

No 2/1999

ISSN 1501-2697

**Norge som betydelig
petroleumseksportør;
utenriks- og sikkerhets-
politiske utfordringer.**

Ole Gunnar Austvik

Norge som betydelig petroleumseksportør; utenriks- og sikkerhetspolitiske utfordringer

By:

Ole Gunnar Austvik

February 1999

ISSN 1501-2697

A Publication from:
Centre for Electricity Studies at the Norwegian School of Management[©]
Unit for Petroleum Studies
Elias Smiths vei 15
P.O. Box 580
N-1301 Sandvika
Norway

All Rights reserved: No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means without permission in writing from the Centre for Electricity Studies.

Norge som betydelig petroleumseksportør; utenriks- og sikkerhetspolitiske utfordringer.

Denne rapporten inneholder Ole Gunnar Austviks bidrag til Europaprogrammets rapport om ”Strategi – sikkerhetspolitikk og energiproduksjon”, under ledelse av viseadmiral Bjørnar Kibsgaard. Rapporten fokuserer på strategiske og sikkerhetspolitiske problemstillinger for Norge som konsekvens av energiproduksjon (olje og gass). I tillegg til Kibsgaard er bidragsytene forskerne Trond Johannessen, Tore Nyhamar, Franck Orban og Ole Gunnar Austvik. Forsvarsdepartementet og Forsvarets Overkommando / Sjøforsvarsstaben har gitt finansiell støtte til arbeidet. Rapporten har bestått av følgende deler;

Rapportinnhold; Strategi – sikkerhetspolitikk og energiproduksjon:

<i>Del :</i>	<i>Innhold:</i>
I	Innledning
II	Den globale energisituasjonen
III	Midt-Østen, Kaukasus og Sentral-Asia
IV	Markedssituasjonen – olje og gass
V	Energiproduksjon – utfordringer
VI	Konfliktpotensiale relatert til olje og gass
VII	Strategi og Sårbarhet
VIII	Konklusjoner
 <i>Vedlegg;</i>	
A	Oversikt over definisjoner, forkortelser og mengdeangivelser.
B	Innenrikspolitiske forhold i Gulf-området
C	USAs embargo av den sovjetiske rørledningen i 1982
D	Norsk oljeøkonomi
E	Avhengighetsbegrepet for land i internasjonal handel
F	Produksjon av olje på norsk sokkel 1997
G	Produksjon av gass på norsk sokkel 1997
H	Rørtransportsystemer på norsk område
I	Transportkapasitet for gass fra Norge
J	Transportkapasitet for gass til Vest-Europa
K	Litteraturliste

Ole Gunnar Austviks bidrag er gjengitt i denne BI-rapporten (Del IV og V, samt vedleggene C, D og E). Hovedrapporten kan bestilles fra Europaprogrammet (www.euro-program.no, telefon: 22992800 fax: 22992801).

Om forfatteren: Ole Gunnar Austvik er utdannet cand.oecon fra 1980 og er Master i Public Administration (MC-MPA) fra Harvard University i 1989 (John F. Kennedy School of Government). Han arbeidet ved Statistisk Sentralbyrå 1981-85 og Norsk utenrikspolitisk institutt (NUPI) 1985-91. Han er nå førsteamanuensis ved Høgskolen i Lillehammer og Handelshøyskolen BI. Hovedarbeidsområdet er internasjonal økonomi og –politikk med vekt på norsk utenriks petroleumspolitik. Hjemmeside: <http://www.kaldor.no/energy> e-mail: ole.gunnar.austvik@kaldor.no telefon: 612 88246 fax: 612 88170 mobil: 906 77251.

Ole Gunnar Austvik;

Norge som betydelig petroleumseksportør; utenriks- og sikkerhetspolitiske utfordringer.

Rapportbidragets innhold:

Utfordringer (Del V)

<i>Innledning</i>	4
<i>Følsom og sårbar avhengighet av petroleumseksport</i>	5
<i>Norsk avhengighet av petroleumsinntektene</i>	7
<i>Energiavgifter i forbruksland</i>	9
Avgifter på oljeprodukter	
Avgifter på bruk av gass	
Miljøspørsmål og Kyotoprotokollen	
<i>Liberalisering av det europeiske gassmarkedet</i>	15
Energiavgifter, markedsliberalisering og produksjonspolitik	
<i>Norge og stabilisering av oljeprisen</i>	17
Norsk produksjonspolitik og avveininger mot øvrig utenrikspolitik	
Produksjonstempo og statens rolle	
<i>Sikkerhetspolitiske utfordringer</i>	22

Markedssituasjonen – olje og gass (Del IV)

<i>A: Oljemarkedet</i>	25
Oljemarkedets mekanismer 26	
Oljeprisen som internasjonalt felles gode 28	
Priser og prisprognoser 30	
Forventet sterk etterspørselsvekst 33	
Forbrukerlands avhengighet og sårbarhet ved prissjokk 35	
<i>B: Gassmarkedet i Europa</i>	38
Verdikjeden i dagens marked 39	
Mer markedsliberalisme 40	
Stadig økning i energiavgiftene 42	
Utfordringer for norsk gasstrategi og utenrikspolitik 42	

Vedlegg;

C; USAs embargo av den sovjetiske rørledningen i 1982	44
Sovjetisk gasseksport og amerikanske interesser i 1982 44	
Økonomisk press brukt som utenrikspolitiske virkemiddel 46	
Amerikanske tiltak mot den sovjetiske gassledningen 48	
Konsekvenser for norsk gasstrategi 49	
Hvem er den tryggetse leverandør? 51	
Norsk gass og stormaktene – eventuell lærdom 52	
D; Norsk oljeøkonomi	54
Grunnrente og petroleumsformue 54	
Staten som kapitalist 57	
Petroleumsfondet 58	
Investeringer i petroleumssektoren 60	
E; Avhengighetsbegrepet for land i internasjonal handel	61
Følsom og sårbar importavhengighet 62	
Følsom og sårbar eksportavhengighet 63	
Hollandsk syke 65	
Litteratur	68

Norge som betydelig petroleumseksportør; utenriks- og sikkerhetspolitiske utfordringer.

Del V; Utfordringer

Norge har i 1990-åra blitt en stormakt i olje- og gassmarkedene. Vi er verdens nest største oljeeksportør, etter Saudi Arabia, og den nest største gasseksportøren i Europa, etter Russland. Oljeproduksjonen har steget raskt, til over 3 mf/d, mens kostnadene i samband med produksjonen har blitt redusert. På den annen side har realprisen på råolje falt betydelig. Gasseksporten vokser spesielt mye nå og skal i løpet av få år nå opp i 60-70 BCM årlig. Både for olje og gass er reservene langt større enn vi trodde og inntektene har blitt vesentlige for norsk økonomi og levestandard.

Olje og gass er strategiske råvarer. Dette skyldes blant annet at tilgang til energi er avgjørende for at moderne industriland fungerer. Mennesker, bedrifter og organisasjoner har ofte problemer med å endre forbruket når prisene endres. Mange petroleumseksporterende land er på sin side sterkt avhengige av inntektene fra sektoren. Tilbudet av petroleum endres også lite når prisene endres. Treggheten på både etterspørsels- og tilbudssiden er som regel større på kort enn på lang sikt. På grunn av det omfang petroleumshandelen har, medfører prisendringer således store inntektsoverføringer mellom selskap og land, mens handelsvolumet endres lite. Både import- og eksportland foretar derfor ofte noen form for handling, eller politikk, for å påvirke leveranser og priser i den retning de ser seg tjent med, og for å innrette seg slik innenlandsk at eventuell følsomhet og sårbarhet ved leveransesvikt og sterke prisendringer blir minst mulig.

Markedene for råolje og europeisk gass er således sterkt politiserte markeder, der teknologisk utvikling, økonomiske variabler og politiske handlinger og hendelser samvirker på en relativt kompleks måte. Hvilke faktorer som påvirker petroleumsprisene mest varierer over tid. Det siste 10-året har særlig konsumentlands markedsreguleringer og avgiftspolitikkk blitt viktig. På 1970- og 1980-tallet var produksjonslands (OPEC-lands) tilbudsreguleringer og den politiske situasjon i Midtøsten relativt sett kanskje viktigere for oljemarkedets del. Dette betyr ikke at produksjonsreguleringer og Midtøsten-politikk ikke lenger er viktig, men flere faktorer har kommet til og gjort prisdannelsen noe annerledes enn tidligere. I markedet for europeisk gass har store langsiktige kontrakter med stor grad av forutsigbarhet i volum og dels også priser vært dominerende. Markedet er imidlertid i forandring, med økt liberalisering grunnet markedets vekst og utbygging av mer omfattende infrastruktur og politiske beslutninger i EU og i enkeltland.

Petroleum har i hele dette århundret også hatt stor sikkerhetspolitisk betydning. Kontroll med oljeleveranser var viktig blant annet under de to verdenskrigene og i etterkrigstidens Midtøsten-konflikter. I Midtøsten har oljeleveransene fra Den persiske gulfen vært viktige faktorer i konflikter som i hovedsak dreide seg om andre forhold (såsom under Suez-krisen i 1956 og Yom Kippur krigen i 1973), såvel som direkte årsak til konflikt (såsom Iraks invasjon av Kuwait i 1990 og Gulfkrigen i 1991). Konflikten om gassleveransene fra Sovjetunionen på 1980-tallet viste hvordan gass etterhvert også har blitt sikkerhetspolitisk

viktig, ikke bare for produsent- og forbruksland, men også for balansen mellom stormakter. Det er få andre internasjonale markeder som så eksplisitt blir påvirket av internasjonale konflikter og i seg selv blir objekt for påvirkning ut fra sikkerhetspolitiske motiver som petroleumsmarkedene.

Norge representerte rundt 8 prosent av verdenshandelen med olje og snaut 20 prosent av den europeiske gasshandelen i 1998. Olje og gass er nå vesentlig både for oss selv og for omverdenens interesse for oss. Gjennom de store petroleumsinntektene er Norge kommet i en særstilling blant OECD-land. Vi har etterhvert blitt sterkt avhengige av olje- og gassinntektene. Samtidig har vi på enkelte områder, såsom når det gjelder prisnivået på olje og gass, fått motstridende interesser med land som økonomisk og politisk står oss nært på øvrige områder og som er våre kunder. Situasjonen krever en avbalansering mellom våre interesser som petroleumseksportør og interesser vi har og hensyn vi ønsker å ta overfor andre industriland.

Den store petroleumseksporten reiser dermed en rekke utenrikspolitiske spørsmål. Hva er det problematiske ved å ha en så stor sektor i en liten økonomi som vår? I hvilken grad kan innenrikspolitiske tiltak redusere følsomhet og sårbarhet overfor internasjonale endringer i markeder og politikk? I hvilken grad kan vi selv være med å påvirke de internasjonale rammebetingelsene vi står overfor som storeksportør? Hvordan ønsker andre land at vår politikk skal utformes og i hvilken grad vil de søke å påvirke den?

I dette kapitlet skal vi gå inn på enkeltområder av utenrikspolitisk karakter som i denne sammenheng vil være av spesiell interesse for Norge. Først skal vi diskutere i hvilke situasjoner og i hvilken grad vi kan oppfatte vår situasjon som potensielt følsom eller sårbar. Herunder diskuteres elementer i hvordan innenriksøkonomien kan påvirke vår situasjon overfor omverdenen. Derneft drøftes betydningen av henholdsvis konsumentlands avgifter på oljeprodukter, konsumentlands avgifter på bruk av gass, liberalisering av det europeiske gassmarkedet og forholdet mellom Norge og viktige oljeeksporterende land i og utenom OPEC. På bakgrunn av ressursenes økonomiske og strategiske verdi og gjennom måten internasjonale markeder fungerer på i dag, diskuteres avslutningsvis noen sikkerhetspolitiske implikasjoner olje- og gassvirksomheten medfører. I vedlegg C presenteres som bakgrunn kortfattet utviklingen i norsk oljeøkonomi. I vedlegg D drøftes mer generelt begrepene følsom og sårbar avhengighet i internasjonal handel for henholdsvis import- og eksportland.

Følsom og sårbar avhengighet av petroleumseksport:

Generelt vil de fleste land, gjennom utnyttelse av komparative fortrinn og spesialisering, stordriftsfordeler og konkurransefaktorer, eksportere færre varer enn de importerer. Generelt gjelder dette små land mer enn store land, og fattige land mer enn rike land. For mange oljeeksporterende land i verden utgjør petroleum en stor andel av landenes totale eksport. For landene rundt Den persiske Gulfen utgjør petroleumseksporten rundt 90 prosent av alle eksportinntekter, for Russland 60-70 prosent og for Norge rundt 40 prosent. Mye av landenes innlandsøkonomi, og ikke minst offentlige budsjetter, er gjerne basert på at sektoren har stor inntjening.

Et petroleumseksporterende lands *følsomhet* i sin avhengighet av internasjonale markeder, kan tenkes målt ved evnen til tilpasning på kort (eventuell mellomlang) sikt ved prisfluktasjoner eller markedstilgang. Her kan kort sikt være noen måneder, kanskje opp til

et år. Mellomlang sikt kan i størrelsesorden være 2-5 år. Eksempelvis vil et land som bruker sine oljeinntekter løpende kunne bli følsomt overfor prisendringer på olje på kort sikt. Så snart oljeprisen går ned vil inntektssiden i offentlige budsjetter svekkes, noe som kan føre til rask reduksjon av utgiftene og eventuelt økning av skatter og avgifter. Går prisen opp, vil landet omvendt kunne bruke mer penger, blant annet med mulighet for inflasjon og utkonkurrering av andre næringer. Slik følsomhet overfor prisendringer vil da kunne føre til en stopp-og-gå politikk.

Et petroleumseksporterende lands *sårbarhet* kan tenkes målt ved evnen til tilpasning der endringene i inntektene blir mer permanente. Selv etter at offentlige budsjetter og næringsliv har innrettet seg på et nytt prisnivå, vil landet oppleve et varig lavere produksjons- og velferdsnivå. En stopp-og-gå politikk grunnet mer kortsiktig følsomhet er et forhold som over tid vil kunne gjøre landet sårbart. Ikke oljerelaterte konkurranseutsatte næringer vil kunne bli konkurrert ut på grunn av usikkerhet og kostnadspress, og det vil bli stadig vanskeligere å erstatte bortfall av petroleumsinntekter jo lenger tid en har basert seg på dem.

For petroleumseksporterende land er det viktig å være oppmerksom på at følsomhet og sårbarhet overfor prisendringer kan gjelde ved sterk prisnedgang, så vel som prisoppgang. Dersom prisene faller til et «permanent» nytt *lavt nivå*, vil kanskje en del av industrien bli ulønnsom. Med staten som den store kapitalist i sektoren i de fleste eksportland vil særlig de offentlige inntekter bli betydelig mindre. Er de offentlige utgifter i sterk grad basert på at petroleumsinntektene løpende skal holdes høye over tid (ser bort eventuell følsomhet ved mer kortsiktige prisfluktuasjoner) kan det kreve betydelig omstilling.

Stiger prisene på den annen side til et nytt «permanent» *høyt nivå*, blir sektoren ekstremt lønnsom. Bedriftsøkonomisk vil det bli lønnsomt å bygge ut felt som ellers ville vært marginale eller ulønnsomme. Det ville eventuelt øke inntektene ytterligere. De høye inntektene ville gi staten store overskudd, og overskuddet på driftsbalansen ville kunne bli betydelig. Lønnsomheten i sektoren, kombinert med eventuell offentlig bruk av inntektene, kan føre til «Hollandsk syke» (ref. vedlegg C). Resultatet vil kunne bli sterk prisstigning, reallønnsvekst og økning av velferdsgodene uten at det er grunnlag for det i hjemlandets produksjon. Faren er at øvrig næringsliv da blir konkurrert ut, landet blir enda mer avhengig av sine petroleumsinntekter i de offentlige budsjetter og i sin utenrikshandel (reduisert eksport av andre varer og økt import), og enda mer sårbart for eventuelle senere prisfluktuasjoner.

Oljeproduserende lands sterke avhengighet av oljeinntektene kan således føre til at de store og ustabile inntektene blir så overstyrende for den økonomiske utvikling at landet mister evnen til å styre selv. Da har landet langt på vei snudd fordelene ved oljeinntektene til en ulempe. Inntektene har over tid ikke nødvendigvis gjort landet rikere og det har kanskje heller ikke fått noen internasjonale fordeler av en sterk posisjon i verdens viktigste varemarkeder. Tvert i mot, landet kan ha blitt både følsomt og sårbart overfor internasjonale begivenheter, endringer i ett enkelt marked, store selskapers interesser og stormakters politikk.¹

¹ Ekstremresultatet for land som kommer i en slik avhengighetssituasjon overfor omverdenen har blitt gitt betegnelsen «bananrepublikk». Begrepet har sin opprinnelse i (nedsettende) omtale av en del land i Latin-Amerika som har blitt svært avhengig av utenlandske økonomiske interesser (bananeksport). Uttrykket skal illustrere stater som er ensidig avhengig av eksport av et produkt, og som gjennom det taper mye av styringen over sin egen økonomi og samfunnsmessige utvikling.

Norsk avhengighet av petroleumsinntektene

Norge må leve med at oljeinntektene er usikre, både på kort og lang sikt. Over de siste 30 årene har realprisen (1997-verdi) variert mellom 10 og 70 USD/fat. Prisanslag på råolje har ofte vært gale og illustrerer hvor vanskelig det er å planlegge med basis i bestemte antakelser om prisutviklingen. Selv på relativt kort sikt, såsom i år 2000, *kan* prisen være 10 dollar per fat, men den kan også ha skutt opp i 30 dollar per fat. Den kan mer ekstremt være utenfor disse grensene over kortere perioder. På lengre sikt, f.eks. fram til år 2020, kan variasjonsmulighetene være enda større.

Norge kan være *følsom* i sin avhengighet av å eksportere olje og gass, dersom vi ikke evner å tilpasse oss løpende (og gjerne kraftige) fluktasjoner i olje- og gassinntektene. Dersom løpende endringer f.eks. i oljeprisen fører til stadige behov for politikkomlegg, vil vårt beslutningssystem nærmest hvile på utviklingen av prisene i et enkelt råvaremarked. Denne situasjonen er mer ekstrem for Den norske stat enn for mesteparten av industrien, siden det er Staten som tar mesteparten av petroleumsrenten gjennom skattesystemet, SDØE, royalties etc (se vedlegg C). Avhengig av hvordan staten bruker inntektene vil problemet kunne forplante seg videre i økonomien.

Norge kan være *sårbar* i eksportavhengigheten dersom vi langsiktig baserer økonomien på at petroleumsinntektene skal være vedvarende høye. Ved høye priser og stort volum over lang tid, vil faren for at vi tilpasser oss faste høye petroleumsinntekter være størst. Dess lengre periode prisene holder seg høye, jo lengre vil vi faktisk tro at det vil forbli slik, til tross for at vi historisk vet at det mest sannsynlig er feil. Det kan føre til at vi innretter politikk og næringsstruktur på en oljesektor med betydelig inntjening og ikke betrakter det som tilstrekkelig viktig å ha «flere ben å stå på». Når prisene faller, vil det ta lang tid å innrette oss på annen næringsvirksomhet. Å bevare en innstrammingspolitikk og vente på at arbeidsløshet og verdenskonjunkturer skal føre til de nødvendige strukturendringer i næringslivet kan i en slik situasjon være en langdryg affære.

I realiteten vil bortfall av petroleumsinntekter da medføre langsiktig tap i sysselsetting, produksjon, og velferd. Det ville kunne innebære underskudd på driftsbalansen, renteoppgang, depresieringspress mot den norske krone, kutt i offentlige utgifter og skatte- og avgiftsøkninger. Den langsiktige nytte av oljepengene, og da i særdeleshet meravkastningsdelen eller grunnrentedelen av dem (der mesteparten tas inn av Staten), ligger således ikke først og fremst i hvordan vi kan forbruke dem direkte. Dersom det er mulig å bruke dem til å skape annen virksomhet som i sin tur kan skape stabile inntekter på sikt vil nytten kunne være større.

Det ovennevnte er eksempler på at den økonomiske politikken påvirker vår følsomhet og sårbarhet i avhengigheten av petroleumseksporten. Over det nivå som den makroøkonomiske balansen i økonomien tilsier, bør ikke petroleumsinntektene brukes innenlandsk. Det overskytende bør investeres utenlands. I 1998 går da også inntekter som skriver seg fra priser over 7-8 USD/fat inn i oljefondet. Svingninger i inntekter som skriver seg fra priser over dette nivået, bestemmer så hvor mye inntekter petroleumsfondet får, men påvirker ikke årets statsbudsjett direkte, kanskje ikke heller neste års budsjett. Den delen av statens netto kontantstrøm som defineres inn på kontoen «oljefond» investeres således i dag i sin helhet utenlands. Dette bidrar til å redusere Norges følsomhet overfor inntektssvingninger.

Oljefondet (se vedlegg C) skiller Statens løpende inntekter fra sektoren og bruken av oljepengene. Slik kan en si at fondet er med å redusere vår følsomhet overfor prisendringer i forhold til perioden før det i 1995 kom penger inn på fondet. Det synes å være stor politisk enighet om at oljefondet ikke skal brukes til å få budsjetter til å gå i balanse eller til rent forbruk. Fondet skal brukes til å omdanne formuen i Nordsjøen til andre verdier. Det gjenstår imidlertid å se om vårt politiske system vil klare å være tilstrekkelig tilbakeholdent og ikke bruke for mye av oljepengene. Klarer vi ikke en slik tilbakeholdenhet, vil landet kunne bli utsatt for endringer i de løpende petroleumsinntektene. En slik sårbarhet kan bli en økonomisk ulempe for oss selv og svekke våre handlefrihet og beslutningsevne utad. Dette kan gjøre oss mer følsomme, kanskje også sårbare, overfor andre produsent- og konsumentlands politikk overfor oss og for internasjonale kriser f.eks. i Midtøsten.

Innen den rammen den makroøkonomiske balansen setter for bruk av oljepenger innenlands, kan det likevel være et spørsmål om det et behov for en mer aktiv og bevisst satsning for å omstrukturere deler av næringslivet for å øke inntjening i ikke-oljerelaterte næringer, og dermed minske avhengigheten av oljeinntektene på lengre sikt. Dette skyldes dels at strukturendringene i internasjonal handel nå skjer raskere enn før samtidig med at oljepengene fører til mindre akutt press på oss for å omstrukturere næringslivet enn det vi ville opplevd uten oljepenger (slik andre industriland må). Et viktig politisk poeng vil da være hvilke sektorer en skal satse på innenlandsk, og ikke minst hvordan. Her vil blant annet WTO- og EU-regler sette sine grenser for formen på støttetiltak til omstrukturering. I større utstrekning enn før begrenses muligheten nå til å støtte infrastruktureltiltak og generelle næringstiltak. Direkte støtteordninger til omstrukturering er i mindre grad mulig.

På det utenrikspolitiske området er det viktig å være klar over hvilke betydelige globale inntektsvirkninger endringer i oljeprisen har. Oljeprisen som internasjonalt «fellesgode» er lik over hele verden når en korrigerer for ulike kvaliteter og transportkostnader. En prisendring på 10 USD/fat utgjør med dagens produksjonstall for Norge i overkant av 70 milliarder kroner i endret eksportverdi på årsbasis. Hadde prisene vært som i 1981 (en realpris på 60-70 USD/fat) ville norske eksportinntekter passert hele 400 milliarder kroner årlig (til sammenlikning passerer BNP i 1998 såvidt 1000 milliarder kroner). For et land som USA utgjør en prisøkning på 10 USD/fat over 200 milliarder kroner årlig i økte importkostnader. I tillegg kommer virkningene i økonomien forøvrig gjennom inflasjon og svekket konkurransevne for industrien. Inntektsoverføringen mellom oljeeksporterende og -importerende land totalt som følge av en 10 USD/fats prisendring er på rundt 800 milliarder kroner i handelsverdi. Med priser som i 1981 ville inntektsoverføringen fra konsument- til produsentland vært på hele 4000 milliarder kroner (4 billioner) årlig. Tallene understreker at både Norge og alle andre land som eksporterer eller importerer olje er opptatt av prisutviklingen og de faktorer som påvirker den.

Oljeprisens nasjonale globale og økonomiske dimensjoner:

1 NOK/bbl prisendring på råolje utgjør for Norge ca. 1 milliard kroner i *eksportverdi* i 1998. En prisøkning fra 15 USD/bbl til 25 USD/bbl utgjør således 70 milliarder kroner på årsbasis (forutsatt valutakurs på 7 NOK/USD). For andre land og landgrupperinger utgjør en slik prisøkning i endret handelsbalanse (ca. tall milliarder NOK/år):

Prisendring på 10 \$/fat:

Alle konsumentland	- 800
-OECD-området	- 600
-EU	- 200
-USA	- 200
Alle produsentland	+800
-Saudi Arabia	+200
-OPEC	+600
-Norge	+ 70

Når en regner inn ringvirkningene i økonomien blir tallene større. For Norge vil Staten i 1998 ikke få noen inntekter ved priser under 5 USD/bbl. Ingen penger går inn på oljefondet ved priser under 7-8 USD/bbl. Priser som i 1981, ville gitt eksportinntekter på rundt 400 milliarder NOK årlig med dagens produksjonstall.

I de fleste markeder er Norge et lite land som må ta priser og rammebetingelser som gitt i internasjonale markeder. I både olje- og gassmarkedene er det nå likevel spørsmål om vi har blitt så store at denne forutsetningen ikke lenger holder. Det er sannsynlig at omverdenen nå også definerer oss som å ha betydning for prisutviklingen. I så fall innebærer det at våre handlinger kan påvirke våre petroleumsinntekter og politiske situasjon i energimarkedene, og at andre land betrakter oss som betydningsfulle for sine økonomiske interesser. I den grad petroleumsspørsmål griper inn i mer generelle interessekonflikter vil vi også der kunne ha betydning for andre land. Uansett må vi anta at Norges internasjonale betydning er viktigere nå med en betydelig petroleumseksport enn uten.

Gir rollen som betydelig petroleumseksportør oss en styrke internasjonalt, eller gjør det oss mer følsomme og sårbare både overfor omverdenen, i vår økonomi og vårt samfunn? Hvordan kan vi forebygge og håndtere situasjoner der vi kunne bli utsatt for press fra omverdenen? Hvordan kan en eventuell innflytelse i markedene brukes til å påvirke dem i en retning vi ønsker?

Energiavgifter i forbruksland

I olje- og gassproduserende land har det vært en dominerende oppfatning at eiere av ikke-fornybare ressurser må tjene en grunnrente (ressursrente eller petroleumrente, se vedlegg C). Viktige elementer i denne logikken er at tilbudet av olje og gass begrenser seg til noen relativt få steder i verden. Etterhvert som ressursene utvinnes, blir gjenværende reserver mindre. Det som utvinnes i dag, kan ikke utvinnes i morgen. Rasjonering av den knappe ressursen foregår gjennom prismekanismer. På grunn av knappheten må konsumentene betale en høyere pris enn de marginale produksjonskostnadene, slik at mengde tilbudt og etterspurt blir like stort. De fleste produsenter, og ikke bare de som produserer rimeligst, har derfor til nå tjent en grunnrente.

En aktiv bruk av forbruksavgifter gjør det imidlertid usikkert hvorvidt det er slik at høye, og eventuelt stigende, forbrukspriser nødvendigvis også må føre til høye(re) produsentpriser. Hver gang avgift til konsument heves, øker nemlig forskjellen mellom pris til konsument og pris til produsent. Generelt vil en slik forbruksavgift føre til høyere konsumentpriser og lavere produsentpriser. Gjennom prisvirkningene deles således vanligvis belastningen med avgiften på noe vis mellom konsument og produsent. I ytterpunkter kan

imidlertid avgiften betales bare av den ene part. I slike tilfeller vil enten prisen til konsument gå opp like mye som avgiften, eller prisen til produsent falle med like mye som avgiften. Det varierer fra marked til marked hvordan forbruksavgifter faktisk påvirker henholdsvis produsent- og konsumentprisene.

I utgangspunktet vil de fleste forbruksland oppfatte at i den grad petroleumsavgiftene presser produsentprisene ned, så er det et gode. Det er det imidlertid grenser for lavt konsumentland ønsker at de skal falle. Dersom prisene skyves ned til, men ikke under, produsentenes langsiktige grensekostnader (LSGK), vil produsenten foreta investeringer i ny produksjon. Senkes prisen til under de LSGK vil produksjonen fortsette, såfremt den er over de kortsiktige variable kostnadene. Investeringer i utvidet kapasitet vil ved så lave priser ikke bli foretatt. Det er imidlertid først når prisen faller under de kortsiktige grensekostnader (KSGK) at eksisterende produksjon vil bli stoppet.

Fra konsumentlandenes synspunkt vil det være ønskelig med priser ned til KSGK på kort sikt. På lengre sikt vil imidlertid konsumentlandene ønske at også nyinvesteringer i kapasitet foretas. Prisen må da ligge over LSGK for den marginale produsent. Det er imidlertid ikke ønskelig fra konsumentlandenes synspunkt å gi mer fortjeneste til produsenten enn *det som er nødvendig for å holde produksjon og nyinvesteringer ved like*. Med en aktiv avgiftspolitikkk blant en representativ mengde forbruksland kan således avgiftene tenkes økt til det punkt da produsentprisen ligger rett over LSGK for «den marginale produsent». Selv om prisen til konsument eventuelt vil øke over tid, vil det ikke lenger være noen selvfølge at prisen til produsent også må øke, og at ressurseier lengre må tjene en (betydelig) grunnrente. Statskassene til forbrukslandene vil da ta inn brorparten av grunnrenten og rasjonere oljen til sine konsumenter gjennom avgiftspolitikken, slik produsentlandene gjorde det på 1970- og 1980-tallet. Det vil være i norsk interesse at så ikke skjer.

Avgifter på oljeprodukter

I løpet av de siste 15 årene har avgifter på oljeprodukter økt betydelig i mange viktige forbruksland. Ofte er hensynet til miljøet brukt som argument for å øke skattene. Dette kan være riktig i den grad forbruk av energi reduseres. Ofte kan imidlertid miljøskader reduseres mer effektivt ved mer direkte virkemidler. Selv om avgiftsøkningene ofte er miljømessig begrunnet, er deres viktigste motiv antakeligvis fiskal. Avgifter på oljeprodukter bidrar betydelig til offentlige inntekter i de fleste industrialiserte land, dels som kompensasjon for lavere skatt på arbeide. EUs direktivforslag om harmonisering av energiavgifter (xx/1997) søker eksplisitt å flytte beskatningen fra arbeidskraft til energibruk.

Konsumentene i EU-land betaler nå rundt 70 \$/fat for et representativt fat med Brent olje, avgifter inkludert. Mens Norge som råoljeprodusent får 10-20 \$/fat, tar EU-land totalt inn 40-50 \$/fat i netto avgiftsinntekter (resten er margin til raffinering, markedsføring, transport m.v.)²

I hvilken grad presser avgiftene råoljeprisen ned? Dette avhenger blant annet av forholdet mellom etterspørsels- og tilbudselasticitetene i markedet. Etterspørselen etter olje er i noen delmarkeder relativt lite elastisk på kort og mellomlang sikt (såsom i transportsektoren).

² Se Austvik (1996) for flere detaljer om avgiftsutviklingen i OECD-området perioden 1981-94. Forskjellene i avgiftsnivå er store mellom USA, Japan og Europa.

I andre sektorer er etterspørselen langt mer elastisk (såsom for fyringsolje). Priselastisiteten til den aggregerte etterspørselskurven etter olje varierer således, men den vil generelt være mindre enn null, spesielt over lang sikt. Dette innebærer en viss etterspørselsnedgang når prisen går opp.

Tilbudet av olje er konsentrert om noen relativt få steder i verden. Selv om produsentens grunnrente blir mindre gjennom lavere priser, vil det for de fleste fortsatt være mer lønnsomt å drive petroleumsproduksjon enn å produsere andre varer og tjenester. Prisendringer påvirker altså hvor mye produsenten tjener, men endrer ikke det faktum at det er en grunnrente å hente (med mindre prisen faller svært lavt). Produksjonen endrer seg mindre, i alle fall på kort og mellomlang sikt, når prisen endres. Dette gjør tilbudet relativt lite elastisk med hensyn på pris. Når prisen går ned, produserer de aller fleste like mye olje som før.

Med en etterspørselsside som i noen grad er elastisk, i alle fall over tid, og en tilbudsside som synes lite følsom overfor prisendringer på det nivået prisene har vært de siste 10-15 årene, gjør det sannsynlig at mye av avgiftsøkningene ut fra disse forholdene i denne perioden har blitt belastet oljeprodusentene. I denne perioden har faktisk produsentprisene falt mens produksjonen har økt betydelig. Dette kan bety at råoljeprisen ville vært en del høyere enn de er i dag dersom avgiftsøkningene ikke hadde funnet sted. Avgiftene i forbrukslandene blir da dels betalt av produsentlandene. Dette vil fra konsumentlandenes ståsted i så fall være en ønsket (bi)effekt av avgiftsøkningene (i tillegg til de fiskale) og medføre lavere importkostnader.

Siden oljemarkedet er globalt vil den virkning avgifter på forbruk av petroleumsprodukter måtte ha på råoljeprisen også avhenge av hvor representative de avgiftsleggende landene er for verdens totale oljeetterspørsel. Jo mer representative de avgiftsleggende landene samlet er for den totale etterspørsel, jo større potensiale har de til å kunne påvirke også råoljeprisen gjennom sin avgiftspolitik. Dersom et enkeltland, eller bare noen få land, hever avgiftene, fører avgiftsøkning i de fleste tilfeller til en prisoppgang til konsument i hjemlandet og har liten eller ingen effekt på produsentprisene. Et lite land er alene vanligvis pristaker overfor oljemarkedet og må ta den internasjonale råoljeprisen som et gitt datum. En avgift vil måtte legges oppå importprisen på råolje og vil stort sett ha samme effekter som en tollsats har for et lite land.

Fortsatt er det slik at OECD-landene representerer tyngdepunktet i verdens oljeetterspørsel. Avgiftspolitikken innen OECD-området har således vært svært viktig for det totale avgiftstrykket i oljemarkedet. Med den kraftige økonomiske vekst som har foregått i en rekke asiatiske og en del andre (tidligere) utviklingsland, og den økte oljeetterspørselen som har fulgt med det, har avgiftspolitikken i disse landene imidlertid blitt viktigere. Veksten i avgifter innen OECD-området kan komme til å bremses opp dersom ikke de "nye" økonomiene utenom OECD følger samme politikk. Utfordringen kommer særlig fra Asia, inkludert gigantlandene Kina og India. Det vil kunne bli såvidt sterk konkurranse både i markedene for produkter som produseres med mye energibruk og i markedene for energi som innsatsfaktor, at oljeavgiftene innen OECD-området ikke lenger kan økes, eventuelt må senkes. Dersom derimot også de nye økonomiene følger OECD-Europas avgiftspolitik vil presset mot råoljeprisen kunne bli enda hardere enn i dag. En utvidelse av IEAs virkeområde kunne tenkes å bidra til dette.

De store kostnadsreduksjoner som har funnet sted innen oljeproduksjon vil kunne føre til at en nedre pristerskel, sett fra konsumentlandenes side, senkes fra de siste årenes 15-20 USD/fat

til 10-15 USD/fat i løpet av det neste tiåret og dermed muliggjøre enda høyere avgifter enn i dag.³ Dette er fortsatt en høyere pris enn den langsiktige grensekostnad for oljeproduksjon. En slik pris innebærer at de fleste oljeprodusenter kan forventes å tjene grunnrente (og dermed med rimelig sikkerhet fortsette å investere i ny kapasitet).⁴

Klarer imidlertid ikke etterspørselssiden å beholde/øke sin evne til noenlunde "samtidig" å øke en representativ mengde avgifter på oljeprodukter, eventuelt konkurrerer hverandres avgifter ned, kan stramheten i markedet som følger dagens kraftige øking i etterspørselen, bidra til å presse råoljeprisene opp. Dette gjelder ikke minst om en større andel av forbruket skyves over i den fortsatt nokså lite priselastiske transportsektoren. Dersom veksten i verdens samlede tilbud av råolje flater ut, f.eks. som resultat av fornyet evne blant oljeproduserende land til å samordne handlinger, vil konkurransen mellom forbrukslandene også kunne skjerpes. Resultatet kan være stigende priser og større politisk vanskeligheter for forbrukslandene å øke oljeavgiftene ytterligere.

Avgifter på bruk av gass

Avgifter på bruk av gass er i de fleste eksisterende norske kontrakter ikke hensyntatt eksplisitt. En første effekt av en økning av avgifter på bruk av gass kunne tenkes å være at den blir dels konsument- og dels produsentbetalt. Imidlertid vil en avgiftsøkning over tid måtte skyve prisene til de øvrige ledd i kjeden ned. På "kort" sikt er det tenkbart at avgiften dels belastes konsumentene dersom etterspørselen er relativt uelastisk.⁵ Dersom den initielle sammenheng mellom gassprisen og prisen på alternative energibærere og gassprisen er "lav", for å sikre økt penetrering av gass i energimarkedene, vil konsumentene også kunne betale avgiften på bekostning av mindre vekst i gassforbruket.

På lengre sikt kan imidlertid ikke prisene til konsument være høyere enn prisen på alternativene (ingen vekst i andelen for gass i den totale portefølje av konsumentlandenes energibruk). Under forutsetning av at en ønsker samme vekst i forbruket av gass, eller at markedet er modnet så mye at sluttbrukerprisene har stabilisert seg på nivå med prisen på alternativene, må da avgiftsøkningene til slutt belastes produsent eller transportleddene.

Hvordan dette vil slå ut på bruttomarginene (og en eventuell merfortjeneste eller grunnrente) til henholdsvis distribusjon, transmisjon og produsentledd, avhenger av forhandlingsstyrken mellom partene, kvaliteten på argumentene vedrørende de enkeltes kostnader, juridiske bindinger osv. Transportselskapenes marginer har så langt over tid vært uavhengige av sluttbrukerprisene. Så lenge selskapene kan argumentere for at deres (ofte betydelige) marginer er nødvendige for å dekke kostnadene, vil en avgiftsøkning ikke ramme dem.

³ Se Austvik (1993) for en diskusjon av øvre og nedre grenser for oljeprisen. I denne angis en opprettholdbar nedre grense på 15-20 USD/fat og en tilsvarende øvre grense på 30-40 USD/fat for 1990-tallet. Kortsiktige priser kan imidlertid variere mere.

⁴ Faktisk kan inntektsbehov i produsentlandene føre til at lavere priser gir høyere produksjon enn høye priser. Slike lave priser vil føre til en enda "skjeve" grunnrentefordeling i markedet i favør av forbrukslandene.

⁵ I gassmarkedet kan kort- og mellomlang sikt dreie seg om så lenge som 5-10 år, blant annet på grunn av lange etterslep i tid mellom investeringsbeslutninger og det tidspunkt produksjon faktisk finner sted.

En økning i skatt på bruk av gass må da (over tid) slå ut i tilsvarende nedgang i produsentprisene. Så vidt vites er de foreløpig relativt moderate avgiftsøkninger som har funnet sted i det europeiske markedet, etter noe tid da også blitt veltet over på produsent/eksportør. Under dagens markedssystem, med salg og videresalg av gass gjennom flere ledd har imidlertid alle ledd i kjeden grunn til å motsette seg en økning av avgifter på gass all den tid det i noen grad setter også transmisjons- og distribusjonsselskapenes fortjenestemarginer under press.

I det europeiske gassmarkedet vil industrien som bruker gass stå overfor en regional konkurransesituasjon om gass som innsatsfaktor, mens de står i en global konkurransesituasjon om olje som innsatsfaktor. I produktmarkedene konkurrerer imidlertid den europeiske industrien som bruker gass globalt på samme måte som industri som bruker olje. Slik konkurranse står ikke private forbrukere av gass overfor, noe som kan føre til at europeiske land ønsker å skattlegge bruk av naturgass i forbrukssektoren hardere enn gass til industri og elektrisitetsproduksjon.

Med slike begrensende faktorer, kan avgifter på gass komme til å virke som inntektsgeneratorer for konsumentlands statskasser, slik avgiftene på oljeprodukter allerede gjør. Når dertil avgiftene i hovedsak over tid kan betales gjennom en overføring av grunnrente fra produsent- / eksportland til importland, synes det som at det er få argumenter mot at avgiftene på naturgass skal øke i fremtiden. Særlig kan det for forbrukslandene bli fristende å øke avgiftene på det tidspunkt da forbruket eventuelt flater ut, tyngden av produksjonspotensialet er bygget opp i de gasseksporterende landene, og produsentlandene har det aller meste av investeringene som "sunk cost".⁶ Da vil det lønne seg å fortsette å produsere for eksportlandene selv om fortjenestene ved salget er langt mindre enn forventet (i verste fall til priser ned mot de kortsiktige grensekostnadene).

Dersom på den annen side energiavgiftene i større grad blir satt slik at de reflekterer den enkelte energibærers miljømessige fortrinn bør avgifter særlig på kull øke kraftig og subsidier fjernes. I denne situasjonen vil gass fremstå som den mest miljøvennlige blant fossile brenslers. Reduserte gassavgifter vil således kunne komme produsentlandene til gode gjennom høyere priser og konsumentlandene til gode gjennom høyere tilbud av gass. De fiskale, sysselsettingsmessige og inntektsfordelingsmessige konsekvenser en fjerning av kullsubsidiene vil kunne ha, særlig koplet med nedgang i avgifter på bruk av gass, synes imidlertid på kort sikt å være en krevende, og kanskje lite attraktiv, endring for de energiimporterende landene i Europa, ikke minst for kullproduserende land innen EU.

En økning av gassavgiftene kan for forbrukslandene synes spesielt fristende i en situasjon der oljeprisen stiger eller avgiftene på oljeprodukter øker. Italia økte eksempelvis avgiftene på fyringsoljer på slutten av 1980-tallet sammen med en nokså tilsvarende økning av gassavgiftene. Det vil være ønsket om hvor store markedsandeler en ønsker gass skal ha og produsentlandenes kostnader ved å bringe gass til markedet som er med å bestemme taket på avgiftene. Dersom det i forbrukslandene oppfattes at det allerede gis "nok" fortjeneste til produsenten, ved at han fortsetter å investere i ny kapasitet til gjeldende priser, er det liten grunn til å gi bort "ekstra" grunnrente ved å la være å øke avgiftene på bruk av gass. Tilsvarende er det attraktivt å øke avgiftene på olje når råoljeprisen faller, slik at konsumentene ikke merker avgiftsøkningen.

6 Eventuelt kan en tollsats nyttes for å skille mellom ulike produksjonsområder, dersom det ikke kommer i konflikt med WTO/GATT-regler eller bestemmelsene i det europeiske energichartret.

Slik vil enhver bevegelse i råoljeprisen kunne brukes til å legge høyere avgifter enten på olje eller på gass. Mens avgifter på oljeprodukter har den positive bieffekt at den bidrar til å dra sluttbrukerprisene på gass opp, er avgifter på bruk av gass enda mer entydig ikke i norsk interesse.

Miljøspørsmål og Kyoto-protokollen

Den viktigste årsaken til globale CO₂-utslipp er produksjon og bruk av fossile brensler. Kull forurensner mest, deretter kommer olje, mens gass er minst miljøfiendtlig. Norsk olje- og gassproduksjon bidrar i betydelig grad til Norges totale utslipp av gasser til atmosfæren. I tillegg kommer risiko for eventuelle ulykker som kan gi mer eller mindre "lokal" forurensning.

Etter hvert har petroleumsteknologien blitt forbedret slik at CO₂-utslippene per produsert energienhet har gått ned. Men samtidig er forbruket av olje og gass større enn noen gang. I denne situasjonen har regjeringen kunngjort planer om å bygge to gasskraftverk i Norge. I debatten om slike står to synspunkt mot hverandre: a) De som legger vekt på at siden gass er den mest miljøvennlige av de fossile brenslene, vil norsk gasskraft kunne erstatte den mer forurensende olje- og kullkraft i andre land. De samlede CO₂-utslipp skal følgelig bli lavere. Ny teknologi forsterker dette argumentet, jfr Norsk Hydros nyeste planer. b) De som går mot gasskraft, legger mer vekt på at de norske CO₂-utslippene vil øke som følge av utbyggingen og mest sannsynlig komme i tillegg til eksisterende kraftproduksjon i andre land, ikke bare til erstatning. Dessuten er dette i strid med vedtatte norske mål om å stabilisere CO₂-utslippene.

Klimaavtalen i Kyoto fra 11.12.1997 forplikter industrilandene til å redusere de samlede utslippene av klimagasser (herunder karbondioksid, metan, lystgass, hydrofluorkarboner m.fl.). Reduksjonen skal være på 5,2 prosent i år 2012 i forhold til nivået fra 1990. Dette skal bety en reduksjon på 30 prosent i forhold til det utslippene antas å ville ha vært dersom ingen tiltak ble iverksatt. Fordelingene av disse utslippsreduksjonene er skjev. EU må redusere sine utslipp med 8 prosent, USA med 7 prosent og Japan med 6 prosent. Norge, Island og Australia er de eneste tre landene som kan øke sine utslipp, Norge med 1 prosent.

Klimaavtalen åpner for felles gjennomføring av tiltak. Norge kan eksempelvis betale for et tiltak i Polen og få godskrevet utslippsreduksjonene i utslipp i det norske klimaregnskapet. Spørsmålet om handel med utslippskvoter skal avklares på den neste klimakonferansen i Buenos Aires 2-13.november 1998. Eventuell kvotehandel skal komme som et supplement til tiltak i hvert land (ikke til full erstatning). 149 land har undertegnet klimaprotokollen. Når minst 55 land som representerer minst 55 prosent av i-landenes samlede utslipp av klimagasser har ratifisert avtalen, skal den tre i kraft. Dette kan imidlertid komme til å ta flere år.

Kyoto-avtalen åpner for fleksibilitet og differensiering i hvordan utslippsmål kan nås. Slik sett er dette også rammer som det bør være mulig å tilpasse seg når det gjelder norske utslippsmål, herunder også f.eks. bygging av gasskraftverk, dersom vi ønsker det.

For norske gassinteresser vil Kyoto-avtalens betydning for utvikling av energiavgiftene i forbruksland kanskje være det viktigste. Vedtakene om begrensning av forurensninger gir grunnlag for blant annet å øke avgifter på utslipp og bruk av energi. Dette skulle lede i retning av å tro at gass vil bli relativt sett mindre avgiftsbelagt enn andre energibærere, såsom olje, og særlig kull. Dersom avgiftsstrukturen legges om slik at den miljøvennlige gassen blir favorisert (lave avgifter på gass), kan det føre til økt etterspørsel og høyere priser på gass.

Omlegging av skattesystemet i EU fra avgifter på arbeid til avgifter på energi ble foreslått våren 1997. Her heter det at omleggingen skal være nøytral i den forstand at nedgangen i skatt/avgifter på arbeide skal være like stor som oppgangen i energiavgifter, slik at det totale skattetrykket skal være det samme. Skatteendringer er her altså primært motivert ut fra å øke sysselsettingen, mens miljøeffektene ved tiltakene argumenteres som en positiv sideeffekt. I direktivforslaget foreslås det at avgiftene på bruk av miljøvennlig gass skal øke med hele 350 prosent fram til 2002, den samme økning som for forurensende kull, og langt mer enn de foreslåtte avgiftsøkningene på oljeprodukter. Dette står i kontrast til Kyotoprotokollens mål om reduserte forurensninger, og kan true våre eksportpriser.

Liberalisering av det europeiske gassmarkedet

I et fullstendig *liberalisert* gassmarked (altså ordninger som går videre enn i TPA direktivet vedtatt i desember 1997) vil transportleddene (transmisjon og distribusjon) på noe vis få sine marginer bestemt av en myndighet eller av konkurranse. Samtidig skal produsentene selge direkte til distribusjonsverk, kraftverk og store industrielle brukere (gass til gass konkurranse). Dette innebærer at transmisjonsselskapenes grossistrolle opphører og at disse selskapene kun skal fungere som transportører av gass mot en tariff, tilsvarende som et bomfinansiert veisystem. Dette vil innebære at transmisjonsselskapenes marginer blir lavere enn i dag (ideelt sett skal de bare inkludere normal fortjeneste). I et (teoretisk) fullstendig liberalisert marked vil deres bruttomarginer imidlertid i enda større grad enn under dagens markedsordning være uavhengig av prisendringer i markedet, da de ikke lenger er resultat av forhandlinger på lang sikt eller påvirket av svingninger i markedet på kort sikt.

Med sluttbrukerpriser fastsatt av konkurrerende energipriser bør, partielt sett, transportleddenes lavere marginer tilfalle produsenten i et fullstendig liberalisert marked. Imidlertid er det sannsynlig at et mer liberalt gassmarked også vil føre til flere mer kortsiktige kontrakter, inkludert et spotmarked, enn under dagens system. Dette kan føre til større variasjoner i gassprisene på kort og mellomlang sikt ettersom hvor stramt gassmarkedet er. Dette kan i perioder gi både høyere og lavere priser enn prisen på alternativene. Et liberalisert gassmarked vil altså føre til mer *ustabile* priser for produsent/eksportør enn i dagens marked.

Et liberalisert gassmarked med lavere marginer til transportleddene vil kunne føre til lavere priser til produsent når markedet samtidig er svakt ("overskuddstilbud"). Da vil kjøperne av gass få lavere priser. I en periode med et stramt marked vil på den annen side kunne forsterke den positive priseffekten liberaliseringseffekten (partielt sett) kan ha for produsenten gjennom lavere transportkostnader ("overskuddsetterspørsel"). I en slik situasjon vil veksten i markedet måtte bremses. Det kan således være (lange) perioder der det er ingen eller lite grunnrente å hente for en produsent i et liberalisert gassmarked, såvel som det kan være større grunnrente enn i dag å hente i andre perioder. Det vil være et poeng for

eksportørene at den samlede veksten i gassproduksjonen ikke bør være større enn veksten i etterspørselen, slik at prisfallet på sluttbrukernivå hindres eller begrenses.

Hvem som tjener og taper på en liberalisering, er således avhengig av *hvordan* liberaliseringen finner sted og hvordan aktørene opptrer under en gitt liberaliseringsform. På grunn av at gass er en ikke-fornybar ressurs som kun finnes få steder i store kvanta, vil det, til forskjell fra mange andre markeder som blir liberalisert, i det europeiske gassmarkedet fortsatt eksisterer en grunnrente til fordeling. Denne grunnrente kan ende opp hos produsent, transmisjons- eller distribusjonsverk, eller hos elektrisitetsprodusenter eller store industrielle brukere som økt fortjeneste. Med en aktiv avgiftspolitik på gass i forbrukslandene kan mye av den også ende opp i disse landenes statskasser.

Dette bidrar til at det europeiske gassmarkedet både i dag og i fremtiden må forventes å være mer politisert enn de fleste andre markeder. Her står Norge relativt alene som vesteuropeisk land med sine interesser om høye og stabile priser på gass. Prisinteressene deler vi på den annen side med andre eksportland, såsom Russland og Algerie, som politisk står lengre fra EU-landene politisk enn Norge, men også langt fra Norge. Dette illustrerer også en ny dimensjon av utenrikspolitisk avbalansering for Norge mellom våre særegne nasjonale interesser og hensyn som petroleumsprodusent i forhold til andre vestlige land, som vi hadde mer like totalinteresser med før olje og gasseksporten ble såvidt stor som den er nå.

Energiavgifter, markedsliberalisering og produksjonspolitik

Ofte tar vi det i Norge som naturlig at vi har krav på de store inntektene fra olje- og gassektoren fordi det er vi som eier ressursene. Konsumentland i EU anser det imidlertid ikke nødvendigvis som rimelig at vi tjener så mye penger på virksomheten som vi gjør. En høy pris innebærer en inntektsoverføring fra kjøper til selger. Blir olje- og gassprisene til produsent «for høye» kan det til og med true veksttakten i olje- og gassimporterende lands økonomier, slik som på 1970- og 1980-tallet. De fleste EU-land har andre prisinteresser enn oss på energifronten, det har også USA og Japan og de fleste nye økonomiene i Asia og Sør-Amerika.

Utviklingen og omorganiseringen av det europeiske gassmarkedet og avgiftspolitikken for olje og gass, understreker at makten i energimarkedene nå i større grad ligger hos konsumentlandene enn hos produsentlandene. I den moderne internasjonale økonomi er spillereglene forskjellig fra den tid da eiendomsretten til ressursene var det avgjørende for deres utnyttelse og påfølgende inntjening ved salg. I dagens verden er det i større grad de som kontrollerer markedene som også kan påvirke prissettingen på varene. Eksempelvis er det EU og EU-land som har førstehånds myndighet til å organisere det europeiske gassmarkedet i henhold til sine interesser og har med det potensiale til å påvirke fremtidige norske gassinntekter i betydelig grad.

Det vil således kreve betydelig politisk og kommersiell innsats fra norsk side for at vi skal kunne dra fordeler og unngå ulemper av utviklingen av den nye internasjonale økonomiske orden. Erfaringene fra påvirkning av gassdirektivet og Kyotoprotokollen kan imidlertid stå som eksempler på at det nytter for et lite land å påvirke internasjonale beslutninger, også der våre interesser avviker fra flertallets. Kanskje er det vår egen evne og vilje til å påvirke disse beslutningene som her er vel så viktig som om vi f.eks. er medlem av EU eller ei.

På avgiftssiden er Norge i en nokså unik og dels motsetningsfylt situasjon som oljeeksporterende vestlig industriland. Norsk politikk for avgiftslegging av oljeprodukter er nokså lik, og av og til i forkant av, vest-europeiske oljeimporterende land. Selv om norsk oljeetterspørsel er marginal i global sammenheng, støtter vi en politikk i våre kjøperland som har potensiale til å presse prisen på vårt viktigste eksportprodukt ned. Det er et spørsmål om våre nasjonale økonomiske interesser er tjent med en slik politikk og om ikke vi bør argumentere sterkere internasjonalt for at miljøproblemer må løses på en mer direkte måte enn å skattlegge bruken av olje og særlig gass.

I henhold til økonomisk ressursteori gir de fallende oljeprisene signal til produsentlandene om å øke sin utvinningstakt i dag. Dette kan forsvare dagens høye norske utvinningstempo. De mange økonomiske og økonomisk-politiske teorier for prisdannelsen på olje illustrerer imidlertid en manglende consensus for forståelsen av hvordan dette markedet fungerer. Selv om oljeprisen nå har falt lenge, må den ikke nødvendigvis fortsette å gjøre det i fremtiden.

Betrakter en således olje- og gassmarkedene som resultat av både økonomiske mekanismer og politiske handlinger og hendelser, vil det blant annet være evnen og viljen til koordinerte handlinger både på tilbuds- og etterspørselssiden, avgiftspolitikken m.v. som avgjør hvem som får grunnrenten i markedet. For å gjøre det vanskeligere for EU og EU-land å øke sine avgifter eller foreta for oss ugunstige former for liberalisering av gassmarkedet kan en ut fra en økonomisk-politisk forståelse av olje- og gassmarkedene således godt komme fram til at utvinningstakten av olje bør reduseres, eventuelt at nye investeringer utsettes. All den tid det er staten som i Norge tar inn mesteparten av grunnrenten på produsentleddet, vil avgiftspolitikken i forbrukslandene primært være en interessekonflikt mellom norske og kjøperlandenes myndigheter.

Norge og stabilisering av oljeprisen

Uroen i oljemarkedet har i perioder bidratt til å ryste norsk økonomi. De største eksportørene i og utenfor OPEC arbeider med å regulere tilbudet slik at prisen kan ta seg opp igjen. Norge har på sin side vitale økonomiske interesser i en rimelig høy og stabil oljepris. Særlig i svake markedssituasjoner vil vi i praksis ønske et stabilt og rimelig sterkt produsentsamarbeide (såsom gjennom OPEC). Eventuelle *norske* produksjonsreguleringer vil på sin side som oftest ha små muligheter til i seg selv å kunne påvirke prisnivået. Ensidige reduksjoner vil kunne føre til en kvantumsøkning og dermed økte inntekter for ett eller flere *andre* oljeproduserende land. Om en norsk produksjonsreduksjon får innvirkning på prisene avhenger dermed først og fremst av hvilke reaksjoner det avstedkommer blant andre oljeeksportører og i markedets oppfatning av tiltaket. De forutsetter således et samarbeide med andre oljeprodusenter for at enkeltlands tiltak skal ha effekt i markedet.

En faktor som har betydelig større betydning for prisutviklingen i dag enn på 1980-tallet er altså de stadig økende energiavgiftene i forbruksland. Det er viktig for produsentland at ikke prisene faller så lavt at betydelige nye avgifter blir innført. Dette skjer lettest når råoljeprisen faller, og konsumentene merker minst, slik vi så i 1986 og 1991. Forbruksavgiftene bidrar til å presse råoljeprisen ned. Avgiftsinntektene til forbruksland er nå langt høyere enn skatteinntektene til produksjonsland.

Modningsgraden for norsk oljeproduksjon i dag er også annerledes enn på 1980-tallet. Den gang var norsk produksjon i sterk vekst, mens den i dag flater ut. Det synes lite sannsynlig at forpliktelser om produksjonsbegrensninger i dag vil ha de samme reelle begrensende konsekvenser for norsk produksjonsutvikling som de ville hatt for 10 år siden.

Også OPEC står i et annet forhold til markedet. Dels er de splittet gjennom konfliktene rundt Den persiske gulfen. Dels har ikke-OPEC eksportører blitt viktigere enn før (Mexico, Norge, Russland). Effektive produksjonsreguleringer vil i dag som regel måtte involvere produsenter utenom organisasjonen.

Det er i dette bildet at Norge som verdens nest største eksportør skal ivareta sine internasjonale oljepolitiske interesser. Eventuelle produksjonsbegrensninger må da søkes innrettet slik at de får maksimal begrensende effekt overfor andre lands produksjon, overfor avgiftspolitikken i forbrukslandene såvel som i markedets oppfattelse av tiltaket. Tiltakene må kunne oppheves dersom andre ikke følger en overenskomst, eventuelt gjøres betinget av at andre land reelt kutter sin produksjon først.

Det vil herunder kunne være av betydning *hvordan* en norsk produksjonsbegrensning iverksettes. Dersom norske tiltak kommer som reaksjon på andre lands utspill (sist Saudi Arabia, Venezuela og Mexico), vil vi måtte godta, avvise eller finne en mellomløsning på kravene. Ofte vil slike situasjoner skape stor internasjonal og nasjonal medieoppmerksomhet. Ved å vise mer initiativ kan norske tiltak tenkes å virke klarere og sterkere både overfor andre oljeproduserende land, EU og IEA og deres medlemsland og markedet.

I en verden der intet land deler Norges interesser fullt ut som petroleumseksportør bør vi som småstat selvsagt bestrebe oss på å ha et realistisk ambisjonsnivå i hva vi kan oppnå. Men her utgjør små marginer betydelige beløp. 1 \$/fats prisendring over et år utgjør for Norge 7-8 milliarder kroner i eksportinntekter. En vellykket politikk overfor markedet av verdens nest største eksportør vil således ha potensiale for betydelige inntektsvinst for landet, selv om de prosentvise endringer skulle være små. En neglisjering av den rolle vi har, eller en mislykket politikk, har på den annen side muligheter for å gi tilsvarende tapte inntekter.

Norsk OPEC-politikk

Offisiell norsk politikk fram til 1986 gikk i hovedsak ut på at oljemarkedet er et rent kommersielt anliggende der utenriks- og sikkerhetspolitiske forhold ikke skulle trekkes inn. Dette innebar at vi uttalte at Norge ikke ville ha noen innvirkning på oljeprisen. Den beste utenrikspolitikk på dette området ble derfor lenge vurdert til ikke å ha noen uttalt politikk. Som gratispassasjer var vi lenge i den ønskesituasjonen at vi både kunne øke produksjonen og høste prisfordelene av andre lands produksjonsreduksjoner.

Liksom oljemarkedet som sådant er sammensatt av både økonomiske og politiske variabler, er også Norges situasjon i markedet preget av økonomiske og politiske forhold som gjensidig avhenger av og virker inn på hverandre. Ved siden av å være et petroleumsøkonomisk tema, ble oljevirkksomheten derfor også et tema i utenrikspolitikken i 1986. Våre interesser som oljenasjon måtte balanseres inn i våre totalforhold til ulike land og organisasjoner. Etter prisetallet ble det stadig vanskeligere å fremheve kun det kommersielle ved oljehandelen overfor omverdenen.

Når OPEC den gang fremsatte krav om at Norge skulle delta i arbeidet for å holde prisnivået oppe, som en betingelse for at de selv skulle fortsette å være villige til å holde en lav produksjon, var det et eksempel på hvordan vår posisjon som oljenasjon ble politisert internasjonalt, ikke at vi selv hadde valgt det.

I en situasjon med krav om tilbakeholdenhet i utvinningspolitikken hadde Norge valget mellom å følge sin egen politikk og vente til OPEC (eller ofte mer korrekt; viktige oljeeksporterende land) eventuelt frafalt kravet, eller å gå inn i en eller annen form for dialog. De enkelte OPEC-landene vil stå overfor tilsvarende dilemma som Norge. Enten må de følge ønsker fra andre om ytterligere reduksjoner, eller produsere mer for å øke inntektene den veien. Det er i Norges interesse at ikke noe viktig produsentland bryter ut av OPEC-avtalene, og vår politikk bør derfor ikke virke i retning av en slik prosess. Om Norge som gratispassasjer demonstrativt avviser OPECs politikk vil det kunne motivere de enkelte medlemslandene fra å holde tilbake en del av produksjonen fra markedet. En eller annen form for medspill, og i alle fall ikke motspill, ville kunne hjelpe på øvrige oljeprodusenters samhold om begrensninger. I et marked som ofte hadde vist seg ømfintlig for forventninger kunne det således tenkes at vi gjennom erklæringer og handlinger hadde en viss innvirkning samhold i OPEC og dermed på prisen.

Etter prisetallet i 1985/86 erklærte Norge seg således villig til å støtte OPECs bestrebelser for høyere og mer stabile oljepriser. Norsk produksjon ble redusert med 7,5 prosent i *forhold til kapasitet*. Denne frivillige begrensningen varte fram til 1990. I denne perioden steg realprisene på olje svakt. På grunn av at mange norske felt kom i produksjon i perioden, økte likevel norsk produksjon fra 0,9 millioner fat per dag i 1986 til 1,7 i 1990 - en fordobling! Prisveksten kulminerte med konflikten Irak/Kuwait i 1990/91.

De norske produksjonsøkningene ble foretatt uten særlig grad av offentlig kjent kritikk fra OPEC. I 1985-86 var det sterk kritikk fra OPEC mot den økende norske oljeproduksjonen. Ved å demonstrere overfor OPEC og OPEC-land at vi var forutsigbare og også på deres side, ble kanskje disiplinen i forhold til deres egne produksjonsrestriksjoner styrket. Selv om produksjonsreguleringene må sies å ha hatt liten økonomisk betydning i markedet, så det altså ut til at de hadde psykologisk og politisk betydning. Ut fra dette er det vanskelig å si at ikke Norges OPEC-tilnærming var vellykket i denne perioden.

I perioden 1991-97 har igjen produksjonsbeslutningene i hovedsak vært tatt på bedriftsøkonomisk grunnlag alene. Produksjonen har kommet opp i over 3 mfd og vi har blitt verdens nest største eksportør. Først våren 1998 har Norge igjen gått inn i et internasjonalt samspill med andre oljeprodusenter for å stabilisere og heve oljeprisen, gjennom produksjonsreduksjoner på 100.000 fat per dag.

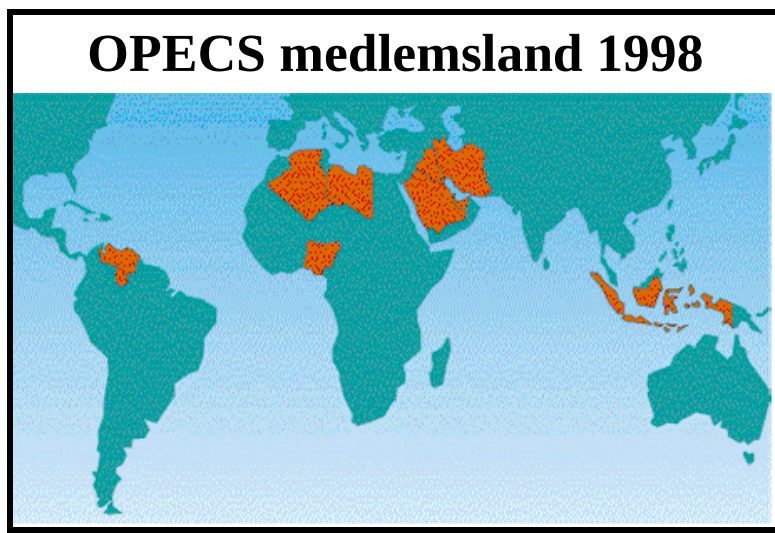
Norsk produksjonspolitik og avveininger mot øvrig utenrikspolitikk

Norge er økonomisk, politisk, historisk og kulturelt del av den oljekjøpende vestlige verden. Konsumentlandene har i det alt vesentlige interesser i en stor og stabil oljeproduksjon, til en rimelig lav pris. Konsumentlands ønsker om stabilitet og leveringsikkerhet faller sammen med våre nasjonale petroleumspolitiske interesser. Ønsket om lave priser kan komme i konflikt med dem. For sikre et diversifisert tilbud er det likevel slik at konsumentland har interesse av priser som er såvidt høye at de gjør investeringer i ny produksjonskapasitet utenom Midtøsten lønnsom. Det vil således være i både konsument- og produsentlands interesse at prisene ikke svinger så sterkt som de har gjort de siste tiårene.

Partielt sett ønsker konsumentlandene en så lav pris som mulig. I en mer helhetlig vurdering kan imidlertid et slikt ønske vise seg å være gunstig kun på kort sikt. Importerende land ønsker også å forhindre en for stor avhengighet av olje fra Midtøsten. En slik avhengighet vil kunne skape problemer i tilfelle nye kriser i regionen. Et visst nivå på oljeproduksjonen utenfor dette området ønskes opprettholdt og investeringer i produksjon utenfor Midtøsten betinger en høyere oljepris enn det Midtøsten kan produsere til. Likevel vil konsumentlandene generelt ønske et lavere prisleie enn produsentlandene og heller rasjonere oljen til forbrukerne gjennom høye avgifter enn gjennom høye produsentpriser. Imidlertid er det ikke slik at partene har motstridende økonomiske ekstreminteresser. Det er fellesinteresser i prisstabilisering innen visse grenser. For å stabilisere markedet er det viktig at *vesentlig* overproduksjon ikke finner sted, også sett fra konsumentlandenes langsiktige interesser.

Produsent- og forbruksland av olje har altså fellesinteresser i prisstabilitet og forutsigbarhet, men ikke i nivå på prisen. De økonomisk sett optimale nivå for hver av partene er imidlertid mindre forskjellige enn det prisen har svingt i mellom de siste 30 årene (mellom 10 og 70 \$/fat i 1997-verdi). Det vil være partenes olejøkonomiske fellesinteresse å samvirke til at prisene ikke svinger så mye.

Et viktig forhold vil således være at eksportører og importører holder kontakt med hverandre og utveksler informasjon og synspunkter som kan øke forutsigbarheten i markedet. Forutsigbarhet kan føre til at land innfører tiltak mot kommende ekstremendringer, noe som i sin tur virker stabiliserende. Kontakten kan også virke i retning av å øke den gjensidige forståelsen av at kjøper og selger av olje er avhengige av hverandre. Det kan i sin tur øke muligheten for at partene optimaliserer sine langsiktige interesser på bekostning av de mer kortsiktige, såsom å unngå ekstreme prisutslag.



En norsk tilnærming til OPEC og/eller OPEC-land vil imidlertid i praksis medføre en viss samkjøring med andre oljeproduserende land i vår utvinningspolitikk. I mange tilfeller kan dette være uproblematisk, såsom i forhold til det ansvar Saudi Arabia har vist i forhold til prisstabilisering i lange perioder. I mer spente og konfliktfylte situasjoner kan dette være mer problematisk, slik vi har sett i forbindelse med de to oljesjokkene og i forhold

til land som Iran, Irak og Libya. Viktige land og organisasjoner vi i vår øvrige energi-, utenriks- og sikkerhetspolitikk står knyttet til (f.eks. IEA og NATO), er konsumentland som ikke bare har andre prisinteresser enn produsentlandene, men som har andre interesser på andre utenriks- og sikkerhetspolitiske områder en enkelte av disse produsentlandene..

I de situasjoner vi eventuelt skulle søke å bidra til prisstabilisering, vil imidlertid markedet være svakt og prisene lave. En slik situasjon vil normalt ikke representere noen trussel for konsumentland. I en stram markedssituasjon, eventuelt en krise, vil vi uansett ha interesse av

å maksimere produksjonen for å dempe prisene. Det er disse krisene forbrukslandene vil ha størst interesse av å forebygge og håndtere, og vite at vi bidrar til dette. Å eventuelt utnytte vår markedspolitiske betydning gjennom en eller annen form for dialog med OPEC og/eller viktige produsentland, bør markeres som at vi med det også ivaretar konsumentlands interesser i markedsstabilisering og forutsigbarhet.

Kombinasjonen av å være både oljeland og vestlig land kan gi oss en tilleggsdimensjon i mulig innflytelse, utover et produsentsamspill. Vår situasjon som oljeeksporterende OECD-land vil vi kunne prøve å bruke til å påvirke blant annet IEA, NATO og USA til å innse betydningen av et visst nivå på oljeprisen for å hindre fremtidige prissjokk. Selv som ikke-EU-medlem, men som deltaker i EØS, kan vi også søke å påvirke EU.

At andre oljeproduserende land ikke forstår Norges generelle utenrikspolitiske situasjon, eller at de øvrige vestlige land ikke forstår vår økonomiske interesse av høye og stabile priser, synes begge deler like usannsynlige. Den tross alt relativt beskjedne betydning vi har i markedet, økonomisk og politisk, tilsier også at det virker lite sannsynlig av noen av dem å komme med vesentlige reaksjoner mot Norge i forbindelse med norsk støtte for å stabilisere oljeprisen i svake markedsituasjoner. Dette bør gi oss relativt stor utenrikspolitisk handlefrihet på dette området.

Produksjonstempo og statens rolle

Uten kommunikasjon mellom landene, og en gjensidig forståelse av oljeprisen som internasjonalt felles gode som alle er med å påvirke, vil hvert enkelt land øke produksjonen så lenge det bedriftsøkonomisk er lønnsomt. Samtidig vil det være slik at jo flere restriksjoner en kan legge på andre lands produksjonspolitik, jo mindre vil det kreves i reduksjon av egen produksjon for å opprettholde et visst nivå på fellesgodet (prisen). Alle land vil alltid ha interesse av å være gratispassasjer på andres tiltak.

Som regel vil det være slik at staten optimaliserer bruk av naturressurser over en lengre tidshorisont enn det private. Dette skyldes blant annet at staten har flere hensyn å ta enn bare å tjene mest mulig på utvinning av dem. Dette kan være hensyn til miljø, makroøkonomisk balanse, markedsvirkninger osv. Også sikkerhetspolitiske forhold kan tenkes trukket inn; gjennom høy produksjon eksponeres landet sterkere internasjonalt og kan nødvendiggjøre økte forsvarsutgifter. Summen av en rekke slike forhold gjør at det offentlige ofte har en lavere diskonteringsrate ved verdsetting av en fremtidig utnyttning av ressursene. Jo lavere diskonteringsrate, jo høyere blir nåverdien av fremtidig utvinning. Dette bidrar til at det offentlige i mange situasjoner vil komme fram til et lavere utvinningstempo enn private selskaper. Optimalisering av nasjonale petroleumspolitiske interesser gir således Staten en viktig rolle.⁷

⁷ Skulle eksempelvis Saudi Arabia velge produksjonstempo bare ut fra bedriftsøkonomiske kriterier, ville det vært en rekke selskap som ønsket å investere i landet for dette formål (forutsatt at politiske forutsetninger forøvrig lå til rette). Det er imidlertid ikke sikkert at Saudi Arabia som *nasjon* ville være tjent med å øke produksjonsvolumet til kanskje 20-30 mfd/dag, med påfølgende pris- og inntektsvirkninger. Staten har her som oppgave å ivareta de kollektive interessene som hvert av selskapene blir for små til å kunne ivareta og håndtere eller ikke har som sin oppgave.

En reprivatisering av oljesektoren i Den persiske gulfen vil således kunne tenkes å forsterke koordineringsproblemene og interessekonfliktene mellom eksportland om eventuelle produksjonsreduksjoner. Det var nettopp nasjonaliseringen av oljeselskapene på 1960- og 1970-tallet som mange har oppfattet som en nødvendig forutsetning for at OPEC-land skulle kunne få til koordinerte tilbudshandlinger etter Yom Kippur-krigen i 1973.

Dersom Staten så skulle beslutte et lavere produksjonsvolum kan de velge mellom tre virkemidler; a) utsettelse av tildeling av utvinningstillatelser, v) utsettelse av utbygging av påviste olje- og gassfelt eller c) produksjonskutt fra utbygde felt.

Her vil utsettelse av tildeling av utvinningstillatelser være det mest uproblematisk, men samtidig det mest langsiktige. Et slik tiltak vil ikke kunne hjelpe for å motvirke f.eks. noen måneders prisfall for å hindre avgiftsøkninger, men være signal til markedet om en mer langsiktig tilbakeholdenhet. Utbygging av petroleumsfelt skal på sin side forrentes gjennom en senere produksjonsfase. Ved å utsette denne, vil selskapene pådra seg økte kostnader og slik sett være mer problematisk å innføre overfor disse når først letefasen er avsluttet. Også dette virkemidlet vil hovedsakelig ha langsiktige virkninger og signaleffekter overfor markedet.

Produksjonskutt ved utbygde felt vil representere et finansielt tap for selskapene (og derigjennom også for Staten). I denne situasjonen er alle kostnader (både faste og variable) tilnærmet de samme om man produserer for fullt eller reduserer 5-10-15 prosent. Dersom tiltaket fører til en prosentvis større oppgang i prisen enn den prosentvise nedgang i produksjonen, vil imidlertid tiltaket være lønnsomt. Problemet er at man aldri vil få visst hva prisen ville blitt om tiltaket ikke hadde vært iverksatt. For det enkelte selskap ville det uansett være bedre å være gratisspassasjer på andres tiltak, og produsere for fullt. Utfordringen blir således hvorvidt det er mulig å få til en tilstrekkelig internasjonal koordinering av produksjonsreduksjonene, slik at kan få et rimelig grunnlag for å vurdere om det er sannsynlig at tiltakene har betydning.

Sikkerhetspolitiske forhold.

Stortingsmelding nr. 23 1997/98⁸ definerer nasjonale sikkerhetspolitiske mål som å:

- a) forebygge krig og medvirke til stabilitet og fredelig utvikling,
- b) beskytte norsk handlefrihet overfor politisk og militært press, og ivareta norske rettigheter og interesser, og å
- c) trygge norsk suverenitet.

En slik definisjon av sikkerhetspolitikk kan forstås slik at den omfatter norske rettigheter og interesser også på økonomiske og politiske områder som ikke direkte inngår i det direkte forsvar av landet mot fysiske angrep utenfra på ulikt nivå. Om en definerer suverenitet som

Det offentlige vil i de fleste land riktignok ha ordninger som gjør at de kan pålegge private selskaper produksjonsreduksjoner. Konflikten mellom å produsere mye nå (det enkelte selskap) og å vente noe lenger (staten) vil imidlertid tydeliggjøres sterkere når private selskaper har sterke interesser i produksjonsbeslutningene. Ofte er det slik at de som arbeider i det offentlige og selskaper går fra det offentlige og til selskapene. Kompetansen i selskapene vil ofte kunne bli tyngre enn f.eks. i fagdepartement og blant politikere. Slik kan selskapene «fange» det offentlige til å foreta beslutninger de selv ønsker (her: høy produksjon).

Problemet rundt produksjonsreguleringer i oljesektoren når produksjonen foregår i hovedsak av private selskaper kan tenkes å være spesielt stort mellom store, multinasjonale selskaper og små land med begrensede kompetansemessige og strategiske styringsressurser. Dette er kjent som en «principal-agent» situasjon, og inntreffer blant annet ofte som et problem når offentlige myndigheter skal regulere bedrifters adferd i imperfekte markeder (hvor bedriftene ofte blir relativt store / er få, men for små til å ønske å ivareta kollektive interesser). Det vil kunne stille større krav til det offentliges egen kompetanse og styrke for å ivareta andre samfunnsinteresser som påvirkes av en betydelig petroleumssektor, enn når offentlig eide nasjonale selskaper er dominerende. Denne utfordringen må imidlertid selvsagt veies mot at det er viktig for de fleste oljeproduserende land å engasjere private (og ofte multinasjonale) selskaper i leting og utvinning, for å skaffe kapital, oppdatert kunnskap og teknologi til virksomheten.

⁸ «Hovedretningslinjer for Forsvarets virksomhet og utvikling 1999-2000»

selvstyre innad og handlefrihet og handleevne utad, vil sikkerhetspolitikken derfor kunne omfatte en rekke uten- og innenrikspolitiske interesser for landet.

Forsvarsmessig kan norske installasjoner tenkes å bli objekter i militære konflikter som del av a) generelle konflikter i vårt nærområde, b) globale økonomiske konflikter og c) europeiske økonomiske og/eller politiske konflikter. I en eventuell konfliktsituasjon i Europa vil installasjonene (plattformer, rørledninger, terminaler osv) kunne bli viktige strategiske angrepsmål. For andre land vil det være interessant selv å kontrollere produksjonen, eventuelt å hindre at motparten skal dra nytte av den dersom de selv ikke har kontrollen. Olje og gass har både stor egenverdi og stor strategisk⁹ verdi.¹⁰

Så godt som intet annet land i verden deler fullt ut de samme totalinteressene som Norge på det petroleumspolitiske området. Olje- og gassressursene og petroleumseksporten er enkeltfaktorer som i dag kanskje skaper størst interesse for Norge i andre land. Interessene dreier seg om utenlandske selskapers deltakelse i leting, utvinning og drift og leveranser til produksjonen av norsk olje og gass, og selskapers og lands interesser i produksjonstempo, priser og betingelser for kjøp av norsk olje og gass, avgiftspolitikken m.v.. Siden olje og gass er viktig for energiforsyningen i de fleste industrialiserte land, vil kjøperlandene også legge vekt på at Norge er en stabil leverandør av petroleum. Leveransene bør imidlertid helst skje til *priser som ikke er høyere enn nødvendig for å holde produksjonen i gang* over tid. Store land og selskaper vil derved ha gode motiver til å følge nøye med i utformingen av norsk petroleumspolitikk. Ønsker om påvirkning av norsk oljepolitikk kan fremsettes som deler både av langsiktige strategier og i mer akutte situasjoner i forbindelse med prishopp eller -fall.

Gjennom måten markedene fungerer på, kan norsk petroleumspolitikk bli utsatt for sterk internasjonal oppmerksomhet i konfliktsituasjoner, også langt fra vårt nærområde. Siden oljeprisen er et internasjonalt fellesgode/-onde (tilnærmet lik for alle) vil eksempelvis en ny konflikt rundt oljeinstallasjonene i Midtøsten øke norsk produksjons betydning både for kjøper- og selgerland, særlig dersom oljemarkedet er, eller gjennom en slik konflikt blir gjort, stramt.

I en krisesituasjon med redusert eller bortfalt petroleumproduksjon i andre land, vil petroleumsprisene kunne øke betydelig. Viktige importland vil neppe sitte rolig og bare akseptere slike prisøkninger dersom de kan gjøre noe med det. I en slik situasjon er det rimelig å forvente et økt press mot Norge fra importlandene for å holde i gang, eventuelt øke produksjonen. Dette ville også kunne være i norsk interesse siden prissjokk i seg selv er destabiliserende i markedet. En politikk som går ut på å stenge norsk petroleumproduksjon i en krisesituasjon synes således som bortimot uakseptabelt for konsumentland, dvs våre allierte i øvrige politiske og forsvarspolitiske forhold, og en ønskedrøm for øvrige produsentland, spesielt dersom de er deltakere i en konflikt om olje f.eks. i Midtøsten.

Eksportland i konflikt kan tilsvarende presse importland ved å skade oljeinstallasjoner

⁹ Strategiske råvarer er i denne rapporten definert som: «Råvarer som er nødvendig for å møte militære, industrielle og essensielle sivile behov i fred, krise og krig. Råvarer som ikke finnes eller produseres/utvinnes innenfor landets grenser i tilstrekkelige mengder for å møte angitte behov. Råvarer som er viktige for omverdenen, og/eller for vår egen økonomi og derved sikkerhet»

¹⁰ Eksempelvis var Iraks angrep på Kuwait i 1990 et eksempel på en konflikt som var motivert ut fra både økonomisk vinning og strategiske virkninger, både regionalt og internasjonalt. Se Austvik (1992) for nærmere diskusjon.

andre steder i verden, gjennom det ytterligere tilbuds bortfall og påfølgende prisøkninger dette ville kunne medføre. Selve trusselen om dette, og forventningen om at et slik bortfall kan skje, vil i seg selv kunne medføre kraftige prisøkninger i en stram markedssituasjon forøvrig. I en slik situasjon vil alle de enkeltfaktorer som påvirker oljeprisen ha potensiale til å påvirke den mer enn i en situasjon med stor ledig kapasitet. Norsk petroleumsproduksjon kan således tenkes truet av terrorangrep, sabotasje, eventuelt rene krigshandlinger i en ekstrem situasjoner med høye oljepriser for å skade/presse konsumentland.

Dette gjør at konsumentland kan ønske å forsvare norsk oljeproduksjon i en krise om vi ikke gjør det selv, eventuelt skulle ønske å stenge produksjonen ned. Dersom forsvaret av installasjoner foretas med norsk passivitet, vil norsk suverenitet over produksjonen bli sterkt svekket. Ekstremt sett kan press fra andre krigførende land føre til at forbruksland tar over kontrollen med Nordsjøproduksjonen, og tenkes provosert fram av mange typer internasjonale konflikter, ikke bare oljerelaterte, der viktige forbruksland er involvert og oljemarkedet er eller blir gjort stramt (gjennom bortfall av produksjon annet sted). Dette skjerper kravet til et troverdig norsk forsvar av installasjonene. Selv med et sterkt norsk forsvar på dette området, vil Norge imidlertid ikke kunne klare å forsvare alle installasjonene i Nordsjøen alene. Forsvaret bør således legges opp i samarbeide med allierte, men med norsk styring.

Så lenge vi er en så betydelig petroleumseksportør som vi har blitt, må petroleumsinteressene, øvrig utenrikspolitikk og andre nasjonale interesser optimaliseres på en ny måte. Det er vanskelig å se at vi som «stormakt» i petroleumsmarkedene kan ivareta våre interesser fullt ut uten et flerdimensjonalt økonomisk og politisk samarbeid med andre land. Vi er et meget stort land i utstrekning, rikt på verdens viktigste strategiske råvarer, men bare 4,5 millioner mennesker. Dette gjør at vi selvsagt bør bestrebe oss på å ha et realistisk (og rimelig beskjedent) ambisjonsnivå i en eventuelt mer selvstendig linje på det petroleumspolitiske området. Men her utgjør små marginer betydelige beløp. I gitte situasjoner kan små aktører også bety mye politisk.

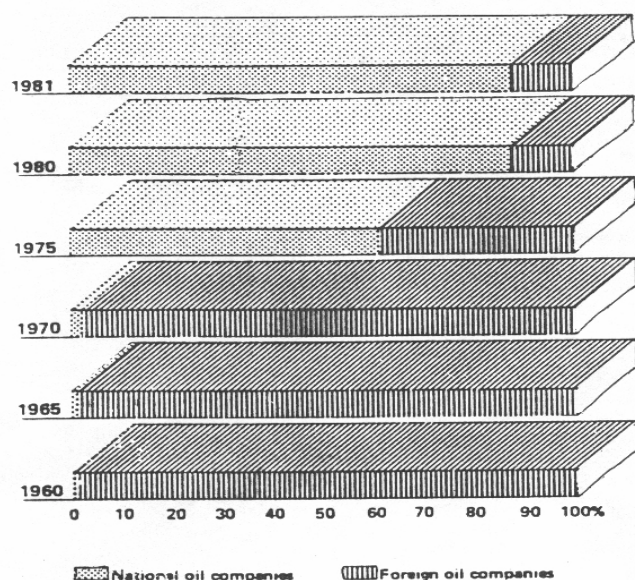
Del IV; Markedssituasjonen – olje og gass

A; Oljemarkedet

Råolje har vært, og er fortsatt, den viktigste enkeltvare i internasjonal handel. Olje er en viktig innsatsfaktor i ethvert moderne lands økonomiske virksomhet og representerer en stor verdiandel av konsumentlands import og produsentlands eksport. Det internasjonale råoljemarkedet har ofte vært gjenstand for påvirkning både fra selskaper og stater. I lange perioder var det verdens syv største oljeselskaper (Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf, Royal Dutch Shell og British Petroleum - de «syv søstre») som kontrollerte mesteparten av eksporten. I de siste 30 årene har imidlertid medlemslandene i Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) representert tyngdepunktet.

OPEC ble etablert i januar 1961 av 5 av verdens viktigste oljeeksporterende land: Saudi Arabia, Iran, Irak, Kuwait og Venezuela. Hensikten var å koordinere oljepolitikken i medlemslandene og stabilisere "skadelige og unødvendige" svingninger i oljeprisen. Foranledningen til etableringen av OPEC var en økende misnøye med at de internasjonale oljeselskapene kunne bestemme priser og utvinningstempo for oljeproduksjonen mot å betale (ofte lave) royalties (avgifter) til vertslandene. Iran var det første landet som dannet et nasjonalt oljeselskap i 1951.

Oljeproduksjon i OPEC-land fordelt på utenlandske og nasjonale selskaper 1960-1981.



Gjennom nasjonalisering av oljeindustrien, særlig på begynnelsen av 1970-tallet, klarte OPEC-land å administrere produksjon og priser i større grad. Dette var en medvirkende årsak til at de prisøkningene på olje lyktes etter Yom Kippur krigen i 1973, men ikke etter 6-dagerskrigen i 1967. Figur hentet fra OPEC Review, no. 3 1982

Fram til 1973 var mesteparten av oljeproduksjonen i OPECs medlemsland overført til nasjonale oljeselskap. På dette tidspunkt var medlemstallet økt til 13 med Algerie, Indonesia, Libya, Dubai/De forente arabiske emirater, Nigeria, Ecuador, Gabon og Qatar som nye medlemmer.

Med statlig kontroll over mesteparten av verdens eksportkapasitet for olje, hadde landene i OPEC økt mulighetene til å administrere produksjonsmengder og pris. Etter Yom Kippur krigen mellom Israel og araberlandene i 1973 satte OPEC-landene, under ledelse av Saudi Arabia og dets oljeminister Sjeik Yamani, opp prisene fra rundt 3 \$/fat til rundt 12 \$/fat, uten at produksjonsmengden ble nevneverdig nedjustert. Denne 4-doblingen av prisen kalles gjerne det første oljesjokket, eller OPEC I. Prisen holdt seg nominelt på 13 \$/fat-

nivået fram til 1979.

Når Ayatollah Khomeini overtok i Iran i 1979, reduserte han landets oljeproduksjon fra vel 5 millioner fat pr. dag (mf/d) til rundt 3.2 mf/d. Saudi-Arabia klarte å kompensere for en del av dette bortfallet. I et relativt stramt marked drev det likevel prisen opp (nominelt) fra rundt 13 \$/fat til 20 \$/fat. Etter at Iraks president Saddam Hussein året etter (1980) gikk til krig mot Iran, falt produksjonen i Iran og Irak med ytterligere 4 mf/d som følge av krigsødeleggelser på begge sider. Dette førte oljeprisen helt opp i mot 40 \$/fat. Denne prisen tilsvarer en pris i 1998-verdi på 60-70 \$/fat. Denne 3-doblingen av prisen kalles gjerne det andre oljesjokket, eller OPEC II.

Med disse høye prisene begynte etterspørselen å falle. For å holde prisene oppe fordelte OPEC produksjonskvoter. OPECs samlede produksjon sank fra 31.5 mf/d i 1979 til 17 mf/d i 1985. Kvotordningene førte til konflikter mellom OPEC-landene om hvordan byrdene skulle fordeles, samtidig som de høye prisene oppmuntret til energisparing, fremskaffelse av nye energibærere og økt oljeproduksjon utenom OPEC. Saudi Arabias produksjon sank fra 10 mf/d til 3 mf/d i perioden. Til slutt kollapset prisene vinteren 1985/86 fra 28 \$/fat til 15 \$/fat som følge av at Saudi Arabia innførte en såkalt "net-back"-prising for å øke produksjonen. Det tredje oljesjokket var altså et kraftig prisfall, og har ofte blitt kalt OPEC III.

Etter 1986 har prisene ligget noe jevnere på nominelt 15-20 \$/fat med et unntak i 1990/91. Under Gulf-krigen, da Irak gikk til angrep på Kuwait, ble all eksport fra begge landene stoppet. Imidlertid ble dette bortfallet fullstendig kompensert ved økning i Saudi Arabias og noen andre lands eksport. I en kort periode var prisene oppe i 35-40 \$/fat, for så å falle tilbake til 15-20 \$/fat etter at de allierte styrkene hadde slått Irak ut av Kuwait.

Oljemarkedets mekanismer

Mens gassalg hovedsakelig er regionalt avgrenset til Europa, blir olje handlet over hele verden. Markedene er ikke bare forskjellige i geografisk utstrekning. Måten salget foregår på og hvordan prisene blir dannet, er også ulike. Med en del unntak kan vi si at prisene på oljeprodukt i stor grad fastsetter prisen også for de fleste andre av verdens energibærere. Dette skyldes blant annet at olje er den energibæreren som veier tyngst i verdens energiforbruk. Dessuten kan oljeprodukter erstatte de fleste andre energibærerne. Prisene vi får for eksporten både av råolje og naturgass, er langt på veg bestemt av den prisen sluttbrukerne av oljeprodukt må betale. I tillegg til råoljeprisen må disse og betale avgifter til forbrukslandet, transport- og raffineringstekstnader osv. Produsentlandet kan få en større eller mindre del av den endelige prisen til forbrukerne.

Verdens gassmarkeder er regionalt adskilt fra hverandre, hovedsakelig i et europeisk, et nordamerikansk og et asiatisk marked. Prisene i disse markedene er nokså forskjellige både for forbrukere og produsenter. Råolje handles på sin side globalt, siden transportkostnadene er relativt lave. Råoljeprisen er dermed om lag den samme over hele verden når vi korreterer for ulike kvaliteter og transportkostnader som faktisk kommer til. Råoljeprisen er et *globalt felles gode* (noen vil 'felles onde') for alle aktører i markedet.

Råoljeprisen framkommer som en sum av ei rekke ressursmessige, økonomiske, tekniske og politiske faktorer på tilbuds- etterspørselssiden. Disse faktorene har varierende betydning for prisdannelsen over tid.

På tilbudssiden er det blant annet viktig hvor store oljereserver et produsentland har, utvinningstempo, hvor geografisk konsentrert og tilgjengelige ressursene er, inntektsbehovet et produsentland har, innen- og utenrikspolitiske forhold, politiske hendinger i Midtøsten (2/3 av verdens oljereserver finnes der). Viktig er også evnen til å samordne produksjons- og prisreguleringer, såsom gjennom organisasjonen av oljeeksporterende land, OPEC.

Siden olje er en ikke-fornybar naturressurs, er det gitt fra naturens side hvilke land som overhodet har mulighet til å produsere. Menneskenes kunnskap om hvor oljen er, i hvilke mengder og til hvilke kostnader den kan produseres har imidlertid endret seg sterkt. I begynnelsen av 1960-tallet ble det eksempelvis slått fast at det ikke finnes olje i Nordsjøen. Et annet eksempel er USAs produksjonshorisont som har vært snaut 10 år i 40 år nå!

De tre største produsentlandene har lenge vært Saudi-Arabia, USA og Russland. Siden USA konsumerer omtrent dobbelt så mye olje som de produserer, blir imidlertid USA verdens største nettoimportør av olje. Også mye av Russlands forbruk går med til eget forbruk. Det er de land som har høy produksjon i forhold til eget forbruk som blir store på tilbudsiden i markedet. Mens Norge representerer under 5 prosent av verdensproduksjonen, har vi en markedsandel i det internasjonale markedet på i underkant av 10 prosent. I følge US Department of Energy gjør dette oss til verdens 6. største produsent og tredje største eksportør i 1997.¹¹

Top 12 Petroleum Net Exporters, 1997 (Million Barrels per Day)			
	Country	Production	Consumption Net Exports
1.	Saudi Arabia	9.3	1.2 8.1
2.	Russia	6.1	2.5 3.6
3.	Norway	3.3	0.2 3.1
4.	Venezuela	3.4	0.5 3.0
5.	Iran	3.7	1.2 2.5
6.	United Arab Emirates	2.5	0.3 2.2
7.	Nigeria	2.3	0.3 2.0
8.	Kuwait	2.2	0.2 2.0
9.	Mexico	3.4	1.9 1.5
10.	Libya	1.5	0.2 1.3
11.	Algeria	1.4	0.2 1.2
12.	United Kingdom	2.8	1.9 1.0

Notes: 1. Production includes crude oil, lease condensate, natural gas liquids, other hydrocarbons and alcohol, and refinery gain. 2. Consumption is estimated using average 1993-1996 oil consumption growth rates. 3. Net Exports is calculated by subtracting estimated consumption from production.
Source: US Department of Energy, April 1998

Norsk oljeeksport har økt kraftig det siste tiåret. Mens vi på begynnelsen av 1980-tallet produserte rundt 0,5 millioner fat pr. dag (mf/d), har vi i 1998 kommet opp i 3.3 mf/d. Vårt eget forbruk av råolje er ca. 0,2 mf/d, slik at nettoeksport var på vel 3 mf/d. Som eksportør har vi passert kjente oljestormakter som Iran og Kuwait for flere år siden. Våre påviste reserver representerer imidlertid bare 1.1 prosent av verdens totale reserver, mens området rundt Persiagulfen utgjør hele 65 prosent.

På etterspørselssiden er blant annet forbrukslandene økonomiske vekst, inntekts- og etterspørselstendenser for energi generelt og olje spesielt, fleksibilitet i endring av forbruksmønstre osv viktig. Politisk er det også viktig hvordan effektiviserings- og samordningstiltak mellom land fungerer.

¹¹ Norge har i flere år vært registrert som verdens nest største oljeeksportør. Olje- og energidepartementet (1998) oppgir dette også i 1997.

Politisk påvirkning av oljemarkedet har særlig vært fokusert gjennom De syv søstre og OPEC. Siden 1974 har imidlertid også etterspørselssiden blitt sterkere påvirket gjennom blant annet opprettelsen av *International Energy Agency (IEA)* som en selvstendig enhet innen OECD. Gjennom dette organet ønsket konsumentlandene, anført av USA ved dets utenriksminister Henry Kissinger, å gi OPEC en motvekt ved å redusere medlemslandenes oljeavhengighet gjennom energisparing, utvikling av alternative energikilder og gjennom forskning og utvikling. IEA har også en egen krisehåndteringsplan som kan tre i kraft i forbindelse med en oljekrise. Denne omfatter både fordelingsplaner for olje og bruk av de såkalte Strategiske petroleumsreserver (SPR), som er bygget opp i mange av de største medlemslandene.

I de senere årene har økt bruk av petroleumsavgifter blitt et viktig virkemiddel blant annet for å gi inntekter til forbrukslandenes statskasser. Slike avgifter også en demper på prisen til produsent; råoljeprisen. Konsumentene av olje betaler i dag ca. 4 ganger mer pr. fat olje enn det produsentene får. I 1985 var dette forholdstallet kun 1,4.

På bakgrunn av sin dobbeltrolle som vestlig oljeproduserende land, er Norge kun assosiert medlem av IEA. For de fleste praktiske spørsmål deltar Norge på lik linje med land med fullt medlemskap. I en eventuell ny energikrise er imidlertid ikke Norge (formelt) forpliktet til å delta i ulike rasjonerende tiltak som IEA-land da vil sette i verk (jfr. Oljekrisen i 1974 og de forberedende tiltak til sparing i forbindelse med Gulf-krigen i 1991).

Også *Den europeiske union (EU)* er i ferd med å bli en viktig politisk faktor på etterspørselssiden. Gjennom økt markedsliberalisering (såsom vi har sett gjennom «Gassdirektivet» i 1997) og harmonisering av avgiftspolitikken, der avgifter skal flyttes fra arbeid til energi, er etterhvert EU og EU-land etterhvert svært viktige politiske aktører for norsk petroleumspolitik. Ved innføring av felles europeisk mynt, vil stadig mer energihandel bli priset i Euro. Dette vil blant annet kunne skape press i retning av en harmonisering av finanspolitikken, som i sin tur vil forsterke det press økte avgifter allerede har på produsentprisene.

All den tid EUs politikk i hovedsak kun dekker Europa, vil dette bli spesielt viktig for inntjeningen på norsk gasseksport. EUs innflytelse på oljeprisene er mindre, siden råolje handles i et globalt marked. Som landgruppe er imidlertid like store i markedet som USA, og deres politikk vil blant annet ha stor betydning for hvordan den globale avgiftsporteføljen på oljeprodukter utvikler seg.

IEA og EU var begge pådrivere i gjennomføring av *det europeiske energichartret*. Med en modell fra GATT/WTO-regelverket, søker chartret å skape større grad av frihandel med energi, øke konkurransen i alle ledd i markedskjeden og lette muligheten til å investering i energiprosjekter, også i Russland.

Oljeprisen som internasjonalt felles gode

Nær 2/3 av verdens kjente oljereserver befinner seg i fem land ved Den persiske gulfen; Saudi-Arabia (25%), De forente arabiske emirater (10%), Kuwait (9%), Iran (9%) og Irak (10%).¹² Fortsatt er imidlertid Sovjetunionen (20%) og USA (14%) verdens to største

¹² BP Statistical Review of World Energy (1990).

oljeprodusenter. De fem Gulf-landene representerer kun rundt 1/4 av verdens oljeproduksjon. Men de står for nær halvparten av verdenshandelen med råolje. I det den globale oljeprisen fastsettes i balansen mellom etterspørsel etter import og tilbudet av eksport av olje, blir dette området spesielt viktig for prisdannelsen. Med fallende produksjon og ressursgrunnlag i land utenom Den persiske gulfen, forventes områdets betydning å øke over tid.

Prisen på råolje fremkommer som en sum av en rekke kvalitativt forskjellige faktorer. For importørene betyr dette at selv om det landet de kjøper oljen fra befinner seg et helt annet sted i verden enn i Midtøsten, vil de måtte betale den samme prisen som for olje derfra. En prisøkning som følge av redusert tilbud fra Golfen ville altså føre til inntektsoverføringer fra konsumenter til produsenter av olje over hele verden uansett geografisk eller politisk beliggenhet. Dette skjedde under de to foregående prissjokkene på olje i 1973/74 (OPEC I) og 1979/81 (OPEC II). Den viktigste årsak til Norges høye oljeinntekter i første halvdel av åttitallet var således Khomeiny's overtakelse i Iran, krigen mellom Iran og Irak og lageroppbygningen som fant sted i forlengelsen av denne grunnet i frykt for betydelige leveranseavbrudd og ytterligere prisstigning, og hadde lite eller ingenting med norsk politikk å gjøre.

For de oljeeksporterende landene er oljeinntektene av avgjørende betydning for inntjeningen av valuta. De fleste viktige oljeproduserende landene i Den persiske gulfen er totalt avhengige av disse inntektene. Av total vareeksport representerer oljen 93 % for Saudi-Arabia, 90 % for Kuwait, 89 % for De forente arabiske emirater, 94 % for Iran og 98 % for Irak.¹³

Når en betrakter oljeeksporterende lands evne til å manipulere prisen, og da særlig gjennom endringer i produksjonen, er det et problem for det landet som foretar produksjonsreduksjonen at land som ikke gjør det mottar den samme pris i markedet som dem selv. Enhver produsent vil derfor at andre skal ta kostnadene ved å øke prisen og selv være "gratispassasjer" på disses tiltak. Sammen med uenighet om hvilket prisnivå som er det riktige er dette mye av grunnen til endeløs uenighet i OPEC, mellom landene i Den persiske gulfen og for såvidt også mellom OPEC og ikke-OPEC-land, såsom Norge.

For et importlands avhengighet av olje betyr det mindre at de importerer lite olje fra Golfen enn at oljeprisen stiger. USA importerte i 1989 eksempelvis kun 13 prosent av sin olje fra Midtøsten. Men på de resterende 87 prosent oljeimport må de betale like høy pris som for Midtøsten-olje, enten den kommer fra Norge, Alberta, Venezuela, Mexico eller Algerie. Også olje produsert i USA, som representerer rundt halvparten av forbruket, må betales med samme pris. Et importlands sårbarhet for knapphet i tilgangen på olje kan (i fredstid) altså presiseres som sårbarhet overfor for høye oljepriser gjennom betydelig overføring av grunnrente fra konsumenter til produsenter. For mange land betyr dette dessuten en proporsjonal oppgang i importutgiftene. For høye oljepriser fører til arbeidsløshet, inflasjon, underskudd på driftsbalansen med utlandet og økonomisk tilbakegang slik vi har opplevd i kjølvannet av to oljeprissjokk.

Tilsvarende som produsenter har interesse av å være gratispassasjer på andre lands tiltak på tilbudssiden, har også importland interesse av at andre land reduserer sitt oljeforbruk slik at prisen holdes så lav som mulig. Dette er kimen til en gryende diskusjon mellom særlig Japan &

¹³ Se Austvik "En vurdering av produksjonskapasiteten av olje i fem land ved Den persiske gulfen" (Rapport til Finansdepartementet publisert som NUPI-rapport nr. 150 oktober 1990).

Vest-Europa på den ene siden og USA på den annen og gir seg utslag i form av uenighet bl.a. om fastsetting av avgifter på petroleumsprodukter.

Det er altså den internasjonale porteføljen av henholdsvis etterspørsels- og produksjonsregulerende tiltak som er viktig for den pris konsumenter må betale og produsenter mottar både på kort og på lang sikt. Tiltakene kan omfatte skatter, avgifter, reguleringer, økonomiske og politiske forhandlinger. Dels kan tiltakene være substitutter for hverandre, dels kan de være komplementære og dels gjensidig utelukkende, dels på kort sikt, dels på lang sikt. For en aktør vil et land som hindrer det felles gode (onde), nemlig prisen, i å bevege seg i den retning som en selv mener er ønskelig, kunne skade ens interesser. Krigshandlinger er det ytterste politiske virkemiddel noe land kan benytte for å nå sine økonomiske og politiske mål. Fysisk kontroll av olje kan innebære muligheter for å influere på prisfastsettelsen.

Priser og prisprognoser

I realverdi har oljeprisen falt jevnt siden etter prisetallet i 1985/86. Den historiske utviklingen av oljeprisen siden 1860 kan indikere en trend mot lavere priser i fremtiden, med "OPEC-perioden" som et avvik fra denne trenden. Et alternativt syn er at prisen på olje vil øke i fremtiden etterhvert som stadig mer blir utvunnet og mindre blir igjen (olje er en ikke-fornybar naturressurs). Prisnedgangen de siste 15 årene kan da være et avvik i en trend mot høyere priser.



Et forhold som har blitt spesielt viktig de siste 15 årene er den stadige økningen i energiavgifter. Avgiftene har økt i nær alle land i verden, men spesielt i Europa. I dagens priser tok oljeproduserende land rundt 60 \$/fat råolje på begynnelsen av 1980-tallet. Avgiftene beløp seg til 20-30 \$/fat og resten gikk til raffinering, markedsføring osv. Dette gjorde at europeiske konsumenter betalte rundt 80-90 \$/fat.

I dag betaler konsumentene i realverdi nesten det samme for et gjennomsnitts fat (Brent olje er brukt som mal i beregningene) med olje. Nå får imidlertid råoljeprodusentene kun 10-20 \$/fat, mens statskassene i de europeiske land tar inn rundt 70 \$/fat. Situasjonen fra 1980-tallet er altså nærmest snudd på hodet. Det er konsumentlandene som i dagens oljemarked tar mesteparten av grunnrenten i oljesektoren, slik produsentlandene gjorde det i «OPEC-perioden». Konsumentlandene har på 1990-tallet hatt sterkere innflytelse over prisdannelsen på råolje enn produsentlandene har.

Det er ingen enighet om hvordan en skal analysere oljemarkedet, oljeprodusenters adferd, etterspørselen etter olje eller selve dannelsen av oljeprisen. På tilbudssiden kan synspunktene grovt deles i to kategorier; velferds-maksimerende teorier og "andre", med mange mellomliggende avskygninger. "Andre" omfatter ofte teorier knyttet til politiske eller inntektsbestemte målsetninger. På etterspørselssiden tar analysene for seg faktorer som økonomisk vekst i ulike deler av verden, inntekts- og priselastisiteter for etterspørselen etter energi generelt, og olje spesielt, eksistensen av og prisen på alternative energibærere, og teknologisk utvikling. Oppfatningen av markedsmekanismen varierer fra konkurranse til monopol i ulike former både på tilbuds- og etterspørselssiden. Prisdannelsen blir sett på som et resultat av enten økonomiske eller politiske krefter i markedet, eller som et samspill mellom begge to.

Til tross for det store antall tilnærmingsmåter har oljeprisprognosene hatt en tendens til å være svært ensartet over de to siste tiårene. De har dertil hatt en heller dårlig treffsikkerhet.¹⁴ Konvensjonelle prisprognoser har ofte basert seg på å ekstrapolere trender, og har bare i begrenset grad tatt hensyn til muligheten for større endringer i markedet og dets omgivelser. Når slike endringer faktisk har funnet sted er de oppfattet som sjokk og uforutsette hendelser som skaper diskontinuitet og overraskelser i forventningen om en ellers jevn og "pen" utvikling. De temmelig uniforme antakelsene om den fremtidige utviklingen er ganske overraskende når en tar antall oljemarkedsmodeller og -teorier innen fagene økonomi og statsvitenskap i betraktning.

De politiske og økonomiske konsekvensene av å velge gal prisforutsetning, for eksempel ved utarbeidelsen av et lands makroøkonomiske politikk eller en bedrifts strategi, kan være store. Gal teori og gale forutsetninger kan føre til en sub-optimal politikk i forhold til om en mer dekkende teori eller bedre forutsetninger hadde blitt valgt. Virkningen av troen på fortsatt økende priser på begynnelsen av åttitallet, da de var på et historisk topp-punkt, har åpenbart vært forholdsvis kostbar, ikke minst for et oljeeksporterende land som Norge. Fordelen av å innarbeide en bedre forståelse av markedsmekanismene må forventes å være betydelig for nasjoner og selskap, det være seg på kjøper- eller selgersiden.

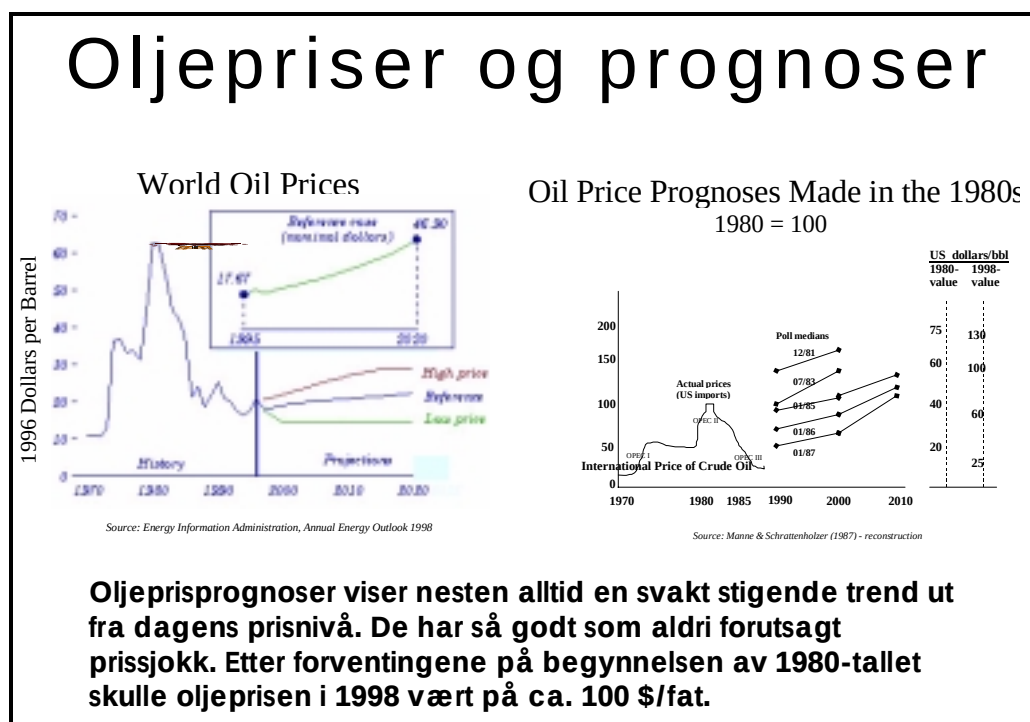
Det er således stor usikkerhet rundt den fremtidige prisutviklingen på olje. Når en skal veie sammen en rekke slike kvalitativt forskjellige forhold er det åpenbart at en ender opp med mye usikkerhet rundt antakelser om den fremtidige oljepris. Analytikere har ofte ulik "tro" på forskjellige økonomiske og politiske modeller for oljemarkedet.

Til tross for tidvis stor usikkerhet om hvilken modell som er best, synes det å være gjennomgående enighet om at tilbudet av olje fra Den persiske gulfen er den viktigste enkeltfaktor for prisfastsettelsen på olje. I det denne prisen er den samme både for produsenter

¹⁴ Se Lynch (1992).

og konsumenter av olje, som et internasjonal felles gode (noen vil si onde), når en korreterer for ulike kvaliteter og transportkostnader, er derfor alle aktører i oljemarkedet spesielt oppmerksomme på hvordan dette tilbudet utvikler seg.

Det særpreg ved oljemarkedet at mange statlige og private aktører søker å påvirke det, vanskeliggjør forsøk på å komme med prognoser med særlig stor grad av forventet treffsikkerhet. Eksempelvis må en anta at pris- og produksjonsutvikling hadde vært annerledes hadde ikke amerikanerne engasjert seg militært i Midtøsten.¹⁵ De fleste har da også tatt feil i sine langsiktige forventninger om prisutviklingen. Stor sette representerer anslagene en eller annen form for «business-as-usual»-utvikling, slik som det refererte nedenfor i boksen.



Den høyre grafen i boksen viser hvilke forventninger som rådet i perioden 1980 til 1987 om prisutviklingen på 1990-tallet. Anslag ble samlet inn fra flere hundre oljeselskaper, forskningsinstitusjoner, departementer, konsulentfirmaer og andre. Anslagene viste en viss spredning rundt en median, men i hovedsak var det stor enighet om hvordan den fremtidige prisutvikling kom til å bli. Dette til tross for høyst ulike metodebruk (alt fra økonometriske modeller til ren synsing). På ethvert tidspunkt viste deg seg en konsensus om at prisene måtte stige noe over tid. Etterhvert som prisene falt utover på 1980-tallet, var det i hovedsak nivået på prisutviklingen som ble justert, ikke trenden.

I løpet av 7 år fra 1980 til 1987 var de fleste analytikere altså enige om at prisene i dag skulle ligge på henholdsvis 100 \$/fat (1980-prognosen) og 40 \$/fat (1987-prognosen). Det eneste nivå som nesten ingen mente var relevant overhodet var det prisleie vi faktisk har ligget på utover på 1990-tallet.

Erfaringene har gjort at færre nå drister seg til å foreta en oljeprisprognose som noe annet enn et betinget referansepunkt under strenge forutsetninger. Slik kan en også omfatte den

¹⁵ Se Austvik (1992).

aktuelle prognosen angitt over. En bedre måte å vurdere den fremtidige prisutvikling på er muligens å sette rammer for hvor høy og lav prisen kan komme til å bli. Selv dette innebærer mye usikkerhet, men langt mindre enn punktprognosene fra 1980-tallet. Innenfor dette mulighetsområde vil det være uhyre vanskelig å forutsei prisutviklingen over særlig lang tidsperiode. Da kan det være bedre å erkjenne usikkerheten, og tilpasse egen politikk slik at den er robust overfor både høyer og lave priser, i alle fall innenfor det angitte mulighetsområde.¹⁶

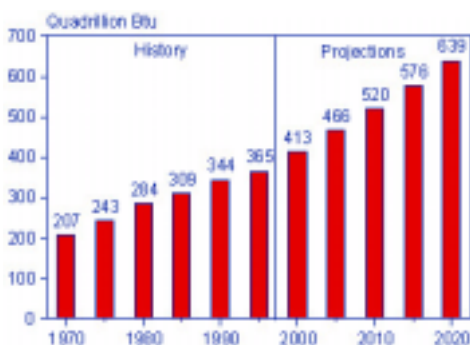
Det norske oljefondet er i realiteten en måte å gjøre seg mindre sårbar for i realiteten uforutsigbare fluktasjoner i prisen. Alle inntekter fra sektoren som skriver seg fra priser over et visst nivå går inn i fondet og blir investert i andre sektorer i utlandet. Dermed blir ikke løpende utgifter avhengig av store løpende petroleumsinntekter og gjør med det norsk økonomi blir mindre sårbar.¹⁷

Forventet sterk etterspørselsvekst

Grafene i boksen, som viser en vanlig oppfatning om utviklingen av energietterspørselen framover, her hentet fra US Department of Energy (april 1998).. Energietterspørselen har økt jevnt de siste 30 årene. Denne trenden forventes å fortsette også de neste 20 årene. Veksten innen OECD-området forventes imidlertid å bli noe mindre enn før. Den store veksten framover antas å komme fra nyindustrialiserte land, særlig i Asia, men også fra Sør-Amerika.

Historisk og forventet utvikling av energietterspørselen 1970-2020

World Energy Consumption, 1970-2020



World Energy Consumption by Region, 1970-2020



Etterspørselen etter energi har steget jevnt de siste 30 årene. Utviklingen forventes å fortsette. Men nå kommer den sterke veksten fra utviklingsland, som er på vei til å bli industrialiserte. Dette gjelder særlig små og store land i Asia og dels også Sør-Amerika.

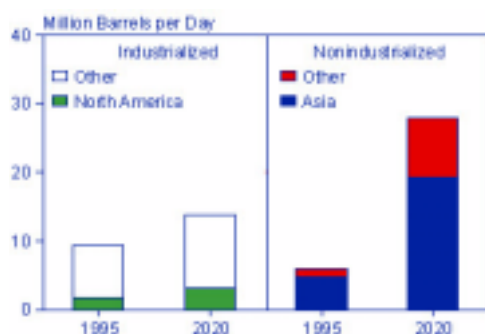
¹⁶ Se Austvik (1992) for en gjennomgang av ulike forutsetninger om prisutviklingen i oljepriser. En nedre opprettholdbar grense på 20 \$/fat som et opprettholdbart nedre prisbelte og 30-40 \$/fat som et øvre. Avhengig av situasjonen kan prisene sprengte disse grensene over «kortere» tidsperioder. Oljeprisen har i hovedsak holdt seg på det nedre belte på 1990-tallet. Etter de store kostnadsbesparelsene som er oppnådd de senere årene, kan det tenkes at en nedre opprettholdbar grense er på 10-15 \$/fat. På et slik prisnivå kan likevel fortjenesten til oljeprodusent var omtrent som før, på grunn av lavere produksjonskostnader.

¹⁷ I budsjettopplegget for 1998 går alle inntekter fra oljepriser over 7-8 \$/fat inn i oljefondet. Først ved priser i størrelsesorden 5 \$/fat kommer det ikke lenger inn inntekter til Staten fra sektoren.

Den raskest voksende energibærer antas å bli gass. Likevel vil en stor del vil etterspørselsveksten måtte dekkes av økt oljeforbruk. Dette gjelder ikke minst til transportsektoren. Den økte oljeetterspørselen vil i stor grad måtte bli møtt med olje fra Persia-gulven. Det forventes bare å være området rundt det kaspiske hav som kan forøvrig kan ha mulighet til å bidra med vesentlige økte mengder (anslag for produksjonsveksten i dette området varierer med 4-8 mfd over en 10-15 års periode). Den ressursmessige og økonomiske situasjon i oljemarkedet de neste par tiårene forventes således å preges av økt oljeimport særlig til de asiatiske økonomiene fra landene rundt Den persiske gulven. Følger produksjonen i dette området etterspørselsveksten kan vi oppleve et relativt balansert marked de neste 20 årene. Behov for økt produksjon i PG forventes imidlertid å måtte dreie seg om en fordobling. Fortsetter den økonomiske veksten i de nye økonomiene såsom også i Kina og India), uten at tilbudsveksten fra PG holder følge, kan vi oppleve et stramt oljemarked i løpet av noen år.

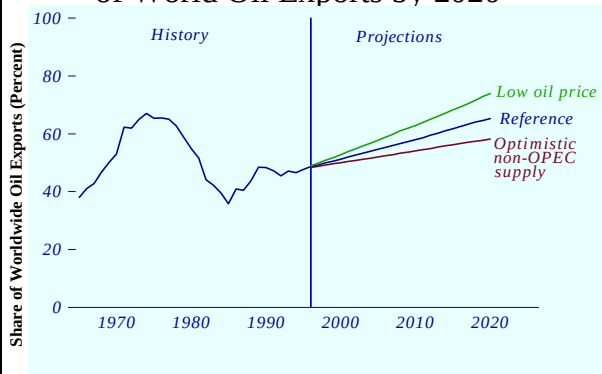
Forventet økt avhengig av olje fra Persiagulven.

Imports of Persian Gulf Oil by Importing Region, 1995 and 2020



Source: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 1998

The Persian Gulf Could Again Supply 2/3 of World Oil Exports by 2020



Source: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 1998

Den sterke økningen i oljeetterspørsel i de nye økonomiene i Asia, og dels også i Sør-Amerika, forventes å måtte bli møtt med olje fra den persiske gulven. US Department of Energy (1998) antar høyere produksjon fra området ved lave priser enn ved høye. Midt-Østen-oljens markedsandeler forventes å øke.

Følger produksjon i PG etterspørselsveksten vil det kunne bringe områdets betydning som oljeleverandør i det internasjonale markedet tilbake til det nivå de lå på på 1970-tallet. De representerte da rundt 2/3 av verdenseksporten, mot nå rundt 50 prosent. Siden oljeprisen er et internasjonalt fellesgode vil dette ha betydning for de priser importland innen OECD-området må betale og de priser vi kan selge vår olje for.

En bidrag til å få til en slik produksjonsvekst kan være å hel- eller del-privatisere de statlige oljeselskapene i PG-området. Flere av landene, kanskje særlig Irak og Iran, trenger vestlig kapital og teknologi for å drive sektoren effektivt. Dersom konsesjoner blir gitt til flere

selskaper, også utenlandske, vil dette være en måte å få ny teknologi på. Dette var eksempelvis viktig i oppbygningsfasen på norsk sokkel. Samtidig vil fortjenesten ved investeringene for disse privatøkonomisk agerende selskapene være betydelig, også med norsk-liknende skatteregimer. Private selskaper vil som regel ha en kortere produksjonshorisont enn en nasjon. Dette vil kunne drive produksjonsvolumene opp. Samtidig ville den nasjonale kontrollen med virksomheten kunne tenkes svekket. I en slik scenario vil vi få en omvendt utvikling av det vi opplevde i forbindelse med nasjonaliseringen på 1960 og 1970 tallet (se boks foran).

Forbrukslands avhengighet og sårbarhet ved prissjokk

I kjølvannet av de to foregående oljesjokkene har det vært foretatt omfattende investeringer i energisparende og -diversifiserende tiltak for å minske denne avhengigheten. Etter prisenfallet i 1985/86 ble imidlertid det umiddelbare incitament for å fortsette anstrengelsene i retning av mindre energibruk blitt redusert. Men det er store forskjeller i amerikansk, japansk og vesteuropeisk politikk. Europeiske OECD-land og Japan har gjennom fiskale og andre virkemidler i stor grad klart å hindre at oljeforbruket igjen har "tatt av". Forbruket i Japan og Vest-Europa har vist seg svært stabilt.

USA har derimot latt markedskreftene i langt større grad virke til fordel for konsumentene. Amerikanske bensinpriser ligger i dag på rundt 2 kroner pr. liter, mens de i Europa er på 7-9 kroner per liter. De lave prisene har ført til sterk oppgang i amerikansk oljeforbruk. USA har kommet opp igjen i toppforbruket fra slutten av syttitallet og ligger høyere enn før det første oljeprissjokket i 1973/74. Amerikansk energipolitikk har det siste tiåret stort sett begrenset seg til å bygge opp strategiske petroleumslagre for å kunne skjære toppen av et mer eller mindre kortvarig prishopp.¹⁸

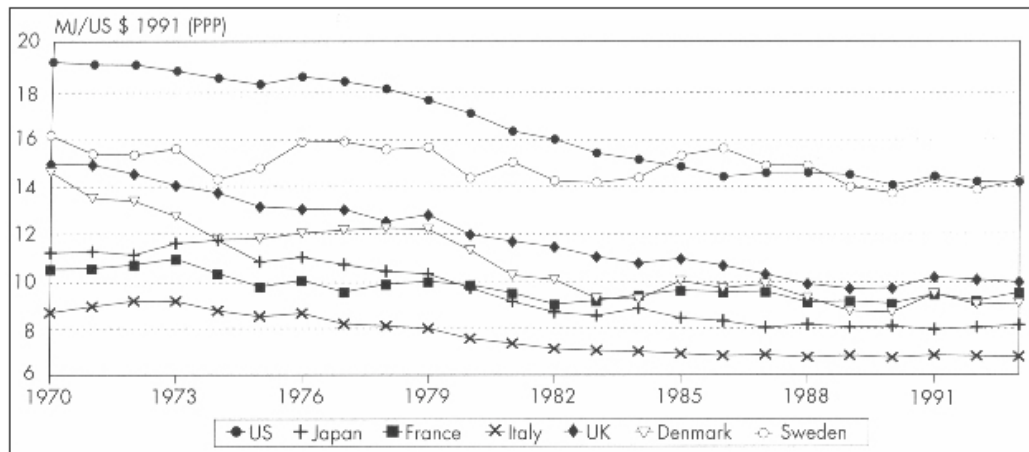
Samtidig har innenlandsk amerikansk oljeproduksjon falt. De såkalte stripper-wells i Midt-Vesten, viste seg som i økonomisk forstand å være verdens mest marginale. Nettovirkningen har vært at USAs oljeimport nå har økt til rekordhøye 10 mf/d. Importøkningen siden 1985 representerer om lag halvparten av OPEC-landenes eksportøkning i samme periode (den andre halvparten utgjøres i stor utstrekning av import til u-land og NIC-land). I sum førte dette til et gryende press i retning av høyere oljepriser før Iraks invasjon av Kuwait i 1990.

Nedenstående figur viser hvordan de energisparende - og diversifiserende tiltak har ført til at de fleste vestlige økonomier har blitt mindre energiintense over de siste tiårene. Problemet som USA står overfor er imidlertid at de *historisk* har hatt et betydelig høyere energiforbruk pr. BNP-enhet enn andre vestlige land, altså allerede før det første oljesjokket. Når en således ikke bare måler endringene i energiintensiteten, men de relative energiintensiteter, ligger USA fortsatt på om lag det dobbelte av Japan og Vest-Europa.

¹⁸ Se Austvik: "Strategies for Reducing U.S. Oil Dependency", NUPI-rapport nr. 130/1989 og "De strategiske petroleumsreservene (SPR) som oljepolitisk kriseredskap" i Sosialøkonomen nr. 1/1991.

Energiforbruk og økonomisk aktivitet

Figure ES-1 Primary energy use and GDP



Mengden energi som trengs for å drive økonomisk verdiskapning kalles ofte en energiintensitet. I figuren over er denne aggregert på brutto nasjonalprodukt (BNP) nivå, mål ved mengden energi forbrukt per US dollar BNP for hvert land. Særlig viktig for nivået på energiintensitetene er utviklingen av næringsstrukturer og energieffektivitet (mengden energi forbrukt pr. fysisk produktenhet skapt). Energiintensiteten varierer sterkt mellom land. USA bruker om lag dobbelt så mye energi pr. produsert enhet BNP som et typisk europeisk land. Dette skyldes særlig høyt forbruk innen transport og i den private sektor. Figur hentet fra IEA (1997).

En prisendring på olje vil altså slå mye kraftigere ut i kostnadsnivået for amerikanerne og lettere drive prisene opp der mer enn de som de konkurrerer med i ferdigvaremarkedene. Vedvarende høye oljepriser kan således føre til en relativ forverring av USAs konkurransesituasjon vis-à-vis øvrige land. Fordelen ved å la forbrukerne nyte godt av lave oljepriser på 1980- og 1990-tallet kan således bli snudd til et økonomisk handikap i det neste århundret. Selvsagt lider også EU-land og Japan økonomisk under høye oljepriser. Men p.g.a. at deres økonomier er mindre oljeintense, er virkningene relativt sett mindre.

Høye oljepriser kan således være oljesparingens beste venn. Men oljesparing gjennom høye priser kan også oppnås bl.a. ved skatter og avgifter. Dette vil være mer optimalt for et forbruksland å rasjonere oljen til konsumentene gjennom å få skatteinntekter enn å gjennom overføring av inntekter til oljeproduserende land. En slik politikk har vist seg å være politisk vanskelig å gjennomføre i USA. Hadde amerikanerne økt avgiftene vill det også forverret deres konkurranseposisjon.

Viktige faktorer for de lave oljeprisene på 1990-tallet har vært avgiftsøkningene i Europa og amerikanske militære engasjement i PG. Amerikanernes militære engasjement har ført til at markedet tror mindre på avbrudd i leveransene fra PG enn før. Dette innebærer at markedet i dag er relativt stramt (95-98 % kapasitetsutnyttelse, uten at prisene dras opp. På 1970- og 1980-tallet

dro en slik markedsstramhet prisene kraftig opp. Betydningen av det stramme markedet svekkes også av den videre oppbygning av de strategiske petroleumslagrene.

Dersom det militære engasjement av noen grunn skulle mislykkes over tid, eller ikke vise seg utilstrekkelig, kan det vise seg som en noe kortsiktig politikk.. Økonomiske (lang sikt) og militære (kort og lang(?) sikt) blir i noen i noen grad substitutter som virkemidler til å løse et oljeavhengighetsproblem i forbruksland. Slik burde antakeligvis amerikanerne også søke å gjøre noe med forbruksnivået og de høye energiintensitetene i samfunnet for å minske sårbarheten for nye eventuelle prissjokk.

B; Gassmarkedet i Europa

I dagens europeiske gassmarked selges og videreselges norsk gass flere ganger. I hovedsak leverer vi gassen ved utløpet av våre rørledninger til de store transmisjonsselskapene (rørselskap) på kontinentet. Rørselskapene videreselger til lokale transportsystem, distribusjonsselskapene, som fordeler gassen til private og forretningsmessige forbrukere (særlig i byer). Rørselskapene selger også direkte til sluttbrukere av gass til industriell bruk (særlig store kjemiske industrier) og til gasskraftverk.

All norsk gass selges til EU-land. Gassen transporteres gjennom undersjøiske rørledninger til Emden, Zeebrugge, Dunkerque og St. Fergus. Der går gassen inn i et stadig mer omfattende transmisjonssystem på det europeiske kontinent og i Storbritannia.

Særlig etter at Europas største off-shore gassfelt, Troll-feltet, har kommet i produksjon blir Norge en betydelig europeisk gassnasjon. Mens vi produserte 25-30 milliarder kubikkmeter (BCM) gass de siste 15-20 årene vil produksjonen i løpet av få år nå opp i 60-80 BCM. Norge representerer rundt 20 prosent av EUs gassimport. Våre største konkurrenter er Russland, Algerie og delvis Nederland. Russland er verdens desidert største produsent og eksportør av naturgass. Rundt 35 prosent av verdens gassreserver er funnet i Vest-Sibir, mens norske reserver representerer kun rundt 1.4 %.



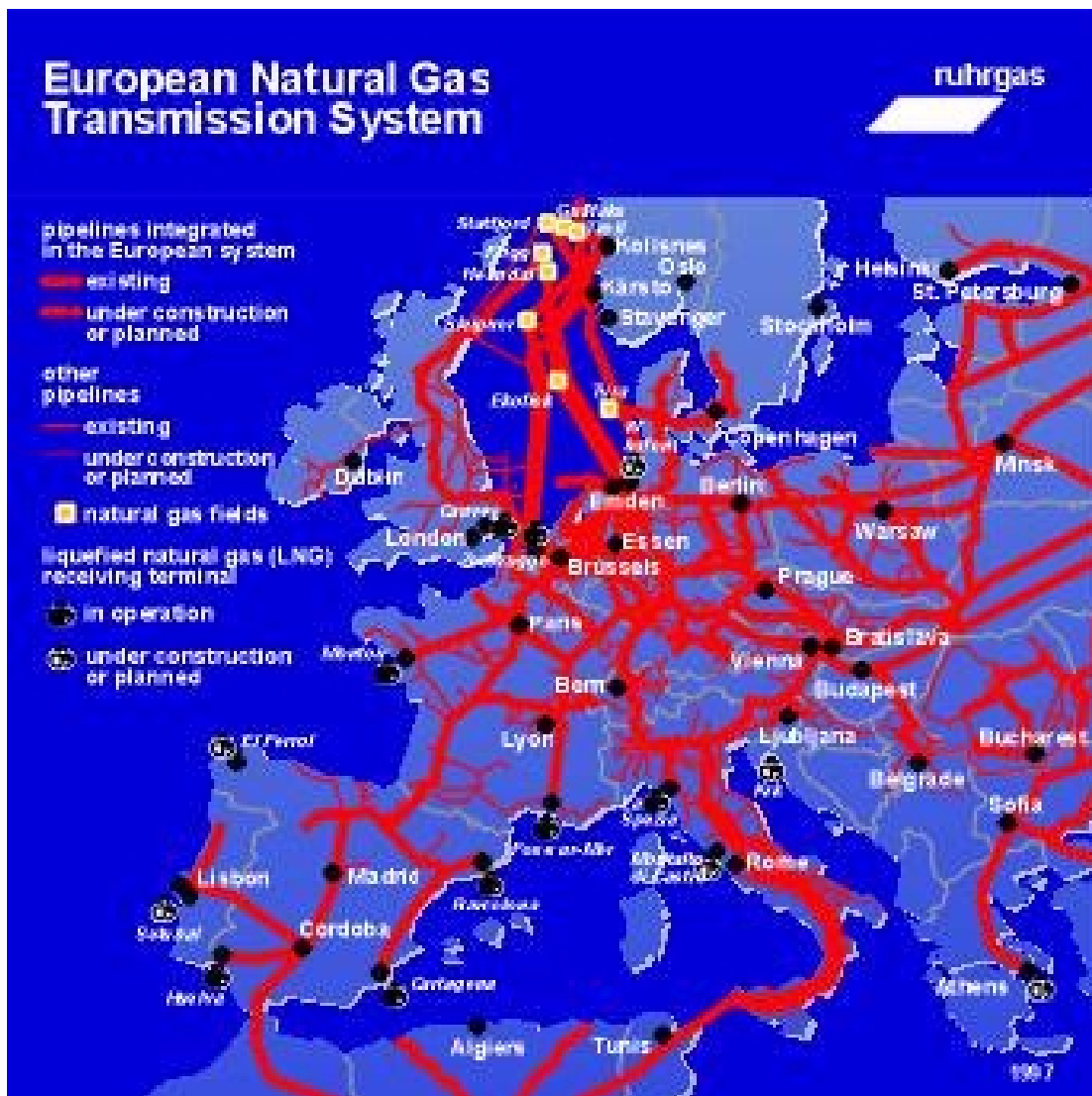
Kilde: Olje- og energidepartementet (1998)

Sluttbrukerprisen på gass er i hovedsak knyttet til prisene på kundenes alternative energikilder, særlig fyringsoljer, og varierer med disse. Transmisjons- og distribusjonsselskapenes (transportselskapenes) andeler av denne baseres på deres drifts- og investeringskostnader og deres forhandlingsstyrke i kjøp- og salgssituasjonene. Transportselskapenes andeler er over tid tilnærmet uavhengig av prisen i sluttmarkedene.

Produsentprisen fremkommer som differansen mellom sluttbrukerprisene, avgifter på bruk av gass og andelene til transportselskapene. Produsenten tar dermed prisrisikoen i markedet gjennom den direkte knytningen ("netbacking") til sluttbrukerprisene. Når sluttbrukerprisen på gass endres, så endres også produsentprisen etter en formel. Innenfor en gitt kontrakt vil således pris til produsent i dagens marked særlig variere med råoljeprisen og avgifter på oljeprodukter.

Verdikjeden i dagens marked.

De store og uflyttbare investeringer som gjøres i produksjon, rørtransport og blant de som bruker gass gir liten fleksibilitet. Dette har gitt tette bånd mellom samhandlende bedrifter og land og ført til store og langsiktige kontrakter. En typisk norsk gasskontrakt med et transmisjonsselskap på Kontinentet kan således være på 20 år, mens kontraktene mellom transmisjonsselskapene og deres kunder (lokale distribusjonsverk, store industrielle bedrifter og gasskraftverk) typisk er på 1-5 år.



Kilde: Ruhrgas (1998)

Langsiktigheten har bidratt til at det med rimelig grad av økonomisk sikkerhet har vært mulig å bygge ut kostbare produksjons- og transport-installasjoner på norsk sokkel. Dette skyldes blant annet de såkalte take-or-pay (TOP) klausulene i kontraktene; dersom kjøperne av norsk gass (rørselskapene) ikke klarer å videreselge den, må de likevel betale for (en del av) de kontrakterte volumer.

Samtidig har imidlertid samarbeide, stordriftsfordeler og lovgivning ofte gjort rørselskapene til monopolister i markedet. Både transmisjons- og distribusjonsverkene har fortjenestemarginer som er forbundet med lite risiko; det er også grunn til å tro at de er av

betydelig størrelse. I dagens marked kan det faktisk ofte være mere lønnsomt å transportere enn å produsere gass.

Mer markedsliberalisme

Markedets vekst og bygging av nye rørledninger presser i retning av mer konkurranse og direkte kontakter mellom ulike aktører. På det politiske plan søker EU å forsterke denne utviklingen. Særlig har det vært fokusert på EUs direktiv om tredjeparts (TPA) adgang til transmisjonsnettene. Dette ble vedtatt i desember 1997 og blir antakeligvis implementert rundt år 2000. Direktivet innebærer at produsenter og kjøpere av gass kan gjøre direkte avtaler seg i mellom og ha rett til å forhandle seg til en transportavtale med et rørselskap. TPA-forslaget følger et tilsvarende direktiv for transport av elektrisitet. I tillegg, som en del av EØS-avtalen, vurderer ESA (EFTA Surveillance Agency) hvorvidt det norske Gassforhandlingsutvalget (GFU) opererer i strid med EUs konkurranseregler. GFU selger nå all gass fra norsk sokkel. Hvis GFU oppløses kan det føre til økt konkurranse mellom norske gasselskaper overfor kundene i EU. Det amerikanske oljeselskapet Marathon Oil har dessuten utfordret det norske salgsmonopolets virkemåte i retten, og hevder blant annet at de som gasseier på Heimdal-feltet har betalt en for høy transporttariff. Over noe tid, synes det trolig at TPA-direktivet kun er det første av flere direktiv som vil sikte mot å liberalisere gasshandelen innen EU-området.

Prisvirkningen i de ulike ledd i gasskjeden av disse prosessene avhenger av hvordan markedet blir liberalisert. Eksempelvis vil TPA direktivet som ble vedtatt, og/eller konkurranse mellom rørledninger, føre til at transmisjonsselskapene kan få lavere fortjenestemarginer. Kjøperne av gass (distribusjonsverk, gasskraftverk, kjemiske industrier) vil i de fleste tilfeller få lavere innkjøpspriser (og dermed høyere fortjeneste) på grunn av økt gass-til-gass konkurranse ved utløpet av rørledningene.

Det press transmisjonsselskapene eventuelt vil få på prisene til sine kunder vil legge press på deres marginer, all den tid de er bundet av langsiktige TOP-kontrakter med blant annet Norge som gasselger. Prisene kan også bli mer ustabile, og usikkerheten om markedets virkemåte øke. Et overskuddstilbud kan dertil lettere presse prisen til sluttbruker ned i perioder, i et mer liberalt marked enn dagens. Det er her verdt å merke seg at «kort sikt» i gassmarkedet kan være mange år. Dette skyldes at det er svære lange etterslep i tid mellom da beslutninger om investeringer i produksjon, transport og bruk av gass tas, og det tidspunkt da produksjon og forbruk faktisk finner sted. Et *kontinuerlig* overskuddstilbud i markedet, vil således på mer langsiktig basis også kunne føre til lavere priser til brukere enn prisene på for dem alternative energibærere. Som sum vil utviklingen av nye store gassfelt på norsk sokkel kunne trues av usikkerheten vedrørende nivå på og stabilitet i prisene.

Prosessene fører til at våre salgskontrakter kan bli mer mangeartede og kortsiktige. Det er imidlertid ikke nødvendigvis slik at det gjennomsnittlige nivået på eksportprisene må bli lavere enn i dag. Rørselskapenes antatt lavere bruttomarginer vil delvis også kunne tilfalle produsentene. Nettutfallet av lavere transportkostnader og lavere priser hos kjøperne avhenger blant annet av hvordan markedet blir liberalisert og hvordan vi klarer å dra fordelene og unngå ulemper av utviklingen.

Som produsent kan vi i større grad selge gass direkte til det som i dag er rørselskapenes kunder. For å kunne dra fordel av den direkte kontakt med kjøperne, krever dette

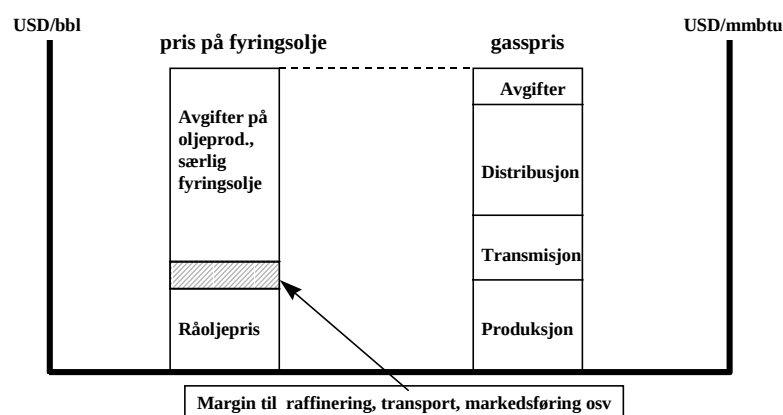
gradvis en ny norsk salgsstrategi for gass, med større grad av nedstrøms aktivitet og integrasjon. Dette synes norske selskaper allerede å være i gang med.

Fra et norsk synspunkt vil muligens det mest negative være om økt konkurranse mellom norske produsenter skulle bli det eneste som skjedde. Dette vil ensidig kunne svekke vår forhandlingsposisjon.

Prisdannelse på gass (illustrasjon)

Gassprisene i dagens kontrakter er for det meste en funksjon av andre energipriser, spesielt fyringsoljepriser. Fyringsoljeprisen fremkommer som en sum av råoljepris, margin til raffinering, transport, markedsføring osv og avgifter på fyringsoljeprodukter. Dette er illustrert i den venstre søylen i tegningen under. Dette er prisen som mange av gassbrukerne står overfor, dersom de skal bruke annen energikilde enn gass. Den bestemmer med det sluttbrukerprisen på gass. Sluttbrukerprisen på gass skal så fordeles til henholdsvis avgifter på bruk av gass, og dekninger av kostnader og fortjeneste til henholdsvis distribusjon, transmisjon og produksjon. Gassprisene til produsent kan innenfor dagens markedsordning øke når råoljeprisen går opp eller når avgiftene på oljeproduktene økes. Sluttbrukerprisen kan endres særlig som følge av prisendringer på råolje, men også når avgiftene på råoljeprodukter endres.

Stor sett er marginene til distribusjon og transmisjon fastsatt i kontraktene mellom produsenter og transmisjonsverk, slik at produsentprisene skal variere i takt med sluttbrukerprisene på den alternative energibærer, som altså her er illustrert som fyringsoljepriser. Dette innebærer at produsenten tar så godt som hele prisrisikoen i markedet.



I et mer liberalt merkesystem vil sammenhengen mellom pris på konsumentenes alternative energibærere og gassprisene kunne endres. Marginene til transportleddene kan bli mindre stabile og mer risikofylte enn i dag. Avhengig særlig av hvordan tilbudssiden i markedet eventuelt skulle bli liberalisert kan prisene til sluttbrukere komme til å gå ned. Dersom tilbudssiden ikke blir liberalisert, slik at veksten i tilbudet ikke er raskere, eventuelt saktere, enn etterspørselsveksten etter gass, må prisene til brukerne av gass ikke nødvendigvis gå ned. Da kan fordelene av økt nedstrøms konkurranse dels tilfalle produsenten. Alternativt kan avgiftene på bruk av gass økes, relativt til avgiftene på bruk av oljeprodukter. Da vil statskassene i forbrukslandene dra fordel av liberaliseringen. En kombinasjon av økt konkurranse på tilbudssiden og markedsliberalisering kan synes optimalt fra forbrukslandenes synspunkt. For nærmere diskusjon om gasspriser og avgifter, se blant annet Austvik (1997) med henvisninger.

Stadig økning i energiavgiftene.

Det siste 10-året utvikling i oljemarkedet viser hvor viktig energiavgifter er for prisutviklingen på råolje. På 1970-tallet og fram til oljeprisfallet i 1985/86 tok råoljeprodusentene 75-85 prosent av utsalgsprisen på oljeprodukter (bensin, diesel osv). Dette var priser langt over produksjonskostnadene, og gav produsentlandene eventyrlige inntekter. Den øvrige andel gikk til raffinering, markedsføring osv og til avgifter til konsumentlandenes statskasser. Etter oljeprisfallet i 1986 har dette forholdet nærmest snudd. I dag får råoljeprodusenten rundt 30 prosent av gjennomsnittlig utsalgspris i OECD-landene. Avgiftsinntektenes andel varierer mellom Europa, USA og Japan og utgjør i gjennomsnitt halvparten av utsalgsprisen. Innen EU utgjør de hele 70 prosent.

Avgiftsøkningene ser ut til å fortsette. Våren 1997 fremmet EU et direktivforslag som ønsker å øke avgiftene på all energibruk til erstatning for avgifter på arbeid (altså ikke primært miljøavgifter). På gass skal minsteavgiftene økes skrittvis med hele 350 prosent fra 1998 til 2002. Det tilsvarer avgiftsomlegging som norske politikere i etterkant av EU-direktivet har foreslått om overgang i retning av «grønne skatter» i Norge. Kyoto-protokollen, også fra desember 1997, går i samme retning. Med stadig økning av gassavgiftene kan "vinneren" i morgendagens gassmarked således bli statskassene i forbrukslandene, slik de langt på vei har blitt det i oljemarkedet.

Mens økt markedsliberalisering gjennom mer omfattende infrastruktur og politiske vedtak er noe Norge i noen grad kan tilpasse seg gjennom endrede egne handlinger, er avgiftspolitikken på gass en langt mer alvorlig trussel for våre gassinntekter. Forbruksavgifter på gass kan virke som en ren inntektsoverføring fra produsentland til konsumentland.¹⁹ Noe av problemet ligger i at avgiftene kan økes *etter* at kontraktene med sine prisformler er inngått.

Det er lite Norge kan gjøre for å påvirke denne avgiftspolitikken. Medlemsland i EU har vetorett mot harmonisering av skatte- og avgiftspolitik. Men selv om slike formelle vedtak skulle bli stoppet av ett land, kan medlemslandene likevel øke gassavgiftene, ut fra de betydelige fiskale og konkurransemessige fordeler avgiftsøkningene innebærer for landene.

Utfordringer for norsk gasstrategi og utenrikspolitikk.

Måten markedet blir liberalisert på bestemmer altså hvilke prisvirkninger gjennom gasskjeden vi kan regne med i forhold til dagens ordning. Jo mer konkurranse som lages i eksportleddet og jo mindre konkurranse som lages nedstrøms i transmisjon og distribusjon, jo mindre fordelaktig vil det i prinsippet være for oss som gasselger. Tempoet i produksjonsveksten i markedet vil i sin tur påvirke hvordan økt konkurranse nedstrøms vil påvirke prisene. Vokser tilbudet sterkere enn etterspørselen, vil prisene til produsent kunne presses ned. Økte avgifter på bruk av gass vil uansett liberaliseringsform sette våre marginer under press. En ugunstig utvikling av markedsliberaliseringen og økte gassavgifter vil således begge kunne virke i retning av lavere fortjeneste for oss som eksportør. Blir virkningene sterke, kan marginale felt bli ulønnsomme. Veksten i tilførselen av gass kan da bli begrenset.

¹⁹ Se f.eks. Austvik (1997).

Det er den norske stat som gjennom skatte- og avgiftspolitikken tar mesteparten av inntektene fra gassalget. Samtidig er det kjøperlandenes statskasser som tar avgiftsinntektene fra konsumentene. Avgiftspolitikken på gass blir således en særlig utfordring for Norge på det nasjonale politiske plan i forhold til EU og EU-land.

Det vil også være en nasjonal oppgave å organisere sektoren på en slik måte at vi ikke skaper en form for konkurranse mellom norske selskaper som presser egne prisene i markedet ned. Samtidig må organiseringen være slik at selskaper gis anledning til å dra fordeler av økt konkurranse nedstrøms.

De store økonomiske og strategiske interessene gasshandelen involverer gjør videre at norsk gass på flere måter kan bli trukket inn i utenriks- og sikkerhetspolitiske problemstillinger. Disse kan også omfatte verdens stormakter. Allerede i 1982 ble norsk gass trukket inn i stormaktspolitikken, da USA forsøkte å gjennomføre en embargo mot bygging av nye sovjetiske rørledninger til Vest-Europa. Dette caset er gjennomgått i appendiks XX. I fremtiden kan vi bli involvert i sikkerhetspolitiske dragninger både på grunn av gassens egenverdi og der gass og transportsystemer blir trukket inn som viktige elementer i konflikter som i hovedsak grunner seg i andre (mer allmenne) forhold en energi.

Perioden med de svært store og langsiktige gasskontraktene er på hell. Mengden av, og variasjonen i, kontrakter vil øke betydelig i årene framover. Samspillet mellom selskapene og offentlige myndigheter vil således få en annen form enn tidligere. Myndighetene vil i større grad måtte bli opptatt av overordnet rammeverk og spilleregler for inngåelse av gasskontrakter, enn å gå inn i godkjenning av enkeltkontrakter. Betydningen av at næringen og det offentlige har nær dialog og samspill blir altså ikke mindre viktig enn før, kanskje tvert i mot.

For å forsvare de store økonomiske interessene vi har i å sikre verdien i både inngåtte og fremtidige gasskontrakter, vil begge vil ha behov for tilpasning av handlings- og tenkemåte i takt med de sterke markedsmessige og politiske endringer vi har opplevd det siste tiåret. Som «stormakt» i gassmarkedet vil vår gasstrategi bli viet oppmerksomhet i andre land. Vi kan i det europeiske gassmarkedet ha større potensiale til å påvirke priser og omsatte mengder enn i de fleste andre markeder Norge selger sine varer og tjenester i.

Vedlegg til rapporten;

VEDLEGG C:

Case:

USAs embargo av den sovjetiske rørledningen i 1982; Implikasjoner for Norge.

(Hovedinnholdet i denne artikkelen er tidligere publisert i «Internasjonal politikk» nr. 1 / 91: "Stormaktsinteresser og norsk petroleumspolitik".

I 1982 ble norsk energipolitikk brått en del av et storpolitisk spill. For å hindre at vesteuropeiske land gjennomførte en betydelig gasskjøpsavtale med Sovjetunionen, prøvde USA å få Norge til å øke sin produksjon av gass som erstatning for de sovjetiske leveransene. Amerikanerne fremholdt at dersom Vest-Europa ble for avhengige av sovjetisk gass, kunne Vest-Europa komme under press i en krisesituasjon. Russerne kunne skru igjen kranene for å stoppe energiforsyningene, mente amerikanerne.

Sovjetisk gasseksport og amerikanske interesser i 1982.

I 1982 var Sovjetunionen i ferd med å konstruere en rørledning med kapasitet på ca. 40 milliarder kubikkmeter (BCM) pr. år. Rørledningen skulle transportere gass fra Urengoy-feltet på Yamal-halvøya i Vest-Sibir til Vest-Europa. Yamal ligger ca. 4000 kilometer fra Vest-Europa med permafrost og vanskelige værforhold. I vestlige økonomier ville muligens ikke prosjektet vært lønnsomt. Men på grunn av at det ville gi Sovjetunionen store inntekter i konvertibel valuta, mens storparten av utgiftene var i rubler, ble prosjektet vurdert som rentabelt ut fra sovjetisk synspunkt.



Kjøperlandene var Vest-Tyskland, Frankrike og Italia. En stund var det også aktuelt for Nederland og Belgia å kjøpe sovjetisk gass. Mens det opprinnelige volum var på ca. 40 BCM, ble dette etterhvert redusert til 25-30 BCM. Det medførte en sovjetisk andel på 30 % av Forbundsrepublikken Tysklands og Frankrikes og 40 % av Italias gassimport.

Carter-administrasjonen var skeptisk til en slik gassavtale allerede på slutten av 1970-tallet. Det ble fremført at Vest-Europa med den ville bli for avhengig av energileveranser fra Sovjetunionen. Assistant Secretary of Defence i den påfølgende administrasjonen under Ronald Reagan, Richard Perle, uttrykte i november 1981 ('Defence'

februar 1982) at de store gasskontraktene var en trussel mot vestlig sikkerhet.

For det første gav eksporten russerne store inntekter i hard valuta. Dette ga dem muligheter for import av teknologi til det militære. Det ville også frigjøre sivile ressurser som i sin tur kunne brukes til militære formål. For det andre mente Perle at det ville føre til økonomiske bindinger mellom Vest-Europa og Sovjetunionen. Dette kunne gi russerne økt innflytelse over USAs allierte. Det kunne over tid medvirke til en splittelse mellom USA og Vest-Europa, noe Sovjetunionen lenge hadde ønsket. For det tredje kunne Sovjetunionen i en krisesituasjon avbryte gassleveransene for å skade Vesten. Et fjerde argument, som kom mer i fokus senere, var at en del av det utstyr som ble levert til byggingen av rørledningen, i seg selv kunne ha militær nytte. Avbruddsrisikoen var altså bare en av flere argumenter for at USA ønsket gassleveransene stoppet.

Det var i forbindelse med unntakstilstanden i Polen at de amerikanske myndighetene fikk en grunn til innføre konkrete sanksjoner mot rørledningen (Jentleson, 1986). "Det ondes rike", som president Reagan kalte Sovjetunionen i sin første presidenttid, måtte straffes for sin behandling av Polen.

Sovjetunionen var (som Russland fortsatt er) svært avhengig av energi-eksport for å tjene inn konvertibel valuta. I 1970 tjente landet \$444 millioner på sin energiekseport, noe som representerte 18.3 % av inntektene i hard valuta. I takt med veksten i olje- og gassekseporten og høyere priser, var dette beløpet i 1980 steget til \$14.7 milliarder, eller 62.3 % av hard-valuta-inntektene (Jentleson, 1986). I 1986 var energiandelen av sovjetisk hard-valuta eksport økt til ca. 80 % (Austvik, 1987) Andre varer som vestlige land var villige til å kjøpe, hadde de ikke i noen betydelig grad. Økning av gassekseporten ble dermed en viktig faktor for å bedre sovjetisk utenriksøkonomi.

Om USA skulle påvirke Sovjetunionens økonomiske situasjon ble dermed gassavtalen et attraktivt mål. Sovjetunionen har dessuten stort behov for vestlig teknologi i produksjonen av energi generelt. Den teknologioverføringen som utstyrsleveransene til byggingen av gassrørledningen medførte, fikk dermed en dobbelt økonomisk betydning for Sovjetunionen. Ny teknologi kunne gjøre Sovjetunionen mer effektiv. Dette styrket Reagan-administrasjonens syn på at rørledningen måtte stoppes. Et økonomisk sterkere Sovjet ville være farligere enn et økonomisk svakt Sovjet.

Den amerikanske politikken skyldes i stor grad forholdet mellom supermaktene etter den sovjetiske invasjonen av Afghanistan i 1980. USA mente at Sovjetunionen ville oppleve en svak økonomisk utvikling, underskudd i handelen med utlandet og mangel på hard valuta. Denne situasjonen kunne bli ytterligere vanskeliggjort ved ikke bare å begrense tilgangen på vestlig teknologi og kreditter, men også å begrense Sovjetunionens handel med vest som sådan. Selv om Sovjetunionen var et meget stort land, vil et autarki vanligvis bruke sine ressurser mindre effektivt enn et handlende land.

Som både økonomisk og militær supermakt syntes det logisk for amerikanerne å kople økonomi og politikk for å fremme sine interesser. Spesielt overfor en motpart som bare var militær supermakt, og nærmest måtte oppfattes som et utviklingsland på det økonomiske området. Unntakstilstanden i Polen i 1981 kom for såvidt beleilig som direkte grunngeving for tiltakene.

Økonomisk press brukt som utenrikspolitisk virkemiddel.

Historisk har forsøk på å bruke økonomiske virkemidler for å oppnå politiske målsetninger i stor grad vært mislykket (Doxey 1980). Hovedsakelig har dette tre grunner:

- Personer, forretningsdrivende og andre som må ta byrden ved en økonomisk boikott, er ikke villig til det. Dette ble eksempelvis uttrykt av amerikanske jordbrukere som la press på president Reagan for å få opphevet kornembargoen som president Carter innførte mot Sovjetunionen i 1978.
- Land som er mulige alternative kilder for mållandet har nektet å samarbeide. Dette kan enten skyldes at de har et annet syn på formålet ved sanksjonen enn det sanksjonerende landet. Eller de mener at en uforholdsmessig stor del av byrden ved sanksjonen faller på dem. Under kornembargoen ikke bare tillot Argentina salg til Sovjetunionen, men vred eksporten i noen grad fra sine tidligere markeder mot Sovjet (Mastandano, 1984).
- Det har ikke alltid vært like lett å forutsi hvordan mållandet reagerer politisk på et økonomisk press. Det kan "mykne opp", men kan også bli hardere. Ulike land er dessuten i forskjellig grad avhengig av handel, noe som setter grenser (og skaper muligheter) for hvor mye en kan oppnå ved å boikotte det.

Vi skal her skille mellom tre måter et land kan bruke økonomiske virkemidler for å begrense motpartens militære evne ved å bruke økonomiske i stedet for politiske virkemidler; *økonomisk krigføring, langsiktig binding og strategisk embargo*.

-Økonomisk krigføring

Økonomisk krigføring går i korthet ut på å svekke det andre landets militære evne gjennom å svekke dets økonomi. Det forutsetter visse forbindelser mellom landets handel og dets økonomiske utvikling og likeså mellom dets økonomi og det militære. Bedret teknologi, høyere kvalifisert arbeidskraft og mer sofistikerte styringsmekanismer i den sivile del av samfunnet som sådan, vil styrke det militære utover den direkte militære effekt importerte varer måtte ha. Usikkerheten ligger i hvor store utslagene er.

Strategien behøver ikke nødvendigvis bli gjort gjeldende for alle varer. Den kan i prinsippet være selektiv ved at varer som betyr mest for det landet en ønsker å skade og som innebærer minst økonomiske kostnader for det sanksjonerende landet blir plukket ut. Det gjelder å finne varer der etterspørselen i mållandet er svært uelastisk, der kostnadene de har ved å produsere varen selv er svært høye, og hvor det er (blir gjort) umulig å få den fra andre leverandører.

Teknologi vil ofte være en slik vare. Foruten å være viktig militært er teknologien nesten alltid en flaskehals i et lands økonomiske utvikling. Det er også opplagt at de store gassleveransene gav betydelige inntekter for Sovjetunionen i hard valuta.

-Langsiktig binding.

Langsiktig binding er planmessig oppbygging av handel der partene gjensidig blir avhengig av hverandre. Den relative ulikhet i avhengigheten gjør at det økonomisk sterkeste

landet (partielt sett) får størst mulighet til å bruke handelen for å presse gjennom vedtak i det andre landet. Den vil på det stadiet, til forskjell fra økonomisk krigføring, som sikter mot en generell begrensning i handelen, som regel være selektiv ved f.eks. å oppheve en enkelt handelsavtale for å "straffe" motparten for dens handlinger. Dersom to land allerede handler tilstrekkelig med hverandre, kan en slik straffende- og belønnende handelspolitikk føres uten at en behøver en oppbyggende fase først.

Sammenkoblingen av økonomiske og politiske/militære forhold søker å påvirke mållandets politikk, i større grad enn primært å svekke dets militære evne. Dersom handel kan svekke motpartens nytte av sitt militærapparat, selv om det militære fortsatt blir bygget ut, kan nettoresultatet for egen sikkerhet bli positivt. Et lands sikkerhet er ikke bare avhengig av motpartens militære evne, men også den kostnaden det innebærer for motparten å bruke sin militære kapabilitet.

I en slik strategi vil en endre handelspolitikken alt etter hvor fornøyd en er med motpartens politikk. Handelen kan bli utvidet dersom motparten fører en politikk som oppfattes som positiv, og reduseres dersom den oppfattes negativt. Motparten er da faktisk begrenset i sine handlinger i den forstand at en politisk handling kan medføre tap av en viktig handelsavtale. Er handelen tilstrekkelig stor og viktig, kan det førende landet oppnå en politisk innflytelse i mållandet gjennom den økonomiske avhengighet som har oppstått og de personlige kontaktene som er etablert. Det har oppstått en økonomisk avhengighet mellom partene som reduserer interessen av å føre krig med hverandre. Det vil imidlertid, i vekslende grad, gjelde påvirkning begge veier, positivt som negativt.

Grunnen til at den amerikanske embargoen i 1982 vanligvis ikke blir oppfattet som en langsiktig binding-politikk, er at den var knyttet til Sovjetunionens politikk som sådan mer enn enkeltforhold i den. Dersom Sovjetunionen f.eks. hadde trukket seg ut av Afghanistan i 1982, er det imidlertid mulig at amerikanernes forsøk på å stoppe gassleveransene ville bli såvidt urealistisk at politikken måtte bli oppfattet som en langsiktig binding der tilbaketrekkingen og aksept av gassavtalene ville bli satt opp mot hverandre.

-Strategisk embargo

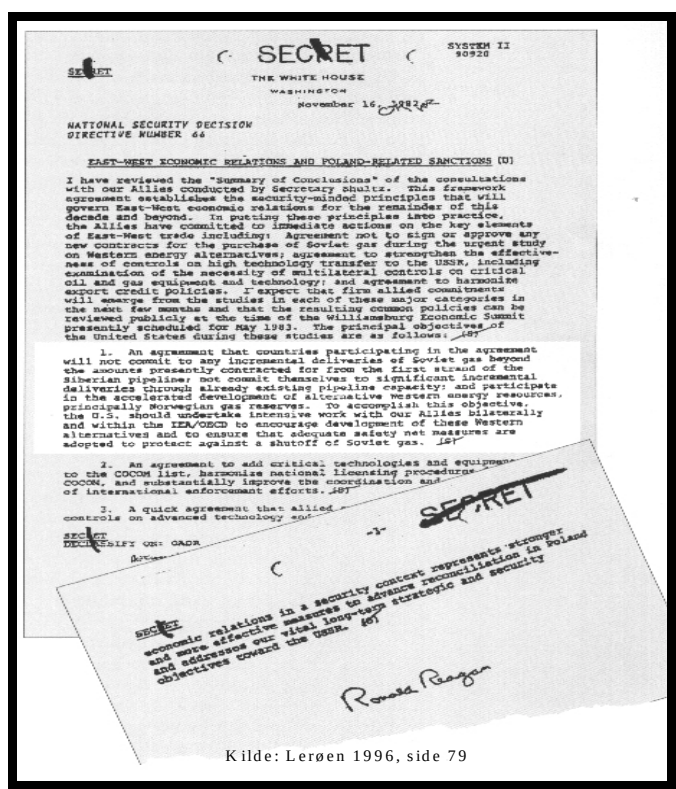
Under en strategisk embargo boikottes kun varer med direkte militær betydning, f.eks. slik de ble definert under regelverket til the Consultative Group Coordinating Committee (COCOM). Her er det altså ikke økonomien som sådan som er målet. En søker derimot direkte å begrense motpartens tilgang på varen/teknologien som det økonomiske samkvemmet medfører og som kan brukes av motpartens militærvesen.

Ved en strategisk embargo er ikke det sanksjonerende landet opptatt av å svekke motparten økonomisk. Det vil kun ønske å ramme varer som kan være til direkte militær nytte. Forbud mot kontrabande under krig er også et eksempel på strategisk embargo.

Under en strategisk embargo tillates eksport av varer som reduserer økonomiske flaskehalser i mållandets økonomi så lenge de ikke samtidig berører militære flaskehalser. Tidligere var råvarer ofte en slik vare, det igjen er teknologi som er det nå. I den grad utstyr til gassturbinene ikke har militær anvendelse, faller en boikott av de sovjetiske gassleveransene altså utenom denne strategien. Begrensning av teknologi-eksport under COCOM-reglene var imidlertid en del av en strategisk embargo.

Amerikanske tiltak mot den sovjetiske gassledningen

I 1982 reiste en delegasjon under ledelse av det amerikanske utenriksdepartementet til Europa med en økonomisk kompensasjonspakke for å overbevise vesteuropeerne om at de ikke skulle kjøpe sovjetisk gass, men heller velge andre alternativer for å dekke sitt økende energibehov. Amerikanernes begrunnelse lå nær opp til det vi har beskrevet som økonomisk krigføring, selv om altså hele spektret av mulige begrunnelser rent faktisk ble brukt. Et økonomisk sterkt Sovjet er farligere enn et økonomisk svakt Sovjet. Kompensasjonspakken inneholdt 2 hovedkomponenter (Jentleson 1986, side 185-187): Henholdsvis amerikansk kull og norsk gass ble presentert som alternativer til sovjetisk gass.



Kilde: Lerøen 1996, side 79

europiske gasskjøperlandene, unnlot amerikanerne også å inkludere forslag til kompensasjon for tap av eksportkontrakter for utstyr til rørledningen. Basisforutsetningene om "rettferdig" byrdefordeling ble altså brutt i kompensasjonsforslaget.

.....(Bedre scanning..).....

Foruten at Vest-Europa og USA hadde ulike økonomiske interesser i byrdefordelingen, var det også politisk divergens om *ønskeligheten* av en embargo. For det første hadde Vest-Europa gått gjennom en periode med vedtak om utplassering av Pershing-raketter og cruise-missiler, med til dels sterk intern motstand. Dette vanskeliggjorde en aksept av et nytt vestlig initiativ mot Sovjetunionen. For det andre mente de fleste landene at gassleveransene ville føre til mindre politisk avhengighet av Sovjetunionen enn det amerikanerne la til grunn. En eventuell risiko ved dette ville dessuten bli motvirket ved å øke lagringsmulighetene for gass, installere utstyr som gir større muligheter for å veksle mellom ulike energiformer, øke fleksibiliteten i de nasjonale distribusjonssystemene og sikre tilgang på hollandske og norske gassleveranser på lengre sikt. Selv om de vesteuropeiske landene ikke benektet muligheten av et sovjetisk

Forslaget om amerikansk kull var noe vagt da den kapasitet som trengtes for en slik eksport på det tidspunkt ikke fantes i USA. Kull medfører dessuten et miljøproblem og kan oppfattes som en mindreverdig energikilde i forhold til gass. Fullstendige transportløsninger over Atlanterhavet ble heller ikke presentert av amerikanerne.

Forslaget om norsk gass innebar problemer amerikanerne tydeligvis ikke hadde tenkt på. Jentleson (1986) hevder at amerikanerne oppfattet det som manglende vilje fra den norske regjeringens side. Men det var for Norge teknisk nær umulig å øke produksjonen så fort og så mye som det var snakk om.

Ved siden av å presentere to relativt lite aktuelle alternativer for de

leveranseavbrudd i et worst-case scenario, anså de seg altså ikke såvidt sårbare som den amerikanske administrasjonen.

En tredje divergens var at europeerne hevdet at amerikanerne overvurderte de strategiske fordelene Sovjetunionen ville få gjennom avtalen. Det hersket stor grad av enighet om Sovjets fordeler av høyteknologi import, altså om viktigheten av en *strategisk embargo*. Enigheten var ikke like stor m.h.t. i hvor stor grad hardvalutainntekter ville øke Sovjetunionen militære kapabilitet. Det var m.a.o. uenighet om nytten av en *økonomisk krigføring*, noe som en velting av gassavtalen måtte sees som en del av.²⁰

Da leveransene av kompressorer og annet utstyr startet opp i slutten av august 1982, innførte president Reagan forbud mot all amerikansk eksport til de firmaer som leverte til det sovjetrussiske storprosjektet. De europeiske landene ble imidlertid enda mindre villige til å bryte kontraktene da Reagan økte den amerikanske korneksporten til Sovjetunionen samme høst. Den 13. november opphevet så amerikanerne sanksjonene mot de vesteuropeiske firmaene. Det ble ikke avtalt noen europeiske bindinger som motytelser for dette, men det ble oppnådd enighet (Jentleson, 1986) om at Vest-Europa skulle vente med å signere nye gasskontrakter med Sovjetunionen til a) Det internasjonale energibyrå (IEA) hadde fullført en studie om faren ved (for stor) gassavhengighet av Sovjetunionen; b) OECD hadde avsluttet en studie om virkningen av eksportkreditter til Sovjetunionen; c) en COCOM-overenskomst var inngått om begrensning av høyteknologi-eksport til Sovjetunionen og d) en NATO-studie av betydningen av handel mellom WP- og NATO-land på et mer generelt plan var ferdig.

Nå ble riktignok volumene redusert en del i forhold til de opprinnelige ca. 40 BCM pr.år. Amerikanerne ga uttrykk for at det skyldtes det press som ble lagt på de vesteuropeiske landene. Landene selv gav uttrykk for at det var markedssituasjonen som hadde ført til denne reduksjonen. Fallende oljepriser og svakere økonomisk vekst var hovedgrunnene. De fleste hovedleverandører av gass til det vest-europeiske markedet måtte redusere sine kvanta. I en ren kommersiell vurdering mente de at det var ingen grunn til å vurdere sovjetiske leveranser av gass som mer usikre enn en rekke andre energileveranser, som f.eks. olje fra Den persiske golf enn si gass fra Nordsjøen. Energipolitiske hensyn kunne tilsi at et fravær av sovjetiske gassleveranser ville medføre mindre grad av diversifisering mellom ulike energileverandører og således faktisk svekke Vest-Europas energisikkerhet. I tillegg mente enkelte at en boikott ville virke provoserende på Sovjetunionen og kanskje gjennom det svekke vestlig sikkerhet heller enn å styrke den.

Konsekvenser for norsk gasstrategi

Den norske responsen overfor amerikanerne gikk for det ene ut på at det var umulig å forsere produksjonen, f.eks. på Troll-feltet, tilstrekkelig til at norsk gass kunne være et reelt substitutt for den russiske gassen på kort og mellomlang sikt. Selv om amerikanerne syntes å ha problemer med å akseptere dette, virker responsen korrekt nok. Det tar lang tid å bygge ut gassfelt i Nordsjøen.

²⁰ Et særtrekk ved situasjonen var at de vest-europeiske landene opptrådte noenlunde likt enten det var sosialistiske eller konservative regjeringer. EF protesterte mot uakseptabel innblanding i landenes suverene anliggender. Margaret Thatcher brukte engelske økonomiske interesser som argument for å gjennomføre avtalen. Det vest-europeiske samholdet kan ha styrket vest-europeiske land vis a vis USA i alliansesammenheng, altså i og for seg et politisk tap for USA.

Del to av responsen uttrykte at dersom produksjonen skulle forseres på lengre sikt måtte vi få en tilleggspris som gjorde økningen økonomisk forsvarlig. Konsekvensen ble at Norge krevde en pris høyere enn sine konkurrenter p.g.a. sikkerhetspolitiske forhold. Denne linjen ble fulgt helt fram til Willoch-regjeringens fall i 1986, uten at noen gasskontrakter av betydning ble signert.²¹

Hvorfor feilet kravet om høyere priser?

På det tidspunkt USA framsatte ønsket om utvidet norsk gassproduksjon til erstatning for den russiske gassen, var oljeprisene, og dermed også gassprisene, høye. Det var sterke forventninger om nye store gasskontrakter til høye priser ut fra markedsøkonomiske årsaker. Statfjord-kontrakten fra 1980/81, som inneholdt de til da høyeste prisene på naturgass i Europa, bygget opp under dette forventningspresset. Amerikanernes politiske press for å få kjøperlandene til å kjøpe norsk framfor russisk gass kom i tillegg til denne gunstige markedssituasjonen. Utsiktene for salg av norsk gass syntes svært lyse på begynnelsen av åttitallet, både ut fra en kommersiell og politisk synsvinkel.

Priskravet ble hovedsakelig begrunnet med at prisene for det første med sikkerhet må dekke alle kostnadene ved utbygging av felt og rørsystemer. For det andre ble utvinning av naturgass satt opp mot utvinning av råolje. Dersom ikke gassproduksjon ga minst like høy fortjeneste som produksjon av olje, ville det ikke være noen grunn for Norge å øke utvinningstakten. I alle fall ikke i slike mengder som enkelte scenarios for etterspørselsutviklingen i Europa tilsa ville være nødvendig dersom russisk gass skulle fortrenge vi noe monn.²² Fornuften i vårt priskrav var altså basert i *produksjonsøkonomiske* betraktninger.

I Norge var det mest oppmerksomhet rundt begrunnelsen for amerikanernes krav at russerne kunne skru igjen kranene i en krisesituasjon. Norge, som vil stå sammen med de øvrige vestlige land i en politisk og/eller militær øst-vest-konfrontasjon, skulle være en tryggere kilde enn Sovjetunionen. Vi hadde i så måte fellesinteresser med kjøperlandene. Men selv om kjøperlandene nok hadde vurdert risikoen for leveranseavbrudd, var den bare en del av et totalt risikobilde for leveranseavbrudd og avhengighetsforhold. Det var dessuten bare et av amerikanernes argumenter for å stoppe leveransene.

Det norske argumentet hadde altså ikke samme markedsfornuft som det eventuelt var produksjonsøkonomisk fornuftig. Det var *amerikanernes* ønske at russerne skulle selge minst mulig gass til Vest-Europa, ikke de vesteuropeiske regjeringenes. I Vest-Europa var vurderingen slik at de så seg, totalt sett, tjent med de sovjetiske gassleveransene. Det var eventuelt felles vestlig sikkerhet og/eller amerikanske interesser som stod på spill i en krisesituasjon, ikke bare interessene til det enkelte vest-europeiske konsumentland av gass.

²¹ En viktig medvirkende årsak til mangelen på nye kontrakter var den svake markedsutviklingen en opplevde utover på åtti-tallet.

²² Pris-premie-politikken bidro til "oljeopsjons-politikken". I korthet gikk den ut på at dersom vi ikke fikk aksept for det høyere prisforlangende på gass ville vi i stedet bygge ut oljefelt og la gassen ligge i grunnen. Dette bidro til at vi i perioden 1986-90 opplevde om lag en fordobling av norsk oljeproduksjon, og med fortsatt sterk vekst utover på 1990-tallet..

En prispremie for norsk gass burde således vært fakturert enten USA eller f.eks. NATO. Hvorvidt det ville vært mulig å få USA til å betale en slik premie er vel heller tvilsomt, sett i forhold til amerikanske regjeringers tidligere uvillighet til å dekke andres kostnader ved økonomiske boikottaksjoner overfor Sovjetunionen (jfr. f.eks. kornembargoen og amerikanske gardbrukeres reaksjoner). Det ville også vært unikt om f.eks. NATO skulle gått inn på en slik økonomisk kompensasjonsordning. Det synes vanskelig å tro at NATO-landene ville kunne blitt enige om det når en tar interessemotsetningene over Atlanteren i betraktning. Det er nærliggende å trekke den konklusjon at det uansett ville være vanskelig å få en eksplisitt prispremie enten det skulle være fra konsumentlandene, USA og/eller NATO.

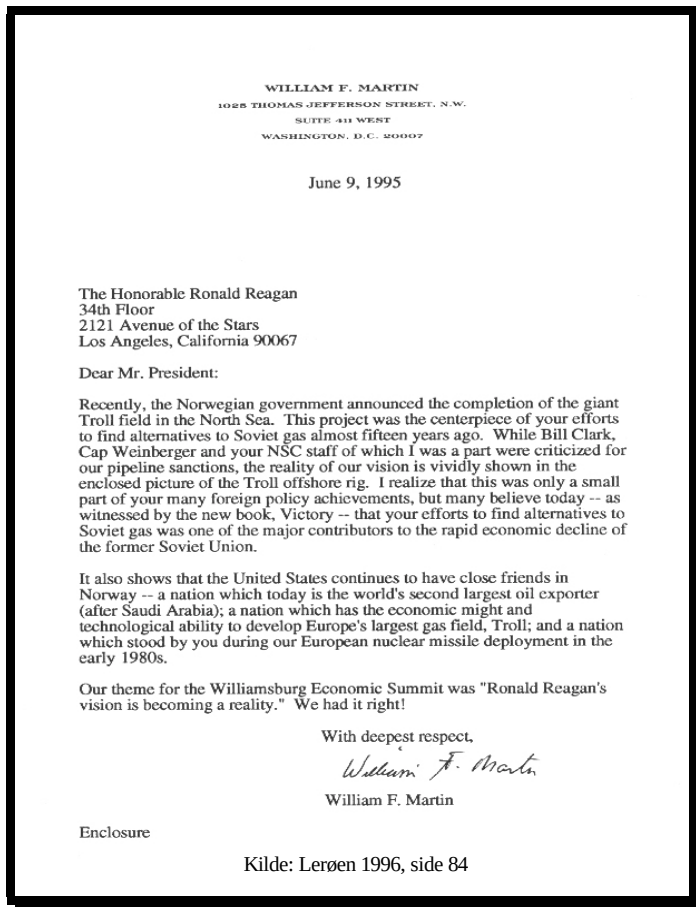
Hvem er den tryggeste leverandør?

Ovenfor avbruddsscenariet som begrunnelse hadde åpenbart Vest-Europa og USA ulike syn på hvordan leveringssikkerhet skulle oppfattes. Sikkerhet mot leveranseavbrudd er fundamentalt for alle energiimportører. Denne sikkerhetsholdningen, både mot økonomisk press og leveransestopp/reduksjon enten det er av tekniske eller politiske årsaker, er da også hovedårsaken til at de fleste land i denne perioden ønsket å minske avhengigheten av oljeimporten (og dermed av leveranser fra det sårbare Gulf-området) og øke forbruket av andre energibærere. En slik sikkerhetsfilosofi kan en finne igjen i all internasjonal handel og arbeidsdeling. En må ha tillit til hverandre for at det internasjonale system skal fungere, noe som bare i vekslende grad er tilfelle. De fleste land må vurdere hvordan ønsker om høy selvdekningsgrad og konsum diversifisert på alternative energibærere og alternative land skal veies opp mot det (kortsiktige) økonomiske velferdstap det innebærer å ikke satse mer ensidig på enkelte energibærere og -leverandører. En må altså mene at sannsynligheten for et avbrudd og de ulemper det medfører er såvidt store at det oppveier kostnadene ved i normale perioder å diversifisere, på ulikt vis, mer enn det rent økonomiske forhold skulle tilsi. Et slik resonnement falt altså ikke ut i Sovjetunionens disfavør i 1982, sett ifra Vest-Europa.

Faktisk kan argumentet snus mot Norge. I et scenario der en ville anta at russerne skulle skru igjen kranene, altså i en ekstremt spent øst/vest-situasjon, ville de også mistet valuta-inntektene. Hva om de i stedet hadde mulighet for å redusere norske leveranser? Da ville de redusere energileveransene til Vest-Europa samtidig som de beholdt sine valutainntekter. Vest-Europa ville da vært enda mer avhengig av de russiske leveransene. Muligens er tanken om at russerne skrur igjen sine egne kraner, et såvidt dramatisk scenario at det politiske klima kan muliggjøre et slik press også mot Norge, f.eks. gjennom sabotasjehandling. Usikkerhet omkring leveranseavbrudd av politiske/militære årsaker kunne altså også snus mot Norge, ikke bare mot Sovjetunionen, selv om Sovjetunionen i begge tilfeller er tenkt som den aktive part. Dette illustrerer at den risikovurdering en må foreta med hensyn til leveranseavbrudd, må settes i en bredere ramme for å gi mening i seg selv.

Faktisk kan det vesteuropeiske gassmarkedet heller oppfattes slik at vi i noen grad har fellesinteresser med russerne på prisområdet. Med en gruppe av importland samlet i et konsortium på kontinentet og med selgerlandene splittet, en markedsstruktur som har vært skapt ut av manglende infratraktur og den politiske situasjon, kan markedet betraktes som et oligopol på selgersiden og et monopsoni på kjøpersiden (under endring nå). Et monopsoni har som regel større muligheter for å påvirke prisene i ønsket retning enn et oligopol. Den politiske organiseringen av markedet kan således ha ført til lavere gasspriser enn hva som ellers kunne ha blitt realisert (like for alle eksportører). Det er i kjøpernes interesse at ikke gasseksportørene samordner sine handlinger. Således kan en si at den politiske prispremien har gått i

konsumentenes favør på bekostning av produsentene, ikke til en produsent på bekostning av en annen.



En kunne tenke seg å søke å utnytte denne mulige fellesinteressen med russerne ved å samordne prispolitikken med dem. Den eventuelle økonomiske vinsten ved dette måtte i så fall veies blant annet mot den eventuelle politiske belastning og de kostnadene det ville medføre overfor de øvrige vestlige land. En slik tilnærming til Sovjetunionen i gassmarkedet ville antakelig være mer problematisk å gjennomføre politisk enn den tilnærmingen overfor OPEC i oljemarkedet på slutten av 1980-tallet og i 1998. Etter at den kalde krigen er slutt, vil imidlertid den eventuelle politiske belastningen bli mindre.

Selv om det amerikanske kravet om økte norske gassleveranser var forfeilet på kort og mellomlang sikt, viser imidlertid brevet fra Reagens energiminister William Martin (1995) at amerikanerne oppfatter at politikken overfor Norge som vellykket. Brevet

fremskildrer den sterke økningen av norsk gassproduksjon som vi nå opplever som et resultat av amerikanske ønsker

Norsk gass og stormaktene - eventuell lærdom.

Det at Norge ble trukket inn i dragkampen om den sibirske gassrørledningen allerede i 1982, viser at det er av betydning for supermaktene hvordan vi formulerer vår energipolitikk. Og det er ikke bare USA som vil være opptatt av den. Likesom amerikanerne har vært opptatt av at russerne ikke skal få inntekter i slike dimensjoner som gasseksporten innebærer, er russerne opptatt av at de får det. For Russland er Norge derfor en økonomisk konkurrent. I noen utstrekning begrenser vi deres muligheter til å skaffe vestlig valuta. Selv om vi har mange fellesinteresser på prisområdet, er vi konkurrenter når det gjelder volum. Ut fra dette vil norsk gasstrategi ha økonomisk og strategisk betydning for Russland.

En noe tilsvarende problemstilling av interessefellesskap og -motsetninger som Norge står overfor i forholdet til Russland i det vesteuropeiske gassmarkedet står medlemslandene i Organisasjonen av petroleumeksporterende land (OPEC) overfor seg imellom. Hvert OPEC-medlem har fellesinteresse med de andre OPEC-medlemmene i at det felles gode, nemlig oljeprisen i det globale oljemarkedet, skal være så høy som mulig (innen visse grenser) og at markedet skal være så stort som mulig. Men medlemslandene har motstridende interesser seg imellom når det gjelder hvem som skal betale for at prisen holdes høy. Dette synes gjennom de

stadige diskusjoner om produksjons- og kvotefordelinger. Alle OPEC-land ønsker å påvirke de andre til å redusere sin produksjon slik at mer blir igjen til dem selv.

Norsk gassalg har betydning for sovjetisk utenriksøkonomi og kan være det enkeltområdet i norsk politikk som har størst betydning for russerne, nest etter sikkerhetspolitikken. Men som nevnt er det ikke bare motsetningene som nødvendigvis må være de fremtredende. Fellesinteressene av en høy pris og vekst i markedet totalt er også sider som russerne, og vi selv, må ta hensyn til.

Norsk gasstrategi må således utformes med bevissthet om at blant annet supermakten USA, kjøperland som Tyskland og Frankrike og konkurrenten Russland er opptatt av innholdet i den, med ulike fortegn. "Politikkpakkene" Norge skal komponere i dette ensomme bildet, må være fleksible i forhold til markedssituasjonen og den politiske situasjon. I et stramt energimarked og/eller en spent politisk situasjon vil IEA og energiimporterende land legge større vekt på leveringssikkerheten og en moderat prisutvikling. Det vil da kunne komme press på Norge om å øke leveransene og moderere prisene, noe som da i noen grad kan være i norsk egeninteresse. I et svakt marked og/eller i en situasjon med politisk avspenning vil imidlertid våre leveringsmuligheter og prisutviklingen på gassen kunne være truet. Da vil våre konkurrerende produsenter både i olje- og gassmarkedene i større grad være opptatt av utformingen av norsk olje- og gasspolitikk. Oppmerksomheten vil øke ettersom vår produksjonsvolum øker. Dersom norsk energipolitikk skal ha som målsetning å forsvare norske nasjonale økonomiske og politiske interesser i et lengre perspektiv, vil den måtte være selvstendig og fleksibel i formen etter som markedsforhold og internasjonal politikk endrer seg.

VEDLEGG D: Norsk oljeøkonomi.

Fra midten av 1970-tallet til utpå 1980-tallet fikk oljepengene og etterhvert handelsoverskuddene oss i noen grad til å glemme at mye av det øvrige norske næringsliv sakk akterut i forhold til omverdenen. Mange konkurranseutsatte bedrifter klarte ikke det økte kostnadspresset bruken av petroleumsinntektene medførte og måtte legge ned. Usikre oljeinntekter betalte for en lav arbeidsløshet og økning av velferden. Selv om vi var bevisst styringsproblemer andre land med store petroleumsinntekter hadde hatt (ref. Finansdepartement 25/1973), gjorde vi likevel mange av de feil andre land også hadde gjort.

Grunnrente og petroleumsformue

Petroleumsressursene er en naturformue som ikke lar seg fornye. Virksomheten er gjennomgående mer lønnsom enn andre virksomheter, og gir opphav til en meravkastning av den kapitalen som investeres i næringen. Denne meravkastningen kalles *petroleumsrenten*. Eksistensen av en petroleumsrente er en hovedårsak til at Staten tar en langt høyere andel av inntektene i denne sektoren enn i andre sektorer (se annen boks senere).

Beregning av petroleumsrenten tar utgangspunkt i den normale fortjeneste, eller alternativkostnaden* ved å drive en aktivitet. Dette er den minstefortjeneste en må ha for å fortsette på drive aktiviteten i stedet for å starte med noe annet, f.eks. å sette kapital i banken for å få en renteavkastning. Ekstraprofitten er den fortjeneste en får utover den normale fortjenesten. Ekstraprofitten kan oppstå av mange årsaker, og kalles ofte ut fra dette såsom grunnrente, petroleumsrente, kvasirente, monopolrente, ressursrente m.v. På engelsk er det også mange navn på fenomenet, mest vanlig er economic rent, supernormal profit, mm

Det særegne ved grunnrenten i petroleumsproduksjon er at selve eiendomsretten gir en ekstraprofitt. Dette innebærer at selv svært kostbare og ineffektive produksjoner som oftest får en grunnrente. I andre bransjer vil de dyreste/marginale produksjonene ikke få noen grunnrente, bare normal fortjeneste, mens de som kan produsere billigere enn dette får en kvasirente (av og til kalt Ricardo rente). For at ineffektive produsenter skal få en ekstraprofitt i «vanlige» markeder, kan de for eksempel søke å kartellisere (monopolisere) markedet og på denne måten ta ut høyere priser.

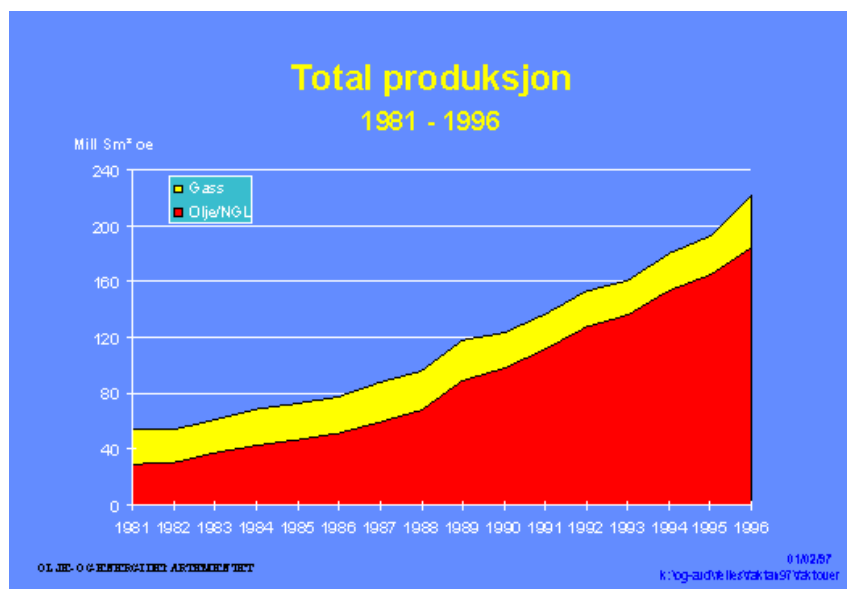
Petroleumsformuen kan på ethvert tidspunkt beregnes som dagens verdi av all fremtidig petroleumsrente. Den er et anslag på fremtidige forbruksmuligheter som petroleumsressursene forventes å gi, utover normal avkastning på arbeidsinnsats og kapital. Et anslag på petroleumsformuen må nødvendigvis bli meget usikkert. Det er særlig grunn til å understreke den usikkerhet som knytter seg til fremtidige priser på olje, markedsforholdene for gass, fremtidige utvinningskostnader og størrelsen på de utvinnbare petroleumsreservene. I Nasjonalbudsjettet 1996 ble Norges petroleumsformue anslått til 710 mrd. 1996-kroner. Ved beregningen ble fremtidige inntekter og utgifter neddiskontert med en realrente på 7 prosent.

*Alternativkostnad for en produksjonsfaktor er den mengde varer eller tjenester faktoren kunne produsert ved best mulig alternativ anvendelse. Dette vil være kostnaden ved en produksjon målt i det nest beste alternativet en kunne ha valgt (og som da er mistet). Av og til er alternativkostnaden for en produksjonsfaktor kalt dens skyggepris.

Olje- og gassvirksomheten vokste til å bli blant de enkeltbransjer med størst verdiskapning i landet. Stadig flere petroleumsfelter kom i produksjon og inntektene vokste. Samtidig var verdensøkonomien svak. Dette skyldtes i stor grad de kraftige prisøkningene på olje i 1973/74 da OPEC-land hevet prisen fra rundt 4 til 12 dollar per fat på få måneder («OPEC I»).

Motkonjunkturpolitikken som ble introdusert i annen halvdel av 1970-tallet hadde til hensikt å unngå svikt i produksjon og sysselsetting som skyldtes den internasjonale konjunkturedgangen. Innenlandsforbruket ble holdt oppe gjennom ekspansive budsjetter

finansiert ved låneopptak i utlandet. Dekningen skulle ligge i de store petroleumsinntektene en forventet skulle komme på 1980-tallet. Da den totale utenlandsgjeld nådde en topp på 104 milliarder kroner i 1979 skyldtes imidlertid dette for 2/3 del lån til investeringer på sokkelen og skipsfartsnæringen, altså inntektsskapende virksomhet. Om lag 30 milliarder kroner ble lånt til øvrig forbruk.



Og ganske riktig, strømmen av oljeinntekter ble stor. Produksjonen av olje og gass svingte seg betydelig opp og fortsatte å øke utover på 1980-tallet. Samtidig kom oljeprissjokk nummer to i 1979/80 i kjølvannet av Khomeiny's overtakelse i Iran i 1978 og krigen mellom Iran og Irak («OPEC II»). På halvannet år steg prisene fra 14 til 37 dollar pr. fat. Mye på grunn av den spente

situasjonen i Gulf-området, holdt OPEC-land prisene oppe i flere år gjennom stadige nedreguleringer av produksjonen. For Norge steg i tillegg kursen på dollar i forhold til norske kroner med ca. 75 prosent i perioden 1980-1985. Siden olje selges i amerikanske dollar, forbedret kursstigningen oljeinntektene regnet i norske kroner ytterligere.

Inntektsstrømmen ble altså om mulig enda større enn noen hadde trodd på syttitallet. Sektoren vokste fra å være nærmest ubetydelig målt i inntekt til å bli vesentlig i norsk målestokk. Som andel av BNP var den kommet opp i 19 prosent i 1985. Uten særlige problemer klarte Norge å betale tilbake lånene som ble tatt opp under motkonjunkturpolitikken. Utenlandsgjeldens andel av BNP ble redusert fra 46 prosent i 1978 til 15 prosent i 1986. Samtidig kunne de offentlige budsjetter holdes høye og en del konflikter mellom politiske grupperinger kunne løses ved at "alle fikk".

Petroleumssektorens betydning i norsk økonomi 1975-96:

	1975	1980	1985	1986	1990	1996
Andel av BNP	2,9	15,2	18,7	10,8	13,2	15,6
Andel av total eksport	6,3	32,6	37,8	28,8	30,6	38,8
Andel av sysselsatte	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9

Kilde: Faktaheftet og Nasjonalbudsjettet.

Valutakursen på norske kroner holdt seg imidlertid sterk i forhold de øvrige europeiske valutaer. Dette skyldes blant annet oljeselskapenes kjøp av norske kroner i forbindelse med de betydelige skatteinnbetalingene de foretok til den norske staten. Også de

store overskuddene på driftsbalansen overfor utlandet bidrog til en sterk valutakurs. En sterk valutakurs skapte problemer for konkurranseutsatt industri i tillegg til prispresset innenlands.

Prisfallet i 1985/86 førte til økt forbruk og senket lønnsomheten særlig for høykostprodusenter av petroleum, som Norge, Storbritannia og USA. For Norge førte prisfallet til redusert årlig produksjonsverdi med ca. 40 milliarder kroner (korrigert for etterslepet i prisene i gasskontraktene). Petroleumssektorens betydning i økonomien falt dramatisk. Et overskudd i handelsbalansen på 41 milliarder kroner i 1985 ble på ett år snudd til et underskudd på 18 milliarder i 1986. Sektorens andel av BNP sank til rundt 10 prosent.

Etter dette måtte vi innrette oss på en tilværelse der vi i større grad skulle leve av ikke-oljerelatert virksomhet. For sektoren hadde prisfallet imidlertid også positive effekter, gjennom at det la press på industrien i retning av å effektivisere leting og produksjon, legge mer arbeide i utbyggingsplaner, utvikle ny teknologi etc.

Oljeprisfallet førte til at sektoren etter kort tid tilnærmelsesvis ikke tjente penger lenger. Gjennom skatter, avgifter, inntekter fra sitt direkte økonomiske engasjement og fra Statoil tar den norske stat hoveddelen av overskuddet i oljevirksomheten. Staten tar brorparten ved en prisoppgang, men også hovedbelastningen ved et prisfall.. Siden Staten med dette er den største kapitalisten på sokkelen, førte prisfallet i 1985/86 til at petroleumsskattene etterhvert gikk mot null. Dette gjorde at Brundtland-regjeringen som overtok i 1986 måtte foreta store innstramninger i offentlige budsjetter. De offentlige budsjetter ble holdt lave og lønnsøkningen var moderat. Innstramningene bidrog til at arbeidsledighetstallene etter hvert ble høye i norsk målestokk.

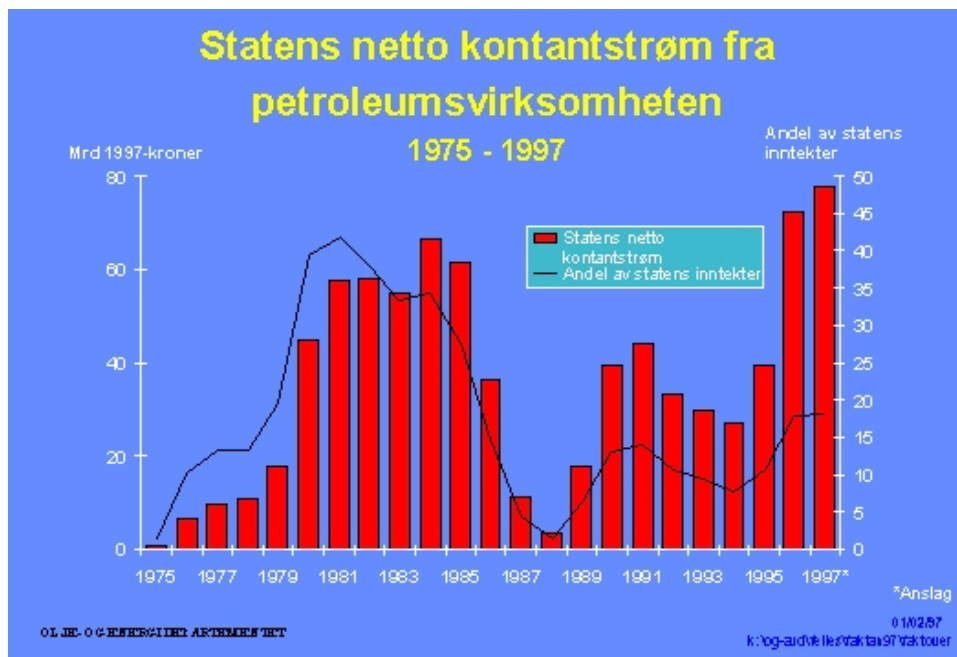
Staten som kapitalist

Staten er gjennom skattesystemet og Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten (SDØE) den største kapitalisten på sokkelen. Dette gjør at Staten tar de største vinster og tap som følge av inntektsendringer på sokkelen.

Petroleumsbeskatningen bygger på reglene for den ordinære bedriftsbeskatningen med en ordinær skattesats på 28 prosent. På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleum (petroleumsrenten), er det i tillegg utformet en særskatt på 50 prosent på denne typen næringsvirksomhet. Investeringene avskrives lineært over seks år fra det år investeringen påløper. Til fratrekk i beregningsgrunnlaget for særskatten kommer en friinntekt på 5 prosent av investeringene.

SDØE ble opprettet i 1985 ved at Statoils eierinteresser i de fleste utvinningstillatelser på sokkelen ble splittet i en økonomisk andel til Statoil og en direkte økonomisk andel til staten. Staten har nå en direkte eierandel i de fleste olje- og gassfeltene på sokkelen utbygget etter at ordningen ble innført (og altså ikke på felter som Ekofisk og Statfjord). Ordningen med SDØE innebærer at staten får direkte utgifter og inntekter på linje med øvrige rettighetshavere i et felt. SDØE sto for om lag 40 prosent av alle investeringer på sokkelen i 1995. (Kilde: OED, Faktaheftet).

Figuren viser *statens netto kontantstrøm* fra petroleumsvirksomheten for perioden 1975-1997. Statens netto kontantstrøm utgjøres av skatter, avgifter, netto kontantstrøm fra Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE, og betalt utbytte fra Statoil.



Mens Statens netto kontantstrøm var særlig stor på slutten av 1970-tallet og på begynnelsen av 1980-tallet, skyldes det primært høye oljepriser. I denne perioden var dens andel av totale statlige inntekter også særlig stor (30-40 prosent). Kontantstrømmen sank dramatisk i forbindelse med oljeprisfallet i 1985/86. Virkningen ble forsterket av at SDØE-systemet ble innført, slik at Staten fikk store utlegg til investeringer. Den økte kontantstrøm utover på 1990-tallet skyldes i hovedsak sterk produksjonsvekst, særlig på olje. Det skyldes også at avkastningen på SDØE etterhvert har gitt store inntekter, mens kostnadene ved engasjementene var utgiftsført tidligere (kontantprinsippet). Andelen av de totale statlige inntekter er imidlertid langt lavere enn på 1980-tallet (10-20 prosent). Hadde prisene vært like høye som da (før 1986), ville netto kontantstrøm i 1998 vært på 3-400 milliarder kroner.

I perioden 1986-1997 har realprisen på olje sunket, særlig fra 1991 (nominelt har den i perioden stort sett ligget mellom 15 og 20 dollar per fat). Økt oljeproduksjon og lavere

utvinningskostnader har imidlertid ført til at inntektene igjen har steget. I 1996 nådde staten igjen inntektsnivået fra perioden 1980-85 (37 milliarder kroner). Norge var med det blitt et gjeldfritt land og etter hvert en betydelig internasjonal investor.

Fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel er det viktig at vi ikke bruker så mye oljepenger at vi får sterk prisstigning og/eller verdistigning på norsk valuta, slik vi så på begynnelsen av 1980-tallet. For stort forbruk fører til problemer for annen konkurranseutsatt virksomhet (jfr «Hollandsk syke»). For å skille inntjening og bruk av de statlige inntektene fra oljesektoren ble et oljefond etablert i 1990. Men det var først i 1995 at staten virkelig satte penger inn i fondet. I 1998 vil verdien av fondet kunne bli på rundt 140 milliarder kroner. Fondet bidrar til å minske følsomheten norsk økonomi ellers ville ha overfor store svingninger i oljeprisen, grunnet internasjonale kriser eller annet.

Petroleumsfondet

Statens petroleumsfond er regulert i lov av 22. juni 1990. Finansdepartementet forvalter fondet mens Norges Bank skal utføre den operative forvaltningen. Finansdepartementet angir grenser for plasseringenes kreditt-, valuta- og renterisiko. Norges Banks oppgave som forvalter av fondet er å gjøre avkastningen størst mulig innenfor de retningslinjene som er gitt for investeringene. Fra 1998 har retningslinjene for forvaltningen blitt endret. Plasseringene skal nå være slik at mellom 30 og 50 prosent av petroleumsfondet vil bli plassert i utenlandske aksjer, mens resten i hovedsak vil bli plassert i obligasjoner. Oppbyggingen av fondets aksjeholdning i 1998 vil skje gradvis for å unngå å påvirke aksjekursene. Plasseringen skal fordeles over hele verden: Amerika (20-40 prosent), Europa (40-60 prosent) og Asia og Oceania (10-30 prosent).

Det ligger en langsiktig investeringsfilosofi til grunn for fondets plasseringer. Det skal gi en stabil verdiutvikling på lang sikt, mens det kan være større verdisingninger på kort sikt. Dersom en skulle lagt opp til at fondet skulle vise mindre svingninger på kort sikt, ville en etter all sannsynlighet gi avkall på en høyere avkastning på fondets plasseringer.

Hovedformålet med petroleumsfondet er at det skal tjene som et finanspolitisk redskap til å føre en langsiktig forsvarlig budsjettpolitikk. Petroleumsfondet skal synliggjøre bruken av petroleumsinntekter over statsbudsjettet, og gjøre det lettere å frikople bruken av oljeinntekter fra den løpende inntektsopptjeningen. En statlig fondsoppbygging gjennom overskudd på statsbudsjettet vil også kunne bidra til å øke den samlede sparingen i økonomien

Formelt sett er Statens petroleumsfond en rent regnskapsmessig konstruksjon. Staten har rett og slett opprettet en ny konto, og avsetningene til fondet innebærer flytting av penger fra en konto til en annen. Dette vil selvsagt gjelde enhver fondskonstruksjon. De underliggende økonomiske forholdene i norsk økonomi, som bl.a. omfatter et betydelig overskudd på driftsbalansen overfor utlandet, endres heller ikke som en følge av at en avsetter midler på petroleumsfondet. Statens petroleumsfond er således et finanspolitisk styringsinstrument - et hjelpemiddel ved fastlegging av en langsiktig budsjettpolitikk.

Hovedformålet med etableringen av petroleumsfondet er at det skal bidra til en budsjettprosess som ivaretar langsiktige hensyn når det gjelder spørsmål om hvor store petroleumsinntekter en skal bruke over statsbudsjettet. Dette forsøkes oppnådd på to måter: a) Fondskonstruksjonen gjør at en i større grad kan synliggjøre hvor store petroleumsinntekter en bruker over statsbudsjettet, uavhengig av størrelsen på petroleumsinntektene det enkelte år. b) Retningslinjene for fondet legger opp til at overføringer til og fra fondet fastlegges i langtidsprogrammene og i revidert nasjonalbudsjett, dvs. i forkant av den ordinære budsjettbehandlingen. Intensjonen er at de retningslinjene en kommer fram til vil kunne virke disiplinerende i det videre budsjettarbeidet.

Fordi statsbudsjettet i årene etter 1990 ble gjort opp med underskudd kom det ikke penger inn på fondet før i 1995. I 1998 kan et imidlertid nå opp i rundt 140 milliarder kroner. Kilder: Stortingsproposisjon nr. 1/91997 tillegg nr. 7 (1996-97), Olsen (1996) og Finansdepartementets pressemelding av 6.10.1997.

Høye investeringstall

Oljeindustrien krever mye kapital, men gir forholdsvis få arbeidsplasser. Sektoren sysselsetter under 1% av arbeidsstokken, men representerer hele 35 % av investeringene i Norge. Mens de som er direkte sysselsatt i næringen representerer rundt 20.000 mennesker, er det ikke mer enn rundt 50.000 mennesker som totalt er engasjert når en regner med de indirekte virkningene av virksomheten.²³ Geografisk har hovedaktiviteten foregått sør for 62. breddegrad (Stad). Stavanger, Oslo og Bergen er de tre viktigste byene for norsk oljevirksomhet, hvorav Stavanger representerer rundt halvparten av sysselsettingen Etter hvert har mer av virksomheten blitt flyttet nordover til områder som Haltenbanken, Tromsøflaket og Barentshavet.

Med gjennomføring av de siste store gassprosjektene vil norsk petroleumsproduksjon nærme seg 200 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe). På 1970-tallet hadde vi et politisk vedtatt tak på 90 mtoe, som nå i praksis synes glemt. Holder vi oss til klassisk økonomisk ressursteori, representerer politikken i dag langt på vei et syn om at oljeprisene vil falle over tid og at vi dermed bør ta mest mulig av ressursene ut så fort som mulig og omdanne verdien av dem i investeringer i utlandet (oljefondet). På 1980-tallet trodde imidlertid «alle» at oljeprisene ville stige over tid. Det var praktisk talt ingen som for 10-20 år siden mente det var mulig at prisene på 1990-tallet ville ligge på det nivået de faktisk har gjort. Vi kan ta feil igjen og markedsanalyser kan like gjerne argumentere for stigende priser over tid som synkende.

²³ De som regnes om direkte sysselsatt i næringen arbeider i oljeselskaper, leting og tjeneste- og leveranseindustrien. Som første indirekte virkning regnes industri som arbeider med konstruksjon av f.eks. plattformen. Deretter kommer de som arbeider med bygging og drift av raffinerier og terminaler.

Investeringer i petroleumssektoren.

For oljesektoren utgjorde investeringene om lag 30 milliarder løpende kroner pr år i perioden 1984 til 1990. Etter 1990 har investeringsnivået øket betydelig, og var for perioden 1992 -1996 i størrelsesorden 45-60 milliarder løpende kroner. Det høye investeringsnivået skyldes både store investeringer i nye felt og investeringer i nye gassrørledninger til kontinentet.



En rekke nye oljefelt er utbyggingsklare, eller forventes å bli det, i løpet av de kommende årene. Blant annet ved å nytte eksisterende innretninger vil mange nye felt kunne bygges ut med god lønnsomhet.

Samlede årlige investeringene i petroleumssektoren utgjør fra 50 til i overkant av 60 milliarder kroner frem mot århundreskiftet. På lengre sikt vil investeringsnivået i petroleumsvirksomheten trolig avta, selv om investeringene antas å ville være betydelige også inn i neste århundre. Når olje- og gassfeltene etterhvert tømmes og produksjonen på det enkelte felt avsluttes, vil det påløpe kostnader knyttet til fjerning eller etterbruk av installasjonene. (Kilde: OED, Faktaheftet 1997).

Selv om oljeindustrien er en lite arbeidsintensiv næring, er virksomheter som leverer varer og tjenester til industrien, i en del tilfeller viktige hjørnesteinsbedrifter i sine lokalsamfunn. Etterhvert som investeringene på sokkelen skal gå ned, må sysselsettingen i disse bedriftene i økende grad måtte sikres gjennom at aktiviteten utenfor Norge økes og ved at industrien eksporterer mer av sine varer og tjenester til andre land. Internasjonaliseringen foregår dels gjennom at de norske oljeselskapene (Statoil, Norsk Hydro og Saga) går inn i lete- og utvinningsprosjekter i andre land. Dels foregår den gjennom at norske selskaper leverer varer og tjenester til denne virksomheten i andre land. Disse engasjementene medfører, særlig i ustabile land og regioner, ofte at de kommersielle avtalene må støttes politisk (av styresmakter) både for å bli etablert og for å trygges over tid. Blant annet har vi sett dette i forbindelse med norsk engasjement ved Det kaspiske hav.

VEDLEGG E: Lands avhengighet av import og eksport

At Norge er «avhengig» av petroleumsinntektene er ikke i seg selv spesielt eller nødvendigvis problematisk. Grunnen til at vi driver med petroleumsvirksomheten er jo at vi tjener penger på den. I en verden der nasjonale økonomier blir stadig mer økonomisk integrerte, blir alle land avhengige både av å eksportere til og å importere fra andre land. Fordelene ved dette er vel kjent siden Adam Smith og David Ricardo for rundt 200 år siden skrev om fordelene ved markedsøkonomi, spesialisering og internasjonal handel.

Særlig etter den annen verdenskrig er det etablert omfattende institusjonelle rammeverk og spilleregler for internasjonal handel. For verdenshandelen settes disse særlig gjennom GATT/WTO-avtalene som nå omfatter de fleste land og de fleste varer (energi er blant de varer som er unntatt). Som en dypere form for regional økonomisk integrasjon innenfor det regelverk GATT/WTO setter globalt, har konkurransereglene i EUs indre marked på 1990-tallet blitt særlig viktig i Europa. Norge er fullt medlem av WTO og deltar i Det indre marked gjennom EØS-avtalen. Det europeiske energicharteret søker å lage tilsvarende frihandelsregler for energi som for øvrige varer og tjenester.

Det stadig mer omfattende internasjonale vare- og tjenestebytte har ført til at land gradvis har blitt mer gjensidig avhengige av hverandre. Selv om det kan oppfattes som en ulempe å bli avhengige av andre land, fremheves det i uten- og sikkerhetspolitiske sammenhenger vel så ofte som en fordel. Blant annet var fordelene ved lands gjensidige avhengighet et viktig politisk argument når GATT ble etablert i 1949, Den europeiske kull- og stålføderasjonen i 1952 og EEC i 1958. Land som bedriver samhandel vil ha mindre motiv for å skade hverandre (f.eks. ved en krig) enn land som er økonomisk relativt uavhengige. Samhandelen fører til at landene blir gjensidig avhengige, eller *interdependente*. Økonomisk interdependens har eksempelvis vært et viktig argument for at en krig mellom de europeiske erkerivalene Frankrike og Tyskland av de fleste nå vurderes som lite sannsynlig.

For å få markeder mellom land til å fungere, såsom EUs fellesmarked med fri bevegelse av arbeid, kapital, varer og tjenester, må reguleringer, forordninger og bestemmelser som påvirker konkurranseforholdene og handelsstrømmene bli mest mulig like i landene. Dersom det ikke gjøres, kan land diskriminere andre lands produsenter, eller støtte egne produsenter, direkte eller indirekte. Forhold som påvirker bedrifters konkurranseposisjon omfatter en lang rekke forhold, såsom nasjonale konkurranseregler, innkjøpsregler, sosialpolitikk, arbeidsmarkedsbestemmelser, avgifter, produktspesifikasjoner, utdanning, miljøstandards osv. Økonomisk interdependens skaper således også behov for harmonisering av deltagende lands politikk og dermed også interdependens i utforming av nasjonal politikk. Som deltaker i det internasjonale vare- og tjenestebytte harmoniseres således norsk politikk med andre (samhandlende) industrilands politikk. EU går nå dypere i sin integrasjon gjennom innføring av en felles valuta, Euro, som i sin tur kan føre politikkhharmoniseringen for disse landene videre, såsom gjennom en mer samkjørt finanspolitikk.

Integrerte økonomier og politiske samhandlinger mellom land overfor markeder gjør at tiltak overfor markeder får større effekt på priser og omsatte mengder enn om enkeltland gjør det alene. Samspillet mellom land om hvilke tiltak som skal innføres og hvordan tiltakene skal utformes blir her viktig. Land som handler innen og med slike integrerte markeder står da i økende grad overfor politiske beslutninger som vil gjelde for hele markedet, og ikke bare

enkeltland. De enkelte land vil da ofte i økende grad måtte bli opptatt av innholdet i disse beslutningene, i tillegg til enkeltlands politiske beslutninger og utvikling. For norsk olje og gass kan dette kanskje særlig gjelde konkurransebestemmelser på ulike nivåer i gasskjeden og for produsentsamarbeide i oljemarkedet, reguleringer av transportsystemer for gass og avgiftspolitikkk på olje og gass.

Når økonomisk (og politisk) avhengighet av andre land har blitt det normale, blir det interessante i vår sammenheng å diskutere hvordan vi kan påvirke utviklingen i markedene og i hvilke tilfeller interdependensen eventuelt kan skape et problem. Dette kan være interessant både for eksporterende og importerende land, og er velkjent som delproblematikk blant annet i norsk EU-debatt. Det kan være hensiktsmessig først å klargjøre hva vi mener med å være avhengig av å handle med andre land, for så å gå inn på utfordringer for henholdsvis import- og eksportland generelt, og Norge som petroleumseksportør spesielt.

Importavhengighet kan defineres som en situasjon der et land ikke har kapasitet til å produsere 100 prosent av eget forbruk.²⁴ Tilsvarende kan *eksportavhengighet* defineres som en situasjon der et land ikke har kapasitet i egen økonomi til å forbruke 100 prosent av det de produserer. Alle land som deltar i det internasjonale vare- og tjenestebytte blir således avhengige av å kunne eksportere og importere.

Et land kan være *følsomt, sårbart eller ingen av delene* i sin eksport- og/eller importavhengighet når den internasjonale etterspørsel, respektivt tilgang til eller prisen på en vare endres. Dette vil være en funksjon av hvor viktig varen er for landets utenriksøkonomi og nasjonale produksjonsliv, størrelsen på og varigheten av endringene og landets evne til å tilpasse seg endrede rammebetingelser.

Følsomhet i den økonomiske avhengighet overfor omverdenen kan måles ved evnen til tilpasning innen det eksisterende politiske rammeverk. Følsomheten kan gjenspeile hvor vanskelig og kostbart det er å endre politikk på kort varsel og/eller bindinger som hindrer politikkomlegg gjennom nasjonale eller internasjonale avtaler, når sterke markedsendringer inntreffer.

Et lands *sårbarhet* kan måles ved evnen til tilpasning til en situasjon der markedsendringene er mer permanente. Sårbarheten uttrykker kostnaden for landet ved f.eks. prissjokk etter at politikken har blitt endret. Økonomisk, vil et lands sårbarhet kunne uttrykkes ved potensialet for varige tap og forstyrrelser i produksjon, produksjonsverdi og velferd.

Kostnaden ved økonomisk avhengighet av omverdenen kan måles både ved faktiske importkostnader, respektivt eksportinntekter, og ved de virkninger varens pris og markedsendringer har på samfunnets funksjonsmåte, økonomi og politikk. Endringen i politikk vil avhenge både av politisk vilje og evne, tilgjengelighet av ressurser og nasjonale og internasjonale regler og avtaler.

Følsom og sårbar importavhengighet:

Et importland kan bli mer følsomt eller sårbart på et gitt importavhengighetsnivå, dersom importvaren kommer fra bare ett land enn dersom det kommer fra mange land. Det vil

²⁴ Keohane & Nye (1977).

også være av betydning hvorvidt produsentlandet er fiendtlig eller vennlig innstilt overfor importlandet. Slik kan utenrikspolitikk bli et viktig instrument for å redusere følsomheten, eventuelt sårbarheten, i tillegg til innenrikspolitiske tiltak.

For oljeimport, er det viktig å merke seg at land som ikke importerer olje fra noen «risikofylt» kilde fortsatt kan være både følsomt og sårbart i sin importavhengighet. Siden prisen på oljeimport fra «sikre» kilder varierer med prisen på de usikre kildene, vil fortsatt en oljekrise føre til sterk økning i importkostnadene, selv om alle kan kjøpe så mye olje de «vil». I en krise vil imidlertid de nye høye prisene rasjonere oljen til de som er mest betalingsvillige. De økte kostnadene kan føre til inflasjon, svekket konkurranseevne og økonomisk stagnasjon eller tilbakegang, slik vi så etter oljesjokkene på 1970- og 1980-tallet.

Eksempelvis kan De forente stater være nokså uavhengig av leveranser av olje fra Den persiske gulfen, men fortsatt være følsomt overfor prisfluktasjoner som skyldes tilbudsendringer i Midtøsten på den olje de importerer fra land som Venezuela, Mexico og Norge.

Graden av følsomhet eller sårbarhet avhenger også av hvor elastisk etterspørselen er med hensyn til prisendringer. Elastisiteten avhenger blant annet av hvor realistisk det er å skifte til andre energibærere og disses tilgjengelighet. Også størrelsen på kommersielle og strategiske lagre (SPR) som mer eller mindre midlertidig erstatter tilbudsfall påvirker importlands følsomhet.

Siden importavhengighet er en normal situasjon for alle lands økonomier, vil offentlig politikk måtte rette seg mot å eliminere eller redusere eventuell følsomhet og sårbarhet. De to situasjonene henger noe sammen; redusert energibruk (men ikke nødvendigvis redusert oljeimport), reduserer økonomiens avhengighet av oljeprisens nivå. Samtidig reduseres følsomhet og sårbarhet. SPR er i stor grad etablert opp for å redusere IEA-lands følsomhet i sin oljeimportavhengighet. IEAs politikk i retning av å gjøre etterspørselen mer fleksibel og diversifisert virker i retning av både å redusere følsomhet og sårbarhet for forbruksland.

Siden oljeprisen er den viktigste blant energiprisene påvirker den andre energipriser sterkt. Land som er sterkt energiintensive i sin økonomi vil således være potensielt mer utsatt for prissvingninger på olje enn land som er mer effektive og fleksible i sin energibruk, selv om de ikke er veldig oljeintensive. De forente stater er svært energi- og oljeintensive i sin økonomi (bruker mye olje for hver verdienhet de skaper), og vil således potensielt være mer følsomt, eventuelt sårbart, enn land som er mindre oljeintensive, såsom EU-land og Japan. Selv om graden av følsomhet, eventuelt sårbarhet, er forskjellige mellom konsumentland, vil imidlertid ønsket om stabile og lave energipriser være de samme.

Følsom og sårbar eksportavhengighet:

Summen av verdens import må per definisjon være lik summen av verdens eksport. Denne likningen gjelder i verditermer over tid også for hvert enkelt land. Eksporten skal betale for importen. Generelt vil de fleste land, gjennom utnyttelse av komparative fortrinn og spesialisering, stordriftsfordeler og konkurransefaktorer, eksportere færre varer enn de importerer. Særlig gjelder dette små land. For mange oljeeksporterende land i verden utgjør petroleum en stor andel av landenes totale eksport. For landene rundt Den persiske Golfen utgjør petroleumseksporten rundt 90 prosent av alle eksportinntekter, for Russland 60-70

prosent og for Norge rundt 40 prosent. Mye av landenes innlandsøkonomi, og ikke minst offentlige budsjetter, er gjerne basert på at sektoren har stor inntjening.

Analogt som for importland, kan eksportland bli mindre følsomt eller sårbart på et gitt eksportavhengighetsnivå dersom markedene de selger i er mange i stedet for få. De vil også være av betydning hvorvidt forbrukslandene er fiendtlig innstilt overfor eksportlandet. Eksempelvis er det av betydning for oljeeksportavhengige Irak at markedene i hovedsak ligger i land som per i dag er fiendtlig innstilt overfor det sittende regime og at disse har klart å samle seg i en rimelig effektiv embargo mot deres eksport i mange år. En kan anta at Irak gjennom dette er mer sårbare overfor endringer i oljemarkedet enn f.eks. Saudi Arabia med bedre relasjoner til forbruksland. Norsk gass som kun selges i EUs indre marked vil tilsvarende være følsomt for hvilken energipolitikk EU og EU-land fører. Slik blir også her utenrikspolitikk viktig for betydningen for eksportlandets avhengighetssituasjon.

Et petroleumseksporterende lands *følsomhet* i sin avhengighet av oljeinntektene kan tenkes målt ved evnen til tilpasning på kort (eventuell mellomlang) sikt ved prisfluktuasjoner eller markedstilgang. Eksempelvis vil et land som bruker sine oljeinntekter løpende kunne bli følsomt overfor prisendringer på olje. Etableringen av et oljefond som skiller løpende inntjening og bruk av pengene, vil kunne redusere denne følsomheten

Et petroleumseksporterende lands *sårbarhet* kan tenkes målt ved evnen til tilpasning der endringene i inntektene blir mer permanente. Selv etter at offentlige budsjetter og næringsliv har innrettet seg på et nytt prisnivå, vil landet oppleve et varig lavere produksjons- og velferdsnivå enn tidligere.

For petroleumseksporterende land er det viktig å være oppmerksom på at sårbarheten overfor prisendringer kan gjelde både sterk prisnedgang, såvel som -oppgang. Dersom prisene faller til et nytt «permanent» *lavt nivå*, vil kanskje en del av industrien bli ulønnsom. Med staten som den store kapitalist i sektoren i de fleste eksportland, vil særlig de offentlige inntekter bli betydelig mindre enn tidligere. Er de offentlige utgifter i sterk grad basert på at petroleumsinntektene skal holdes høye over tid (ser bort eventuell følsomhet ved mer kortsiktige prisfluktuasjoner) kan det kreve betydelige omstilling, med skatte- og renteøkninger og reduserte offentlige utgifter.

Stiger prisene på den annen side til et nytt «permanent» *høyt nivå*, blir sektoren ekstremt lønnsom. Bedriftsøkonomisk vil det bli lønnsomt å bygge ut felt som ellers ville vært marginale eller ulønnsomme. Det ville eventuelt øke inntektene ytterligere. De høye inntektene ville gi staten store overskudd, og overskuddet på driftsbalansen ville kunne bli betydelig. Lønnsomheten i sektoren, kombinert med eventuell offentlig bruk av inntektene, kan føre til «Hollandsk syke». Resultatet vil imidlertid kunne bli sterk prisstigning, reallønnsvekst og økningen av velferdsgodene uten at det er grunnlag for det i hjemlandets produksjon. Faren er at øvrig næringsliv da blir konkurrert ut, landet blir enda mer avhengig av sine petroleumsinntekter i de offentlige budsjetter og i sin utenrikshandel (reduisert eksport av andre varer og økt import), og enda mer sårbart for eventuelle senere prisfluktuasjoner.

«Hollandsk syke»

Begrepet «Hollandsk syke» skriver seg fra de problemer Nederland opplevde som følge av den innenlandske bruk av petroleumsinntektene på 1970- og 1980-tallet.. Landet startet sin gasseksport på 1960-tallet og er fortsatt en betydelig europeisk aktør i det europeiske gassmarkedet. På 1970- og 1980-tallet opplevde de sterk prisstigning og svekket konkurranseevne i tradisjonelle næringer.

Fra slutten av 1960-tallet avtok veksten i Nederlands økonomi, samtidig som styrkingen av landets velferdssystem fortsatte. Veksten i velferdsgoder ble finansiert ved økte statlige inntekter fra gassproduksjon. Etter hvert som gassinntektene flatet ut, økte underskuddet i statsfinansene, og det ble nødvendig å øke skattene. Høy reallønnsvekst svekket tradisjonell næringsvirksomhets konkurranseevne i forhold til utlandet. Nedgangskonjunkturen utover på 1970- og 1980-tallet viste at en stor del av industrien i Nederland ikke var konkurransedyktig. Importen økte og arbeidsledigheten steg til et av de høyeste nivåene blant landene i Nord-Europa.

Slik utkonkurrerte petroleumssektoren annen næringsvirksomhet, ikke bare gjennom sine betalingsevne for mennesker og ressurser til virksomheten, men også gjennom at det offentlige baserte sine budsjetter i for stor grad på bruk av en petroleumsrente som ikke var basert på innenlandsk produksjon. Fra 1983 til 1990 ble den økonomiske politikken lagt om, samtidig som lønnsveksten var moderat. Produksjon og investeringer i industrisektoren tok seg opp.

Flere petroleumseksporterende land har opplevet elementer av «Hollandsk syke» senere. En kan hevde at Norge i noen grad også gjorde det på 1980-tallet.

De viktigste oljeproduserende lands sterke avhengighet av oljeinntektene kan således lett føre til at de store og svingene inntektene blir så overstyrende for den økonomiske utvikling at landet mister evnen til å styre selv. Da har landet langt på vei snudd fordelene ved oljeinntektene til en ulempe. Inntektene har da over tid ikke nødvendigvis gjort landet rikere og det har kanskje heller ikke fått noen internasjonale fordeler av en sterk posisjon i verdens viktigste varemarked. Tvert i mot, landet kan ha blitt både følsomt og sårbart overfor internasjonale begivenheter, endringer i ett enkelt marked, store selskapers interesser og stormakters politikk.²⁵

²⁵ Ekstremresultatet av en slik avhengighet har blitt gitt betegnelsen «bananrepublikk». Begrepet har sin opprinnelse i (nedsettende) omtale av en del land i Latin-Amerika som har blitt svært avhengig av utenlandske økonomiske interesser (bananeksport). Uttrykket skal illustrere stater som er ensidig avhengig av eksport av et produkt, og som gjennom det taper mye av styringen over sin egen økonomi og samfunnsmessige utvikling.

Litteratur:

- Adelman, M.A., 1986: "Comment to Gately", **Brookings Paper on Economic Activity** nr. 2
- , 1989: "The Oil Supply and Price Horizon", **Energy Policy** October.
- Allison G. & Cornesale A., Fall 1988: "American Foreign Policy; Managing the Superpower Relationship", Kurs på John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Austvik, Ole Gunnar 1986: **The Western European Gas Market; Should Norwegian Gas Be Better Paid Than Soviet Gas?**, NUPI-rapport nr. 110, juli.
- , 1987: **Rapport fra et besøk på Instituttet for verdensøkonomi og internasjonale forhold i Moskva, 24-26 februar 1987**, NUPI-notat no. 377 april.
- , 1989a: **Europe 1992; Introduction of Common Carriage for Natural Gas?** Energy & Environmental Policy Center, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- , 1989b: **Norwegian Oil and Foreign Policy** (editor), Norwegian Foreign Policy Studies nr. 68, NUPI/Vett & Viten.
- , 1989c: **Strategies for Reducing U.S. Oil Dependency**, Seminar Paper Department of Economics Harvard University Spring 1989; NUPI-report no. 130 July 1989. 58 pages. ISSN no.0800-0018.
- , 1991a: "De strategiske petroleumslagrene (SPR) som oljepolitisk kriseredskap", **Sosialøkonomen** nr.1 January 1991. ISSN no. 0038-1624.
- , 1991b (ed.): **Norwegian Gas in the New Europe; How Politics Shape Markets**, NUPI/Vett & Viten
- , 1992: "Limits to Oil Pricing. Scenario Planning as a Device to Understand Oil Price Developments", **Energy Policy** vol 20/no.11 pp. 1097-1105. November 1992, London, ISSN 0301 4215 Butterworth-Heinemann. Norsk versjon i **Sosialøkonomen** nr. 3/1993.
- , 1992: "Krigen om oljeprisen. Oljen og konflikten ved Den persiske gulfen", **Internasjonal Politikk** nr. 3 September 1992 ISSN 0020-577X
- , 1996: "Avgifter og petroleumspriser. Tar forbrukslandene olje- og gassinntektene?", **Sosialøkonomen** mai 1996 ISSN 0038-1624.
- , 1997: "Gas pricing in a liberalized European market; Will the rent be taxed away?", **Energy Policy** vol 20/no.12 pp. 997-1012. December 1997, London, ISSN 0301 4215 (1997) Elsevier Science
- British Petroleum, annual: **BP Statistical Review of World Energy**.
- Becker, Abraham 1986: "U.S. - Soviet Trade and East-West Trade Policy" i Horneclik: **U.S. - Soviet Relations**, Cornell.
- Davies, Jerome 1984: **Blue Gold. The Political Economy of Natural Gas**, George Allen & Unwin, Boston/Sydney.
- Doxey, Margaret P. 1980: **Economic Sanctions and International Enforcement**, Oxford University Press.
- Hardin, Garrett, 1968; «The Tragedy of the Commons», **Science** vol 162 no. 3859 December pp.1243-48.
- Holzman & Portes 1978: "The Limits of Pressure", **Foreign Policy** Fall.
- Huntington, Samuel 1978: "Trade, Technology and Leverage: Economic Diplomacy", **Foreign Policy** Fall.
- IEA, 1997: **Indicators of energy use and efficiency**, Paris, ISBN 92-64-14919-8.

Jentleson, Bruce 1986: **Pipeline Politics; The Complex Political Economy of East-West Energy Trade**, Cornell University Press.

Keohane & Nye, 1977: **Power and Interdependence; World Politics in Transition**, Little, Brown and Company,

Lerøen, Bjørn Vidar 1996; **TROLL. Gass for generasjoner**, Shell/Statoil.

Lynch, M.C., 1992: **The Fog of Commerce: The Failure of Long-term Oil Market Forecasting**, Working Paper 2598 C92/5, Center for International Studies, Massachusetts Institute of Technology.

Mastandano, Michael 1985: "Strategies of Economic Containment; U.S. Trade relations with the Soviet Union", **World Politics** July.

Mitchell, John et.al (1998): **The New Geopolitics of Energy**, Royal Institute of International Affairs.

Schelling, T., 1988: **Global Environmental Forces**, Discussion Paper, Energy & Environmental Policy Center, Kennedy School of Government, Harvard University.

Stent, Angela "Economic Containment" in Gaddis & Diebel: **Containing the Soviet Union**

US Department of Energy, Energy Information Administration (1998); **Annual Energy Outlook**
