

SNF-RAPPORT nr. 1/2000

Diversifisering av oljepriserisiko ved finansielle instrumenter

av

Espen Henriksen
Egil Matsen
Øystein Thøgersen

SNF-prosjekt nr. 2120
«Diversifisering av oljepriserisiko og nasjonaløkonomisk sårbarhet:
Hvordan kan finansielle virkemidler utnyttes?»

Prosjektet er finansiert av Norges Forskningsråds "PETROPOL" program

STIFTELSEN FOR SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING
BERGEN, JANUAR 2000

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo. Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale og i strid med åndsverkloven er straffbart og kan medføre erstatningsansvar.

ISBN 82-491-0026-3
ISSN 0803-4036

Diversifisering av oljeprisrisiko ved finansielle instrumenter

Espen R. Henriksen

Egil Matsen

Øystein Thøgersen

Sammendrag

Med utgangspunkt i en erkjennelse av at fluktuasjoner i oljeprisen skaper betydelige realøkonomiske problemer for Norge, diskuterer denne rapporten hvordan finansielle instrumenter kan benyttes for å sikre de løpende petroleumsinntektene. I rapportens *første* deler gjøres det rede for hvordan oljeprisusikkerhet influerer på offentlig og privat sektor gjennom flere ulike kanaler. Dessuten diskuteres relevant risikomål, og det argumenteres for at det er myndighetene snarere enn private individer som bør sørge for diversifisering av oljeprisrisiko.

I rapporten *andre* del gir vi en nærmere redegjørelse for egenskapene ved ulike aktuelle finansielle instrumenter som futures, forward kontrakter, swap-avtaler og opsjoner, og det gis eksempler på mulige strategier basert på utnyttelse av disse instrumentene. Deretter gir rapportens *trede* del en oversikt over egenskaper og omfang av dagens terminmarkeder for råolje samt en vurdering av problemer som kan oppstå ved implementering av ulike finansielle strategier i disse markedene.

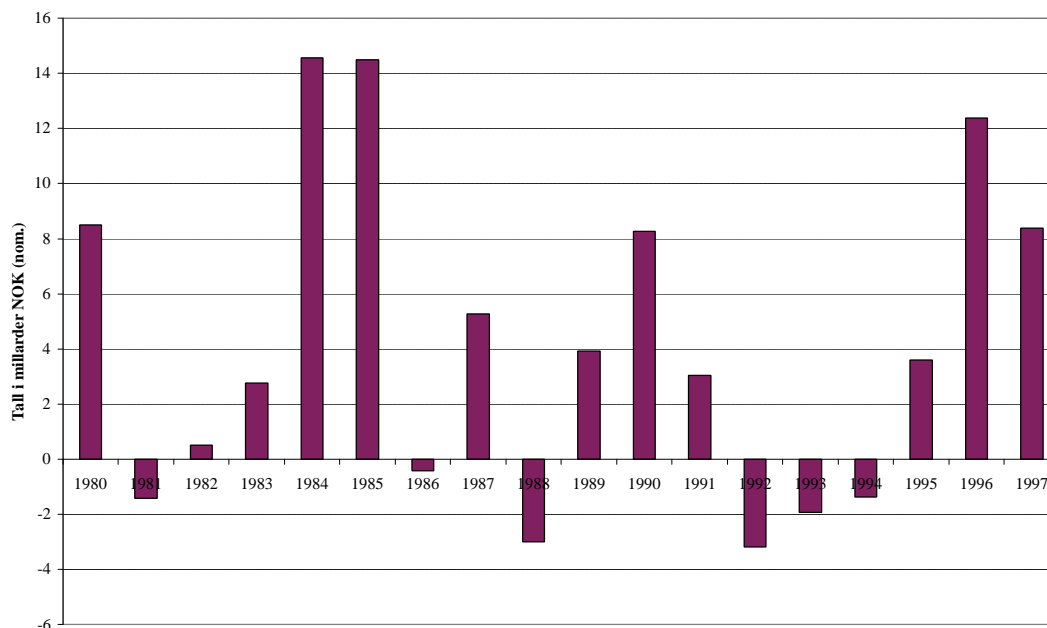
Avslutningsvis konkluderer vi med at enkelte av de problemstillingene som reises, blant annet implementeringskostnader, begrenset størrelse på markedene for sikringsinstrumenter, default risiko for mottager og politiske problemer, er såvidt alvorlige at de begrenser omfanget av mulige strategier basert på den typen instrumenter som er omtalt i denne rapporten. En noe mer begrenset anvendelse av disse instrumentene kan dog være hensiktsmessig. En ytterligere reduksjon av den relevante oljeprisrisikoen kan imidlertid oppnås ved andre virkemidler, først og fremst ved at Statens petroleumsfond i større grad enn idag allokeres slik at det utgjør en nasjonaløkonomisk hedge overfor oljeprisfluktuasjoner.

Introduksjon

Denne rapporten omhandler hvordan norsk økonomis betydelige eksponering overfor oljepriserisiko kan reduseres ved utnyttelse av finansielle instrumenter. Utgangspunktet er, som vi skal komme tilbake til, en bred erkjennelse av at fluktuasjoner i oljeprisene kan skape betydlige realøkonomiske problemer. I henhold til Nasjonalbudsjettet for år 2000 er petroleumsformuen (beregnet som nåverdien av netto kontantstrømmen fra petroleumssektoren) anslått til 1880 milliarder kroner, noe som utgjør omlag 160 prosent av BNP. Petroleumssektoren bidrar med anslagvis mer enn 1/3 av de totale eksportinntekter. Usikkerhet om oljeprisutviklingen såvel som usikkerhet om andre variabler som ressursvolum og utvinningskostnader gjør imidlertid disse tallene usikre. Dette har vi erfart ved flere anledninger og mest dramatisk var kanskje oljeprisfallet i 1986 som medførte et nasjonalinntektsfall på 10 prosent og dermed utløste en smertefull innstrammings- og kontraksjonsperiode i norsk økonomi, jfr. Thøgersen (1994) for en nærmere diskusjon.

Petroleumsformuen er i hovedsak statlig. Via Statoil, SDØE (Statens direkte økonomisk engasjement) og den særskilte petroleumsbeskatningen tilfaller drøye 90 prosent av petroleumsformuen staten, jf. Nasjonalbudsjettet for år 2000. Det er derfor statskassens inntekter og budsjettbalanse som i første omgang direkte influeres av svingninger i petroleumsinntektene. Finansdepartementets beregninger viser at en nedgang i oljeprisen på 10 kroner gir anslagsvis 10 milliarder kroner i reduksjon i statens inntekter. Dette skaper usikkerhet om det finanspolitiske mulighetsområdet på både kort og lang sikt, og følgelig er det også vanskelig å bedømme i hvilken grad det offentlige totale formuesposisjon står i forhold til det offentlige langsiktige forpliktelser. Den budsjettmessige usikkerheten er godt illustrert av figur 1 som viser avvikene mellom statens budsjetterte inntekter fra petroleumssektoren slik de fremkommer i de årlige statsbudsjettene og de realiserte inntektene slik de presenteres i Statsregnskapet. Disse avvikene viser hvor stor usikkerheten i petroleumsinntektene er når horisonten bare strekker seg drøye et år frem i tid. Dermed er det grunn til å gå ut fra at usikkerheten blir enda større når tidshorisonten økes slik som for eksempel i forbindelse med langsiktige fremskrivninger i regjeringens langtidsprogram.¹

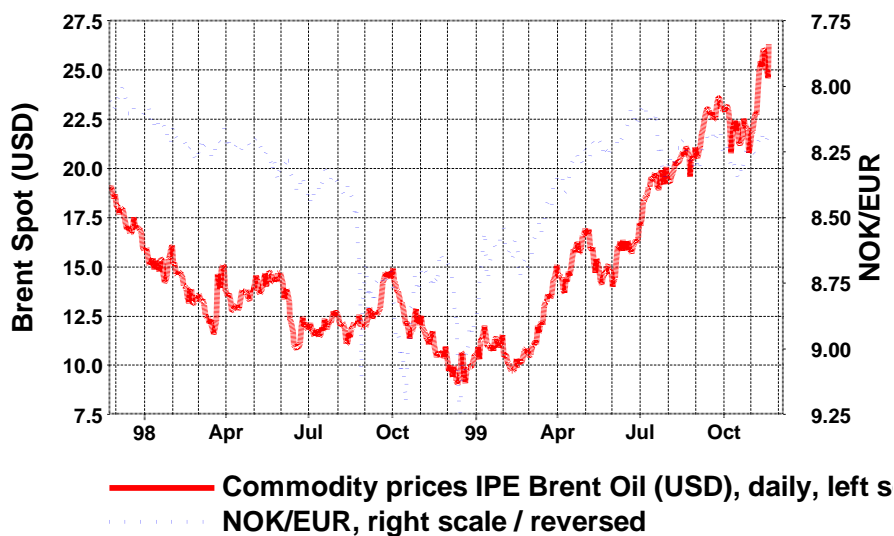
¹ I hvilken grad usikkerheten øker med økende tidshorisont avhenger blant annet av oljeprisutviklingens stokastiske egenskaper. En interessant økonometrisk analyse av Green et al. (1994) indikerer at enkelte store oljeprissjokk forårsaket av betydelige internasjonale begivenheter har medført varige endringer i



Figur 1 : Differanse mellom realiserte og budsjetterte statlige inntekter fra petroleumssektoren (SDØE pluss skatter). Kilde: Statsbudsjett og statsregnskap for de enkelte år.

For individene er eksponeringen for oljeprissikkerhet sterkt relatert til hvordan det offentlige i budsjettpolitikken responderer på fluktasjoner i de statlige petroleumsinntektene. I betydelig grad fungerer budsjettpolitikken som en buffer mot at oljeprisfluktasjoner skaper tilsvarende etterspørselsfluktasjoner. Med andre ord søker staten å la oljeprissjokk resultere i fluktuerende budsjettbalanse snarere enn fluktuerende skattenivå og offentlig tjenestenivå. Det faktum at enkelte oljeprissjokk bedømmes som såvidt kraftige og/eller vedvarende at de influerer signifikant på permanentinntekten fra petroleumssektoren, gjør imidlertid at budsjettpolitikken ikke kan skjerme privat sektor fullstendig fra oljeprisfluktasjoner. Private aktører påvirkes av oljeprisfluktasjoner også gjennom andre kanaler enn skattenivå og omfang av det offentlige tjenestetilbudet. For det første vil oljeprisfluktasjoner kunne influere på utvinnings- og utbyggingstakten i petroleumssektoren. Det vil igjen påvirke aktivitetsnivå, antall arbeidsplasser og faktoravlønning i petroleumsektoren inklusive leverandørindustrien. For det andre vil oljeprisfluktasjoner i sterk grad lede til svingninger i kursen på den norske kronen, noe som igjen, avhengig av det pengepolitiske regimet, influerer på rentenivået. Dette er illustrert i figur 2 som viser en sterk korrelasjon mellom kronekurs (NOK/EUR) og oljepris.

prisnivået, mens andre prissjokk tenderer til å være av midlertidig karakter. Den varige karakteren til enkelte av de større oljeprissjokkene indikerer at man med god grunn kan anta at usikkerheten øker over



Figur 2 Brent spot og NOK/EUR. Kilde: Ecwin

Samlet sett er det grunn til å anta at fluktuasjoner i oljeprisen skaper uønsket volatilitet i privat konsum gjennom de ulike omtalte mekanismene nevnt over. I avsnitt 2 vil vi kort omtale noen beregninger og empiriske analyser som bekrefter dette.

Introduksjonsvis er det interessant å merke seg at synet på oljepriserisiko har endret seg i løpet av perioden Norge har vært en petroleumøkonomi.² I 1970 årene var man bare i begrenset grad opptatt av dette temaet, jf. Stortingsmelding nr. 25 (1973-74), og i lys av petroleumssektorens beskjedne størrelse på denne tiden var det i noen grad naturlig. Etterhvert som sektoren ble utbygd og petroleumsinntektene steg ved inngangen til 1980 årene, økte eksponeringen overfor oljeprissjokk. Dette er blant annet reflektert i det såkalte ”tempoutvalgets” innstilling (NOU 1983:27) som poengterte at et petroleumsfond kunne være et hensiktsmessig middel for å unngå at fluktuasjoner i petroleumsinntektene slo direkte ut i innenlands konsum.

Tidlig på 1980 tallet ble det også lagt frem flere prinsipielt interessante forslag for å håndtere oljepriserisikoen. Norman (1980) argumenterte for at internasjonale finansmarkeder kunne benyttes for å diversifisere oljepriserisikoen, mens Thonstad (1981) argumenterte for at finanspolitikken burde utformes basert på betingede strategier for oljeprisutviklingen. Disse forslagene fikk liten eller ingen betydning for forvaltningen av petroleumsmoen på 1980 tallet. Kanskje har dette sin bakgrunn i at ledende politikere og byråkrater viste en betydelig skepsis til å utnytte de internasjonale finansmarkedene. Dette kommer tydelig frem i argumentasjonen til Kleppe (1976) og

tid.

Øien (1976). I følge Kleppe og Øien var utenlandske finansielle posisjoner erfaringsmessig meget usikre på grunn av faren for inflasjon og politiske omveltninger, og de hevdet at det til sammenligning var mindre risiko knyttet til oljeprisutviklingen og derved verdien av ressursene i bakken.

Den eksisterende sterke fokuseringen på oljeprisrisiko og nasjonaløkonomisk sårbarhet har tvunget seg frem som et resultat av utviklingen siden 1986. Oljeprisfallet dette året og vedvarende kortsiktige fluktuasjoner i oljeprisen har bidratt til uro omkring sårbarheten overfor nye prissjokk. Varianter av forslagene om risikodiversifisering og utforming av betingede strategier for gjennomføring av finanspolitikken har blitt drøftet i ulike sammenhenger, jf. eksempelvis perspektivutredningen (NOU 1988:21). Likevel synes usikkerhetsaspektet å ha resultert i få konkrete tiltak. En grunn til det kan være at de fleste forslag til diversifisering har vært forholdsvis stiliserte og gjerne tatt utgangspunkt i tanken om å selge felt ”på rot”. Dette avvises av mange, dels på grunn av at man anser at kontraktsproblemer vil gjøre det vanskelig å oppnå en tilfredsstillende pris og dels fordi man anser at denne type forslag vil innebære en lite ønskelig avgivelse av suverenitet, jf. Øien (1982), Lorentsen (1994) og Lund (1987). Det er på denne bakgrunn viktig å fremme forslag til diversifiseringsstrategier som er mer konkrete og realistiske enn ”å selge petroleumsfelt på rot”.

Før vi ser nærmere på mulighetene for å redusere oljeprisusikkerheten i de løpende petroleumsinntektene, er det betimelig å poengtere at Statens petroleumsfond kan få en viktig rolle for å diversifisere bort Norges landspesifikke oljeprisrisiko. Som kjent skjer akkumuleringen av petroleumsfondet i form av både obligasjoner og aksjer (for tiden utgjør aksjeandelen ca. 40 prosent av petroleumsfondet). Ettersom aksje- og obligasjonsplasseringene utgjør brede porteføljer i en rekke lands finansmarkeder, er det grunn til å tro at den gradvise omplasseringen fra petroleumsformue ”i bakken” til formue i form av et finansielt petroleumsfond vil bidra til gradvis lavere risiko overfor oljeprissjokk. Det må dog poengteres at retningslinjene for petroleumsfondet ikke eksplisitt poengterer at petroleumsfondet skal utgjøre en ”hedge” overfor oljeprissjokk. I så tilfelle måtte petroleumsfondet i større grad enn idag overvekte investeringer i sektorer og selskaper som har en avkastning med lav eller negativ korrelasjon med oljeprisen.

² De følgende korte betraktninger av oljeprisrisiko i et historisk lys bygger på Thøgersen (1994b).

Blant de mer direkte mulighetene for å diversifisere bort oljeprisrisiko i statens løpende inntekter fra petroleumssektoren, synes følgende muligheter relevante (jf. Thøgersen, 1999):

- i) Utnyttelse av finansielle instrumenter som eksempelvis termin- og futureskontrakter samt relaterte swap-avtaler og opsjoner.
- ii) Endring av prisingspraksis i forbindelse med gasskontrakter. Tradisjonelt er gassprisen i de ulike kontraktene gitt ved en prisingsformel som i de fleste tilfeller relaterer gassprisen til den løpende oljeprisen (med en viss tidsforsinkelse). Som foreslått av Golombek og Hoel (1987) innebærer en optimal utforming av gasskontraktene at gassprisen bør være negativt korrelert med oljeprisen. Intuitivt nok vil slike kontrakter på et aggregert nivå medføre økt diversifisering for både Norge som eksportør av gass og olje og for kjøperland som er netto importører av begge produkter.
- iii) Reformert i petroleumsbeskatningen. Osmundsen (1996) argumenterer for at petroleumsbeskatningen er utformet som om myndighetene hadde en risikosøkende adferd. Det kan tyde på at reformer kan gi ex-ante velferdsgevinster gjennom en bedre deling av oljeprisrisiko mellom myndigheter og oljeselskaper.

I resten av denne rapporten vil vi diskutere mulighetene for å diversifisere bort oljeprisrisiko ved utnyttelse av finansielle instrumenter, med andre ord vi ser eksklusivt på den første av disse tre mulighetene. En ytterligere presisering er at vi ikke går nærmere inn på petroleumsfondets rolle, men er opptatt av hvordan man kan oppnå redusert risiko fra den løpende kontantstrømmen fra petroleumssektoren. Rapporten er disponert som følger: I neste kapittel diskuteres relevant risiko, og vi argumenterer for at bruk av instrumenter som reduserer den absolutte risikoen i statens netto kontantstrøm fra petroleumssektoren, bidrar til reduksjon i den samlede samfunnsøkonomiske risikoen for oljeprissjokk. Deretter omhandler kapittel 3 hvordan alternative finansielle instrumenter, og ulike strategier for utnyttelse av disse, kan benyttes for sikring av oljepriser. Dette prinsipielt anlagte kapitlet etterfølges av kapittel 4 som gir en praktisk orientert vurdering av hvordan, og i hvilket omfang, eksisterende markeder og instrumenter muliggjør implementering av de alternative

sikringsstrategiene. Avslutningsvis presenteres noen konklusjoner og politikk anbefalinger i kapittel 5.

1. Relevant risiko

Relevant risikomål i petroleumssektoren er diskutert av Bøhren og Ekern (1987). Generelt tilsier finansmarkedsteori at den relevante risikoen til et marginalt prosjekt følger av hvordan prosjektet bidrar til risikoen i investors samlede portefølje. Det enkelte prosjekts varians er i en slik kontekst uinteressant. Det som betyr noe er hvordan prosjektets avkastning samvarierer med avkastningen til porteføljen forøvrig. Hvis vi betrakter Norges nasjonaløkonomiske sårbarhet overfor oljeprisendringer, betyr det at den relevante risikoen knyttet til et marginalt petroleumsfelt følger av samvariasjonen mellom nasjonalinntekt og oljepris (og derved avkastningen til et marginalt petroleumsfelt).

Ut fra betraktningene omkring risikomål er det enkelt å argumentere for at diversifisering av oljeprisrisiko er ønskelig. Norge har mye petroleum i sin "nasjonale portefølje", og det vil ventelig gi seg utslag i en positiv samvariasjon mellom nasjonalinntekt og oljepris. På den annen side har mange OECD land ingen eller små mengder petroleum i sine porteføljer, noe som tilsier en negativ korrelasjon mellom nasjonalinntekt og oljepris i disse landene. Hvis verdien (for en nasjon) av et marginalt oljefelt tilnærmes som den neddiskonterte verdi av forventet netto kontantstrøm, vil følgelig den risikojusterte diskonteringsrenten reflektere en positiv risikopremie for Norge og en negativ risikopremie for land uten petroleumsressurser. Verdien av en marginal ressursenhet i Nordsjøen er derfor større for disse OECD landene enn for Norge. Således ligger det i prinsippet godt til rette for gjensidig fordelaktig handel mellom Norge og andre OECD land i rettigheter til ikke utvunnet petroleum i Nordsjøen.

For å få et inntrykk av hvordan petroleumssektoren har bidratt til særegne fluktuasjoner i nasjonalinntekt og konsum, er det hensiktsmessig å gjøre noen deskriptive betraktninger av konsumutviklingen i Norge i forhold til OECD forøvrig de siste tiårene.

I tabell 1a, som er hentet fra Obstfeld (1994), vises korrelasjonene mellom konsumveksten i de enkelte G7 land og konsumveksten i "verden" definert som OECD landene pluss øvrige forholdsvis økonomisk velutviklede land.

Korrelasjonskoeffisientene er beregnet for periodene 1951-1972 og 1973-1988. I henhold til teori for økonomisk integrasjon skulle man forvente en økning i disse korrelasjonene når man går fra den første perioden som var karakterisert av reguleringer på kapitalflyten mellom land, til den andre perioden som var preget av omfattende liberaliseringer på dette området. Denne forventningen støttes av beregningene ettersom korrelasjonskoeffisientene øker i 6 av de 7 landene. Unntagelsen er Canada. I tabell 1b er tilsvarende beregninger gjengitt for de nordiske landene sett i forhold til OECD totalt. Som vi ser har korrelasjonene økt for både Danmark, Sverige og Finland, mens de er redusert til et meget lavt nivå for Island og Norge. De to mest naturressurs orienterte økonomiene skiller seg med andre ord ut.

Tabell 1a. Korrelasjon mellom privat per capita konsumvekst i de enkelte G-7 land og privat per-capita konsumvekst i "verden" forøvrig.

	Canada	Frankrike	Tyskland	Italia	Japan	Storbritania	USA
1951-1972	0.42	0.41	0.31	0.35	0.43	0.49	0.19
1973-1992	0.30	0.56	0.87	0.61	0.71	0.66	0.67

Kilde: Obstfeld (1994)

Tabell 1b. Korrelasjon mellom privat konsumvekst i de enkelte nordiske land og privat konsumvekst i OECD forøvrig.

	Norden	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige
1951-1972	0.34	0.05	0.28	0.32	0.45	0.35
1973-1992	0.55	0.50	0.42	0.17	0.14	0.46

Kilde: Matsen og Thøgersen (1996)

Det er videre interessant å studere hvordan variasjonen i konsumveksten har endret seg over tid i de ulike land. Globaliseringen av kapitalmarkedene gir individene bedre muligheter til å separere konsumtilpasningen fra fluktuasjoner i den løpende inntekt. Det er derfor grunn til å forvente at det enkelte land reduserer variabiliteten i eget pr. capita konsum relativt til variabiliteten i øvrige land. I tabell 2 gjengis beregninger av konsumvariabiliteten i de enkelte nordiske land relativt til konsumvariabiliteten i hele OECD området. Vi ser at Danmark, Finland og Island har fått redusert konsumvariabilitet, mens Sverige har en liten økning. Norge skiller seg kraftig ut med

en svært sterk økning. Det er naturlig å tenke seg at dette resultatet blant annet kan tilskrives petroleumssektorens store omfang i norsk økonomi.

Tabell 2. *Konsumvariabilitet i de enkelte nordiske land relativt til OECD*

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Norden totalt
1951-1972	2.45	3.68	6.46	1.64	1.36	1.49
1973-1992	2.09	3.57	5.23	3.31	1.56	1.62

Merk: Relativ konsumvariabilitet er definert som standardavviket til hvert enkelt lands årlige pr.-capita private konsumvekst dividert med tilsvarende per-capita størrelse for OECD totalt. Kilde: Matsen og Thøgersen (1996).

Mer formelle analyser bekrefter Norges sårbarhet overfor oljeprissjokk og det faktum at korrelasjonen mellom privat konsum og oljepris er positiv for Norges del og negativ for de fleste øvrige OECD land. Eksempelvis benytter Thøgersen (1997) en modellramme basert på internasjonal finansiell integrasjon ved potensielt ikke-komplette markeder til å vise at oljeprissjokk bidrar til særnorske konsumvariasjoner. Tilsvarende kommer Bjørnland (1996) frem til et ekvivalent resultat ved en helt annen modellmessig tilnærming. Ved hjelp av såkalt VAR-analyse viser hun at oljeprisfall virker negativt inn på den norske konjunkturutviklingen og positivt på konjunkturutviklingen i USA, Tyskland og Storbritania. Vi merker oss også at Obstfeld (1994) finner en korrelasjon mellom oljepris og per capita konsum i en svært stor gruppe av verdens land på -0.6 . Dette bekrefter at både land som Norge med stor petroleumseksport, og representative OECD land med stor petroleumsimpport kan i prinsippet oppnå ex-ante velferdsgevinster ved tiltak som direkte eller indirekte fører til deling av oljeprissisiko.

Selv om Norge har en problematisk høy eksponering overfor oljeprissjokk er det ikke opplagt at det er myndighetene som bør iverksette tiltak for å diversifisere bort oljeprissikoen. I prinsippet kan man tenke seg at individene selv kan utnytte de internasjonale finansmarkedene for å eliminere idiosynkratisk norsk oljeprissisiko. Enkelte segmenter av private aktører er aktive i aksjemarkedet, og utbredelsen av fondssparing med etterhvert stor vekt på internasjonale fond gjør at andelen individer som bevisst eller ubevisst har konstruert en mer eller mindre vellykket hedge overfor oljeprisfluktuasjoner, kan være økende. Likevel er denne andelen av befolkningen liten.³ Majoriteten av individene har enten ingen plasseringer i aksjemarkedet i det hele

³ Det er verd å merke seg at individene i de syv laveste desilene av inntektsfordelingen i Norge kun eide 0.1% av husholdningenes samlede aksjeformue i 1997, den åttende og niende desilen eide til sammen

tatt, eller alternativt har de mindre plasseringer i ulike typer aksje- og pensjonsfond som slett ikke trenger å være designet utfra å utgjøre en hedge overfor oljeprisfluktuasjoner. Dette kan forklares på bakgrunn av at enkeltindividene står overfor effektivt sett høye transaksjonskostnader, samt at de har begrenset informasjon. På denne bakgrunn legger vi i denne rapporten til grunn at det er myndighetene som må sørge for diversifisering av oljeprisrisiko.

3. Sikring av oljepriser med derivater

Dette kapitlet beskriver nærmere hvordan en oljeprodusent, som den norske stat, kan bruke finansielle instrumentene for å redusere sin løpende inntektsrisiko knyttet til endringer i oljeprisen. Disse instrumentene går under samlebetegnelsen ”derivater”. Det er utviklet et enormt antall ulike typer derivater, og de mest vanlige er opsjoner, futures og forward kontrakter (eller termin kontrakter). Vi vil konsentrere oss om disse grunntypene siden de er konseptuelt enklest å forstå, og fordi de sannsynligvis er de mest aktuelle å bruke for en stor oljeprodusent.

3.1. Forward-kontrakter

Dette er den enkleste formen for derivater. En forward-kontrakt er en avtale om å selge eller kjøpe et aktiva (for eksempel olje) på fremtidig tidspunkt, til en bestemt pris. Merk at det ikke handles standardiserte forward-kontrakter for olje på råvarebørser, slik at partene selv må bli enig om vilkårene i kontrakten.

Sentrale begreper og funksjonsmåte

En oljeprodusent som ønsker å sikre prisen på olje som skal selges i fremtiden kan påta seg en ”short” posisjon i en termin-kontrakt. Dette betyr at han forplikter seg til å selge et bestemt antall fat på et bestemt fremtidig tidspunkt til en gitt pris (leveringsprisen). Motparten har en ”long” posisjon i kontrakten, og er forpliktet til å kjøpe oljen på disse vilkårene. Når kontrakten inngås, blir leveringsprisen valgt slik at verdien av forward kontrakten er null for begge parter. Bortsett fra transaksjonskostnader

6.7% mens den øverste desilen eide hele 93.1% (Kilde Finansdepartementet, inntekts- og formuesundersøkelsen).

(f.eks. kurtasje til mellommenn) koster det altså ingen ting å inngå en forward kontrakt. Ettersom oljeprisen går opp eller ned i løpet av kontraktens løpetid, vil imidlertid verdien av kontrakten bli positiv eller negativ. For oljeprodusenten vil f.eks. økt oljepris innebære at kontrakten har negativ verdi, og vice versa ved et fall i oljeprisen.

Forward prisen for en gitt kontrakt er definert som den leveringsprisen som gjør at verdien av kontrakten er null. Når kontrakten inngås, er altså forward prisen og leveringsprisen den samme. Ettersom verdien av kontrakten endres, vil imidlertid forward prisen også endre seg slik at de to prisbegrepene generelt er forskjellige i løpet av kontraktens levetid.

Ved slutten av kontraktens løpetid blir en forward kontrakt gjort opp. La K være den avtalte leveringspris og S_T spot prisen på olje ved enden av løpetiden.

Oljeprodusentens fortjeneste på forward kontrakten er

$$K - S_T$$

for hvert fat olje som må leveres. Denne differansen vil også være produsentens totale profitt fra kontrakten, siden det er kostnadsfritt å inngå den. Vi ser dermed at profitten fra forward kontrakten kan være både positiv og negativ.

Bruk av forward kontrakter for å redusere oljepris risiko

Forward kontrakter kan benyttes til å gjøre en fremtidig innteksstrøm sikker ex-ante. Det vil alltid være slik at en av kontraktspartene ex-post ville gjort bedre uten å gå inn i kontrakten. La oss illustrere dette med et eksempel:

En oljeeksportør vet at den vil produsere 1 million fat olje kommende år. La oss for enkelhets skyld anta at all oljen skal selges om et år. Anta videre at forward prisen for olje levert om et år er 18 USD per fat. Oljeeksportøren finner en importør som ønsker å redusere usikkerheten om hva han må betale for olje om et år. De to kan da inngå en kontrakt hvor eksportøren forplikter seg til å levere 1 million fat olje om et år mot en betaling på 18 mill. USD. Dermed vet partene allerede i dag hva henholdsvis oljeinntektene og oljeutgiftene vil bli. Anta så at spot prisen om et år viser seg å være 22 USD per fat. I såfall ville eksportøren ha fått 22 mill. USD om den hadde tatt sjansen på å selge oljen til spot pris, og har ex-post tapt 4 mill. USD på å inngå forward kontrakten. Om spot prisen i stedet hadde vært lavere enn 18 USD per fat om et år, ville eksportøren oppnådd en ex-post gevinst, og importøren et tilsvarende ex-post tap.

Poenget med dette eksemplet er å illustrere at hensikten med å gjennomføre sikrings-operasjoner (såkalt ”hedging”) i finansmarkedene er å gjøre utfallet sikrere; det forbedrer ikke nødvendigvis utfallet.

I så måte skulle det være klart at forward kontrakter er et godt instrument. Med et tilstrekkelig antall kontrakter er det i prinsippet mulig å sikre prisen på all oljeproduksjon langt frem i tid. Om man ønsker å beholde en del av ”oppsiden” for oljeprisen kan man selvsagt velge å selge bare deler av oljeprisen forward; i så fall kvitter man seg bare med deler av risikoen.

Sett fra en så stor produsent som den norske stat, er kanskje det viktigste praktiske problemet med utstrakt bruk av terminsalg av olje å finne motparter til det store antall kontrakter som er nødvendig. Det er imidlertid viktig å huske at land med stor oljeimport også vil kunne oppnå ex-ante gevinster ved å inngå forward kontrakter med eksportører. En skulle derfor tro at det ville være mulig å inngå langsiktige kontrakter om oljesalg direkte mellom land (eksempelvis er jo store deler av Norges gass salg regulert av langsiktige kontrakter).

Swap avtaler

En interessant avart av forward kontrakter er såkalte swap avtaler. Dette er en avtale mellom to aktører om å bytte kontantstrøm i henhold til en forhåndsbestemt formel. Teknisk sett kan disse avtalene betraktes som en portefølje av forward kontrakter med den viktige egenskapen at de vanligvis er av langsiktig karakter. Swap avtaler er særlig brukt som sikringsinstrument for renter og valutakurser, men er i økende grad blitt tilgjengelig også for sikring av råvarepriser (inkl. oljepris).

En oljeeksportør som produserer en million fat per år kan f.eks. inngå en avtale hvor han mottar USD 18 mill. per år, mot at han betaler $1.000.000 \times S_t$ til motparten, hvor S_t er spotprisen på olje. En slik avtale kan f.eks. gjelde for fem år, og hvert av årene vil produsenten motta en kontanstrøm:

Salg av olje:	$1.000.000 \times S_t$
- Forpliktelse i swap:	$1.000.000 \times S_t$
+ Betaling fra swap:	<u>18.000.000,- (USD)</u>
= Årlig kontantstrøm	18.000.000,- per år,

Dette tilsvarer en sikker oljepris på USD 18 per fat. Motparten i kontrakten sikrer på tilsvarende måte at han skal betale USD 18 per fat for en million fat i fem år fremover.

Swap avtaler kan altså være godt egnet til å låse oljeprisen for relativt lang tid av gangen. Som ved ordinære forward kontrakter er en viktig praktisk utfordring å finne motparter til relativt store volum, men fordelene synes såpass viktige at dette ikke uten videre bør avskrives.

3.2. *Futures*

De grunnleggende kjennetegn ved futures-kontrakter er de samme som ved forwards.

En futures-kontrakt på olje er også en avtale mellom to parter om å kjøpe og selge olje på et bestemt fremtidig tidspunkt til en på forhånd bestemt pris. De viktigste

forskjellene mellom futures- og forward-kontrakter er, for det første, at futures er

standardiserte avtaler som vanligvis omsettes over børs.⁴ Med futures slipper en altså å

søke etter en motpart for sin spesielle kontrakt; børsen hvor futures omsettes vil

vanligvis garantere at vilkårene i kontrakten blir oppfylt. Ulempen er at dette gir

mindre muligheter til å skreddersy vilkårene i kontraktene etter partenes behov. For det

andre spesifiseres det vanligvis ingen eksakt leveringsdato i futures kontrakter.

Kontraktene spesifiserer kun en leveringsperiode, og for råvarer (herunder olje) er

denne oftest en hel måned. Den som selger råvaren future (oljeeksportøren) har rett til

å velge tidspunkt i leveringsperioden som produktet blir levert.

I et velfungerende futures marked vil futures prisen på varen (olje) konvergere mot

spot prisen i leveringsperioden. For å se hvorfor det må være slik, kan vi anta futures

prisen ligger over spot prisen i leveringsperioden. Aktørene i dette markedet kan da

oppnå en riskofri gevinst gjennom å (i) selge en futures kontrakt, (ii) kjøpe varen, og

(iii) levere denne til motparten i futures kontrakten. Dette gir en sikker profitt på hver

kontrakt lik differansen mellom futures og spot prisen. I et effektivt marked vil

imidlertid slike muligheter for risikofrie gevinster bli utnyttet umiddelbart, noe som

fører til at futures prisen faller. Et helt symmetrisk argument kan føres for en situasjon

hvor futures prisen er lavere enn spot prisen i leveringsperioden. Her vil forsøk på å

oppnå en risikofri gevinst føre til at futures prisen øyeblikkelig stiger. Den eneste

⁴ Se Hull (1993, kap. 2) og Chance (1989) for detaljerte beskrivelser av hvordan handelen med futures er organisert. De største markedene for råvarefutures er Chicago Board of Trade, Chicago Mercantile Exchange og London Metal Exchange.

futures prisen som er forenlig med "likvekt" i leveringsperioden er at den er lik spot prisen.

Sikring av oljepriserisiko med futures

På samme måte som med forward kontrakter kan en stor oljeprodusent redusere fremtidig priserisiko ved å innta en "short" posisjon i futures kontrakter. Igjen er det også slik at sikring med futures gjør utfallet sikrere på forhånd; det forbedrer ikke nødvendigvis utfallet sett i etterpåklokskapens klare lys. Det er imidlertid også slik at futures i praksis har mindre sikringspotensiale enn forward kontrakter. Årsakene til dette er at:

- Varen som man ønsker å sikre prisen på kan være en annen enn den varen som er den underliggende i futures kontrakten. For olje er dette neppe et betydelig problem, siden prisendringer på de ulike oljetyper vil være høyt korrelert.
- Oljeprodusenten kan være usikker på de eksakte datoene for når de aktuelle kvanta kan leveres.
- Sikringsstrategien kan kreve at futures kontrakten må gjøres opp før dens utløp.

Disse problemene gir opphav til det som kalles basis risiko knyttet til futures kontrakter.

Basisen i en sikringssituasjon er definert som:

$$\text{Basis} = \text{Spot pris på varen (olje)} - \text{Futures pris på kontrakten som brukes}$$

I leveringsperioden vil basisen være 0 dersom den varen man forsøker å sikre prisen og den som er underliggende for futures kontrakten er den samme. Før leveringsperioden vil imidlertid spot- og futures prisen generelt være forskjellig, og basisen dermed forskjellig fra null (den kan være både positiv og negativ).

La oss se nærmere på den *basis risiko* som oppstår ved at futures kontrakten må gjøres opp før dens utløp. Anta at en oljeprodusent selger futures på tidspunkt t_1 og må levere oljen på tidspunkt t_2 , som er før futures kontraktens utløp. Basisen på hhv. tidspunkt t_1 og t_2 er

$$b_1 = S_1 - f_1$$
$$b_2 = S_2 - f_2,$$

hvor S_i og f_i er hhv. spot og futures prisen per fat olje på tidspunkt i , $i = t_1, t_2$. Ved levering av oljen oppnår produsenten prisen S_2 for oljen som selges, og realiserer en profitt lik $f_1 - f_2$ på futures kontrakten. Fra den siste ligningen over finner vi derfor at den effektive prisen per fat olje med sikringsstrategien er

$$S_2 - f_2 + f_1 = b_2 + f_1.$$

Verdien på f_1 er selvsagt kjent på tidspunkt t_1 . Hvis dette hadde vært tilfellet også for b_2 , kunne produsenten låse inn en sikker effektiv oljepris på t_2 . Siden det er usikkerhet knyttet til fremtidig basis, står produsenten ovenfor basis risiko, og sikringsstrategien er imperfekt. Dette illustrerer at det er vanskeligere å oppnå perfekt sikring av oljeprisen med standardiserte futures kontrakter enn med skreddersydde forward kontrakter.

Så langt har vi antatt at den posisjon som oljeprodusenten tar i futures kontraktene er like stor som den eksponeringen han har for oljeprisendringer. Det vil si at vi har antatt at den optimale sikringsbrøken er lik 1. Dette gjelder ikke generelt hvis produsents mål er å minimere sin oljeprisrisiko. La $dS = S_2 - S_1$ og $df = f_2 - f_1$, mens σ_s er standard avviket til dS , σ_f er standard avviket til df , ρ er korrelasjonskoeffisienten mellom dS og df , og h er sikringsbrøken. For oljeprodusenten vi betraktet over er verdiendringen i hans portefølje fra t_1 til t_2 gitt ved $dS - hdf$. Variansen til denne verdiendringen er gitt ved

$$v = \sigma_s^2 + h^2 \sigma_f^2 - 2h\rho\sigma_s\sigma_f.$$

Ved å partiell derivere dette uttrykket med hensyn på h og sette den deriverte lik 0, finner vi at den sikringsbrøken som minimerer denne variansen er gitt ved

$$h^* = \rho \frac{\sigma_s}{\sigma_f}.$$

En oljeprodusent som ønsker å ha lavest mulig usikkerhet med hensyn til verdiendringen av sin samlede portefølje mellom t_1 og t_2 , vil velge en sikringsbrøk lik produktet av korrelasjonen mellom dS og df og forholdet mellom standard avvikene til dS og dF .

Rullerende futures-posisjoner

Standardiserte futures kontrakter har oftest relativt kort løpetid, sjelden mer enn et år frem i tid. Om en oljeprodusent ønsker å redusere sin eksponering for oljeprisendringer vha. futures lengre frem i tid enn det omsettes kontrakter for, må han følge en rullerende sikringsstrategi. Dette innebærer simpelthen at man nuller ut kontraktene

(dvs. at man går "long" i de kontraktene man inntil da har vært "short" i) kort tid før de løper ut, og tar en ny "short" posisjon i samme type kontrakt med en senere leveringsperiode.

Anta eksempelvis at oljeprodusenten ønsker å sikre prisen på olje som skal selges i periode t_T , og at vi har futures kontrakter med forfall i $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$, hvorav kun de med kortest tid til leveringsperiode omsettes per i dag. En rullerende sikringsstrategi vil innebære følgende adferd frem til t_T :

t_1 : selger futures med leveringsperiode kort tid etter t_2
 t_2 : nuller ut posisjon fra t_1
 selger futures med leveringsperiode kort tid etter t_3
 t_3 : nuller ut posisjon fra t_2
 selger futures med leveringsperiode kort tid etter t_4
: : :
: : :
 t_n : nuller ut posisjon fra t_{n-1}
 selger futures med leveringsperiode kort tid etter t_T
 t_T : nuller ut posisjon fra t_n .

Merk at denne strategien gir n basis riski, eller kilder til usikkerhet om verdien av oljeprodusentens posisjon. Vi illustrerer hvordan rullerende strategier fungerer med et eksempel:

I oktober 1999 ønsker en stor oljeprodusent å redusere usikkerheten med hensyn til prisen den vil få for sin produksjon av 1 mill. fat olje i februar 2001. Den bestemmer seg for å bruke futures omsatt over børs i London til dette formålet, og beregner en optimal sikringsbrøk på 1. Det konstrueres fortløpende futures med leveringsperiode i mars, juni, september og desember, men i oktober 1999 handles det ikke i kontrakter med leveringsperiode etter juni 2000. Oljeprodusenten starter derfor med å gå short i juni 2000 futures med et volum tilsvarende 1 mill. fat. I mai 2000 er det mulig å handle kontrakter med leveringsperiode desember 2000. Produsenten ruller derfor sin posisjon frem til desember 2000, for så i november 2000 å rullere posisjonen frem til mars 2001. Endelig så nulles mars 2001 kontrakten ut i februar 2001.

Anta at spot prisen faller fra 18 USD til 14 USD mellom oktober 1999 og februar 2000. Anta også at juni 2000 kontrakten har leveringspris 17,50 USD og nulles ut til

17,60 USD, som gir et tap på 0,10 USD per fat. Desember 2000 futures har leveringspris 16,50 USD i mai 2000, og nulles ut til 15,50 USD per fat. Denne kontrakten gir dermed en fortjeneste på 1,00 USD per fat. Til slutt inngås mars 2001 futures til leveringspris 14,40 USD og nulles ut til 14,00 USD, noe som gir profitt på 0,40 USD per fat. Total profitt på strategien blir følgelig $(0,40 + 1,00 - 0,10)$ 1,30 USD per fat som kompensasjon for oljeprisfallet på 4 USD per fat.

Dette eksemplet illustrerer det generelle poenget at futures gir imperfekt sikring som følge av basis risiko, og at sikringen blir ytterligere svekket med rullerende posisjoner ettersom man da pådrar seg flere basis risiki. Vi merker oss dog at posisjonen gir en betydelig kompensasjon ved at oljeprisfall, samtidig som deler av ”oppside” potensialet ved stigende oljepris beholdes. I sistnevnte tilfelle vil den rullerende strategien isolert sett gi et tap, men stigningen i spot prisen ville mer enn oppveie dette.

3.3. Opsjoner på futures

Som understreket overfor kan forward og futures kontrakter brukes til å redusere prisrisikoen på fremtidig oljesalg. Hvis det viser seg at oljeprisen stiger over forward/futures prisen, ville oljeinntektene bli høyere uten at kontraktene hadde blitt inngått. I dette avsnittet skal drøfte hvordan opsjoner kan benyttes for å beholde (deler av) inntektsøkningen ved en eventuelt økende oljepris, samtidig som risikoen for lavere oljepris, i prinsippet, kan elimineres.

Generelt om opsjoner

Det er to grunnleggende opsjonstyper. En kjøpsopsjon gir dens eier en rett til å kjøpe det underliggende aktiva for en bestemt pris (innløsningsprisen) innen eller på et bestemt tidspunkt. En salgsopsjon gir dens eier en rett til å selge underliggende aktiva for innløsningsprisen innen eller på et bestemt tidspunkt. Opsjoner av amerikansk type kan innløses når som helst i opsjonens levetid, mens europeiske opsjoner bare kan innløses levetidens siste dag.

Vi merker oss at opsjoner gir eieren en rett til å kjøpe/selge der underliggende produkt (evt. verdipapir). Han trenger selvsagt ikke benytte seg av denne retten. Dette skiller opsjoner fra futures og forwards, hvor eieren har en plikt til å kjøpe/selge produktet. I motsetning til forwards/futures må man imidlertid betale for å inngå en opsjonskontrakt (opsjonspremien).

Det er selvsagt også to parter i opsjonskontrakter; en kjøper og en selger av opsjonen. En selger av en opsjon mottar penger når kontrakten inngås (opsjonspremien), og påtar seg en forpliktelse til å selge (kjøpe) underliggende aktiva til innløsningsprisen ved kjøpsopsjoner (salgsopsjoner). Det er altså fire grunnleggende opsjonsposisjoner: (a) Kjøpe kjøpsopsjoner, (b) kjøpe salgsopsjoner, (c) selge kjøpsopsjoner, og (d) selge salgsopsjoner.

Sikring av oljepriser med opsjoner på futures

Det handles ikke opsjoner som har råolje som direkte underliggende produkt. Imidlertid omsettes det meget likvide opsjoner med futures på olje som underliggende aktivum (eksempelvis på New York Mercantile Exchange). Når eieren av en kjøpsopsjon på en futures kontrakt innløser opsjonen, får vedkommende en "long" posisjon i futures kontrakten og et kontantbeløp lik den gjeldende futures prisen minus innløsningsprisen på opsjonen. Innløsning av en salgsopsjon på en futures gir en "short" posisjon i kontrakten og et beløp gitt ved innløsningspris minus gjeldende futures pris.⁵ Vi vil nå illustrere hvordan slike opsjoner kan benyttes til å redusere tapspotensialet på den underliggende futures kontrakten for en oljeprodusent som har brukt slike kontrakter til å sikre fremtidige oljepriser.

Over betraktet vi en oljeeksportør som skulle selge en million fat olje om et år. Anta at eksportøren har inngått en futures kontrakt om levering av olje til 18 USD per fat for å redusere den prisrisikoen han står ovenfor. Han ønsker imidlertid å redusere det tapet knyttet til futures kontrakten som vil oppstå dersom spot prisen er høyere enn 18 USD om et år. Dette kan gjøres ved å kjøpe kjøpsopsjoner på futures kontrakten for 1 million fat, med innløsningspris på 18 USD per fat. Anta at oljeeksportøren beholder både futures kontrakten og opsjonen til de løper ut. Dersom oljeprisen er lavere enn 18 USD om et år vil oljeeksportøren realisere en gevinst lik $[18 - \text{spot pris}] \times 1 \text{ million USD}$ på futures kontrakten, mens opsjonen vil forfalle verdiløs. Hvis oljeprisen er høyere enn 18 USD, vil han få et tap lik $[\text{spot pris} - 18] \times 1 \text{ million USD}$ på futures kontrakten. Dette tapet vil imidlertid bli utlignet av en tilsvarende gevinst på opsjonen. For å se dette må vi først huske at futures prisen er lik spot prisen i leveringsperioden for oljen (se avsnitt 3). Ved å innløse opsjonen vil oljeeksportøren følgelig motta et

⁵ Merk at eieren av en kjøpsopsjon (salgsopsjon) aldri vil innløse opsjonen dersom gjeldende futurespris er lavere (høyere) enn innløsningsprisen.

kontantbeløp lik tapet på sin futures på å selge olje, samt en "long" posisjon i en futures kontrakt som øyeblikkelig kan nulles ut uten kostnader.

Vi ser dermed at det med en kombinasjon av futures og opsjoner på disse kontraktene i prinsippet er mulig å sikre seg en minimumspris på oljen, samtidig som tapspotensialet på futures kontraktene elimineres. Det er imidlertid viktig å merke at dette oppnås ved å betale en kostnad i forkant, nemlig opsjonspremien.

3.4. Priser på forwards og futures

Vi vil nå drøfte hvordan forward og futures priser er avhengig av prisen på det underliggende produktet (olje). Generelt er forward og futures priser forskjellige på grunn av at transaksjonskostnadene er forskjellige, og at futures kontrakter oftest er mer likvide og enklere å handle enn forward kontrakter. Det er likevel rimelig å anta at forward- og futurespriser på samme produkt (olje) i de fleste tilfeller vil være nokså like. Vi vil bruke denne antagelsen, og bruke symbolet F for både forward og futures prisen på olje.

I teorien for forward/futures priser på råvarer går et viktig skille mellom råvarer som primært handles som et investeringsobjekt av de fleste aktører, og råvarer som først og fremst etterspørres med tanke på konsum. Gull og sølv er eksempler på første kategori, mens olje hører til sistnevnte type. Som vi skal se under er det (under visse forutsetninger) mulig å finne eksakte uttrykk for forward/futures prisene på råvarer som primært etterspørres for investeringsformål, mens vi kun kan oppnå uttrykk for den øvre grense for forward/futures prisen for olje.

La oss begynne med å se på forward/futures priser for råvarer av førstnevnte type. La S være spot prisen på råvaren på tidspunkt t og r en konstant risikofri rente. Anta videre at det er kostnader knyttet til å lagre råvaren, og bruk symbolet U for nåverdien av lagringskostnadene som påløper i løpet av en forward/futures kontrakts løpetid (som er lik $T - t$). I et marked hvor mulighetene for risikofrie gevinster hurtig blir utnyttet, må det være slik at forholdet mellom forward/futures og spot prisen på råvaren på tidspunkt t er gitt ved

$$F = (S + U) \exp[r(T - t)].$$

For å vise at dette må holde, anta først at $F > (S + U) \exp[r(T - t)]$. På tidspunkt t kan en investor da: Låne et beløp $S + U$ med tilbakebetaling på T , kjøpe råvaren, betale lagringskostnadene, og innta en "short" posisjon i en forward/futures kontrakt. På

tidspunkt T kan følgelig råvaren selges for F , hvorav $S \exp[r(T - t)]$ brukes til å tilbakebetale lånet. Resterende, $F - (S + U) \exp[r(T - t)]$, er altså en gevinst som kan låses inn på t , hvilket er inkonsistent med likevekt i et vel fungerende kapitalmarked. Et parallelt argument kan brukes for å vise at også $F < (S + U) \exp[r(T - t)]$ er uforenlig med likevekt, og dermed har vi demonstrert at forholdet mellom F og S må være som hevdet ovenfor.

For råvarer som olje kan vi imidlertid ikke bruke denne typen symmetrisk argument. Riktignok er det slik at $F > (S + U) \exp[r(T - t)]$ fortsatt ikke er forenlig med likevekt. En investor kan da låse inn en sikker fortjeneste ved å låne, kjøpe olje, betale lagring og gå "short" i forward/futures på tidspunkt t , for så å reversere posisjonen på T . Situasjonen med $F < (S + U) \exp[r(T - t)]$ kan imidlertid være forenlig med likevekt for råvarer som olje. Med eksempelvis gull kunne man her oppnådd en risikofri gevinst ved å selge gull, investere salgssummen og de sparte lagringskostnadene til risikofri rente, og kjøpe gull forwards/futures på tidspunkt t . For olje har imidlertid en egenverdi å sitte med selve varen, siden den da kan konsumeres ved behov. Å sitte med forwards/futures for å kjøpe olje senere er bare et imperfekt substitutt for å ha oljen fysisk på lager. Dermed er det mulig å observere forward/futures og spot priser på olje som oppfyller den siste over ulikheten i likevekt. Det vi kan konkludere med om sammenhengen mellom F og S på olje er altså at

$$F \leq (S + U) \exp[r(T - t)].$$

I likevekt er forward/futures prisen på tidspunkt t mindre eller lik sluttverdien av spot pris pluss lagringskostnad per enhet når denne summen investeres risikofritt frem til tidspunkt T .

Et viktig spørsmål for aktører i futuresmarkeder er hvorvidt futures prisen på en råvare er lik dens fremtidige forventede spot pris. Ofte regner man med at futures prisen vil være lavere enn forventet spot pris (ofte kalt en situasjon med "normal backwardation")⁶ fordi aktører som er i markedet for sikringsformål oftest har en short posisjon, mens aktører som spekulerer i futures oftest er long. Siden "spekulanter" krever kompensasjon for risiko i sine posisjoner må de forvente en gevinst utover risikofri rente for å være villig til å kjøpe futures, dvs. at futures prisen i gjennomsnitt må være lavere enn forventet spot pris. Sikringsaktører ("hedgers") vil være villig til å

⁶ Den motsatte situasjonen, futures pris $>$ forventet fremtidig spot pris, kalles "contango".

inngå kontrakter hvor forventet gevinst er negativ fordi posisjonen samtidig reduserer risikoen til vedkommendes samlede portefølje.

Vi bør merke oss at hvorvidt backwardation er det normale har betydning for hvor attraktive futures kontrakter fremstår som et instrument for å sikre oljepriser. Hvis det er slik, vil en oljeprodusent måtte forvente å tape på sine futures posisjoner i det lange løp. Reduksjonen i risiko må følgelig veies opp mot et slikt eventuelt forventet tap. Den empiriske litteraturen omkring forholdet mellom futures priser og forventet spot pris gir imidlertid ikke noe klart svar på om hvorvidt backwardation er det normale. Vi vil komme tilbake til denne problemstillingen i neste kapittel.

4. Terminmarkedet for råolje

Inntil begynnelsen av 1970-tallet var oljeproduksjonen kontrollert av de store oljeselskapene, og oljeprisen var relativt stabil. De store vertikalt integrerte selskapene beholdt oljen innenfor sine egne rafinerings- og distribusjonssystem, og svært lite ble omsatt på spot-markedene. I den grad olje ble omsatt mellom selskapene, var det i stor grad langsiktige kontrakter som ikke ga noen grunn for hedging mot kortsiktige kurssvingninger.

De to oljeprissjokkene i 1973 og 1979 sammen med strukturskiftet i oljeindustrien på slutten av 1970- og begynnelsen av 1980-tallet endret markedet fundamentalt. Prisvolatilitet ble et karakteristisk trekk, og risikoen og usikkerheten for fremtidig prisutvikling førte til at nye finansielle produkter ble utviklet for at aktørene i markedet skulle kunne sikre seg. Om markedet for råolje historisk har vært mindre og dårligere utviklet enn andre varemarkeder, har dette markedet i løpet av de siste drøyt 15 årene raskt utviklet seg til å bli stadig mer sofistikert.

Utviklingen av markedet for produkter avledet av råolje er et godt eksempel på hvordan et marked skapes når behovet eksisterer. Hva det videre er viktig å ha i mente ved gjennomgangen av disse avledede produktene, er at det er med risiko som det er med energi -- det verken skapes eller blir borte, men blir kun overført fra et sted til et annet. Dersom det ender opp hos noen som vet å håndtere den, ville alle komme bedre ut av det.

Dette kapittelet gir en nærmere vurdering av markedet for finansielle produkter avledet av prisen på råolje; hvilke typer råolje som omsettes; hvilke avledede

finansielle produkter som finnes; hvor de omsettes; hvordan de omsettes og hvordan forskjellige produktene prises i forhold til hverandre. Avslutningsvis diskuterer vi hvordan disse finansielle produktene kan benyttes for å sikre Norges petroleumsinntekter mot kortsiktige svingninger i oljeprisen.

4.1. Typer avledede kontrakter

Som gjort rede for i kapittel 3 kan det grovt sett skilles mellom to typer avledede kontrakter. På den ene siden er det opsjonskontrakter som innebærer en *rett*, og ikke en plikt, til å kjøpe eller selge en eiendel til en fastsatt pris på eller innen en bestemt dato. På den andre siden er det terminkontrakter der selger *forplikter* seg til å levere en bestemt eiendel på eller innen en bestemt dato. Oppsummeringsmessig vil vi presisere følgende definisjoner:

Terminkontrakter

Terminkontrakter kan igjen deles opp i forward- og futureskontrakter. Det viktigste skillet mellom forward- og futureskontrakter er at ordinære futureskontrakter rejusteres daglig ved at kjøper og selger blir godskrevet/belastet for gevinst/tap, mens ordinære forwardkontrakter gjøres først opp ved forfall. Futureskontrakter er videre standardiserte, mens forwardkontrakter ikke nødvendigvis er det.

Sentrale parametre i standardiserte futureskontrakter er hva slags eiendel som skal leveres når og hvor, dato for levering, sted for levering og sikkerhet. Når en futurekontrakt inngås mellom to parter, bryter en clearingsentral inn slik at kontrakten mellom kjøper og selger erstattes av en to kontrakter mellom clearingsentralen og hhv. kjøper og selger. For at clearingsentralen skal sikre seg mot tap må partene stille sikkerhet når en kontrakt inngås.

Opsjonskontrakter

Det er to hovedtyper opsjoner, kjøpsopsjoner (*call*) og salgsopsjoner (*put*). Av disse igjen finnes det to hovedtyper; amerikanske opsjoner som kan utøves når som helst inntil forfallstidspunktet, og europeiske opsjoner som bare kan utøves på forfallstidspunktet. Mens futures-kontrakter enten må likvideres før eller gjøres opp på terminaltidspunktet, har opsjonskontrakter et tredje alternativ, å la være benytte opsjonen.

Ikke alle opsjoner er handlet som standardiserte kontrakter over børser. En samlebetegnelse på inngåelse av slike ikke-standardiserte kontrakter er 'over-the-counter' (OTC) handel.

Swaps

Swaps er en annen metode enn futures-, forward- eller opsjonskontrakter for å låse en pris eller en margin for så vel selger som kjøper av en vare. Prinsippet er svært enkelt. For eksempel kan en produsent sette opp en swap for et gitt kvantum over en gitt periode til en pris lik vektet forventet markedspris i denne perioden. Hvis prisen ved slutten av perioden viste seg å ha vært høyere enn den fastsatte prisen, betaler produsenten differensen til motparten i swap-handelen, og motsatt dersom prisen var lavere.

Benchmarking

I varer med svært mange varianter handles, er benchmarking en nødvendig del av markedet. Benchmarking hjelper til for å separere de to faktorene som bestemmer prisen på hver enkelt variant av varen. Den første faktoren er informasjon som influerer det generelle prisnivået på varegruppen som varen er en del av. Man bruker da benchmarket som proxy for det generelle prisnivået. Den andre faktoren er det som bestemmer differansen mellom varianten og benchmarket. I oljemarkedet har differansene mellom råoljegradene historisk vært betydelig mer stabile enn det generelle prisnivået på råolje.

4.2. De viktigste råoljetyperne

Av råoljegradene som omsettes på verdens råvarebørser er Brent blend, Dubai og West Texas Intermediate (WTI) de viktigste benchmarkene for futuresomsetning. Hver av disse råoljene definerer separate markeder med egne lokaliserings- og institusjonelle karakteristika.

Noen av de viktigste karakteristikaene ved råolje er tyngde, svovelinnhold og karboninnhold. Et mye benyttet mål på tyngde er API⁷ gravity. Høyere API gravities innebærer lettere oljer. Svovelinnhold måles som svovelandel av vekt, og

⁷ American Petroleum Institute

karboninnhold måles som karbonandel av vekt. Råoljer med lavt svovelinnhold karakteriseres som søte, mens de med høyt svovelinnhold karakteriseres som sure.

WTI er en lett, søt råolje med leveringspunkt Cushing, Oklahoma, knutepunkt for spot-marked-omsetning i USA. WTI er benchmark for omsetningen i Nord-Amerika.

Det viktigste oljemarkedet er markedet for Brent blend. Brent blend er en lett, søt råolje. Brent blend er ikke olje fra et felt, men en sammensatt råolje fra 19 separate oljefelt som transporteres med rørlinjesystemene Brent og Ninian til terminalen Sullom Voe på Shetlandsøyene. Fordi karakteristikaene på de forskjellige råoljene varierer mellom feltene, varierer også målene på Brent blend. For de enkelte bestandelene varierer API mellom 30-31 og 39-40 grader, mens svovelinnholdet varierer fra 0.2 til 1.0 prosent.

Brent er således ikke en samlebetegnelse på all råolje fra Nordsjøen slik enkelte tilsynelatende tror. I kvalitet ligger de forskjellige Nordsjøoljene imidlertid tett opp mot hverandre og har flere felles karakteristika. Brent blend er derfor det naturlige benchmark for prising av all Nordsjøolje.

Brent ble videre et internasjonalt benchmark fra begynnelsen av 1980-tallet. På grunn av flere faktorer er det blitt den mest benyttede referansen: for det første er produksjonen av Brent relativt høy i forhold til andre råoljegrader; for det andre er eierskapet spredd mellom mange aktører, noe som sikrer stor omsetning og et likvid marked; for det tredje er det Nordsjøens strategiske posisjon som sikrer eksport til alle de viktigste markedene i verden; og for det fjerde har prisene historisk vært satt uten statlig innblanding. Mulighetene for eksport skiller Brent blend fra kvaliteter som WTI er lukket på land og derfor ikke omsettes på verdensmarkedene.

Dubai er en råolje en middels tung, sur råolje. Dubai, eller et vektet snitt med Oman, er og har vært referansepunkt for det meste av omsetningen av råolje til Det fjerne østen. Brent-Dubai differansen (på spot-markedene) blir sett på som en god indikator på den relative styrken i vestlige markeder mellom kort transport, søte råoljer og lang transport, sure råoljer. (Horsnell og Mabro 1993)

4.3. *Datert Brent og 15-dags Brent*

Handel i andre Nordsjøoljer enn Brent blend skjer nesten utelukkende som differensial til prisen på Brent blend. Det er derfor nødvendig å forstå Brent blend markedet for markedet for råolje fra Nordsjøen.

Skillet mellom spot- og terminhandel i råolje er ikke alltid like klart. I andre varemarkeder er spot-markedet kjennetegnet ved rask overføring av varen mellom partene. På grunn av infrastrukturen i oljeindustrien hvor avtaler med rørledninger, terminaler og tankere må gjøres lang tid i forveien, er dette ikke et kjennetegn ved spot-markedet for råolje. En mulig definisjon på spot-handel i oljeindustrien er handel av et spesifikt kvantum for levering innen et gitt, kort tidsinterval. En slik definisjon er vag, og det er store grå områder.

Det er to typer transaksjoner i det fysiske Brent blend markedet; 'datert Brent' og '15 day Brent'. For alle praktiske formål er førstnevnte en spot-kontrakt, mens sistnevnte er en forward-kontrakt. 'Datert Brent' er et fysisk marked for gitte kvanta råolje som er i transit eller hvor lossedato er kjent.

'15-dags Brent' handles normalt for kontrakter en til fire måneder fremover. Markedet ble etablert på slutten av 1970-tallet, og det har utviklet seg til å bli det største og viktigste forward-markedet for råolje i verden. Kontraktene baseres på levering av 500.000 fat (5% toleranse). De fleste kontraktene i '15-dags Brent'-markedet blir klarert med 'bookout' hvor partene blir enige om å kansellere gjensidige kontrakter ved kontantoppgjør. Det er ingen sentral børs.

Det er hovedsaklig to former for handel i '15-dags Brent'. De kan enten bli handlet som separate kvantum med en absolutt pris eller som handler på spread som igjen innebærer kjøp og salg av to eller flere kvanta. Spread-kontrakter kan ha former som *inter-month spreads*, *inter-crude spreads* eller *box trade*, hvor sistnevnte er en kombinasjon av de to førstnevnte.

4.4. *De viktigste futures-markedene*

De tre viktigste børsene for omsetning av råoljederivater er NYMEX (New York Mercantile Exchange), IPE (International Petroleum Exchange) i London og SIMEX (Singapore International Monetary Exchange).

NYMEX er verdens fjerde største futures marked målt etter antall kontrakter etter CBT, CME og LIFFE; det er verdens største marked for energi-futures; og

kontrakten for lett, søt råolje er verdens mest handlede råvarefutures (Horsnell og Mabro 1993).

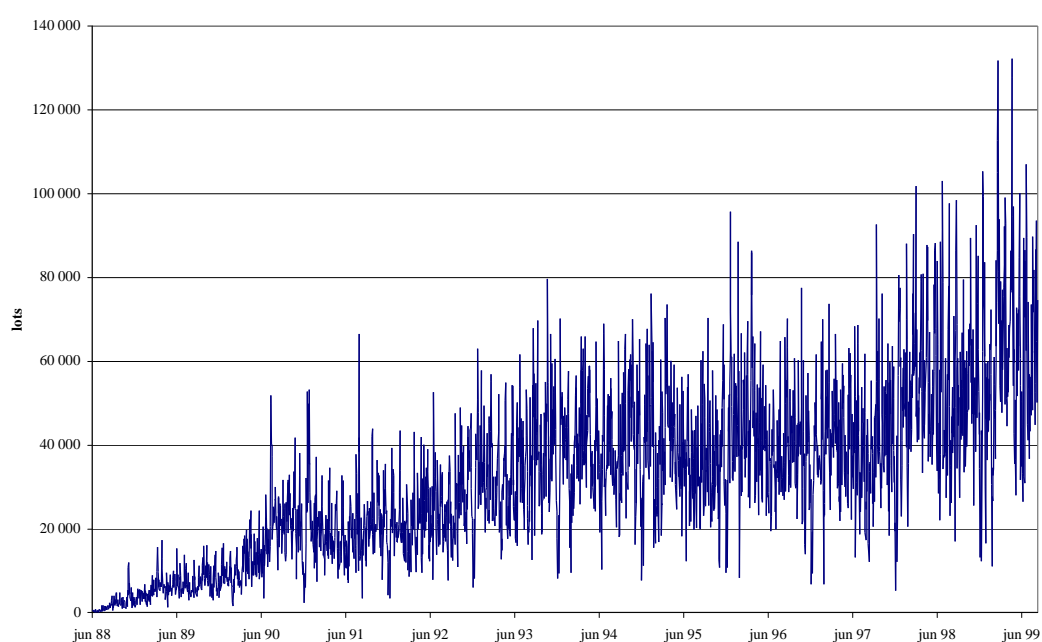
International Petroleum Exchange (IPE) ble etablert i 1980, og er det viktigste markedet for futures-kontrakter på Brent blend. I tillegg til futures-kontrakter på Brent blend, omsetter de også standardiserte futures-kontrakter på *gas oil*, *natural gass* og *fuel oil*.

SIMEX ble etablert i 1984 og var det første markedet for finansielle futures i Asia. SIMEX har en *Brent Crude Mutual Offset Agreement* med IPE som muliggjør at posisjoner som er åpnet i på IPE eller SIMEX kan ble klarert eller avsluttet enten i London eller Singapore.

Light, sweet crude oil futures og NYMEX

NYMEX lanserte *light, sweet crude oil futures* i mars 1983. NYMEX-kontrakten på lett, søt råolje blir ofte fremstilt som en kontrakt på West Texas Intermediate (WTI). Dette er i strengt forstand galt. Faktum er at WTI er én av flere råoljegrader som kan aksepteres levert under denne kontrakten, herunder blant andre Oseberg og Ekofisk. Problemet er imidlertid at grunnet amerikanske importregler så omsettes det kun i liten grad futures på importerte råoljegrader.

Minste kvantum er 1.000 fat. Det handles til enhver tid 22 forskjellige kontrakter for levering opp til tre år ut i tid; de 18 umiddelbart etterfølgende månedene, samt fire måneder lengre ut.



Figur 3 Utvikling volum IPE futures 1988-1999

Brent Crude futures og IPE

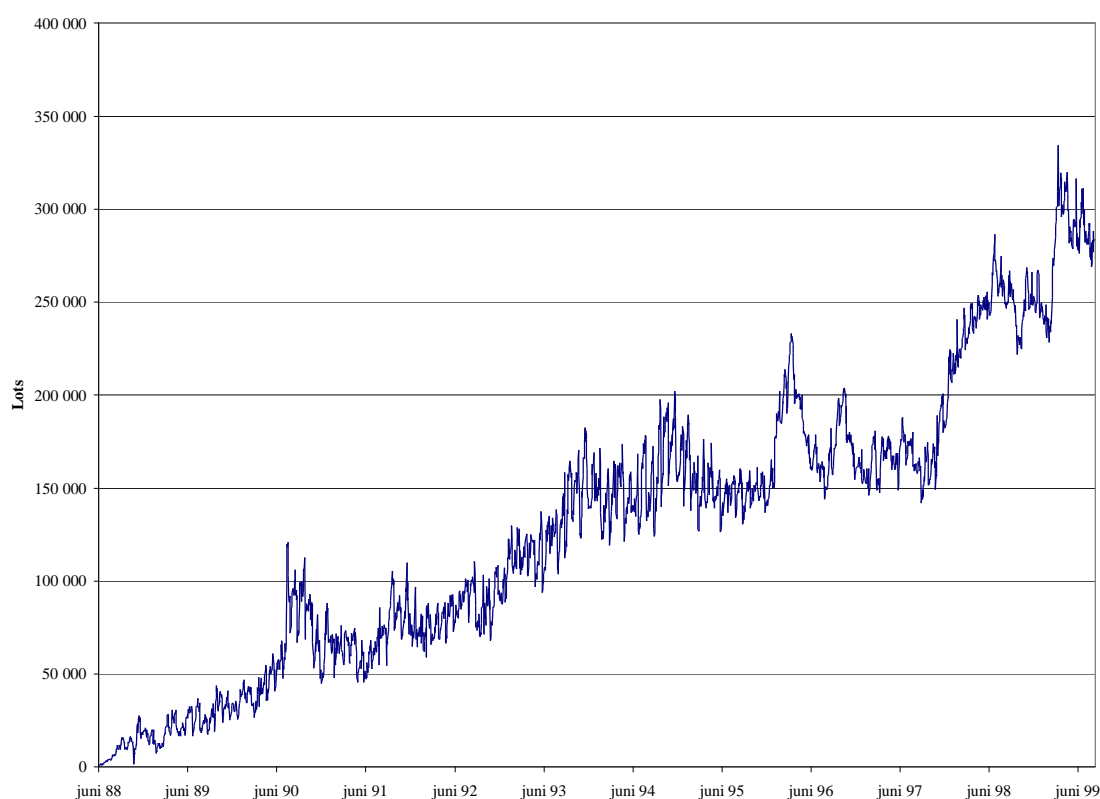
IPE forsøkte to ganger tidlig på 1980-tallet å lansere futures-kontrakter for Brent, første gang i 1983 og andre gang i 1985. Et problem ved disse kontraktene var at de var for store – 500.000 fat (med 5% toleranse). En futures-kontrakt burde ideelt være mindre – omkring 1.000 fat eller mindre. I likhet med de fleste andre futures-kontrakter på denne tiden var disse også basert fysisk levering, for Brent futures fra Sullom Voe på Shetland.

For å åpne for mindre kontrakter ble Rotterdam valgt som sted hvor mindre kvanta skulle bli plukket opp. I teorien skulle dette tillate kontrakter ned mot 1.000 fat. Problemene var imidlertid for det første at aktørene ikke var interessert i å benytte Rotterdam, og for det andre at det ble prohibitivt dyrt å transportere ned mot 1.000 fat.

I 1988 introduserte så IPE sin tredje Brent råolje futures. Hva som var revolusjonerende med denne kontrakten, var at det i tillegg til fysisk levering (*Exchange of Futures for Physical – EFP*) ble åpnet for å gjøre opp kontraktene kontant (*Exchange of Futures for Swaps – EFS*). Denne innovasjonen, som var helt ny for råvaremarkeder, førte til at kontraktsstørrelsene kunne bli betydelig mindre og samtidig beholde forbindelsen til Nordsjø-prisene og markedet knyttet til Sullom Voe. Standardkontrakten på IPE er 1.000 fat.

IPE Brent crude futures contract ble en umiddelbar suksess. Ikke bare ble det tradisjonelle markedet nådd, men også nye aktører som amerikanske investeringsbanker gikk inn på markedet. Dette førte til langt bedret likviditet.

Prisene på IPE Brent crude contract blir fastsatt ved *open outcry* på handlegulvet på IPE. Dette betyr at alle avtaler og priser er fullstendig transparente og at enhver handel er offentlig i det øyeblikk den har tatt plass. Dette er i klar kontrast til markedet for fysisk levering hvor detaljer om mange avtaler forblir hemmelige. Londons posisjon i forhold til sentrale oljeproduserende land bidro tidligere også til å styrke IPE. For aktører som ønsket å reagere umiddelbart på begivenheter i disse landene, hadde IPE og London et betydelig komparativt fortrinn i forhold til NYMEX og New York.



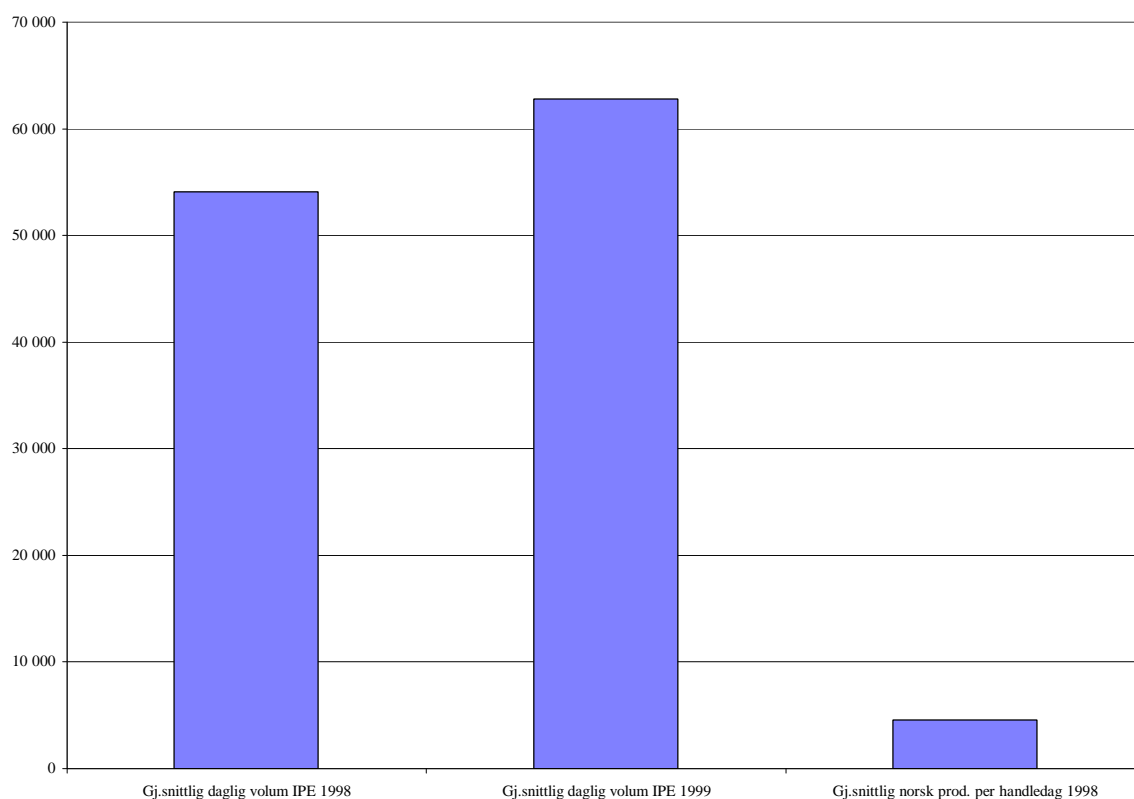
Figur 4 Utviklingen i total open interest IPE-futures 1988-1999

Ett eller to markeder

Det er uavklart hvoviddt Brent futures og WTI-kontrakter kan betraktes som ett eller to markeder. På den ene siden vektlegger markedsaktørene hvordan markedene er separate som følge av forskjellig levering; WTI-kontraktene som omsettes på NYMEX er et nasjonalt amerikansk marked, mens Brent-markedet er det internasjonale markedet. Andre markedsobservatører trekker på sin side frem hvordan det arbitrasjeres mellom markedene; at dette er finansielle markeder hvor fysisk levering kun er en mindre andel av kontraktene; at det i stor grad handles i spreads mellom WTI og Brent; og at det derfor er snakk om ett marked.

4.5. Opsjoner

De to viktigste standardiserte opsjonskontraktene som omsettes på IPE er opsjoner på gassolje og på råolje. Kontrakten på gassolje ble lansert i juli 1987, mens kontrakten på Brent blend ble lansert i mai 1989. Begge kontraktene er amerikanske opsjoner og er basert på underliggende futures og vil hvis utøvd resultere i en korresponderende



Figur 5 Daglig volum IPE og samlet norsk oljeprod. per handledag

futures-posisjon. På NYMEX finnes tilsvarende opsjonskontrakter hvor underliggende aktiva er NYMEX-futureskontrakter på lett, søt råolje.

Strip trading

Siden høsten 1995 har det vært mulig å handle standardiserte 'calendar strips' på NYMEX. En strip er simultant kjøp (eller salg) av futures-posisjoner i etterfølgende måneder. Gjennomsnittsprisen for futureskontraktene som er kjøpt (eller solgt) er prisen på sikringen. For eksempel, en seks-måneders strip består av et likt antall futures-kontrakter for hver av de seks etterfølgende kontraktsmånedene. Strips-handel gir muligheten til å gi en flerperiode sikring for en gjennomsnittspris over flere perioder.

Markedet for ikke-standardiserte kontrakter

Det er vanskelig, hvis ikke umulig, å anslå størrelsen på markedet for ikke-standardiserte kontrakter som er avledet av råolje. Spot- og forward-markedet er som vi har skrevet ikke-regulerte markeder hvor det ikke er noen sentral børs. I tillegg er det et omfattende marked for andre ikke-standardiserte kontrakter som er avledet av råolje.

Fordi disse markedene er så desentraliserte, er det svært vanskelig å belegge et eventuelt anslag på omfang og likviditet.

4.6. Størrelsen på futures-markedene

Oljeproduksjonen i norsk sektor i Nordsjøen i 1998 utgjorde omtrent 3,2 millioner fat per dag. 3,2 millioner fat per dag delt på årets dager og multiplisert med 253 aktive handledager gir gjennomsnittlig 4,6 millioner fat produsert per handledag.

Som man ser fra figuren har markedene på NYMEX og SIMEX vokst betydelig siden de ble lansert. Norsk oljeproduksjon har imidlertid også vokst betydelig og som man ser av figur 5 ville norsk petroleumsproduksjon utgjort en meget stor del av omsetningen både IPE i 1998 og 1999; i 1998 8,5% av omsetningen.

Case: Metallgesellschaft

For å belyse problemer forbundet med omfattende strategier for terminhandel, er det relevant å se nærmere på det mye omtalte "Metallgesellschaft-caset".

Metallgesellschaft (MG) er et stort tysk industrikonglomerat med virksomheter som strekker seg fra gruvedrift og ingeniørvirksomheter til handel og finansielle tjenester. Selskapet var i 1993 Tyskland 14. største. Det amerikanske datteroljeselskapet Metallgesellschaft Refining and Marketing (MGRM) rapporterte i desember 1993 om store tap på avledede aktiva. Tapene beløp seg til sist til USD 1,4 - 1,5 milliarder, og MG ble reddet av et konsortium av 150 banker.

I 1992 hadde MGRM begynt implementeringen av et aggressivt markedsføringsprogram hvor de tilbød lange kontrakter på opptil ti år med prisgaranti for levering av bensin, fyringsolje og diesel. I et forsøk på å avlaste risikoen knyttet til leveringsforpliktelsene kjøpte MGRM en kombinasjon av korte olje-swaps og futures-kontrakter som en del av en "stack-and-roll"-sikringsstrategi. I sin enkleste form innebærer en "stack-and-roll"-strategi å gjenta kjøp av et knippe eller en 'stack' av korte futures eller forward-kontrakter for å sikre langsiktig eksponering. Hver 'stack' er rullert rett før terminaltidspunkt ved å selge eksisterende kontrakter og kjøpe nye med lengre tid til forfall. MGRM implementerte sikringsstrategien sin ved å holde lange posisjoner i en bred gruppe av kontraktsmåneder og i forskjellige oljeprodukter (råolje, bensin og fyringsolje) for å minimere sikringskostnadene.

Mot slutten av 1993 falt oljeprisene markert. Fallet i spot- og korte forward-kontrakter var videre større enn fallet i lange forward-kontrakter; markedet gikk over

fra en situasjon med *backwardation* til en situasjon med *contango*. Som et resultat syntes de realiserte tapene for MGRM langt å overgå de potensielle gevinstene som kom fra de lange forwards-forpliktelsene deres. I futures-markeder reprices som kjent alle posisjoner ved slutten av hver handledag. Dette forutsetter store marginavsetninger, og MGRM ble presset på likviditeten som følge av de store utbetalingene de ble tvunget til og gevinstene som ville ligge langt frem i tid. Situasjonen forverret seg ytterligere da NYMEX som følge av MGRMs pressede situasjon for å sikre seg selv økte selskapets krav til marginavsetninger.

Da selskapets eiere med Deutsche Bank og Dresdner Bank i spissen ble kjent med situasjonen, sparket de ledelsen og ba MGRM avvikle sikringsprogrammet og de lange kontraktene. For å redde konsernet tilførte et konsortium av 150 banker MG tilsammen USD 1,9 milliarder.

Ledelsen i MGRM mente at handlemåten til styret og eierne var gal, og at det nye styret ved å avbryte kontraktene hadde gjort tapene mye større enn de ellers vill vært. I rettsaken som fulgte engasjerte blant andre den verdenskjente finansmarkedsøkonomen Merton Miller seg på siden til den gamle ledelsen i MGRM. I Culp og Miller (1995a,b) presenterte de to hovedargumenter: for det første fra en teoretisk analyse av stack-and-roll hedge; og for det andre fra en praktisk analyse av MGs evne til å forsette finansieringen av sikringsprogrammet sitt.

Den nye ledelsen i MG har primært blitt forsvart av Edwards og Canter (1995). De hadde to hovedargumenter: For det første er det forutsetningen om basis / troen på *backwardation* i oljemarkedet; og for det andre er det måten sikringsstrategien ble satt ut i livet på.

Metallgesellschaft-caset er ikke direkte overførbart til vår problemstillingen, men diskusjonen i etterkant er svært viktig for å kaste lys over noen av de mest sentrale deler av problemstillingen. Relevante faktorer er for det første kravene til marginavsetninger og for det andre at prisbildet kan være ustabilt.

Marking-to-market risk

Det som knakk MG var manglende evne og vilje til å møte de marginkravene som ble satt. Ved store kortsiktige svingninger i prisen på olje kan Den norske stat bli tvunget til svært store marginavsetninger og en likviditet som ikke eksisterer i dag. Som Miller og Culp argumenterer for, var det galt av eierne og kreditorene i MGRM å terminere kontraktene som følge av marginkravene og de potensielle tapene. For en norsk

implementering av en lignende strategi har dette tre implikasjoner: For det første kan det trekkes paralleller mellom situasjonen mellom MGRM og eierne og en tenkt tilsvarende situasjon mellom de som implementerer en eventuell norsk sikringsstrategi og opinionen representert ved politikerne. Faren er betydelig for at man i gitte situasjoner vil bli tvunget til å terminere en ellers fornuftig strategi. For det andre vil denne situasjonen som er kjent i markedet sammen med den store markedsandelen en slik norsk strategi vil få, føre til at man vil være utsatt for at andre store aktører tar posisjoner mot en. Og for det tredje, det at en så stor og tilsynelatende sikker aktør som MG var nær ved ikke å være i stand til å møte sine forpliktelser, viser at defaultrisikoen i disse markedene ikke må undervurderes, og at det kan innebære at det vil kunne være problemer ved implementering av en norsk sikringsstrategi.

Backwardation i futures-markedet for olje

Bakwardation betyr at prisen på futures er lavere en spot-prisen, mens *contango* betyr at prisen på futures er høyere en spot-prisen. Det skilles mellom sterk og svak backwardation. Sterk backwardation innebærer at futures-priser er lavere enn spot-priser, mens svak backwardation innebærer at neddiskonterte futures-priser er lavere enn spot-prisen. Blant andre Litzenberger og Rabinowitz (1995) viser empirisk på amerikanske data at det var backwardation i WTI-markedet i perioden 1984 til 1992 og at dette er konsistent med teori. Andre, som Phillips og Weiner (1994), greier imidlertid ikke å påvise backwardation i Brent-markedet.

Med unntak av for de aller enkleste rullerende futures-strategiene har backwardation eller ikke ingen betydning for hvorvidt man bør implementere en sikringsstrategi. Lærdommen fra MG-tilfellet er at hverken backwardation eller contango er vedvarende, og at dette må tas med i vurderingen ved utformingen av en sikringsstrategi.

5. Avsluttende kommentarer

Med utgangspunkt i en beskrivelse av hvordan ikke-diversifisert oljeprisrisiko skaper uønsket eksponering overfor oljeprisfluktuasjoner, gir denne rapporten en oversikt over hvordan Norge, og da i første rekke den norske stat, kan utnytte finansielle instrumenter til å sikre kontantstrømmen fra petroleumssektoren.

Vår gjennomgang av ulike instrumenter, strategier og markeder viser at det er rom for at den norske stat kan oppnå en ikke ubetydelig risikoreduksjon ved implementering av sikringsstrategier. Likevel er det flere forhold som tilsier at strategier basert på omfattende terminhandel med de ulike typene instrumenter kan skape problemer. Seriøse innvendinger omfatter blant annet:

- En omfattende sikringsstrategi basert på terminhandel synes dyr å implementere.
- Sikringsbehovet er relativt stort i forhold til markedets størrelse. Fordi man vil være en så stor aktør, vil man for det første bevege markedet, og for det andre komme i en utsatt posisjon i forhold til andre markedsaktører. Det skrives om at MG ble utsatt for bevisst spekulasjon fra noen av de store investeringsbankene.
- Det er en ikke ubetydelig default-risiko på mottager, og man vil måtte påta seg denne kostnaden i tillegg til kostnaden som er knyttet til implementering av sikringsstrategien.
- Det kan være betydelige politiske problemer knyttet til finansielle strategier som ex-ante gir risikosikring, men som ex-post kan gi betydelige tap.

Disse innvendingene er såpass alvorlige at en eventuell strategi for prissikring bør implementeres med forsiktighet. Med dette mener vi at staten kan starte med å prissikre bare en liten del av oljeproduksjonen vha. instrumentene vi har beskrevet over. Hvis forsøkene betraktes som vellykket, kan man gradvis øke andelen av produksjonen som forsøkes prissikret på denne måten. En viss bruk av finansielle virkemidler som er omtalt i denne rapporten, anser vi således som hensiktsmessig.

Imidlertid gjør innvendingene som vi har reist at det etter vårt skjønn ikke bør implementeres for omfattende strategier basert på finansielle instrumenter. Med andre ord bør man ikke ha håp om at bruk av finansielle instrumenter av omtalt type kan *eliminere* fluktuasjonene i kontantstrømmen fra petroleumssektoren. Samtidig er det klart at ytterligere reduksjon av den relevante oljeprisisikoen kan oppnås ved andre virkemidler, først og fremst ved at Statens petroleumsfond i større grad enn i dag allokeres slik at det utgjør en nasjonaløkonomisk hedge overfor oljeprisfluktuasjoner.

Referanser

Biolsi, R. A. (1995): "Spot, options, and futures oil markets", i: S. Shojai (red.): *The New Global Oil Market. Understanding Energy Issues in the World Economy*, Praeger Publishers, Westport, CT, 51-60.

Bøhren, Ø. og S. Ekern (1987): "Usikkerhet i oljeprosjekter: Relevante og irrelevante risikohensyn", *Beta*, nr. 1/87, 23-30.

Chance, D., (1989): *An introduction to options and futures*, Dryden Press, Florida.

Clubley, S. (1990): *Trading in Oil Futures*, Woodhead-Faulkner, Cambridge, UK.

Culp, C. L. og M. H. Miller (1995a): "Hedging in the theory of corporate governance: A reply to our critics", *Journal of Applied Corporate Finance*, 8, 121-127.

Culp, C. L. og M. H. Miller (1995b): "Metallgesellschaft and the economics of synthetic storage", *Journal of Applied Corporate Finance*, 7, 62-76.

Edwards, F. R. og M. S. Canter (1995): "The collapse of Metallgesellschaft: Unhedgeable risks, poor hedging strategy, or just bad luck?", *Journal of Futures Markets*, 211-264.

Golombek, R. og M. Hoel (1987): "The relationship between the price of natural gas and crude oil: Some aspects of efficient contracts", i: R. Golombek, M. Hoel og J. Vislie (red.), *Natural gas markets and contracts*, Elsevier Science Publishers, Amsterdam.

Green, S.L., K.A. Mork og K. Vaage (1994): "An outlier-based time-series analysis of the price of crude-oil over the past 130 years", BI working paper 1993/39, Handelshøyskolen BI, Sandvika.

Horsnell, P. og R. Mabro (1993): *Oil Markets and Prices. The Brent Market and the Formation of World Oil Prices*, Oxford University Press.

Hull, J.C., (1993): *Options, futures, and other derivative securities*, Prentice-Hall, New Jersey.

Kleppe, P. (1976): "Myndighetenes syn på bruken av oljeinntektene", *Sosialøkonomen*, nr. 1, 39-44.

Kuprianov, A. (1995): "Derivatives debacles. Case studies of large losses in derivatives markets", Federal Reserve Bank of Richmond's *Economic Quarterly*, 81, 1-39.

Litzenberger, R. H. og N. Rabinowitz (1995): "Backwardation in oil futures markets: Theory and empirical evidence", *Journal of Finance*, 50, 1517-1545.

Lorentsen, L. (1994): "Forvaltning av naturressurser", i: *Stabilitet og Langsiktighet: Festskrift til H. Skånland*, Norges Bank, Aschehoug forlag, Oslo.

- Lund, D. (1987): "Investing in non-marketable assets", Memorandum nr. 2, Sosialøkonomisk Institutt, Universitetet i Oslo.
- Matsen, E. og Ø. Thøgersen (1996): "Financial integration and consumption comovements in the Nordic countries", SNF-rapport 81/96, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, Bergen.
- Norman, V.D. (1980): "Oljeinntektene og samfunnsutviklingen", *Bergens Bank Kvartalsskrift*, nr. 4, 1966-1979.
- Obstfeld, M. (1994): "Are industrial-country consumption risks globally diversified?", i: L. Leiderman og A. Razin (red.), *Capital mobility: The impact on consumption, investment and growth*, Cambridge University Press, Cambridge, 13-44.
- Osmundsen, P. (1996): "Risk sharing and incentives in Norwegian petroleum extraction", NHH discussion paper no. 15/96, Norges Handelshøyskole, Bergen.
- Phillips, G. M. og R. J. Weiner (1994): "Information and normal backwardation as determinants of trading performance: Evidence from the North Sea oil forward market", *Economic Journal*, 104, 76-95.
- Ross, S. A. (1997). "Hedging long run commitments: Exercises in incomplete market pricing", *Economic Notes* 26(2), 385-419.
- Thonstad, T. (1981): "Konsekvenser av ensidig satsing på en oljeøkonomi", *Sosialøkonomen*, nr. 10, 4-10.
- Thøgersen, Ø. (1994a): "Economic policy, macroeconomic performance and the Norwegian petroleum wealth", Discussion Paper no. 21/94, Norges Handelshøyskole, Bergen.
- Thøgersen, Ø. (1994b): "Oljeprissjokk, finanspolitikk og håndtering av usikkerhet", *Sosialøkonomen*, nr. 3, 7-10.
- Thøgersen, Ø. (1997): "International diversification and oil price risk", *Applied Economics Letters*, 4, 587-590.
- Thøgersen, Ø. (1999): "Økonomisk politikk i en moden petroleumøkonomi", SNF rapport nr. 18/99, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, Bergen.
- Øien, A. (1976): "En vurdering av ulike muligheter for anvendelse av den norske stats oljeinntekter", *Sosialøkonomen*, nr. 4, 13-16.
- Øien, A. (1982): "Bruk av oljeinntekter – problemer og muligheter", *Sosialøkonomen*, nr. 10, 4-10.