

Er høye oljepriser gunstig for OPEC på lang sikt?¹

Finn Roar Aune, Solveig Glomsrød,
Lars Lindholt og Knut Einar Rosendahl

Høye oljepriser er gunstig for OPEC på kort sikt, men kan redusere de framtidige inntektene. I denne artikkelen setter vi søkelys på hvilken oljepris som er mest lønnsom for OPEC over de neste 25 årene. Vi benytter en detaljert modell for det globale oljemarkedet. Resultatene viser at vedvarende høye oljepriser stimulerer produksjonen utenfor OPEC, men de gjenværende reserver avtar gradvis på tross av nye funn. Etterspørselen etter olje påvirkes i begrenset grad av høyere priser. Uansett hvilke avveininger OPEC gjør mellom inntekter nå eller senere, ser det ut til at en oljepris i overkant av 40 dollar per fat er mest lønnsomt for OPEC.

Innledning

De siste årene har vi opplevd en atskillig høyere oljepris enn på 1990-tallet, da oljeprisen stort sett varier- te mellom 15 og 20 dollar per fat Nordsjøolje. Fra slutten av 2003 til i dag har oljeprisen steget fra knapt 30 dollar til rundt 50 dollar. OPEC har suspendert prismålet de innførte for fem år siden, som tilsa en oljepris mellom 22 og 28 dollar per fat. Det har kommet flere signaler fra OPEC om at de vil innføre et nytt og høyere prismål. Spørsmålet er hvilket prismål som er mest gunstig på kort og lang sikt.

På begynnelsen av 1980-tallet fulgte OPEC en strategi for høye oljepriser. Dette førte til stor økning i produksjonen utenfor OPEC og reduksjon i den globale etterspørselen. Dermed falt OPECs produksjon og markedsandel kraftig og de forlot sin prisstrategi i 1986. De færreste analytikere forventer en lignende utvikling i dag, dersom OPEC til en viss grad skulle øke sitt prismål. For det første er ikke potensialet for økt produksjon utenfor OPEC like stort som for 20 år siden. Dessuten var realprisen på olje atskillig høyere på

begynnelsen av 1980-tallet enn kartellets nylig suspenderte prismål, og faktisk også høyere enn den prisen vi hittil har sett i 2005². I tillegg tyder nyere forskning på at etterspørselen etter olje er mindre prisfølsom nå enn i det første tiåret etter OPEC I i 1973 (se f.eks. Liu, 2004). Likevel vil en permanent høyere oljepris til en viss grad stimulere produksjonen utenfor OPEC og dessuten dempe etterspørselen etter olje, slik at OPECs markedsandel kan utvikle seg annerledes enn medlemmene i kartellet ønsker.

I denne artikkelen fokuserer vi på to sentrale sider ved oljemarkedet, nemlig markedsrett og tilgang til oljeressurser. På 1970-tallet vokste det fram to ulike tradisjoner for modellering av oljemarkedet med et mer eller mindre dominerende kartell (se Lindholt, 2000 for en oversikt). Den ene retningen tar utgangspunkt i at produsentene maksimerer sin oljeformue over hele ressursens levetid basert på perfekte forventninger om framtidige priser (se Berg m. fl. 1996, 1997 for slike analyser). Den andre retningen omfatter rekursive modeller der periodene løses sekvensielt, og likevekten i hver periode bare avhenger av gjeldende rammebetingelser og forventninger basert på historiske erfaringer, det vil si forventninger som ikke nødvendigvis viser seg å være korrekte.

Basert på en modell tilhørende sistnevnte tradisjon studerer vi om OPEC kan kombinere en høy oljepris med en høy markedsandel, og vi studerer hvilken oljepris som er optimal for OPEC over de neste 25 årene. Den optimale oljeprisen defineres her som den prisen som gir høyest nåverdi av de framtidige nettoinntektene, og vil avhenge av hvilken avveining OPEC gjør mellom inntekter nå og senere. For å se nærmere på hvordan oljeprisen påvirker OECDs avhengighet av

Finn Roar Aune er seniorrådgiver ved Forskningsavdelingen, Gruppe for petroleum og miljøøkonomi i Statistisk sentralbyrå (fau@ssb.no)

Solveig Glomsrød er forsker ved Forskningsavdelingen, Gruppe for petroleum og miljøøkonomi i Statistisk sentralbyrå (sgl@ssb.no)

Lars Lindholt er førstekonsulent ved Forskningsavdelingen, Gruppe for petroleum og miljøøkonomi i Statistisk sentralbyrå (lli@ssb.no)

Knut Einar Rosendahl er forsker ved Forskningsavdelingen, Gruppe for petroleum og miljøøkonomi i Statistisk sentralbyrå (ker@ssb.no)

¹ Denne studien er finansiert av Norges forskningsråd ved Program for samfunnsfaglig petroleumsforskning (Petropol).

² Oljeprisen per fat var om lag 100 dollar på begynnelsen av 1980-tallet, 50 dollar per fat i 1985 og 20 dollar per fat i 1986, alt målt i 2004-priser.

oljeveranser fra andre regioner, studerer vi også utviklingen av denne regionens importandel over tid.

I modellen setter OPEC en oljepris og forsyner markedet med den mengde olje som utgjør forskjellen mellom global etterspørsel og tilbudet fra produsentene utenfor OPEC. Liknende rekursiv modellering av oljemarkedet er nylig utført av EIA (2004) og IEA (2004a). Imidlertid innfører vi et bredere spekter av faste oljepriser, i motsetning til disse undersøkelsene som bare benytter 2-3 prisscenarier. Modellen tar hensyn til effekter på kort og lang sikt av ulike oljepriser i ulike regioner både på etterspørsels- og tilbudssiden.

For oljeprodusenter utenfor OPEC blir tilbudet av olje i modellen på kort sikt i stor grad bestemt av produksjonskapasiteten. Høyere oljepriser medfører at kapasitetsutnyttelsen øker, men dette vil for de fleste oljefelt være av marginal betydning. På lengre sikt vil investeringer være mulig, og da er fleksibiliteten stor. Investeringene i modellen vil bli begrenset av tilgang på kapital, som igjen vil være bestemt av inntektsutviklingen til oljeselskapene. I tillegg vil det være andre begrensninger på hvor mye man investere. Det antas at eksisterende produksjonskapasitet begrenser investeringsmulighetene på en slik måte at det tar tid å bygge opp en stor oljesektor i en region. Videre vil man være mer forsiktig med å investere i regioner med mye usikkerhet knyttet til den politiske utviklingen.

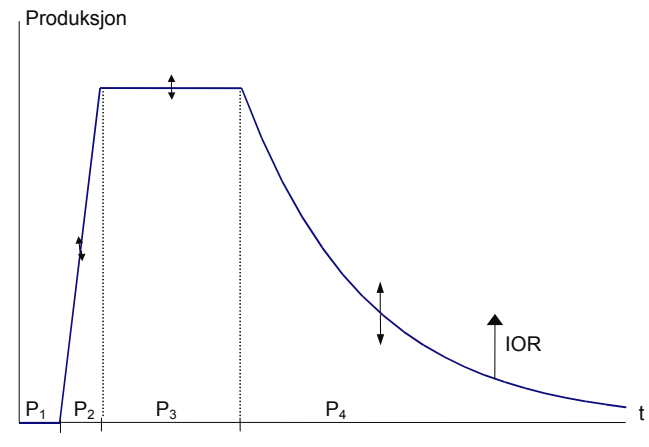
Modellens egenskaper³

FRISBEE er en partiell likevektsmodell for verdens oljemarked. Den er dynamisk i den forstand at markedet klarer år for år, mens modellert atferd driver investeringer, tilbud og etterspørsel framover i tid. Modellen opererer med 13 regioner for produksjon og konsum, som alle handler med en global oljepool til differensierte priser avhengig av transportkostnader og forskjeller i avgiftsnivå. Oljeprisen som omtales i denne studien referer seg til OPEC-landenes råoljepris. I hver region er det tre sluttbrukere av olje: Husholdninger og tjenesteyting, industri og produksjon av elektrisitet. Modellen skiller også mellom forbruk av transportoljer og oljer til stasjonær forbrenning.

Modellen skjeller videre mellom 4 feltyper avhengig av størrelse og fysiske betingelser for produksjon og kostnader, slik som onshore, offshore, dypt eller grunt vann. Dermed behandler modellen tilbud fra i alt 52 operasjonelle felt på verdensbasis. I hvert av disse er det både utviklede og uutviklede reserver. Reserver klassifiseres som utviklede når beslutning om investering er tatt.

Beslutninger om investering og produksjon blir begge beskrevet eksplisitt i modellen. FRISBEE definerer en forhåndsbestemt produksjonsprofil som legges til grunn for investeringsbeslutningen. Produksjonsprofi-

Figur 1. Produksjonsprofil for oljefelt i FRISBEE modellen



len er utledet fra en omfattende global feltdatabase, og representerer tilgjengelig kunnskap om geologi og tekniske utfordringer på investeringstidspunktet. Profilen er karakterisert ved 4 faser: investeringsfasen, oppbyggingsfasen, platåfasen og halefasen (se figur 1).

Når nye felt utvikles, reduseres beholdningen av gjenværende reserver, mens leting og nye funn legger nye reserver til. Omfanget av nye funn antas å være en lineær funksjon av oljeprisen over de siste 6 årene og å falle eksponentielt over tid når oljeprisen holdes konstant. Funksjonen er kalibrert slik at nye funn i et scenario med 40 dollar per fat tilsvarer middelestimatet i USGS (2000) over en 30-års periode.

Produksjonskapasiteten samsvarer i grove trekk med den forhåndsbestemte produksjonsprofilen, som følger av tidligere års investeringer. Det finnes imidlertid også mulighet til å øke produksjonen i alle produserende faser mot å øke løpende driftskostnader. Halefasen er mest fleksibel, mens platåfasen karakteriseres ved en kostnadsfunksjon som gir lite rom for å øke produksjonen som følge av oljeprisøkning.

OPEC forutsettes i modellen å følge et gitt prismål. Tilbudet fra produsenter utenfor OPEC og etterspørselen bestemmes dermed uavhengig av hverandre, og OPEC leverer det volumet som klarer markedet for den gitte oljeprisen («call for OPEC oil»).

Utenfor OPEC investerer selskapene i tråd med hva som gir størst netto nåverdi. Diskonteringsraten er satt til 10 prosent og depresieringen er lineær over 6 år.

De mest lønnsomme feltene utvinnes først og følgelig spres investeringene på regioner og feltyper. Gradvis blir felt med høyere kostnader satt i produksjon, men på den annen side gjøres det stadig nye funn og teknologiske framskritt som demper kostnadsøkningen

³ For en mer detaljert modellgjennomgang, se Aune m. fl. (2005).

for videre utbygging. For felt med produksjon i halefasen er det dessuten mulighet til å foreta investeringer i økt utvinningsgrad, det vil si gjøre nye reserver tilgjengelige for utvinning i halefasen. Kostnadene ved slike investeringer i økt utvinningsgrad stiger etter hvert som feltets utvinningsgrad øker.

Oljeselskapene har altså tre muligheter til å øke produksjonen. For det første kan de øke produksjonen i alle produserende faser, for gitt produksjonsutstyr, mot ekstra driftskostnader. For det andre kan de investere i nye felt, og for det tredje kan de investere slik at utvinningsgraden i halefasen øker. Diskonteringsfaktoren har betydning for valg mellom disse alternativene, som impliserer ulik grad av investeringsbehov og tidslag for produksjonsvekst. Grovt regnet vil økning i diskonteringsfaktoren favorisere kortsiktig produksjonsøkning mer enn økt utvinningsgrad, og økt utvinningsgrad mer enn investering i nye felt.

Nærvær av risiko er betydelig i oljevirkosomheten. Modellen tar hensyn til dette gjennom en risikopremie uttrykt som tillegg til oljepris som må til for i sikre avkastning som i et risikonøytralt prosjekt.

Andre faktorer som påvirker investeringsatferden, er faste etableringskostnader og stordriftsfordeler. Videre kan det generelle aktivitetsnivået på feltet og i regionen medføre positive eksternaliteter, for eksempel gjennom mer utbygd infrastruktur og konkurranse mellom leverandører. FRISBEE tar flere av disse faktorene inn i investeringsbeslutningen ved å postulere at

- ved hvert utviklingsstadium er noen reserver billigere å utvinne enn standardkostnaden
- høy løpende produksjon fra feltet modifierer veksten i investeringskostnadene
- høyt regionalt aktivitetsnivå demper veksten i investeringskostnadene
- knapphet på gjenværende ressurser øker veksten i investeringskostnadene

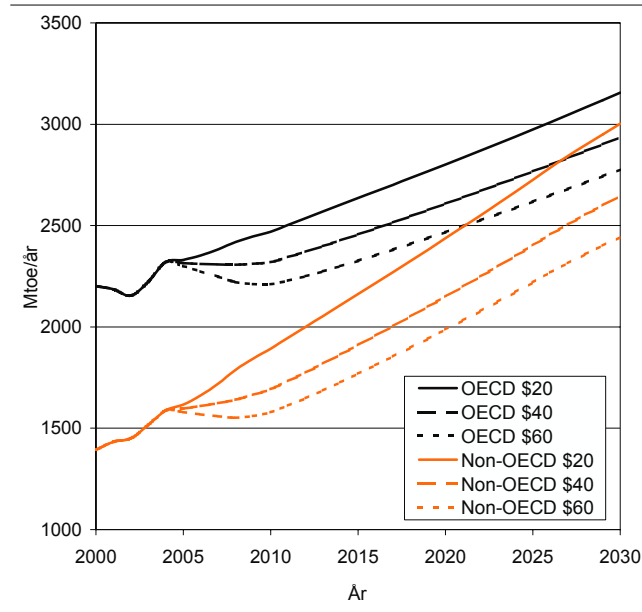
Disse faktorene motvirker tilbøyeligheten til å spre investeringene utover på felt med de i utgangspunktet laveste basiskostnadene.

Investeringene utenfor OPEC styres av lønnsomhet, men bare innenfor gitte skranke. FRISBEE legger til grunn (OGJ, 2001) at maksimalt 50 prosent av konstantstrømmen kan anvendes til investeringer i nye felt og økt utvinningsgrad (letekostnader kommer utenom). OPEC forsvarer det valgte prismålet ved å opprettholde en overkapasitet på rundt 10 prosent.

Utviklingen i oljemarkedet – 3 ulike prisscenarier

Utviklingen i oljemarkedet framover vil være veldig avhengig av hvilken oljepris OPEC forsøker å oppnå. Basert på FRISBEE modellen vil vi presentere analyser av markedsutviklingen ved tre svært ulike oljepriser,

Figur 2. Etterspørselen etter olje i og utenfor OECD fram mot 2030

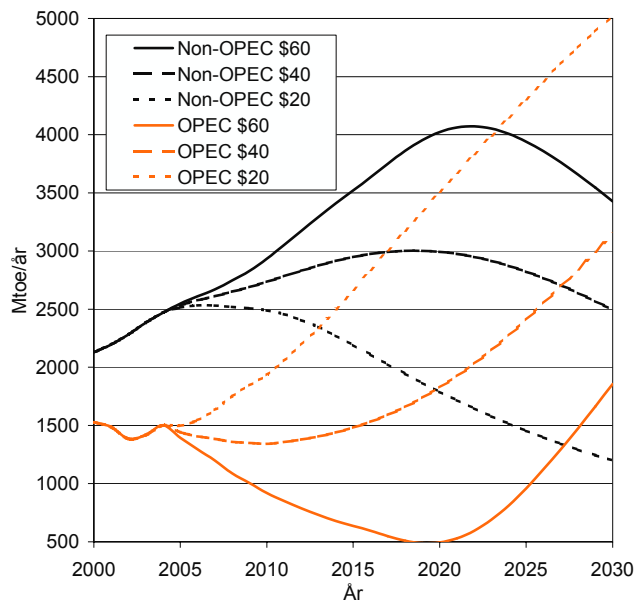


nemlig 20, 40 og 60 dollar per fat olje (målt i faste 2000-priser). Til sammenligning har oljeprisen hittil i år ligget rundt 50 dollar, mens den i årene 2000-2003 lå mellom 20 og 30 dollar. Vi reiser også spørsmålet om hvilken oljepris som gir den høyeste inntekten for OPEC over tid.

Figur 2 viser hvordan forbruket av olje i henholdsvis OECD-området og resten av verden utvikler seg fra 2005 og videre fram mot 2030 i de ulike prisbanene i henhold til modellberegningene. Vi ser at oljeforbruket utvikler seg temmelig ulikt de første 6-7 årene etter 2005. Ved såpass høy oljepris som 60 dollar per fat faller oljeforbruket, spesielt innen OECD. Fra rundt 2012 vokser forbruket av olje forholdsvis likt i de tre prisbanene, både i og utenfor OECD-området, men med en noe raskere takt ved lave priser. Fra 2000 til 2030 vokser det globale oljeforbruket med ca. 80 prosent ved 20 dollar per fat, og med ca. 50 prosent ved 60 dollar. Den største veksten finner sted i Kina, der oljeforbruket stiger med 150 prosent i den midterste prisbanen. I motsatt ende finner vi Vest-Europa, der oljeforbruket øker med bare 10 prosent. OECDs andel av det globale oljeforbruket faller fra 61 til 53 prosent i denne 30-års perioden.

Den betydelige veksten i oljeforbruket, selv ved høye oljepriser, henger sammen med at oljeforbruket er lite prisfølsomt. Nyere forskning tyder på at etterspørselen etter olje er mindre avhengig av oljeprisen enn tidligere, jf. Liu (2004) og Hunt og Ninomiya (2003). Det kan blant annet skyldes at en stadig større andel av oljeforbruket går til transportformål, der mulighetene til å bytte drivstoff er små. I flere utviklingsland finnes også barrierer for bilkjøp som når de overvinnes, åpner for et lite prisfølsomt bensinforbruk. En annen viktig grunn er at høye avgifter spesielt på driv-

Figur 3. Produksjonen i og utenfor OPEC fram mot 2030

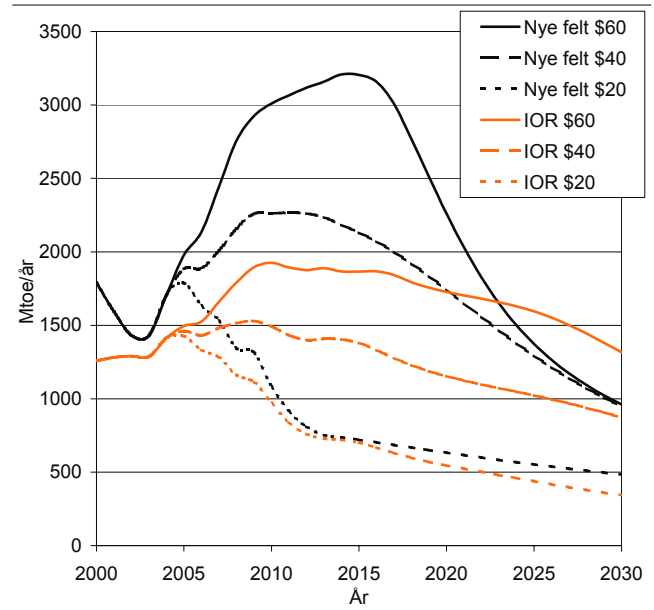


stoff i mange OECD-land gjør at forbruket reagerer mindre på endringer i råoljeprisen. For OECD-området har modellen en forutsetning om årlig energieffektivisering på 0,25 prosent. Når det gjelder andre oljeprodukter, var det på 1970-tallet mer vanlig å bruke olje til kraftproduksjon, men stigende oljepriser medførte ombygging og utfasing av mange kraftverk. Det som først og fremst påvirker oljeforbruket over tid er derfor den økonomiske utviklingen og befolkningsveksten.

På lengre sikt kan nye energikilder/-bærere bli konkurransedyktige. I biler kan for eksempel batteridrift eller hydrogen erstatte bensin og diesel. Batteridrift har imidlertid kort rekkevidde, mens hydrogendrift er kostbar og betinger en infrastruktur som det tar lang tid å bygge ut. EU vil innføre krav om gradvis større andel av biodiesel, men også her er det barrierer knyttet til tilgang på biomasse i stor skala. De nærmeste 20 årene er det lite trolig at konkurrenter til transportoljer vil vinne fram i så stort omfang at oljeetterspørselen blir betydelig redusert.

Figur 3 viser produksjonen av olje i og utenfor OPEC i de tre prisbanene fram mot 2030. Som nevnt over dekker OPEC fortløpende residualetterspørselen for en valgt oljepris, dvs. differansen mellom det globale oljeforbruket og produksjonen utenfor OPEC. Figuren viser at produksjonsutviklingen utenfor OPEC er svært følsom for oljeprisen. Ved lave oljepriser vil produksjonen falle etter kort tid, og halveres fram mot 2030. Ved høyere oljepriser fortsetter produksjonen å stige i flere år, og når en topp rundt 2020. Vi ser at ved en oljepris på 60 dollar når produksjonen utenfor OPEC et nivå som er nær dobbelt så høyt som i 2000, mens ved 40 dollar er toppnivået 50 prosent høyere enn produksjonen i 2000. Hvis vi sammenligner modell-

Figur 4. Investeringer i nye felt og økt utvinningsgrad (IOR) utenfor OPEC fram mot 2030

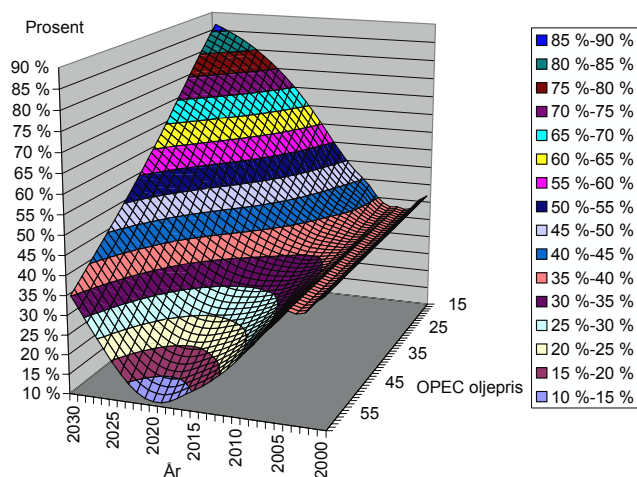


resultatene våre med andre studier, finner vi at noen forventer en enda høyere vekst i produksjonen utenfor OPEC (f.eks. EIA, 2004), mens andre forventer en raskere nedtrapping, også av den globale oljeproduksjonen (f.eks. Campbell og Laherrere, 1998).

Det store spriket i produksjonsutviklingen utenfor OPEC skyldes først og fremst at en høy oljepris stimulerer investeringer i nye felt, og i økt utvinningsgrad ved felt som er i drift. I tillegg blir det funnet mer olje som følge av høyere leteaktivitet ved høye priser. Den første effekten er illustrert i figur 4, som viser hvordan investeringene utvikler seg over tid i de ulike prisbanene. Spesielt investeringer i nye felt er svært prisfølsom – rundt 2015 er det 4-5 ganger mer reserver som blir bygd ut i 60-dollar-banen sammenlignet med 20-dollar-banen. Det er også verdt å merke seg at begge typer investeringer faller etter 2015, selv ved høye oljepriser. Dette reflekterer at tilgangen på lønnsomme prosjekter avtar, selv om det blir funnet mer olje og det fortsatt er mye (dyre) oljeressurser igjen. En økende andel av produksjonen vil måtte komme fra dypvannsfelt, arktiske områder og ukonvensjonell olje. Investeringene er likevel ikke mye lavere i 2030 enn i 2000, med unntak av tilfellet med lav oljepris. Sett i forhold til det globale oljeforbruket er imidlertid investeringene utenfor OPEC betydelig lavere i 2030 enn i 2000.

Det viser seg at det er stor variasjon mellom ulike regioner utenfor OPEC med hensyn på hvordan oljeproduksjonen utvikler seg framover. Mens Vest-Europa stod for omkring 15 prosent av produksjonen utenfor OPEC i 2000, har andelen falt til 3,5 prosent i 2025 (i 40-dollar-banen). På den annen side finner vi blant annet at i det tidligere Sovjetunionen, spesielt Russland og den Kaspiske regionen, har produksjonen blitt

Figur 5. OPECs markedsandel over tid ved ulike prisbaner (2000-\$)



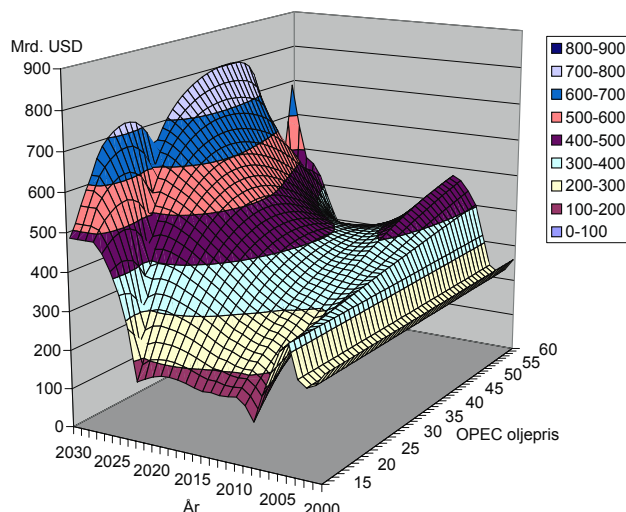
mer enn fordoblet, og utgjør omkring en tredel av all oljeproduksjon utenfor OPEC i 2025. Den mest markante veksten finner vi imidlertid i Canada, som har enorme reserver av ukonvensjonell olje (fra tjæresand). Denne oljen er dyr å produsere, og er derfor spesielt følsom for oljeprisen. I 20-dollar-banen er produksjonen i Canada omtrent den samme i 2025 som i 2000, mens den med 40 dollar er fem ganger så høy. Spørsmålet er om en slik voldsom vekst vil være realistisk, ut fra politiske og miljømessige hensyn⁴ (jf. følsomhetsberegninger lenger bak).

OPECs valg av prismål

Vi har sett på hvilken oljepris som er mest lønnsom for OPEC over tid ved å ta utgangspunkt i den neddiskonterte kontantstrømmen ved ulike prisalternativer og diskonteringsrater. Selv om det kan være mange ting som påvirker OPECs atferd, er det rimelig å forvente at kartellet er grunnleggende opptatt av hvordan inntektene utvikler seg over tid.

Som vist over er oljeproduksjonen utenfor OPEC og til en viss grad etterspørselen etter olje følsom for oljeprisen, spesielt etter noen år. En svært høy oljepris vil gi store inntekter til OPEC på kort sikt, men vil til gjengjeld redusere gruppas markedsandel betydelig etter noen år. Dermed kan inntektene alt i alt bli redusert. En lav oljepris vil ha motsatt effekt på OPECs markedsandel, men spørsmålet er om volumøkningen gir tilstrekkelig høye inntekter. Før vi studerer OPECs inntektsutvikling over tid ved ulike oljepriser, er det nyttig å se på hvordan markedsandelen utvikler seg, jf. figur 5. Her ser vi tydelig at oljepriser over 50 dollar gir en kraftig reduksjon i OPECs markedsandel, som faller til nesten 10 prosent rundt 2020 i 60-dollar-banen. Ved oljepriser under 30 dollar stiger markedsandelen jevnt, mens ved priser rundt 40 dollar opp-

Figur 6. OPECs netto kontantstrøm over tid ved ulike prisbaner (2000-\$)



lever OPEC først et moderat fall, og deretter en jevn stigning fra rundt 2015. Økningen i OPECs markedsandel etter 2020 i alle prisbanene reflekterer at lønnsomme oljeressurser utenfor OPEC er begrenset, selv om det blir funnet mer olje og man klarer å få mer olje ut av utbygde felt enn først antatt. Når det globale oljekonsumet fortsetter å vokse selv ved høye oljepriser, tilfaller stadig mer av markedet OPEC.

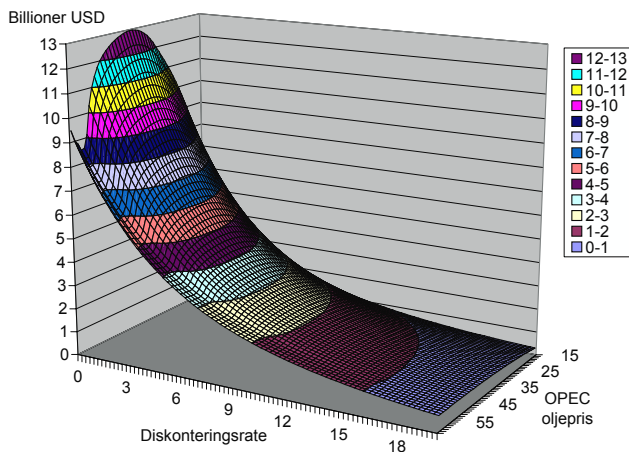
I figur 6 ser vi hvordan OPECs netto kontantstrøm (dvs. inntekter fratrukket kostnader inkludert investeringsutgifter) varierer med oljeprisen. Høye oljepriser gir som ventet høye inntekter i starten, men som følge av synkende markedsandel reduseres inntektene etter noen år. Lave oljepriser gir umiddelbart lavere inntekter til tross for høy produksjon. Figuren indikerer at det er en topp langs oljepriser mellom 35 og 45 dollar, som vedvarer helt fram mot 2030.

Det er uklart hvordan OPEC vurderer framtidige inntekter i forhold til dagens inntekter. Noen OPEC-land har stort ønske om inntekter på kort sikt for å dekke innenlandske behov. Samtidig har sentrale OPEC-land tradisjonelt vært opptatt av den langsiktige markedsutviklingen for olje. Figur 7 viser hvordan OPECs neddiskonterte inntekter (målt som netto kontantstrøm) varierer med oljeprisen for ulike valg av diskonteringsrenter.

Ved lave renter ser vi at OPEC får høyest inntekt over tid ved en pris rundt 40-45 dollar per fat. Dersom OPEC-landene verdsetter dagens inntekter klart høyere enn framtidige inntekter, for eksempel med en implisitt rente på 15-20 prosent, oppnås den høyeste inntektene ved en oljepris rundt 50 dollar per fat. Sammenlignet med prismålet som ble formelt opphevet i vinter (22-28 dollar per fat), er det lønnsomt

⁴ Utvinning av olje fra tjæresand foregår i dagbrudd og ødelegger landskapet. Videre kreves tilgang til betydelige vannressurser og vannforurensning er et stort problem. Endelig er CO₂-utslippene knyttet til utvinning av olje fra tjæresand mye større per fat olje enn for konvensjonell oljeutvinning.

Figur 7. OPECs neddiskonterte inntekt (netto kontantstrøm) for perioden 2005-2030 ved ulike diskonteringsrenter og prisbaner (2000-\$)



for OPEC med et langt høyere prismål uansett diskonteringsrente.

Lave oljepriser gir høy importavhengighet

Selv om lave oljepriser er gunstig for bensinkunder og energiintensive bedrifter, kan det gi opphav til bekymringer for myndighetene i OECD-landene. Årsaken er at lave oljepriser vil føre til økt importavhengighet, etter som innenlandsk oljeforbruk blir stimulert mens investeringer i oljeproduksjon svekkes. Stor importavhengighet er lite ønskelig fordi man blir mer sårbar for utviklingen i Midtøsten, der de fleste gjenværende oljereservene er.

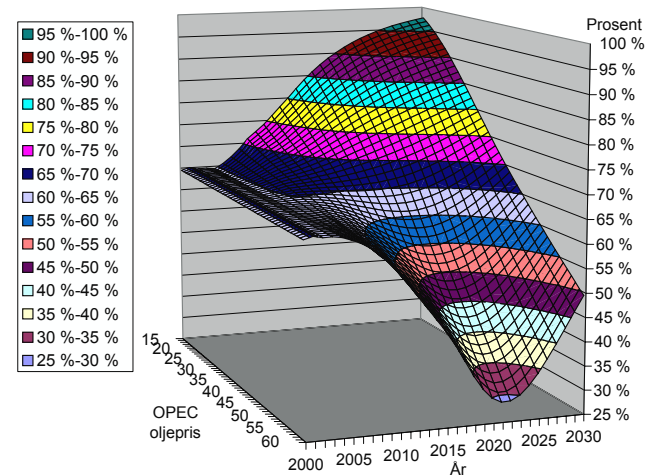
Sammenhengen mellom oljeprisen og importavhengighet kommer tydelig fram i figur 8, som viser utviklingen i OECDs samlede importandel, det vil si forholdet mellom netto import av olje til OECD-området og totalt oljeforbruk i OECD.

Vi ser at ved lave oljepriser øker importandelen raskt, fra 65 prosent i 2000 til over 90 prosent rundt 2025. Ved høye oljepriser faller importandelen, etter som forbruket vokser svakere og flere OECD-land investerer i større grad. Dette gjelder ikke minst ukonvensjonell olje i Canada, som nevnt over. Det er i første rekke Europa som får økt sin importandel over tid. Med oljepris på 40 dollar øker importandelen fra 51 prosent i 2000 til 80 prosent i 2020 og 90 prosent i 2030. Dette henger naturlig nok sammen med den fallende trenden i britisk og norsk oljeproduksjon framover. Importandelen i USA og Nord-Amerika vil ikke øke like drastisk, men vil på den annen side være mer følsom for oljeprisen siden disse landene har store, men kostbare oljeresurser.

Følsomhetsberegninger

Det er mange faktorer som kan påvirke OPECs valg av oljeprisbane. For eksempel kan oljeselskaper utenfor OPEC ha et annet avkastningskrav enn i referanse-

Figur 8. OECDs importandel over tid ved ulike prisbaner (2000-\$)

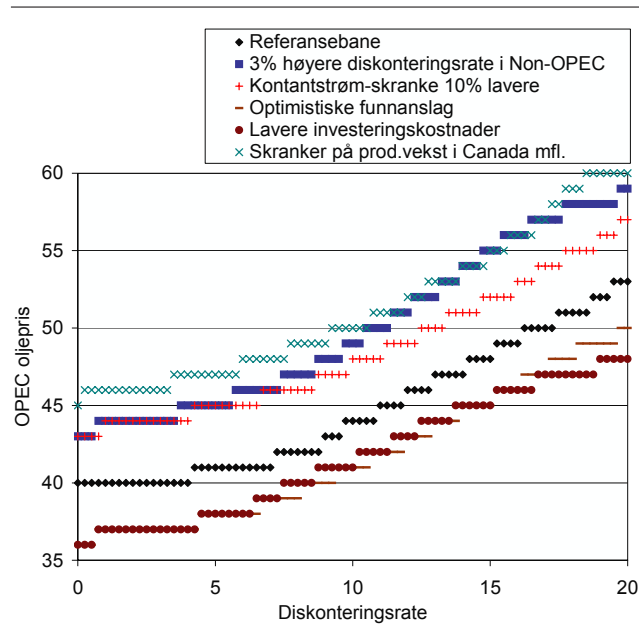


banen, eller det kan vise seg at leting etter olje gir større funn enn middelanslaget til USGS (2000). Figur 9 illustrerer følsomheten for endring i noen forutsetninger som påvirker tilbudssiden i oljemarkedet. Figuren viser optimal pris for OPEC for ulike nivåer på diskonteringsraten som OPEC bruker til verdsetting av framtidige inntekter. Hvis OPEC presses av budsjettmessige krav grunnet høy befolkningsvekst og svak generell økonomisk utvikling, kan den høyre delen av figuren med diskonteringsrater fra 10 til 20 prosent være mest relevant. For et "nær-synt" OPEC ligger altså optimal oljepris mellom 45-53 dollar per fat i referansebanen.

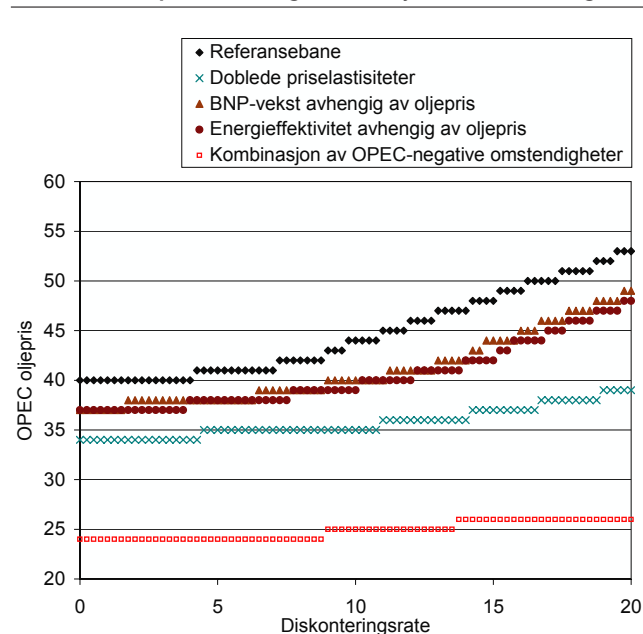
Dersom oljeselskapene utenfor OPEC har et avkastningskrav på 13 prosent i stedet for 10 prosent som i referansebanen, løftes oljeprisen med om lag 4-6 dollar fatet. Med lav diskonteringsrate i OPEC har det omtrent samme effekt på oljeprisen om investeringene utenfor OPEC begrenses til 40 prosent av kontantstrømmen i stedet for 50 prosent som i referansebanen. Med et nær-synt OPEC vil imidlertid en slik innstramming av investeringsskranken gi mindre økning i oljeprisen da reduksjonen i tilbud fra andre produsenter og høyere inntekt for OPEC fram i tid tillegges mindre vekt.

Mer hell i letingen etter olje gir et moderat fall i oljeprisen på rundt 3 dollar fatet. Dette gjelder når omfanget av nye funn økes fra USGSs (2000) middelestimat til et gjennomsnitt av dette nivået og det såkalte 5-prosentestimatet, som er kjennetegnet ved at USGS anslår bare 5 prosent sannsynlighet for å finne mer olje enn dette. Som nevnt over kan det være politiske og andre barrierer som hindrer en sterk vekst i oljeproduksjonen i Canada, selv om oljeprisen skulle forbli høy. I en følsomhetsanalyse der vi øker kostnadene ved en rask produksjonsvekst i Canada (og til dels det tidligere Sovjetunionen), finner vi at den optimale oljeprisen for OPEC øker med rundt 6 dollar per fat.

Figur 9. Resultat av følsomhetsberegninger. Forutsetninger om tilbudsside



Figur 10. Resultat av følsomhetsberegninger. Forutsetninger om etterspørselsside og kombinasjon av forutsetninger



Figur 10 viser betydningen av å endre noen sentrale parametere på etterspørselssiden. De direkte priselastisitetene som gjelder i referansebanen er i området -0.6 til -0.1 (lang sikt), da nyere empiriske studier tyder på relativt lav prislefølsomhet (Liu, 2004 og Hunt og Ninomiya, 2003). Vedvarende høy oljepris kan tenkes å gjøre etterspørselen mer prislefølsom. Effekten på oljeprisen av å doble priselastisitetene er betydelig og bringer oljeprisen ned på et nivå under 40 dollar selv for en diskonteringsrate hos OPEC på 20 prosent. Det er imidlertid få tilgjengelige og konkurransedyktige substitutter for transportoljer, som utgjør en økende del av det totale oljeforbruket.

Det er også et spørsmål om oljeprisen påvirker den økonomiske veksten og dermed demper oljeforbruket utover hva som framkommer i en partiell oljemarkedsmodell som FRISBEE. IEA (2004b) antyder at vekstraten for verdensøkonomien faller rundt 0,5 prosentpoeng i året rett etter en oljeprisøkning på 10 dollar per fat og avtar over tid. Figur 10 illustrerer effekten av å redusere BNP-veksten med 0,05 prosentpoeng for hver dollar oljeprisen stiger utover 40 dollar. En slik sammenheng ville senke den optimale oljeprisen for OPEC med 2-3 dollar.

Det viser seg at selv et knippe av mange relativt ugunstige omstendigheter for OPEC til sammen ikke senker den optimale oljeprisen for OPEC under 25 dollar, som tilsvarer OPECs erklærte prismål før 2005.

Konklusjon

Vår analyse viser at det mest lønnsomme for OPEC de neste 25 årene er å velge en oljepris på noe over 40 dollar per fat (målt i faste 2000-priser). I dette tilfellet må OPEC redusere produksjonen og miste markedsandeler fram til 2010, men etter 2015 vil kartellets markedsandel øke. Dermed er det en avveining for OPEC

mellom høye oljepriser og en høy markedsandel på kort og mellomlang sikt, men ikke i det lange løp.

Høye oljepriser forsyner oljeselskapene med en stor kontantstrøm og gjør det lønnsomt å investere i nye oljefelt. Likevel taper produsentene utenfor OPEC markedsandeler etter 2020 i alle prisscenarier, fordi det simpelthen ikke er nok oljereserver utenfor OPEC til å holde tritt med økt global etterspørsel. De nærmeste to tiårene er det lite trolig at konkurrenter til transportoljer vil vinne fram i så stort omfang at den globale oljeetterspørselen blir betydelig redusert. Der som oljeprisen holder seg rundt 20 dollar per fat, må OPEC øke produksjonen dramatisk og dette vil kreve enorme investeringer i ny kapasitet. Derfor synes et scenario med lave priser verken å være realistisk eller ønskelig for OPEC.

Vår analyse bygger på en rekke forutsetninger som er usikre. Tar vi hensyn til denne usikkerheten, viser våre sensitivitetsanalyser at den mest lønnsomme oljeprisen for OPEC gjennomgående er over 35 dollar fatet. Selv om en rekke forhold samtidig skulle gå i OPECs disfavør, synes den mest gunstige prisen for kartellet å være minst 25 dollar per fat.

For OECD er det derimot en klar avveining mellom lave oljepriser og en lav markedsandel. Lave oljepriser stimulerer oljeforbruket, samtidig som investeringene utenfor OPEC reduseres. Med en oljepris rundt 35 dollar fatet holder OECD sin importandel seg noenlunde konstant. Ved lavere oljepriser øker importandelen over tid og vice versa.

Vår analyse viser at høye oljepriser er gunstig for OPEC, rimeligvis for andre oljeprodusenter, og også for OECD-land som er opptatt av forsyningsikkerhet.

Taperne i denne situasjonen vil sannsynligvis først og fremst være de fattige, oljeimporterende land.

Referanser

- Aune, F.R., Glomsrød, S., Lindholt, L. og K.E. Rosendahl (2005): Are High Oil Prices Profitable for OPEC in the Long Run?, Discussion Paper No. 416, Statistisk sentralbyrå.
- Berg, E., S. Kverndokk and K.E. Rosendahl (1996): Markedsmakt, internasjonal CO₂-avgift og petroleumsformue, *Økonomiske analyser* 2/96, Statistisk sentralbyrå.
- Berg, E., S. Kverndokk and K.E. Rosendahl (1997): Kartellgevinster i oljemarkedet, *Økonomiske analyser* 3/97, Statistisk sentralbyrå.
- Campbell, C. and J. Laherrere (1998): The End of Cheap Oil, *Scientific American*, Mars, s. 60-65.
- EIA (2004): *International Energy Outlook*, U.S. Department of Energy.
- Hunt, L. C. og Y. Ninomiya (2003): Unravelling Trends and Seasonality: A Structural Time Series Analysis of Transport Oil Demand in the UK and Japan, *The Energy Journal* **24** (3), 63-96
- IEA (2004a): *World Energy Outlook 2004*, OECD/IEA.
- IEA (2004b): Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy, OECD/IEA, Mai 2004.
- Lindholt, L. (2000): Noen dynamiske modeller for oljemarkedet, *Norsk økonomisk tidsskrift* **1**, s. 43-64.
- Liu, G. (2004): Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries. A Dynamic Panel Data Approach, Discussion Papers No. 373, Statistisk sentralbyrå.
- OGJ (Oil and Gas Journal) (2001): Special Report: OPEC's Evolving Role, *Oil and Gas Journal*, 9. Juli, s. 62-75.
- U.S. Geological Survey (USGS) (2000): *World Petroleum Assessment 2000* (<http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60>).