

Oliemodeller

Hans Linderoth

Institut for Erhvervs- og Samfundsbeskrivelse, Handelshøjskolen i Århus

SUMMARY: This article reviews global oil models and forecasts on oil prices since the second oil crisis. An oil model prototype as well as dissimilarities between oil models are presented. Simulation and optimization models are the two main types of models. Neither of these have been successful in predicting the actual oil price.

1. Indledning

Den 1. oliekrise i 1973/74 udgjorde en milepæl i den økonomiske historie, idet krisen markerede enden af en lang højvækstperiode, der tog sin begyndelse efter 2. verdenskrig. Krisen udgjorde også en milepæl i oliemodellernes historie. Før krigen blev der kun udarbejdet ganske få prognoser (gerne vedrørende væksten i olieforbruget), men krisen var et signal om, at hele energisystemet skulle tages op til revision. Der blev derfor udarbejdet energiplaner, hvor man havde behov for skøn over den fremtidige olieprisudvikling. Behovet for kendskab til den fremtidige olieprisudvikling var naturligvis også stort i de olieeksporterende lande, hvis økonomiske udvikling var/er meget afhængig af udviklingen på oliemarkedet. Der var kort sagt opstået et behov for oliemodeller.

Offentlige institutioner, private selskaber, forskere på højere læreanstalter m.v. begyndte derfor at udarbejde oliemodeller. Formålet med denne artikel er at redegøre for disse oliemodeller, hvoraf der findes to hovedtyper: Simulationsmodeller og optimeringsmodeller. Ingen enkeltmodel gennemgås i detaljer. I stedet fokuseres der på en fælles overordnet modelstruktur i afsnit 2. I afsnit 3 og 4 behandles efterspørgsel henholdsvis udbud nærmere. I disse to afsnit trækkes vigtige modelforskelle frem ved at sammenligne en række modeller.

Modelforskelle kommer også til udtryk gennem forskelle i prognoseresultater. Spredningen i prognoseresultater behandles i afsnit 5. I afsnit 6 er emnet prognoseresultaternes afhængighed af prognosetidspunktet. Endelig analyseres prognoseresultater fra 1981 i afsnit 7 ved at sammenholde prognoseresultater med faktiske tal for 1990. Spørgsmålet er, hvorfor prognoserne ramte helt ved siden af.

Der er stort set kun medtaget prognoser udarbejdet efter 1980, og der er især fokuseret på resultater fra Energy Modeling Forum (EMF)¹ og International Energy Workshop (IEW). EMF og IEW giver mulighed for ret omfattende sammenligninger,

1. EMF blev etableret i 1976 på Stanford University med henblik på at tilvejebringe et forum for energianalyser. Analyseerne, der omfatter en grundig sammenligning af førende globale oliemodeller, gennemføres af en ad hoc nedsat arbejdsgruppe med medlemmer fra industrien, staten og universiteterne.

Oliemodeller

Hans Linderoth

Institut for Erhvervs- og Samfundsbeskrivelse, Handelshøjskolen i Århus

SUMMARY: This article reviews global oil models and forecasts on oil prices since the second oil crisis. An oil model prototype as well as dissimilarities between oil models are presented. Simulation and optimization models are the two main types of models. Neither of these have been successful in predicting the actual oil price.

1. Indledning

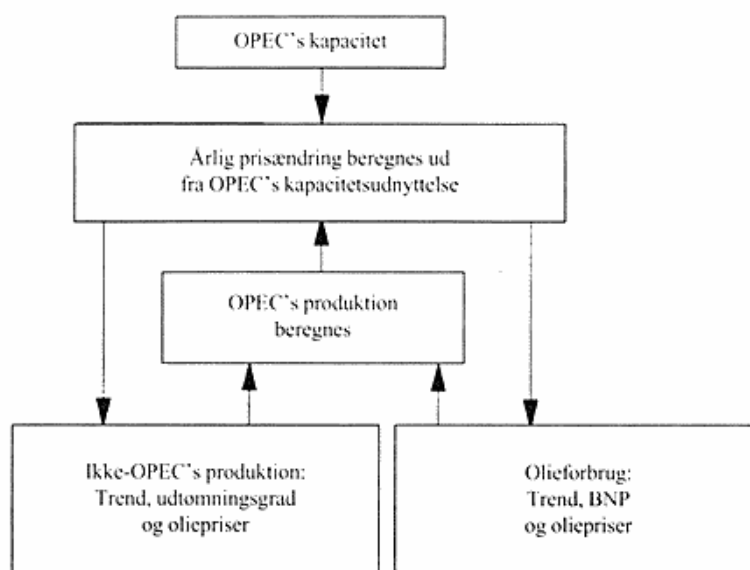
Den 1. oliekrise i 1973/74 udgjorde en milepæl i den økonomiske historie, idet krisen markerede enden af en lang højvækstperiode, der tog sin begyndelse efter 2. verdenskrig. Krisen udgjorde også en milepæl i oliemodellernes historie. Før krigen blev der kun udarbejdet ganske få prognoser (gerne vedrørende væksten i olieforbruget), men krisen var et signal om, at hele energisystemet skulle tages op til revision. Der blev derfor udarbejdet energiplaner, hvor man havde behov for skøn over den fremtidige olieprisudvikling. Behovet for kendskab til den fremtidige olieprisudvikling var naturligvis også stort i de olieeksporterende lande, hvis økonomiske udvikling var/er meget afhængig af udviklingen på oliemarkedet. Der var kort sagt opstået et behov for oliemodeller.

Offentlige institutioner, private selskaber, forskere på højere læreanstalter m.v. begyndte derfor at udarbejde oliemodeller. Formålet med denne artikel er at redegøre for disse oliemodeller, hvoraf der findes to hovedtyper: Simulationsmodeller og optimeringsmodeller. Ingen enkeltmodel gennemgås i detaljer. I stedet fokuseres der på en fælles overordnet modelstruktur i afsnit 2. I afsnit 3 og 4 behandles efterspørgsel henholdsvis udbud nærmere. I disse to afsnit trækkes vigtige modelforskelle frem ved at sammenligne en række modeller.

Modelforskelle kommer også til udtryk gennem forskelle i prognoseresultater. Spredningen i prognoseresultater behandles i afsnit 5. I afsnit 6 er emnet prognoseresultaternes afhængighed af prognosetidspunktet. Endelig analyseres prognoseresultater fra 1981 i afsnit 7 ved at sammenholde prognoseresultater med faktiske tal for 1990. Spørgsmålet er, hvorfor prognoserne ramte helt ved siden af.

Der er stort set kun medtaget prognoser udarbejdet efter 1980, og der er især fokuseret på resultater fra Energy Modeling Forum (EMF)¹ og International Energy Workshop (IEW). EMF og IEW giver mulighed for ret omfattende sammenligninger,

1. EMF blev etableret i 1976 på Stanford University med henblik på at tilvejebringe et forum for energianalyser. Analyseerne, der omfatter en grundig sammenligning af førende globale oliemodeller, gennemføres af en ad hoc nedsat arbejdsgruppe med medlemmer fra industrien, staten og universiteterne.



Figur 1. Prototypen på en simulationsmodel.

idet analyserne i EMF-regi omfatter en sammenligning af ca. 10 førende oliemodeller, mens IEW omfatter løbende sammenligninger af olieprisprognoser siden 1981. Dette materiale giver mulighed for at give et dækkende billede af hovedproblemerne i forbindelse med oliemodeller.

2. Modelstruktur i hovedtræk

Prototypen på en *simulationsmodel* vises i figur 1. OPEC er residualproducenten, hvis produktion fremkommer som globalt olieforbrug minus olieproduktionen fra lande uden for OPEC. Den beregnede olieproduktion i OPEC-landene sammenholdes med den eksogent fastlagte produktionskapacitet, hvorved OPEC's kapacitetsudnyttelse kan beregnes. Kapacitetsudnyttelsen bestemmer den årlige olieprisændring. Den nye pris indgår i beregningen af næste års olieforbrug og olieproduktion uden for OPEC, hvorved en ny olieprisændring genereres osv.

Teoretisk set udgør simulationsmodellernes prismekanisme en afgørende svaghed ved modellerne, da udviklingen i OPEC's produktionskapacitet, der hentes uden for modellen, er helt afgørende for udviklingen på oliemarkedet.

I 7 af de 9 simulationsmodeller, der indgår i EMF's analyse fra 1989/90 (EMF Report 11, april 1992), udgør OPEC's kapacitetsudnyttelse modellens prismekanisme.

Figur 1 viser endvidere, at olieforbruget i en simulationsmodel ud over olieprisen typisk er en funktion af BNP og en trendfaktor, der viser udviklingen i forbruget ved uændret BNP og oliepris. Trendfaktoren indeholder autonome effektivitetsforbedringer. Olieproduktionen uden for OPEC afhænger også typisk af en trendfaktor, men

desuden af udtømningsgraden, der skal tage højde for, at olie er en ikke-vedvarende energikilde.

Simulationsmodellerne tager ikke højde for, om den beregnede olieprisbane er ønskværdig set fra producenternes side. I *optimeringsmodellerne* derimod beregnes den prisbane, der maksimerer kapitalværdien af olien i undergrunden. Man kunne formode, at den prisbane, der er bedst for producenterne, også er den prisbane, der er mest sandsynlig. Optimeringsmodellerne har typisk en tidshorisont, der er langt længere end den tidshorisont, der benyttes i simulationsmodellerne, idet optimeringsmodeller i princippet skal beregne en prisbane, der rækker frem til det tidspunkt, hvor alle olieforekomster er opbrugte.

I optimeringsmodellerne spiller valget af *diskonteringsfaktoren* en stor rolle. Diskonteringsfaktoren anvendes til at opgøre nutidsværdien af olieindtægter minus omkostninger. Diskonteringsfaktoren r udtrykker forrentning af oliekapitalen over jorden. Såfremt nettoolieprisen (pris minus marginale indvindingsomkostninger) forventes at stige mindre end svarende til r ; giver olien en dårlig forrentning under jorden. Man skal da producere mest muligt straks. Såfremt nettoolieprisen forventes at stige mere end svarende til r ; skal man undlade at producere. Altså er der ligevægt på markedet, når nettoprisen vokser eksponentielt med en tilvækst svarende til r . Denne » r -regel« kaldes også Hotellings regel, idet Hotelling i 1931 offentliggjorde en ofte citeret artikel om optimal ressourceudnyttelse. Hotellings regel gælder dog kun under forenklede antagelser på et marked med fuldkommen konkurrence.²

Jo højere diskonteringsfaktor jo stejlere prisbane, jo stejlere prisbane jo lavere pris i startfasen. Jo større præference for nutidig anvendelse af olieformuen jo højere r . I optimeringsmodellerne anvendes typisk den samme værdi af r for alle OPEC-lande, selvom OPEC-landene er vidt forskellige og derfor må forventes at have forskellige værdier af r . Fattige OPEC-lande må således forventes at have en større præference for nutidigt forbrug end rige OPEC-lande.

Det er også et problem, at r i OPEC-landene er en funktion af den økonomiske udvikling, som igen er meget afhængig af olieindtægterne. Såfremt olieprisen i en periode fortsat falder, vil selv de relativt velstående OPEC-lande få økonomiske problemer og vil derfor ønske at sætte olieproduktionen op for at øge olieindtægterne. Dette svarer til, at r stiger, når olieprisen falder. Stigende værdi af r kan måske forklare oliepris-sammenbruddet i 1986, idet dette sammenbrud skyldes, at de rige OPEC-lande i stigende grad overtrådte kvoteaftalerne.

Markedsformen har også stor betydning for prisbanen. En monopolprisbane har et mindre stejlt forløb (højere pris i startfasen) end prisbanen på et marked med fuldkommen konkurrence. Nettoolieprisen vokser altså mindre end svarende til r på et monopolmarked. At monopolisten vil sætte prisen højere end prisen gældende på et marked

2. En mere omfattende teoretisk gennemgang af optimale olieprisbaner findes i Linderoth (1991).

med fuldkommen konkurrence er jo normalt. Kartelprisen er – i det mindste i startfasen – beliggende mellem de to øvrige prisbaner. Jo større markedsandel til kartellet, jo tættere ligger kartelprisen på monopolprisen. Den relativt høje monopolpris i startfasen implicerer, at oliereserverne ikke opbruges så hurtigt på et monopolmarked som på et marked med fuldkommen konkurrence, hvilket igen indebærer laveste oliepris på monopolmarkedet på langt sigt ved en given oliereserve. Olieprisbanerne skærer altså hinanden.³

I *optimeringsmodeller*, hvor OPEC optræder som kartel, er OPEC også som i simulationsmodeller residualproducenten, der dækker forskellen mellem det globale forbrug og produktionen uden for OPEC. OPEC tilpasser sig dog ikke passivt til denne restefterspørgsel. Det forudsættes i stedet, at OPEC har indsigt i alle relevante forhold, så det aktivt kan tilrettelægge produktionen og dermed prisen over hele produktionsforløbet således, at kapitalværdien af olieformuen bliver maksimeret. OPEC's kapacitet er derfor endogeniseret i disse modeller.

I stort set alle modeller opfattes OPEC som et fasttømret kartel med den samme optimale prisbane, selvom det er åbenbart, at OPEC-landene ganske givet har forskellige r -værdier (jf. tidligere omtale) og opererer med forskellig tidshorisont pga. forskellige R/P -rater (reserver/produktion).

Udbudet fra ikke-OPEC lande kan også være bestemt af en maksimeringsbetingelse, men ofte specificeres en udbudsfunktion, der minder om de funktioner, der anvendes i simulationsmodellerne. Tilsvarende anvender optimeringsmodeller gerne globale efterspørgselsfunktioner som vist i figur 1.

Endelig opererer optimeringsmodellerne som regel med et prisloft i form af en bagstopperteknologi, der kan erstatte olien i alle anvendelser til konstante grænseomkostninger. Jo lavere prisloft jo lavere startpris på olieprisbanen. Omkostningerne ved produktionen af olieprodukter fra olieskifer, tjæresand og kul anvendes normalt som udgangspunkt for skøn over bagstopperprisen.

Kun 2 af modellerne i EMF 11 (1992) er optimeringsmodeller, mens de øvrige 9 modeller er simulationsmodeller. I EMF 6 (1981) er 3 optimeringsmodeller og 7 simulationsmodeller. Simulationsmodeller anvendes i det hele taget noget mere end optimeringsmodeller.

3. Olieefterspørgsel

En nærmere omtale af modellernes efterspørgsels- og udbudsside gives ved at sammenligne modellerne i EMF 11.

3. I de teoretiske kartelmodeller anvendes gerne Stackelbergmodellen. Newbery (1981) viser, at der er mange mulige prisbaner afhængige af de valgte forudsætninger, og at modellen i de fleste praktisk relevante tilfælde genererer prisbaner, der er dynamisk inkonsistente.

Selvom den overordnede struktur er fælles for simulationsmodellerne, er der alligevel markante forskelle i den konkrete opbygning af efterspørgselssiden. I de 9 simulationsmodeller i EMF 11 varierer antallet af regioner på efterspørgselssiden fra 2 til 7, og de estimerede sammenhænge baserer sig i forskellig grad på skøn og økonometriske studier. De resterende 2 optimeringsmodeller anvender 5 regioner.

Der tages i forskellig grad hensyn til feedback fra olieprisen til BNP eller til energirelateret forbrug. I 7 af de 11 modeller indgår substitution mellem olie og andre energikilder blot implicit gennem priselasticiteten for olie, og i de resterende 4 modeller indgår substitution eksplicit på forskellig vis.

Økonomisk vækst indebærer fortsat tilpasning af erhvervsstruktur og ændring i sammensætningen af forbruget af varer og tjenester, hvilket igen påvirker olieforbruget. I de fleste modeller tages der højde for disse strukturelle forskydningers indvirkning på olieforbruget i trendfaktoren og/eller i pris- og indkomstelasticiteterne, men makroøkonomiske modeller anvendes også. Endelig skal det nævnes, at lageffekter behandles på forskellig vis i modellerne.

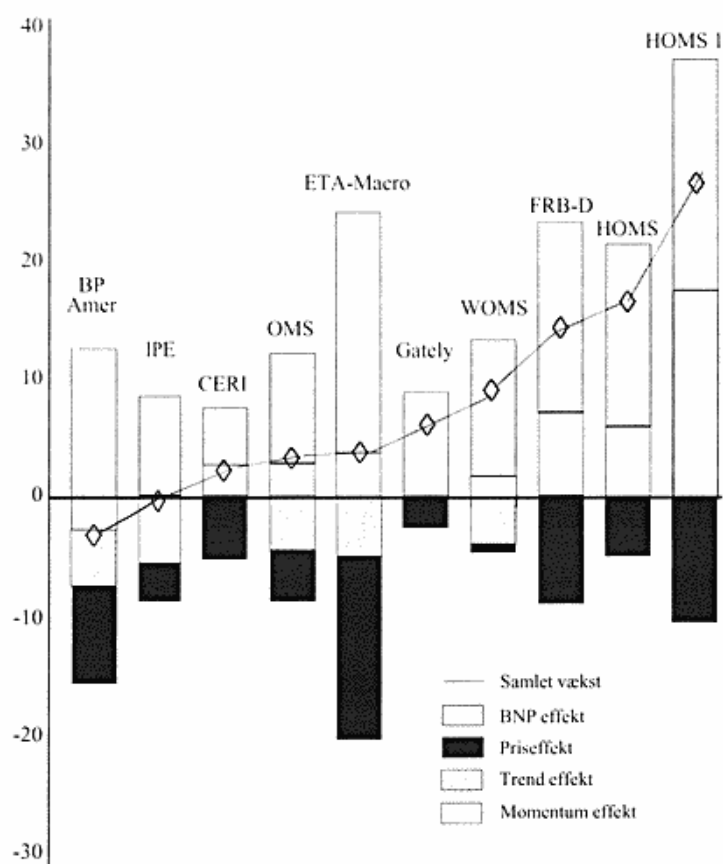
Alt i alt kan det konkluderes, at modellerne er meget forskellige, og det viser sig da også, at de producerer ret så forskellige resultater, hvilket bl.a. fremgår af analysen i EMF 11. I denne analyse indgår forskellige scenarier med *standardiserede forudsætninger*. Olieforbruget er bl.a. beregnet under anvendelsen af ens forudsætninger vedrørende olieprisudvikling og BNP-vækst (BNP-basisforløb og prisbane som ventet i det amerikanske energidepartements årlige outlook, *IEO-prisbanen*).

Det viser sig, at modellernes beregnede olieforbrug i år 2010 varierer fra 51 Mb/d (mio. tønder pr. dag) til 92 Mb/d i de industrialiserede lande.⁴ Dette svarer til et mindre fald henholdsvis en stigning på ca. 85% i olieforbruget i forhold til forbruget ult. 1980'erne.

En nærmere analyse af forskellene i det beregnede olieforbrug for år 2000 er foretaget ved at opdele væksten i olieforbruget i 4 komponenter: 1) BNP effekt, 2) pris-effekt, 3) trend effekt (effekt uafhængig af pris og BNP) og 4) initial momentum effekt (lageffekt fra tidligere prisændringer).

Dekomponeringen foretages ved hjælp af 4 cases: 1) IEO-prisbanen og BNP-basisforløb, 2) uændret pris og BNP-basisforløb, 3) uændret pris og nulvækst og 4) uændret pris, nulvækst samt ingen teknologiske forbedringer uafhængig af olieprisen. Prisefekten er forskellen i olieforbruget mellem case 1 og 2, BNP effekten forskellen i olieforbruget mellem case 2 og 3, den autonome effektivitetseffekt forskellen i olieforbruget mellem case 3 og 4, og endelig måles momentumeffekten som forskellen i olieforbruget i 1988 og år 2000 i case 4. Resultaterne for OECD's olieforbrug fremgår af figur 2.

4. EMF Report 11 s. 44.



Figur 2. Væksten i OECD's olieforbrug i perioden 1988-2000 dekomponeret i 4 effekter, Mb/d.

Det viser sig, at BNP effekten medfører de største forskelle i det beregnede olieforbrug, men såvel priseffekten som momentumeffekten medfører også betydelige forskelle i olieforbruget.

Det kan nok overraske, at der kan konstateres så store forskelle i de beregnede effekter, men de voldsomme olieprisudsving vanskeliggør i allerhøjeste grad målingen af elasticiteter og momentumeffekten. Det er selvsagt også et problem, at energisubstitution og -besparelser i princippet er afhængige af forventninger til de relative priser i fremtiden og ikke bare af den historiske udvikling.

Efterspørgselssiden er yderligere analyseret ved at beregne implicite pris- og indkomstelasticiteter. Ved at sammenholde det beregnede olieforbrug i scenarier med uændret pris og stigende pris (uændret BNP) beregnes priselasticiteterne for udvalgte år, jf. tabel 1.

Tabellen afslører markante forskelle i de beregnede elasticiteter på såvel kort som langt sigt, især variationen i elasticiteten for OECD påkalder sig opmærksomhed.

Tabel 1. *Implicitte priselasticiteter (numerisk).*

	1. år	2000	2010
OECD			
Gennemsnit	0,117	0,342	0,469
Variation	0,034-0,205	0,160-0,783	0,181-0,804
Ulande ekskl. OPEC			
Gennemsnit	0,112	0,208	0,299
Variation	0,045-0,228	0,083-0,388	0,178-0,535

Kilde: EMF 11 s. 160.

Tabel 2. *Implicitte indkomstelasticiteter.*

	1. år	2000	2010
OECD			
Gennemsnit	0,937	0,859	0,848
Variation	0,0376-1,111	0,403-1,248	0,458-1,262
Ulande ekskl. OPEC			
Gennemsnit	0,825	0,828	0,855
Variation	0,201-1,000	0,390-1,062	0,325-1,054

Kilde: EMF 11 s. 162.

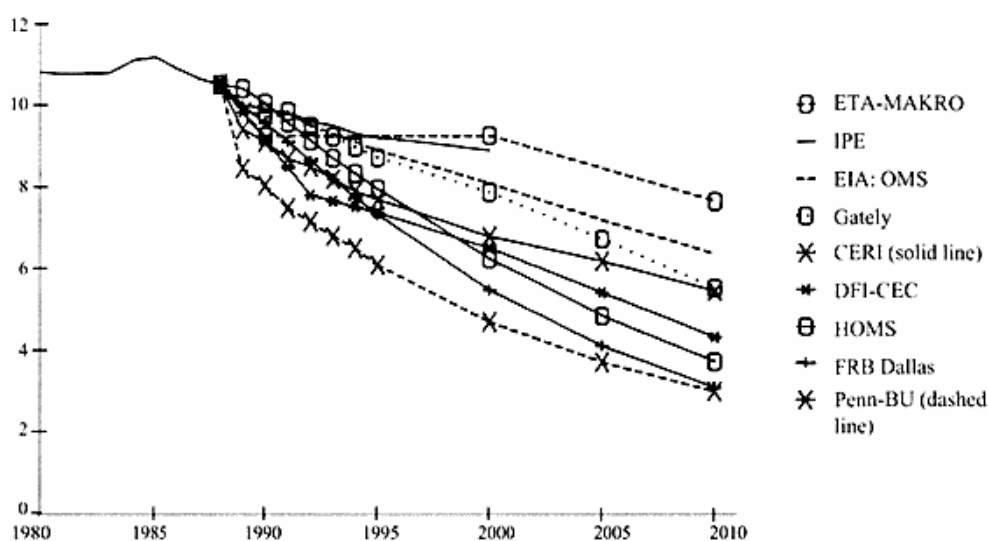
Implicitte indkomstelasticiteter beregnes ved at sammenholde olieforbruget i scenarier med varierende BNP-forløb og uændret pris. Tabel 2 viser også en markant forskel i de beregnede indkomstelasticiteter. Der kan rettes en del kritik mod beregningsmetoden. Man får bl.a. ikke beregnet elasticiteterne ved et prisfald. Det er dog typisk, at man ikke tager hensyn til, at tilpasninger til prisændringer på oliemarkedet er irreversible. Ved en prisstigning isoleres boliger, alternative varmesystemer etableres osv. Disse tilpasninger er i meget betydelig grad permanente, så et prisfald vil ikke fjerne effekten af en tidligere prisstigning.

4. Udbud fra ikke-OPEC lande

Udbudet fra ikke-OPEC lande er en funktion af en trendfaktor for den teknologiske udvikling, udtømningsgraden og af tidligere og nuværende oliepriser, jf. figur 1. Antallet af regioner på udbudssiden varierer i EMF 11-modellerne fra 3 til 17.

Udtømning behandles ret forskelligt i modellerne. I nogle modeller følger udtømningen den såkaldte Hubbertkurve, der viser forløbet af olieproduktionen fra en region ud fra olieforekomstens størrelse (endeligt indvindelig reserve⁵). I første del af perio-

5. Endeligt indvindelig reserve omfatter både de reserver, der er kendte i dag, og som kan udnyttes kommercielt, og de reserver, der forventes at kunne udnyttes i fremtiden.



Figur 3. Beregnet olieproduktion i USA med »flat price path«, Mb/d.

Kilde: EMF Report 11 s. 76.

den er produktionen stigende (faldende marginalomkostninger i startfasen), et topunkt nås, og derefter falder olieproduktionen, indtil olieforekomsterne er udtømte. I Hubbertforløbet følger den akkumulerede produktion en logistisk kurve. Olieproduktionen beregnes som prisbestemte afvigelse fra Hubbertkurven.

I andre modeller specificeres en marginal omkostningskurve for olieindvindingen direkte. Udtømningen repræsenteres da gennem kurveforløbet, eller udtømningen er indbygget i en trendfaktor. I de fleste modeller kræves der en eksplicit angivelse af olieforekomsternes størrelse. Det er et problem i alle olieprognoser, at der er overordentlig stor usikkerhed omkring olieforekomsternes størrelse og de hertil hørende indvindingsomkostninger. I en undersøgelse kan man fx finde en U/P -rate (ressourcer/produktion) i omkostningskategorien 0-12 \$/tønne (1985-priser) på 66 år og i en anden undersøgelse en U/P -rate i omkostningskategorien 0-9 \$/tønne på 126 år.⁶ En endnu større usikkerhed vedrører indvindingsomkostningerne fra de såkaldte ukonventionelle forekomster i form af tjæresand, olieskifer m.v. Som nævnt tidligere udgør indvindingsomkostningerne her gerne bagstopperprisen i modellerne.

At usikkerheden på udbudssiden ikke bare vedrører udviklingslande, hvor efterforskningsindsatsen har været minimal, fremgår af figur 3. USA er det land, hvor der har været efterforsket mest intenst.

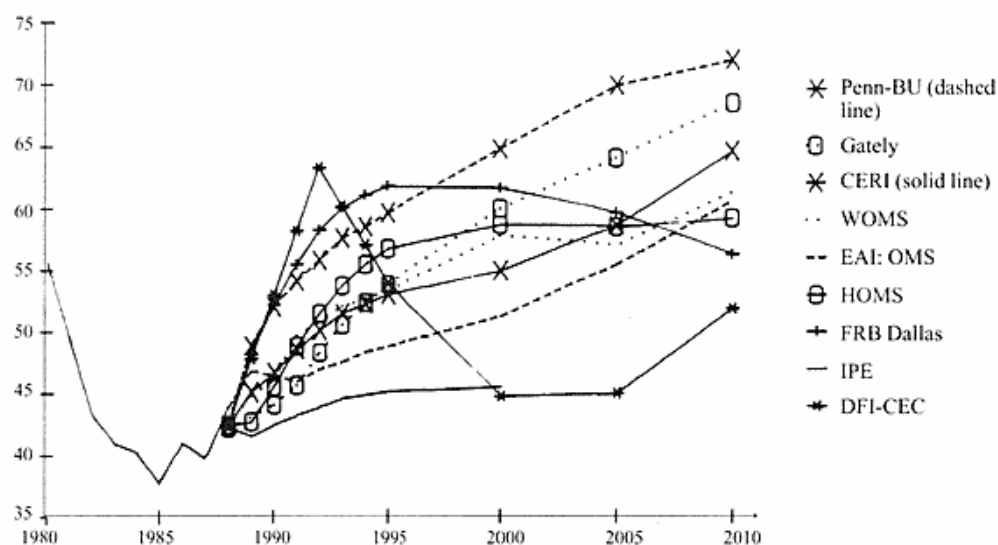
Man bemærker, at det i alle modeller antages, at udtømmingseffekten i USA dominerer i forhold til en omkostningsbesparende teknologisk udvikling, idet den beregne-

6. Linderoth (1991) s. 354 f.

Tabel 3. *Implicitte priselasticiteter på udbudssiden for ikke-OPEC lande.*

	1. år	2000	2010
Gennemsnit	0,032	0,209	0,397
Variation	0,000-0,076	0,078-0,401	0,161-0,833

Kilde: EMF 11 s. 164.



Figur 4. *OPEC's beregnede andel af verdens olieproduktion (ekskl. USSR) ved IEO-prisbanen og BNP-basisforløb, %.*

Kilde: EMF Report 11 s. 46.

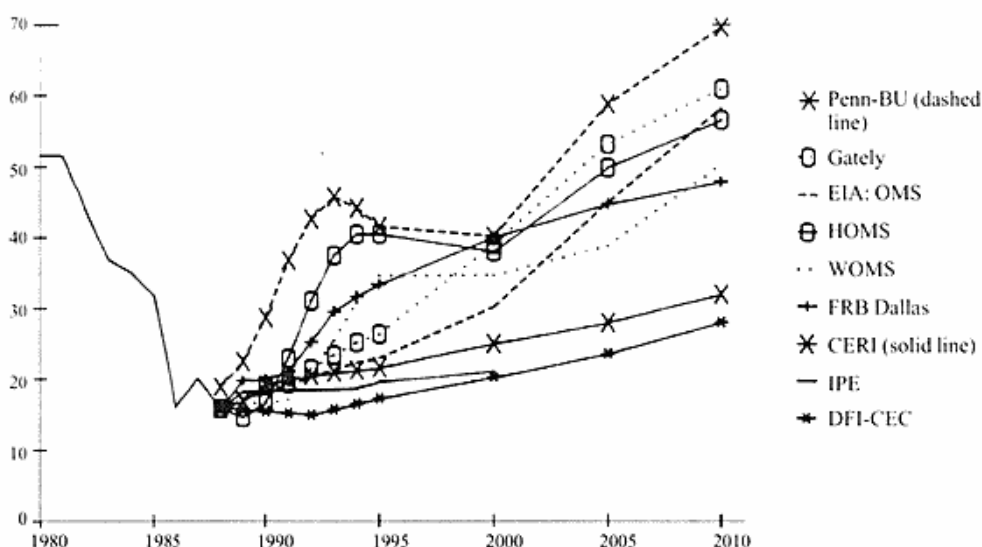
de olieproduktion er faldende i »flat price« scenariet. Figuren demonstrerer også den meget betydelige forskel, der alt i alt er i modellernes udbudsfunktioner.

Analogt med beregningen af priselasticiteter på efterspørgselssiden beregnes implicitte priselasticiteter gældende for ikke-OPEC lande. Resultaterne fremgår af tabel 3.

Helt svarende til priselasticiteten gældende for efterspørgslen kan der konstateres en markant variation i de implicitte udbudselasticiteter.

5. Olieprisprognoser – variation

Det foregående har vist, at oliemodellerne trods visse fællestræk er meget forskellige vedrørende de konkrete sammenhænge på udbuds- og efterspørgselssiden. Modellerne vil derfor nå frem til vidt forskellige resultater for residualproducenten OPEC, jf. figur 4.



Figur 5. Beregnede kartelprisbaner, 1990-\$/tonde.

Kilde: EMF Report 11 s. 48.

Tabel 4. Olieprisprognoser(a) publiceret jan. 1981 – juli 1982, 1981-\$/b.

	Antal prognoser 1990	Pris år 1990	Vækstrate ^(a) 1981-1990 %	Antal prognoser år 2000	Pris år 2000	Vækstrate ^(b) 1990-2000 %
Olieselskaber	8	41,4	1,5	7	54,3	2,5
Energy Modeling Forum (EMF 6)	10	55,5	4,8	10	76,6	3,3
International Energy Workshop (IEW)	8	45,8	2,6	7	61,4	3,1
Konsulentfirmaer	5	33,8	-0,8	3	43,7	2,7
Energidepartementet.						
USA	3	49,7	3,5	3	71,3	3,7
Ialt	34	46,2	2,7	30	64,0	3,1

Noter: ^(a) Importpris cif, gennemsnit for grupperne, Midprice forecast. ^(b) Gennemsnitlig årlig vækstrate reelt i olieprisen. For perioden 1990-2000 er kun medtaget prognoser, der har en prognosepris i såvel 1990 som år 2000.

Kilde: Hirshfeld (1982) s. 78.

Den store variation i OPEC's markedsandel afspejler sig i stor variation i de beregnede kartelprisbaner,⁷ jf. figur 5.

Variationen i prognoserne belyses yderligere ved at sammenligne prognoser fra forskellige prognosegrupper, jf. tabel 4.

7. Det antages, at OPEC udøver en vis monopolkontrol, men det er ikke nærmere angivet, hvordan denne kontrol manifesterer sig. Der er ikke generelt tale om en gevinstoptimal kartelprisbane, da de fleste modeller ikke har indbygget en kriteriefunktion, der indeholder en variabel, hvis værdi skal maksimeres.

Tabel 5. Optimale olieprisbaner efter 2. oliekrise, \$/tønde i 1980-priser^(a).

Modeller	r i % ^(d)	1985	1990	2000	2010
Pindyck					
a) OPEC	5	16	19	23	32
	10	16	20	24	33
b) Fuldkommen konk.	5	9	15	25	41
	10	4	10	27	43
Marshalla/Nesbitt ^(b)					
a) OPEC	2	32	34	37	41
	6	23	26	31	38
b) Fuldkommen konk.	2	22	24	29	35
	6	13	15	22	31
Morrison ^(c)					
a) Monopol	2	17	19	23	25
	5	8	9	13	17
b) Fuldkommen konk.	5	6	7	12	15
	7	4	5	9	13

Noter: ^(a) Omregningen til 1980-\$ vha. OECD's eksportprisindeks gældende for industrivarer. ^(b) Vedrører 1987, 1992, 2002 og 2012. ^(c) 2005 og ikke 2010. ^(d) Diskonteringsfaktor.

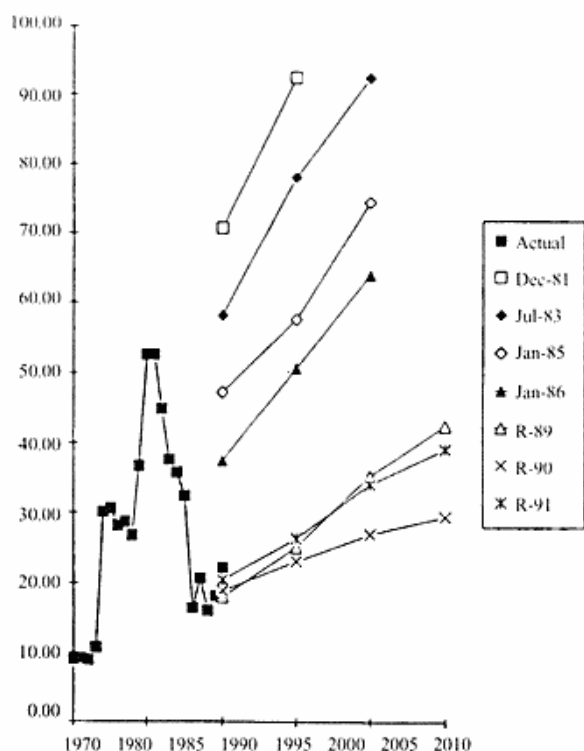
Kilde: Pindyck (1978), Marshalla/Nesbitt (1986), Morrison (1987) og Economic Outlook.

Tabellen viser en betydelig spredning i den forventede oliepris mellem de 5 grupper, der er repræsenteret i tabellen. EMF 6 har i gennemsnit den højeste prognosepris, mens konsulentfirmaerne har den laveste. Også olieselskabernes prognosepris ligger forholdsvis lavt. En del af forskellene kan tilskrives publiceringstidspunktet. I en figur viser Hirshfeld således, at der fra januar 1981 er en faldende trend i prognoseprisen. Denne sammenhæng mellem prognosetidspunkt og prognosepris behandles mere udførligt i afsnit 6.

Usikkerheden illustreres i materialet ikke alene ved en stor prisvariation mellem de forskellige gruppers prognosepriser, men også ved en meget betydelig prisvariation mellem scenarierne i de enkelte kilder, hvor der typisk er medtaget et lav- og højpris-scenarie.

Det brede scenariebælte fremgår af EMF 6. Som nævnt tidligere anvendes der i EMF-analyserne standardiserede forudsætninger for en række af de eksogene variable. Trods dette er prognoseresultaterne vidt forskellige. I reference case er der således for år 2000 en prisvariation mellem modellerne fra 42 \$ til 92 \$ pr. tønde (1981-priser) og i højpris case en variation fra 55 \$ til 430 \$. Gennemsnitsprisen varierer i lavpris case til højpris case fra 53 \$ til 177 \$.

Dette viser helt klart, at olieprisprognoser skal tages med alle mulige forbehold, men vel også, at modellerne er uegnede til at anvendes på længere sigt.



Figur 6. Olieprisprognoser ifølge IEW og den faktiske olieprisudvikling, 1990-\$/tonde.

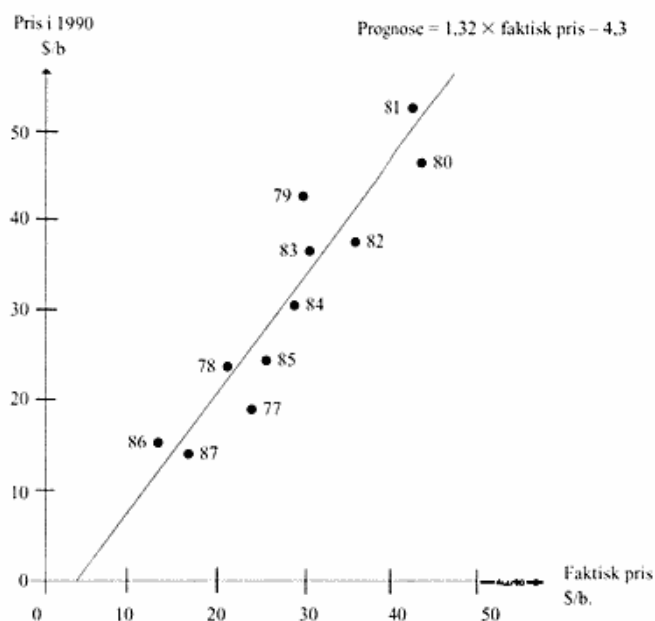
Kilde: Adelman (1993).

Som nævnt i afsnit 2 er diskonteringsfaktoren r og markedsformen af stor betydning for de gevinstoptimale olieprisbaner, hvilket illustreres i tabel 5. Tabellen viser, at markedsformen spiller en stor rolle hos Pindyck, der da også når frem til, at kartelprisbanen medfører en forøgelse af OPEC's olieindtægter på 54% (nutidsværdi, $r=5\%$) i perioden 1975-2015 i forhold til prisbanen gældende for fuldkommen konkurrence. Derimod er r uden betydning for kartelprisbanen hos Pindyck.⁸ Bemærk, at kartelprisbanen allerede i år 2000 ligger under banen for fuldkommen konkurrence.

Hos Marshalla/Nesbitt er kartelprisen klart afhængig af r . Lav r -værdi medfører forholdsvis høj initialpris. Markedsformen har også stor indflydelse på prisbanerne. Det har den ikke hos Morrison, hvor monopolprisbanen ligger tæt på prisbanen for fuldkommen konkurrence ved samme værdi af r . Hos Morrison spiller r en afgørende rolle for monopolprisbanen.

Det er åbenbart, at r og markedsformen slet ikke spiller den samme rolle i optimeringsmodellerne. Endelig bemærker man den store forskel i beliggenheden af prisba-

8. Det kan endda overraske, at banen med den højeste værdi af r ligger højest.



Figur 7. Prognosepris for 1990 og faktisk pris i årene 1977-1987 i rapporter fra DOE (1983-8).

Kilde: Linderoth (1991) s. 294.

nerne med Marshalla/Nesbitt liggende klart højest. Morrisons resultater er klart påvirket af det kraftige olieprisfald i 1986, mens Marshalla/Nesbitt har udarbejdet deres resultater, da olieprisniveauet efter 2. oliekrise stadig var nogenlunde intakt. Denne sammenhæng mellem prognosepris og prognosetidspunkt er emnet for næste afsnit.

6. Prognosepris og prognosetidspunkt

I dette afsnit illustreres sammenhængen mellem prognosepris og prognosetidspunkt vha. resultaterne fra The International Energy Workshop (IEW) og det amerikanske energidepartement (DOE). Formålet med IEW har siden 1981 været at sammenligne energiprognoser, herunder olieprisprognoser. I den forbindelse er der blevet udarbejdet et spørgeskema, som en række medlemmer af denne workshop har besvaret, og som har gjort det forholdsvis let at sammenligne prognoserne.

IEW-resultaterne fremgår af figur 6, hvor de forskellige spørgeskemaundersøgelser er repræsenteret ved deres medianværdier for den forventede pris udtrykt i 1990-priser.

Figuren viser, at man på ethvert prognosetidspunkt forventede stigende relativ oliepris fremover. Den forventede olieprisbane er blot forskudt nedad i takt med faldet i olieprisen siden 1981. Der kan altså konstateres en *klar positiv korrelation mellem prognoseprisen og den aktuelle pris*. Man justerer altså startprisen på den forventede olieprisbane efter den aktuelle pris.

Tabel 6. EMF (6) Procentuel afvigelse mellem prognoser og faktiske tal for 1990 (reference case).

	Olieforbrug			Olieproduktion		
	WOCA ^(a)	OECD	Non-OECD	OPEC	Non-OPEC	Olie pris
<i>Gennemsnit</i>						
Simulation	-2,1	-0,2	-11,8	15,6	-16,7	214
Optimering	-1,7	-3,6	-0,6	26,5	-36,8	240
Alle	-2,1	-1,5	-10,0	18,0	-21,7	222
<i>Simulationsmodeller</i>						
OMS	2,6	4,5	-1,9	14,1	-8,5	189
IPE	-6,4	-4,0	-12,3	-10,0	-4,2	133
OILTANK	-10,6	-8,0	-16,9	18,9	-28,9	294
Opeconomics	-6,2	5,3	-34,3	8,8	-19,0	149
WOIL	2,6	1,1	6,5	18,9	-15,8	199
OILMAR	5,1			36,5	-23,6	301
Gately				22,1		231
<i>Optimeringsmodeller</i>						
Salant-ICF	-1,7	-2,1	-0,6	28,5	-29,2	248
Kennedy-Nehring	-2,9			24,5	-44,4	256
ETA-Macro		-5,9				217

Note: ^(a) World outside communist area.

Kilde: Huntington (1994).

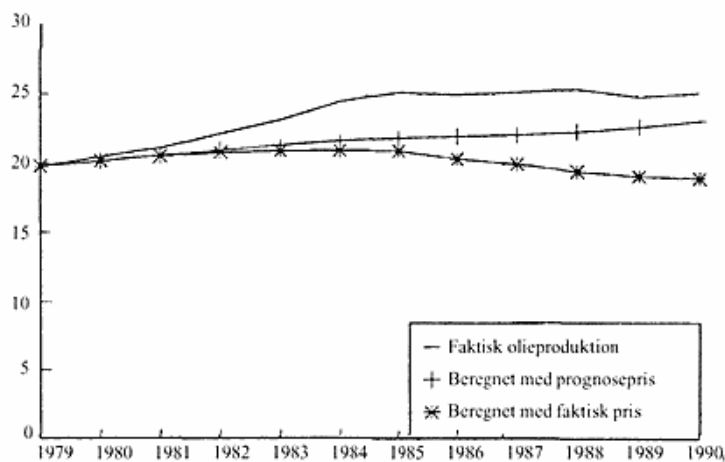
En sådan korrelation er også åbenbar i materialet fra DOE, jf. figur 7.

Figureerne viser desuden, at man uanset den faktiske pris forventer nye olieprisstigninger, helt i overensstemmelse med Hotellings regel. Det er altså åbenbart, at udtømmingseffekten så at sige har overtaget over den omkostningsbesparende teknologiske udvikling i modellerne. Denne forventning om fortsatte olieprisstigninger fremgik også af tabel 4.

Endelig viser figur 6, at olieprisprognoserne fra omkring 2. oliekrise klart overvurderede den faktiske olieprisudvikling. Dette behandles nærmere i næste afsnit.

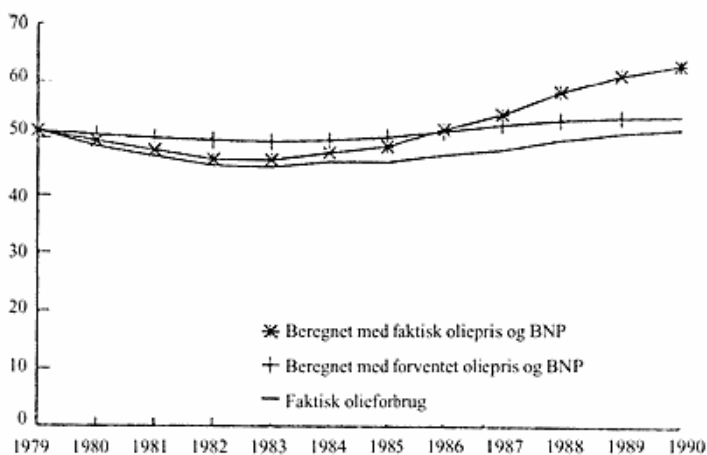
7. Prognoser og faktiske tal for 1990

Huntington (1994) har sammenlignet EMF 6 prognoserne med faktiske tal for 1990, jf. tabel 6, der viser, at olieforbruget i 1990 kun var lidt højere end prognosticeret, selvom den faktiske oliepris var langt lavere end den prognosticerede oliepris. Det fremgår også af tabellen, at produktionsmulighederne uden for OPEC klart var under-



Figur 8. Faktisk og beregnet olieproduktion uden for OPEC, Mb/d.

Kilde: Huntington (1994).



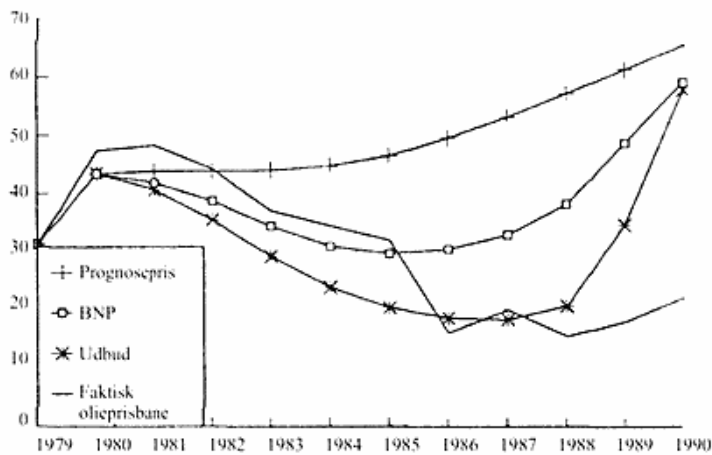
Figur 9. Faktisk og beregnet olieforbrug i lande med markedsøkonomi, Mb/d.

Kilde: Huntington (1994).

vurderet i modellerne. Simulationsmodellerne var lidt bedre end optimeringsmodellerne til at ramme de faktiske tal. Det fremgår i øvrigt af tabellen, at der var tydelige resultatforskelle.

Huntington har analyseret afvigelserne mellem prognoser og faktiske tal ved at indsætte den faktiske værdi af forskellige variable. Da modellerne er blevet ændret en del siden, har Huntington anvendt en *repræsentativ model*, der i betydelig grad skulle korrespondere med de modeller, der blev anvendt i EMF 6.

Huntington indsætter den faktiske olieprisudvikling i modellens udbudsligning gældende for ikke-OPEC lande for at illustrere fejlspecifikationer i denne ligning. Den be-



Figur 10. Beregnede olieprisbaner med den repræsentative oliemodell, 1990-\$/tønde.

Kilde: Huntington (1994).

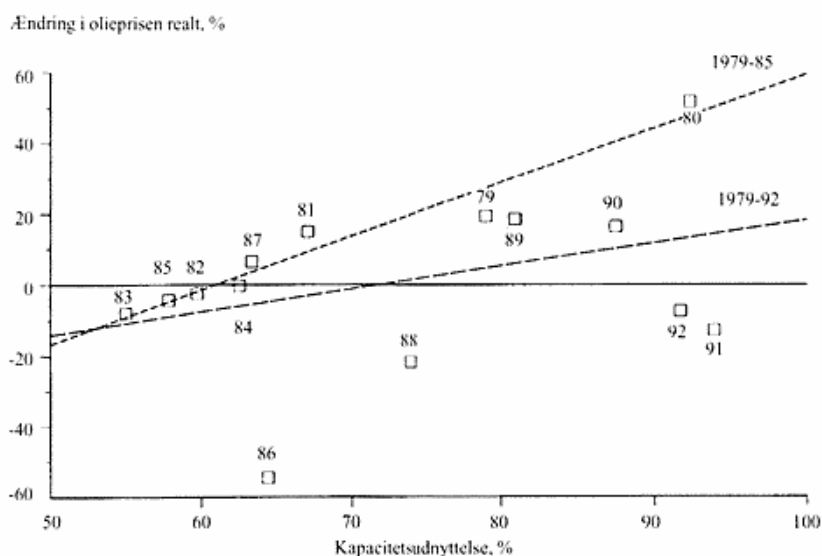
regnede olieproduktion ligger da en del under den faktiske produktion, jf. figur 8, hvilket klart viser, at man undervurderede produktionsmulighederne uden for OPEC.

Tilsvarende beregnes olieforbruget med de faktiske tal for såvel olieprisen som den økonomiske vækstrate. Som det fremgår af figur 9, ligger det beregnede forbrug en del over det faktiske forbrug, især efter 1986. Dette viser, at olieprisfaldet ikke – som ventet i modellerne – medførte en betydelig stigning i olieforbruget. Dette forhold kan skyldes manglende hensyntagen til asymmetriske tilpasninger på oliemarkedet (tilpasninger ved olieprisstigninger er irreversible).

Huntington foretager dernæst en række tilpasninger af modellen. Resultaterne fremgår af figur 10. Kurven markeret med BNP repræsenterer den olieprisbane, som modellen beregner, når indkomstelasticiteten for ulandene nedsættes fra 1,3 til 1,0, og den faktiske BNP-vækstrate indsættes for såvel ulande som OPEC lande. Prisbanen markeret som udbud fremkommer ved yderligere at tage højde for den faktiske nettoeksport fra CPE⁹ og udbudet fra lande uden for OPEC. Som det fremgår af figuren, resulterer disse tilpasninger i, at modellens beregnede prisbane i betydelig grad følger den faktiske pris frem til medio 1980'erne, hvorefter den beregnede pris stiger brat, uden at den faktiske pris følger med. Der kan bringes overensstemmelse mellem beregnet pris og faktisk pris ved at nedsætte indkomstelasticiteten for både ulande og OPEC lande til 0,5. At dette er tilfældet, afslører blot, at modellen reagerer kraftigere på olieprisfald og øget BNP-vækst, end hvad er tilfældet i virkeligheden.

Det kan nok overraske, at Huntington ikke undersøger, om den anvendte prismekanisme i modellen er fejlspecificeret. Periodens pris beregnes som prisen i foregående periode plus en ændring, der bestemmes af OPEC's kapacitetsudnyttelse, jf. figur 1.

9. Centrally planned economies.



Figur 11. Ændringen i OECD's gennemsnitlige olieimportpris realt og OPEC's kapacitetsudnyttelse, 1979-92.

Kilde: Linderoth og Bentzen (1994) s. 37.

Den forventede sammenhæng mellem kapaciteten og olieprisændringen illustreres tilnærmelsesvis i den indtegnede kurve for perioden 1979-85 i figur 11. I denne periode er der en tæt sammenhæng mellem de to variable ($R^2=0,95$). Stor kapacitetsudnyttelse indebærer olieprisstigninger, mens lav kapacitetsudnyttelse kun medfører mindre olieprisfald, fordi OPEC gennem kvoteaftaler modvirker prisfald. I 1986 brød kartelpolitikken delvis sammen med et markant olieprisfald til følge. Der var ikke bare tale om et enkelt års udfald fra den forventede sammenhæng mellem olieprisændringer og kapacitetsudnyttelsen. Figuren viser, at fra 1986 synes mønstret brudt, jf. fx olieprisfald i 1991 og 1992 ved en høj kapacitetsudnyttelse. Tages hele perioden 1979-92, fås $R^2=0,14$. Såfremt modellens prismekanisme tilnærmelsesvis er baseret på »1979-85«-kurven, er det åbenbart, at modellen efter 1986 vil generere prisstigninger, der ikke er i overensstemmelse med virkeligheden.

8. Afslutning

Der er klare fællestræk ved oliemodellerne mht. de forklarende faktorer på såvel efterspørgselssiden som udbudssiden. De to hovedtyper af modeller er dog vidt forskellige mht. prismekanismen, hvor simulationsmodellerne anvender OPEC's kapacitetsudnyttelse, mens optimeringsmodellerne beregner en gevinstoptimal prisbane.

En afgørende faktor på oliemarkedet på længere sigt er OPEC's produktionskapacitet, som er eksogen i simulationsmodellerne. Dette forhold svækker disse modeller, da

man må antage, at kapaciteten bl.a. er en funktion af olieprisen. I optimeringsmodellerne er udviklingen i kapacitet og oliepris konsistente, idet produktionen (kapaciteten) tilrettelægges således, at den implicerer en prisbane, der maksimerer nutidsværdien af olieformuen.

Selvom optimeringsmodellerne må foretrækkes frem for simulationsmodellerne set fra en teoretisk synsvinkel, er der intet, der tyder på, at optimeringsmodellerne er bedre til at prognosticere udviklingen på oliemarkedet end simulationsmodellerne. Der er problemer med at fastlægge diskonteringsfaktoren, kartelpolitikken, bagstopperpris m.v.

Selvom der altå er klare fællestræk, er prognoseresultaterne meget forskellige, selv når der anvendes standardiserede forudsætninger, hvilket bl.a. afsløres ved markante forskelle i implicit beregnede elasticiteter.

Olieprognoseprisen er stort set altid stigende uafhængig af den aktuelle pris. Dette viser, at udtømmingseffekten i modellerne dominerer over den omkostningsbesparende teknologiske udvikling. Olien forventes altså at være en knap ressource i fremtiden.

Endelig har artiklen vist, at prognoserne fra omkring 2. oliekrise ramte helt ved siden af. Man havde undervurderet muligheden for olieproduktionen uden for OPEC og overvurderet olieforbruget ved et olieprisfald. Det har også vist sig, at den benyttede prismekanisme i simulationsmodellerne nærmest brød sammen medio 1980'erne, da der skete et afgørende brud på kartelpolitikken.

Arthur Andersen & Co. (1984) engagerede efter 2. oliekrise Cambridge Energy Research Ass. til at udarbejde *The future of Oil Prices*, hvor det var formålet at undersøge, hvordan disse prognoser opfattes og benyttes af beslutningstagerne. Der blev gennemført over 125 interviews.

En meget betydelig skepsis til prognoserne kom frem i disse interviews. »*The only thing certain about a forecast is that it will be wrong*«, var således opfattelsen hos chefen for en international bankgruppes energiafdeling, og én af Wall Street's mest respekterede olieanalytikere sagde: »*You'd have to be out of your mind to change your forecast because of the output of a formal model. If one of my models tells me something that does not correspond to my gut feeling, I just kick it until it does*«.

Disse udtalelser viser klart, at man har mistillid til resultater fra oliemodeller. Trods det benyttes olieprisforecasts ved beregninger af fordelagtigheden i ganske omfattende investeringer i specielt energisektoren.

Litteratur

- | | |
|---|---|
| <p>Adelman, M.A. 1993. Modelling World Oil Supply. <i>The Energy Journal</i> Vol 15, Number 1, s. 1-32.</p> <p>Andersen, A & Co. 1984. <i>The Future of Oil Prices: The Perils of Prophecy</i>.</p> | <p>Energy Modelling Forum. 1992. <i>International Oil Supplies and Demands</i>, EMF Report 11 Vol II.</p> <p>Hirshfeld, D.S. m.fl. 1982. <i>Future World Oil Prices</i>, DOE.</p> |
|---|---|

man må antage, at kapaciteten bl.a. er en funktion af olieprisen. I optimeringsmodellerne er udviklingen i kapacitet og oliepris konsistente, idet produktionen (kapaciteten) tilrettelægges således, at den implicerer en prisbane, der maksimerer nutidsværdien af olieformuen.

Selvom optimeringsmodellerne må foretrækkes frem for simulationsmodellerne set fra en teoretisk synsvinkel, er der intet, der tyder på, at optimeringsmodellerne er bedre til at prognosticere udviklingen på oliemarkedet end simulationsmodellerne. Der er problemer med at fastlægge diskonteringsfaktoren, kartelpolitikken, bagstopperpris m.v.

Selvom der altå er klare fællestræk, er prognoseresultaterne meget forskellige, selv når der anvendes standardiserede forudsætninger, hvilket bl.a. afsløres ved markante forskelle i implicit beregnede elasticiteter.

Olieprognoseprisen er stort set altid stigende uafhængig af den aktuelle pris. Dette viser, at udtømmingseffekten i modellerne dominerer over den omkostningsbesparende teknologiske udvikling. Olien forventes altså at være en knap ressource i fremtiden.

Endelig har artiklen vist, at prognoserne fra omkring 2. oliekrise ramte helt ved siden af. Man havde undervurderet muligheden for olieproduktionen uden for OPEC og overvurderet olieforbruget ved et olieprisfald. Det har også vist sig, at den benyttede prismekanisme i simulationsmodellerne nærmest brød sammen medio 1980'erne, da der skete et afgørende brud på kartelpolitikken.

Arthur Andersen & Co. (1984) engagerede efter 2. oliekrise Cambridge Energy Research Ass. til at udarbejde *The future of Oil Prices*, hvor det var formålet at undersøge, hvordan disse prognoser opfattes og benyttes af beslutningstagerne. Der blev gennemført over 125 interviews.

En meget betydelig skepsis til prognoserne kom frem i disse interviews. »*The only thing certain about a forecast is that it will be wrong*«, var således opfattelsen hos chefen for en international bankgruppes energiafdeling, og én af Wall Street's mest respekterede olieanalytikere sagde: »*You'd have to be out of your mind to change your forecast because of the output of a formal model. If one of my models tells me something that does not correspond to my gut feeling, I just kick it until it does*«.

Disse udtalelser viser klart, at man har mistillid til resultater fra oliemodeller. Trods det benyttes olieprisforecasts ved beregninger af fordelagtigheden i ganske omfattende investeringer i specielt energisektoren.

Litteratur

- | | |
|---|---|
| <p>Adelman, M.A. 1993. Modelling World Oil Supply. <i>The Energy Journal</i> Vol 15, Number 1, s. 1-32.</p> <p>Andersen, A & Co. 1984. <i>The Future of Oil Prices: The Perils of Prophecy</i>.</p> | <p>Energy Modelling Forum. 1992. <i>International Oil Supplies and Demands</i>, EMF Report 11 Vol II.</p> <p>Hirshfeld, D.S. m.fl. 1982. <i>Future World Oil Prices</i>, DOE.</p> |
|---|---|

- Huntington, H.G. 1994. Oil Price Forecasting in the 1980s: What Went Wrong? *The Energy Journal* Vol 15, No 2, s. 1-22.
- Linderoth, H. 1991. *Oliemarkedet og Saudi Arabiens oliepolitik*. Bind 1 og 2, Handelshøjskolen i Århus.
- Linderoth, H. og Bentzen, J. 1994. *Udarbejdelse af seminar i erhvervs- og samfundsbeskrivelse*, Internt Undervisningsmateriale C nr. 18. Handelshøjskolen i Århus.
- Marshalla, R.A. and D.M. Nesbitt. 1986. Future World Oil Prices and Production Levels: An Economic Analysis. *The Energy Journal* Vol 7 no. 1.
- Morrison, M.B. 1987. The price of oil, Lower and upper bounds. *Energy Policy*.
- Newbery, D.M. 1981. Oil Prices, Cartels and the Problem of Dynamic Inconsistency, *The Economic Journal*, sept.
- OECD: *Economic Outlook*.
- Pindyck, R.S. 1978. Gains to Producers from the Cartelization of Exhaustible Resources. *Review of Economics and Statistics* vol 60 no. 2.