsutvikling under frikonkurransen som beskrevet i figur 1 etter tidspunkt t^* , jf. den enkle Hotellings regel i relasjon (8). Av de numeriske optimeringsmodellene som er gjennomgått er det bare PETRO-

¹⁰ I en analyse av frikonkurransesituasjonen i PETRO er det til å begynne med ikke lønnsomt for land utenfor OPEC å ekstrahere olje, fordi enhetskostnadene er noe høyere enn prisen. I PETRO brukes en diskonteringsrate på 7 prosent og dersom enhetskostnadene hadde vært to tredjedeler av prisen, ville kravet til fallende pris vært en teknologisk fremgang på 3,5 prosent. Modellen opererer forøvrig med en teknologisk fremgang på 2 prosent utenfor OPEC, som avtar til 1 prosent over de første 20 år..

modellen som kan gi opphav til fallende (eller konstante) priser og mindre knapphet. De andre numeriske modellene innebærer økt knapphet og økte oljepriser, gitt at etterspørselen ikke faller over tid (jf. fotnote 5). Det er fordi kostnadsfunksjonen i disse modellene er av formen $C=C(x,R)$, der det sees bort ifra teknologisk fremgang og betingelsene (4') og (4'') vil derfor gjelde. De andre numeriske modellene er DIF-modellen (se Marshalla og Nesbitt, 1986 og EMF, 1992), SALANT-modellen (Salant, 1982) og POLASKY-modellen (Polasky, 1992). Et annet særtrekk ved PETRO-modellen er at det er akkumulert produksjon og ikke endelige reserver som inngår og man får en såkalt økonomisk uttømming av oljen. Akkumulert produksjon øker med pris og teknologisk fremgang. De fire andre optimeringsmodellene opererer med en endelig ressursbeholdning som er eksogent gitt og som tømmes ut over tid.¹¹ Alle de numeriske modellene tar forøvrig utgangspunkt i ulike grader av kartellmakt og imperfekt konkurranse. Dette kommer jeg tilbake til i kapittel 2.3.

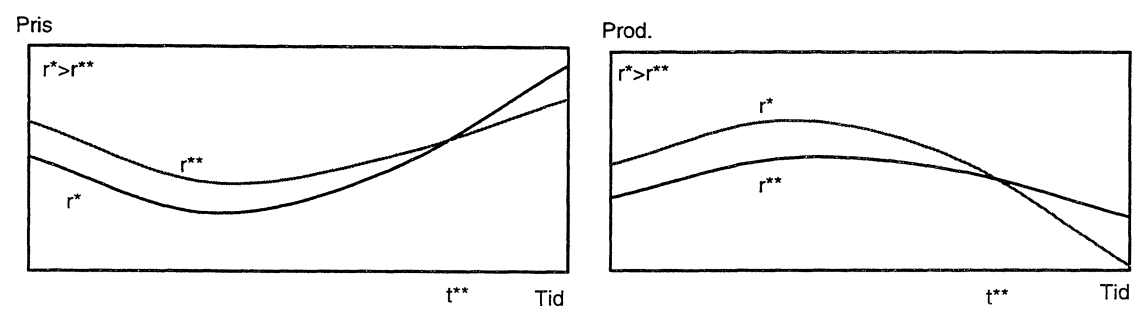
En alternativ måte å formulere slike problem på er at man istedenfor å anta en uendelig tidshorison modellerer tiden som en endogen variabel i optimeringsproblemet. Dette gjøres ved å innføre en kvelningspris der etterspørselen blir lik null eller ved å innføre en back-stop-pris. Ved kvelning av etterspørselen vil oljeresursene akkurat være (økonomisk) uttømt, når prisbanen når kvelningsprisen. At etterspørselen faller bort, kan forklares ved at det innføres en backstop-teknologi som foreligger i ubegrenset mengde og kan erstatte oljen i alle anvendelser, når oljeprisen når en bestemt verdi. Alle de numeriske modellene nevnt ovenfor innfører en (eksogent gitt) back-stop teknologi som er et perfekt substitutt for oljen bare prisen blir høy nok, og dermed vil etterspørselen falle til null når denne nåes¹². Jo lavere kostnader på framtidige alternative energikilder, jo mindre vil oljeresursene være verdt. Oljen får en lavere skyggepris, og dette medfører at initialprisen og hele prisbanen vil bli lavere. I og med at produsenten vil ønske å «tømme» ressursbeholdningen raskere, vil den nye produksjonsbanen være høyere på ethvert fremtidig tidspunkt.

¹¹ Tahvonen og Salo (1997) analyserer et marked for ikke-fornybare ressurser generelt og innfører endogen teknologisk utvikling. De får en tilsvarende U-formet priskurve i sine numeriske analyser. Den teknologiske utviklingen gir forøvrig økende ressursmengde i første del av perioden. Intuitivt kan fallende priser godt karakterisere de tidligere stadiene av ressursekstraheringen, fordi nye vesentlige funn gir tillegg i reservegrunlaget som er større enn det som blir ekstrahert. Pindyck (1978a) får en tilsvarende U-formet priskurve som i fig. 1 ved å innføre en letefunksjon. Swierzbinski og Mendelsohn (1989) viser at dette skyldes en feilspesifisering av den aggregerte kostnadsfunksjonen, når leting inkluderes. De mener at man ikke kan forklare en fallende eller U-formet prisbane med oppdagelsen av «lavkostnads-funn». Deres analyse viser at for å forklare konstante eller fallende ressurspriser, må man fokusere på teknologisk endring (eller endrede forventninger som følge av uventede nye funn). Adelman (1990) hevder også at teknologisk endring og større kunnskap om lokal geologi som fører til utvidelser av eksisterende funn er viktigere enn leting, når ressursgrunlaget utvides.

¹² Så nær som Polasky (1992) som analyserer den historiske utviklingen.

I optimeringsmodellene vil pris- og produksjonsbanene være spesielt sensitive overfor endringer i diskonteringsraten. Diskonteringsraten sier noe om produsentens ønske om eller behov for inntekter nå eller senere og er således et avkastningskrav.

Figur 2. Pris- og produksjonsbaner ved endring i diskonteringsraten



En lavere realrente ($r^{**} < r^*$) fører til at alternativkostnaden ved å la være å utvinne ressursen blir mindre og det vil lønne seg å forskyve produksjonen i tid, slik at utvinningen reduseres i første del av perioden og blir høyere mot slutten. Dersom man forutsetter at det er den samme totale ressursmengden som utvinnes de to situasjonene (og ser bort ifra at det innføres en back-stop teknologi), kan ikke produksjonen være lavere over hele ressursens levetid når diskonteringsraten faller. Den nye prisbanen vil måtte bli lavere på et tidspunkt (t^{**}), slik at produksjonen forskyves til senere perioder¹³.

Hvordan stemmer optimeringsmodellene med empiri? Lasserre (1985) poengterer at de marginale uttømmingskostnadene for mange ekstraherende næringer faller over tid ($\dot{C}'_A < 0$). Dette skyldes stadig nye funn av oljeforekomster, som også har sammenheng med teknologisk utvikling. Selv om mye olje allerede er ekstrahert, har den tilgjengelige mengde økt. I følge Adelman (1993) var reservene («proved reserves») i Midt-Østen 15 mrd. fat i 1944. I 1984 var reservene beregnet til 398 mrd. fat, mens de i 1990 hadde steget til hele 654 mrd. fat. Med bakgrunn i denne utviklingen er det lett å kritisere ideen om en gitt og endelig ressursmengde. Aktørene ser ikke nødvendigvis på reservene som en gitt størrelse, fordi de vil investere i leting og utvikling av nye oljefelt dersom dette lønner seg. Av de numeriske modellene som gjennomgås her, er det som tidligere nevnt bare i

¹³ Ifølge likevektsbetingelsen i relasjon (5) må nettoprisen falle svakere og stige sterkere når renten stiger, for at produsentene skal være indifferent. Dvs. prisbanen i figur 2 ved r^* faller svakere og stiger sterkere enn ved r^{**} .

PETRO-modellen at den (økonomisk) utvinnbare mengden kan øke som følge av teknologisk fremgang.

Mange empiriske undersøkelser finner avtakende realpriser for de aller fleste ikke-fornybare ressurser, deriblant olje (av disse er Barnett og Morse (1963) et tidlig bidrag, mens Nordhaus (1992) er av nyere dato). Prisutviklingen har dermed i over 100 år ligget til venstre for t^* i figur 1. Denne utviklingen skyldes en sterk teknologisk fremgang, kombinert med oppdagelsen av (uventede) nye funn. Slade (1982) gjennomførte en økonometrisk analyse av utviklingen i oljeprisen og fant grunnlag for en U-formet priskurve. Hun mente dette hadde sin bakgrunn i økende knapphet fra begynnelsen av 70-tallet. Dette støttes ikke av et senere bidrag fra Berck og Roberts (1995). Den sistnevnte undersøkelsen tar hensyn til utviklingen etter de to store oljeprisøkningene på 70-tallet, og da spesielt det store oljeprisfallet i 1986.

2.3. Imperfekt konkurranse på tilbudssiden

2.3.1. Tilbudssiden som monopol

Råoljeforekomstene er lokalisert til geografisk avgrensede områder, som oftest med nasjonalstater som eiere. Dermed eksisterer det ikke fri etablering på tilbudssiden, men isteden en form for imperfekt konkurranse. I slike tilfeller vil produsentene ha motiv til å redusere produksjonen og høyne prisen. Den økningen i prisen man får i forhold til frikonkurranse-situasjonen defineres som kartellrenten. For å illustrere effekten av imperfekt konkurranse studeres tilbudssiden først som et monopol, selv om dette nok ikke er en realistisk beskrivelse av markedet.

En monopolisering av ressursmarkedet gir en tilsvarende forskyvning av produksjonen til senere perioder på samme måten som ved lavere realrente i figur 2¹⁴. I en enkel Hotelling-modell der ressurseieren er monopolist er det ikke den relative endringen i nettoprisen ($p-c$) i relasjon (8), men endringen i netto-grenseinntaket ($a'_x - c = p + p'_x x - c$) som skal vokse med en rate lik realrenten, der p'_x er den deriverte av den inverse etterspørselsfunksjonen. Monopolisten vet, gitt en fallende etterspørselskurve, at han kan utnytte sin posisjon ved å produsere mindre i tidligere perioder slik at prisen øker. Som i tilfellet med lavere realrente, vil dette føre til en forskyvning av produksjonen til

¹⁴ En tilstrekkelig betingelse er at etterspørselastisiteten øker med prisen. Dersom etterspørselen skifter over tid, er det tilstrekkelig at den blir mer elastisk. Det sentrale er at monopolisten utnytter den relativt uelastiske etterspørselen ved å kutte produksjonen. Dersom elastisiteten er konstant langs etterspørselskurven, får man selvfølgelig samme tilpasning ved monopol som ved frikonkurranse.

senere perioder. Hotelling (1931) sa da også at monopolisten er ressursbevarerens beste venn. Det er viktig å påpeke at denne konklusjonen bygger på antakelsen om at det er den samme eksogent gitte oljemengden (\bar{R}) som blir ekstrahert i monopol- og frikonkurransetilfellet.

Det er ikke særlig kontroversielt å hevde at oljemarkedet ikke er kjennetegnet ved et rent monopol i og med at det eksisterer flere uavhengige produsenter ved siden av OPEC. I avsnittene som følger vil vi beskrive og drøfte ulike grader av samhold og samspill mellom deltakerne i kartellet innenfor optimeringsmodellene.

Et kartells oppgaver kan (som i Pindyck, 1978b) sies å skulle oppfylle tre kriterier: Å bestemme optimal total produksjon, å dele produksjon og profitt og å oppdage og straffe “snyting” med produksjonskvotene. Problemet for OPEC blir altså å bestemme hva som er optimalt kvantum over tid og hvilke medlemsland som skal kutte og hvilke land som skal øke produksjonen. Medlemslandene kan ha forskjellige reserver, kostnader og diskonteringsrater¹⁵. Dersom lavkostnadslandene skal produsere mest, så må det avgjøres hvordan (de monetære eller politiske) sidebetalingene skal foregå.

Jeg starter med å se på et perfekt kartell, der det forutsettes at deltakerne har sammenfallende interesser og maksimerer kartellets totale nettoinntekt. Deretter studeres situasjoner med et imperfekt kartell, der deltakerne har mer eller mindre motstridende interesser. Til slutt analyseres en situasjon der hele tilbudssiden er forutsatt å være et oligopol.

2.3.2. Tilbudssiden som et perfekt kartell og en frikonkurransefløy

En situasjon med et perfekt kartell modelleres ofte under to ulike forutsetninger om OPECs markedsposisjon. I Stackelberg-spill (jf Marshalla og Nesbitt, 1986) har kartellet tilstrekkelig markedsrett til å fremstå som lederen og vil derfor foreta beslutninger før fløy-landene. Denne situasjonen kommer jeg tilbake til mot slutten av kapitlet. Dersom OPEC ikke antas å ha nok markedsrett til å fremstå som en slik leder, så vil kartellet og fløyen handle simultant. Denne situasjonen betegnes som et dynamisk ikke-kooperativt Nash-Cournot-spill (Salant, 1976). Fløyen består av mange mindre produsenter som opptrer som prisfaste kvantumstilpassere, mens kartellet tar produsert mengde fra fløyen for gitt. Derfor kan begge gruppene av aktører sies å handle simultant. OPEC har markedsrett fordi de samarbeider og blir store, i tillegg til at de har en større

¹⁵ Forskjellige diskonteringsrater impliserer et imperfekt kapitalmarked.

ressurmengde og lavere kostnader enn fløyen. De betrakter prisen som en funksjon av eget kvantum. Fløyen tar oljeprisbanen og kartellets produksjon for gitt.

En teoretisk analyse av denne typen markedsbeskrivelse ble først analysert av Salant (1976). Analysen bygger på en kostnadsfunksjon uten teknologisk fremgang og med endelige og kjente reserver. Her tar vi utgangspunkt i kostnadsfunksjonen (2). Optimeringsproblemet for OPEC gitt at begge finner det lønnsomt å produsere, blir som følger (produsent nr. i er OPEC, fløyen er nr. j):

$$(11) \quad \underset{x_i(t)}{\text{Max}} \int_{t=0}^{t=\infty} [p(\cdot)x_i(t) - C_i\{x_i(t), A_i(t), z_i(t)\}]e^{-rt} dt$$

$$(12) \quad \frac{\partial A_i(t)}{\partial t} = x_i(t)$$

$$(13) \quad x_i(t) = D[p(t)] - \sum_{j \neq i} x_j(t), \quad \text{der } D' < 0$$

Ved å ta hensyn til residualterspørselen rettet mot kartellet i relasjon (13), blir oljeprisen i (11) nå en funksjon av OPECs produksjon (i motsetning til under frikonkurransen). Videre antas lik diskonteringsrate for begge grupper, dvs. det eksisterer et perfekt kapitalmarked som stiller aktørene overfor den samme avkastningen på de finansielle reservene. For fløyen (produsent nr. j) blir optimeringsproblemet identisk med det under frikonkurransen, som ved relasjon (3) og (4).

Løsningen blir forskjellig fra situasjonen under frikonkurransen. Produsentene i kartellet vil nå ikke bare ta hensyn til at økt produksjon gir økte kostnader senere. For OPEC blir prisen en avtakende funksjon av kartellets produksjon. Det er ikke den relative endringen i nettoprisen, men endringen i kartellets nettogrenseinntekt ($p + p'_{x_i} \cdot x_i - C'_{x_i}$) som skal vokse med en rate lik det midterste leddet i relasjon (5). Dermed vil ressursrenten, $p - C'_{x_i} = q_i - p'_{x_i} \cdot x_i$, bestå av to renter, nemlig knapphetsrenten (q_i) og kartellrenten ($p'_{x_i} \cdot x_i$, der $p'_{x_i} < 0$).

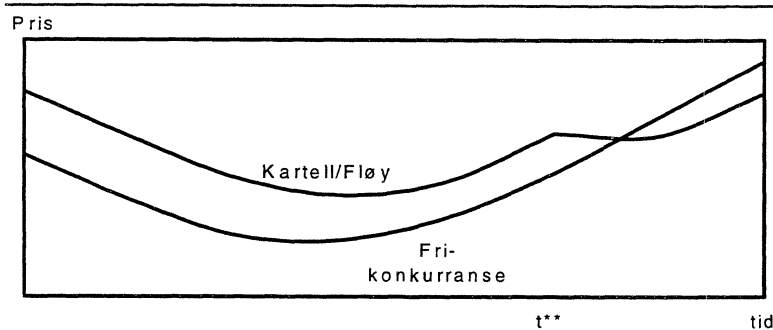
Sammenlignet med frikonkurransen-tilfellet har altså OPEC incentiv til å redusere produksjonen for å heve prisen, men ifølge relasjon (5) må nettoprisbanen oppfylle følgende betingelse (forutsatt at både fløyen og kartellet finner det lønnsomt å produsere):

$$(14) \quad \frac{\dot{p} - \dot{c}'_{x_j}}{p - c'_{x_j}} = r - \frac{C'_{A_j}}{q_j}$$

Dermed vil fløyen (som er produsent nr. j) være indifferent mellom å produsere på ulike tidspunkt. Kartellet har større reserver enn fløyen og de bestemmer prisbanen. Ved å sette en lav initialpris, vil etterspørselen øke og fløyen tømmer sine reserver raskere og OPEC vil kunne komme i en monopolsituasjon på et tidligere tidspunkt (og det sees bort ifra backstop-teknologi over hele ressursens levetid). På den annen side vil en lav initialpris føre til lavere inntekter for kartellet til å begynne med. For kartellet må nettomarginalinntekten $(p + p'_{x_i} \cdot x_i - C'_{x_i} = q_i)$ hele tiden vokse med en rate beskrevet ved høyresiden i relasjon (14) (men med fotskrift i: $r - \frac{C'_{A_i}}{q_i(t)}$). Dermed vil en optimal strategi for OPEC nå implisere at nåverdien av denne netto-marginalinntekten er konstant over hele perioden. Når bare kartellet produserer, må dessuten nettoprisen vokse med en rate som ikke er høyere enn i frikonkurransesituasjonen gitt ved (14). Det er bare under en slik betingelse at fløyen vil være villig til å tømme sine ressurser.

Figur 3 viser prisbanene under frikonkurranse og i en kartell/fløy-situasjon. Det forutsettes at det er den samme mengde olje (A) som utvinnes i de to situasjonene. Dette fører til at prisbanen i kartell/fløy-situasjonen ikke kan ligge øverst i hele perioden, slik Salant (1976) påpeker. Selv om konsumentene betaler en høyere pris i tidligere perioder, vil framtidige generasjoner stå overfor en lavere oljepris i framtiden, fordi oljeressursene varer lengre under en kartell/fløy-situasjon enn ved frikonkurranse (som i tilfellet med monopol). Med den kostnadsfunksjonen som benyttes her, vil samlet ekstrahert mengde bli bestemt av prisen og teknologisk fremgang i de to situasjonene. Mens formen på prisbanen under frikonkurranse ble bestemt av relasjon (5), blir den nå bestemt av fløyens tilpasning i (14) i den perioden begge produserer (før t^{**}). Forskjellen i helning mellom prisbanene blir bestemt av hvordan de marginale ekstraherings- og uttømmingskostnadene utvikler seg i fløylandene, i forhold til frikonkurransesituasjonen der man aggregerer over både fløy- og kartellprodusentene (og dermed får en slags gjennomsnittlig utvikling i marginalkostnadene).

Figur 3. Prisbaner under frikonkurransse og i kartell/fløy-tilfellet



Fram til t^{**} produserer både OPEC og fløyen, og etter dette produserer kartellet alene. Prisen er altså høyere sammenlignet med frikonkurranssesituasjonen i den perioden kartellet holder igjen på produksjonen. Uten å måtte ofre noe i form av redusert produksjon, vil fløyen nå tjene på dette (og det kan vises at de tjener relativt mer enn kartellet). Siden OPEC har større oljereserver vil det være lønnsomt å opptre som monopolist, når fløyen har ekstrahert den økonomisk lønnsomme delen av sine ressurser. Knekkpunktet t^{**} illustrerer at når fløyen har sluttet å produsere, så må prisen stige saktere. For at fløyen skal være villig til at OPEC produserer alene en periode, må utviklingen i nettoprisen være lavere enn uttrykket i relasjon (14) etter tidspunkt t^{**} ¹⁶. Dersom prisen hadde steget raskere, ville fløyen hatt incentiv til å utsette produksjonen. Hvor mye høyere pris man får i kartell/fløy-tilfellet er spesielt sensitivt overfor hvordan prisen virker på fløyens tilbud og residualletterspørselen rettet mot OPEC. Dersom en prisøkning fra OPEC gir en relativ sterk reduksjon i etterspørselen rettet mot kartellet, vil gevinstene bli relativt små. Det vil dermed bli relativ mindre avstand mellom de to prisbanen i figuren.

I tilknytning til figur 1 i forrige avsnitt ble det referert til pris- og produksjonsbanene i PETRO-modellen under frikonkurransse. En numerisk analyse av denne modellen er også foretatt som et Nash-Cournot-spill (i Berg et al, 1997a og 1997b). I denne analysen er forøvrig enhetskostnadene initialt lavere i OPEC enn i fløyen, mens den teknologiske fremgangen er sterkere i fløyen. De marginale ekstraheringskostnadene og de marginale uttømmingskostnadene stiger raskere i fløyen, gitt

¹⁶ For at det skal eksistere en ikke-kooperativ likevekt må etterspørselselastisiteten være lik én på et punkt i intervallet. En betingelse for at prisen skal stige saktere når kartellet er monopolist, er at etterspørselselastisiteten øker med prisen (som nevnt under tilfellet med monopol). Forøvrig tar Ulph (1982) for seg mange ulike kostnadsfunksjoner (der fløyen og kartellet har forskjellige, men konstante marginale ekstraheringskostnader). Han viser at dersom kartellet har en stor nok kostnadsfordel og mye større reserver, så kan løsningen være at kartellet produserer alene først. Så produserer begge grupper i en periode, før man får en situasjon der kartellet ikke har flere oljeresurser og prisen er høy nok til at bare fløyen produserer.

produksjonsprofilen og når man ser bort ifra teknologisk framgang. Med de parameterverdiene analysen opererer med får man stort sett stigende prisbaner i kartell/fløy-situasjonen, bortsett fra de tilfellene der den teknologiske framgang er sterk nok. Prisbanen skiller seg forøvrig fra den i figur 3 ved at prisen ikke på noe tidspunkt blir lavere i kartell/fløy-tilfellet enn i frikonkurransetilfellet. Prisbanene krysser ikke hverandre, fordi back-stop teknologien trer inn på markedet og setter en maksimal produsent-pris for olje (før t^{**}).

Produsentene utenfor OPEC vil tape på en oppløsning av kartellet. I PETRO-modellen vil en overgang til en frikonkurransesituasjon føre til en halvering av den initiale oljeprisen. Dette gjør at det for fløyen initialt ikke er lønnsomt å produsere under frikonkurransetilfellet. Siden de marginale ekstraherings- og uttømmingskostnadene stiger raskere i fløyen enn i OPEC (gitt produksjonsprofilen og når man ser bort fra teknologisk framgang), fører dette isolert sett til at prisen i (14) nå stiger raskere i kartell/fløy-tilfellet enn i frikonkurransesituasjonen. Men siden den teknologiske framgang er sterkest i fløy-landene fører dette isolert sett til at prisen stiger svakere (og faller raskere) i Nash-Cournot-situasjonen. For å få fallende priser for en periode må den teknologiske framgang være omlag 7 prosent i fløylandene i denne modellen (fordi kostnadene bare er omlag halvparten av prisen). OPEC-landenes samlede oljeformue er forøvrig omlag 18 prosent høyere i kartell-tilfellet. De relative kartellgevinstene for OPEC er spesielt sensitive overfor økte reserver i fløy-landene¹⁷. Dette kan tolkes som at priseffekten av OPECs produksjonskutt er liten, fordi residual-etterspørselen i relasjon (13) blir mindre. Det er det samme som at etterspørselens priselastisitet blir større. En dobling av reservegrunnlaget i ikke-OPEC vil faktisk føre til at kartell-gevinstene for OPEC forsvinner. I en numerisk analyse av en optimeringsmodell finner Pindyck (1978b) kartellgevinstene for OPEC på 50-100 prosent. Noe av forklaringen på de store gevinstene er trolig at hans undersøkelse er basert på data fra rundt 1975, straks etter det første oljeprissjokket. Dessuten tar analysen heller ikke hensyn til teknologisk framgang, som har vist seg å være spesielt stor i fløy-landene.

Dersom OPEC har nok troverdighet til å framstå som en leder i markedet, kan man få en såkalt Stackelberg-løsning. En slik situasjon er analysert i DIF-modellen (EMF, 1992), og sammenlignes med frikonkurransesituasjonen. Kartellet trekker først og annonserer en prisbane som fløyen tar for gitt. Kartellet tar dermed ikke produksjonen fra fløyen for gitt, men kjenner fløyens adferd og tar hensyn til at fløyen reagerer på sitt tilbud når produksjonsprofilen skal bestemmes. Kartellet vil

¹⁷En dobling av reservene tolkes som en halvering av konvekssitetsparameteren η i kostnadsfunksjonen $c = \frac{C}{x} = \beta \cdot e^{\eta A - \pi}$

komme minst like godt ut som i situasjonen med simultan trekning der de tar produksjonen fra fløyen for gitt, fordi Nash-Cournot løsningen er et mulig utfall for lederen i spillet. Et sterkt kartell vil velge en slik løsning som DIF-modellen beskriver, men i følge bl.a. Ulph (1982) vil Stackelberg likevektsløsningen være inkonsistent over tid, fordi en eller flere aktører har incentiv til å avvike fra denne. Nash-Cournot-likevekten er tidskonsistent, dvs. at ex-post-løsningen er slik at ingen aktører på noe tidspunkt i produksjonsperioden ønsker å avvike fra ex-ante produksjonsbanene¹⁸. Det er i utgangspunktet ingen grunn til at lederen i Stackelbergspillet vil følge denne produksjonsbanen etter at fløyen har sluttet å produsere. Dette ville vært oppfylt dersom det hadde eksistert en bindende kontrakt, noe som er urimelig å tenke seg i praksis¹⁹. Et annet spørsmål er om OPEC i dagens oljemarked faktisk er i stand til å opptre som en Stackelberg-leder. I tilfelle måtte de være i stand til å beregne fløyens produksjon til enhver pris. Forøvrig blir kartell-gevinstene i DIF-modellen små, men dette skyldes først og fremst at residualetterspørselens priselastisitet er høy. Modellen gir også stigende prisbaner, på grunn av kostnadsfunksjonens form som forutsetter gitte reserver og ingen teknologisk fremgang.

En nærliggende forklaring på firedoblingen av oljeprisen i 1973/74, er at OPEC ble klar over at det var store kartellgevinster å hente. Gately (1984) avviser hypotesen om at OPEC var et effektivt kartell som utnyttet den uelastiske etterspørselen, men hevder at markedet heller var preget av frikonkurranse. Han mener at økningen i oljeprisen i 1973/74 først og fremst skyldtes skiftet i eiendomsrettighetene fra internasjonale oljeselskap til nasjonalstater i Midt-Østen, og dette ga en reduksjon i diskonteringsraten (jf. figur 2). Begrunnelsen er at nasjonalstatene har lenger planleggingshorisont, ved at de har mer langsiktige mål som det å bygge ut landets produksjonskapital og ta hensyn til negative indirekte virkninger ved bruk av oljeinntekter, samt at det hersker større usikkerhet for et oljeselskap om de fremtidige eiendoms- og produksjonsrettighetene.

2.3.3. Tilbudssiden som et imperfekt kartell og en frikonkurranse-fløy

Når OPEC modelleres som et perfekt kartell, er det underforstått at de tre kriteriene som ble nevnt i kapittel 2.3.2 er oppfylt. Dette forutsetter en aggregering av inntekter, kostnader og reserver.

¹⁸ Men den er ikke en delspill-perfekt likevekt (Hoel, 1992)

¹⁹ Det er fordi markedet er karakterisert ved rasjonelle forventninger og full informasjon, at fløyen tvinges ut av sin helt passive følger-rolle. Den innser at den kan bli lurt av lederen i Stackelberg-markedet, dersom ikke kartellet følger sin ex-ante produksjonsplan når fløyen har tømt sine ressurser, men istedenfor lar prisen stige f. eks. til monopolprisbanen (før back-stop-prisen nåes). En fløy med rasjonelle forventninger vil gjennomskue dette allerede på starttidspunktet og holde tilbake olje for å høste gevinsten ved denne prisøkningen. Stackelberg-løsningen vil bryte sammen og dermed er vi over i Nash-Cournot-spillet. Generelt er rasjonelle forventninger og full informasjon nødvendig for at det ikke skal bli sprang i prisbanen.

Istedenfor å se på et perfekt kartell som maksimerer den samlede nettoinntekten over tid, kan man beskrive det som et imperfekt kartell, der deltakerne har ulike interesser. I det følgende er det Nash-Cournot-situasjonen det refereres til, når begrepet perfekt kartell brukes. Situasjonen ligner på tilfellet med et imperfekt kartell, i motsetning til situasjonen der kartellet opptrer som en leder.

En numerisk analyse i SALANT-modellen beskriver kartellet som et oligopol med to eller flere deltakere. Som i situasjonen med et enhetlig kartell forutsettes fløy-landene å være prisfaste kvantumstilpassere. Hvert kartell-medlem tar nå produksjonen fra både fløy-landene og de andre kartellmedlemmene for gitt, mens de betrakter prisbanen som en funksjon av egen produksjon. De ulike fløy-landene tar prisbanen og alle de andre produsentenes produksjon for gitt. Alle aktører er Nash-Cournot-spillere. Kostnadsfunksjonen i SALANT-modellen er som følger: $C_i=C_i(x_i, R_i)$, og hver deltakers reserver er gitte²⁰. Dette gir stigende prisbaner og prisbanen er bestemt ved (14) i den perioden også fløylandene produserer. Reservenens størrelse, kostnadene og diskonteringsraten tillates å variere mellom spillerne, både innenfor kartellet og fløyen. Kartellet kan nå inndeles i ulike undergrupper med forskjellig mål og interesser. Ulik realrente er ment å gjenspeile de forskjellige mulighetene det enkelte land har til å absorbere oljeinntektene, som igjen kan ha sammenheng med imperfeksjoner på internasjonale kapitalmarkeder. Tilfellet med et perfekt kartell nevnt ovenfor blir dermed et spesialtilfelle av denne modellen. Prisbanen i SALANT-modellen med et imperfekt OPEC ligger mellom kartell/fløy- og frikonkurransesbanen som vist i figur 3, helt til prisen på back-stop teknologien nås. I en situasjon der kartellet er delt i to ulike grupper, ligger prisen initialt 45 prosent over situasjonen med frikonkurranse.

Istedenfor å anta at et kartellmedlem tar produksjonen fra de andre i OPEC for gitt og bare maksimerer egen formue, kan man anta at de kan inngå forpliktende avtaler. Dette kan føre til at det enkelte medlemsland tjener mer enn når de inngår i et imperfekt kartell, og om mulig kan de nærme seg den maksimale inntekten som et perfekt kartell oppnår. Med et slikt modellapparat kan man få et kooperativt spill. Svært få modellerer de interne forhandlingene i OPEC. Unntaket er en numerisk analyse av en optimeringsmodell i Hnyilicza og Pindyck (1976). De mener det er urealistisk å beskrive OPEC som en gruppe produsenter som ikke aktivt koordinerer sin politikk og inngår

²⁰ I likhet med PETRO-modellen er det tatt hensyn til substitusjon mellom olje, kull og gass. Dermed kan ikke oljeprodusentene holde en høy oljepris over flere år, uten at man får en substitusjon over til gass og kull. Andre modeller forsøker å ta hensyn til substitusjon implisitt gjennom etterspørselens direkte priselastisitet. Salant innfører forøvrig usikkerhet, men av den formen som opphører på et tidspunkt (som at vi kommer til å få vite hva prisen på en framtidig back-stop teknologi vil bli i år 2005).

forpliktende avtaler. Uansett er det et poeng å beskrive hvordan kartellet *kunne* ha oppnådd den optimale løsningen. De beskriver et kartell som består av 2 blokker, såkalte «spenders» og «savers», som har ulike mål og forhandlingsstyrke. «Spenders» er land som har mindre reserver, gjennomgående større befolkning og et stort inntektsbehov i dag, tolket som en høy diskonteringsrate. «Savers» består av land med store reserver, gjennomgående mindre befolkning og relativt mindre ønske om inntekter i dag, altså en lavere diskonteringsrate (muligens De Forente Arabiske Emirater, kanskje Saudi-Arabia og Kuwait på 70- og 80-tallet). Forfatterne ser forøvrig bort ifra at land med store reserver gjennomgående har lavere kostnader. Ulike diskonteringsrater kan skyldes forskjeller i mulighet til å absorbere oljeinntektene, som f.eks. manglende alternativer for de innenlandske investeringene. Realrenten kan variere, fordi aktørene ikke kan spare/låne på et perfekt kapitalmarked. Forfatterne utleder Nash-likevekten i et kooperativt spill med to deltakere, der kartellet maksimerer en veiet sum av de to gruppenes neddiskonterte formuer. Hvilken vekt de to partenes preferanser skal tillegges, bestemmes ut fra en Nash-forhandlingsløsning. Dersom kartellet ikke kommer fram til en bindende avtale, ender det med brudd som er antatt å være frikonkurranseløsningen²¹.

Resultatet viser at det er optimalt for de to deltakerne i kartellet at «spenders»-landene produserer alene en periode først, for så å la «savers» overta. Overskuddet fordeles så ved sidebetalinger. Selv om dette kan synes som en lite realistisk produksjonsprofil, viser forfatterne at kartellet taper relativt mye dersom de ikke koordinerer sin politikk og benytter seg av sidebetalinger. At «savers»-landene stanser all produksjonen for en kortere eller lengre tid er lite realistisk. En mer troverdig løsning kan beskrives som et kompromiss der «savers» kutter relativt mer av produksjonen enn den andre blokken. Dette kan være en realistisk beskrivelse av oljemarkedet, fordi spesielt Saudi-Arabia i perioder har redusert produksjonen relativt mye siden OPEC ble dannet²².

²¹ Hnylicza og Pindyck (1976) påpeker at dette utfallet like gjerne kunne vært den ikke-kooperative Nash-Cournot-løsningen, men at dette gir beregningsmessige problemer. Etterspørselen og fløyens tilbud er «lagget» en periode, slik at kartellet kan ta en høy pris i starten uten at etterspørselen reduseres noe særlig. Dette fører til at prisene faller en relativt kort periode til å begynne med, før de begynner å stige. Analysen kan ikke sies å være konsistent, fordi fløyen bare er optimerende i frikonkurransetilfellet, mens den i kartell/fløy-situasjonen er representert ved en enkel tilbudskurve (slik at de i denne situasjonen forutsettes å ikke ta hensyn til fremtidige markedsforhold). Lignende forutsetninger gjøres som tidligere nevnt i Pindyck (1978b), som ser på en modell med et enhetlig kartell og en fløy.

²² Med sine store reserver vil OPEC etterhvert få en økende andel av verdens oljeproduksjon. Dermed vil den indre maktbalansen i OPEC få større betydning. Dersom OPEC består, vil det uvegerlig føre til at land med store reserver og relativt liten diskonteringsrate stadig får større makt innenfor kartellet. Land med store reserver har også ofte lave kostnader, som Saudi-Arabia, Irak og Kuwait.

2.3.4. *Tilbudssiden som et oligopol*

Istedenfor å dele oljemarkedet inn i et perfekt eller et imperfekt kartell og en fri-konkurranssefløy, kan hele tilbudssiden oppfattes som et oligopol, der alle produsentene er Nash-Cournot-spillere og hvor de behandles symmetrisk. En teoretisk modell av et slikt oligopolistisk oljemarked ble først utledet av Loury (1986). Han poengterer at mens ekstraherings-rekkefølgen mellom produsentene under frikonkurranse bare blir bestemt av kostnadene, så vil man under oligopol få ekstrahering fra lavkostnads- og høykostnadsprodusenter samtidig. Istedenfor en gitt pris, står nå alle aktørene overfor en avtakende grenseinntektsfunksjon. Dermed vil en produsent med høye kostnader bare redusere ekstraheringen istedenfor å stanse den helt.

En numerisk analyse av et oligopolistisk oljemarked er beskrevet i Polasky (1992).

Kostnadsfunksjonene som anvendes er av formen $C_i = x_i C_i(R_i)$, slik at de marginale ekstraheringskostnadene er konstante, men stadig økende ettersom reservene blir mindre. Modellen søker å beskrive den historiske utvikling i perioden 1970-89, og gir således ikke framskrivninger av pris- og produksjonsbaner. Ifølge de teoretiske resultatene i Loury (1986) skulle land med mindre reserver ha gjennomgående høyere kostnader og ekstrahere en relativ større andel av sine ressurser, fordi de på denne måten internaliserer en større andel av sitt overskudd. Resultatene fra POLASKY-modellen presenteres nærmere i kapittel 2.4. Loury (1986) og Salant (1976) viser i sine teoretiske arbeider at konvergenssegenskapene man finner i et statisk Nash-Cournot spill også vil gjelde i dynamiske spill; Når antall produsenter blir tilstrekkelig stort, vil likevektsløsningen konvergere mot løsningen under frikonkurranse²³.

2.4. Er OPEC et perfekt eller et imperfekt kartell?

Et sentralt spørsmål er hva slags markedsadferd oljeprodusentene kan sies å ha. Nedenfor følger fire empiriske undersøkelser som forsøker å si noe om hvordan de enkelte medlemslandene i OPEC har tilpasset seg og om fløyprodusentene kan sies å ha hatt frikonkurranseadferd eller ikke. De tre første tar utgangspunkt i enkle tilbudsfunksjoner og analyserer hvordan den enkeltes produksjon varierer i forhold til andre produsenter og oljeprisen. Den siste undersøkelsen benytter intertemporal optimering.

Jones (1990) ser på kvartalsvise data for perioden 1971-88. Han finner støtte for at OPEC opererer som et imperfekt kartell, der spesielt OPEC-land med relativt store reserver og ledig kapasitet utviser

²³ Dessuten vil prisen og profitten avta med antall produsenter gitt at ressursbeholdningene er like.

oligopolistisk adferd. Flere mindre OPEC-produsenter produserer nær eller med full kapasitet og anses derfor ikke å ha kartell-adferd. Han finner at de fleste land utenfor OPEC produserer i overensstemmelse med frikonkurranse-tilpasning.

Dahl og Yücel (1991) baserer sin analyse på kvartalsvise data fra perioden 1971-87. De finner støtte for ikke-frikonkurranseadferd for nærmest alle OPEC-land. De avviser hypotesen om et enhetlig kartell, men finner støtte for at spesielt lav-kostnadsland opererer som svingprodusenter. I likhet med Jones (1990) beskrives OPEC som et imperfekt kartell, men de finner på den annen side ikke empirisk bevis for at fløylandene har frikonkurranse-tilpasning.

Gülen (1996) benytter månedsdata og finner støtte for at OPEC opptrådte tilnærmet et perfekt kartell i perioden 1982-93. Minst syv OPEC-land, deriblant Saudi-Arabia, varierte produksjonen i takt med kartellets totale produksjon. Han finner at disse landene i større grad overholdt en kvote-politikk i denne perioden, sannsynligvis for å hindre et enda større oljeprisfall etter at oljeprisen flatet ut og falt i kjølvannet av de to kraftige oljeprishoppene på 70-tallet. I 1986 ville Saudi-Arabia gjenerobre markedsandeler, de økte produksjonen kraftig og oljeprisen falt. Selv om de på denne måten brøt med kvotepolitikken, kan det ha vært en rimelig adferd dersom dette holdt den fremtidige oljeetterspørselen rettet mot landet oppe på et rimelig nivå.

Polasky (1992) benytter en optimeringsmodell (se kapittel 2.3.4) der hele tilbudssiden oppfattes som et oligopol, slik at alle produsentene er Nash-Cournot-spillere og behandles symmetrisk. Han finner at alle produsentene, både OPEC og ikke-OPEC, i perioden 1970-89 produserte i overensstemmelse med oligopolistisk teori (i alt 43 land). Han benytter seg av de teoretiske resultatene i Loury (1986) og finner støtte for et oligopolistisk oljemarked ved at produsenter med større reserver gjennomgående har lavere ekstraheringskostnader og ekstraherer relativt saktere enn de med mindre reserver, selv om de produserer mer i absolutt forstand. Det er fordi de med store reserver tjener relativt mer på å utsette produksjonen, ved at den kortsiktige prisen heves og nåverdien av profitten dermed øker. Resultatet viser at OPEC ikke holder mer igjen på produksjonen enn selv mindre fløy-produsentene, gitt nivået på reservene. Polasky finner ikke støtte for et perfekt kartell, fordi enkeltprodusentene da skulle hatt lavere ekstraheringsrater for gitte reserver. Han finner istedenfor at kartell-medlemmene gjennomgående reduserer produksjonen bare i henhold til sin egeninteresse. Dersom dette er en riktig beskrivelse av oljemarkedet, kan det være urimelig å modellere oljemarkedet som et enhetlig kartell

med en frikonkurranse-fløy, fordi man dermed overdriver medlemmenes incentiv til å heve prisene gjennom reduksjon i produksjonen.

Resultatene ovenfor viser at dersom man tar utgangspunkt i et perfekt kartell, bør noen av medlemslandene behandles som en del av frikonkurransefløyen. Det kan også synes som om modeller med et imperfekt OPEC der medlemslandene har ulike interesser, fanger opp et sentralt aspekt ved OPEC som kartell. Mer overraskende er det at produsentene utenfor OPEC ikke uten videre kan sies å ha frikonkurranse-tilpasning.

3. Adferdssimulering

3.1. Fellestrekk ved adferdssimulerings-modeller

Adferdssimuleringsmodellene fokuserer på OPEC som et mer eller mindre imperfekt kartell. Kartellet kan sies å være imperfekt, fordi OPEC benytter såkalte tommelfingerregler for sine pris- og produksjonsavgjørelser. Et mål for ønsket nivå på kapasitetsutnyttelsen er en dominerende “tommelfingerregel” for den kortsiktige prisfastsettelsen. Dette nivået kalles «Target Capacity Utilization», heretter kalt TCU, og er den kapasitetsutnyttelsen som gir konstant oljepris (Begrepene vil bli forklart nærmere i kapittel 3.2). OPEC bestemmer prisen rekursivt år for år basert på den faktiske kapasitetsutnyttelsen i forhold til TCU. På mellomlang sikt bestemmes prisen ved endringer i selve kapasiteten. Slike modeller tar bare implisitt hensyn til at oljen er ikke-fornybar, gjennom anslag på reservegrunlaget for fløylandene og avledede mål for OPECs pris- og kapasitetsutvikling. De har gjennomgående et kortere tidsperspektiv enn optimeringsmodellene. Selv om adferdssimulering ikke er klart fundamentert i klassisk mikroøkonomisk teori, benyttes slike modeller ofte i analyser av oljemarkedet: Ni av elleve oljemodeller i EMF (1992) er simuleringsmodeller. Sentrale gjennomganger av adferdssimuleringsmodeller finnes i Gately et al (1977), Griffin og Teece (1982) og Powell (1990).

Adferdssimulerings-modeller kan sies å ta utgangspunkt i at aktørene har begrenset og såkalt *procedural* rasjonalitet (Simon, 1982). Heller enn å beskrive en normativ avgjørelsesprosess, forsøker disse modellene å beskrive hvordan adferden faktisk er (og derav begrepet adferdssimulering). En tolkning av at fornuften er begrenset, er at virkeligheten er for kompleks til at aktørene kan treffe optimale valg. På bakgrunn av begrenset informasjon og kunnskap om virkeligheten, forsøker produsentene å finne fram til effektive prosedyrer for å kunne velge mellom ulike strategier

(*procedural rationality*). Fordi aktørene ikke kan ta optimale valg, kan de sies å ha *satisficing behaviour*, som refererer til handlinger som gir tilfredsstillende utfall i forhold til et gitt ambisjonsnivå.

Prosedyrene som brukes kan være mer eller mindre effektive til å velge strategier som gir gunstige utfall. Modellene fokuserer derfor på prøving og feiling. Heller enn sofistikert optimering er avgjørelsene preget av handlingsregler («tommelfingerregler») basert på tilgjengelig og observerbar informasjon fra markedet. I følge Baumol og Quandt (1964) er «rules of thumb among the more efficient pieces of optimal decision-making». De første som fokuserte på TCU som tommelfingerregel for OPECs pris- og produksjonsavgjørelser var Gately et al (1977).

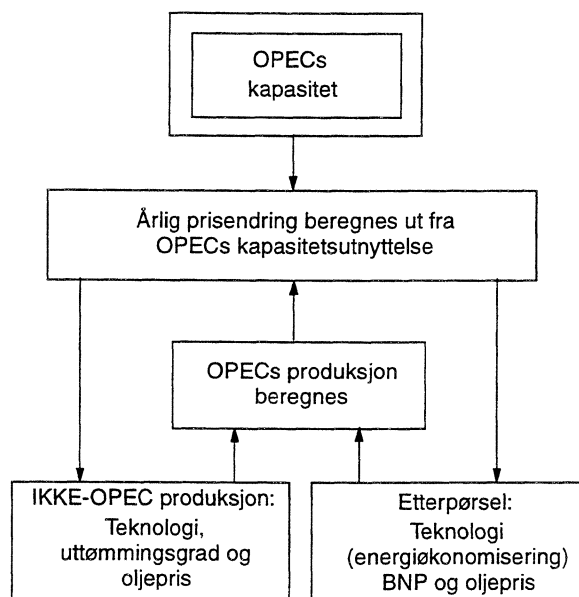
3.2. Prisdannelsen

Prisregelen i modellene er basert på TCU. En slik tilnærming tar utgangspunkt i tilgjengelige og observerbare variable som OPECs produksjon og kapasitet. Siden det er vanskelig å oppnå optimale inntekter og velferd, forsøker kartellet å oppnå tilfredsstillende overskudd på en indirekte måte. På kort sikt varierer OPEC prisene for å forsøke å holde et nivå på kapasitetsutnyttelsen i overensstemmelse med TCU, som igjen er forenelig med prisstabilitet. På lengre sikt vil endringer i selve kapasiteten være avgjørende for OPECs inntekter.

TCU er basert på to hovedforutsetninger (se figur 4): A) OPEC er residualprodusent ved at de produserer differensen mellom global etterspørsel og ikke-OPEC tilbud, som de tar for eksogent gitt. B) OPEC fastsetter prisen, mens fløyen tar prisen for gitt.

Denne situasjonen kan dermed sies å være et statisk Nash-Cournot-spill, bortsett fra at hverken kartellet eller fløyen er optimerende aktører (jf. kapittel 2.3.2). Aktørene handler ut ifra informasjon fra i dag og fra tidligere perioder. Modellene løses rekursivt periode for periode framover. De kalles derfor også for rekursive simuleringsmodeller. Kartellets prisfastsettelse kan på denne måten sies å være preget av nærsynthet. Endringer i OPECs kapasitet er som regel eksogent gitt. I kapittel 3.4 drøftes hvilke faktorer som bestemmer fløyens produksjon og etterspørselen (jf. de to nederste «boksene» i figur 4).

Figur 4. Den typiske adferdssimuleringsmodell



Kilde: EMF (1992).

Ni av elleve modeller i EMF (1992) er rekursive simuleringsmodeller og alle benytter en eller annen variant av TCU-regelen som forklaring på hvordan OPEC bestemmer prisene. Huntington (1994) setter opp det han kaller en representativ reaksjonsfunksjon, som er ment å fange opp sentrale trekk ved modellene.

$$(15) \quad \frac{P_{t+1} - P_t}{P_t} = g + h \cdot \ln \left[1 - \frac{x_t}{k_t} \right]$$

der k_t er OPECs produksjonskapasitet, x_t er produksjon og h og g er negative parametre.

Kapasitetsutnyttelsen blir dermed x/k . TCU blir den verdien av x/k som gjør venstresiden lik null.

Med $g = -0,421$ og $h = -0,222$ vil TCU for denne spesifikasjonen være 85 prosent, slik at oljeprisen da hverken stiger eller faller. Med de samme parameterverdier vil en (faktisk) kapasitetsutnyttelse på 90 prosent føre til at oljeprisen stiger med 9 prosent. En kapasitetsutnyttelse på 80 prosent vil føre til at prisen faller med noe over 6 prosent²⁴. OPEC setter altså prisen for neste periode basert på forskjellen mellom dagens kapasitetsutnyttelse og TCU. OPEC lar prisen øke når det er etterspørselspress og stor

²⁴ Reaksjonsfunksjonen i Huntington (1994) har en "skrivefeil": Han benytter relativ og ikke prosentvis prisendring og dette stemmer ikke med størrelsen på de oppgitte parametrene.

kapasitetsutnyttelse, mens de lar den falle noe når etterspørselen er svak. Jeg kommer tilbake til spørsmålet om relasjon (15) gir en bra føyning til historiske tall i kapittel 3.3.

I relasjon (15) som Huntington kaller en representativ prisregel, er relativ endring i pris en funksjon av kapasitetsutnyttelsen *i forrige periode*. Denne sammenhengen antas å være ikke-lineær. Over målet for ønsket kapasitetsutnyttelse lar OPEC prisen vokse raskt, slik at etterspørselen og kapasitetsutnyttelsen dermed avtar. Under målet for den ideelle kapasitetsutnyttelsen faller prisen relativt sakte. På den måten stimuleres residualletterspørselen og dermed kapasitetsutnyttelsen. Slik bindes periodene sammen ved at variable som blir determinert i en periode tjener som input i neste periode og dette bestemmer også dynamikken i modellen.

Dette gir opphav til en relativt kompleks dynamikk ved at økt pris gir redusert global etterspørsel i oljeimporterende land og muligens økt oljetilbud fra ikke-OPEC-land. I noen modeller i EMF (1992) tas det også hensyn til inntektsvirkningen ved at en høyere oljepris fører til redusert økonomisk vekst. Det er rimelig å anta at en prisøkning alt i alt gir redusert etterspørsel etter OPEC-olje, og dette vil presse prisen nedover i neste periode, fordi OPECs produksjon og kapasitetsutnyttelse faller. Dette gir igjen opphav til økt etterspørsel i neste periode. Slik vil det oppstå bevegelser fra en kapasitetsutnyttelse over TCU til en kapasitetsutnyttelse under TCU. Det vil derfor ta tid før modellen når TCU som er forenelig med prisstabilitet.

Denne prisfastsettingen gir altså sykliske bevegelser omkring TCU, med økninger og reduksjoner i oljepris på kort sikt. Dersom modellen ikke utsettes for stadige sjokk, som en plutselig og stor økning i fløyens tilbud eller store skift i etterspørselen, vil utviklingen gå mot TCU-likevekten. OPEC kan altså ikke holde en konstant høy pris ved å endre på kapasitetsutnyttelsen. Et sentralt trekk ved adferdssimuleringsmodellene er derimot at OPEC antas å ha markedsrett på mellomlang sikt ved at mindre kapasitetsutvidelse fører til høyere priser. Dersom kartellet ikke utvider kapasiteten i særlig grad, vil dette over tid føre til at den globale økonomiske veksten gir økte priser istedenfor økt produksjon. Konklusjonen er at OPEC effektivt kan kontrollere prisene på noe lengre sikt gjennom å kontrollere utvidelser i kapasitet (ved at pris og kapasitet bestemmes simultant). Et sentralt poeng i denne sammenheng er at modellene konvergerer mot TCU uavhengig av om kapasiteten utvides eller ikke.

I de fleste modellene er kapasiteten eksogen, slik at forutsetninger om denne blir helt sentral for prisutviklingen. Modellene kan derfor sies å fokusere på kort- og tildels mellomlang sikt. I EMF

(1982, 1992) foretas det adferdssimuleringer over opptil tyve år. Derfor er det heller ikke så vanlig å innføre en back-stop-teknologi i disse modellene.

3.3. Tolkninger av prisdannelsen

Bortsett fra at prisregelen antas å ha et empirisk grunnlag, kan den ha flere begrunnelser.

OPEC kan sies å være et imperfekt disiplinert kartell som er usikker på de underliggende kostnads-, tilbuds- og etterpørselsforhold som elastisiteter på kort og lang sikt, den framtidige økonomiske vekst, kostnader ved alternativ energi etc. OPEC består av flere deltakere med ulike reserver, absorpsjonsevne og varierende politiske interesser. De står overfor stor usikkerhet, lang tidshorisont og en kompleks markedsdynamikk. Dermed er virkeligheten så kompleks at det blir vanskelig, om ikke umulig, å ha en optimerende adferd over tid. OPEC forsøker derfor å lete etter en god tommelfingerregel, som tar hensyn til de til enhver tid tilgjengelige og observerbare markedssignalene. Heller enn å søke etter en usynlig optimal prisbane, kan OPEC sies å ha en mer «nærsynt» prisstrategi.

Simuleringsmodellene fokuserer på evnen OPEC har til å fungere som prisstabilisator gjennom å absorbere produksjonskutt. Saudi-Arabia og tildels De Forenede Arabiske Emirater og Kuwait beskrives ofte som svingprodusenter (i hvert fall fram til begynnelsen av 90-tallet): De lar de andre kartellmedlemmene produsere mer eller mindre det de vil, mens de selv i større grad varierer sin oljeproduksjonen ut fra målsettinger om oljeprisen. Ledig produksjonskapasitet og relativt store reserver gir mulighet til å utnytte rollen som marginal produsent. I tillegg gjør geologiske forhold sitt til at kostnadene ved å ha en fleksibel produksjonen ikke blir for høye. Den dominerende produsenten kontrollerer marginalt tilbud og kan heve prisene ved å redusere produksjonen, fordi kontrollen impliserer at ingen andre kan øke sin produksjon på kort sikt for å oppheve denne reduksjonen.

En produsent som kontrollerer marginalt tilbud står overfor flere avveininger. For det første bør kartellets pris være tilstrekkelig lav til å opprettholde residualetterpørselen rettet mot OPEC (gjennom en økning i global etterspørsel), selv om dette gir lavere inntekter på kort sikt. I tillegg vil en lav pris på lang sikt bremse utviklingen av alternative energikilder. Men så lenge en prisøkning gir relativt liten endring i residualetterspørselen, kan dette være lønnsomt for kartellet. Prisen bør også være høy nok til at fløy-produsentene finner det lønnsomt å tappe av sine relativt mindre ressursbeholdninger (jf. figur 3 i kapittel 2), fordi disse landenes oljeproduksjon ofte forutsettes å øke med prisen. Selv om

OPEC og Saudi-Arabia ikke driver med en slik langsiktig strategisk planlegging innenfor dette modellapparatet, kan det være elementer som trekker i denne retningen.

Sving-produsent(e) kan altså ha motiver til å sørge for at prisene ikke varierer for kraftig. Saudi-Arabia beskrives ofte som en lav-absorberer ved at de ikke først og fremst er interessert i mest mulig inntekter nå²⁵. De har store reserver og kan også ha som mål å få relativt høye inntekter også i senere perioder. En for høy pris nå, kan gi substitusjon bort fra olje på lengre sikt. Etterspørselen etter olje og tilbudet utenfor OPEC regnes for å være lite elastisk overfor prisendringer på kort sikt, mens tilpasningene skjer over noe lengre tid. Etter de to prishoppene på 70-tallet (og tildels i 1990) opplevde man en utflating og senere reduksjon i prisene i årene etterpå. Det tok altså noe tid før residualetterspørselen falt som følge av prisøkningene.

Ovenfor er det argumentert for at modellene har en viss (ad hoc) økonomisk forankring. Man kan også argumentere for at ikke-økonomiske forhold spiller inn. Ledig kapasitet er i seg selv et sterkt forhandlingskort på andre områder innenfor OPEC og gjør det mulig å ha en slags politifunksjon. Det kan derfor være politiske gevinster (sidebetalinger) ved å ta på seg de kostnadene det tross alt gir å ha ubrukt kapasitet. Det å ha ledig kapasitet og en viss kontroll med styrken i oljeprisøkningene kan også skyldes politiske hensyn overfor importregionene.

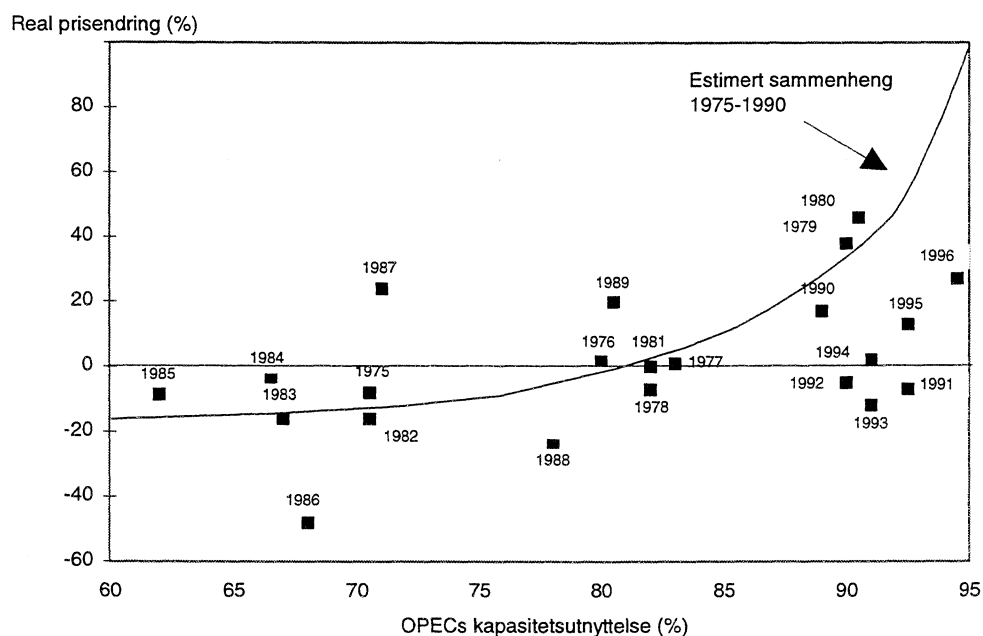
Siden simuleringsmodellene har som mål å beskrive aktørenes adferd, er det av interesse å se om de empiriske fakta støtter en slik prismekanisme. Først vil jeg se på en undersøkelse av Green (1988) som studerer kvartalsdata for perioden 1970-87 og benytter enkle tilbuds- og etterspørselsfunksjoner. Han finner støtte for at markedet kontrolleres av et imperfekt kartell, som forsøker å kontrollere prisene gjennom å ha ledig kapasitet. Han finner at en nedgang i OPECs kapasitet på 0,5 prosent eller en økning i produksjonen på 1 prosent gir omlag 1 prosent økning i oljeprisen. Tilsvarende finner han at økt kapasitet og redusert produksjon faller sammen med fallende priser. Produsentene utenfor OPEC, som ikke er tvunget til å holde prisen oppe, er mindre tilbøyelig til å endre produksjonen i takt med etterspørselen. Green finner således en viss støtte for adferdssimuleringsmodeller ved at kartellet opererer som en svingprodusent og forsøker å finne sin likevektspris (TCU). Han finner at OPEC i enkelte perioder har fått problemer med å holde en stabil pris, som dermed kan bevege seg eksplosivt. Han mener at de to oljeprissjokkene på 70-tallet og prisnedgangen i 1986 skyldtes at markedet var i

²⁵ En slik karakteristikk passet sannsynligvis best på 70- og 80-tallet.

ulikevekt. Disse hendelsene kunne dermed sees på som en bevegelse mot likevektsprisen som reflekterte de langsiktige tilbuds- og etterspørselsforhold.

Jeg vil nå fokusere på hvordan selve TCU-regelen stemmer med empiriske fakta. Figuren nedenfor viser hvordan oljeprisen varierer med OPECs kapasitetsutnyttelse i perioder på hele år.

Figur 5. OPECs prisfastsetting 1975-96



Kilde: Suranovic (1992), Oil Market Report, Petroleum Intelligence Weekly.

Figuren viser at det eksisterer en sammenheng mellom prosentvis endring i oljeprisen og OPECs kapasitetsutnyttelse for perioden 1975-90. I denne perioden viser den estimerte sammenhengen at TCU, som altså er forenlig med prisstabilitet, har ligget på noe over 80 prosent. Selv om 1986/87 og tildels 1988/89 er avvikende år, kan modellen forsvares ved at gjennomsnittet av disse årene følger kurven²⁶. Fra figuren gjenkjennes forøvrig det såkalte pris-sperre-fenomenet (jf. Powell, 1990). I 1973/74, 1979/80 og tildels 1990 opplevde markedet prishopp, fordi markedet var stramt. Deretter fulgte perioder med svakere (residual-) etterspørsel og dermed prisreduksjoner. Fra og med 1991 har kapasitetsutnyttelsen økt uten en tilsvarende prisøkning. En mulighet er at det har skjedd et skift i kurven. Når det gjelder formen på kurven er det grunn til å tvile på den estimerte reaksjonsfunksjonen

²⁶ Det må også påpekes at man kan få bedre tilpassing med kvartals- eller månedsdata.

ved svært lav kapasitetsutnyttelse. Prisfallet i 1986 tyder på at det finnes et minimumsnivå for produksjonen for at OPEC skal holde sammen.

Tidligere modeller opererte med TCU på 80-85 prosent²⁷. TCU i Huntingtons representative prisregel ligger på 85 prosent, altså noe høyere enn det estimerte nivået i figur 5. Som tidligere nevnt vil en kapasitetsutnyttelse på 90 prosent føre til at oljeprisen stiger med 9 prosent, mens en kapasitetsutnyttelse på 80 prosent vil føre til at prisen faller med noe over 6 prosent. Dersom man parallellforskyver den estimerte sammenhengen i figur 5 til en TCU på 85 prosent, ser man at prisutslagene i den estimerte prisregel er omlag dobbelt så store som i modellen.

I den forbindelse påpeker Powell (1990) at parameterverdiene (og funksjonsformen) i prisregelen i relasjon (15) sjelden diskuteres. Han mener at det virker noe *ad hoc* å innføre en bestemt strategi som en aktør vil benytte i ulike situasjoner. Dersom fortiden har vært preget av varierende inntekt på grunn av pendlende og sykliske bevegelser i priser og produksjon, bør OPEC lære av dette og endre sin adferd, og dette kan gi nye parameterverdier i prisregelen.

Den eneste som opererer med en såpass stor TCU som 90-91 prosent er Kaufmann (1995). Han påpeker at dette er konsistent med de senere års finansielle og tekniske krav fra oljeprodusentene (som skulle tilsi større fokus på kostnadene med ledig kapasitet). Et annet poeng kan være at det etter 1986 har vært en sterkere kamp innad i OPEC om å beholde markedsandeler. Det kan synes som om færre kartellmedlemmer har overholdt kvotene, slik at flere land har produsert for full kapasitet²⁸. Dette kan være medvirkende til en kapasitetsutnyttelse på mellom 90 og 95 prosent de siste årene. Dersom kapasitetsutnyttelsen skulle fortsette å øke, er det vanskelig å si noe om prisvirkningene. En mulighet er at man kan få høyere priser enn de man har opplevd hittil på 90-tallet, i hvert fall på kort sikt. Saudi-Arabia får mindre spillerom som svingprodusent og vil ikke lenger være i stand til øke produksjonen, slik at selv ubetydelige endringer i tilbudt kvantum kan få betydelige prisvirkninger.

²⁷ Observasjonenes plassering vil avhenge av hvilken oljepris, deflator og mål for kapasitetsutnyttelse man bruker. Dessuten opererer ulike kilder med ulike mål for kapasitet og dermed kapasitetsutnyttelse. Det ser likevel ut til at figur 5 viser en gjennomgående trend.

²⁸ Ifølge Platts/Reuters (Dagens Næringsliv 25. sept. 1997) produserte alle OPEC-medlemmene mer enn sine kvoter i juli-97, så nær som Irak, der produksjonen er begrenset av FN-sanksjoner.

3.4. Andre generelle forhold ved modellene

Figur 4 i kapittel 3.2 beskriver hva som bestemmer den residualetterspørselen som er rettet mot kartellet. Fløy-landene er små prisfaste kvantumstilpassere der produksjonen er avhengig av teknologisk utvikling, uttømmingsgrad (akkumulert produksjon i forhold til gjenværende reserver) og oljepris. Den teknologiske framgang forutsettes ofte å vokse med en fast rate. Tilbudet kan være en funksjon av oljeprisen nå og tidligere. Dette gir opphav til en tilbudskurve for en eller flere fløy-regioner. Økt oljepris vil i mange tilfeller gi økt produksjon (samt økt leteaktivitet). Økte priser kan medføre at relativt kostbare felt som ikke tidligere har vært lønnsomme, blir drivverdige. Men det er ingen enkel sammenheng mellom pris og produksjon for fløyen. Det har forekommet perioder der produksjonen utenfor OPEC har økt, selv om oljeprisen faller. Kostnadene kan være avtakende hos noen fløy-produsenter, fordi den tekniske framgangen er større enn kostnadsøkningen pga. økt akkumulert produksjon. På denne måten kan redusert pris gi økt produksjon.

Tilsvarende innføres etterpørselsfunksjoner for en eller flere regioner, som en funksjon av økonomisk vekst, oljepris²⁹ og teknologisk utvikling. Den teknologiske utviklingen kan innebære effektivitetsforbedringer, energiøkonomisering samt ulike former for substitusjon med andre energibærere. Både etterspørselen og ikke-OPEC tilbudet er vanligvis «lagget» med nivået i forrige periode og med oljeprisen for en eller flere perioder. Man forsøker ofte å ta hensyn til substitusjon med andre energibærere implisitt gjennom størrelsen på priselastisiteten.

Et sentralt trekk ved simuleringsmodeller er at de gjennomgående har en bedre utbygget etterspørselsside enn optimeringsmodellene. Dette kan være en styrke dersom elastisitetsforholdene er viktigere for oljeprisen enn strategiske intertemporale vurderinger. Dessuten regnes ofte datagrunnlaget på etterspørselssiden å være bedre i form av historiske data for energipriser, BNP og elastisiteter. I følge EMF (1992) kan det være problem med data på tilbudssiden, spesielt når det gjelder de ulike lands ekstraheringskostnader, teknologisk utvikling og avgiftspolitik.

Ulik «lag»-struktur i etterspørselen og i fløyens tilbud i de ulike modellene, vil føre til at pris- og inntektsvirkningene på kort og lang sikt varierer mellom modellene. Prisregelen, som ble diskutert i kapittel 3.2, ga pendlende bevegelser fra en kapasitetsutnyttelse over TCU til en kapasitetsutnyttelse under TCU. Årsaken er at prisendringene som følger endringene i kapasitetsutnyttelse, virker inn på

²⁹ Ofte innføres oljeprisen i lokal valuta, slik at betydningen av valutakursens utvikling i de enkelte regioner blir tatt hensyn til.

residualetterspørselen. Størrelsen på residualetterspørselens pris- og inntekts-elasticiteter på kort og lang sikt vil dermed være avgjørende for styrken og formen på de pendlende bevegelsene rundt denne «TCU-likevekten».

3.5. Konkrete simuleringsmodeller

Jeg vil fokusere på 4 ulike rekursive simuleringsmodeller for å belyse sentrale trekk ved pris- og produksjonsbanene. OMS (Oil Market Simulation-model, EMF, 1992) benytter seg av en enkel reaksjonsfunksjon som relasjon (15). Dette er også tilfelle med WOM (World Oil Model; Lorentzen og Roland, 1986 og Bøeng, 1996). Begge har kapasitetsutnyttelsen i inneværende periode som forklaringsvariabel. WOM brukes forøvrig som et eksempel på en adferdssimuleringsmodell i kapittel 5. LINK-modellen (Kaufmann, 1995) har en mer komplisert prisreaksjonsfunksjon, som jeg kommer tilbake til. Alle disse tre modellene opererer med en eksogen kapasitetsutvikling for OPEC, som innebærer at den vokser med en bestemt rate over tid. PENN/BU-modellen (EMF, 1992), en tidligere versjon av LINK, har endogenisert kapasitetsutviklingen. IPE (International Petroleum Exchange-model; EMF, 1992) benytter også en endogen kapasitetsutvikling. Kjøringer med disse to modellene blir kommentert mot slutten av kapittel 3.6.

LINK- (og PENN/BU-) modellen, som også inneholder en makroøkonomisk blokk, har en mer omfattende prisregel enn hva som er beskrevet i relasjon (15). Den relative endring i prisen er både en funksjon av kapasitetsutnyttelsen samme år og året før. Reaksjonsfunksjonen i denne modellen inkluderer andre variable som endringer i produksjonskapasitet, OPECs markedsandel og lageroppbygging i OECD. Endringer i produksjonskapasitet skal ta vare på medlemslandenes tilbøyelighet til å snyte på produksjonskvotene. En økning i kapasitet gir en tendens til økt tilbud i forhold til etterspørselen og øker muligheten for snyting med kvotene. Isolert sett vil derfor en økning i variabelen kapasitet ha en tendens til å redusere prisene. Jo større OPECs markedsandel er, jo større betydning vil OPECs kapasitetsutnyttelse ha for oljeprisene. Et stort lager av olje i OECD bidrar til å dempe prisveksten, mens en liten lagerbeholdning gjør at konsumentene blir mer avhengige av den løpende oljeproduksjonen, noe som presser prisene opp.

Modellene har ulik inndeling av ikke-OPEC- tilbudet og etterspørselen i regioner. Dessuten varierer som nevnt «lag»-strukturen i etterspørselen og fløyens tilbud. Dette gir opphav til ulike pris- og inntektsvirkninger på kort og lang sikt. Jeg skal ikke gå inn på de konkrete forskjellene her, men

betydningen av hvordan residualletterspørselen reagerer på prisendringer blir kommentert under de ulike modellkjøringene.

3.6. Resultater fra ulike modellkjøringene

Gjennomgangen av resultatene er ikke ment å være en sammenligning av alle de fem modellene. Kjøringene vil istedenfor belyse ulike sider ved disse modellene. Powell (1990) diskuterer stabiliteten i den enkle prisregelen. Han bruker en prisregel som i relasjon (15), og setter opp en etterspørselsfunksjon og et fløytilbud som er «lagget» med nivået i perioden før. Han finner at det vil ta omlag 12 år før modellen har tilpasset seg fullstendig til en mindre prisendring. En plutselig, men moderat økning i kapasitetsutnyttelsen vil føre til en relativt langvarig syklisk tilbakegang til TCU, mens en større økning vil være problematisk å modellere med en slik prisregel. Dessuten påpeker Powell at en modell med en reaksjonsfunksjon der relativ prisendring er en funksjon av kapasitetsutnyttelsen i *inneværende periode*, $(x_{(t+1)}/k_{(t+1)})$, vil være mer stabil. Det er intuitivt rimelig, siden oljeprisen da kan endres raskere. Både OMS- og WOM- modellen har kapasitetsutnyttelsen i inneværende periode som forklaringsvariabel. I de tre andre numeriske modellene er prisen både en funksjon av kapasitetsutnyttelsen samme år og året før, i tillegg til at andre variable er inkludert. Av denne grunn burde ingen av modellene være spesielt ustabile.

Kaufmann (1995) estimerer de ulike parametrene i LINK-modellen, og predikerer så den videre utvikling fra 1990³⁰. Prediksjonene i LINK-modellen viser at TCU vil ligge på 90-91 prosent utover 90-tallet og inn i neste årtusen. Det påpekes i Kaufmann (1995) at dette er konsistent med finansielle og tekniske krav fra oljeprodusentene. Uavhengig av om kapasiteten utvides eller ei, konvergerer LINK-modellen mot en trend på 90-91 prosent TCU. Dermed kan OPEC sette pris og inntekt på mellomlang sikt ved sine kapasitetsendringer, i likhet med de enklere adferdssimuleringsmodellene. Som tidligere nevnt er kapasiteten eksogen i denne modellen, slik at forutsetninger om utviklingen i denne er avgjørende for pris- og produksjonsbanene. Uansett synes det som om prisregelen er i overensstemmelse med den økningen i TCU som har funnet sted siden slutten av 80-tallet, og som ser ut til å ha ligget mellom 90 og 95 prosent de siste årene (jf. figur 5). Et annet viktig resultat er at oljeprisen begynner å øke ved tusenårsskiftet, *dersom* ikke kapasiteten i OPEC utvides, fordi den økte etterspørselen da vil begynne å «stange mot» produksjonstaket.

³⁰ I estimeringsperioden korrigeres det for prishoppet i 1973 og perioder der OPEC samarbeidet og perioder der samarbeidet brøt sammen (spesielt 1986 og 1988).

I simuleringsmodellene tar ikke kartellet avgjørelser ut fra lønnsomhetsbetraktninger. For å beregne hva som er lønnsomt for OPEC, må man beregne inntektene over ulike prisbaner og med ulike forutsetninger om kapasitetsutvidelser over en periode. Riktignok viser et flertall av de ni simuleringsmodeller i EMF (1992) at det vil være lønnsomt for OPEC med en viss økning i oljeprisen fram mot 2010, fordi dette ikke reduserer residualletterpørselen i overveiende grad. Hvordan etterspørselen og fløyens tilbud reagerer på økte priser er altså avgjørende for om det er lønnsomt å utvide kapasiteten. OMS- modellen analyseres under frikonkurranse ved at prisen settes lik en langtidsgrensekostnad for kartellet³¹. Når OPEC opererer som et kartell følger de den tradisjonelle prisregelen som i (15). Resultatet gir relativt store kartellgevinster for OPEC over en 20-års periode. Årsaken er at residualletterpørselen reduseres relativt lite når prisene heves over frikonkurranse-nivået. På noe lengre sikt er det usikkert hvordan høyere priser vil virke på etterspørselen rettet mot OPEC. Dersom begrensede kapasitetsutvidelser gir tilstrekkelig høye priser, ville dette kunne gi incentiver til OPEC om å investere i ny kapasitet på lengre sikt. Slike effekter fanges ikke opp så lenge kapasiteten er eksogen.

Adferdssimuleringsmodeller kan sies å være ulikevektsmodeller som predikerer pendlende bevegelser fra en ulikevekt til en annen, selv om altså formen på disse varierer. Siden modellene gir sykliske bevegelser i kapasitetsutnyttelsen, vil dermed produksjon og inntekt variere over tid. Det kan være interessant å se på hvor store inntekter OPEC får ved å følge TCU-regelen over en periode, i forhold til de inntektene en optimal prisbane ville gitt. Spørsmålet er om TCU-regelen gir tilfredsstillende profitt ut ifra de mål som kartellet eventuelt har satt seg. Dersom det eksisterer mange prisbaner som gir OPEC rimelig god profitt, vil de muligens også legge vekt på politiske forhold. Suranovic (1992) bruker OMS-modellen, men istedenfor å benytte den tradisjonelle prisdannelsen som i relasjon (15), ser han på hvilken prisbane som vil maksimere OPECs oljeinntekter innenfor en periode på 25 år. Kapasiteten antas å øke med en eksogen rate. Så lenge både tilbud og etterspørsel reagerer sakte på prisendringer, kan dette gi OPEC store kartellgevinster på kort sikt. Dermed vil det gi store inntekter «å sette en høy pris» for en periode. Årsaken er at konsumentene ikke kan substituere seg bort fra olje på kort sikt og fløyen kan heller ikke stimulere sin produksjon særlig raskt. Deretter setter kartellet en lavere pris for noen perioder, for å stimulere etterspørselen og begrense produksjonen fra fløyen. For en gitt prisendring tar det lengre tid å stimulere etterspørselen enn å redusere den (priselastisiteten er lavere ved en prisreduksjon enn ved en prisoppgang). Suranovic finner innenfor sin modellramme at å

³¹ I andre modeller settes kapasitetsutnyttelsen til 95 prosent under frikonkurranse, og prisen bestemmes så ved at etterspørselen og tilbudet klarer markedet.

følge TCU-regelen gir OPEC 9 prosent lavere inntekter enn å følge den prissettingen som er skissert her (innenfor 25 år). TCU-regelen kommer nær den optimale tilpasningen, dersom priselastisiteten er relativt høy på kort sikt. Da vil det ikke være optimalt med prissjokk, fordi konsumentene og fløyproduzentene reagerer raskere på prisendringer.

Selv om resultatene viser at det ikke er optimalt å følge TCU-regelen under visse forutsetninger, er vel realismen i en slik «bang-bang»-prising heller liten. Importlandene vil sannsynligvis etterhvert lære av historien og bygger opp strategiske lagre eller substituere olje med andre energibærere. Dette er det samme som at etterspørsels-elasiteten øker med styrken i prisøkningene. En mer realistisk prissetting kan derfor være at OPEC begrenser prishoppene. Dessuten er det et spørsmål hvilke kartellmedlemmer som skal stå for de produksjonskuttene som er nødvendige. Behovet for en noenlunde jevn inntektsstrøm (og over et visst ønsket minimum mål for inntektene) kan også ligge bak en mer moderat adferd. Dessuten kan politiske hensyn tilsi at OPEC ikke vil provosere importregionene for mye.

Resultatene i adferdssimuleringsmodellene er spesielt avhengige av hvilke forutsetninger som gjøres om utviklingen i den eksogene produksjonskapasiteten. Dette gjør modellene lite egnet til å se på lang sikt. Ser man på noe lengre sikt vil mange oljeprodusenter med relativt små reserver få sin kapasitet betydelig redusert. På den annen side er det antakeligvis et stort potensiale for og relativt lett å få til kapasitetsøkninger i Midt-Østen, hvis landene skulle ønske det. Dette understreker usikkerheten på lengre sikt. Ofte antas kapasiteten å øke med en fast rate, men uten at den er knyttet til markedsforholdene ellers i modellene (som WOM-, OMS- og LINK-modellen). Forventninger om utviklingen i residualletterspørselen og eksistensen av en eventuell backstop-teknologi vil være sentralt for OPEC når kapasitetsutviklingen skal bestemmes (ut fra en optimal betraktning).

I resten av kapittelet vil jeg fokusere på de to modellene som er unntak fra en slik ren eksogen kapasitetsutvikling. I IPE-modellen vil OPECs forventninger om utviklingen i den globale oljeetterspørselen være avgjørende for hvor raskt det skal foretas investeringer i ny kapasitet. I en sammenligning med andre rekursive simuleringsmodeller i EMF (1992) (deriblant OMS-modellen), med identiske forutsetninger om den økonomiske veksten, predikerer modellen en svak økning i oljeprisbanen over et 12-års perspektiv (1988-2000). OPEC vil altså foreta en relativ stor utbygging av kapasiteten, fordi den fremtidig økonomisk veksten er relativt høy. Resultatet kan også skyldes at residualletterspørselen reagerer sterkere på prisøkninger i denne modellen.

I PENN/BU-modellen er kapasiteten endogenisert ved å anta at OPEC vil foreta de kapasitetsutvidelsene som maksimerer inntekten innenfor intervaller på fem år. Dette gjøres ved å sammenligne de inntektene OPEC får ved å følge modellens TCU-regel, men med ulike forutsetninger om kapasitetsendringene over perioden. Å utvide kapasiteten vil rimeligvis bare være lønnsomt for OPEC dersom dette øker nettoinntektene. I PENN/BU-modellen er det lønnsomt for OPEC å foreta en begrenset kapasitetsutvidelse og dette fører til relativt stor økning i prisene over perioden (1988-2010). Det er ikke lønnsomt å bygge ut kapasiteten for raskt. Årsaken er at de økte prisene som en redusert kapasitetsutvidelse fører til, har liten volumeffekt på residualetterspørselen. Resultatet kan også skyldes at OPECs markedsandel er relativ stor i denne modellen. Generelt vil en økning i OPECs markedsandel føre til at elastisiteten i residualetterspørselen blir mindre. Jo mindre priselastisk etterspørselen og tilbudet fra ikke-OPEC er, jo mindre vil residualetterspørselen reduseres som følge av en prisoppgang.

4. Sammenligning mellom optimerings- og simuleringsmodeller

4.1. Sentrale trekk ved de 2 hovedgrupper av modeller

Tidshorisonten er lang i optimeringsmodellene og produsentene tar hensyn til alle relevante fremtidige markedsforhold. Tilbudet av olje blir dermed en funksjon av både historiske fakta og framtiden. I deterministiske modeller (som er gjennomgått her) har aktørene perfekt kunnskap om forhold som fremtidig etterspørsels- og kostnadsutvikling, reservenes størrelse og nivået for back-stop-teknologiens pris. Tidshorisonten går fram til enten fysisk eller såkalt økonomisk uttømming av ressursen.

I adferdssimuleringsmodeller kan tidshorisonten sies å være kort eller mellomlang. Aktørene bruker tilgjengelig og observerbar informasjon fra i dag og fra tidligere perioder (som oljepris, OPECs produksjon og kapasitet). Gjennomgående har aktørene en kortere tidshorisont enn i optimeringsmodellene, opptil 20 år. OPEC kan sies å være nærsynte i og med at de benytter en kortsiktig strategisk tilpasning. I modeller med en eksogen kapasitetsutvikling vil forutsetninger om denne være avgjørende for tilpasningen på mellomlang sikt. I modeller som endogeniserer kapasitetsutviklingen kan OPEC ta hensyn til framtiden, enten gjennom forventninger om etterspørselsutviklingen eller gjennom maksimering av inntekten over kortere intervaller.

I optimeringsmodellene tas det eksplisitt hensyn til at oljen er en *endelig og ikke-fornybar ressurs*. I modeller med et gitt ressursgrunnlag og uten teknologisk framgang, er resultatet økende priser og ressursknapphet. I noen modeller foreligger ikke oljen i endelige mengder og ressursgrunnlaget kan økes ved teknologisk framgang. I slike modeller kan resultatet være reduserte priser og dermed mindre knapphet. Denne type modeller kan også forklare at oljen faktisk har økt i tilgjengelige mengde.

I adferdssimuleringsmodellene oppfatter ikke aktørene oljen eksplisitt som en knapp ressurs og pris utover grensekostnad skyldes derfor bare kartellmakt. Hvorvidt produsentene oppfatter oljen som en knapp ressurs i økonomisk forstand, er med å motivere tidshorisonten i optimeringsmodellene.

Dersom oljen for den enkelte aktør ikke er knapp i økonomisk forstand, er det rimelig å betrakte planleggingsperioden som kortere enn den fysiske levetiden. Dermed vil produksjonsbeslutningene i hovedsak bli lik de man foretar for annen produksjonsvirksomhet. Slik kan man si at den kortere planleggingsperioden i simuleringsmodellene henger sammen med at ressursen ikke oppfattes som økonomisk knapp. Man kan bare indirekte ta hensyn til ikke-fornybarhet ved å innføre gjenværende ressursmengde i fløylandenes tilbudsfunksjoner. Dette kan også gjøre ad hoc gjennom fordelingen av makt mellom land med store og små reserver i kartellet, som igjen kan påvirke formen på prisregelen, nivået på TCU og (den eksogene) kapasitetsutviklingen.

En enhetlig teori styrer optimeringsmodellene ved at produsentene har økonomisk rasjonell *adferd*. Optimeringsmodeller tar utgangspunkt i «substantive rationality», der aktørene har som mål og er istand til å foreta optimale valg. Aktørene maksimerer sin formue over tid og modellene kan dermed sies å ha en normativ tilnærming.

Simuleringsmodellene har i større grad en positiv begrunnelse i og med at de forsøker å beskrive hvordan oljemarkedet faktisk er. I motsetning til modeller som ser på optimal ekstrahering over ressursens levetid, fokuserer adferdssimulering på at aktørene har en begrenset rasjonell adferd. Avgjørelsene tas ut ifra begrenset informasjon og etter en lite sofistikert beslutningsprosess. Begrunnelsen er at i en usikker verden er det umulig for aktørene å ta optimale økonomiske valg og OPEC vet ikke hvilken pris som maksimerer overskuddet på lang sikt. Modellene tar utgangspunkt i «procedural rationality», der aktørene forsøker å finne fram til effektive prosedyrer for å kunne velge mellom ulike handlinger. Dette gir opphav til en handlingsregel eller en «tommelfingerregel», som fungerer som prismekanisme. OPEC bestemmer prisen år for år basert på den faktiske kapasitetsutnyttelsen i forhold til TCU. OPEC har markedsrett på noe sikt gjennom sine

kapasitetsendringer. I motsetning til optimerende adferd, kan dette gi opphav til «satisficing behaviour», som refererer seg til handlinger som gir et tilfredsstillende utfall i forhold til et gitt ambisjonsnivå. På denne måten kan det også ligge en viss økonomisk begrunnelse bak disse modellene. I motsetning til optimering er det ingen helhetlig teori som ligger bak denne tilnærmingen, selv om den altså kan gis en viss økonomisk forankring. Prismekanismen kan synes noe ad hoc ved at det er én spesiell prisregel (TCU-strategi) som benyttes i ulike situasjoner og over tid, uten at det gis en klar begrunnelse for dette. Empiriske fakta viser da også regelen tydeligvis *har* endret seg over tid.

Optimeringsmodellene har *intertemporale likevekter* som løsning, og gir ofte «glatte» og monotone langsiktige produksjons- og prisbaner. Aktørene binder seg til sine produksjonsavgørelser (i open-loop-løsninger) på lang sikt, fordi det er det beste de kan gjøre. De endrer ikke tilpasning på grunn av plutselige og uventede forhold som nye funn, konkurranse fra andre energiformer, ny teknologi, nye politiske konstellasjoner, markedsimperfeksjoner o.a. Slike hendelser forutsettes å være forventet eller kan sees på som forstyrrelser rundt en trend. De langsiktige pris- og produksjonsbanene er sensitive overfor diskonteringsrate og antakelser om back-stop teknologiens pris. I deterministiske optimeringsmodeller sees det bort ifra forhold som flaskehals i investeringsvare- eller lånemarkedene. I stedet antas det at produsentene raskt kan endre produksjon og kapasitet i henhold til framtidige priser og markedsforhold ut fra lønnsomhetsbetraktninger.

Adferdssimuleringsmodellene baserer seg på at oljemarkedet er *i ulikevekt*, selv om markedet klareres. Den kortsiktige prisfastsettelse gir mer eller mindre pendlende bevegelser mellom ulikevekter, fra prisøkning ved stor kapasitetsutnyttelse til prisfall ved lav kapasitetsutnyttelse. Modellene har en bedre utbygget etterspørselsside i form av en mer utbygget «lag»-struktur i etterspørselen og fløyens tilbud, som kan gi opphav til en tildels kompleks dynamikk. Spesielt vil størrelsen på pris- og inntektselastisitetene på kort og lang sikt være avgjørende for formen og styrken på de pendlende bevegelser mellom ulikevektene. Ved å utnytte at tilbud og etterspørsel reagerer sakte på prisendringer, kan dette gi OPEC relativt store kartellgevinster på kort sikt. I optimeringsmodeller er det vanskelig å operere med pris-«lag» i etterspørsel og ikke-OPEC-tilbud, fordi det kan gi sprang i pris- og produksjonsbanene og såkalt «bang-bang»-prising (fordi etterspørselsfunksjonen blir konkav i prisene).

I simuleringsmodellene kan prisbanen på mellomlang sikt forklares gjennom endringer i kapasitet. Kapasiteten er oftest eksogen, slik at forutsetninger om denne blir helt sentral for pris- og

produksjonsbanene på noe lengre sikt. Adferds-modellene løses rekursivt periode for periode framover. De vil dermed alltid starte med dagens produksjon og pris. I numeriske optimeringsmodeller får man (oftest) ikke det resultat at prisbanen starter fra dagens nivå, fordi aktørene ikke har tilpasset seg i henhold til den optimale pris- og produksjonsbanen i utgangspunktet.

I optimeringsmodellene kan man analysere mange ulike *markedsforhold* som frikonkurranse eller ulike former for imperfekt konkurranse. Markedet kan bestå av et perfekt kartell og en frikonkurransefløy. Kartellet kan enten være lederen i spillet eller ta fløyens produksjon for gitt (Nash-Cournot-løsningen). OPEC kan også modelleres som et imperfekt kartell. Medlemmenes forskjellige økonomiske interesser kan analyseres gjennom en oppsplitting av kartellet i aktører med ulik diskonteringsrate, reserver og kostnadsforhold. I tillegg kan man analysere markedet som et oligopol, der alle aktørene har markedsrett slik at heller ikke fløy-produzentene da har frikonkurransetilpasning.

I simuleringsmodeller er OPEC i utgangspunktet et imperfekt kartell, som er usikker på de underliggende markedsforhold. Dette gjør det umulig å ha optimerende adferd. Grader av uenighet mellom kartell-medlemmene kan modelleres (ad hoc) gjennom formen på prisregelen og ønsket om framtidige endringer i kapasitet. Fløyproduzentene er alltid frikonkurranseaktører. Siden kartellet tar produsert mengde fra fløyen for gitt, kan denne situasjonen sies å ha visse paralleller til et statisk Nash-Cournot-spill.

Tabell 1. Sentrale trekk ved optimerings- og simuleringsmodeller

	Optimering	Adferdssimulering
Horisont	Lang	Kort-/mellomlang
En endelig, ikke fornybar ressurs	Ja	Nei
Adferd	-Økonomisk rasjonell -Optimerende	-Begrenset rasjonalitet -Satisficing behaviour (tilfredsstillende utfall)
Prisbevegelser	Intertemporale likevekter	Bevegelser mellom ulikevekter
Markedsforhold	Mange forskjellige	Et imperfekt kartell og en fri konkurransefløy

4.2. Retrospektiv analyse av korttids-prognoser

I det følgende vil jeg se på hvordan ulike modellens prognoser i ettertid har vist seg å stemme med virkeligheten. Selv om simuleringsmodellens positive karakter kan gjøre dem mer egnet for prognoseformål, vil gjennomgangen belyse noen sentrale trekk ved de to hovedgruppene av modeller.

Huntington (1994) gjennomgår prisprediksjoner foretatt i to optimeringsmodeller og syv adferdssimuleringsmodeller presentert i EMF (1982). Han finner at alle modellene overpredikerer prisnivået i 1990 og i gjennomsnitt var den prognostiserte prisen 60-70 prosent for høy. Hovedårsaken er at modellene gir for optimistiske anslag på etterpørselsutviklingen, spesielt i utviklingsland. I tillegg er det en gjennomgående undervurdering av utviklingen i produksjonen utenfor OPEC. En overvurdering av etterspørselen og en undervurdering av produksjonen i fløyen, kommer på tross av at de predikerer en for høy oljepris. En høy pris skulle tilsi lavere etterpørsel og større produksjon utenfor OPEC.

Pris-prediksjonene var høyest i optimeringssmodellene. Begge antar en gitt ressursbase og inkluderer ikke teknologisk framgang. Gjennomgangen i kapittel 2 viser at dette med nødvendighet gir stigende priser. Innføring av en relativ stor teknologisk framgang i fløyen ville være mer i overensstemmelse med utviklingen de senere år, noe som også har ført til en økning i oljereservene. Dessuten modelleres OPEC som et enhetlig kartell, noe som gir produsentene større incentiv til å heve prisene gjennom reduksjon i produksjonen. En modell som inkluderte teknologisk framgang og/eller modellerte OPEC som et imperfekt kartell, ville med større sannsynlighet gi prisprognoser mer i overensstemmelse med virkeligheten.

Pris-prediksjonene er gjennomgående bedre i simuleringsmodellene, men de er likevel for høye. Dette skyldes feilaktige pris- og inntektselastisiteter som gir en for optimistisk utvikling i residualletterspørselen. En annen årsak til undervurdingen av fløyens tilbud kan være at tilbudsfunksjonene ofte er for enkle, siden bare økte priser gir økt produksjon. Dermed sees det bort ifra betydningen av teknologisk framgang. Av alle adferdssimuleringsmodellene som studeres hadde IPE-modellen den beste prediksjonen av prisnivået i 1990. Dette skyldes at modellen ikke undervurderer utviklingen i fløyens produksjon i særlig grad, noe som fører til mindre markedsandel for OPEC. Dermed vil det ikke være like lønnsomt for kartellet å øke prisene, fordi residualletterspørselen blir mer elastisk. Denne modellen kan sies å endogenisere kapasitetsutviklingen på en relativ enkel måte ved at den er avhengig av framtidig økonomisk vekst. Fordi den fremtidige

økonomiske veksten er sterk, vil OPEC foreta en større utbygging av kapasiteten, noe som gir relativt lave priser over tiårsperioden.

5. Virkninger av økte CO₂-avgifter i en optimerings- og en simuleringsmodell

Nedenfor følger en analyse av hvordan et politikk-tiltak i form av økte CO₂-avgifter kan virke innenfor henholdsvis en optimerings- og en simuleringsmodell (Grepperud og Bøeng, 1996). Dette er gjort for å belyse hovedforskjellen mellom disse hovedklassene av dynamiske oljemodeller. Dessuten vil jeg påpeke hvordan forutsetningene som ligger bak hver av modellene, er med på å bestemme de resultatene man får, også sett i lys av gjennomgangen over.

I en statisk modell vil en CO₂-avgift vanligvis føre til både lavere produsentpris (råoljepris) og høyere oljepris for konsumentene (pris på sluttprodukt). Styrken på disse endringene vil avhenge av elastisitetsforholdene i tilbuds- og etterspørselsfunksjonene. Dersom tilbudet av olje varierer lite med prisendringer, vil virkningen på produsentprisen bli størst, mens prisen for konsumentene i mindre grad påvirkes. Avgiften vil i så fall ha liten betydning for det omsatte kvantum og dermed liten effekt på utslippene av CO₂. Utgangspunktet for analysen er innføring av en global CO₂-avgift på \$10 pr. fat olje. Virkningene på priser og etterspørsel i år 2010 analyseres ved bruk av de to følgende modeller: A) PETRO- modellen er en intertemporal optimeringsmodell som er gjennomgått i kapittel 2. B) WOM er en adferdssimuleringsmodell, som er referert til i kapittel 3.

Jeg vil først oppsummere noen av hovedforskjellene. I begge modellene er produsentene delt inn i OPEC og en frikonkurranse-fløy. Fløyen består av mange små produsenter som hver for seg ser på oljeprisen som gitt. I PETRO- modellen søker både OPEC-produsentene og fløyen å maksimere den samlede verdien av sine petroleumsinntekter. OPEC er modellert som et perfekt kartell med markedsmakt, og prisutviklingen følger av at kartellet maksimerer sin samlede petroleumsformue (jf. kap. 2.3). I WOM- modellen kan OPEC tolkes som et imperfekt kartell, fordi usikkerhet om de underliggende markedsforhold gjør at de benytter en prisregel for å kunne beholde sin markedsmakt. OPEC har i dette tilfellet som mål å holde en noenlunde konstant kapasitetsutnyttelse (TCU). Oljeprisen bestemmes år for år ved endringer i kapasitetsutnyttelsen. Når produksjonen nærmer seg kapasitetsgrensen, velger OPEC på kort sikt å la oljeprisen stige. Dermed avtar etterspørselen rettet mot OPEC, og kapasitetsutnyttelsen reduseres. Gjennom (eksogene) endringer i produksjonskapasitet kan OPEC påvirke oljeprisen på noe lengre sikt. For et gitt etterspørselsnivå vil økt kapasitet føre til at

prisene reduseres. Det er sett på to forskjellige alternativer av modellen, med to ulike antakelser kapasitetsutviklingen. I WOM-1 øker OPEC sin kapasitet med en konstant rate (på 400 000 fat pr. dag) fra 1997 til 2010. I WOM-2 antas OPEC å holde sin produksjonskapasitet konstant etter at avgiften er innført. I WOM-modellen er fløyen representert ved en enkel tilbudsfunksjon, der produksjonen er avhengig av oljeprisen nå og i perioden før. I tidligere østblokk-land antas produksjonen å være eksogent gitt.

Etterpørselssiden i PETRO er delt inn i 3 regioner (OECD-Europa, Rest-OECD og ikke-OECD), mens WOM kun har to regioner (OECD og ikke-OECD). Det er gjort identiske forutsetninger om årlig BNP-vekst og de direkte langsiktige priselastisitetene er de samme. Inntektselastisiteten i ikke-OECD er satt noe høyere i WOM. Dette kan synes rimelig da det er en modell som er relevant på lang sikt. Over en lengre tidsperiode kan det være rimelig å anta at inntektselastisiteten i ikke-OECD vil avta mot den man finner i OECD³².

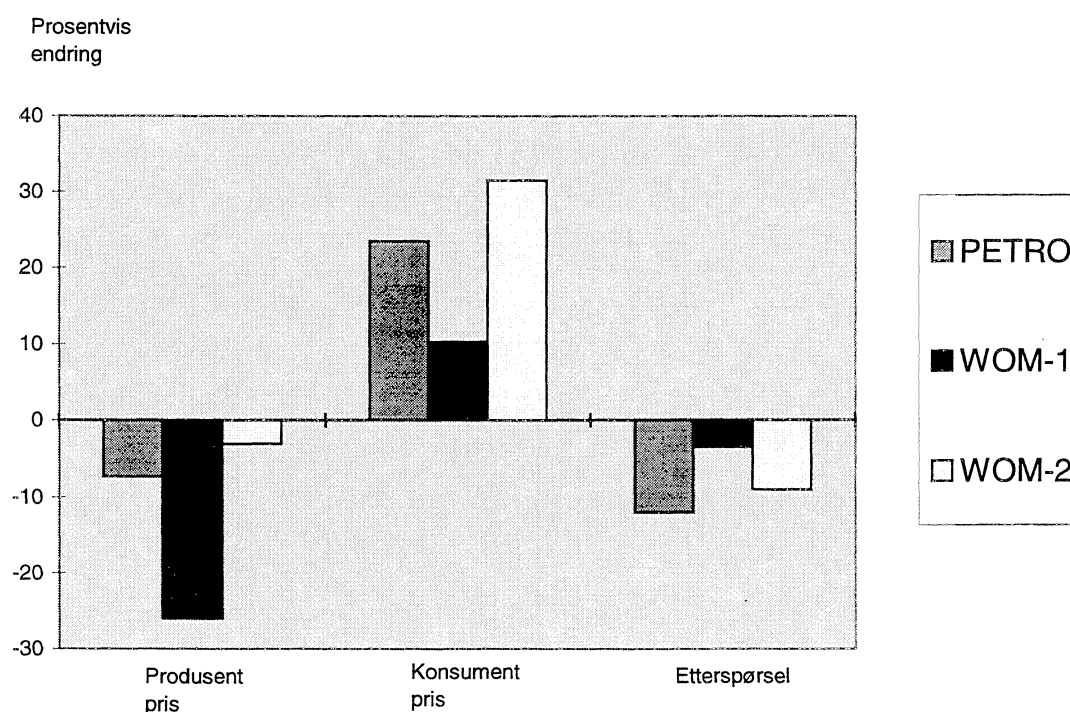
Figur 6 nedenfor viser at i PETRO-modellen fører CO₂-avgiften til en svak reduksjon i produsentpris i år 2010 sammenlignet med referansebanen, mens det først og fremst er konsumentene som rammes ved økte priser på sluttproduktene. Dermed fører avgiften til en relativt sterk reduksjon av etterpørselen. På grunn av sin markedsrett vil OPEC foreta en kraftig reduksjon i sitt tilbud av olje, for å redusere presset nedover på råoljeprisen som en CO₂-avgift gir. OPECs adferd kan karakteriseres som svært tilbudsrelastisk. Sagt på en annen måte vil de produsere mindre nå, fordi nåverdien av den konstante avgiften avtar over tid. I dette tidsrommet reduseres dermed petroleumsinntektene for OPEC kraftig. Fløyen nyter godt av at OPEC holder produsentprisen oppe. Sammenlignet med situasjonen uten avgifter, vil OPEC redusere sitt oljetilbud med 33 prosent, mens den tilsvarende reduksjonen i fløyen er på kun 5 prosent. Det er optimalt for OPEC å utsette noe av produksjonen (og inntektene) til senere perioder (etter år 2010). Effekten av avgiften kan sammenlignes med en nedgang i diskonteringsraten (og sistnevnte tilfellet er vist i fig. 2 i kap. 2). OPEC vil forskyve produksjonen ut i tid og dette gir lavere priser og dermed en relativ mindre overveltning på konsumentene i senere perioder. På denne måten vil avgiften etterhvert virke relativt sterkere på produsent- enn på konsumentprisen.

OPEC antas å øke sin produksjonskapasitet med en fast rate i WOM-1, selv etter innføring av en CO₂-avgift. Avgiften fører til en større byrde for produsentene ved at råoljeprisen synker kraftig, mens

³² I den opprinnelige WOM-modellen varierte pris- og inntektselastisitetene på kort og lang sikt.

konsumentprisen bare øker moderat sammenlignet med PETRO. Den relativt beskjedne økningen i konsumentpris gir bare en svak nedgang i oljeetterspørselen fram mot år 2010 som nevnt over. OPEC endrer ikke sitt tilbud for å redusere nedgangen i oljeprisen i WOM-1. Dette kan tolkes som at kartellets tilbud er relativt uelastisk. Dessuten er også fløyens tilbud relativt uelastisk (0,13), noe som trekker i retning av at økningen i avgiften først og fremst rammer produsentene.

Figur 6. Virkninger på oljepris og -etterspørsel av en global CO₂-avgift på 10 \$ pr. fat olje etter ulike modellberegninger. Prosentvis endring i perioden 1995-2010



Kilde: Grepperud og Bøeng (1996).

I WOM-1 får globale avgiftsøkninger ingen konsekvenser for OPECs vilje til å investere i økt produksjonskapasitet. Det kan muligens være mer realistisk å tro at OPEC nå vil ønske å utsette investeringene som utvider kapasiteten. I en situasjon uten CO₂-avgift fører dette til at råoljeprisen presses oppover sammenlignet med situasjonen der kapasiteten ble utvidet. Dette skyldes at den veksten i etterspørselen etter olje som finner sted på grunn av global økonomisk vekst, nå vil bringe OPECs produksjon stadig nærmere deres kapasitetsgrense. Ved innføring av en CO₂-avgift antas OPEC å holde kapasiteten konstant, og utøver dermed en slags markedsrett som bare gir en minimal reduksjon i råoljeprisen. I likhet med resultatene fra PETRO-modellen er det nå konsumentene som

må ta den største byrden ved avgiftsøkningen i form av høyere oljepriser. Dermed reduseres etterspørselen relativt mye. I PETRO og WOM-2 foretrekker OPEC redusert etterspørsel framfor en reduksjon i oljeprisen. Men motiveringen for en slik tilpasning er svært forskjellig; I PETRO ligger strategiske intertemporale vurderinger bak, som altså strekker seg lengre enn den perioden som studeres her, mens adferden i WOM-2 ikke kan forklares innenfor modellen (jf. diskusjonen om svakhetene ved eksogen kapasitet i kapittel 3).

I PETRO-modellen forutsetter man at OPEC-landene har sammenfallende interesser. Når det innføres en CO₂-avgift er de villige til å redusere oljeproduksjonen for å hindre et stort fall i råoljeprisen. Dette fører til at OPECs petroleumsinntekter reduseres kraftig på kort sikt. Siden råoljeprisen reduseres relativt lite, vil overveltningen på konsument-prisene bli relativt større. Innenfor det tidsrommet som her analyseres, vil taperne i fløy-/kartellmodellen dermed være OPEC og konsumentene, mens fløyen nyter godt av at OPEC holder produsentprisen oppe. Det er selvfølgelig andre elementer som eventuelle miljøgevinster og økning i skatteinntekter til regjeringene i konsumentlandene som kommer i tillegg.

Som gjennomgangen i kapittel 2.4 viste, kan det være mer relevant å modellere OPEC som et imperfekt kartell. Enkelte land i OPEC trenger inntekter raskt og prioriterer dermed større produksjon nå framfor større produksjon på et senere tidspunkt. I den grad slike land påvirker beslutningene i OPEC eller det oppstår konflikter i kartellet om hvem som skal redusere produksjonen, vil man forvente en mindre reduksjon i tilbudet slik at inntektene i perioden kan holdes på et akseptabelt nivå. Ved å bruke SALANT-modellen (se kapittel 2.3.3.), kan OPEC beskrives som et kartell med ulike deltakere som har motstridende interesser. Prisbanen med et slikt opplegg ligger under prisbanen med et enhetlig kartell, fordi produsentene gjennomgående er mindre villige til å redusere produksjonen for å oppnå en høyere pris. Salant (1982) viser at med et slikt opplegg vil en innføring av en avgift føre til relativt større fall i råoljeprisen og mindre stigning i oljeprisen for konsumentene enn resultatene for et enhetlig kartell viser. Taperne i denne perioden, vil da i mindre grad bli OPEC og konsumentene enn ved opplegget med et perfekt kartell, mens fløyen må bære en større del av byrden fordi råoljeprisen reduseres.

Dersom alle produsentene beskrives som oligopolister (se POLASKY-modellen i kapittel 2.3.4), så vil aktørene i enda mindre grad være villige til å redusere overveltningene av avgiftene på råoljeprisene. På kort sikt vil råoljeprisen falle enda mer, mens konsumentene kommer relativt bedre ut og

etterspørselen reduseres i mindre grad. På denne måten kan situasjonen bli lik WOM-1. I kapittel 2.3.4 ble det poengtert at resultatene man får med et oligopol med mange deltakere vil konvergere mot frikonkurranseløsningen. En analyse i PETRO-modellen under forutsetning av at alle er frikonkurranse-aktører, viser at råoljeprisen i 2010 er nesten 20 prosent lavere ved innføring av avgifter sammenlignet med referansebanen. I tilfellet med et perfekt kartell falt prisen med bare 8 prosent, etter at avgifter innføres.

I PETRO-modellen velger OPEC de endringer i produksjonskapasitet og dermed produksjon som gir de største samlede petroleumsinntektene. I WOM-1 og WOM-2 står OPEC overfor en avveining mellom på den ene siden redusert etterspørsel og på den andre siden lavere råoljepris. Forutsetningen om OPECs kapasitetsendringer er altså helt sentral, men diskusjonen blir noe ad hoc så lenge kapasiteten er eksogen. Som tidligere nevnt har landene med store reserver i OPEC ofte liten befolkning, mens de med mindre reserver har større befolkning. De førstnevnte har derfor *relativt* mindre inntektsbehov på kort sikt. Dersom slike begrensede absorpsjonsmuligheter eksisterer (f.eks. i De Forende Arabiske Emirater, muligens Saudi-Arabia og Kuwait på 70- og 80-tallet), kan dette tale mot en vesentlig utbygging av kapasiteten. Men dersom en slik begrenset kapasitetsutvidelse ville føre til en stor prisøkning om noen år, kunne slike *savers*-land ha ønske om å installere ny kapasitet (jf. diskusjonen om pris-sperre-fenomenet i tilknytning til figur 5 i kapittel 4.3). Disse landene sies ofte å ha en interesse av å heve inntektene ved hjelp av volumøkninger.

Kostnadene ved å utvide kapasiteten er relativt lave i Midt-Østen, spesielt Saudi-Arabia. Salameh (1997) poengterer at ulike avgifter fører til at regjeringene i konsumentlandene stadig får en større andel av petroleumsrenten. Dessuten har flere OPEC-land fått større økonomiske problemer utover 90-tallet. Utenlandsgjelden i Saudi-Arabia og De Forenede Arabiske Emirater var på omlag 30 prosent av BNP i 1993. På tross av relativt lave kostnader mener Salameh at dette vil bety problemer med å skaffe kapital til kapasitetsutvidelser i OPEC, og at dette kan gi sterke prisøkninger rundt tusenårsskiftet. Dette kan beskrives som at sentrale OPEC-land som Saudi-Arabia går over fra å være «savers» til å bli «spenders», for å dekke utenlandsgjelden på budsjettene. Salemeh mener også at dersom sanksjonene mot Irak, Iran og Libya fortsetter, så vil dette øke sannsynligheten for at man om noen år får økende oljepriser, fordi kapasiteten ikke økes i tilstrekkelig grad. En slik utvikling er forøvrig i overensstemmelse med resultatene som LINK-modellen gir (se kapittel 3.5), nemlig at oljeprisen begynner å øke ved tusenårsskiftet *dersom* ikke kapasiteten i OPEC utvides, fordi den økte etterspørselen da vil begynne å «stange mot» produksjonstaket. En forutsetning for en slik konklusjon er rimeligvis at man ikke undervurderer utviklingen i fløyens produksjon, noe som ofte har skjedd

tidligere. Skulle slike (eksogene) betraktninger ha noe for seg, vil en innføring av CO₂-avgifter kunne medføre en relativ sterk økning i konsumentpris og en mindre reduksjon i råoljepris som resultatet i WOM-2 viser.

I IPE-modellen (se kapittel 3.5) blir kapasitetsutviklingen endogensisert gjennom forventninger om den økonomiske veksten. I denne modellen er det lønnsomt å øke kapasiteten og produksjonen over tid, fordi prisøkninger fører til en relativ sterk reduksjon i residualetterspørselen. Dersom det ikke eksisterer slike skranker på kapasitetsutvidelsene som er nevnt ovenfor, skulle man få en situasjon som i WOM-1, med et stort fall i råoljepris og en mindre reduksjon i etterspørselen, fordi konsumentprisene da vil stige relativt mindre.

Dersom en global CO₂-avgift innføres, er OPECs reaksjon av sentral betydning for endringer i konsument- og produsentpriser. Innenfor en optimeringsmodell kan det være avgjørende for resultatet om man modellerer OPEC som et perfekt kartell eller ikke. I en adferdssimuleringsmodell er avgjørelsen om OPECs kapasitetsutvidelser helt sentralt, selv om det er en svakhet at atferden ikke beskrives på en konsistent måte innenfor en modell der kapasiteten er eksogen.

6. Konklusjon

De modellene som er valgt fra litteraturen viser at tilnærmingen til tilbudssiden i dynamiske oljemodeller varierer relativt mye; også innenfor de to hovedgruppene. Empiriske analyser gir heller ingen helt entydige konklusjoner om markedsforholdene på tilbudssiden.

Optimeringsmodeller analyserer en rekke ulike markedsstrukturer på produsentsiden.

Ambisjonsnivået er noe forskjellig, da noen i større grad ønsker å predikere oljeprisutviklingen, mens andre gjør teoretiske analyser for å etablere kunnskap om betydningen av ulike markedsstrukturer. De fleste numeriske optimeringsmodellene antar kostnadsforhold som gir økende ressurspris over tid.

Adferdssimuleringsmodeller fokuserer på noe kortere sikt og de er mer homogene ved at OPEC kan tolkes som et imperfekt kartell, fordi usikkerhet om de underliggende markedsforhold gjør at de benytter en prisregel for å kunne beholde sin markedsrett. Disse modellene er først og fremst opptatt av prediksjoner. De treffer derfor bedre enn optimeringsmodeller, men gir til gjengjeld mindre kunnskap om betydningen av ulike markedsforhold. De fleste modeller antar en eksogen kapasitetsutvikling, noe som får stor betydning for prisutviklingen.

De fleste empiriske analyser finner støtte for markedsrett på tilbudssiden i oljemarkedet, men konklusjonene er ikke entydige. Det ser likevel ut til at OPEC opererer som et imperfekt kartell, mens fløylandene ikke uten videre kan sies å være frikonkurransesektører.

Ved innføring av en global CO₂-avgift, vil resultatene innenfor en optimeringsmodell være avhengige av om man modellerer OPEC som et perfekt kartell eller ikke. I en adferdsimuleringsmodell vil effektene bli bestemt av antakelser om kartellets kapasitetsutvidelser.

Referanser

Adelman, M. (1990): Mineral Depletion, With Special Reference to Petroleum, *Review of Economics and Statistics*, 72, 1-10.

Adelman, M. (1993): Modelling World Oil Supply, *The Energy Journal* 14, 1, 1-33.

Aslaksen, I. og K. Roland (1983): Oljeøkonomi. Innføring i økonomisk teori for utvinning av ikke-fornybare naturressurser med spesiell vekt på oljeøkonomi, Memorandum Nr 14 fra Sosialøkonomisk Institutt, UIO, 19. september.

Barnett, H.J. og C. Morse (1963): *Scarcity and Growth: The Economics of Natural Resource Availability*, Baltimore: Johns Hopkins University Press.

Baumol, W.J. og R.E. Quandt (1964): Rules of Thumb and Optimally Imperfect Decisions, *American Economic Review*, 54, 23-46.

Berck, P. og M. Roberts (1995): Natural Resource Prices: Will They Ever Turn Up?, *Journal of Environmental Economics and Management*, 31, 65-78.

Berg, E., S. Kverndokk og K.E. Rosendahl (1997a): Market Power, International CO₂ Taxation and Oil Wealth, *Energy Journal* 18, 4, 33-71.

Berg, E., S. Kverndokk og K.E. Rosendahl (1996b): Gains from Cartelisation in the Oil Market, *Energy Policy* 25, 13, 1075-1091.

- Bøeng, A.C. (1996): Prisutviklingen på olje ved ulike forutsetninger om utviklingen i de eksogene variable. Analyser i WOM-modellen, Notater 96/18, Statistisk sentralbyrå.
- Crémer, J. og D. Salehi-Isfahani (1991): *Models of the Oil Market*, Harwood Academic Publishers. Dagens Næringsliv, 25. sept. 1997.
- Dahl, C. og M. Yücel (1991): Testing Alternative Hypotheses of Oil Producer Behaviour, *The Energy Journal* **12**, 4, 117-139.
- Dasgupta, P.S. og G.M. Heal (1979): *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Cambridge: Cambridge University Press.
- EMF-Energy Modeling Forum (1982): World Oil, EMF Report 6, Stanford University.
- EMF-Energy Modeling Forum (1992): International Oil Supplies and Demands, EMF Report 11 (Vol.II), Stanford University.
- Farzin, Y.H. (1992): The Time Path of Scarcity Rent in the Theory of Exhaustible Resources, *The Economic Journal*, 102, 813-830.
- Farzin, Y.H. (1995): Technological Change and the Dynamics of Resource Scarcity Measures, *Journal of Environmental Economics and Management*, 29, 105-120.
- Gately, D. (1984): A Ten-Year Retrospective: OPEC and the World Oil Market, *Journal of Economic Literature* **XXII**, 1100-1114.
- Gately, D., J.F. Kyle og D. Fischer (1977): Strategies for OPECs Pricing Decisions, *European Economic Review*, 10, 209-230.
- Green, D. J. (1988): The World Oil Market: An Examination Using Small-Scale Models, *The Energy Journal* **9**, 3, 61-77.

Grepperud, S. og A.C. Bøeng (1996): Konsekvensene av økte oljeavgifter for råoljepris og etterspørsel etter olje. Analyser i PETRO og WOM, Notater 96/12, Statistisk sentralbyrå.

Griffin, J.M. og D.J. Teece (1982): *Opec Behaviour and World Oil Prices*, London: George Allen & Unwin.

Gülen, S.G. (1996): Is OPEC a Cartel? Evidence from Cointegration and Causality Tests, *The Energy Journal* **17**, 2, 43-57.

Hnyilicza E. og R.S. Pindyck (1976): Pricing Policies for a Two-part Exhaustible Resource Cartel, *European Economic Review*, 8, 139-154.

Hoel, M. (1992): "Emission Taxes in a Dynamic International Game of CO₂-Emissions", i R. Pethig (red.): *Conflicts and Cooperation in Managing Environmental Resources*, Berlin: Springer-Verlag, 39-68.

Hotelling, H. (1931): The Economics of Exhaustible Resources, *Journal of Political Economy* **39**, 2, 137-75.

Huntington, H. G. (1994): Oil Price Forecasting in the 1980s: What Went Wrong?, *The Energy Journal* **15**, 2, 1-22.

Jones, C.T. (1990): OPEC Behaviour under Falling Prices»: Implications for OPEC Stability, *The Energy Journal* **11**, 3, 117-129.

Kaufmann, R.K. (1995): A Model of the World Oil Market for Project Link, *Economic Modelling*, **12**, 2, 165-178.

Lasserre, P. (1985): Discovery Costs As a Measure Of Rent, *Canadian Journal of Economics*, 18, 474-83.

Lorentsen, L. og K. Roland (1986): The World Oil Market (WOM) Model: An assessment of the Crude Oil Market Through 2000, *The Energy Journal* **7**, 1, 23-34.

Loury, G.C. (1986): A Theory of «Oil»igopoly: Cournot Equilibrium in Exhaustible Resource Markets with Fixed Supplies, *International Economic Review*, **27**, 2, 285-301.

Marshalla, R.A. og D.M. Nesbitt (1986): Future World Oil Prices and Production Levels: An Economic Analysis, *The Energy Journal* **7**, 1, 1-22.

Nordhaus, W.D. (1992): Lethal Model 2: the Limits to Growth Revisited, *Brookings Papers on Economic Activity*, 2, 1-59.

Oil Market Report, diverse månedstutgivelser (International Energy Agency).

Petroleum Intelligence Weekly, diverse ukestutgivelser (Energy Intelligence Group).

Pindyck, R.S. (1978a): The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources, *Journal of Political Economy* **86**, 5, 841-861.

Pindyck, R.S. (1978b): Gains to Producers from the Cartelization of Exhaustible Resources, *Review of Economics and Statistics* **60**, 2, 238-251.

Polasky, S. (1991): Exhaustible Resource Oligopoly: Open-loop and Markov Perfect Equilibria, Boston College Working Paper 199.

Polasky, S. (1992): Do Oil Producers Act as Oligopolists?, *Journal of Environmental Economics and Management*, **23**, 216-247.

Powell, S.G. (1990): The Target Capacity-Utilization Model of OPEC and the Dynamics of the World Oil Market, *The Energy Journal* **11**, 1, 27-63.

Salameh, M.G. (1997): The Economics of Oil and Its Impact on OPECs Capacity Expansion, Paper Presented at the 20th Annual IAEE-Conference; Energy and Economic Growth: Is Sustainable Growth Possible?, 22-24 Januar 1997, Tata Energy Research Studio, New Dehli.

Salant, S. (1976): Exhaustible Resources and Industrial Structure: A Nash-Cournot Approach to the World Oil Market, *Journal of Political Economy* **84**, 5, 1079-1092.

Salant, S. (1982): *Imperfect Competition in the Oil Market*, Lexington: Lexington Books.

Schultze, W.D. (1974): The Optimal Use of Non-Renewable Resources: The Theory of Extraction, *Journal of Environmental Economics and Management*, 1, 53-73.

Simon, H.A. (1982): *Models of Bounded Rationality*, Cambridge: MIT Press.

Slade, M. (1982): Trends In Natural Resource Commodity Prices: An Analysis Of the Time Domain, *Journal of Environmental Economics and Management*, 9, 122-137.

Suranovic, S.M. (1992): Does a Target-Capacity Utilization Rule Fulfill OPEC's Economic Objectives?, *Energy Economics*, April 1993, 71-79.

Swierzbinsky, J. og R. Mendelsohn (1989): Exploration and Exhaustible Resources: The Microfoundations of Aggregate Models, *International Economic Review* **30**, 1, 175-186.

Tahvonen, O. og S. Salo (1997): On the Development of Natural Resource Use and Prices In a Growth Model With Endogenous Technical Change, Paper Presented At the 8th Annual EAERE-conference 26-28 Juni 1997, Tilburg University, Netherlands.

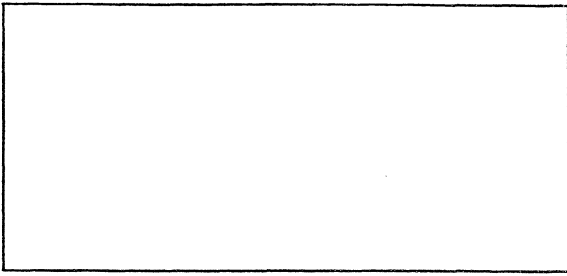
Ulph, A.M. (1982): "Modelling Partially Cartelized Markets for Exhaustible Resources", i Eichorn, H., R. Henne, U. Newmann og R.W. Shepard (red.): *Economic Theory of Natural Resources*, Würzburg-Wien: Physica Verlag, 269-91.

Watkins, G.C. (1992): The Hotelling Principle: Autobahn or Cul de Sac?, *Energy Journal* **13**, 1, 1-24.

De sist utgitte publikasjonene i serien Notater fra Forskningsavdelingen

- 95/46 B.E. Naug: Estimering av eksportrelasjoner på disaggregerte kvartalsdata
- 95/47 K. Moum: Beregning av bruttoproduksjon og eierinntekt i boligsektoren i nasjonalregnskapet - noen metodiske synspunkter
- 95/52 T. Kornstad: Simulering av konsum og arbeidstilbud i et livsløpsperspektiv
- 95/56 A. Langørgen: Faktorer bak kommunale variasjoner i utgifter til sosialhjelp og barnevern
- 95/58 T. W. Karlsen: Energimarkedet fra 1973 og fram mot 2010
- 96/3 I. M. Smestad: Valg under usikkerhet: En analyse av eksperimentdata basert på kvalitative valghandlingsmodeller
- 96/8 B. Lian og K. O. Aarbu: Dokumentasjon av LOTTE-AS
- 96/9 D. Fredriksen: Datagrunnlaget for modellen MOSART, 1993
- 96/10 S. Grepperud og A. C. Bøeng: Konsekvensene av økte oljeavgifter for råoljepris og etterspørsel etter olje. Analyser i PETRO og WOM
- 96/16 K. Gerdrup: Inntektsfordeling og økonomisk vekst i norske fylker: En empirisk studie basert på data for perioden 1967-93
- 96/31 A. Bruvoll og H. Wiig: Konsekvenser av ulike håndteringsmåter for avfall
- 96/33 M. Rolland: Militærutgifter i Norges prioriterte samarbeidsland
- 96/35 A.C. Hansen: Analyse av individers preferanser over lotterier basert på en stokastisk modell for usikre utfall
- 96/36 B.H. Vatne: En dynamisk spillmodell: Dokumentasjon av dataprogrammer
- 96/44 K.-G.Lindquist og B.E.Naug: Makro-økonometriske modeller og konkurranseevne.
- 96/45 R. Golombek og S. Kverndokk (red): Modeller for elektrisitets- og gassmarkedene i Norge, Norden og Europa.
- 96/53 F.R. Aune: Konsekvenser av en nordisk avgiftsharmonisering på elektrisitetsområdet.
- 97/2 E. Berg og K. Rypdal: Historisk utvikling og fremskrivning av forbruket av noen miljøskadelige produkter
- 97/5 Å. Cappelen: SSBs arbeid med investeringsrelasjoner: erfaringer og planer
- 97/30 K.-G. Lindquist: Database for energiintensive næringer. Tall fra industristatistikken
- 97/35 A. Langørgen: Faktorer bak variasjoner i kommunal ressursbruk til pleie og omsorg
- 97/36 S. E. Førre: Registerdataene i lys av industristatistikken
- 97/37 K. Gimming: Virkninger på prisutviklingen på naturgass i Vest-Europa ved innføring av felles karbonavgift
- 97/39 E.Holmøy og Ø.Thøgersen (red.): Virkninger av strukturpolitiske reformer: Forslag til konkrete forskningsprosjekter
- 97/41 E. Holmøy: En presisering av hva som skal menes med tilbudskurven for arbeid i en generell likevektsmodell
- 97/45 A. Katz, B.M. Larsen, K.S. Eriksen og T. Jensen: Transport og makroøkonomi – en samkjøring av GODMOD-3 og MSG-6
- 97/52 J. Nordøy: Nyten av forventningsbaserte konjunkturindekser ved predikering av konsum
- 97/68 R. Johansen: Modell for regional analyse av arbeidsmarked og demografi. Teknisk dokumentasjon
- 97/70 B. Bye: Imperfeksjoner i arbeidsmarkedet: Konsekvenser for velferdseffekter av en grønn skattereform
- 98/12 A. Langørgen: Indekser for bosettingsmønster i kommunene
- 98/22 L. Lindholt: Dynamiske oljemodeller: Intertemporal optimering og adferdssimulering

Notater



Tilfatelse nr.
159 000/502

B *Returadresse:*
Statistisk sentralbyrå
Postboks 8131 Dep.
N-0033 Oslo

Statistisk sentralbyrå

Oslo:
Postboks 8131 Dep.
0033 Oslo

Telefon: 22 86 45 00
Telefaks: 22 86 49 73

Kongsvinger:
Postboks 1260
2201 Kongsvinger

Telefon: 62 88 50 00
Telefaks: 62 88 50 30

ISSN 0806-3745



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway