NORSK OLJEMUSEUM ÅRBOK 1999

NORSK OLJEMUSEUM

Gasspriser under press

Ole Gunnar Austvik

Sammen med Saudi Arabia og Russland er Norge en internasjonal energistormakt, som en av verdens tre største petroleumseksportører. Ved siden av å være verdens nest største oljeeksportør er Norge også Europas nest største gasseksportør. Veksten i norsk gasseksport er stor som følge av gjennomføringen av Troll-kontraktene, og forventes å nå 70 milliarder standard kubikkmeter (BCM) i 2005. All gassen selges til EU-land, der våre markedsandeler er i ferd med å bli jevnstore med Russlands, og langt større enn konkurrentlandene Nederland og Algerie. Norge forventes å ville stå for 25–30 prosent av EUs gassimport og om lag 15 prosent av gassforbruket om få år.

Den norske gassen transporteres fra sokkelen gjennom undersjøiske rørledninger til Emden, Zeebrügge og Dunkerque på Kontinentet, og til St. Fergus i Skottland. Fra disse ilandføringspunktene sendes gassen inn i et stadig mer omfattende transmisjonssystem (hovedveisystem). Fra transmisjonssystemene går gassen til industrielle brukere, særlig store kjemiske industrier, gasskraftverk og til lokale distribusjonsselskaper. Distribusjonsselskapene fordeler gassen videre til husholdninger og næringsdrift særlig i byer.

Et gassmarked skiller seg fra oljemarkedet ved de store og uflyttbare investeringer som gjøres i produksjon, lagringskapasitet, rørtransport og blant forbrukerne. Den kostbare infrastrukturen gjør at gassen er mindre mobil over lange avstander enn oljen. Vi får derfor «regionale» gassmarkeder i motsetning til oljemarkedet, som er globalt. De tre viktigste regionale gassmarkedene i verden er a) det asiatiske, som hovedsakelig er flytende naturgass (LNG-gass) som

Ole Gunnar Austvik er utdannet sosialøkonom (Cand.oecon UiO 1980) og er Master i Public Administration fra John F. Kennedy School of Government, Harvard University (MC-MPA 1989).
Han er førsteamanuensis i samfunnsøkonomi og internasjonal økonomi ved Høgskolen i Lillehammer (HiL). For tiden arbeider han blant annet med en lærebok i internasjonal økonomi, et forprosjekt om petroleumsmakt i Norge (Makt- og demokratiutredningen 1998–2003), og med prosjektet «Norge i Energiens geopolitikk» som analyserer norske strategiske utfordringer som betydelig olje- og gassnasjon (Europaprogrammet).

Heidrun
Åsgard
Haltenpipe
Åsgard Transport
TJELDBERGODDEN
Snorre
Statfjord
Gullfaks
Tordis
Troll Oil Pipeline
Troll
MONGSTAD
STURE
Veslefrikk
Brage
Oseberg
KOLLSNES
Frostpipe
Frigg
Oseberg Transport System
Heimdal
KÅRSTØ
BYGNES
Statpipe
Sleipner
East/West
Draupner S/E
Sleipner Condensate
ST FERGUS
Ula
Ula Transport
Gyda
Ekofisk
Norpipe
Europipe II
Europipe
B-11
Norpipe
TEESSIDE
Zeepipe
Norfra
H-7
ETZEL
EMDEN
GAS
OIL/CONDENSATE
ZEEBRUGGE
DUNKERQUE

importeres til Japan, Sør-Korea og Taiwan fra blant annet Indonesia og Malaysia, b) det nordamerikanske, som er tørrgass gjennom rørsystemene i Canada og USA, og c) det europeiske, som hovedsakelig er tørrgass i rørsystemene i Europa og Russland, men også noe LNG-gass fra Nord-Afrika.

Selv om nasjonalt produsert gass har blitt brukt i mange land helt siden 1800-tallet, er det europeiske gassmarkedet ikke mer enn vel tredve år gammelt. Det begynte med at Nederland startet gasseksport fra det store Groningen-feltet på 1960-tallet, mens det tidligere Sovjetunionen, Algerie og Norge kom etter på 1970-tallet. Infrastrukturen for produksjon, transport, lagring og bruk av gass har de siste tiårene utviklet seg i takt med veksten i markedet, og flere prosjekter er under utvikling og planlegging nå. Det er imidlertid først de senere år at det innen noen få geografiske områder har blitt mer enn en rute å sende gassen etter.

Slik dagens europeiske gassmarked fungerer, selges og videreselges norsk gass flere ganger på sin vei fra borehullet til brenneren hos forbrukeren. Vår eksport skjer ved ilandføringspunktene der de store transmisjonsselskapene, som Ruhrgas, Gasunie, Distrigaz, Gaz de France, SNAM, m.fl., kjøper gassen. Transmisjonsselskapene fungerer både som transportører over lange distanser og som grossister. De selger gassen til de lokale distribusjonsselskapene, industrien og gasskraftverkene. Mens de to sistnevnte bruker gassen selv, fungerer distribusjonsselskapene på samme måte som transmisjonsselskapene, også som transportører og grossister, der de selger gassen til de enkelte kommersielle og private brukere etter å ha sendt den gjennom sitt lokale rørledningsnett.

For å sikre inntjening til de store og irreversible investeringene, har det utviklet seg tette bånd mellom samhandlende bedrifter og produsent- og konsumentland. Dette har ført til store og langsiktige kontrakter mellom for eksempel Norge og transmisjonsselskapene. En typisk norsk gasskontrakt kan være på 20 år, mens kontraktene mellom transmisjonsselskapene og deres kunder (lokale distribusjonsselskap, store industrielle bedrifter og gasskraftverk) typisk er på 1–5 år.

Kontraktene som ble inngått før Troll-avtalen i 1986 var såkalte feltuttømmingskontrakter, der hele det aktuelle feltets reserver ble solgt. Dette omfatter Ekofisk- og Frigg-gassen, som ble kontraktert midt på 1970-tallet, og gassen fra Statfjord, Heimdal og Gullfaks fase 1, som ble kontraktert i 1981. Troll-avtalene er på sin side volumkontrakter, der gassens opprinnelsesfelt ikke blir spesifisert. Gassforhandlingsutvalget (GFU) har siden 1986 stått for de kommersielle forhandlingene med kjøperselskapene. GFU består av de norske selskapene: Statoil (leder) og Norsk Hydro (tidligere deltok også Saga). GFU har ansvar for å forberede og gjennomføre alle forhandlinger om salg av norsk gass fram til kontraktsinngåelsen, uansett hvilke selskaper som eier gassen. I 1993 ble det i tillegg opprettet et forsy-

ningsutvalg (FU) som et rådgivende organ for Olje- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og utnyttelse av felt og rørledninger. Det er myndighetenes ansvar og oppgave å utpeke kontrakts- og leveransefelt til kontraktene, samt å godkjenne de kommersielle avtalene.[1]

Det er i dag sterk konsentrasjon av markedsmakt gjennom så godt som hele gasskjeden. De lokale distribusjonsselskapene er som regel naturlige monopoler i sine distrikter. Samarbeid, stordriftsfordeler og lovgivning har ofte gjort transmisjonsselskapene til monopolister eller oligopolister i markedet overfor distribusjonsselskapene, kraftverkene og de store industrielle brukerne. Flere transmisjonsselskaper har dertil samarbeidet om kjøp

Prisdannelse på gass

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 fordeles til henholdsvis avgifter på bruk av gass, og dekninger av kostnader og fortjeneste til henholdsvis distribusjon, transmisjon og produksjon. Gassprisene til produsent vil innenfor dagens markedsordning øke når råoljeprisen går opp eller når avgiftene på oljeproduktene økes.

Stort sett er marginene til distribusjon og transmisjon fastsatt i kontraktene mellom produsenter og transmisjonsselskap, 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. For nærmere diskusjon, se Austvik (1997).

«Troll»-frimerke. «Troll» er Norges største gassleverandør med en energiproduksjon som hvert år tilsvarer ca. 3,5 ganger Norges vannkraftproduksjon.

og import av gass og har med det fått sterk markedsmakt overfor eksportørene (som monopsonister eller oligopsonister). Samtidig foregår salget av gass på få hender, enten ved nasjonale gasselskap som i Russland, Algerie eller Nederland, eller ved det koordinerte gassalget fra Norge ved GFU. Eksportsiden kan dermed også karakteriseres som et oligopol. Slik blir ikke dagens europeiske gassmarkedet «perfekt» i markedsøkonomisk forstand. Priser og kontraktsbetingelser blir gjerne preget av forhandlingsløsninger og partenes markedsmakt i de ulike ledd.

Gassprisene i dagens marked

Selv om det per i dag er mangel på konkurranse i mange viktige ledd i det europeiske gassmarkedet, konkurrerer gass med andre energibærere i sluttbrukermarkedene. Dette er en viktig grunn til at den gassprisen det refereres til i de fleste eksisterende kontrakter er knyttet til prisene på kundenes alternative energikilder, særlig fyringsoljer. Transmisjons- og distribusjonselskapenes bruttomarginer er imidlertid basert på deres drifts- og investeringskostnader og deres forhandlingsstyrke i kjøp- og salgssituasjonene. Transportselskapenes marginer er over tid tilnærmet uavhengig av prisen i sluttbrukermarkedene.

Produsentprisen, eller eksportprisen for Norge, fremkommer på sin side som differansen mellom de nevnte sluttbrukerprisene, avgifter på bruk av gass og bruttomarginene til transportselskapene. Kontraktsforhandlingene mellom eksportør og transmisjonsselskap bestemmer hvordan eksportprisen skal variere i forhold til sluttbrukerprisene og dermed hvilke marginer som skal tilfalle transmisjonsselskapene. Produsenten tar dermed prisrisikoen i markedet gjennom den direkte bindingen til sluttbrukerprisene («netbacking»). Når sluttbrukerprisen på gass endres, så endres også produsentprisen etter en formel. Innenfor en gitt kontrakt vil derfor pris til produsent i dagens marked særlig variere med råoljeprisen og avgifter på oljeprodukter (se figur s. 30).

Langsiktigheten i kontraktene har bidratt til at det med rimelig grad av økonomisk sikkerhet har vært mulig å bygge ut kostbare produksjons- og transportinstallasjoner på norsk sokkel. Dette skyldes blant annet de såkalte take-or-pay (TOP) klausulene i kontraktene. Disse innebærer at dersom kjøperne av norsk gass (transmisjonsselskapene) ikke klarer å videreselge

den, må de likevel betale for (en del av) de kontrakterte volumer. Denne klausulen har så vidt vites imidlertid aldri kommet til anvendelse. Både transmisjons- og distribusjonsselskapene har derved fortjenestemarginer som er forbundet med liten risiko. Det er grunn til å tro at de er av betydelig størrelse, blant annet ut fra deres sterke markedsposisjon. I dagens marked kan dette føre til at det kan være mer lønnsomt å transportere enn å produsere gass. Dette kan gjelde for transportselskaper på norsk sokkel, så vel som for transmisjonsselskapene i markedet.

Mer markedsliberalisme

Markedets vekst og byggingen 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 viktig er EUs direktiv om tredjeparts adgang til transmisjonsnettene (TPA), det såkalte «Gassdirektivet» eller «TPA-direktivet».2 Dette ble vedtatt i desember 1997 og iverksettes i august 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 transmisjonsselskap. Selv om det gis anledning til å innføre regulerte transporttariffer, sier direktivet ikke noe om til hvilke priser transporten skal foregå. Mye av implementeringen av gassdirektivet er slik lagt til det enkelte medlemsland. TPA-direktivet følger et tilsvarende direktiv for transport av elektrisitet.

Trolig er Gassdirektivet bare det første av flere direktiv eller politiske inngrep som vil bidra til at gasshandelen innen EU-området blir mer liberal enn i dag. Herunder vurderer ESA (EFTA Surveillance Agency) hvorvidt det norske Gassforhandlingsutvalget (GFU) opererer i strid med EUs konkurranseregler, som en del av EØS-avtalen. Hvis GFU skulle måtte oppløses, kan det føre til økt konkurranse mellom norske gasselskaper overfor kundene i EU.

Prisvirkningen i de ulike ledd i gasskjeden avhenger av hvordan markedet blir liberalisert. Det kan være nyttig først å studere hvordan et (teoretisk) fullstendig liberalisert gassmarked, altså ordninger som går langt videre enn i Gassdirektivet, ville fungere. I et slik perfekt liberalisert marked ville transportleddene (transmisjon og distribusjon) få sine fortjenestemarginer bestemt av en reguleringsmyndighet eller av konkurranse. Samtidig skal produsentene selge direkte til distribusjonsselskap, kraftverk og store industrielle brukere (gass-til-gass konkurranse), som under TPA-direktivet. Dette innebærer at transmisjonsselskapenes grossistrolle skal opphøre og at de kun skal fungere som transportører av gass mot en tariff, tilsvarende som i et bomfinansiert veisystem. Dette vil innebære at transmisjonsselskapenes marginer blir lavere enn i dag. Ideelt sett skal de bare inkluderte normal fortjeneste.

Med sluttbrukerpriser fastsatt av konkurrerende energipriser, bør transportleddenes lavere marginer tilfalle produsenten / eksportøren.

Natural gas pipeline
- *existing*
- *under construction or planned*
- *natural gas fields*

liquefied natural gas (LNG) receiving terminal
- *in operation*
- *under construction or planned*

Source: Ruhrgas AG

Imidlertid er det sannsynlig at et mer liberalt gassmarked også vil føre til flere mer kortsiktige kontrakter for eksportøren, inkludert et spotmarked. Eksportøren skal jo ta over det kontraktsleddet som i dag håndteres av transmisjonsselskapene som selgere av gass. Dette kan føre til større variasjoner i gassprisene for eksportørene på kort og mellomlang sikt etter hvor stramt gassmarkedet er. I perioder vil det kunne gi både høyere og lavere priser enn prisen på alternativene. Ustabiliteten vil kunne oppleves som en ulempe i forhold til dagens situasjon.

Et liberalisert gassmarked med lavere marginer til transportleddene, vil kunne føre til lavere priser til produsent når markedet samtidig er svakt («overskuddstilbud»). Et kontinuerlig overskuddstilbud i markedet, vil på mer varig basis kunne føre til lavere priser til brukere sammenliknet med prisene på alternative energibærere. I et stramt marked vil liberaliseringseffekten kunne gi produsenten lavere transportkostnader, såkalt overskuddsetterspørsel. I en slik situasjon vil veksten i markedet måtte bremses, sett fra produsentens synspunkt. I et liberalisert marked kan det således være perioder der det er ingen eller lite grunnrente å hente for en produsent. I andre perioder kan være større grunnrente å hente enn i dag.

EUs gassdirektiv vil sammen med konkurranse mellom flere rørledningsalternativer (gass-til-gass konkurranse) føre til lavere innkjøpspriser for transmisjonsselskapenes kunder. Konkurransesituasjonen vil gi dem større fortjenestemuligheter. 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. Dette kan føre til ønsker fra transmisjonsselskapene om å reforhandle allerede inngåtte kontrakter med eksportørene, ut fra et force majeure argument om endrede politiske rammebetingelser de ikke er herre over. Både de inngåtte kontraktene og utviklingen av nye store gassfelt på norsk sokkel vil dermed kunne trues av usikkerheten vedrørende prisnivå og prisstabilitet.

Prosessene fører til at norske salgskontrakter kan bli mer mangeartede og kortsiktige. Dette vil særlig gjelde nye kontrakter, men kan også bli alternativet dersom utviklingen skulle gå så langt at eksisterende kontrakter blir oppløst. Det kan da bli mer fordelaktig å inngå direkte kontrakter med kjøperne enn å reforhandle de gamle med transmisjonsselskapene. 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. Nettoutfallet 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. Tross alt er det mulig at transmisjonsselskapene tar en høy fortjeneste for å utøve rollen som gros-

Finansminister Per Kleppe fyller statskassen med petroleumsinntekter.
Stavanger Aftenblad 1. desember 1976.

sist og markedsbalansør under dagens markedsordning Denne rollen vil norske eksportører kunne se som verdifullt å ta over.

Stadig økning i energiavgiftene

Det siste tiårets utvikling i oljemarkedet viser hvor viktig energiavgifter er for prisutviklingen på råolje. På 1970-tallet og fram til oljeprisfallet i 1985 – 1986 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. Konsumentene i EU-land betaler nå over 70 $ per fat for et representativt fat med Brent olje, avgifter inkludert. Mens Norge som råoljeprodusent gjennom 1990-tallet har fått 10–20 $ per fat, har EU-land tatt inn 40–50 $ per fat i netto avgiftsinntekter, resten er margin til raffinering, markedsføring, transport m.v.[3] Et land som Italia har eksempelvis lenge hatt større avgiftsinntekter fra oljebeskatning enn den saudiske stat har hatt fra sin oljeeksport.

Avgiftsøkningene ser ut til å fortsette. Våren 1997 fremmet EU et direktivforslag som sikter mot å øke avgiftene på all energibruk til erstatning for avgifter på arbeid (altså ikke primært miljøavgifter).[4] 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 som overgang i retning av «grønne skatter». Kyoto-protokollen fra desember 1997 går i samme retning.

I olje- og gassproduserende land har det vært en dominerende oppfatning at eiere av ikke-fornybare ressurser må tjene en grunnrente. 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.

Det er imidlertid flere forhold enn eierskapet til ressursen som påvirker fordelingen av grunnrenten. Før det første oljesjokket i 1973 var det i hovedsak internasjonale oljeselskaper som tjente mest. Forbrukerne var også heldig stilt fordi det var et stort overskudd på olje og gass. Nasjonalisering, produsentsamarbeid og konflikter i Midtøsten førte til at mye av renten i stedet tilfalt produsentlandene etter 1973. Revolusjonen i Iran og krigen mellom Irak og Iran i 1978 – 1980 bidrog til å øke produsentlandenes inntekter ytterligere. Etter oljeprisfallet i 1986, har mye av renten som nevnt tilfalt forbrukslandenes statskasser gjennom beskatning (særlig i Europa), i noen land konsumentene (som USA).

Avgifter på bruk av gass er i de fleste eksisterende norske kontrakter ikke tatt hensyn til eksplisitt. En første effekt av en økning av slike avgifter vil kunne tenkes å være at den blir dels konsumentbetalt og dels betalt oppover i gasskjeden. Dersom gassprisen i utgangspunktet er satt lavere enn prisen på alternative energibærere (for å sikre økt bruk av gass), vil konsumente-

Gasskoking og varming av vann ved hjelp av gass er svært vanlig på kontinentet.
Foto: Statoil.

ne kunne måtte betale avgiften på bekostning av en mindre vekst i gassforbruket.

Grensen for at konsumentene skal betale avgiftsøkningene settes ved at prisene på gass til konsument over tid ikke kan være høyere enn prisen på alternativene, uten at gassforbruket begynner å gå ned. 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 avgiftsøkningene til slutt belastes gjennom gasskjeden, det vil si av transportleddene eller av produsentene.

Hvordan dette vil slå ut på bruttomarginene 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.

En skatteøkning på bruk av gass må over tid slå ut i tilsvarende nedgang i produsentprisene. De foreløpig relativt moderate avgiftsøkninger som har funnet sted i det europeiske markedet, har til nå 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 setter transmisjons- og distribusjonsselskapenes fortjenestemarginer under press.

Med noen begrensende faktorer, kan avgifter på gass komme til å virke som inntektsgeneratorer for konsumentlands statskasser, slik avgiftene på oljeprodukter allerede gjør. Når avgiftene i hovedsak kan betales gjennom en overføring av grunnrente fra produsenter i eksportørland til importland, er det tilsynelatende få argumenter mot at avgiftene på naturgass skal øke i fremtiden. Særlig kan det for forbrukslandene bli fristende å øke avgiftene på et tidspunkt når forbruket eventuelt flater ut. Tyngden av produksjonspotensialet er bygget opp i de gasseksporterende landene gjennom irreversible investeringer («sunk cost»). Da vil det lønne seg å fortsette å produsere for eksportlandene, selv om fortjenesten ved salget er langt mindre enn forventet (i verste fall til priser ned mot de kortsiktige grensekostnadene).

For forbrukslandene kan det være fristende å øke gassavgiftene i en situasjon der oljeprisen stiger eller avgiftene på oljeprodukter øker. Italia økte eksempelvis avgiftene på fyringsoljer på slutten av 1980-tallet samtidig som gassavgiftene ble hevet. Ønsket om hvor stor markedsandel gass skal ha og produsentlandenes kostnader ved å bringe gass til markedet vil være bestemmende for taket på avgiftene. Dersom forbrukslandene oppfatter at det allerede gis «nok» fortjeneste til produsenten, ved at produsenten 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. Slik vil enhver bevegelse i råoljeprisen kunne brukes til å legge høyere avgifter enten på olje eller på gass.

Økt markedsliberalisering gjennom mer omfattende infrastruktur og politiske vedtak er noe Norge i noen grad kan tilpasse seg gjennom økt nedstrømsaktivitet og utvikling av en mer diversifisert kontraktsportefølje. Avgifter på oljeprodukter har den positive bieffekt at de bidrar til å dra sluttbrukerprisene på gass opp. Avgifter på bruk av gass er derimot ikke nødvendigvis i norsk interesse, og kan bli en mer alvorlig trussel for våre gassinntekter enn markedsliberaliseringen. 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 direkte. Medlemsland i EU har vetorett mot harmonisering av skatte- og avgiftspolitikk. Men selv om slike formelle vedtak skulle bli stoppet av ett land, for eksempel dersom Norge skulle bli EU-medlem, kan de andre medlemslandene likevel øke gassavgiftene, ut fra de betydelige fiskale og konkurransemessige fordeler de innebærer for landene.

Miljøspørsmål og Kyoto-protokollen

Den viktigste årsaken til globale CO_2-utslipp er produksjon og bruk av fossile brensler. Kull forurenser mest, deretter kommer olje, mens gass er minst miljøfiendtlig. Norsk olje- og gasseksport 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.

Klimaavtalen i Kyoto fra 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 innebærer 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.

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 f.eks. bygging av gasskraftverk, dersom vi ønsker det.

For norske gassinteresser vil Kyoto-avtalens betydning for utvikling av energiavgiftene i forbruksland vise seg å bli viktig. Vedtakene om begrensning av forurensning 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 rela-

tivt sett mindre avgiftsbelagt enn andre energibærere, såsom olje, og særlig kull. Dersom avgiftsstrukturen legges om, slik at den miljøvennlige gassen blir favorisert ved f. eks. lave avgifter på gass, kan det føre til økt etterspørsel og høyere priser på gass. Reduserte gassavgifter vil kunne komme produsentlandene til gode gjennom høyere priser og konsumentlandene til gode gjennom høyere tilbud av gass. Fjerning av kullsubsidiene vil kunne ha fiskale, sysselsettingsmessige og inntektsfordelingsmessige konsekvenser for kullproduserende land innen EU. En kopling av dette med en nedgang i avgifter på bruk av gass synes i alle fall på kort sikt å være en krevende, og kanskje lite attraktiv, politikkendring for de energiimporterende landene i Europa.

Forslaget til omlegging av skattesystemet i EU var motivert ut fra et ønske om å øke sysselsettingen, mens miljøeffektene ved tiltakene vurderes som en positiv sideeffekt. Når direktivforslaget foreslår så kraftige økninger i avgiftene på bruk av miljøvennlig gass, den samme økning som for forurensende kull, og langt mer enn de foreslåtte avgiftsøkningene på oljeprodukter, står dette i kontrast til Kyotoprotokollens mål om reduserte forurensninger. Det er dermed fare for at miljøargumentet blir brukt for å fremme enkeltlands fiskale behov og økonomiske interesser.

Markedsendringer og norsk produksjonspolitikk

I Norge tar vi det ofte som en selvfølge at vi har krav på de store inntektene fra olje- og gassektoren for-

Kull eller gass?
Tegning fra Worldwatch Institutes magasin våren 1993.

di det er vi som eier ressursene. Konsumentland i EU anser det imidlertid ikke nødvendigvis som rimelig at vi tjener så mye penger på virksomheten, bare fordi naturressursene tilfeldigvis befinner seg i et område som tilhører Norge. 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 som regel andre prisinteresser enn oss på energifronten, det har også USA og Japan og de nye økonomiene i Asia og Sør-Amerika.[5]

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 økonomien er spillereglene en del forskjellig fra den tid da eiendomsretten til ressursene var avgjørende for deres utnyttelse og fortjeneste ved salg. De som kontrollerer markedene er de som nå i størst grad også kan påvirke prissettingen på varene. Eksempelvis er det EU og EU-land som har førstehånds myndighet til å organisere og beskatte det europeiske gassmarkedet i henhold til sine interesser. Dermed har de potensiale til å påvirke fremtidige norske gassinntekter i betydelig grad.

I henhold til økonomisk ressursteori gir fallende oljepriser signal til produsentland om å øke sin utvinningstakt. Det kan forklare Norges økende utvinningstempo på 1990-tallet. De mange økonomiske og økonomisk-politiske teorier for prisdannelsen på olje illustrerer imidlertid en manglende consensus for forståelsen av hvordan dette markedet fungerer. Det ser ut til at det er mulig å sette inn mottiltak mot fallende priser. Senest det siste året har OPEC-land, Norge, Mexico og Russland lykkes i å heve råoljeprisen betraktelig gjennom å redusere det samlete tilbudet til markedet.

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, avgiftspolitikk m.v. som avgjør hvem som får grunnrenten i markedet.[6] For å gjøre det vanskeligere for EU og EU-land å øke sine avgifter eller foreta en for oss ugunstig form for liberalisering av gassmarkedet, kan resultatet ut fra en økonomisk-politisk forståelse av olje- og gassmarkedene, bli 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. Den norske staten blir derfor den part i Norge som både har myndighet og mest grunn til å vurdere tiltak som regulerer det samlede tilbudet av gass

Gasspriser:
Gjennomsnittlig oppnådd gasspris i NOK pr. Sm^3:

1985: 1,15
1986: 0,96
1987: 0,59
1988: 0,53
1989: 0,49
1990: 0,55
1991: 0,65
1992: 0,56
1993: 0,56
1994: 0,53
1995: 0,55
1996: 0,55
1997; 0,58

Kilde:
SSB, 1997

for å fremme våre økonomiske interesser i det europeiske gassmarkedet.

Utfordringer for norsk gasstrategi og utenrikspolitikk

Hvem som tjener og taper på en liberalisering, er således avhengig av hvordan liberaliseringen finner sted og hvordan aktørene handler. 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 eksistere en grunnrente til fordeling. Denne grunnrente kan ende opp hos produsent, transmisjons- eller distribusjonsselskap, eller hos elektrisitetsprodusenter eller store industrielle brukere som økt fortjeneste. Med en aktiv avgiftspolitikk på gass i forbrukslandene kan mye også ende opp i disse landenes statskasser.

Tempoet i produksjonsveksten og 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 eksportørenes marginer under press. En ugunstig utvikling av markedsliberaliseringen og økte gassavgifter vil begge kunne virke i retning av lavere fortjeneste. Blir virkningene sterke, kan marginale felt bli ulønnsomme. Veksten i tilførselen av gass kan da bli begrenset.

Situasjonen bidrar til at det europeiske gassmarkedet både i dag og i fremtiden må forventes å være mer politisert enn de fleste andre internasjonale markeder. Her har Norge fellesinteresser med konsumentlandene om prisstabilitet. Men vi står relativt alene som vesteuropeisk land med interessene om nivået på prisene. Prisinteressene deler vi på den annen side i større grad med andre eksportland, som Russland og Algerie, som politisk står lenger fra EU-landene enn Norge, men også langt fra Norge. Dette illustrerer en ny dimensjon av utenrikspolitisk balansering av våre særegne nasjonale interesser og hensyn som petroleumsprodusent i forholdet til andre vestlige land, som vi hadde mer sammenfallende interesser med før vi ble en stor olje- og gasseksportør. På samme måte som vi vurderer markedsvirkningene av vår produksjonspolitikk på olje sammen med andre oljeeksporterende land, kan vi komme til å se oss tjent med å vurdere markedsvirkninger av vår produksjonspolitikk på gass sammen med andre gasseksportører.

Jo større konkurransen blir i eksportleddet og dess mindre konkurranse som lages nedstrøms i transmisjon og distribusjon, jo mindre fordelaktig vil markedsliberaliseringen i prinsippet være for oss som gasselger. Ingen endring i markedsstrukturen nedstrøms, og oppløsning av vårt salgsmonopol (GFU eller en erstatter til GFU) kan sees på som en svært uheldig utvikling for Norge. Det vil derfor være viktig å organisere sektoren slik at vi ikke skaper en form for konkurranse mellom norske selskaper som presser egne prisene i markedet ned. Samtidig må orga-

niseringen være slik at selskaper gis anledning til å dra fordeler av økt konkurranse nedstrøms. De store gassressursene som Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) disponerer, er blant de elementer som vil måtte inngå i denne vurderingen.

Det vil 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 på petroleumsområdet. 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. Vår evne og vilje til å påvirke disse beslutningene vil her være viktig.

På avgiftssiden er Norge i en nokså unik og dels motsetningsfylt situasjon som olje- og gasseksporterende vestlig industriland. Norsk politikk for avgifter på 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 olje og gass ned. Våre nasjonale økonomiske interesser tilsier imidlertid at vi bør argumentere sterkere internasjonalt for at miljøproblemer må løses på en mer direkte måte enn at forbrukslandene bør skattlegge bruken av våre viktigste eksportprodukter så mye som mulig.

De store økonomiske og strategiske interessene knyttet til gasshandelen gjør også at norsk gass på flere måter kan bli trukket inn i utenriks- og sikkerhetspolitiske problemstillinger. 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.[7] 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 hovedsakelig grunner seg i andre forhold enn energi. I en slik krise kan konsumentland ønske å forsvare norsk olje- og gassproduksjon dersom vi ikke makter det selv, eller eventuelt skulle ønske å stenge ned produksjonen.[8] Dermed har petroleumsvirksomheten også sikkerhetspolitiske implikasjoner, der det vil være nødvendig å opprettholde en forsvarspolitisk kapasitet som er tilstrekkelig til at vi ikke mister kontrollen med norsk sokkel.

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 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 godkjennelse av enkeltkontrakter. Betydningen av at næringen og det offentlige har nær dialog og samspill blir altså ikke mindre viktig enn før, heller tvert i mot. For å forsvare de store økonomiske interessene vi har i å sikre verdien i

både inngåtte og fremtidige gasskontrakter, vil imidlertid både myndigheter og selskap ha behov for tilpasning av handlings- og tenkemåte.

Når en «stormakt» i gassmarkedet skal utforme ny strategi, må vi regne med at det vil bli viet oppmerksomhet i andre land. Norge kan i det europeiske gassmarkedet ha større potensiale til å påvirke priser, omsatte mengder og leveringssikkerhet enn i de fleste andre markeder vi selger våre varer og tjenester. Dette vil i seg selv være en utfordring for tenkningen i en «småstat» som ellers anser sin rolle å være av begrenset økonomisk betydning for andre land.

Referanser:

Austvik, Ole Gunnar, 1991: «Stormaktsinteresser og norsk petroleumspolitikk», Internasjonal Politikk nr.1 Februar 1991

- 1996: «Avgifter og petroleumspriser. Tar forbrukslandene olje- og gassinntektene?», Sosialøkonomen nr. 5/1996.
- 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, Elsevier Science.
- 2000: Drivkreftene i oljemarkedet, Europaprogrammets rådsmøte 19.10.99, Utgitt i februar 2000.

Claes, Dag Harald, 2000: The Politics of Oil-Producer Cooperation, Boulder Co: Westview Press

Europeiske Union (EU), 1997: Restucturing the Community Framework for the Taxation of Energy Products, Proposal for a Council Directive COM (97) 30 Final 97/0111 (CNS) 12.3.1997.

- 1998: The Single Market for Natural Gas, IGM Directive 98/30 (« Gassdirektivet»).

Kibsgaard, Bjørnar, 1999: «Norge som strategisk energileverandør», Innlegg på norsk – svensk seminar 6. oktober 1999. Europaprogrammet.

Olje- og energidepartementet, 1999: Faktaheftet

Noter:

1 Olje- og energidepartementet, 1999.
2 EU, 1998.
3 Austvik, 1996.
4 EU, 1997.
5 Se diskusjon av modifiserende faktorer i Austvik, 2000.
6 Se også Claes, 2000.
7 Austvik, 1991.
8 Kibsgaard, 1999.