

Fører høy oljepris til økt oljeboring?*

**Guro Børnes Ringlund,
Knut Einar Rosendahl
og Terje Skjerpen**

Hvor lenge vil OPEC se seg tjent med høye oljepriser? Det avhenger blant annet av hvordan oljeprisen påvirker leting og utbygging av nye oljefelt i land utenom OPEC. I denne artikkelen diskuterer vi resultatene fra en økonometrisk analyse der vi finner en sammenheng mellom oljeboring og oljeprisen i de fleste regioner utenom OPEC, iallfall på lang sikt. Responsen er spesielt sterk i USA og til dels Storbritannia. Dette kan innebære at en varig høy oljepris gir OPEC mindre markedsandeler enn det kartellet ser seg tjent med.

Innledning

Norge har de siste årene nytt godt av høye oljepriser, først og fremst takket være OPEC som har lyktes med å holde prisen på et høyt nivå. Dette klarer de hovedsakelig ved å holde igjen sin egen produksjon, men de har også fått hjelp av krigen i Irak og oppgangen i verdensøkonomien det siste halvåret. Spørsmålet er hvor lenge dette varer. For fem år siden var oljeprisen halvparten av det den er i dag. En viktig faktor i så måte er utviklingen i oljeproduksjonen utenfor OPEC. Vedvarende høy oljepris vil normalt gjøre det mer attraktivt å investere i oljeleting og utbygging av nye felt. Dersom denne effekten er stor, vil presset på OPEC kunne bli så sterkt at prismålet justeres ned. Det er derfor viktig å øke kunnskapen om hvordan produsenter utenfor OPEC reagerer på endrede priser.

På kort sikt er det lite disse oljeprodusentene kan gjøre for å øke produksjonen, fordi de fleste feltene utenfor OPEC har lang levetid og produserer for full kapasitet. Dessuten er det sjelden lønnsomt å redusere produksjonen fra utbygde felt selv om oljeprisen skulle falle, fordi driftskostnadene er lave ved de fleste feltene. Det som derfor betyr noe, er hvordan oljeprisen påvirker investeringer i nye oljefelt. Slike investeringer tar som regel opptil flere år, så en effekt av dette vil først vise seg på litt sikt. På enda lengre sikt vil også endret leteaktivitet gi seg utslag i endret produksjon.

Guro Børnes Ringlund har hatt studentengasjement i Gruppe for petroleum og miljøøkonomi (gurori@hotmail.com)

Knut Einar Rosendahl er forskningsleder for Gruppe for petroleum og miljøøkonomi (knut.einar.rosendahl@ssb.no)

Terje Skjerpen er forsker i Gruppe for arbeidsmarked og bedriftsatferd (terje.skjerpen@ssb.no)

I denne artikkelen presenterer vi en økonometrisk analyse av hvordan oljeriggaktiviteten i ulike deler av verden påvirkes av oljeprisen. Oljerigger brukes både til å utvikle nye oljefelt og til å lete etter olje, og riggaktiviteten er således en svært god indikator for endringer i framtidig oljeproduksjon. Vi studerer hvor fort og hvor sterkt riggaktiviteten endres når oljeprisen endres.

Selv om det eksisterer mye uformell kunnskap om sammenhengene mellom oljeboring og oljepris (se f.eks. OGJ, 2003a, og Abraham, 2000), er det gjort overraskende få lignende økonometriske studier som den som presenteres i denne artikkelen. Det nærmeste vi finner er en studie av sammenhengen mellom gassprisen og boring etter gass i West Virginia (Iledare, 1995), og en studie av sammenhengen mellom reserverøkninger og oljepris fra kjente felt i USA (Farzin, 2001).

I denne artikkelen går vi i liten grad inn på det metodiske grunnlaget for analysen. For spesielt interesserte henviser vi i stedet til Ringlund mfl. (2004).

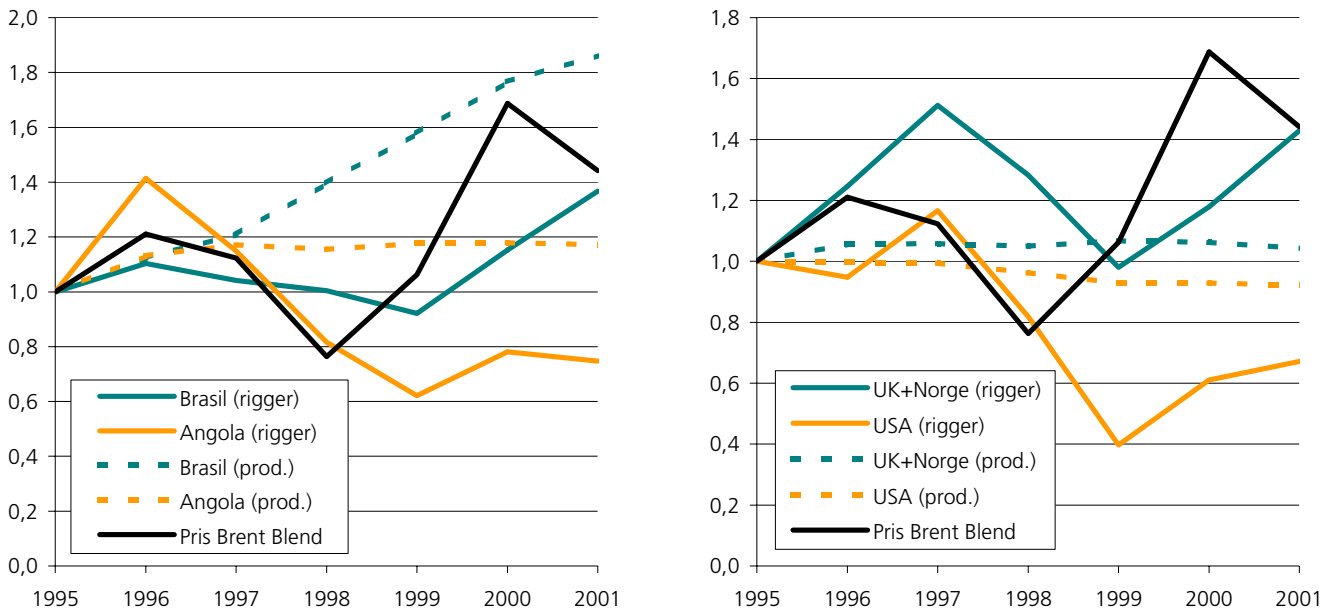
Drivkrefter bak oljeboring

En illustrasjon av hvor fleksibel oljeriggaktiviteten utenfor OPEC er sammenlignet med oljeproduksjonen, er gitt i figur 1. Her vises årlig produksjon og riggaktivitet i noen viktige oljeproduserende land utenfor OPEC, sammen med prisen på Nordsjøoljen Brent Blend (1995-nivå = 1). Det er tydelig at mens oljeproduksjonen i stor grad følger en viss trend over tid, varierer riggaktiviteten mye fra år til år. Dette er spesielt iøynefallende rundt 1998, da oljeprisen gikk sterkt ned.

Oljeprodusenter som vurderer å lete etter olje eller utvikle nye oljefelt, er selvsagt svært opptatt av hvordan oljeprisen vil utvikle seg i årene som kommer.

* Takk til Petropol-programmet i Norges forskningsråd for finansiering av arbeidet med denne artikkelen.

Figur 1. Oljeproduksjon og oljeriggaktivitet i utvalgte land utenom OPEC, 1995-2001. 1995=1



Kilde:BP Statistical Review of World Energy Juni 2003 og Baker Hughes

Store oljefelt vil gjerne være i produksjon i opptil flere tiår, og da holder det ikke at oljeprisen er høy det nærmeste året. Beslutningsprosessen er dessuten langsom, ikke minst i land der statlige reguleringer spiller en viktig rolle, slik som i Norge. Forventninger om framtidig oljepriser endrer seg hyppig, og det kan virke som om forventningene i stor grad styres av nivået på oljeprisen de siste månedene eller året (jf. reaksjonene på oljeprisfallet i figur 1). Vi legger derfor til grunn at oljeprodusentene har adaptive forventninger i våre estimeringer.

Det er selvsagt ikke bare oljeprisen som påvirker oljeboringen. Rammebetingelsene for oljeselskapene er av betydning, noe ikke minst den norske oljenæringen har vært opptatt av i det siste. Med rammebetingelser menes her både skattemessige forhold, tilgang til ressurser og beslutningsprosesser. Disse betingelsene varierer mye mellom ulike land, og kan også påvirke i hvilken grad en endring i oljeprisen endrer aktivitetsvolumet. I USA er for eksempel oljeutvinningen mye mer privatisert og deregulert enn i andre land.

Ressurssituasjonen er naturligvis også svært viktig. Områder med store, uutviklede felt, eller med geologiske formasjoner som tilsier store forekomster av olje, kan være mer fristende for oljeselskapene enn modne regioner med få godbiter igjen. På den annen side kan modne regioner i større grad tilby eksisterende infrastruktur som reduserer kostnadene ved nye prosjekter. Utvikling av helt nye områder er ofte dyrt, og det kan være fristende å sitte på gjerdet til nødvendig infrastruktur er på plass. Det er derfor ikke uten videre gitt hvordan ressurssituasjonen påvirker oljeriggaktiviteten.

Den teknologiske utviklingen går raskt, ikke minst knyttet til oljeboring til havs (se f.eks. OGJ, 2003b). Dette gjør det blant annet mulig å bore på stadig større havdyb. Tiden det tar å bore en oljebrønn går ned etter store nye teknologier utvikles. Det er derfor helt klart at teknologisk utvikling påvirker oljeriggaktiviteten, men igjen er det vanskelig å angi på hvilken måte. Dette forsterkes av at oljerigger ikke er en homogen installasjon, men inkluderer en rekke ulike typer rigger med ulike egenskaper.

På denne bakgrunn har vi valgt å inkludere en stokastisk tidstrend i vår empiriske analyse. Denne skal fange opp betydningen av både endringer i ressurssituasjonen og teknologisk utvikling. Endringer i andre forhold over tid, som f.eks. rammebetingelser, vil også bli fanget opp av denne trenden.

På kort sikt er kapasiteten i riggmarkedet gitt, slik at leieprisen for oljerigger påvirkes av kapasitetsutnyttelsen. Dette tilsier at det vil være ytterligere tregheter med hensyn til hvor fort oljeprisendringer slår ut i endret riggaktivitet. I analysen er vi derfor opptatt av både hvor raskt og hvor sterkt prisen påvirker oljeboringen.

Siden en oljerigg alternativt kan benyttes til å bore etter gass, kan det være grunn til å tro at prisen på gass også påvirker oljeriggaktiviteten. Dette ble testet for USA, men vi fant ingen signifikant effekt av gassprisen på oljeriggaktiviteten. I resten av artikkelen ser vi derfor bort fra denne potensielle effekten.

Vår analyse er basert på månedlige data fra januar 1995 (januar 1992 for USA) til juni 2002. Data for

Boks: Modellstruktur

Vårt utgangspunkt for estimeringene er følgende feiljusteringsmodell med stokastisk tidstrend (se Ringlund mfl., 2004, for en nærmere begrunnelse for modellen):

$$(1) \Delta y_t = \sum_{i=1}^p \beta_i \Delta y_{t-i} + \sum_{i=0}^q \gamma_i \Delta x_{t-i} + \lambda y_{t-1} + \theta x_{t-1} + \kappa M_t + \mu_t + \varepsilon_t.$$

y_t angir her logaritmen til oljeriggaktiviteten, x_t er gjennomsnittet av logaritmen til realoljeprisen over et gitt antall måneder og M_t er en $m \times 1$ vektor av deterministiske variable (dummy variable). Symbolet Δ angir (første) differens, μ_t er den stokastisk trenden og ε_t er et feilledd. Oljeprisen er altså glattet over et visst antall måneder. Vi betrakter ulike måter å definere x_t på, svarende til forskjellige glattingsantagelser. Basert på de statistiske resultatene velger vi ut én modell for hver region for rapportering.

Vi antar at y_t og x_t er ikke-stasjonære variable integrert av 1. orden, dvs. $I(1)$. Et viktig spørsmål er om disse to variablene er kointegrerte. I så fall vil den langsiktige priselastisiteten for oljeriggaktiviteten være gitt ved forholdet $E_{\infty} = -\theta/\lambda$. Vi baserer oss på Banerjee mfl. (1998) når det gjelder testing av kointegrasjon. For at en langsiktig likevekt skal eksistere, må modellen være dynamisk stabil. Dette har vi undersøkt, og betingelsen er oppfylt for alle modellene som vi rapporterer resultater for. Vi har også undersøkt hvorvidt en stokastisk trend kan forenkles til en deterministisk trend. Det viser seg, generelt sett, at inkludering av en stokastisk trend er nødvendig for å etablere en meningsfull langsiktig sammenheng mellom riggaktivitet og oljepris.

Estimeringene er utført i STAMP 6.2 (se Koopman mfl., 1999). For at kointegrasjon mellom oljeriggaktivitet og oljepris skal være en rimelig forutsetning, må den laggede riggaktivetsvariabelen inngå signifikant. Fra Banerjee mfl. (1998) har vi at den kritiske t-verdien (i tallverdi) er -3,75 (-4,35) ved 5% (1%) signifikansnivå. Resultater av diagnostiske tester og diskusjon knyttet til bruk av dummy-variable er ikke med i denne artikkelen, se Ringlund mfl. (2004) for en presentasjon og diskusjon av disse. Det samme gjelder resultater fra alternative modellspesifikasjoner.

oljeriggaktivitet for ulike land og regioner er hentet fra Baker Hughes¹, mens data for ulike råoljepriser er basert på Petroleum Intelligence Weekly (PIW). Prisene er omgjort til reelle priser basert på prisindekser for amerikansk industri. Baker Hughes' data omfatter riggaktivitet i de fleste oljeproduserende land i verden. De viktigste unntakene er det tidligere Sovjetunionen og deler av Kina. I tillegg skiller ikke dataene mellom olje og gass for Canada. Disse tre områdene er derfor ikke med i analysen.

Vi har valgt å benytte regioninndelingen som Baker Hughes benytter, selv om dataene deres også er fordelt på land. Dette skyldes delvis at oljerigger kan flyttes mellom land, slik at det er naturlig å fokusere på regioner. Ettersom vi fokuserer på aktiviteten utenfor OPEC, har vi fjernet OPEC-land fra de regionale dataene. I Ringlund mfl. (2004) inkluderer vi også enkelte av disse landene i noen estimeringer, mens OPEC-landene i Midtøsten ikke analyseres. For Europa har vi gjennomført separate analyser for Norge og Storbritannia, både fordi vi er spesielt interessert i norske forhold, men også fordi rammebetingelsene i disse to landene er temmelig ulike.

Resultater

Resultatene for den utvalgte modellen er presentert i tabell 1 (se egen boks for kort beskrivelse av modellstruktur og valg av modell). I tabellen er det angitt

over hvor mange måneder oljeprisen er glattet. Den umiddelbare korttidselastisiteten fås ved å dele koeffisienten for Δx_t med antall måneder glattingen er basert på. I tabellen er også langtidselastisitetene angitt. Figur 2 viser hvor stor priselastisiteten er på kort, mellomlang og lang sikt, mens figur 3 viser utviklingen i den stokastiske trenden for USA og Europa.

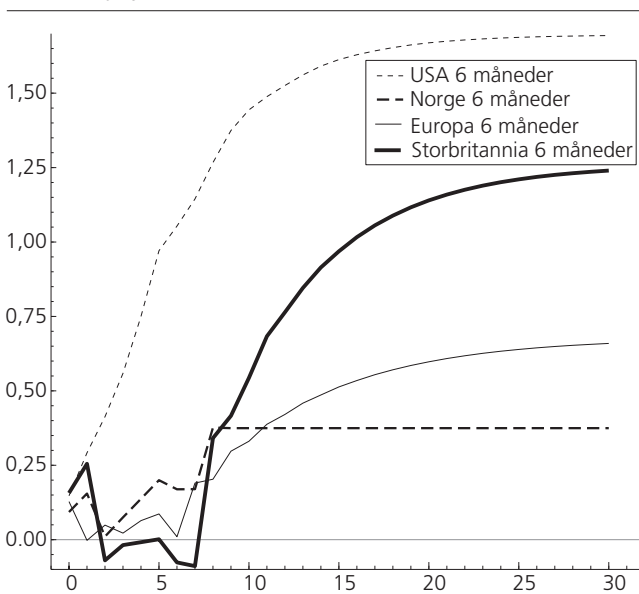
I Ringlund mfl. (2004) diskuterer vi resultatene for alle regionene separat. I denne artikkelen vil vi konsentrere oss om hovedtrekkene, samt ta for oss Europa spesielt. Det første vi kan legge merke til er at det er en klar priseffekt i alle regionene, iallfall på lang sikt (se f.eks. langtidselastisitetene i tabell 1 eller elastisitetene i figur 2). Dette betyr at oljeproducentene i alle regioner utenfor OPEC øker sin oljeboring når prisen på olje stiger. På kort sikt er imidlertid priseffekten lite signifikant, med unntak av i USA. Dette kan delvis skyldes at vi har lengre tidsserie for USA, men det reflekterer også at USA generelt utviser raske og større endringer i riggaktiviteten når oljeprisen endrer seg. Den umiddelbare priselastisiteten i USA er 0,15, mens den langsiktige priselastisiteten er på rundt 1,7. Fra figur 1 ser vi at halvparten av den langsiktige effekten realiseres allerede etter et halvt år. I de andre regionene varierer langtidselastisiteten mellom 0,2 (Afrika utenom OPEC) og 1,2 (Storbritannia), jf. tabell 1.

¹ Se <http://www.bakerhughes.com/investor/rig/index.htm>

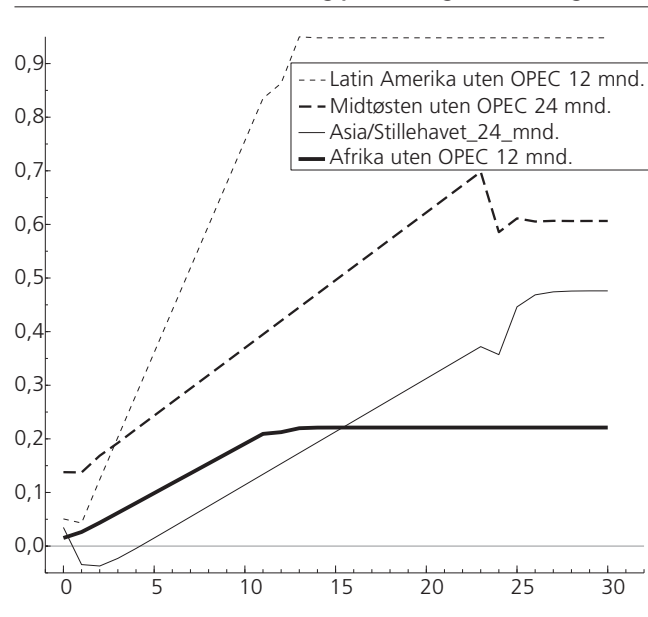
Tabell 1. Økonometriske relasjoner for oljerriggaktivitet i ulike regioner. Glattingsantagelse for oljeprisen er angitt i parentes

	USA (6 mnd.)		Europa (6 mnd.)		Norge (6 mnd.)		Storbritannia (6 mnd.)	
	Estimat	t-verdi	Estimat	t-verdi	Estimat	t-verdi	Estimat	t-verdi
Δy_{t-1}	0,420	5,386	-0,503	-5,735			-0,477	-4,115
Δy_{t-2}	-0,334	-4,068					-0,213	-2,067
Δx_t	0,885	2,428	0,768	1,519	0,557	0,866	0,942	1,307
Δx_{t-1}	-0,556	-1,492	-1,144	-2,232				
Δx_{t-2}					-1,241	-1,792	-2,707	-3,391
y_{t-1}	-0,202	-3,555	-0,212	-3,299	-1,009	-10,142	-0,302	-3,227
x_{t-1}	0,343	4,207	0,144	2,676	0,378	2,507	0,381	3,1962
Langtidselastisitet	1,698		0,679		0,375		1,262	
	Latin Amerika utenom OPEC(12 mnd.)		Asia/Stillehavet (24 mnd.)		Midtøsten utenom OPEC(24 mnd.)		Afrika utenom OPEC(12 mnd.)	
	Estimat	t-verdi	Estimat	t-verdi	Estimat	t-verdi	Estimat	t-verdi
Δx_t	0,608	0,785	0,835	0,667	3,309	2,571	0,182	1,371
Δx_{t-1}	-1,047	-1,342	-2,230	-1,776			-0,083	-0,643
y_{t-1}	-1,022	-9,415	-0,749	-7,301	-1,228	-11,568	-0,857	-7,664
x_{t-1}	0,969	3,939	0,357	1,881	0,745	2,278	0,190	1,626
Langtidselastisitet	0,948		0,478		0,607		0,222	

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 2a. Priselasititeter for oljerriggaktivitet ved ulike antall måneder etter en varig prisendring for ulike regioner/land

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 2b. Priselasititeter for oljerriggaktivitet ved ulike antall måneder etter en varig prisendring for ulike regioner

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

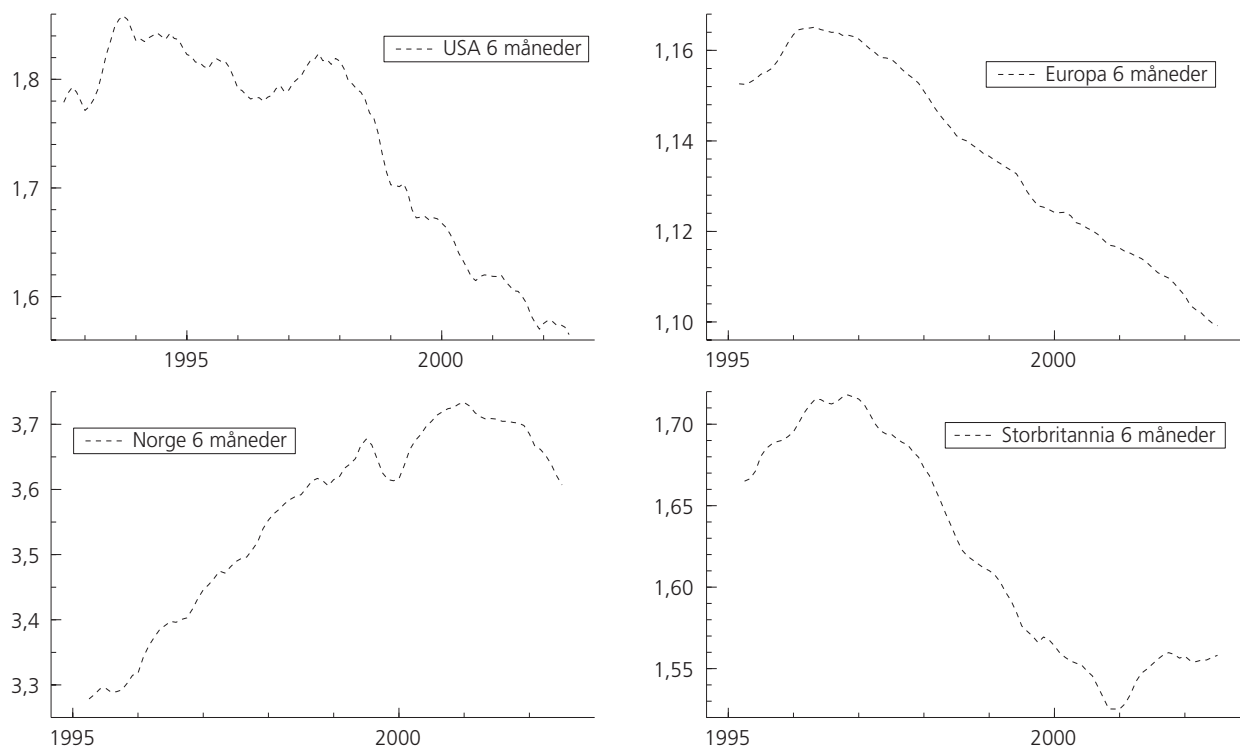
Det kan være flere grunner til at oljerriggaktiviteten i USA reagerer sterkere på prisendringer enn andre regioner. For det første er oljeproduksjonen i USA privatisert, og det er få offentlige restriksjoner knyttet til oljeaktiviteten. I de fleste andre regioner er oljeproduksjonen enten drevet direkte av statlige oljeselskaper, eller den er sterkt påvirket av myndighetene, for eksempel via lisenser for leting og utbygging. Selv om myndighetene er opptatt av lønnsomhet, er de også gjerne opptatt av andre sider ved oljeaktiviteten, slik som en jevn

utvikling av oljereelatert industri og en stabil inntektsstrøm over tid. Når myndighetene skal delta i beslutningsprosessen, er det også naturlig at prosessen tar lengre tid i og med at to instanser er involvert.

Betydningen av myndighetenes rolle ses blant annet ved å sammenligne Norge og Storbritannia, som begge har mesteparten av sin oljeproduksjon i Nordsjøen. Mens den langsiktige priselasititeten i Norge er såpass lav som 0,4, er den 1,2 i Storbritannia.² Dette

² Her vil vi nevne at begge disse resultatene er temmelig følsomme overfor modellspesifikasjon – de alternative spesifikasjonene vi har forsøkt, gir alle lavere elastisiteter (se Ringlund mfl., 2004).

Figur 3. Estimert stokastisk trend for ulike regioner/land



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

kan skyldes at myndighetene har hatt en mer aktiv rolle i norsk oljenæring enn i britisk, og at det norske skattenivået er høyere. Høy nettoskatt gjør at risikoen for svingninger i oljeprisen i stor grad bæres av myndighetene i stedet for av oljeselskapene. En annen forklaring kan være at det norske riggmarkedet i stor grad er preget av langtidskontrakter (OGJ, 2003c).

Det er også et faktum at gjennomsnittsstørrelsen på norske oljefelt er større enn feltene på britisk sokkel. Det kan være grunn til å tro at man tar seg ekstra god tid før man beslutter utbygging av store felt, sammenlignet med små felt der oljeprisen de nærmeste årene er viktigst.

Dette kan også være noe av forklaringen på at prisen er både tregere og svakere i Storbritannia enn i USA (se figur 2a), der mye av oljeboringen foregår på land, og mange av feltene er små og relativt dyre. Det er enklere operasjoner som skal til for å sette i gang (eller avslutte) oljeboring på land enn til sjøs (de aller minste riggene er imidlertid ikke med i datamaterialet). Oljeprisen betyr dessuten ekstra mye for felt som ikke er lønnsomme ved lave oljepriser.

Fra figur 3 ser vi at den stokastiske trenden i USA og Europa er fallende, med unntak av i Norge. Dette henger sammen med at begge disse regionene er såkalt modne regioner, der tilveksten av nye oljefelt er på vei ned. Unntaket gjelder dypvannsprosjekter i Mexico-golfen i USA, som hadde et oppsving på begynnelsen

av 1990-tallet. Den fallende trenden kan imidlertid også henge sammen med en generell teknologitvilling, f.eks. i retning av raskere boring av oljebrønner, i og med at den observeres for flere regioner (jf. Ringlund mfl., 2004).

Årsaken til at den stokastiske trenden for Norge er stigende i mesteparten av perioden er trolig at dataene ikke skiller ordentlig mellom olje- og gassrigger i Norge. Det er nesten ingen gassriggaktivitet i de norske dataene fra Baker Hughes, noe som trolig henger sammen med at de fleste feltene inneholder både olje og gass, samt at det ser ut til at disse klassifiseres under kategorien olje. Gassproduksjonen i Norge har som kjent vært økende det siste tiåret, noe som dermed kan forklare den stokastiske trenden. Problemer med dataene for Norge kan for øvrig være en supplerende årsak til den lave prisen her. Prisen på gass følger imidlertid prisen på olje over tid, gjerne med et lite tidslag (spesielt i de langsiktige gasskontraktene norske produsenter har inngått).

I regionene med hovedvekt av utviklingsland er prisen lavere enn i USA og Storbritannia. Det gjelder til tross for at mye av oljeboringen foregår til lands, som f.eks. i Asia og Latin Amerika. Dette skyldes trolig at oljeindustrien i flere utviklingsland er dominert av (del-)statlige oljeselskaper. Selv om internasjonale oljeselskaper er involvert i en rekke av disse landene, er det rimelig å forvente at den statlige deltagelsen og kontrollen reduserer fleksibiliteten. Det

kan også tenkes at noen oljeselskaper har problemer med å skaffe kapital til investeringer i utviklingsland (se IEA, 2003). Risikoen er større, og enkelte viktige oljeproduserende land har vært preget av borgerkrig i denne perioden (f.eks. Angola).

Innenfor denne gruppen av regioner er det Latin Amerika som ser ut til å reagere sterkest på prisendringer. Med unntak av Mexico har landene i denne regionene utstrakt samarbeid med internasjonale selskaper. Den generelle utvikling i utviklingslandene ser også ut til å gå i retning av økt privatisering (se f.eks. IPE, 2003), noe som på sikt trolig kan øke prisresponsen også i disse landene.

Konklusjon

I denne artikkelen har vi vist at oljeboring utenfor OPEC reagerer betydelig på endringer i realoljeprisen. Dersom vi beregner en veiet, langsiktig priselastisitet for alle regionene som er med i analysen, får vi en priselastisitet nær en. Det vil si at dersom oljeprisen for eksempel øker permanent fra 22 dollar per fat til 29 dollar,³ vil oljerriggaktiviteten utenfor OPEC øke med ca. 30 prosent etter noen år.⁴ Ifølge IEA (2003) må i underkant av 10 prosent av produksjonskapasiteten utenfor OPEC årlig erstattes av nye utbygginger eller oppgradering av eksisterende felt for å opprettholde produksjonen. Dette betyr at oljeproduksjonen utenfor OPEC tross alt kan påvirkes temmelig mye innenfor en tidshorisont på 5-10 år, kanskje så mye som 10-15 prosent ved en prisendring som angitt over.

En slik økning i oljeproduksjonen utenfor OPEC vil selvsagt gå på bekostning av OPECs markedsandeler, og spørsmålet blir da hva som skjer med prismålet. Tidligere erfaring fra midten av 1980-tallet kan tilsi at varsellampene vil begynne å blinke når markedsandelen nærmer seg 30 prosent. De siste årene har OPECs andel vært nærmere 40 prosent. Kartellet forventer imidlertid at markedsandelen skal stige gradvis framover, ettersom langt over halvparten av verdens oljereserver befinner seg i OPEC-landene. Det er derfor ikke gitt hvordan kartellet vil forholde seg til økt investeringslyst i andre oljeproduserende land, som følger av så høye priser som OPEC for tiden sikter mot.

Referanser

Abraham, K. S. (2000): A revised Global Drilling Outlook for 2000 and Update on Iraq, *Journal of Energy and Development* 25, 203-215.

Banerjee, A., J. Dolado og R. Mestre (1998): Error-Correction Mechanism Tests for Cointegration in a Single-Equation Framework, *Journal of Time Series Analysis* 19, 267-283.

Farzin, Y. H. (2001): The Impact of Oil Price on Additions to US Proven Reserves. *Resource and Energy Economics* 23, 271-291.

IEA (2003): *World Energy Investment Outlook 2003*, Paris: OECD/IEA.

Iledare, O. O. (1995): Simulating the Effect of Economic and Policy Incentives on Natural Gas Drilling and Gross Reserve Additions. *Resource and Energy Economics* 17, 261-279.

IPE (2003): *International Petroleum Encyclopedia 2003*, Tulsa: PennWell.

Koopman, S. J., A. C. Harvey, J. A. Doornik og N. Shephard (1999): *Stamp: Structural Time Series Analysis, Modeller and Predictor*. London: Timberlake Consultants Ltd.

OGJ (2003a): Special Report Drilling. Increased drilling spurs industry towards recovery, *Oil and Gas Journal*, Sept. 22, 49-61.

OGJ (2003b): Underbalanced, near-balanced drilling are possible offshore, *Oil and Gas Journal*, Dec. 1, 39-44.

OGJ (2003c): Deepwater drilling remains steady worldwide, *Oil and Gas Journal*, Nov. 17, 49-53.

Ringlund, G. B., K. E. Rosendahl og T. Skjerpen: Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation, Discussion Paper Nr. 372, Statistisk sentralbyrå.

³ Gjennomsnittlig pris på Nordsjøoljen Brent Blend i perioden 1998-2002 var ca. 22 dollar, mens OPECs nåværende prismål (justert for ulike oljetyper) ser ut til å være omtrent 29 dollar for Brent Blend (egentlig er prismålet et intervall, men nyere signaler fra OPEC tyder på at de for tiden satser på øvre del av intervallet).

⁴ I og med at flere land utenfor OPEC ikke er inkludert i analysen (se over), må dette resultatet tolkes med forsiktighet. Beregningen tar heller ikke hensyn til at det kan være ulik effektivitet av oljerrigger i ulike regioner.