

# Mot et liberalisert europeisk gassmarked

Eirik Lund Sagen

*Det europeiske gassmarkedet står foran store omstillinger i årene som kommer. EUs gassdirektiv er den fremste konkretiseringen av en omfattende liberaliseringsprosess rettet mot produksjon og transport av gass. Splitting av salgsenheter og bedre tilgang til ulike markeder vil øke konkurransen mellom produsentene av gass til Europa. Denne analysen beskriver hovedtrekkene i en forventet endring av markedsstruktur og prisingsmekanismer i det europeiske gassmarkedet. Med dette som utgangspunkt benyttes dokumenterte kapasitets- og kostnadstall for produksjon og transport for å belyse tilbudssituasjonen i Europa fram mot 2020. Norge vil trolig bli den nest største eksportøren av gass til land i Europa i løpet av få år, og vil således ha en viktig rolle i et liberalisert marked. Avviklingen av Gassforhandlingsutvalget kan føre til prisfall på norsk gass, men tapet kan mer enn oppveies av vekst i markedsandeler. Prisutviklingen på sikt er usikker, men vil være sterkt avhengig av det samlede tilbudet av gass til Europa og kostnadene ved denne. Det er ventet at produksjon fra nye områder med høyere assosierte kostnader vil være nødvendig for å mette Europas etterspørselsvekst.*

## Innledning

Norge og EU har i de siste årene hatt gjentatte konfrontasjoner vedrørende organiseringen av norsk gassalg til kontinentet. Kjernepunktet har vært uenighet rundt norsk praktisering av et felles salgsorgan for all gass på norsk sokkel. Mens sju olje- og gasselskaper har operatøransvar for felt på norsk sokkel, og et ytterligere tjuetalls selskaper har eierandeler i disse feltene (OED, 2001a), har norsk gass siden 1986 blitt solgt i samlede kontrakter gjennom Gassforhandlingsutvalget (GFU), bestående av Statoil og Norsk Hydro som eneste faste medlemmer. Samtidig har organet for koordinering av petroleumsproduksjonen på norsk sokkel, Forsyningsutvalget (FU), ivaretatt hensynet til optimal ressursforvaltning på norsk sokkel. FU har til nå hatt en rådgivende rolle overfor OED i spørsmål om hvilke felt som bør produsere i den enkelte kontrakt, samt hvilke felt som bør bygges ut for å levere gass til nye kunder. FU består av alle selskapene som produserer på norsk sokkel. Dette bryter ifølge EU med EUs direktiver som fremmer liberalisering og økt konkurranse i de europeiske energimarkedene, se EU (1998 og 2000). GFU ble midlertidig nedlagt fra 1. juni i år, mens permanent avvikling trer i kraft fra årsskiftet 2001/02 sammen med avvikling av FU. Dette skjer delvis som et resultat av hardt press fra EUs konkurransemyndigheter etter gassdirektivets implementering fra 10. august 2000, men også som en følge av de strukturelle endringer som nå skjer i

gassmarkedet og som krever større kommersiell handlefrihet fra den enkelte aktør, se OED (2001b).

Gassmarkedene i Europa har tradisjonelt vært preget av en markedsstruktur med få aktører i alle ledd i salgskjeden. Store kapitalinvesteringer i både nasjonal og internasjonal infrastruktur har skapt grunnlag for naturlige monopol ved transport og salg av gass. Salg av gass til Europa har derfor vært, og er fortsatt, preget av bilaterale forhandlinger mellom et fåtall produsenter og nasjonale importselskap. Volum har blitt bestemt gjennom såkalte take-or-pay (TOP) klausuler, mens prisen har vært linket til konkurrerende energikilder, først og fremst fyringsolje.

Som innehaver av Europas største gassressurser vil Norge ved en liberalisering av gassmarkedet stå foran nye og store utfordringer. På den ene siden vil dette åpne for muligheter for norsk gass til nye markeder i konkurranse med allerede etablerte gassprodusenter. På den andre siden kan nye aktører innta markedet, både fra norsk sokkel etter avviklingen av GFU, men også fra hittil lite utviklede felt i Midtøsten og Afrika. Produsenter på norsk sokkel kan dermed måtte konkurrere i større utstrekning enn tidligere, både innbyrdes så vel som med nye produsenter fra fjernere strøk.

Denne artikkelen vil spesielt belyse utviklingen på tilbudssiden på kort og mellomlang sikt i det europeiske gassmarkedet. Viktig for norsk gassalg i så måte er utviklingen i den samlede gassforsyningen til Europa, samt kostnadene ved å produsere og transportere denne til det europeiske gassmarkedet. Vi skal også se på forhold som kan forsinke liberaliseringsprosessen og som dermed kan påvirke markedsutviklingen.

Eirik Lund Sagen er konsulent ved Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. (eirik.lund.sagen@ssb.no)

Tallmateriale fra ulike kilder viser at tilbudssituasjonen for gass til Europa er god på kort sikt gitt dagens produksjons- og transportkapasiteter. På lengre sikt vil kostbare investeringer i vedlikehold og ny kapasitet være nødvendig, og gass fra alternative produsenter vil i større grad konkurrere med dagens store eksportører. I et liberalisert gassmarked vil prisutviklingen være sterkt influert av kostnadsrammene for produksjon og transport. Gitt dagens teknologi er både nye felt fra dagens produsenter og eksport fra alternative fjernliggende produsenter assosiert med relativt høyere kostnader og vil dermed medføre et press oppover for gassprisene. Den faktiske prisutviklingen er også avhengig av når og i hvilket omfang deregulering av gassmarkedene blir implementert i de enkelte aktørland og er derfor vanskelig å spå noe sikkert om.

### Markedsstruktur og prising ved salg av gass til Europa

Naturgass er en ikke-fornybar naturressurs, noe som gjør at verdien blant annet avhenger av ressursens knapphet, også kalt grunnrenten. Utvinning av naturgass er et resultat av betydelige irreversible investeringer i letevirsomhet og påfølgende produksjonsanlegg. Gassmarkedet er med dette på mange måter likt oljemarkedet siden både olje og naturgass må produseres der ressursene befinner seg og avsetning for ressursene ofte finner sted flere år etter at investeringsbeslutningene er tatt. Gassmarkedet skiller seg imidlertid markant fra oljemarkedet på andre måter, spesielt gjennom betydelig større kapitalkostnader forbundet med transport og lagring. Dette skyldes først og fremst at naturgass i rør og lagerbeholdninger tar opp et vesentlig større volum enn olje for samme energimengde, samt at transport og spesielt lagring av gass stiller større krav til sikkerhet. Under normalt trykk inneholder én kubikkmeter naturgass omtrent en tusendel av den energimengden vi får fra samme volum råolje, se IEA (1994). Ved transport eller lagring av flytende naturgass (LNG) kan denne energitettheten økes med en faktor på inntil 600, men selve LNG-prosessen er meget kostnadskrevende, se EIA (1997) og IEA (1994). Dette gjør at transport av naturgass i mange tilfeller er over 10 ganger så dyrt som transport av samme mengde energi i form av råolje og dette er en avgjørende årsak til at de store regionale markedene (Europa, Nord-Amerika og Sørøst-Asia) per i dag er forholdsvis lite integrerte.

### Markedsstruktur før dereguleringen

De enorme irreversible investeringene i nødvendig infrastruktur leder til fallende gjennomsnittskostnader og dermed betydelige skalafordeler for operatørene av transportårene fra brønn til sluttbruker. Dette har skapt både økonomiske og politiske argumenter for opprettelsen av et fåtall nasjonale naturlige monopol. Disse har gjennomgående vært under statlig eierskap og har kontrollert all transport av naturgass innenfor geografisk segmenterte områder. Kontroll over inter-

nasjonale transmisjonslinjer (fra brønn til eksportgrense) har tradisjonelt skapt monopol- eller oligopol-situasjoner for produsenter, mens kontroll over nasjonal transport har skapt monopolsituasjoner for innenlandsk videresalg av gass. Et særegent trekk for Europas markedsstruktur er nettopp at slike nasjonale importselskap i kraft av sin kontroll over infrastruktur også har fungert som salgsmonopol og grossister i sine respektive nasjonale markeder. De har dermed hatt roller som monopsonister ovenfor eksportørene av naturgass. Denne markedsstrukturen var noe av årsaken bak opprettelsen av GFU som salgsgorgan for norsk gass, i og med at dette var en effektiv strategi for å utligne markedsmakten fra kjøpersiden i kontraktsforhandlinger.

Forhandlingsstyrke, samt ønske om nasjonal kontroll over grunnrenten i produksjonen har ført til at også de tre resterende store gasseksportørene, Russland ved Gazprom, Algerie ved Sonatrach og Nederland ved Gasunie, har organisert salget gjennom én enkelt salgsenhet underlagt sterk statlig kontroll. Til sammen fire aktører har dermed de to siste tiårene dominert eksporten til det europeiske gassmarkedet og hadde en samlet markedsandel på kontinentet på over 80 prosent i 2000, se BP Amoco (2001). Den resterende gassmengden har i stor grad kommet fra egenproduksjon hovedsakelig i Tyskland og Italia, samt beskjedne importkvanta fra et fåtall land fortrinnsvis i Afrika og Midtøsten.

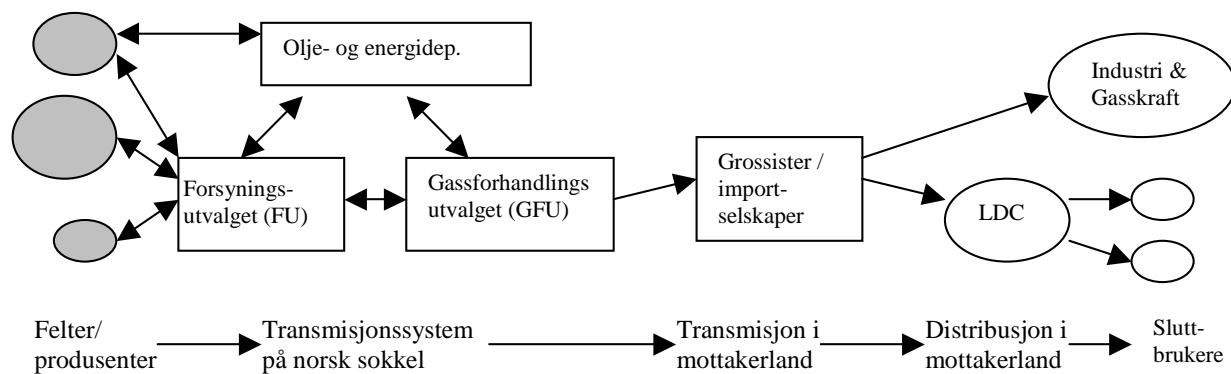
GFU har siden 1986 og fram til i år hatt ansvaret for kontraktsforhandlinger ved salg av all gass fra norsk sokkel. Organisering og koordinering av petroleumsproduksjonen, samt allokering av produksjonen på de ulike felt, ble bestemt gjennom Forsyningsutvalget (FU), som i likhet med GFU var underlagt Olje- og Energidepartementet. Figur 1 viser en skjematisk oversikt over organiseringen av norsk gass-salg og salgskjeden fram til sluttbruker i Europa under GFU-ordningen.

Figur 1 illustrerer et europeisk gassmarked hvor produsentene gjennom bilaterale forhandlinger retter seg mot et enerådende importselskap i dets respektive hjemmemarked (land). Eksempler på slike grossister eller importselskap er Ruhrgas i Tyskland og GdF i Frankrike. I kraft av sine monopolistroller i segmenterte markeder har importselskapene vært sikret avsetning på gassen og har samtidig fått sikret leveranser gjennom langsiktige kontrakter med produsentene. Tungindustri og gasskraftverk er sluttbrukere med direkte tilknytning til transmisjonsnettet, mens husholdninger og næringsliv har handlet via lokale distribusjonsselskap (LDC) med lokalt monopol.

### Salg og prisingsmekanismer før liberalisering

Med unntak av Nederland er all produksjon for eksport til det europeiske markedet kjennetegnet ved høye felt- og/eller transportkostnader. Offshorefelt

Figur 1. Organisering av norsk gass-salg fra produsent til sluttbruker under GFU



Kilde: Sunnevåg (2000).

med høye kostnader i Norge og vanskelig tilgjengelige felt i Sibir kombinert med store transportavstander er eksempler på dette. For å dekke opp for kapitalkostnadene forbundet med letevirsomhet, boring, utvinning og transport har produsenter derfor stort sett solgt gassen gjennom langsiktige kontrakter med take-or-pay (TOP) klausuler eller i noen tilfeller feltuttømmingskontrakter. TOP-kontrakter innebærer at kjøper (hovedsakelig importselskap) forplikter seg til å betale for en gitt årlig gassmengde i et visst antall år uavhengig av om kjøperen velger å motta fysiske leveranser eller ikke. Før oppstarten av Trollfeltet i 1986 ble norsk gass i hovedsak solgt gjennom feltuttømmingskontrakter, hvor kjøperen bandt seg til å kjøpe gass fra et bestemt felt i hele feltets levetid. Oppstarten av det formidable Trollfeltet i 1986 gjorde det mer hensiktsmessig å selge norsk gass gjennom lange TOP-kontrakter, ofte over 20-25 år, hvor Trollfeltet kunne brukes som svingproduksjonsfelt for balansering av de ulike kontraktvolumene. Denne overgangen medvirket også til opprettelsen av GFU som salgsorgan i kontraktforhandlingene og FU som koordineringsinstans.

Gjennom TOP-kontraktene tar importselskapene volumrisikoen ved at de risikerer å ikke få videresolgt all gassen som de har forpliktet seg til å kjøpe. Det har imidlertid vært få problemer med å få solgt gass i Europa til konkurransedyktige priser ettersom gassprisen i kontraktene har vært indekset til å ligge stabilt i underkant av sluttbrukerprisen på beste alternative energikilde, ofte fyringsoljer. Forventninger om skjerpede miljøkrav og høyere avgifter på CO<sub>2</sub> utslipp samt en stadig utbedret infrastruktur, har også medvirket til at gass har styrket sin andel av det primære energikonsumet i Europa, en trend som ventes å vedvare i årene som kommer, se IEA (2001).

Utformingen av kontraktene har ført til at både importselskap og distribusjonsselskap har operert med stabile og betydelige marginer ved videresalg av gass uavhengig av skattlegging og endringer i sluttbrukerprisen, se Stern (1998). Produsentene har dermed stort sett tatt prisrisikoen i kontraktene, noe som har

ført til at produsentmarginene vil falle i takt med reduserte sluttbrukerpriser og vice versa. Sluttbrukerprisen på gass har imidlertid også vært relativt stabil og har medført liten reell risiko for produsentene. Dette følger blant annet av høy skattlegging av oljeprodukter i Europa, som har ført til at sluttbrukerprisen på bl.a. fyringsoljer har vært mer stabil enn råoljeprisen, se Austvik (2000). Importprisen på gass har historisk sett fulgt svingningene i oljemarkedet med et etterslep på ca. seks måneder. Bruken av den samme energimarkedsindikatoren i gasskontraktene i ulike land har også ført til at sluttbrukerprisene på gass har fulgt hverandre på tvers av nasjoner til tross for den segmenterte markedstrukturen, se BP Amoco (2000) og Asche et. al. (2000).

### Gassdirektivet

EU har siden tidlig på 1990-tallet jobbet aktivt mot en gradvis liberalisering og integrering av de gjeldende nasjonale gassmarkedene i Europa. Det bakenforliggende målet har vært å redusere gassprisene for sluttbrukere (spesielt Europas konkurranseutsatte tungindustri) gjennom å tvinge noe av produsentoverskuddet og betydelige deler av de nasjonale transportmarginene over til sluttbrukerne. Allerede i 1988 formulerte EU-kommisjonen formell misnøye med segmenterte og monopoliserte gassmarkeder i Europa, se EU (1988). Etter mange og lange diskusjoner internt mellom EUs medlemsland ble det såkalte gassdirektivet eller TPA-direktivet (Third Party Access) vedtatt i desember 1997 for implementering i august 2000, se EU (1998). Direktivet inkluderer også Norge gjennom vårt medlemskap i EØS.

Kjerneinnholdet i direktivet omhandler innføring av tredje parts adgang (TPA) til nasjonale og internasjonale transmisjonslinjer. Dette medfører at alle aktører skal ha tilgang til å benytte nettverket av rørledninger for salg til sluttbruker uavhengig av rørledningens eierskap. Prisen på transport settes gjennom regulerte eller forhandlingsbaserte tariffer, alternativt en kombinasjon av disse. Prinsippet følger den tidligere vedtatte dereguleringen av markedet for elektrisitet, et

marked som har fundamentale likhetstrekk med strukturen i gassmarkedet. EUs ønske er at TPA skal øke konkurransen i alle ledd i gasskjeden ved at produsenter kan forhandle og selge gass direkte til sluttbruker uten å måtte gå via et grossistledd (importselskap) med monopolkontroll over nødvendige rørledninger. Dette vil stimulere til økt gass- til gass konkurranse, hvor det tidligere bare har vært én gasstilbyder kun i konkurranse med eventuelle alternative energikilder. Rangert etter årlig gasskonsum skal Europas sluttbrukere gradvis få velge tilbyder for dermed å øke konkurransen på etterspørselssiden i gassmarkedet. Andre viktige punkt i direktivet er fysisk eller regnskapsmessig splitting (unbundling) av importselskapenes transport- lagrings- og salgsdivisjoner, samt ikke-diskriminering ved autorisering av nye transport-, lagrings- og produksjonsfasiliteter, se EU (2000).

Tilgang til markeder har kanskje vært det største hinderet for nyetableringer på tilbudssiden, og TPA til infrastruktur og lagring vil forhåpentligvis være den nødvendige katalysatoren for økt konkurranse også på tilbudssiden i gasskjeden. En studie av Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1998) viser at perfekt konkurranse på etterspørselssiden vil skape incentiver til splitting av produksjonen i et udefinert antall enheter. Dette er et resultat av Cournot-konkurranse<sup>1</sup> på tilbudssiden, hvor større markedsandeler som følge av oppsplitting vil dominere den negative effekten av redusert pris på den solgte gassen.

Med tilgang til et større og bredere spekter av sluttbrukere kan det også skapes nisjefordeler for små aktører på produsentsiden. En mulig utvikling kan være at de store selskapene selger små og gjennomutviklede gassfelt for å hente kapital til større og mer profitable felt i andre områder. Dette åpner muligheten for mindre nisjeselskaper til å overta de utbygde feltene for dermed å gi feltene lengre levetid. Denne utviklingen har vært observert i Mexico-golfen og er ikke utenkelig også i Nordsjøen i fremtiden, se Oil and Gas Journal (2000a).

Sist, men ikke minst, vil en liberalisering av gassmarkedene gjennom TPA gi større muligheter for alternative gasseksporterende land til å skaffe seg fotfeste i det europeiske markedet. Disse landene finner vi hovedsakelig i Midtøsten, i Sentral-Asia rundt Kaspishavet og i Nord-Afrika pluss Nigeria. Problemet for disse landene er at det i liten grad eksisterer infrastruktur til å frakte større volum gass fra brønn til europeiske markeder. Dette skyldes delvis politiske eller strategiske hindre for bruk av eksisterende rørledninger eid av konkurrerende produsentland. I tillegg krever eksport fra spesielt Midtøsten og Afrika utenom Algerie forholdsvis omfattende og kostbare investeringer i ny infrastruktur. Slike investeringsbe-

lutninger vil sannsynligvis være sterkt avhengig av prisutviklingen på gass i årene som kommer.

### Endrede prisingsmekanismer som følge av gassdirektivet

Gjennom TPA og en oppløsning av dagens markedsstruktur vil trolig prisingsmekanismene endres ved salg av gass i Europa. Et sterkere innslag av gass- til gass konkurranse på bekostning av bilaterale kontraktforhandlinger mellom monopolistiske aktører vil ventelig føre til økt bruk av kortere salgskontrakter på ett til fem år. Disse kontraktene vil trolig ha et varierende innslag av spotmarkedsindeksing i det et spotmarked for gass ventes å vokse frem parallelt med økt tilgang til markedene, se IEA (1998). I kraft av direktivet vil dette være en følge av større muligheter for valg av tilbyder for de største etterspørerne av gass i Europa.

Kamp om markedsandeler i et TPA-regime kan gi reduserte sluttbrukerpriser gjennom ulike mekanismer. For det første kan produsenter bli tvunget til å underby hverandre for å beholde gamle og/eller kapre nye markeder. Gass- til gass konkurranse vil trolig føre til økt innslag av kostnadsbasert gassprising framfor den energimarkedsindekserte prisingen vi ser dominerer i dag med stor vekt på oljeprodukter. Dette vil trolig kunne realisere et underliggende overskudd i produksjonskapasitet, noe som isolert sett også vil bidra til å presse sluttbrukerprisen ned. Det er mye som tyder på at det eksisterer en betydelig urealisert tilbudskapasitet i det europeiske gassmarkedet på kort sikt, mye takket være et stort vekstpotensial fra Russland, også kalt den russiske "gassboblen", se Stern (1995 og 1998). Også Norge vil ha muligheten til å øke eksporten mot Europa med et betydelig volum gjennom ledig kapasitet i både produksjon og transport, se OED (2001a) og Statoil (2001). En underliggende overskuddskapasitet på tilbudssiden var trolig mye av årsaken til fallende priser i kjølvannet av liberaliseringen i Storbritannia og Nord-Amerika, se IEA (1998). Ny tilførsel av gass til markedet kan også fungere som katalysator på liberaliseringsprosessen i seg selv ved at det skaper tilgjengelig volum for nye aktører på etterspørselssiden, fortrinnsvis gasskraftverk.

Regulerte marginer i transmisjons- og distribusjonsleddet kan også isolert sett bidra til å presse sluttbrukerprisene ned. Priseffekten på kort sikt avhenger imidlertid også av hvem som får nytte godt av de reduserte marginene, spesielt i transmisjonsleddet, når importselskapenes grossistrolle forsvinner. Marginene kan tilfalle enten produsenter, store sluttbrukere eller importland avhengig av deres respektive forhandlingsstyrke, samt eventuelle endringer i skattleggingen av gassbruk. Avviklingen av GFU vil dermed

<sup>1</sup> Ved Cournot-konkurranse konkurrerer produsenter med økt salg og større markedsandeler som middel framfor pris. Cournot-konkurranse forekommer ofte i markeder med kapasitetskranker og kalles derfor ofte kapasitetskonkurranse, se Sørgard (1997).

trekke i retning av lavere produsentpriser på norsk gass siden flere selvstendige produsenter vil erstatte det tidligere koordinerte salget gjennom GFU-ordningen. Redusert produsentpris vil imidlertid i et velfungerende sluttbrukermarked øke etterspørselen etter norsk gass med påfølgende vekst i norske markedsandeler. Hvis denne utviklingen finner sted også i de andre produsentnasjonene vil kampen om markedsandeler drive sluttbrukerprisene ned på kort og kanskje mellomlang sikt så lenge gassprisen i markedet er tilbudsrevet gjennom overskuddskapasitet i produksjon og transmisjon.

Trolig vil gassprisen, selv under prisingsmekanismer bestemt av gass- til gass konkurranse, være influert av oljeprisen. Dette følger av at oljeprodukter stadig vil være nære substitutt for gass, og således vil oljeprisen i stor grad påvirke prisen på naturgass via etterspørselssiden. Den nedre grensen for gassprisen vil bestemmes av de kortsiktige grensekostnadene ved produksjon og transport. Ifølge World Gas Intelligences (W.G.I.) kalkulasjoner har den gjennomsnittlige importprisen på gass i Europa ligget mellom 3,5 og 4,0 US\$ per Mbtu<sup>2</sup> sommeren og høsten 2001, noe som tilsvarer ca. 19,1-21,8 US\$ for et fat Arabian Lt. olje, se W.G.I. (2001a,b). Denne prisen inkluderer alle kostnader ved produksjon og transport frem til eksportgrense samt profitt til produsent.

### Mulige skjær i sjøen for rask og vellykket implementering av gassdirektivet

Det er lite trolig at alle punkter i EU's gassdirektiv blir etterfulgt av alle involverte aktører i Europas gassmarked. Dagens politiske situasjon tilsier ikke en nært forestående oppsplitting av verken Gazprom eller Sonatrach, som til sammen produserer over 50 prosent av konsumert gass på kontinentet, se BP Amoco (2001). Av de dominerende gassleverandørene til kontinentet står vi da igjen med Norge og Nederland, som gjennom deres medlemskap i henholdsvis EØS og EU er de eneste produsentene som formelt kan presses av EUs konkurransemyndigheter. Nederland er her mest på glid med planlagt salg av hele eller store deler av det statlige eierskapet i Gasunie. Norge er også inne i en prosess med gjennomførte salg av deler av det statlige eierskapet i Statoil og SDØE, samt permanent avvikling av salgsmonopolet GFU fra årsskiftet 2001/02. På kort og mellomlang sikt må vi derfor anta at det er utviklingen i Norge og Nederland som vil utgjøre de vesentligste strukturelle endringene på produsentsiden i det europeiske gassmarkedet.

Hvis Norge og Nederland er de eneste produsentnasjonene som splitter produksjonen i flere enheter vil ifølge Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1998) både Norge og Nederland øke sin totalfortjeneste fra gassal-

get på bekostning av de andre eksportnasjonene som følge av vekst i markedsandeler. Dette er imidlertid strengt avhengig av en eller annen form for reell adgang (TPA) til transmisjonsnettverk på kontinentet, noe som hittil har vært svært vanskelig å implementere i flere sentrale land, deriblant Tyskland og Frankrike. Med Europas nest største gassmarked, og i kraft av å være transitland for gass til Østerrike, Frankrike, Spania og Belgia, er Tyskland et nøkkelland på veien mot et integrert europeisk gassmarked. Tyskland er sammen med Belgia de eneste landene som satser på en ren forhandlingsbasert TPA i transmisjonsnettet framfor regulerte tariffier eller en kombinasjon av disse to. I praksis har dette medført vanskeligheter med å få aksess til tyske transmisjonslinjer, spesielt ved salg rettet mot det tyske sluttbrukermarkedet. Dette har igjen medført at Tyskland som det eneste landet i verden har parallelle konkurrerende rørledninger til de viktigste forbrukerområdene.

Allerede inngåtte langsiktige kontrakter mellom dagens produsenter og store kjøpere på kontinentet kan også være et hinder i liberaliseringsprosessen. En forutsetning for at nye produsenter skal nå ut til markedene er tilgjengelig kapasitet i eksisterende transmisjonslinjer. TOP-kontraktene opptar i dag mye av denne kapasiteten. Et klart ønske fra EU er derfor en gradvis utfasing og/eller reforhandling av gjeldende kontrakter for å skape økt likviditet i et kommende spotmarked. Samtidig vil en avvikling av gjeldende TOP-kontrakter bidra til å avverge potensielle finansielle problemer for transmisjonsselskaper i en overgangsperiode mellom et regulert og et liberalisert marked. Problemer med at transmisjonsselskapene må kjøpe gassen fra produsentene til høy pris gjennom lange kontrakter, men samtidig må selge til lav pris gjennom spotmarkedet, har ført til nedbygging av TOP-kontrakter gjennom statlige intervensjoner i USA og reforhandlinger i Storbritannia, se IEA (1998). Et liberalisert marked med gamle TOP-kontrakter kan også undergrave den nødvendige kundebasen til importselskapene i det produsenter kan selge gass direkte til de samme sluttbrukerne som tidligere sikret importselskapene sin omsetning.

Avskaffelse av TOP-kontrakter møter imidlertid sterk motstand fra sentrale aktører på tilbudsiden i det europeiske markedet. Argumentene er hovedsakelig at TOP-kontrakter er nødvendig for å sikre fremtidige leveranser gjennom finansiering av nye investeringer i produksjonskapasitet og infrastruktur, se Petroleum Economist (2000b). Samtidig er det usikkert hvordan eventuelle regulerte tariffier i nasjonal og internasjonal infrastruktur vil påvirke nødvendige investeringer i vedlikehold og nye rør. Sammenlignet med Nord-Amerika, men også delvis Storbritannia, er utvinning av naturgass fra produsentene til det kontinental-

<sup>2</sup> En million British thermal units (Mbtu) = 27,8 m<sup>3</sup> gass.

europeiske markedet gjennomgående preget av betraktelig større forhåndsinvesteringer i produksjons- og transportfasiliteter. Dette tyder på at leveransene av gass til kontinentet sammenlignet med spesielt USA er relativt dårligere egnet til å reagere på prissignaler. Kun Nederland med det gigantiske Groningenfeltet kan sies å være en potensiell svingprodusent av betydning til det europeiske markedet, men en historisk sett restriktiv utvinningspolitikk gjør det tvilsomt at Nederland alene kan utjevne årlige svingninger i etterspørselen uten omfattende investeringer i kostbare lagringsfasiliteter i mottakerlandene. Disse forholdene gjør at det økonomiske argumentet for TOP-kontrakter er relativt større på kontinentet enn tilfellet er i Storbritannia og USA, hvor nedbygging av TOP-kontrakter hittil ikke har medført en synlig undergraving av investeringer i ny produksjonskapasitet, se IEA (1998).

I Europa fortsetter produsenter å selge gass gjennom lange kontrakter på 15-25 år parallelt med gassdirektivets inntog. Statoils kontrakt med BP om salg av 1,6 bcm per år til Storbritannia fra oktober 2001 til 2016 er Statoils første kontrakt etter GFU-avviklingen, se Statoil (2001), og viser at både produksjonsselskaperne og kjøpere av gass fortsatt ønsker å binde store volum i lange kontrakter til tross for liberaliseringsstrekke i markedet. Det samme tilfellet finner vi i nylig inngåtte kontrakter mellom Qatar og Italia (3,5 mill tonn LNG per år i 25 år) og mellom Polen som kjøper og Norge og Danmark som mulige produsenter hvis konstruksjon av en ny undersjøisk rørledning, Baltic Pipe fra Norge til Polen via Danmark, blir realisert.

### Gasseksport til Europa på kort og mellomlang sikt

Gitt EUs politiske målsetting om stabilt lave gasspriser kombinert med en sterkt voksende etterspørselsside trenger Europa tilførsel av en betydelig mengde gass utover det kontraktfestede volumet fram mot 2020. I henhold til anslag fra IEA (2001) vil OECD Europa ha en årlig gjennomsnittlig produksjonsvekst på 2,2 prosent fram til 2015. Den akkumulerte produksjonen vil da være på et nivå som tilsvarende om lag 60 prosent av de ultimate reservene estimert av USGS<sup>3</sup>. Fra 2015 er produksjonen antatt å falle med om lag 5 prosent pr. år og kompenseres av en vekst i nettoimporten for å opprettholde veksten i samlet tilbud. En prognose gjort av Eurogas (2001) viser at i 2010 trenger dagens EU-land 60 milliarder kubikkmeter (bcm) gass utover estimert egenproduksjon og kontraktfestet import for å dekke et samlet etterspørselsbehov på totalt 479 bcm. Dette tilleggsbehovet stiger til 146 bcm i 2020, og stiller dermed store krav til utvikling av nye felt med lave nok produksjonskostnader til å opprettholde

en stabilt lav og konkurransedyktig gasspris i henhold til EUs ønsker.

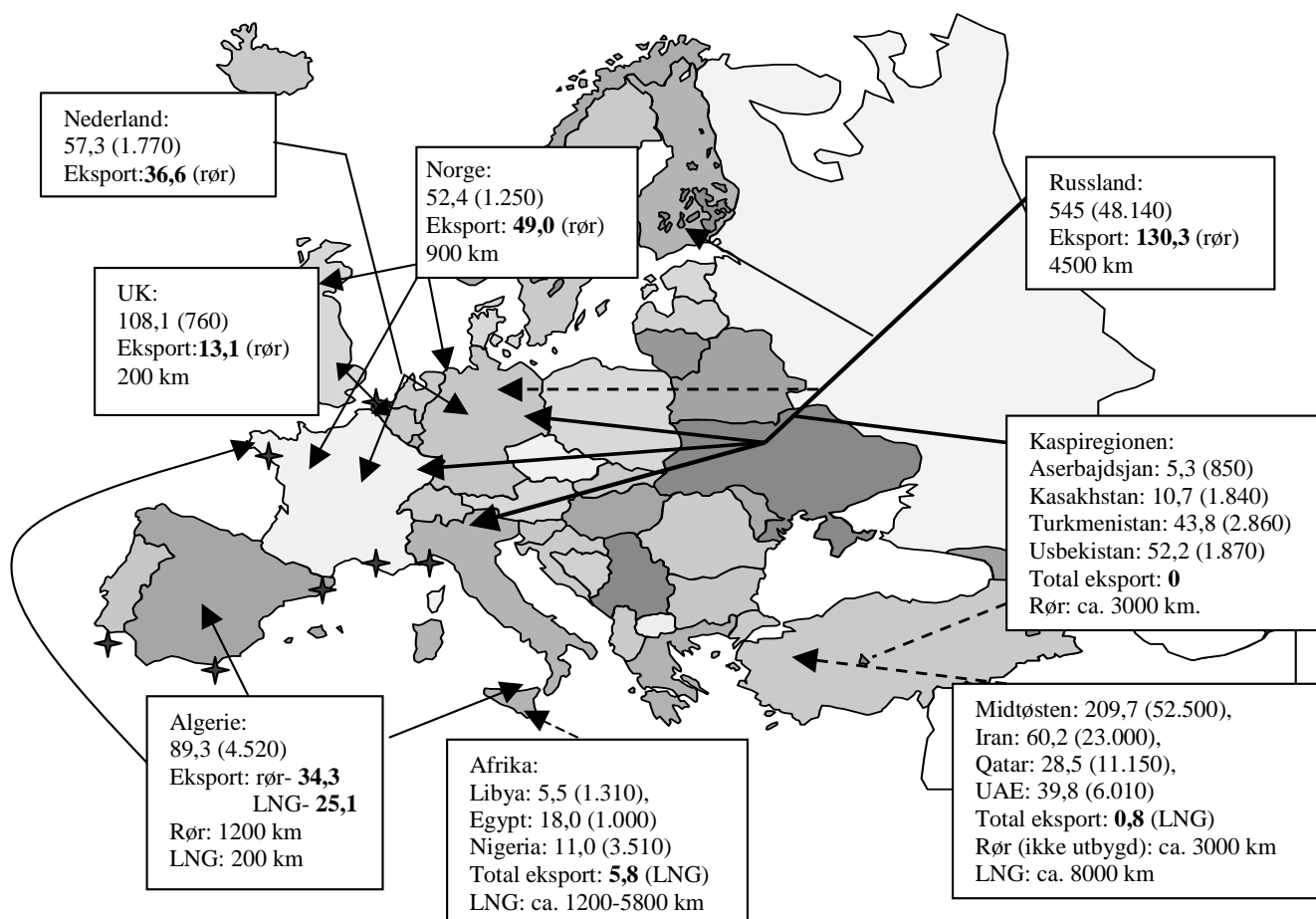
Spesielt fra markedsaktører på tilbudssiden stilles det spørsmål ved om nyinvesteringene i produksjons- og transportkapasitet vil være tilstrekkelig til å mette et framtidig gassmarked i kraftig vekst. Usikkerhet rundt prisutviklingen i et liberalisert marked kombinert med utfasing av TOP-kontrakter gjør at utbygging av store felt settes på vent. Vi skal her se på dagens situasjon på tilbudssiden, hvor eksisterende infrastruktur og produksjonskapasitet legger rammer for tilbudet av gass til Europa på kort sikt. Samtidig vil fokuset også være på tilbudet av gass til Europa i et lengre tidsperspektiv, hvor nye transportårer fra alternative ressursforekomster trolig vil være nødvendig for å opprettholde den antatte veksten i det europeiske gassforbruket. Artikkelen belyser antatte kostnadstall og eksportpotensial for dagens operative samt fremtidige relevante ressursforekomster for å danne oss et bilde av en mulig prisutvikling på gass innenfor et tjuårsperspektiv.

Ved diskusjon av kostnader ved tilbud av gass skilles det ofte ikke mellom produksjon og transport. Årsaken til dette er at produksjon og transport har vært og vil trolig fortsette å være integrerte i produksjonsbeslutningen ved eksport av gass. Produksjonen startes ikke før transportløsninger er på plass og er inkludert i tilbudets totale enhetskostnader. Spesielt rundt kostnadstallene er det imidlertid forbundet en viss usikkerhet. De fleste av kostnadsanslagene som presenteres senere i artikkelen er hentet fra IEAs publikasjoner fra 1995 eller tidligere og deretter gjengitt i enten egen eller andres litteratur. Disse tallene avviker ofte betydelig fra andre kilder, som f.eks. Stern (1995), og avspeiler bl.a. ulike beregningsmetoder for totale tilbudskostnader. Det vanligste avviket kommer trolig fra ulik praksis for inkludering av ny infrastruktur i kostnadstallene. Det har de siste fem årene også skjedd mye på tilbudssiden med betydelige kostnadsreduksjoner som følge av teknologiske forbedringer i både produksjonsprosessen samt LNG- og rørtransport, se Oil and Gas Journal (2000b) og Petroleum Economist (2001c).

Figur 2 viser nøkkeltall for de viktigste produsentene og transportårene for naturgass til det europeiske markedet. Kilometeravstandene som er oppgitt for hver produsent/ressursområde er transportdistansen med rørledninger fra brønn til nærmeste europeiske marked. Rørledninger under utbygging eller under planlegging er markert med stiplede linjer. For de land som også eksporterer LNG er denne transportmåten spesifisert, hvor avstanden med LNG-skip regnes til nærmeste europeiske regassifiseringsanlegg (merket

<sup>3</sup> United States Geological Survey (USGS) gjør anslag på størrelsen av gassreservene i ulike regioner av verden. Ultimate reserver = Akkumulert produksjon + gjenstående utvinnbare reserver + uoppdagede reserver.

Figur 2. De viktigste transportårene og eksport av naturgass til det europeiske markedet



Kilde: BP Amoco (2001).

med stjerne på kartet). Volumtallene angir produksjonen i år 2000 i milliarder kubikkmeter (bcm) med påviste gjenværende reserver i parentes. Eksporttallene angir eksportert volum til samtlige land i Europa i 2000, inkludert land i Øst-Europa og Tyrkia.

Fra figur 2 ser vi at fire store eksportører – Russland ved Gazprom, Algerie ved Sonatrach, Norge ved det nå oppløste GFU og Nederland ved Gasunie- til sammen eksporterte 275,3 bcm naturgass til kontinentet i 2000. Samlet forsynte disse produsentene 65 prosent av det totale europeiske sluttbrukermarkedet når vi korrigerer for at Nederland er selvforsynt med gass. Denne prosentandelen øker til over 80 prosent hvis vi holder Storbritannia utenfor. Storbritannia har i praksis forsynt hele sitt hjemmemarked på rundt 100 bcm/år gjennom produksjon fra egen sokkel, og har således i stor grad vært atskilt fra markedet på kontinentet. Med moderate gjenværende ressurser (se fig 2) er det ventet at Storbritannia blir en stabil og betydelig nettoimportør av gass i løpet av få år. Det kan få stor betydning for det europeiske markedet som helhet om Storbritannia må konkurrere med land på kontinentet om importert gass fra Russland, Norge, Nederland og Algerie.

### Norge

Gjennom økt britisk importavhengighet vil Norge gjennom sin geografiske nærhet ha gode muligheter til å styrke sin posisjon i dette markedet. Gjennom Vesterled-forbindelsen vil norsk gass kunne forsyne ca. 10 prosent av det britiske gassmarkedet mot drøye 2 prosent i dag. Vesterled ble operativ fra høsten 2001 og forbinder knutepunktet for norsk gassproduksjon, Heimdal, til det britiske markedet via Frigg-rørledningene (se [www.gasviavesterled.com](http://www.gasviavesterled.com)). I tillegg har flere aktører på norsk sokkel eierandeler i infrastruktur på britisk side, noe som gir rettigheter til transport av en ytterligere mengde norsk gass til det britiske markedet. Statoils kontrakt med BP om salg av 1,6 bcm per år til Storbritannia fra oktober 2001 til 2016 var Statoils første selvforhandlede kontrakt etter GFU-avviklingen og har Vesterled som en av flere transportalternativer. Per i dag er Tyskland og Frankrike de viktigste importørene av norsk gass med en samlet import på 31,7 bcm i 2000, se BP Amoco (2001).

Norge har en kontraktfestet vekst i eksportvolumet av gass fra knappe 50 bcm i 2000 til rundt 70 bcm i 2005, se OD (2001). Platånivået på total norsk gass-

**Tabell 1. Kostnader og kapasiteter i norsk gassproduksjon fordelt på felt**

Felt	Gjenværende reserver (bcm)	Planlagt produksjon/ status 2001 (bcm)	Eksportkapasitet (bcm/år)	Gjennomsnittlige enhetskostnader (US\$/Mbtu)
Ekofisk m/satelitter .....	86,8	7,1	7,7	
Sleipner Øst og Vest .....	113,5	11,6	15,9	
Oseberg .....	40,0	3,4	11,7	
Troll .....	575,2	22,0	36,5	
Åsgard .....	190,2	7,0	12,0	
Andre i produksjon (totalt 18 felt) .....	161,1	7,7	ca. 15,0	
<b>Totalt i produksjon .....</b>	<b>1166,8</b>	<b>58,8</b>	<b>ca. 98,5</b>	<b>2,3-2,9</b>
Kvitebjørn .....	56,5	Under utbygging, oppstart høst 2004	6,5	Usikkert
Ormen Lange .....	400,0	Planlagt oppstart tidligst 2007	12,0-18,0	2,92-3,25
Snøhvit .....	167,2	Under planlegging	4,5	4,17-4,2
Andre under planlegging (totalt 21 felt) .....	261,9	Under planlegging	Usikkert	Usikkert
<b>Felt i produksjon + planlagte felt .....</b>	<b>2076,4</b>	<b>58,8</b>	<b>121,5-127,5</b>	<b>+ usikkert volum</b>

Kilde: Stern (1998), OED (2001a), OD (2001), Statoil (2001), Norsk Hydro (2001).

**Tabell 2. Kapasitet i norske gassrørledninger**

Rørledning	Mottakerland	Lengde (km)	Diameter	Kapasitet (bcm/år)
Statpipe + Norpipe .....	Tyskland	880	36"	18
Europipe I .....	Tyskland	670	40"	18
Europipe II .....	Tyskland	660	42"	24
Zeepipe .....	Nederland	814	40"	13
Franpipe .....	Frankrike	840	42"	15
Frigg .....	Storbritannia	350	2x32"	12
				Total kapasitet 100 bcm/år

Kilde: Statoil (2001).

eksport vil antatt ligge mellom 75 og 80 bcm / år og dette nivået vil ventelig bli opprettholdt av en voksende britisk importavhengighet kombinert med Norges besittelse av Europas største totale gassressurser på 3847 bcm etter Oljedirektoratets (ODs) definisjoner. Anslagene på Norges totale gjenværende gassbeholdning varierer mye mellom ulike institusjoner. Viktige skillelinjer er om reserver og/eller ressurser er knyttet til felt eller funn eller om felt som ikke er besluttet utbygd eller uoppdagede felt er medregnet, se OD (2001). OD definerer gjenværende reserver som felt i produksjon og besluttet utbygde felt (1259 bcm), mens ressurser knyttet til felt også innbefatter påviste felt med muligheter for utbygging (937 bcm). Ressurser knyttet til funn er av OD anslått til 1.258 bcm. Det totale utvinningspotensialet inkluderer uoppdagede ressurser samt potensiell økt utvinningsgrad som følge av ny teknologi (2900 bcm). De totale gjenværende reservene og ressursene på norsk sokkel summerer seg dermed til 6355 bcm.

Innenfor Oljedirektoratets ressursbegrep ligger 23 feltutbygginger i planleggingsfasen med samlede

gassressurser på 862 bcm. Av disse er Ormen Lange på 400 bcm og Snøhvit på 167 bcm de største og mest kjente. Tabell 1 viser nøkkeltall for store norske felt i produksjon, felt under utbygging og felt under planlegging. Kostnadstallene viser omtrentlige totale enhetskostnader ved tilbud av gass og inkluderer produksjon og transport frem til eksportgrense, samt investeringer i eventuell ny infrastruktur. Intervallene reflekterer ulike avstander til markedene fra ulike felt samt eventuelle rabatter på transport. Tabell 2 viser kapasitet og transportavstand for de rørledninger som frakter norsk gass til Storbritannia og kontinentet.

Tabell 1 og 2 viser et stort potensial for norsk gass i årene som kommer. Bare innenfor dagens operative felt og transportsystemer finnes kapasitet opp mot 100 bcm/år, noe som betyr at norsk gasseksport kan dobles i forhold til eksportnivået i 2000. Dette vil trolig kunne gjøres innenfor en gjennomsnittlig kostnadsramme på 2,3-2,9 \$/Mbtu, se Stern (1998) og IEA (1997), hvor noen felt er rimeligere i drift og andre dyrere. Det meste av kapasiteten som realiseres i dag kommer fra lavkostnadsfelt (Troll, Ekofisk, Oseberg og



Sleipner Øst) slik at dagens reelle enhetskostnader trolig vil ligge noe under det oppgitte intervallet.

I tillegg til eksisterende felt vil stadig nye felt komme i produksjon med Ormen Lange på Haltenbanken som det desidert største fra tidligst 2007. Dette vil øke Norges totale produksjonskapasitet med minst 20-30 bcm/år, men vil kreve nyinvesteringer i transportkapasitet hvis hele dette volumet skal nå markedet. Fra tabell 1 ser vi imidlertid at alle store felt unntatt Troll vil få en naturlig utfasing av produksjonen gitt gjenværende reserver og dagens produksjonskapasiteter. Utfasingen vil trolig starte etter 2010 slik at ny produksjonskapasitet til en viss grad må erstatte tidligere produksjon. Ormen Lange og spesielt LNG-transport fra Snøhvit-feltet i Barentshavet vil også heve kostnadsrammene for tilbud av norsk gass og vil kreve betalingsvilje for denne gassen før utvinning finner sted. Noe ekstra transportkapasitet kan komme fra en planlagt Norge-Danmark-Polen gassrørledning (Baltic Pipe) i forbindelse med avtalen om salg av 74 bcm norsk gass til Polen over 16 år. En slik rørledning krever imidlertid et tilgang til et større marked før den blir økonomisk lønnsom.

Vi kan konkludere med at utsiktene for norsk gasseksport er gode i et liberalisert marked. Vi har ledig kapasitet i både produksjon og transport til å konkurrere om markedsandeler på kontinentet og i Storbritannia. Norsk gass vil også være konkurransedyktig i kraft av stabile enhetskostnader opp til et relativt høyt produksjonsnivå. Stabile politiske forhold og relativ nærhet til markedene med mulighet for fleksibilitet i leveransene gir også Norge konkurransefortrinn i forhold til mange av konkurrentene. Vi skal her gjennomgå hovedtall for de viktigste konkurrentene til norsk gass i dag og på lengre sikt.

### Nederland

Nederlands største markeder finnes i dag i Tyskland, Frankrike og Belgia, men landet har gjennom rørledningen Interconnector gode muligheter til å konkurrere med norsk gass om forsyning av det britiske markedet. Rørledningen Interconnector har en årlig kapasitet på 20 bcm fra Bacton i England til Zeebrugge i Belgia, mens en reversert flyt av gass har en kapasitet på kun 8,5 bcm/år med mulighet for volumvekst ved investering i større kompresjonsanlegg, se IEA (1998). Kapasiteten er størst mot kontinentet siden Storbritannia til nå har vært nettoeksportør av gass. Til tross for store påviste gassreserver, fortrinnsvis i Groningenfeltet, med kostnadsrammer ned mot 0,75 \$/Mbtu for tilbud av gass med høy brennverdi, se Stern (1998), har imidlertid Nederland i en årrekke praktisert en svært restriktiv utvinnings- og eksportpolitikk for å sikre langsiktige og stabile gassleveranser til sitt 40 bcm/år store hjemmemarked, se BP-Amoco (2000) og Correljé og Odell (1999). Gjennom gjeldende kontrakter vil trolig Nederland først og fremst konkurrere med norsk gass i det tyske, franske og belgiske markedet.

**Tabell 3. Antatt russisk gassproduksjon fram til 2020 fordelt på felt**

Felt	Planlagt prod./ status i 2001 (bcm)	Planlagt prod.2010 (bcm)	Planlagt prod. 2020 (bcm)
Vest-Sibir (Gazprom) .....	492	310	186
Vest-Sibir (Andre selskap) .	53	120	125
Zapolyaroye .....	21	90	90
Urengoy-satelitter .....	Produksjon tidligst 2003	9	5
Pestsovoye .....	Produksjon tidligst 2005	30	27
Ob-Taz-Golfen .....	Produksjon tidligst 2007	49	60
Yamal Bovanenko .....	Produksjon tidligst 2010	24	119
Astrakhan (Kaspiske hav) .	Produksjon tidligst 2015	-	15
Shtokmanovskoye (Barentshavet) .....	Produksjon tidligst 2016	-	90
<b>Total .....</b>	<b>566</b>	<b>632</b>	<b>716</b>

Kilde: Oil & Gas Journal (2001).

### Russland

Med verdens klart største nasjonale gassreserver, se figur 2, er det ventet at Russland forblir en sterk aktør i det europeiske gassmarkedet i overskuelig fremtid. Gjennom det statskontrollerte selskapet Gazprom har Russland i mange år vært den største gasseksportøren til Europa. Av en totalproduksjon på 545 bcm var eksporten til Europa i 2000 på 130,4 bcm med Tyskland, Italia og Frankrike som de viktigste eksportmarkedene. Fram mot 2020 vil rundt 40 prosent av EUs totale import ventelig bli dekket av det tidligere Sovjetunionen, og da først og fremst Russland (se Petroleum Economist, 2000c). Gitt en stabil utvikling i resten av Europa vil Russlands totale eksport mot det europeiske markedet da nærme seg 200 bcm/år i 2010 (125 bcm bare til EU), noe som også er i henhold til deres målsetninger, se BP Amoco (2000). Tabell 3 viser planlagt produksjonsutvikling for russiske felt fram mot 2020.

Fra Tabell 3 ser vi at selv om produksjonen fra dagens operative felt reduseres kraftig de neste tjue år vil likevel utvinning fra nye felt trolig sørge for at totalproduksjonen øker jevnlig. Spesielt vil produksjon fra Bovanenkovskoye-feltet på Yamal-halvøya i Sibir bidra til å holde produksjonsvolumet oppe. Dette støtter opp under troen på Russland som største eksportør til Europa i flere tiår framover.

Det er vanskelig å si noe eksakt om utviklingen i eksporten fra Russland til Europa. Selv om produksjonsvolumet ventes å vokse er en vekst i eksporten avhengig av tilstrekkelig kapasitet i rørledningene fra Sibir til Europa. Denne kapasiteten er vanskelig å

måle nøyaktig, men det antas at det behøves vesentlige investeringer i vedlikehold for å holde dagens eksport ved like. Spesielt gjelder dette rørledningene gjennom Ukraina, som i dag fungerer som transitland for 90 prosent av russisk gass mot Europa, se PIW (2000). Problemer med Ukraina som transitland har ført til planlegging og konstruksjon av ekstra rørledninger gjennom Hviterussland og Polen (Yamal-Europe I og II), noe som kan gi en betydelig tilleggskapasitet i transmisjonsnett, se EIA (2001). Gitt nødvendige investeringer i transportkapasitet er det ventet at Russland vil ha potensial for en kraftig vekst i eksporten mot Europa. Den russiske "gassboblen" vil blant annet være et produkt av kutt i leveranser til ikke likvide kjøpere innenlands til fordel for inntektsbringende eksport, se Stern (1995). Det kan imidlertid legges politiske hindre mot en slik strategi for å sikre innenlandsk forsyning.

En annen konkurrent til det Vest-Europeiske markedet på kort sikt er Tyrkia. Russland har med sitt påbegynte "Blue Stream" rørleggingsprosjekt gjennom Svartehavet satt inn en offensiv mot det sterkt voksende tyrkiske markedet. På lengre sikt kan imidlertid Tyrkia fungere som transitland for gass til Vest-Europa. På lang sikt vil også det asiatiske markedet med Kina i spissen kunne være interessant for russisk gass fra spesielt Øst-Sibir. Russlands diversifisering av gasssalget mellom det innenlandske markedet og ulike eksportmarkeder vil i kraft av Russlands størrelse som produsent være av stor betydning for det totale salget rettet mot Europa. Russlands mulighet til å forsyne både det europeiske og det asiatiske markedet kan bidra til å integrere disse markedene i fremtiden.

Kostnadsanslagene for russisk gass levert ved grense til Vest-Europa har variert kraftig mellom ulike kilder. Årsakene til dette er flere. For det første har det ikke vært lett å få innsyn i Gazproms virksomhet og da heller ikke kostnader ved driften, og dette har resultert i mer eller mindre presise overslag på kostnader ved produksjon og transport. Kostnadsanslagene avhenger også mye av i hvilken grad nye felt, hvor ny (og kostbar) infrastruktur er nødvendig, er inkludert eller ikke. Dette har resultert i en spennvidde på totale tilbudskostnader fra rundt 1 \$/Mbtu i Stern (1995) til 3,2-3,7 \$ i IEA (1997) for tilsynelatende den samme gassen. Sannsynligvis er det første estimatet det beste for gass fra utviklede felt tilknyttet eksisterende rørledninger (f.eks. Urengoy- og Yamburgfeltene i Vest-Sibir), mens det siste estimatet treffer best for gass hvor nyinvesteringer i kostbar infrastruktur inkluderes i den totale enhetskostnaden (f.eks. fra felt på Yamal-halvøya i Sibir). Fra tabell 3 ser vi at de nye feltene overtar stadig større deler av russisk eksport fram mot 2020. Det siste feltet som ventelig vil bli bygget ut i nærmeste framtid er også det dyreste. Shtokmanovskoye-feltet i Barentshavet vil som følge av investeringer i nye rørledninger både on- og offsho-

re ha en forventet enhetskostnad på 4,65 \$/Mbtu ved tilbud rettet mot Europa, se Stern (1998).

### Algerie

Gjennom det statskontrollerte selskapet Sonatrach har Algerie i en årrekke vært en betydelig eksportør av både rørledningsgass og LNG til først og fremst det sørlige Europa. Den totale eksporten til Europa var i 2000 på 59,5 bcm hvorav 34,4 bcm var rørgass. Italia er Algeries klart største marked for rørgass (25,6 bcm i 2000), mens (det sørlige) Frankrike er deres største marked for LNG (10,9 bcm). Resten av produksjonen i Algerie går stort sett til det innenlandske markedet.

Utsiktene til vekst i algerisk eksport mot Europa er gode, men er avhengig av nyinvesteringer i transportfasiliteter i form av utbedret rørtransport eller kostnadsreduksjoner i LNG-transporten. Fra flere felt i In Salah regionen kan man oppnå en platåproduksjon på 9-11 bcm/år, men disse feltene er ennå ikke tilknyttet transportnett mot Europa. Som følge av svært lave produksjonskostnader og eksisterende infrastruktur fra det gigantiske Hassi R'Mel-feltet med påviste reserver rundt 2400 bcm, er algerisk gass meget konkurransedyktig i det europeiske markedet, se EIA (2001). Tilbud av rørgass er antatt å ha en kostnadsramme på 1,06-1,39 \$/Mbtu, mens LNG kan tilbys til kostnader ned mot 2 \$/Mbtu, se Stern (1998). Disse kostnadstallene må trolig oppjusteres noe ved eksport som krever nyinvesteringer i transportfasiliteter. Tabell 4 viser eksisterende og fremtidig potensial ved gasstransport fra Algerie til Europa på mellomlang sikt.

**Tabell 4. Kapasiteter og fremtidig potensial i algerisk gasstransport**

Transportfasilitet	Kapasitet i 2001 (bcm/år)	Fremtidig potensiale (bcm/år)
TransMed (rør til Italia) .....	28	28,3
GME (rør til Spania) .....	11	18,5
Arzew (LNG liquifiseringsstasjon) .....	22	34,1
Skikda (LNG liquifiseringsstasjon) .....	9	
<b>Total kapasitet .....</b>	<b>70</b>	<b>80,9</b>

Kilde: Stern (1998) og Petroleum Economist (2001d) og EIA (2001).

Vi ser at Algerie med dagens transportkapasitet har beskjedne muligheter til vekst i eksporten mot Europa. De største mulighetene på sikt ligger i en nær dobling av kapasiteten i GME-rørledningen til Spania via Marocco. Noe ekstra kapasitet kan her hentes gjennom nye kompresjonsanlegg, men for å få til dobling av kapasiteten er nye rør på deler av strekningen nødvendig og dette vil derfor være mulig først på litt lengre sikt. I tillegg eksisterer det mer løse planer om en Algerisk rørledning direkte til Spania med sannsynlig kapasitet på 8-10 bcm/år. Med nye rør kan algerisk rørgass nå markeder i Frankrike og Tyskland og således bli en større konkurrent for norsk gass.

Vi ser videre at LNG-eksport har et forholdsvis begrenset potensial i Algerie. LNG-eksport utover 34 bcm/år vil kreve nyinvesteringer i liquifiseringsanlegg, som ved siden av skipstransporten regnes for å være det fordyrende elementet i LNG-prosessen og som generelt gjør LNG lite konkurransedyktig i forhold til rørgass, se EIA (1997) og IEA (1994). Teknologiforbedringer i spesielt liquifiseringsprosessen de senere år har imidlertid redusert LNG-kostnadene betydelig og denne utviklingen vil trolig føre til økt innslag av LNG til Europa i årene som kommer. Spesielt vil dette ha betydning for land i fjernere strøk, da spesielt i Midtøsten og Nigeria, hvor LNG er den mest sannsynlige transportmåten for gass til Europa.

### Andre

Som en følge av spesielt Russlands noe usikre eksportutvikling er det sannsynlig at en del av Europas forventede konsumvekst fram mot 2020 må dekkes gjennom alternative kilder utenom dagens fire store eksportører. Land i Afrika utover Algerie, land rundt Kaspiahavet og spesielt land i Midtøsten besitter betydelige gassreserver (se figur 2), men den samlede eksporten til Europa fra disse landene er moderat. Iran, som besitter verdens nest-største nasjonale gassreserver på 23000 bcm, har foreløpig ingen eksport til Europa, mens Qatar, Oman og De Forente Arabiske Emirater (UAE), Libya, Nigeria, Trinidad & Tobago og Malaysia alle eksporterte små volum LNG til Europa i 2000. Qatar har i den senere tid forhandlet frem en LNG-kontrakt tilsvarende 4,8 bcm/år til Italia i 25 år fra 2005, samtidig som Egypt og Libya også ruster opp til økt eksport. Potensialet for fremtidig vekst i eksporten til Europa fra disse regionene er derfor meget godt.

I dag går over 90 prosent av Midtøstens totale gassproduksjon til eget forbruk. En opptrapping av kapasitet rettet mot Europa kan imidlertid være sannsynlig på lengre sikt. Spesielt Tyrkia er et sterkt voksende marked, som også kan være interessant som et transitmarked for gass fra Midtøsten og den kaspiske region mot det sentrale Europa. Samtidig eksisterer det strategisk-politiske hindre som trolig har forsinket utbygging og hindret eksport fra store ressursforekomster i Midtøsten og rundt Kaspiahavet, se Stern (1995) og Petroleum Economist (2000a). Spesielt Turkmenistan innehar store gassforekomster med Asia og Europa som potensielle markeder. Dagens totale avhengighet av russisk kontrollert rørtransport har imidlertid lagt store hindre for spesielt turkmensk gasseksport til Europa. Som følge av manglende inntjening og påfølgende kapitaltørke på det russiske hjemmemarkedet er kjøp av turkmensk gass et alternativ til russiske nyinvesteringer i produksjonskapasitet, men kan også tenkes å være et forsøk på generell kontroll over tidligere sovjetrussiske gassressurser av maktpolitiske årsaker.

**Tabell 5. Kostnader og eksportpotensial for andre produsenter**

Eksportland	Transittland (transportmetode)	Tilbuds- kostnader \$/Mbtu	Eksport- potensial (bcm/år)
Irak .....	Tyrkia (rør)	3,0-3,5	5
Irak .....	Rør til Syria + LNG til Europa	3,1-3,7	5
Iran .....	Ukraina (rør)	3,4-4,1	20
Iran .....	Tyrkia (rør)	3,55-4,15	10
Iran .....	LNG direkte	3,0-3,5	10
Turkmenistan .	Iran-Tyrkia (rør)	3,6-4,2	10
Qatar .....	Nord-Afrika (rør)	3,7-4,4	15
Qatar .....	Tyrkia (rør)	3,7-4,4	10
Qatar .....	Rør til Egypt + LNG til Europa	3,55-4,25	10
Qatar .....	LNG direkte	3,0-3,5	6
Libya .....	Rør direkte til Italia	1,5-1,7	8
Libya .....	LNG direkte	2,3-2,8	8
Egypt .....	LNG direkte	2,8	18
Nigeria .....	LNG direkte	3,1-3,6	8

Kilde: Stern (1998), IEA (1997), Petroleum Economist (2001a).

På kort sikt vil imidlertid store avstander til markedet, med manglende infrastruktur samt kostnadskrevende LNG-transport, være den største sperren for en betydelig vekst i gasseksporten fra disse regionene. Tabell 5 viser noen antatte kostnadstall og sannsynlige eksportpotensial for land i Afrika, Midtøsten og rundt Kaspiahavet.

Som vi ser fra tabellen er kostnadsrammene for gass fra Midtøsten, Kaspiahavet og Afrika gjennomgående vesentlig høyere enn for gass fra dagens store eksportører, og ligger derfor jevnt over høyere enn dagens gjennomsnittlige importpriser i Europa. Årsaken til dette er hovedsakelig nødvendige nyinvesteringer i LNG anlegg og/eller rørledninger, ofte gjennom flere transittland, før gass fra disse regionene kan nå Europa. Unntakene er rørgass og LNG fra henholdsvis Libya og Egypt som ut i fra kostnadsanslagene kan nå Europa til svært konkurransedyktige priser. En rørledning fra Libya til Sicilia med kapasitet på rundt 8 bcm/år er ventet å være i drift fra 2005-2006, mens Egypts LNG-kapasitet kan komme opp i 18 BCM/år i samme tidsrom, se Petroleum Economist (2001a). I alt ser vi at det samlede eksportpotensialet fra Midtøsten, Kaspiahavet og Afrika er stort og kan lett overstige 100 bcm/år gitt de riktige betingelsene. Disse betingelsene vil først og fremst være utilstrekkelig eksportkapasitet fra dagens store produsenter med påfølgende prisvekst og/eller betydelige kostnadsreduksjoner for LNG-eksport. På lang sikt er ingen av disse faktorene urealistiske, men innenfor et tjuetårs perspektiv er trolig det siste den mest sannsynlige inngangsporten for gass fra produsenter i disse regionene.

## Avslutning

Implementering av EUs gassdirektiv vil utvilsomt føre til endrede markedsvilkår for produsentene av gass til Europa. Kortere kontrakter og økt spothandel vil ventelig gradvis overta for dagens lange bilaterale kontrakter. Gitt dagens situasjon på tilbudssiden vil Norge styrke sin stilling som eksportør til det europeiske gassmarkedet. Begrenset politisk vilje til økt nederlandsk eksport, moderat algerisk eksportpotensial og usikkerhet rundt russisk produksjon vil trolig gi vekst i norske markedsandeler i årene fremover.

Det er svært vanskelig å spå noe sikkert rundt den fremtidige prisutviklingen på gass i Europa. EU har et uttrykt mål om stabilt lavere gasspriser, men situasjonen på tilbudssiden i markedet vil påvirke den reelle prisutviklingen. Økt konkurranse og overskuddskapasitet vil trolig presse prisene nedover på kort sikt, men fremtidig eksportpotensial og kostnaden ved denne vil være viktig for prisutviklingen over lengre tid. Det samlede eksportpotensialet fra dagens store produsenter til Europa er trolig stort nok til å dekke den antatte veksten i gasskonsumet fram mot 2020. Dette avhenger imidlertid strengt av nødvendige investeringer i nye felt og vedlikehold av infrastruktur. I tillegg må spesielt Russland finne det lønnsomt å eksportere til Europa framfor andre eksportmarkeder eller innenlandsk forsyning. Utvikling av nye felt i Norge og Russland vil også medføre høyere kostnader og vil dermed presse gassprisen oppover.

Spesielt usikkerhet rundt utviklingen i Russland kan skape større markeder for gass fra Midtøsten, Kaspishavet og Afrika. Denne gassen har stort sett kostnadsrammer som ligger betydelig over anslagene for gass til Europa i dag, og vil ved eksport medføre et vesentlig press oppover for gassprisen i Europa. En stabilt lav gasspris etter EUs ønsker avhenger derfor mye av vesentlige kostnadsreduksjoner i produksjon og transport av gass, da spesielt for LNG fra Midtøsten og Afrika.

## Referanser

Austvik, O. G., 2000: Norge som storeksportør av gass, prosjektrapport, Europaprogrammet, Oslo.

Asche, Frank, P. Osmundsen og R. Tveterås, 2000: "Market Integration for Natural Gas in Europe", SNF-rapport nr.45/00, Bergen.

BP Amoco, 2000: Gas and Power 2000.

BP Amoco, 2001: Statistical Review of World Energy.

Correljé, Aa. F. og P. R. Odell, 1999: "Four decades of Groningen production and pricing policies and a view to the future", Energy Policy 28/2000, s.19-27.

EIA, 1997: Natural Gas Monthly, August 1997, Energy Information Administration.

EIA, 2001: Country Analysis Brief, Energy Information Administration, [www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html).

EU, 1988: The Internal Energy Market, Commission Working Document 05/88.

EU, 1998: The Single Market for Natural Gas, Directive 98/30/EC (gassdirektivet).

EU, 2000: Opening up to choice: Launching the single European gas market, [http://europa.eu.int/comm/energy/index\\_en.html](http://europa.eu.int/comm/energy/index_en.html)

Eurogas, 2001: Annual Report 2000, [www.eurogas.org](http://www.eurogas.org).

Golombek, R., E. Gjelsvik og K.E. Rosendahl, 1998: "Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market", The Energy Journal, Vol.19, No. 3, s.1-18.

IEA, 1994: Natural Gas Transportation, International Energy Agency, Paris.

IEA, 1995: Oil, gas and coal supply outlook, International Energy Agency, Paris.

IEA, 1997: Natural Gas Technologies: A Driving Force for Market Development, Conference Proceedings, Berlin 1- 4<sup>th</sup> September 1996, s.190.

IEA, 1998: Natural Gas Pricing in Competitive Markets, International Energy Agency, Paris.

IEA, 2001: Natural Gas Information, International Energy Agency, Paris.

Norsk Hydro, 2001: [www.hydro.no](http://www.hydro.no)

OED, 2001a: Fakta 2001 Norsk petroleumsvirksomhet, Olje og Energidepartementet.

OED, 2001b: Pressemelding 66/01, Olje og Energidepartementet.

Oljedirektoratet, 2001: Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2001.

Oil and Gas Journal, 2000a: Oil and Gas Journal 1.mai 2000, s.26-32.

Oil and Gas Journal, 2000b: Oil and Gas Journal 15.mai 2000, s.62-67.

Oil & Gas Journal, 2001: Oil and Gas Journal 13 august 2001, s.61-65.

Petroleum Economist, 2000a: Petroleum Economist, mai 2000, s.17-20

Petroleum Economist, 2000b: Petroleum Economist, november 2000, s.3-4.

Petroleum Economist, 2000c: Petroleum Economist, desember 2000, s.28-29.

Petroleum Economist, 2001a: Petroleum Economist, mars 2001, s.13-18.

Petroleum Economist, 2001b: Petroleum Economist, juli 2001, s.22.

Petroleum Economist, 2001c: Petroleum Economist, september 2001, s.18-19.

Petroleum Economist, 2001d: Petroleum Economist, LNG-map, 2001 edition.

PI.W., (2000): Petroleum Intelligence Weekly, 14. august 2000.

Statoil, 2001: [www.statoil.no](http://www.statoil.no).

Stern, J. P., 1995: *The Russian Natural Gas "Bubble"; Consequences for European Gas Markets*, The Royal Institute of International Affairs, Energy and Environmental Programme, London.

Stern, J. P., 1998: *Competition and Liberalization in European Gas Markets*, The Royal Institute of International Affairs, Energy and Environmental Programme, London.

Sunnevåg, K. J., 2000: "How sustainable is the framework for Norwegian gas sales?" *Energy Policy* 28/2000, s.311-320.

Sørgard, L., 1997: *Konkurransestrategi - eksempler på anvendt mikroøkonomi*, Fagbokforlaget, Bergen.

W.G.I., 2001a: World Gas Intelligence, 22. august, 2001.

W.G.I., 2001b: World Gas Intelligence, 17.oktober, 2001.

[www.gasviavesterled.com](http://www.gasviavesterled.com)