

*Ole Gunnar Austvik*

## *Prispremie på eksport av norsk naturgass?*

Offisiell importstatistikk fra Forbundsrepublikken Tyskland viser at Norge foreløpig ikke har fått høyere priser på eksport av naturgass enn Sovjetunionen. En premie for politisk tilknytning kan muligens heller tas ut i kvantum og leveringssikkerhet.



NORWEGIAN INSTITUTE  
OF INTERNATIONAL AFFAIRS

**NORSK UTENRIKSPOLITISK INSTITUTT**

ISSN 0800-0018

Alle synspunkter står for forfatterens regning. De må ikke tolkes som uttrykk for oppfatninger som kan tillegges Norsk Utenrikspolitisk Institutt. Denne artikkel kan ikke reproduseres - helt eller delvis - ved trykking, fotokopiering eller på annen måte uten tillatelse fra forfatteren. NUPI-Notater omfatter forskningsnotater (A), foredrag o.l. (B) og særtrykk (C).

Any views expressed in this article are those of the author. They should not be interpreted as reflecting the views of the Norwegian Institute of International Affairs. This article may not be reprinted in part or in full without the permission of the author. NUPI/Notat includes research notes (A); lectures, etc. (B); and reprints (C).



**NORSK UTENRIKSPOLITISK  
INSTITUTT**

**NORWEGIAN INSTITUTE OF  
INTERNATIONAL AFFAIRS**

P.O.Box 8159 Dep. 0033 Oslo 1, Norway

OLE GUNNAR AUSTVIK

Prispremie på eksport av norsk naturgass ?

I N N H O L D

Innledning .....	2
1. Sikkerhet mot leveransebrudd og økonomisk press ..	3
2. Sammenlikning av gassprisene .....	7
3. Gasskontraktene .....	10
Oppsummering .....	14
APPENDIX	
Beregningsdel.....	16



## Innledning

All bruk av energi innebærer ulike typer og grader av risiko.- Vi har erfart at bruk av olje innebærer muligheter for politisk og økonomisk press fra OPEC-landene. Atomkraft innebærer en risiko for ulykker. Bruk av kull innebærer et forurensningsproblem. Bruk av sovjetisk gass innebærer en viss grad av avhengighet og derved risiko for leveranseavbrudd i en krisesituasjon. Vannkraft er vel antakelig den minst risikobetonte energibærer, selv om den er nedbørsavhengig.

I spørsmålet om leveranser av naturgass til Vest-Europa har særlig amerikanerne hevdet at faren for leveransebrudd fra Sovjetunionens side må føre til økt norsk produksjon til fortrenging av den russiske eksporten. Argumentet har vært videreført blant enkelte i Norge til at i tillegg må de norske leveransene betales med en høyere pris, en prispremie, utover det markedet gir.

Dette har hovedsakelig vært begrunnet med at prisene for det ene med sikkerhet må dekke alle kostnadene ved utbygging av felt og rørsystemer. For det andre er utvinning av naturgass satt opp mot utvinning av råolje. Dersom ikke satsing på gass gir en høyere fortjeneste enn satsing på olje, vil det ikke være noen grunn for Norge å utvinne gass i slike mengder som enkelte scenarios for etterspørsutviklingen i Europa tilsier er nødvendig dersom en skal fortrenge russisk gass i noe monn.

Argumentet har spesielt vært fremhevet å gjelde i en situasjon der "normalt" tempo i utviklingen av norske gassfelt, og fallende nederlandsk produksjon, ville føre til at en urovekkende stor andel av importen måtte komme fra Sovjetunionen. Det er således først og fremst for leveranser fra 80-årene av at det har vært argumentert for at slike politiske hensyn må tas når de norske kontraktene fastsettes.

En sammenlikning av prisene ville fortalt oss om noen slik premie har blitt realisert siden ønskene om det ble fremsatt for noen år tilbake. Generelt er det imidlertid ofte komplisert å kunne publisere data om gassmarkedet. Gassprisene er selskaper og myndigheter spesielt tilbakeholdne med å tillate gitt offentlighet. Prisene i de fremtidige kontraktene er omtalt bare i mer eller mindre generelle vendinger i en del fagtidsskrifter. Dette vanskeliggjør en diskusjon om realitetene i ønsket om en slik politisk ekstrapris. Gjennom offisiell statistikk fra Forbundsrepublikken Tyskland har vi imidlertid beregnet prisene cif tysk grense fra henholdsvis Norge, Nederland og Sovjetunionen. Dette sier oss i alle fall hvordan prissituasjonen har vært frem til nå (1977-1984).

Noe egentlig svar på om en prispremie faktisk er innbakt i fremtidige kontrakter gir en slik undersøkelse ikke. Å beskrive prissituasjonen slik den har vært, vil imidlertid kunne være et bidrag til den videre debatt om fremtidig norsk strategi for salg av naturgass, delvis med Sleipneravtalen og reforhandlingene av Statfjord-kontraktene i minne.

## 1. Sikkerhet mot leveransebrudd og økonomisk press

Vest-Europas forbruk av energi fordelt på energibærere var i 1984 målt i tonn oljekevalenter:

### 1.1 Forbruk av energi i Vest-Europa 1984

Energibærer	Forbruk	Andel
I alt	1249.4	100.0
Olje	591.0	47.3
Naturgass	190.1	15.2
Kull	256.7	20.5
Vannkraft	107.0	8.6
Atomkraft	104.6	8.4

Kilde: BP Statistical Review 1985

Som vi ser dekkes bortimot halvparten av primærenergi behovet av olje. Selv om vi trekker fra Norges og Storbritannias "sikre" leveranser, utgjøres det aller meste av import fra OPEC-landene. En stor del av denne igjen kommer fra Den Persiske Gulven. - Leveransene og derved forbruket av olje er risikobetont pga forholdene i Midt-Østen, de markedsmessige operasjoner OPEC foretar og den effekt etterspørselsendringer i andre land har på prisutviklingen. Norske oljepriser justeres umiddelbart i takt med verdensmarkedsprisen på råolje og er i økonomisk forstand like risikobetont for kjøperne som OPEC-olje.

For konsumentlandene vil en måte å forbygge avhengighetsrisiko på være å spre forbruket på flere energibærere. Det er av stor betydning for råoljemarkedet at forekomstene er mye konsentrert om Midt-Østen og noen andre områder. Kjøperne derimot er i hovedsak plassert i Vest-Europa, Japan og USA. Skjev fordeling av produksjon og forbruk foreligger også i de andre primærmarkedene for energi. Forekomstene av kull er relativt spredd. Uran er i større grad geografisk konsentrert, men i andre områder enn det råolje er. Gassforekomster relevant for det Vest-Europeiske markedet er konsentrert om Nederland, Norge, Sovjetunionen og NordAfrika. Dette betyr at i større eller mindre grad er kjøperlandene avhengige av ulike land og landgrupper i de enkelte energimarkeder.

Det er likevel mindre sannsynlig at hele den vestlige verden (som stod for ca 66 % av verdens totale energiforbruk i 1984) skal bli utsatt for politisk, markedsmessig eller annen form for press som omfatter mange ulike energibærere samtidig, enn at slike problemer kan oppstå med en av energibærerne eventuelt i regional sammenheng. Som vi ser over er Vest-Europas avhengighet av olje sterk, noe som i seg selv kan være et insitament for å bevege seg noe bort fra bruk av denne energibæreren. Det vil imidlertid kreve en bevisst politisk styring å minske forbruket av råolje dersom prisene på kull, gass og olje er noenlunde like, eller endog går i favør av råoljen.

Risiko ved bruk av naturgass likner mye på risiko ved bruk av råolje. Kjøperlandene kan bli utsatt for både politisk begrunnede leveranseavbrudd og økonomisk press gjennom en høy prissetting.

For å senke risikoen ved bruk av naturgass vil kjøperne blant annet ønske å spre seg på flere leverandørland. Partielt sett vil et land kunne forbruke mer av en type energibærer jo flere leverandører det kan spre importen på. I desto mindre grad kjøperen står overfor et politisk eller økonomisk monopol, jo tryggere vil han føle seg. Dertil kan han selvstøkt vurdere noen leverandører som tryggere enn andre. Som sum kan dette føre til at blant mange leverandører ønsker han mer gass fra noen enn fra andre.

I denne forbindelse har det vært hevdet at for de Vest-Europeiske gasskjøperlandene er leveranser av norskprodusert naturgass tryggere enn leveranser fra Sovjetunionen. Hollandsk gass har vært lite fremme i denne debatten. Idet norske gassleveranser vel innebærer en større risiko for teknisk leveransestopp enn hollandsk gass, og i det vi antar at Nederland og Norge betraktes som like "trygge" i den vestlige verden og som NATO-medlemmer, skulle hollandsk gass betraktes som "enda tryggere" totalt sett enn den norske. De tidligere lave reserveanslagene i Nederland har imidlertid ført debatten mye bort fra disse ressursene. Etterhvert som størrelsen på anslagene øker og de dermed får muligheter for å drive en mer aktiv salgs-policy, gis Nederland en slags foreløpig jokerrolle i dette spillet.

Fra et rent økonomisk synspunkt vil konsumentlandene ønske å fordele kjøpene både på Nederland, Norge, Sovjetunionen og Nord-Afrika. Andre områder gass kan bli levert fra kan være Midt-Østen og andre afrikanske land, men det er antakelig ikke realistisk for ut i neste århundre.

## 1.2 Aktører på det vest-europeiske gassmarkedet 1984 1)

Milliarder standard kubikkmeter

Land	Prod. + Imp.	- Eksp.	= Forbr.	Net. imp	
-----					
OECD-Europa i alt:					
1981	194.2	105.8	89.1	203.8	16.7
1982	178.7	98.3	76.4	195.3	21.9
1983	187.0	103.3	77.0	206.2	26.3
1984	192.0	113.3	78.0	217.5	35.3
Belgia	0.0	1.1	0.0	1.1	1.1
Danmark	0.2	0.0	0.1	0.1	-0.1
Finland	0.0	0.8	0.0	0.8	0.8
Frankrike	6.4	22.7	0.2	27.8	22.5
Irland	2.4	0.0	0.0	2.4	0.0
Italia	13.8	18.9	0.0	29.6	18.9
Luxemburg	0.0	0.4	0.0	0.4	0.4
Nederland	81.5	3.8	42.3	42.6	-38.5
Norge	27.2	0.0	26.0	0.0	-26.0
Spania	0.2	1.9	0.0	2.1	1.9
Storbritannia	40.4	13.7	0.0	50.9	13.7
Sveits	0.0	1.5	0.0	1.5	1.5
Tyskland	18.6	44.5	9.3	53.7	35.2
Østerrike	1.3	4.1	0.0	4.4	4.1
-----					
*Algerie	26.0	0.0	11.0	15.0	-11.0
*Sovjetunionen	500.8	2.5	57.9	445.4	-55.4
-----					

Kilde : OECD/IEA, Quarterly Oil Statistics og Cedigaz 1982(\*)

1) Summen av produksjon, import og eksport stemmer i mange tilfeller ikke med tallet for forbruk på grunn av forbruk i terminaler/raffinerier og i produksjon av gassen, tap, lagerendringer og statistiske feil. Summen ned kan divergere på grunn av avrundinger. Produksjonsbegrepet dekker bruttotall. Netto import er differansen mellom import og eksport.

Vest-Europa har de siste 3 årene hatt et stigende forbruk av naturgass, med en foreløpig topp på ca 218 milliarder kubikkmeter i 1984. Anslag og scenarios for den fremtidige utvikling avhenger hovedsakelig av ulik tro på den generelle økonomiske utvikling, etterspørselsetastiteter og utviklingen i de andre energimarkedene. Vi ser at hovedlandene på kjøpersiden er Frankrike, Italia, Storbritannia og Forbundsrepublikken Tyskland. Nederland er i en dobbeltrolle som storprodusent og -konsument. Sovjetunionen er den dominerende produsent i "regionen". Mesteparten av den sovjetiske produksjonen går imidlertid med innenlands,

En ulikhet mellom tabellene 1.2 og 1.3 er selvsagt at den første dekker tall for 1984 mens den andre dekker 1982. Imidlertid viser det seg at noen av tallene spriker også for like år. Dette illustrerer noe av problemet med å få helt konsistente data til



beskrivelse av gassmarkedet. Dette skyldes blant annet også uklarheter om definisjon av avsenderland i de respektive statistikkene. Da selve beskrivelsen av gassmarkedet ikke er hovedpoenget i dette notatet, skal vi ikke dvele lenger ved det nå. For diskusjon av problemene som sådan se for eksempel Austvik (juli 1985). Tabellene gir tross sine ulikheter, bilder av produksjon, import, eksport, forbruk og handelsstrømmer i markedet.

### 1.3 Handel med naturgass i Vest-Europa 1982

Milliarder standard kubikkmeter

Impor- tør:	Ekspor- tør	Tysk- land	Neder- land	Norge	USSR	Alge- rie	Libya	Ialt
Tyskland		-	15.8	6.8	9.5	-	-	31.1
Frankrike		1.1	5.9	2.2	3.7	6.9	-	19.7
Italia		-	5.3	-	8.1	-	-	13.4
Belgia		-	6.6	1.8	-	0.3	-	8.7
Nederland		-	-	2.7	-	-	-	2.7
Østerrike		-	-	-	2.8	-	-	2.8
Jugoslavia		-	-	-	2.7	-	-	2.7
Spania		-	-	-	-	1.4	0.8	2.2
Sveits		0.4	0.9	-	-	-	-	1.3
Finland		-	-	-	0.7	-	-	0.7
Luxemburg		-	0.4	-	-	-	-	0.4
Danmark		0.1	-	-	-	-	-	0.1
Kontinentet		1.5	34.9	13.6	27.5	8.7	0.8	87.0
Storbritannia		-	-	10.7	-	-	-	10.7
I alt		1.5	34.9	24.3	27.5	8.7	0.8	97.7

Kilde: Cedigaz ("Olje og gass i norsk økonomi")

Om lag halvparten av forbruket dekkes altså gjennom handel. Norge er eneksportør av gass til Storbritannia. I det kontinentale Europa er Nederland den største eksportør, etterfulgt av Sovjetunionen. Norge dekker halvparten av det volum russerne gjør på kontinentet. Algerie er den 4. største eksportøren. Ca. 35 milliarder kubikkmeter, eller rundt 16 %, av forbruket blir levert av produsenter utenfor det Vest-europeiske OECD-området. Østerrike, Jugoslavia og Finland er imidlertid, som vi ser, foreløpig helt beroende av russiske gassleveranser.

Holbarheten av argumentet om at et land bør få en spesiell politisk prispremie, avhenger av hvor fort gassproduksjonen i Nederland eventuelt vil synke, i hvilken grad andre leverandører vurderes som usikre. hvordan utviklingen i de andre energimarkedene blir, hvordan den vestlige økonomiske utvikling blir, i hvilken grad den økonomiske aktivitet fører til økt etterspørsel etter energi, hvordan kapitalutstyret som utnytter den enkelt energibærer i de enkelte land er og ikke minst: Hvilken pris "gir" markedet uten intervensjoner i det.

Med så mange variable som influerer på argumentets holdbarhet, er det klart at det kan finnes situasjoner der en prispremie er realistisk. Situasjoner der inget land vil få noen premie i form av pris. Situasjoner der land kan få premie i annen form enn pris. Og situasjoner der Norge kan få en lavere pris enn andre land.

Gassleveranser fra Norge startet opp i 1977. Leveransene fra Sovjetunionen til Vest-europa startet noe før. Nederland har levert gass til andre land i lengre tid. Norge, Nederland og Sovjetunionen er de tre landene som har levert gass til Forbundsrepublikken Tyskland i tiden 1977-84. Kan prisene i denne perioden avsløre noen preferanse for noen av landene?

## 2. Sammenlikning av gassprisene

Som nevnt i innledningen er selskaper og myndigheter tilbakeholdne med å tillate gassprisene publisert. Enkelte priser blir leilighetsvis referert i fagtidsskrifter, men det foreligger såvidt vites ingen sikker direkte kilde for prissammenlikninger.

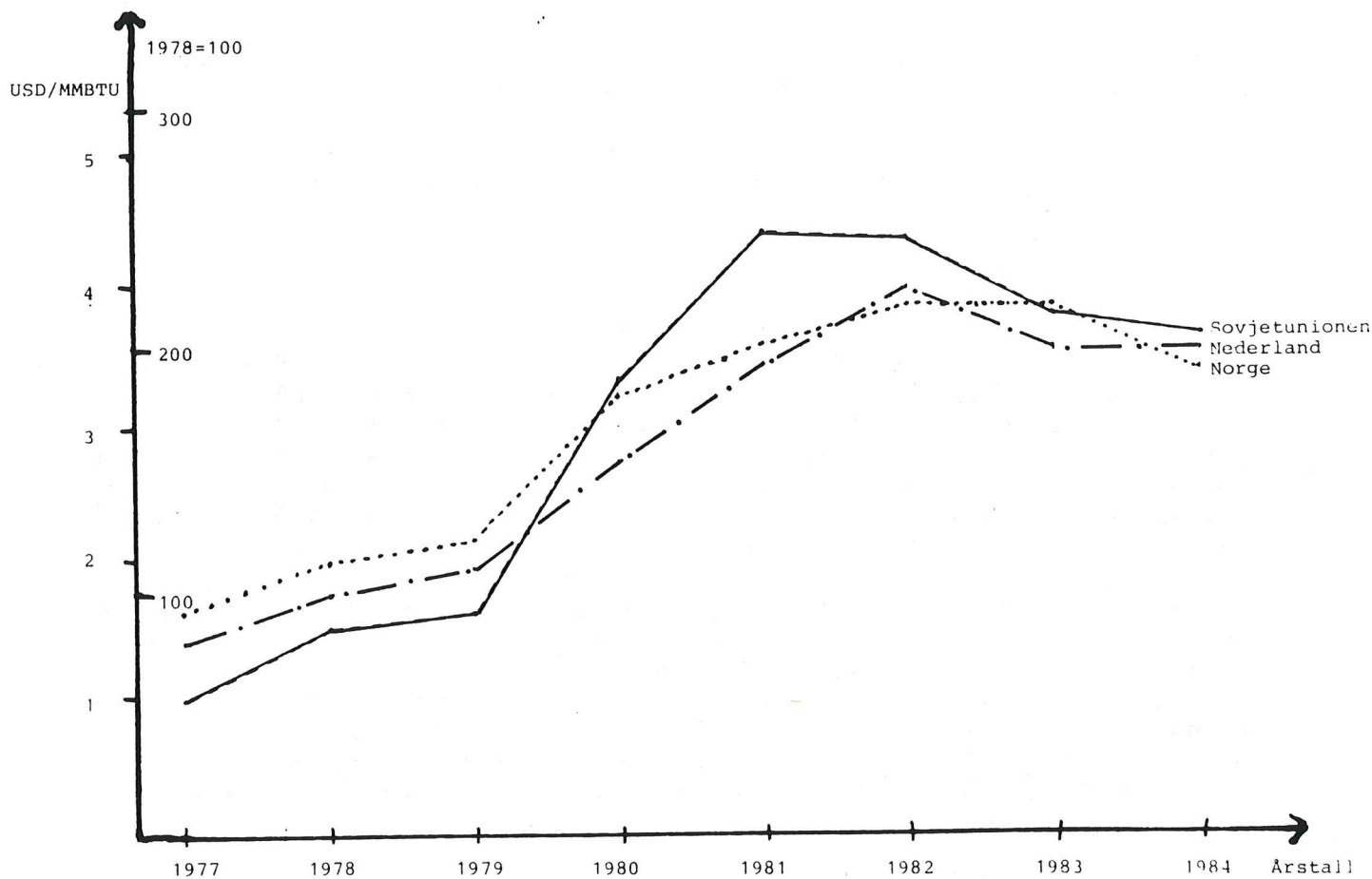
Gjennom offisiell importstatistikk fra Statistisches Bundesamt i Forbundsrepublikken Tyskland kan en imidlertid regne seg fram til prisene. Da importerte mengder og verdier er undertrykt i den tyske statistikken hva angår landfordeling under varen naturgass, må en kombinere ulike publikasjoner og nomenklaturer. Se forøvrig beregningsdelen.

Kontraktene på naturgass fastsettes normalt i dollar pr. energienhet. Energienheden som vanligvis blir brukt er british thermal units (BTU) (se appendix). Dersom kontraktene skulle bli kontraktet i annen konvertibel valuta, ville dette, dersom de direkte eller indirekte knyttes til andre energipriser i dollar, svinge med valutakursen i dollar som om prisene var kontraktet direkte i dollar.

Den tyske importstatistikken gir prisene i mark pr. tonn. Konverteringen til dollar er grei nok gjennom offisielle valutakurser. Konverteringen fra tonn til BTU krever imidlertid en ganske nøyaktig kunnskap om brennverdier og egenvekter for de enkelte landenes gass. På grunn av at omregningsfaktorene for disse nødvendigvis må inneholde små unøyaktigheter bør en ikke vurdere prisene med full nøyaktighet. For sammenlikningens del holder vi oss imidlertid til de faktisk utregnede prisene.

## 2.1 Importpriser på naturgass til Forbundsrepublikken Tyskland

Dollar pr. MMBTU 1978 = 100



Kilde: Offisiell tysk importstatistikk (v og vii)

Da de norske leveransene av naturgass startet opp fra Ekofisk-området i 1977 lå våre priser over både de hollandske og de sovjetiske. Etter at Sovjetunionen reforhandlet sine kontrakter i 1979, passerte imidlertid deres priser de norske og har siden 1980 stort sett ligget over.

Nedefor har vi sammenstilt de russiske og norske gassprisene:

### 2.2 Sovjetrussiske gasspriser

Prosenvis andel av norske gasspriser

1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
61	76	75	104	122	112	98	108

Et klart trekk i perioden er de russiske gassprisenes vekst i

forhold til de norske. Det kan se ut som prisene konvergerer mot hverandre nå. Forskjellen i følge tysk importstatistikk siden 1980 har ligget på henholdsvis 4 %, 22 %, 12 %, -2% og 8 %. På grunn av beløpenes størrelse utgjør imidlertid disse prosenttallene store summer:

**2.3 Ekstra salgsinntekt dersom norsk gass hadde vært solgt til de samme prisene som Sovjetunionen får 1980-84. Millioner NOK:**

1980	1981	1982	1983	1984	I alt
328	2218	1593	-260	1052	4931

Nå kan en si at prisberegningene inneholder statistisk usikkerhet ved datainnleveringen i Tyskland, samt noe konverteringsusikkerhet ved beregning fra priser pr. tonn til priser pr. energienhet. Selv om leveringsbetingelsene i hver kontrakt kan være forskjellige, skal importprisene etter handelsstatistiske definisjoner være sammenliknbare. Et eksempel på en mulig divergens er imidlertid at prisene på de norske kontraktene fastsettes ved utgangen av terminalen i Emden, mens prisberegningsspunktet i tysk statistikk er ved inngangen til den. Verdien av renselsesprosessen i terminalen blir altså fratrukket fakturaverdien. Dette betyr at en del av verdiskapningen som foregår ved å bringe gassen frem til forbruker, skjer i Tyskland. Dersom slik bearbeiding ikke foregår med leveransene av de andre landenes gass, senker dette de norske prisene i vår undersøkelse i forhold til dem. Verdiskapningen i Emden utgjør imidlertid bare ca 1 % av kontraktsprisen.

Det å bruke løpende kroner på den måten som er gjort i 2.3, gir heller ikke noe nøyaktig uttrykk for tapte verdier i perioden. Men oppsettet gir et klart inntrykk av at selv små marginer fort utgjør milliardbeløp.

Hoveddelen av disse marginene er tapte skatteinntekter for Staten. Den passivitet som Norge synes å ha utvist i reforhandling av kontraktene kan muligens peke i retning av at en bør vurdere innført noen form for normpriser for salg av naturgass. Imidlertid er det mulig at passiviteten rundt disse prisene skyldes helhetshensyn der for eksempel forhandlinger om andre gassleveranser også har blitt tillagt vekt.

Normpriser for råolje ble innført for at beregningsgrunnlaget for skatt ikke skulle være avhengig av blant annet priser på interne selskapsleveranser. Petroleumspriserådet vurderer løpende prisutviklingen i råoljemarkedet og fastsetter for skatteformål en pris i prinsippet uavhengig av de kontraherte prisene. Normprisene skal gjenspeile den prisen som oljen er "verdt" i markedet, det vil si at både salgs- og spotpriser er veiet inn. Tilsvarende kan en normpris på gass gjenspeile det gassen er "verdt", det vil si "markedsprisen". En kan for eksempel si at prisen i alle fall skal være like høy som prisene på leveranser fra andre land. Muligens bør Staten gå mer aktiv inn og kreve at de norske sel-

skapene innleder reforhandlinger så snart markedssituasjonen endrer seg.

Hovedkonklusjonen en kan trekke er at Norge til nå ikke har fått noen politisk premie i form av høyere gasspris. Det kan se ut som prisene grovt sett (over tid) blir noenlunde like for alle landene. (Midlertidige) forskjeller kan oppstå på grunn av blant annet ulik forhandlingsstyrke/dyktighet og/eller villighet. Ulike eskaleringsklausuler i de enkelte kontraktene vil også gi (midlertidige) prisulikheter. Russerne reforhandlet sine kontrakter med begrunnelse i at prisene lå (langt) under "hva de andre får", m.a.o. markedsprisen. Det samme gjorde hollenderne. Det samme ønsker tyskerne å gjøre med Statfjordgassen, dog med motsatt fortegn.

Dersom det er slik at russernes høyere pris ikke skyldes forhandlingsdyktighet, er det vanskelig å forklare prisforskjellen på annen måte enn at tyskerne betrakter Sovjetunionen som mer attraktiv samhandelspartner enn Norge. Eventuelt at andre økonomiske eller politiske insentiver er i bildet. Sovjetunionen som marked er jo totalt sett antakelig mer interessant og viktig for tyskerne enn det norske, selv om vi regner inn norsk offshore og militært materiell. Det er også mulig at tyskerne, som en del av sin øst-politikk, ønsker en stor samhandel med russerne generelt; Handelssamkvem mellom land skaper bevissthet om felles interesser delvis til erstatning av vissheten om ulikheter. Den kan således være med å dempe spenningen mellom blokkene i Europa.

### 3. Gasskontraktene

I gasskontraktene er prisformlene slik at prisen på gass er koplet til andre priser på energi. Kaller vi prisen på gass for  $G$  og prisen på andre energibærere for  $E_1, \dots, E_n$ , kan den generelt uttrykkes som:

$$3.1 \quad G = f(E_1, \dots, E_n),$$

der  $\frac{dG}{dE_i} > 0 \quad (i=1, \dots, n)$

Gassprisene er altså positivt korrelert med de andre energiprisene som inngår i kontrakten. De ulike prisene kan imidlertid reagere med forskjellig styrke på en endring av de andre energiprisene og med ulikt etterslep. Hvilke energipriser som inngår i hver enkelt kontrakt kan også variere.

De norske kontraktene, som de fleste andre, har til nå i all hovedsak vært knyttet til prisen på tung fyringsolje. Det betyr at gassprisene i forskjellig grad og med ulike "lag" svinger med prisen på denne. I 1984 steg prisen på tung fyringsolje i forhold til andre destillater, og dro dermed gassprisen noe opp uavhengig av oljeprisutviklingen. Men dersom det relative forholdet mellom prisen på tung fyringsolje og råolje holder seg, vil gassprisen, slik kontraktene er nå, svinge, med et etterslep, med råoljepris-

en.

Filosofien bak en prisutforming som dette ligger mye i at prisen på gass skal være noenlunde lik prisen på andre energibærere gassen konkurrerer med. Prisen på alternative energibærere varierer imidlertid med de ulike formål den kan anvendes til. Den er lavest for elektrisitetsforsyning, noe høyere for industri, og høyest for alminnelig forsyning til husholdninger og forretningsdrift. Den prisen vi omtaler her er veid med de mengder som inngår i de ulike anvendelsesområder. En relativt større bruk av naturgass i husholdningene, vil således dra gjennomsnittsprisen opp. Likeledes vil en teknisk endring i en av anvendelsesområdene øke gassens verdi for brukerne. Dersom forhandlingsprisen er fokusert på gjennomsnittsprisen, vil en altså måtte reforhandle kontraktene hver gang slike tekniske eller markedsfordelingsmessige endringer finner sted, dersom en skal beholde en pris i samsvar med alternative energibærere.

Det har vært snakk om å kontraktere gassen i annen valuta enn dollar, for å senke risikoen for prisnedganger dersom valutakursen på dollar skulle synke. Vi har tidligere nevnt at dersom dette bare består i å gå omveien via for eksempel tyske innenlandske energipriser som igjen er knyttet til energipriser i dollar, vil risikodekningen være nær null. Med mindre kontrakten ellers ikke inneholder bestemmelser om tregghetsmekanismer ved valutakursendringer mellom tyske mark og dollar. Det synes imidlertid vanskelig å kunne få det til i praksis, så lenge den tyske innenlandsprisen på tung fyringsolje noenlunde momentant reagerer på oljeprisendringer i tyske mark, enten de skyldes endringer i dollarprisen på råolje eller valutakursen mellom tyske mark og dollar.

Dersom kontraktene knyttes til andre energipriser enn på oljeprodukter, for eksempel priser på kull eller kjernekraft, vil en ikke være så dollaravhengig. Nå har det riktignok vært slik at prisnivået på olje har dratt med seg alle de andre energiprisene. Eventuelle tregghetsmekanismer vil kunne føre til noe sterkere eller svakere utslag enn oljeprisendringen. Dersom en følger de enkelte lands energipriser eller "kurver" med energipriser, vil en i noen grad kunne spre risikoen av dollarkursens og oljeprisen i dollars innvirkning på gassprisen.

De vest-europeiske valutaene har fulgt hverandre i mye større grad enn dollar har gjort mot de enkelte av disse i de seneste 4-5 årene. Dette har gjort at det ikke har vært av grunnleggende betydning hvilken valuta kontraktene er avtalt i så lenge prisen som sagt direkte eller indirekte har vært knyttet til oljeprisen. Dette har også gjort at oljeprisen i dollar og i de enkelte vest-europeiske valutaene har hatt en helt forskjellig utvikling. Som det fremgår av v) til viii) bak, har oljeprisen i dollar gått ned fra et gjennomsnitt på 36 USD/bbl i 1980 til et snitt på 29.3 USD/bbl i 1984, eller med vel 18 %. I norske kroner har den gått opp fra et snitt på 177.5 NOK/fat i 1980 til 238.9 NOK/fat i 1984, eller med rundt 35 %. Prisen på råolje regnet i norske kroner har aldri vært høyere enn i 1984. Og den har vært entydig stigende siden 1978. Prisen på råolje regnet i de viktigste andre Vest-europeiske valutaene viser noenlunde samme utvikling som den norske. I forhold til i 1980 betalte altså

europæerne i 1984 rundt 60 % mer pr fat råolje enn det amerikanerne gjorde. Dette gjenspeiles som vi ser fra tabellene vii) og viii) ganske direkte i gassprisene. Partielt sett har vi altså tjent betydelig på at gassprisen har vært knyttet til oljeprisen i denne perioden.

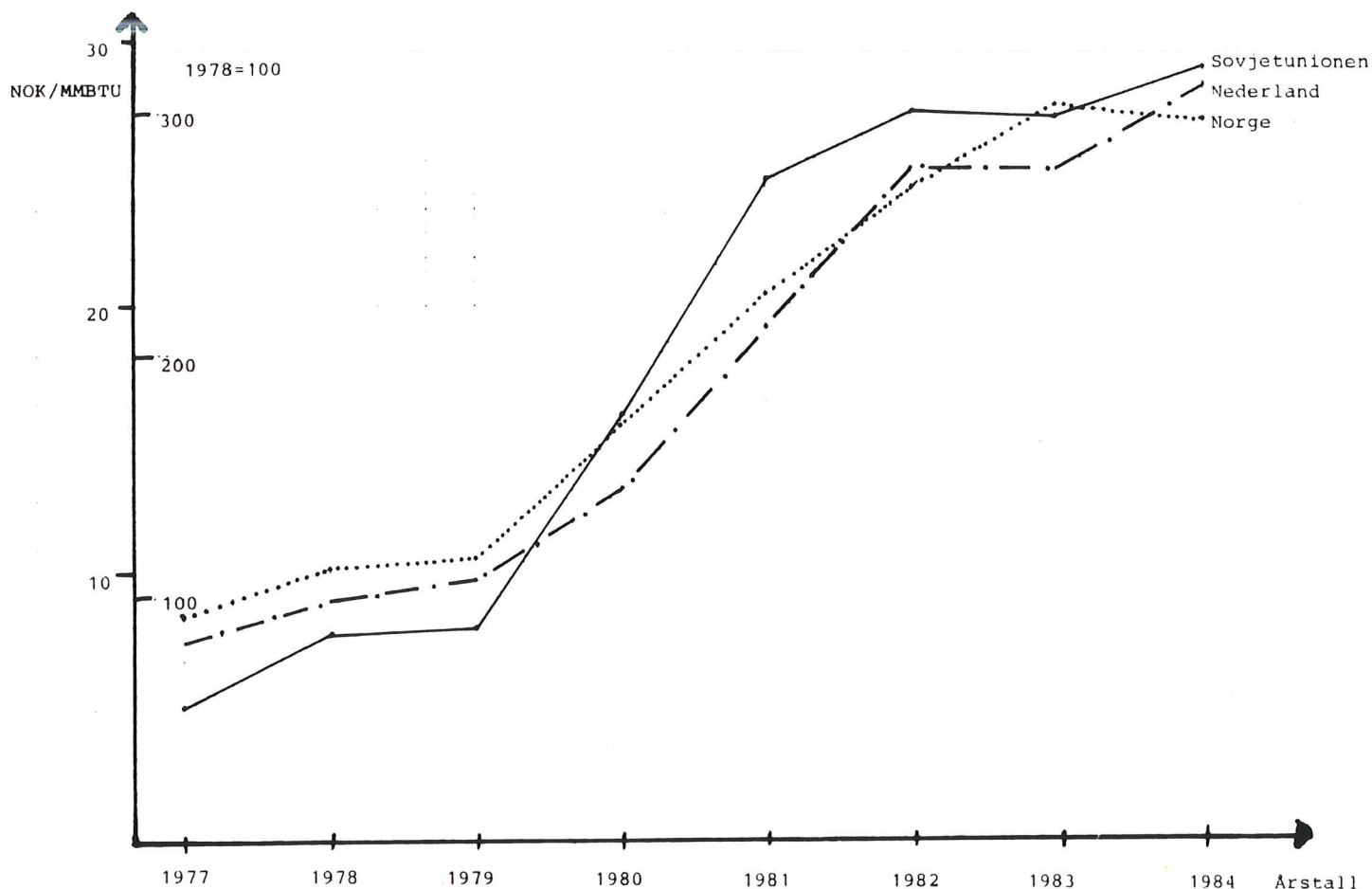
Hva så om dollaren faller ?

Inntektstap ved kursfall på dollar mot de andre vestlige valutaene kan ikke hindres i vesentlig grad så lenge kontraktene direkte eller indirekte er knyttet til energipriser i dollar. Det er imidlertid klart at et kursfall på dollar vil senke oljeprisen regnet i de andre valutaene. USA alene sto for bare vel 20 % av den totale importen av råolje i 1984 (BP Statistical Review of Energy). Prisnedgangen som dollarkursnedgangen ville medføre vil være et insitament til større oljeforbruk i de andre landene. I sin tur etterhvert vil dra oljeprisen regnet i dollar opp. En slik "automatisk" stabilisering av oljeprisen over tid regnet i norske kroner medfører også mer stabile gasspriser. For alle andre land enn USA kan kursoppgangen på dollar oppfattes som en prisøkning på råolje. Det kan f.eks. synes som en årsak til prisnedgangen i dollar på råolje siden 1980 i en viss utstrekning har skyldes økningen i dollarkursen overfor de aller fleste øvrige valutaer i verden.

Som en følge av fallet i råoljeprisen regnet i dollar viser 2.1 at gassprisen regnet i dollar også har falt. Regnet i norske kroner (eller i annen vest-europeisk valuta) har imidlertid gassprisene, slik som oljeprisene, vist jevn stigning helt siden 1977. Fallet i oljepris i norske kroner som har funnet sted sommeren 1985 sammen med kursnedgangen på amerikanske dollar, vil antakelig ikke få særlig effekt på gassprisene før vinteren 1985/86 og i 1986. Dette kan en se ut fra tabell v) til viii) der det fremgår at gassprisene følger endringer i oljeprisen med et etterslep på 1/4 til ett år.

### 3.2 Importpriser på naturgass til Forbundsrepublikken Tyskland

Norske kroner pr. MMBTU 1978 =100



Kilde: Offisiell tysk importstatistikk (xi og xiii)

3.2 er 2.1 multiplisert med en dollarkurs vis-a-vis norske kroner for hvert år. De relative forholdene mellom de enkelte prisene vil således holde seg som i 2.1. Dersom vi tar hensyn til at prisen i henhold til tysk statistikk antakelig er noe lav for Norges vedkommende i 1984, ser vi at ingen av gassprisene har vært høyere enn da, regnet i norske kroner. Tilsvarende utvikling har vi også regnet i andre vest-europeiske valutaer. Grunnen til at vi kan anta at den norske prisen er noe lav i 1984 er den før omtalte samvariasjonen mellom olje- og gasspriser. Det er ingen grunn til at gassprisen for Norge skal gå ned, når prisen på olje i norske kroner har gått opp. Se forøvrig formelen 3.1.



## Oppsummering

Dersom en kjøper skal ønske å benytte kilder som er usikre når han har alternativer som vurderes som sikrere, må de kunne gi ham fordeler i "normale" perioder som kompenserer for de ulemper han mener han kan få i avbruddsperioder. Sannsynligheten for uro og graden av uroens innvirkning på leveransene må stilles opp mot fordelene han ellers får ved å benytte dem.

Importørene har av kommersielle årsaker ønsker om å spre kjøpene sine på flere selgere for å unngå ensidig avhengighet. Det er imidlertid i avveiningen mellom ulike typer og grader av risiko at kjøperne vil få eventuelle preferanser mellom de forskjellige leverandører. I et scenario der en antar at russerne skruer igjen kranen på sin ledning, skader de også seg selv gjennom bortfallet av valutainntektene. 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 være enda mer avhengig av de russiske leveransene. Det at de skruer igjen sin egen ledning er vel et såvidt dramatisk scenario at det politiske klima kan muliggjøre et press også mot Norge i denne forbindelsen? Muligens kan dette illustrere at usikkerhet også i politisk forstand kan snus mot Norge.

Det vil antakelig være svært vanskelig for noen kjøperregjering å diskriminere erklært mellom noen av selgerne i pris. Muligens er det mer sannsynlig at en preferanse for et land heller må gå på volum og leveringssikkerhet. Når markedet vokser vil det være det foretrukne landet som først får solgt sin gass. Når markedet svikter vil dette landet være det siste som blir kuttet ut. Slik som reserveanslagene for Norge ligger an kan det se ut til at vi, uansett satsning på olje også, må legge vekt på salg av naturgass på lang sikt. En sikkerhet for at vi ikke skal bli trent ut av markedet senere, kan vi muligens få ved at vi nå skaffer oss størst mulige markedsandeler.

Dersom vi skulle få noen premie i form av pris, er det kanskje mer sannsynlig at denne kan komme i mer indirekte form. For eksempel ved at kjøperlandene bekostet en del av utbyggingen av feltene direkte eller indirekte, ved rimelige lån, mer fordelte handelsavtalepakker e.l. Dette ville i sin tur også kunne virke mot større leveringssikkerhet for norsk gass.

I et nedadgående marked vil en prispremie ha mer avgjørende betydning for utbyggingen av norske felt. Med de store kostnadene som er forbundet med gassutvinning i Nordsjøen, må vi være garantert en viss pris over en lang periode for at feltet skal kunne vurderes som lønnsomt. Dette ville da heller kunne kalles en prisgaranti enn en prispremie.

Dersom vi ønsker å gjøre noe mer med gassmarkedet enn å bli dyktigere og mer aktive forhandlere både på selskaps- og statlig nivå, burde vi kanskje også vurdere (det pr. i dag politisk umulige?) å lage et salgskartell for naturgass først og fremst sammen med Nederland, men også med Sovjetunionen og Algerie. Vi har holdt oss til at gassprisen mer eller mindre blir lik prisen på konkurrerende energibærere. Mer presist kan dette

tolkes som at dette er den høyeste pris den kan ha for kjøperne på lang sikt. Det er imidlertid ikke alltid enkelt å nøyaktig fastlegge sammenliknbare priser på de ulike energibærere. Vi har sett at små marginer utgjør store beløp. Det er således viktig for alle parter i gasspillet at marginene går i ens egen favør.- Selgerne kan prøve å ta en del av kjøperkonsortiets fortjeneste, og eventuelt også å velte noe høyere priser på forbrukerne. Et gasskartell ville imidlertid ofte kunne innebære interne fordelingsproblemer mellom deltakerne, slik som f.eks. i OPEC. Ønsket om en ekstrapris er begrunnet i politisk tilknytning. Der- som dette hindrer oss i å inngå et samarbeide med en politisk kontroversiell partner (Sovjetunionen) for å øke vår egen pris, har vi kommet i en situasjon der vi betaler for politisk tilknytning i stedet for å få økonomiske fordeler av det.

En rask vekst i gapet mellom den interne Vest-europeiske produksjonen av og etterspørselen etter naturgass vil føre til at importbehovet fra de "ytre" leverandører Norge, Sovjetunionen og NordAfrika stiger. Den kan stige i et tempo som gjør at "usikre" leveranser overstiger IEAs tak for import av slik gass (p.t. 30 % av forbruket). Da kan ønsket om å bygge ut de norske gassfeltene fortære kunne komme med en slik styrke at Norge kanskje kan utnytte situasjonen til å presse prisen opp. Et gap kan oppstå blant annet ved at produksjonen i Groningen-feltet synker fort og/eller at den generelle økonomiske aktivitet øker sterkt.- Men det kan også tenkes at en slik situasjon kan oppstå på grunn av hendelser i de andre energimarkedene. Et nytt oljeprissjokk og/eller en krig i Midt-Østen som ville medføre reduserte oljeleveranser ville for eksempel kunne føre til ønsker om økt bruk av naturgass.

Det vil kanskje ikke være interessant nok for Norge, uten at prisen på naturgass økes, å satse så mye på gass i en gitt markedssituasjon som de andre vestlige landene ønsker av oss. Det kunne da gå på bekostning av utvinning av råolje. Hvor mye vi eventuelt kan presse prisen vil blant annet avhenge av det politiske klima i situasjonen. Jo større spenning det er mellom øst og vest, jo mer kan vi argumentere for at russernes leveranser er usikre. Jamfør imidlertid at under andre forutsetninger om markedsutviklingen kan det tenkes at et spent politisk klima kan ta fra oss en prispremie (se foran). Et spørsmål er om en prispremie i et slikt eventuelt ekspansivt importscenario skal betales av hvert enkelt importørland, eller om i noen grad det samlede vestlige fellelskap bør subsidiere bruk av norsk naturgass.

Beregningsdel

Naturgass blir i Forbundsrepublikken Tyskland statistisk registrert under et eget varenummer. Varenavnenomenklaturen tyskerne bruker er en nasjonal påbygning på EF-området fellesnomenklatur NIMEXE. Den bygger på Customs Cooperation Council Nomenclature (CCCN), som er tollsamarbeidsrådets nomenklatur. Den norske tolltariffen har også denne som basis.

For varen naturgass gis total mengde og verdi importert til Forbundsrepublikken. Fordelingen på land gis ikke i importstatistikken etter NIMEXE-oppdelingen. Ved imidlertid å nytte statistikk publisert av Statistisches Bundesamt etter forskjellige nomenklaturer, finner en fram til mengder, verdier og dermed priser på den gass Tyskland registrerer som import fra hvert enkelt land. Ved siden av NIMEXE benyttes således Standard International Trade Classification (SITC) som er FNs handelsstatistiske nomenklatur. De gir varene i en annen rekkefølge enn det CCCN/NIMEXE gjør. Dessuten nyttes en egen standard for næringsgruppering i den tyske statistikken.

For hvert enkelt leverandørland gir beregningene følgende resultater:

**Import av naturgass til Forbundsrepublikken Tyskland.**

i) Millioner tonn

År/Land	Norge	Sovjetunionen	Nederland	Andre	I alt
1977	2.281	4.300	22.235	231	29.048
<del>1978</del>	<del>8.111</del>	<del>6.607</del>	<del>19.191</del>	-	<del>33.909</del>
<del>1979</del>	<del>10.400</del>	<del>7.744</del>	<del>20.265</del>	-	<del>38.409</del>
1980	12.496	7.260	20.062	-	39.818
1981	11.534	8.013	18.349	-	37.896
1982	11.261	7.097	16.409	-	34.762
1983	10.392	7.366	17.177	-	34.935
1984	10.167	8.878	15.869	66	34.980

ii) Millioner tyske mark

År/Land	Norge	Sovjetunionen	Nederland	Andre	I alt
1977	407	446	3.084	54	3.991
1978	1.592	938	2.911	-	5.441
1979	1.997	1.061	3.142	-	6.200
1980	3.532	2.021	4.252	-	9.805
1981	4.578	3.683	6.115	-	14.376
1982	5.156	3.460	6.862	-	15.479
1983	4.986	3.315	6.678	-	14.979
1984	4.750	4.249	6.885	33	15.917

## Appendix

Resultatene under "i alt" er kontrollert mot de publiserte mengder og verdier oppgitt i tysk statistikk under NIMEXE-nummeret for naturgass. Vi finner noen mindre avvik i årene 1977 og 1984 men har ikke lett videre etter hvilke land denne importen kommer fra, både på grunn av at dette dreier seg om promiller av totalen og at det ikke endrer prisstrukturen for de landene vi er interessert i.

Ikke all naturgass registrert som import til Forbundsrepublikken blir forbrukt i landet. 50 prosent av importen fra Norge blir for eksempel videreeksportert til Frankrike, Belgia og Nederland. Se her for eksempel Austvik (juli 1985). Vårt formål er å vise prisutviklingen for naturgassimporten fra hvert av landene, og vi forfølger derfor ikke gassens til det "endelige" forbrukssted/-land.

Overnevnte mengde og verditall gir oss direkte priser pr. tonn.- Gassprisene blir imidlertid ikke kontrahert pr vektenhet, men pr energienhet. Vanligvis blir kontraktene fastsatt i dollar pr Millioner British Thermal Units, forkortet MMBTU. 1 therm tilsvarer 100 000 BTU som igjen tilsvarer 25200 Kcal i brennverdi (ODs årsmelding). Det betyr at det går ca 4 BTU pr kcal.

Gassens pris pr. kubikkmeter finner vi ved å multiplisere tonnprisen med den spesifikke vekt. Gassens pris pr. MMBTU finner vi ved å dividere prisen pr. volumenhet (kubikkmeter) med gassens brennverdi pr samme enhet. De enkelte variables verdier for de ulike landene har vi satt til:

### iii) Transformasjonsfaktorer til beregningsbruk

Enheter:	Norge	Sovjetun.	Nederland	Kilde:
Kcal/Nm <sup>3</sup>	10600	9500	8400	Ruhr gas
Kg/Nm <sup>3</sup>	0.85	0.80	0.76	OD/Anslag/Gasunie
BTU/Nm <sup>3</sup>	42400	38000	33600	Kcal/Nm <sup>3</sup> x 4 BTU/Kcal
MMBTU/Tonn	49,882	47,500	44,211	

Gjennom disse faktorene får vi en overgang til priser pr. energi-enhet (MMBTU). Gjennom nedenstående valutakurser får vi prisene også i den valuta vi ønsker oss: tyske mark, norske kroner eller amerikanske dollar:

## Appendix

## iv) Valutakurser på tyske mark og amerikanske dollar 1977-84

Årstall	NOK/100 DEM	NOK/USD
1977	236.02	5.33
1978	261.77	5.25
1979	277.00	5.08
1980	272.64	4.95
1981	254.70	5.75
1982	265.80	6.45
1983	286.14	7.30
1984	286.83	8.16

Kilde: Norges Bank

Dette gir oss følgende priser regnet i amerikanske dollar og norske kroner pr. MMBTU. Som oljepris har vi bruk Petroleumpri-  
rådets normpris på Ekofisk råolje fob Teesside både i dollar og  
norske kroner.

## Priser på importert naturgass til Forbundsrepublikken Tyskland

v) Dollar pr. MMBTU

År/Land	Norge	Sovjetun.	Nederland	Snitt	Oljepris/fat
1977	1.58	0.97	1.39	1.34	14.3
1978	1.96	1.49	1.71	1.73	14.1
1979	2.10	1.57	1.91	1.90	21.9
1980	3.12	3.23	2.64	2.91	36.0
1981	3.52	4.29	3.34	3.60	38.0
1982	3.78	4.23	3.90	3.93	33.9
1983	3.77	3.71	3.446	3.61	30.5
1984	3.29	3.54	3.45	3.43	29.3

vi) Norske kroner pr. MMBTU

År/land	Norge	Sovjetun.	Nederland	Snitt	Oljepris/fat
1977	8.44	5.15	7.40	7.15	76.0
1978	10.30	7.82	8.98	9.09	73.5
1979	10.66	7.99	9.72	9.63	110.8
1980	15.45	15.98	13.07	14.41	177.5
1981	20.27	24.65	19.20	20.72	217.5
1982	24.40	27.28	25.14	25.33	219.0
1983	27.52	27.11	25.16	26.33	227.3
1984	26.86	28.90	28.15	27.95	238.9



## LITTERATURLISTE:

### Statistisches Bundesamt, Wiesbaden:

"Aussenhandel nach Laendern und Warengruppen"

"Foreign Trade according to the standard International Trade Classification (SITC - rev.II) - Special Trade"

"Aussenhandel nach Laendern und Warengruppen" (Spezialhandel)  
Fachserie 7, Reihe 3

### Ole Gunnar Austvik:

"Registrering av råolje og naturgass i norsk utenrikshandelsstatistikk". NUPI-notat nr. 326 Juli 1985.

### Datakilder forøvrig:

"BP Statistical Review of Energy", 1985

"Olje og gass i norsk økonomi", Universitetsforlaget 1985

"Quarterly Oil Statistics", IEA/OECD 1984/1 og 1985/1.

"Faktaheftet", Olje- og energidepartementet, 2 ganger årlig

"Oljedirektoratets årsmelding", 1984

"Statistisk Månedshefte", Statistisk Sentralbyrå

Ruhrgas

Gasunie





# NUPI notat

## 1984 – 1985

---

- Nr.311 John K. Skogan Noen betraktninger om romvåpen.(Nov.)
- Nr.312 Johan J. Holst En atomvåpenfri sone i nordisk område: Hensikter og konsekvenser.(Des)
- Nr.313 " On how to achieve Progress in Nuclear Arms Negotiations.(Dec.)
- Nr.314 " Non-Proliferation Policy: A European Perspective. (Dec.)
- Nr.315 Jens Chr. Andvig Modern Macroeconomic Planning and Old Positivist Philosophy. (Dec.)
- Nr.316 Kjell Skjelsbæk Peacekeeping Operations: A Project Outline. (Feb.)
- Nr.317 Marianne Heiberg Norway and keeping the Peace in Lebanon. (Feb.)
- Nr.318 Johan J. Holst The Military Build-up in the High North: Potential Implications for Regional Stability. A Norwegian Perspective. (April)
- Nr.319 Marianne Heiberg A Layman's Guide to the Lebanese Conflict. (May)
- Nr.320 Daniel Heradstveit Ein semiologisk analyse av norsk utenrikspolitikk: Prosjektbeskrivelse. (Mai)
- Nr.321 Johan J. Holst Atomvåpen, ansvar og norsk utenrikspolitikk. (Juni)
- Nr.322 Janne Haaland Matlary Perspectives on the Role of Norwegian Gas. (June)
- Nr.323 Valter Angell U-landsimportens tilbakegang og stagnasjon. (Juli)
- Nr.324 Arne Olav Brundtland European Study Commission (IISS). (July)
- Nr.325 Johan J. Holst Conflict and Environmental Degradation. (July)
- Nr.326 Ole Gunnar Austvik Registrering av råolje og naturgass i norsk utenrikshandelsstatistikk.(Juli)
- Nr.327 Ole Gunnar Austvik Prispremie på eksport av norsk naturgass? (September)

