

**Arbeidsnotat nr. 56/04**

**Prising av naturgass**

**av**

**Gjermund Nese**

SNF-prosjekt nr. 4326 Konkurransestrategi, tilgangsprising og investerings-  
incentiv i et europeisk integrert gassmarked.  
SNF-prosjekt 4486 Økt bruk av gass innenlands

Prosjektet er finansiert av ARENA-programmet, Innovasjon Norge,  
SIVA og Norges forskningsråd (PETROPOL)

SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS

Bergen, November 2004

ISSN 0803-4028

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

# Prising av naturgass

av

Gjermund Nese (SNF)

*Norske myndigheter legger opp til at naturgass i økt grad skal benyttes på det innenlandske markedet og at denne gassen skal handles på markedsbestemte betingelser. Følgelig vil prisen på gass levert til det innenlandske markedet bestemmes på det internasjonale gassmarkedet. Vi fokuserer på teoretiske prinsipper for prising av naturgass under ulike markedsformer, og det gis det en oversikt over gjeldende prisingsystemer og priser innenfor EU. Artikkelen identifiserer to hovedmomenter bak prising av naturgass: 1) Markedsform, dvs. hvor langt liberaliseringen av gassmarkedene har kommet i de forskjellige land, deriblant utviklingen av handelsplasser/børser for mer kortsiktig handel med gass, og 2) Utviklingen innenfor regulerings-, klima, og avgiftspolitikken.*

## 1. Innledning

Olje- og gassvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping, og har siden utvinningen av olje startet på Ekofiskfeltet i 1971 gitt nasjonen enorme inntekter. Olje er fremdeles er det viktigste produktet, men i årene som kommer vil naturgass utgjøre en stadig større del av norsk petroleumsproduksjon. Så langt har naturgassen i all vesentlighet blitt eksportert eller brukt til injeksjon i felt. Bare små volumer har blitt brukt innenlands.<sup>1</sup> Det er imidlertid nå en uttalt målsetting fra norsk myndigheters side at naturgass i større grad skal benyttes i Norge. I den såkalte "Gassmeldingen" fra Olje- og Energidepartementet (OED), se OED (2003a), uttales det: "*Tilgang på naturgass kan gi grunnlag for økt verdiskaping i Norge, blant annet gjennom innovasjon og næringsutvikling knyttet til bruk av naturgass. Utnyttelse av gass som råvare i produksjonsprosesser, direkte bruk av naturgass som energikilde og utvikling av miljøvennlig teknologi, produkter og tjenester er viktige satsingsområder i denne*

---

<sup>1</sup> Totalt ble det brukt ca. 745 millioner Sm<sup>3</sup> (standard kubikkmeter) naturgass i Norge i 2001. Til sammenlikning var total gassproduksjon på norsk sokkel i 2001 på 94,6 milliarder Sm<sup>3</sup>. Av dette utgjorde eksport av tørrgass til kontinentet og Storbritannia 50,5 milliarder Sm<sup>3</sup>, mens 34,5 milliarder Sm<sup>3</sup> ble brukt til injeksjon i felt. Det resterende ble brukt til blant annet energiframstilling på sokkelen og på ilandføringsstedene, samt til fremstilling av gassrelaterte produkter som for eksempel nafta. Tallene er hentet fra OED (2003a).

*forbindelse*”. I dag skjer anvendelsen av naturgass i Norge stort sett på eller i nærheten av ilandføringsstedene på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden. Den begrensede utnyttelse av gass innenlands skyldes blant annet at vanskelig topografi, lav befolkningstetthet og spredt industri ikke har gjort det lønnsomt å foreta større utbygginger av transportsystemer for naturgass innenlands. I Gassmeldingen pekes det imidlertid på at utviklingen av stadig flere gassfelt på norsk sokkel kan legge grunnlag for flere landføringssteder langs kysten. I første omgang gjelder dette Hammerfest og Aukra.<sup>2</sup> En annen, og minst like viktig årsak til at gassen så langt ikke har blitt utnyttet i vesentlig grad innenlands er selvsagt Norges rikelige tilgang på billig vannkraft som gassen ikke har hatt mulighet til å konkurrere mot. Historisk har Norge hatt overkapasitet på kraftsiden, men etter liberaliseringen av kraftmarkedet i 1991 har det blitt gjort begrensede investeringer i produksjons- og nettkapasitet. Samtidig har etterspørselen etter kraft økt og systemet er avhengig av import. Med begrenset importkapasitet og et produksjonssystem ensidig basert på vannkraft gjør kraftsystemet seg stadig mer sårbart overfor variasjoner i nedbør. Dette har bidratt til å rette fokus mot satsing på alternative energikilder, som for eksempel naturgass.<sup>3</sup> Samtidig har knappheten på vannkraft ført til perioder med svært høye strømpriser i det norske markedet. Dette er en utvikling som kan bidra til å gjøre gassen mer konkurransedyktig som energikilde på det innenlandske markedet.

Naturgassen skiller seg fra oljeprodukter, blant annet med sin lave tetthet. Det store volumet i forhold til energiinnholdet gjør at det er svært kostbart å transportere gass.

Rørtransport er den mest vanlig transportformen, men gass kan også transporteres i

---

<sup>2</sup> Det er for øvrig allerede igangsatt og planlagt ulike former for gassanvendelser en rekke steder i Norge. I følge Hellesøy (2004) har selskapene Gasnor, Naturgass og Lyse Gass bygget opp et distribusjonsnett for gass som dekker store deler av Vestlandet som omsetter bortimot 100 millioner Sm<sup>3</sup> naturgass. Se for øvrig Rusten m.fl. (2004) for en oversikt over gassanvendelser i Norge.

<sup>3</sup> Se for eksempel OED (2004a).

komprimert form (CNG) eller nedkjølt og flytende (LNG). I de to sistnevnte formene kan gassen transporteres ved bruk av skip eller tankbiler. Et sentralt element i myndighetenes satsing på økt bruk av gass innenlands er derfor valg av transportform for gassen. På bakgrunn av analyser gjort av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) konkluderer OED (2004b) med at det på nåværende tidspunkt ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å basere økt bruk av gass innenlands på rørtransport. Det uttales i stedet: *”Analysene viser at det kan vere mogeleg å selje LNG i Norge til en pris som dekkjer kostnadene. LNG- og CNG-infrastruktur har større fleksibilitet enn rør og kan byggast opp etter kvart som marknaden veks. LNG- og CNG-infrastruktur har òg lågare investeringskostnader, ein potensiell andrehandsverdi og dei kan betre tilpassast dei forventa voluma i dei nærmaste åra fremover”*. Regjeringen ønsker på denne bakgrunn å støtte opp under en gradvis oppbygging av markedet for naturgass i Norge basert på en infrastrukturløsning der transporten av gass foregår med skip og tankbiler. Det legges i den forbindelse opp til etablering av en tilskuddsordning fra myndighetenes side for oppbygging av denne infrastrukturen.

Politisk ligger det dermed til rette for økt bruk av gass innenlands i Norge. Myndighetene har imidlertid ikke uttrykt noe ønske om å gå inn på eiersiden i forbindelse med utbyggingen av den nødvendige infrastruktur. I OED (2004b) uttales det følgende: *”Det er viktig å ta omsyn til samfunnsmessige interesser ved utbygging av infrastruktur for gass, men ei oppretting av eit statleg eigarselskap for investeringar i infrastruktur blir ikkje vurdert som aktuelt i dei nærmaste åra”*. Det er dermed opp til eksisterende og/eller nye energiselskaper å gjøre de nødvendige investeringer, eventuelt med bidrag fra en statsfinansiert tilskuddsordning. Lønnsomheten av slike investeringer vil avhenge av en rekke usikre faktorer, ikke

minst gjelder dette hvilken pris man kan forvente å få for gassen man til slutt skal selge på det norske markedet. Gassprisen er selvsagt også en sentral faktor for den potensielle utbredelse av bruk av gass innenlands i årene som kommer. I denne artikkelen rettes derfor fokuset mot prising av naturgass. Vi starter i kapittel 2 med å relatere et fremtidig norsk gassmarked til det internasjonale markedet for gass og argumenterer for at prisen på gass i det norske markedet vil bestemmes av gassprisen i Norges eksportmarkeder for gass. Deretter gjennomgås markedsformene i de internasjonale gassmarkedene samt økonomiske prinsipper for prising av naturgass under de ulike markedsformene. Kapittel 3 inneholder en oversikt over gjeldende prisingsystemer og faktiske gasspriser innenfor EU. Det blir så i kapittel 4 fokusert på noen utviklingstrender innenfor det europeiske gassmarkedet når det gjelder regulerings-, klima- og miljøpolitikk, og på hvilken måte disse kan tenkes å påvirke gassprisenes utvikling de kommende år. Avslutningsvis oppsummeres artikkelens hovedpunkter i kapittel 5.

## **2. Markedsformer og prisingsprinsipper**

I OED (2004b) er det lagt til grunn at gassen fra norsk sokkel skal handles på markedsbestemte betingelser og at prisen skal bestemmes på bakgrunn av kommersielle forhandlinger. Det henvises til Gassmeldingen der det uttales: *”Det er dette prinsippet som best ivaretar hensynet til målsettingen om høy verdiskaping knyttet til gassressursene på sokkelen og som bidrar til gode samfunnsøkonomiske løsninger”*. Denne prinsippvurderingen i forhold til prising av gass levert til et innenlandsk gassmarked er å betrakte som gjeldende for norsk gasspolitikk.

## **2.1 Norsk gass i et internasjonalt marked**

Norsk gass inngår i høyeste grad i et internasjonalt marked, og det er naturlig å ha dette som utgangspunkt når man skal diskutere prising av gass i Norge.<sup>4</sup> Dette innebærer at norske gassprodusenter vil selge sin gass i det markedet der de kan oppnå den høyeste prisen. Justert for forskjeller i transportkostnader, vil utgangspunktet derfor være at prisen på gass til innenlandsk bruk bestemmes av prisen man kan oppnå i de alternative avsetningsmarkedene. Eksport av norsk gass skjer for øyeblikket utelukkende til land innenfor EU. Dette vil imidlertid endre seg fra 2006. Da starter produksjonen av LNG fra Snøhvitfeltet, og det er allerede inngått store kontrakter for salg av denne gassen til USA (i tillegg til Spania). På denne måten vil markedsforholdene både innenfor EU og i USA være avgjørende for prisingen av naturgass på det innenlandske markedet i Norge. Vi vil likevel her først og fremst konsentrere oss om det Europeiske gassmarkedet som tross alt er det viktigste eksportmarkedet for norsk gass.

## **2.2 Liberaliseringen av gassmarkedene**

Fra å være en industri preget av en monopolistisk markedsstruktur har markedene for naturgass verden over gått gjennom fundamentale endringer de siste årene som følge av omfattende liberalisering og avregulering. Målsettingen bak disse reformene har vært å oppnå mer effektive markeder gjennom etablering av konkurranse på tilbudssiden i gassmarkedene. Dette har, og vil fremdeles ha etter hvert som liberaliseringen fortsetter, stor innvirkning på hvordan gass selges og kjøpes, og på den underliggende bestemmelse av gassprisene. USA og Canada var først ute med å initiere reformer i sine gassmarkeder på slutten av 1970- og begynnelsen av 1980-årene. Senere på 80-tallet fulgte Storbritannia opp med å gå enda lenger i sin

---

<sup>4</sup> Norge var i 2003 den nest største eksportøren av gass til Europa, og den tredje største eksportør på verdensbasis, se Fakta (2004).

liberalisering. EU-landene forøvrig har vært noe mer avventende, og først i 1998 kunne EU enes om et gassdirektiv, det såkalte gassmarkedsdirektiv I, som la opp til en relativt forsiktig liberalisering av EUs indre marked for naturgass, se EU (1998). I 2003 ble dette avløst av gassmarkedsdirektiv II, som går lenger når det gjelder liberaliseringen av EUs gassmarked, se EU (2003a). Gassmarkedsdirektiv I er forøvrig implementert i det norske lovverket, mens gassmarkedsdirektiv II forventes å bli innlemmet i EØS-avtalen i løpet av kort tid, se OED (2003b). Disse direktivene har foreløpig hatt begrenset betydning for Norge, siden landet ikke har hatt noe innenlandsk gassmarked. I forbindelse med en satsing på økt bruk av gass innenlands vil derimot dette kunne endre seg slik at Norge må forholde seg til EUs liberaliseringsprinsipper.<sup>5</sup> Siden det er stor forskjell i hvor langt de ulike land har kommet i sin liberalisering av gassmarkedene kan det være nyttig å se nærmere på de ulike markedsformene.<sup>6</sup>

### **2.3 Markedsformer**

I henhold til IEA (1998) skiller man gjerne mellom fire hovedtyper markedsstruktur innenfor gassmarkedet. Sortert etter økende grad av liberalisering/konkurranse er dette: *Monopol*, *rørledning-til-rørledning-konkurranse*, *konkurranse i engrossmarkedet* og *konkurranse i sluttbrukermarkedet*. Gass kan kjøpes og selges som et hvilket som helst annet gode, men gassmarkedene skiller seg likevel fra de fleste andre varemarkeder på en del vesentlige områder, selv om det er likheter med for eksempel elektrisitetmarkeder og andre såkalte nettverksindustrier. Den

---

<sup>5</sup> Norge har riktignok allerede tilpasset seg gassdirektivet på enkelte områder, blant annet ved å opprette et uavhengig statlig eid selskap, Gassco, som har operatøransvaret for infrastrukturen for transport av gass fra norsk sokkel. Man har også avviklet Gassforhandlingsutvalget (GFU) som tidligere stod for alt salg av norsk gass. Nå er salget av gass overlatt til de enkelte selskaper. En fullstendig oversikt over hvilke EU-direktiv som er implementert i olje-, gass- og energisektoren i Norge kan finnes i OED (2004c).

<sup>6</sup> Gassmarkedsdirektivenes funksjon og effekt på gassprisene i det europeiske gassmarkedet er nærmere omtalt i kapittel 4.1.

essensielle forskjellen mellom gassmarkedet og andre markeder skyldes kostnadene ved og kravene til transporten av gass. Det å transportere gass fra produksjonsstedet til konsumentene er særdeles kapitalintensivt, kostbart og forbundet med betydelige stordriftsfordeler (naturlig monopol).<sup>7</sup>

### **2.3.1 Monopol**

Monopol har vært den desidert mest vanlige markedsstrukturen innenfor gassmarkedene verden over. Hele verdikjeden fra produksjon, via transport til salg av gassen har typisk vært kontrollert av ett selskap som gjerne har vært offentlig eid. Monopol har tradisjonelt vært ansett som den beste markedsstrukturen i de tidlige fasene i forbindelse med oppbyggingen av en gassindustri. I et umodent gassmarked har man ved å gi ett selskap alle rettigheter kunnet begrense dette selskapets risiko knyttet til å gjøre investeringene som kreves. Denne typen markedsstruktur har vært vanlig også innenfor andre nettverksnæringer som for eksempel elektrisitet, telekommunikasjon og jernbane. Etter hvert som tiden har gått og inntektene fra salget av gass har nedbetalt de store kapitalinvesteringene, reduseres risikoen og nødvendigheten av en monopolistisk markedsstruktur forsvinner. Når markedet modnes på denne måten fokuseres det i stedet på andre markedsstrukturer som kan sikre økonomisk effektivitet i gassmarkedet, dvs. man ønsker å gå fra monopol til konkurranse.

### **2.3.2 Rørledning-til-rørledning-konkurranse**

Én måte å øke konkurransen i gassmarkedet på er å etablere én eller flere nye rørledninger til det aktuelle markedet. På denne måten kan disse konkurrere om å tilby

---

<sup>7</sup> Reguleringen av transportsystemet i form av for eksempel aksesskontroll og bestemmelse av transporttariffer skjer på mange ulike måter i de forskjellige landene. Det vil føre for langt å komme inn på dette i denne artikkelen, men det finnes en rik litteratur på området og en gjennomgang av temaet, samt aktuelle referanser, kan finnes i for eksempel Nese og Hagen (1998). For en beskrivelse av den norske reguleringen av gasstransport, se Bjørndalen og Nese (2004).



gass til kundene innenfor samme region. Effekten av denne formen for konkurranse kan imidlertid være begrenset. Effektiv konkurranse i et marked innebærer som oftest at det er mange tilbydere i markedet. Det er derfor uklart hvilken effekt for eksempel én ekstra rørledning kan ha. Samtidig bør kapasiteten i eksisterende rørledning(er) være godt utnyttet før det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut parallelle rør. Trusselen om at nye rørledninger kan etableres vil imidlertid til en viss grad kunne virke disiplinerende på en monopolist og hindre ham i å utnytte sin monopolmakt fullt ut.

### **2.3.3 Konkurranse i engrossmarkedet**

Går man et steg videre i å etablere konkurranse i gassmarkedet kan det gis så kalt tredjepartsadgang (TPA) til transportsystemet, dvs. å legge til rette for konkurranse mellom flere gasstilbydere ved å gi andre enn det monopolistiske selskapet tilgang til å transportere gass gjennom det etablerte rørledningssystemet. TPA blir i praksis gitt på to nivåer: a) TPA til transmisjonssystemet som leverer gass til engrossmarkedet eller b) TPA til distribusjonssystemet som forsyner sluttbrukerne (se neste avsnitt). Konkurranse i engrossmarkedet blir blant annet benyttet i USA og Canada. Dette gjøres ved at selve transportvirksomheten blir atskilt fra selskapenes salg av gass, såkalt *unbundling*. Fra myndighetenes side er TPA til transmisjonssystemet nedfelt i lovverket. Det kreves at TPA gis på ikke-diskriminerende vilkår, dvs. at alle skipere av gass har like rettigheter til å bruke transmisjonssystemet.

### **2.3.4 Konkurranse i sluttbrukermarkedet**

Den mest fullstendige liberaliseringen av gassmarkedet så langt har funnet sted i Storbritannia. Her er den obligatoriske TPA utvidet til også å gjelde distribusjonssystemet som bringer gassen helt frem til sluttbrukerne, dvs. at salg og transport av gass er atskilt på alle nivåer. Dette innebærer at alle gasskonsumenter har

rett til å velge hvilket selskap de vil kjøpe gassen sin fra. Det eksisterer ingen form for priskontroll når det gjelder salg av gass, men myndighetene regulerer tilgangen til og tariffene ved transporten av gass. Organiseringen av gassmarkedet i Storbritannia kan på denne måten sammenliknes med måten handelen med elektrisitet skjer på her hjemme. Konkurransen i sluttbrukermarkedet er for øvrig innført i en rekke europeiske land, men foreløpig ikke i så utstrakt grad som i Storbritannia. Den typiske utvikling er å starte med å åpne markedet for store kunder, dvs. kunder med et gassforbruk over en spesifisert mengde per år, for så å redusere kravet til størrelsen på forbruket etter hvert. I siste instans vil også husholdningskundene omfattes av markedsåpningen og kan fritt velge sin gassleverandør. En oversikt over hvor langt liberaliseringen er kommet i de ulike EU-landene kan finnes i for eksempel EU (2004).

## **2.4 Prisingsprinsipper under ulike markedsformer**

Liberaliseringen av gassmarkedene har medført fundamentale endringer når det gjelder organiseringen av handelen med gass. Generelt har man fått en drastisk økning i hvilke tjenester som er tilgjengelige for både engrosshandlere og sluttbrukere, antall transaksjoner og deres kompleksitet. Dessuten har det resultert i en fremvekst av finansielle markeder for håndtering av risiko og et skifte fra langsiktige til mer kortsiktige kontrakter for både transport og salg av gass. Sist, men ikke minst har liberaliseringsprosessen hatt konsekvenser for hvilke prinsipper som benyttes for prising av gass. Vi konsentrerer oss om dette siste momentet og viser til for eksempel IEA (2000) for omtale av de øvrige endringene i gassmarkedet.

### **2.4.1 Monopol**

Under monopolistisk markedsstruktur hvor ett enkelt selskap har monopol i transport og salg av gass vil dette selskapet i prinsippet kunne sette den prisen det selv ønsker. Dette innebærer gjerne prising basert på: a) *Kost-pluss*-basis (engelsk: Cost-plus), der

selskapet setter en pris basert på kostnaden ved å fremskaffe gassen pluss et påslag for kostnader som ikke er gassrelaterte samt for avkastning på kapital, eller b) *Netback-prising*, der markedsverdien på gassen bestemmes i konkurranse med alternative energibærere, som for eksempel ulike oljeprodukter. Netback-prinsippet innebærer at prisen på gassen levert til en spesifikk kunde settes lik (eller litt under) prisen på den billigste alternative energibæreren som denne kunden har tilgang på, minus kostnaden ved å transportere gassen til kunden, minus eventuelle lagringskostnader forbundet med å møte kundens etterspørselsmønster, og til slutt trekker en fra eventuelle avgifter på gassen. En slik prising innebærer følgelig en diskriminering mellom ulike kunder basert på hvilke praktiske muligheter de har til å benytte alternative energibærere og kostnadene knyttet til disse alternativene. Profittmarginene for en monopolist som benytter net-back-prising kan være betydelige i tilfeller der netback-verdien overstiger kostnaden ved å forsyne de ulike kundegruppene. Dessuten vil slik prising innebære en krysssubsidiering mellom forskjellige kunder. Myndighetene vil derfor i noen tilfeller begrense monopolistens mulighet til å benytte denne formen for prisingsstrategi. I praksis har mange land benyttet en blanding av kost-pluss- og netback-prising. Europeiske land har imidlertid benyttet netback-prising i utstrakt grad, og de fleste langsiktige gassalgskontraktene mellom Norge og kjøpere på Kontinentet baserer seg på nettopp dette prisingsprinsippet, se Austvik (2003).

#### **2.4.2 Rørledning-til-rørledning-konkurranse**

Netback-prising vil være det foretrukne prisingsprinsippet for gasstilbyderne også under rørledning-til-rørledning-konkurranse. I hvilken grad dette lar seg gjøre vil imidlertid avhenge av hvor reell konkurranse man oppnår i markedet ved etableringen av én eller flere konkurrerende rørledninger, samt i hvilken grad gasskundene har mulighet til å faktisk skifte mellom de ulike leverandørene av gass.

### 2.4.3 TPA

I et gassmarked der konkurranse er innført i form av ikke-diskriminerende TPA til transportnettverket, skal gassprisene i prinsippet bestemmes som i et hvilket som helst annet frikonkurransemarked, dvs. ut fra forholdet mellom tilbud og etterspørsel. Gassprisen bestemmes da til enhver tid av den marginale gasskonsument og den marginale gasstilbyder. I motsetning til under monopolistisk markedsstruktur, der prisdiskrimineringen kan være utstrakt, vil et perfekt fungerende marked generere én gjeldende gasspris.<sup>8</sup> Så lenge det ikke er kapasitetsbegrensninger i transporten av gass skal prisforskjeller mellom ulike regioner innenfor det perfekte markedet bare kunne begrunnes ut fra forskjeller i transportkostnader.<sup>9</sup>

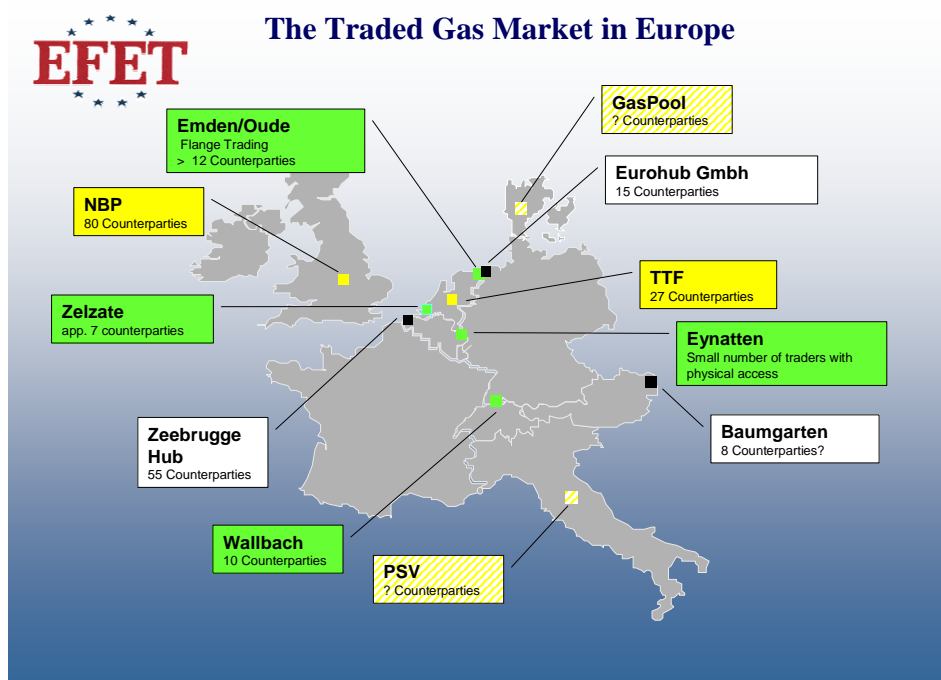
Etter hvert som TPA innføres stadig større deler av det europeiske gassmarkedet vil trolig prisingssystemene for gass endres. Et sterkere innslag av gass-til-gass-konkurranse på bekostning av tradisjonelle langsiktige kontrakter fremforhandlet bilateralt mellom monopolistiske kontraktspartnerne, vil ventelig lede økt bruk av kortsiktige salgavtaler og at gassprisene i stadig større grad vil få innslag av spotmarkedsindeksing. Dette krever imidlertid en fremvekst av nettopp spotmarkeder for gass. I takt med liberaliseringen av gassmarkedene i Europa har en de siste årene sett en fremvekst av markedsplasser/børser for gass, såkalte "gas hubs". På disse markedsplassene vil prisen på gass bestemmes av aktørene på bakgrunn av tilbud og etterspørsel, i motsetning til den net-back-baserte prising som en tradisjonelt finner i langsiktige kontrakter. I følge Heren (2004) finner den mest omfattende og

---

<sup>8</sup> Det er som sedvanlig vanskelig å tenke seg perfekt fungerende markeder i praksis, også når det gjelder markedet for naturgass. I realiteten vil derfor imperfeksjoner i markedsstrukturen gi rom for gasspriser som avviker fra de rene frikonkurransespriser. Poenget er likevel at det i et marked med TPA i større grad skal være en sammenheng mellom tilbud og etterspørsel og den realiserte gasspris, i motsetning til hva som er tilfellet under monopolistiske markedsformer og netback-prising.

<sup>9</sup> Chapman (2004) peker på hvordan transportkostnadene for gass varierer innenfor det liberaliserte gassmarkedet i Storbritannia, men at disse forskjellene ikke har blitt tatt høyde for i prisingen av gassen.

velutviklede av disse markedsplassene i Storbritannia (National Balancing Point, NBP). Dernest finner vi Zeebrugge Hub som også har et visst omfang. I Holland ble Title Transfer Facility (TTF) etablert 1. januar 2003. Denne markedsplassen dekker hele det hollandske transportnettverket og er i følge Heren nyttig for hollandske skipere av gass. Videre finner vi handelsplasser blant annet i Italia (PSV), Frankrike (PEG-Nord) og i Tyskland (Emden-Bunde). En oversikt over en del eksisterende og planlagte markedsplasser for gass i Europa finnes i figur 1.



Figur 1: Markedsplasser for gass i Europa. Kilde: European Federation of Energy Traders (2004)

Viktigheten til disse markedsplassene for gass må nok foreløpig sies å være begrenset, men i et fremtidig mer liberalisert gassmarked vil en forvente at stadig mer av gassen vil omsettes på slike børser/hubs, og at prisdannelsen vil minne mer om den vi finner for elektrisitet for eksempel på NordPool. Samtidig vil trolig prisene på disse handelsplassene spille en vesentlig rolle for prisingen av gass levert til et fremtidig

norsk marked da norske gasselgere vil hente sine prissignaler fra de ulike "beach-prisene" i Europa. Disse handelsplassene vil i et fremtidig mer liberalisert gassmarked representere en avsetningsmulighet for gass som ikke inngår i allerede inngåtte langsiktige kontrakter. Når en i tillegg må kunne anta at utbredelsen av og mulighetene til å inngå langsiktige gassalgskontrakter i fremtiden vil reduseres, vil det i praksis være prisene som noteres i Emden, Zeebrugge og andre relevante gass-hubs der norsk gass leveres som i all hovedsak representerer den alternative avkastning for norske gasselgere.

### **3. Markedsstruktur, prisingssystemer og priser i EU**

I dette avsnittet går vi gjennom prisingssystemer og markedsstruktur og faktiske gasspriser i en rekke land innenfor EU.<sup>10</sup>

#### **3.1 Markedsstruktur og prisingssystemer i noen EU-land**

*Belgia:* Det belgiske gassmarkedet er relativt åpent (83%), men preget av konsentrasjon (få tilbydere) i engrossmarkedet. Belgia benytter et prisingssystem der det er to typer tariffier for industrielle konsumenter basert på hvor høyt konsum de har. Gassprisen som husholdningskundene står overfor er foreslått av en offentlig oppnevnt komité (the Electricity and Gas advisory Committee). Denne komiteen har som ansvar å spesifisere en maksimumspris for denne kundegruppen. Det finnes fire typer tariffier for husholdningskundene.

*Danmark*<sup>11</sup>: Gassmarkedet i Danmark er 100% åpent, men som i Belgia er det preget av konsentrasjon i engrossmarkedet. Før åpningen av markedet var danske gasspriser

---

<sup>10</sup> Informasjonen om prisingssystemene er hovedsakelig hentet fra EU (2002) og refererer til systemer som var gjeldende i 2001. Når det gjelder opplysninger om markedsstrukturen i de enkelte land baserer vi oss på EU (2004). Oversikt over faktiske gasspriser er laget for gass levert til husholdninger og industrielle kunder i EU-landene per januar 2003. Prisdata er hentet fra EU (2003b).

<sup>11</sup> Informasjonen om prisingssystemet i Danmark er hentet fra Munksgaard mfl. (2003).

preget av betydelig prisdiskriminering fra gasselskapenes side. Dette problemet har blitt redusert. Gassmarkedet består nå av to typer tariffier avhengig av forbruk. Begge er blokktariffer, dvs. at den er delt inn i forskjellige intervaller i henhold til forbruk, slik at prisen faller jo mer man bruker. Tariffene er også knyttet opp mot prisutviklingen på alternative energibærere.

*Tyskland:* 100 % av det tyske markedet er åpent. I henhold til EU (2004) organiseringen av unbundlingen av gasstransport fra de øvrige delene av verdikjeden problematisk i forhold til å oppnå full liberalisering. Det pekes også på at det ikke er tilrettelagt for at nye aktører kan etablere seg på en enkel måte. Prisingen av gassen er basert på gass-til-gass-konkurranse og på konkurranse med andre energibærere. Både industrielle kunder og husholdningene står overfor todelte tariffier. Prisene til industrielle brukere er basert på forhandlinger mellom tilbyder og kunde, mens prising av gass til husholdningene vanligvis skjer ved at de rundt 730 eksisterende gasstilbydere spesifiserer uniforme tariffier for ulike kundegrupper. Disse prisene vil typisk variere mellom regioner på grunn av forskjeller i den konkurransen gassen som energibærer møter fra alternative energibærere.

*Spania:* 1. januar 2003 ble markedet åpnet opp for alle konsumenter. Markedet tilfredsstiller langt på vei EUs gassdirektiv, men er preget av konsentrasjon i engrossmarkedet. For husholdningsmarkedet er prisingen basert på en maksimumspris bestemt av myndighetene. Denne prisen benyttes uniformt over hele Spania. Prisingssystemet er til dels basert på et referanseprissystem som tar hensyn til prisen på konkurrerende energibærere. Det benyttes så en todelte tariff. Tariffene er videre

differensiert etter hvorvidt gassen brukes kommersielt eller til rent husholdningsbruk, og etter konsumert mengde.

*Frankrike:* Gassmarkedet er bare åpnet i begrenset grad (37%). Samtidig karakteriseres markedet av tilsvarende problemer som i Tyskland når det gjelder unbundling. Det franske gassmarkedet er ellers preget av offentlig eierskap og monopolistiske selskaper. Prisene på gass er regulert av myndighetene. Prisene til industrielle kunder er gjenstand for godkjenning av det franske finansdepartementet. Det benyttes flere ulike tariffer basert på blant annet størrelsen på konsumet. Husholdningskunder og andre mindre konsumenter betaler en todelt tariff. Disse kan velge mellom seks tariffer basert på deres årlige konsum.

*Italia:* Gassmarkedet ble fullt liberalisert 1. januar 2003. Eneste kritikk fra EU går på konsentrasjon i engrossmarkedet. Etter liberaliseringen benytter selgerne av gass til industrielle kunder forskjellige prissystemer. Tariffer for tilgang til transmisjonsnettverk, lager osv. er regulerte i henhold til kriterier fastsatt av reguleringsmyndigheten i Italia. Prisene til husholdningskundene er basert på forhandlinger.

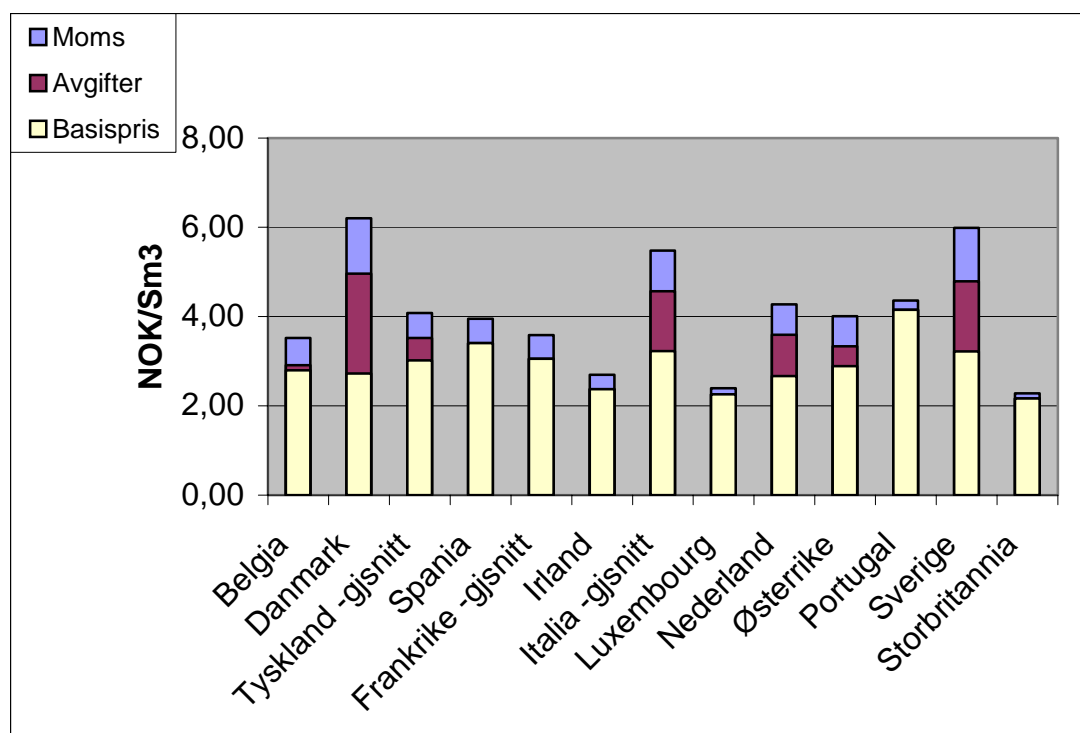
*Storbritannia:* Det britiske gassmarkedet er som tidligere nevnt verdens mest liberaliserte. Dette er også det eneste markedet som vurderes som fullt ut i samsvar med EUs gassdirektiv. Her finnes ingen regulering av gassprisen, men prisen på transport av gass er gjenstand for regulering. Industrielle kunder forhandler fram sine individuelle kontrakter med sin leverandør.



På bakgrunn av denne oversikten ser vi at selv om prisingssystemene varierer en del mellom landene, så er det også noen fellestrekk. Todelte tariffer, der gassprisen deles opp i en fast avgift pluss en pris basert på konsumert kvantum er vanlig i de fleste landene. Videre benyttes netback-prising, der gassprisen altså er knyttet opp til prisen på alternative energibærere, i stor utstrekning. Netback-prising er dermed dominerende også i land der gassmarkedene er fullt ut åpnet.

### 3.2 Gasspriser for husholdninger i EU

Eurostat offentliggjør regelmessig opplysninger om gasspriser til husholdninger og industrikunder i EU, se EU (2003b). I Figur 1 har vi samlet dataene for gasspriser gjeldende per januar 2003.<sup>12</sup>



**Figur 1: Gasspriser for husholdninger i EU, januar 2003, kroner/m<sup>3</sup>**

<sup>12</sup> I statistikken offentliggjøres prisene i Euro per GJ. For å finne prisene på formen NOK/Sm<sup>3</sup> har vi fulgt Munksgaard mfl. (2003) og antatt en øvre brennverdi tilsvarende 43,96 MJ per Sm<sup>3</sup>, dvs 0,04396 GJ per Sm<sup>3</sup>. Videre er det antatt en valutakurs på 8,30 NOK per EUR. For noen land er gassprisene i statistikken oppgitt for flere regioner. I disse tilfellene beregnes landets gasspris som et gjennomsnitt av de regionale prisene. I statistikken fra Eurostat er det oppgitt priser for ulike konsumnivåer. Vi bruker prisene som gjelder for konsumenter med forbruk mellom 16,75 GJ og 83,7 GJ per år. Som sammenlikning har en representativ dansk husholdning et årsforbruk tilsvarende 74,7 GJ, dvs. 1700 Sm<sup>3</sup> per år. Figuren viser priser for de EU-landene som Eurostats statistikk omfatter.

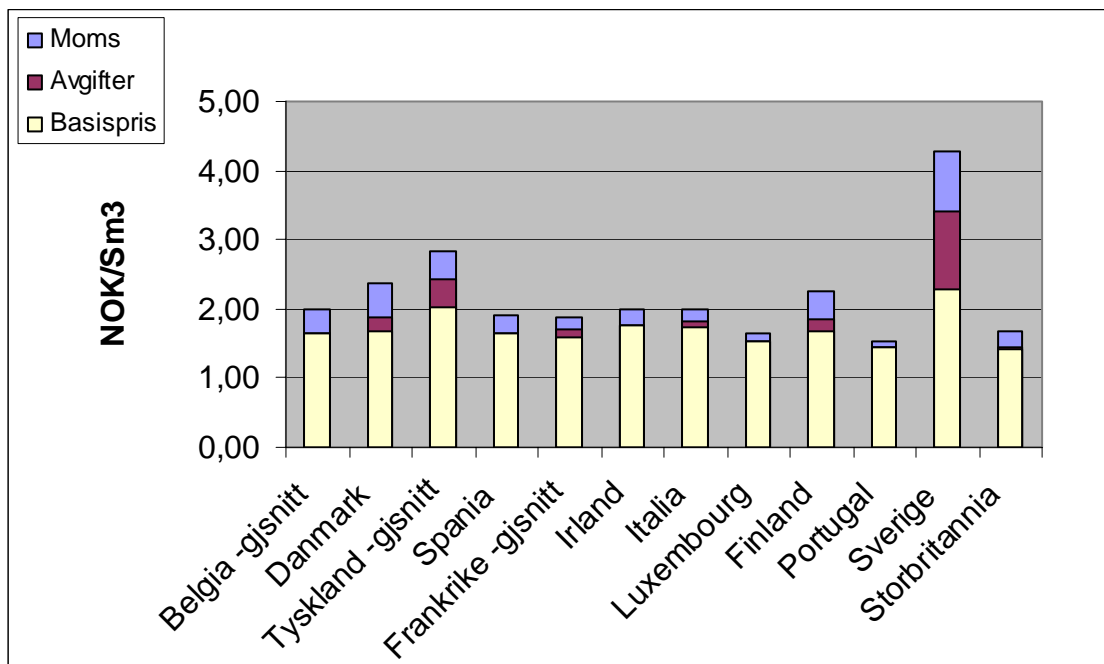
Danske forbrukere betaler altså den høyeste gassprisen, inkludert avgifter, i EU, tett fulgt av Sverige. Den laveste gassprisen finner vi i EUs mest liberaliserte gassmarked, Storbritannia. Figur 1 gir også informasjon om avgiftene på gassbruk i de ulike landene. Vi ser blant annet at alle husholdninger i EU betaler moms av sitt gassforbruk. Momsen er høyest i Danmark og Sverige, mens Luxembourg, Portugal og Storbritannia har den laveste momssatsen på gass. Bruken av andre avgifter varierer imidlertid mellom landene. I Spania, Frankrike, Irland, Luxembourg, Portugal og Storbritannia er gassbruk i husholdningene fritatt for andre avgifter enn moms. Danmark og Sverige er også landene med de høyeste totale avgiftene. Om man ser bort fra avgiftene og heller sammenlikner basisprisene på gass finner vi at den danske prisen ikke er så høy. Det er derimot Portugal som har den desidert høyeste basisprisen, mens til sammen 8 land har høyere basispris enn Danmark. Basisprisen i Storbritannia er den laveste innenfor EU.

### **3.3 Gasspriser til industrikunder i EU**

I Figur 2 har vi samlet data for priser på gass levert til *industrikunder* på tilsvarende måte som i avsnittet ovenfor.<sup>13</sup> Ved å sammenlikne figurene 1 og 2 ser vi blant annet at gassprisen til industrikunder uten unntak er lavere enn til husholdningskundene, både med og uten avgifter, i hvert av landene. Danmark, som hadde de høyeste prisene til husholdningskundene er forbigått av både Tyskland og ikke minst Sverige, som er landet med den desidert høyeste prisen til industrikundene. Prisene til industrien varierer dessuten mindre mellom landene enn tilfellet var for husholdningssektoren. Storbritannia er forøvrig ikke lenger landet med lavest gasspris. Portugal ligger noen øre under den britiske prisen.

---

<sup>13</sup> Vi har igjen valgt prisdata for et forbruk tilsvarende den danske gjennomsnittskunden, dvs. 2 millioner Sm<sup>3</sup> per år.



**Figur 2: Gasspriser for industrikunder i EU, januar 2003, kroner per m<sup>3</sup>**

Figurene viser at det er til dels stor forskjell mellom landenes politikk når det gjelder hvilken sektor som belastes med avgifter på gassbruk (det ses bort fra moms, siden gassbruk i alle landene vi har sett på er momsbelagt). I Spania, Irland, Luxembourg og Portugal belastes ikke gassbruk med noen andre avgifter enn moms, uavhengig av sektor. Belgia har bare avgiftsbelagt husholdningssektorens bruk av gass, mens Storbritannia og Frankrike har valgt motsatt løsning ved utelukkende å avgiftsbelegge industrielle gasskunder.

#### **4. Utviklingstrend for europeiske gasspriser**

EU legger stor vekt på utviklingen av det indre marked for energi. I løpet av 2003 har nye direktiver for både gass (EU 2003a) og elektrisitet (EU 2003c) blitt implementert i EUs lovverk. Disse trådte i kraft med full styrke i juli 2004. Sammen med utvidelsen av EU til 25 land, leder dette til starten på en nytt steg i utviklingen av de europeiske energimarkedene. Utviklingen av det indre marked for naturgass vil blant annet ha

stor betydning for hvordan gassprisene utvikler seg. I denne delen vil vi se nærmere på den utvikling det har vært i det europeiske gassmarkedet de senere årene<sup>14</sup> og på hva vi kan forvente i de kommende år. Selv om diskusjonen i denne delen gjelder EUs indre gassmarked, er det grunn til å tro at utviklingen i de internasjonale gassmarkedene utenom EU vil følge et tilsvarende mønster.

#### **4.1 Regulering**

Først og fremst preges det europeiske gassmarkedet av at det på ingen måte fremstår som et felles marked enda. Det er, som vi allerede har vært inne på, stor forskjell på i hvilken grad gassmarkedene i de ulike landene er åpnet for konkurranse. På samme måte som for elektrisitetsmarkedet må imidlertid medlemslandene i EU forholde seg til gassmarkedsdirektivet som legger en tidsplan med minimumskrav for åpning av gassmarkedene. I liberaliseringsprosessen retter EU særlig fokus på organiseringen og tariffingen innenfor transport av gass. I EU (2004) vurderes utviklingen på dette området de siste årene å ha vist en viss fremgang når det gjelder blant annet åpenhet knyttet til tilgjengelig transportkapasitet. Etablering av ikke-diskriminerende tredjepartsadgang til transportsystemene gjenstår imidlertid i mange av medlemslandene. Det konkluderes med at utviklingen av konkurranse i gassektoren ligger noe bak utviklingen innenfor elektrisitetsmarkedet, og Storbritannia er det eneste landet som fullt ut har etablert et gassmarked i samsvar med gassdirektivets intensjoner. En hovedbarriere sies å være den dominerende stilling som eksisterende selskaper nyter i sine hjemland. Løsningen, i følge EU, er å etablere det indre felles markedet for naturgass. Som et ledd i denne strategien la EU-kommisjonen i desember 2003 frem et forslag til regulering av transportsystemet for gass, se EU (2003d). Dette forslaget går langt i retning av et markedsbasert system som minner

---

<sup>14</sup> Når det gjelder opplysninger om den faktiske funksjonaliteten til EUs indre gassmarked så langt baserer vi oss på en rapport som EU-kommisjonen publiserte i mars 2004, se EU (2004).

om det systemet man benytter for transport av elektrisitet i det nordiske kraftmarkedet. Det legges blant annet sterk vekt på harmoniserte løsninger for transport av gass over landegrensene.

Gassdirektivene og liberaliseringen av gassmarkedene har tilsynelatende allerede hatt en viss effekt på gassprisene. Prisene på gass til store forbrukere har falt i nesten alle EU-landene siden 2000. Dette skyldes delvis et fall i prisen på råolje, som gassprisen i mange tilfeller er knyttet opp mot, men det pekes også på økt gass-til-gass-konkurranse som en årsak til prisetallet. Når det gjelder prisen til mindre forbrukere har denne vært mer stabil de siste fire-fem årene. Her er også konkurransen mindre utviklet enn tilfellet er for leveranser av gass til store kunder.

Det europeiske gassmarkedet har dermed fremdeles et stykke igjen før man kan vente å se konkurranse tilsvarende den som finnes i Storbritannia. EUs direktiver er imidlertid en drivende kraft og det er grunn til å forvente at liberaliseringen vil fortsette, om enn i noe ulikt tempo i de forskjellige landene. Mye står og faller på at man klarer å implementere tredjepartsadgang til transportnettverkene og harmonisere betingelsene for transport av gass over landegrensene, og på denne måten etablere ett felles gassmarked som er mindre sårbart overfor de store selskaperes markedsdominans. Alt annet like vil man måtte forvente at dette resulterer i lavere priser på gass i det europeiske markedet, men først og fremst at fremtidens gasspriser i større grad blir bestemt av forholdet mellom tilbud og etterspørsel.

## **4.2 Klima- og avgiftspolitik**

Vi har tidligere i denne artikkelen sett at avgifter utgjør en vesentlig del av gassprisen i mange land, men også at det er stor forskjell på i hvilket omfang og på hvilken måte ulike land velger å avgiftsbelegge bruk av gass. Ved siden av den åpenbare effekten

på gassprisene av direkte avgifter på bruk av gass, vil gassprisene også påvirkes avgiftspolitikken på energiområdet generelt.

Forbrenning av fossile brensler innebærer nødvendigvis utslipp av CO<sub>2</sub> og andre klimagasser. Gjennom Klimakonvensjonen fra 1992 (se UN 1992) og Kyotoprotokollen fra 1997 (se UN 1997) er det gjort internasjonale avtaler som skal begrense de globale utslippene av klimagasser. Klima- og miljøhensyn vil kunne få stor betydning for utbredelsen av bruk av gass både i Europa og ellers i verden.<sup>15</sup> For mange land vil naturgass representere en mulighet til å nå sine utslippsmål. Naturgassen er miljøvennlig i forhold til andre fossile energibærere. Sammenliknet med bruk av kull og oljeprodukter, gir naturgassen lavere utslipp av klimagasser. Det er ventet at de fleste land de kommende årene vil måtte innføre høye avgifter på bruk av fossile energibærere for å være i stand til å nå målsettingene fra Kyotoprotokollen. Konsekvensene for prisen på naturgass kan da fort bli at denne øker både direkte som følge av økte avgifter på bruk av fossile energibærere, men også indirekte gjennom at prisen på alternative fossile energibærere øker relativt mer og på den måten øker etterspørselen etter naturgass, samt at det gir brukere av netback-prising mulighet til å prise gassen høyere som følge av økt pris på alternative energibærere.

## 5. Oppsummering

I denne artikkelen har vi fokusert på prising av naturgass. Motivasjonen har vært norske myndigheters ønske om å satse på økt bruk av naturgass innenlands, og at denne skal handles på markedsbestemte betingelser. Dette betyr at prisen på gass levert til norske konsumenter vil bestemmes av gassprisen i de alternative

---

<sup>15</sup> En gjennomgang av bruk av naturgass i Norge sett i forhold til dette miljøaspektet kan finnes i OED (2002).

avsetningsmarkedene for norsk gass. Prisingen av gass skjer imidlertid på en rekke ulike måter i disse markedene. Artikkelen identifiserer to hovedmomenter bak prising av naturgass: 1) Markedsform, dvs. hvor langt liberaliseringen av gassmarkedene har kommet i de forskjellige land, og 2) Utviklingen innenfor regulerings-, klima, og avgiftspolitikken. Gassmarkedene gjennomgår, i likhet med energimarkedene generelt, en liberaliseringsprosess, der tradisjonelle monopolbaserte markedsstrukturer erstattes av markeder basert på konkurranse. Det er stor forskjell på hvor langt de ulike landene har kommet i denne liberaliseringsprosessen. Dette gjenspeiler seg da også i hvilke prisingsprinsipper som benyttes for salg av gass i disse landene. Analysen viser imidlertid at net-back-prising er dominerende i de enkelte land, dvs. at prisen på gass på ulike måter er indeksert mot og følger utviklingen i prisen på alternative energibærere på en måte som gjør gassen konkurransedyktig. En ser imidlertid allerede en utvikling i retning av at det etableres handelsplasser for gass, såkalte "gas hubs", der prisingen av gass foregår på bakgrunn av tilbud og etterspørsel. Etter hvert som liberaliseringen av gassmarkedene i Europa fortsetter forventer man i økende grad at gassprisen bestemmes på spotmarkeder i stedet for gjennom bilaterale langsiktige avtaler mellom monopolistiske selskaper. Det ble i den sammenheng argumentert for at det er prisene som noteres på disse handelsplassene som i første rekke vil representere den alternative avkastningen for norske gasselgere og følgelig vil være bestemmende for prisen på gass levert til det innenlandske markedet. Vi har også sett på den utvikling som foregår innenfor regulerings-, klima- og avgiftspolitikken, og hvilken innvirkning denne kan få for utviklingen av gassprisene i årene som kommer. Her antydes det effekter som virker i begge retninger, men det som er klart er at disse politiske variablene i vesentlig grad

vil ha betydning for prisingen av gass i det internasjonale markedet, og dermed også i fremtidens innenlandske marked for naturgass.



**Referanser:**

Austvik, O. G. (2003): "Norwegian natural gas, liberalization of the European gas market", *Europa-programmet*.

Bjørndalen, J. og G. Nese (2004): "Transportsystemet for naturgass", *Økonomisk Forum* nr. 4/5, 32-40.

Chapman, K. (2004): "A geographical perspective on the natural gas supply industry in the United Kingdom". Department of Geography and Environment, University of Aberdeen.

Heren, P. (2004): "Price formation in liberalised gas markets". Presentasjon gitt på Symposium on the European Natural Gas Market, November 2004, Haag, Nederland.

European Union, EU, (1998): "Directive 98/30/EC, dated 22 June 1998, of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in natural gas", *European Union*.

European Union, EU, (2002): "Gas prices –price systems 2001". *European Commission*.

European Union, EU, (2003a): "Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC", *European Union*.

European Union, EU, (2003b): "Gas prices – data 1990-2003", *European Commission*.

European Union, EU, (2003c): "Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC", *European Union*.

European Union, EU, (2003d): "Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the gas transmission networks", *European Union*.

European Union, EU, (2004): "Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market", *Commission of the European Communities*.

IEA (1998): "Natural gas pricing in competitive markets", *International Energy Agency/Organisation for economic co-operation and development*.

IEA (2000): "Regulatory reform: European gas", *International Energy Agency/Organisation for economic co-operation and development*.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2002): "Gassteknologi, miljø og verdiskapning", NOU 2002: 7.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2003a): "Om innenlands bruk av naturgass mv.", *St.meld. nr. 9 (2002-2003)*.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2003b): "Rammenotat om direktiv 2003/55/EC av 26.6.2003 om felles regler for det indre gassmarked".

Olje- og Energidepartementet, OED, (2004b): "Om forsyningsikkerheten for strøm mv.", *St.meld. nr. 18 (2003-2004)*.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2004b): "Om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar mv.", *St.meld. nr. 47 (2003-2004)*.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2004c): "Oversikt over EU-direktiv som er implementert i olje-, gass- og energisektoren".

Fakta (2004): "Norsk Petroleumsvirksomhet", *Olje- og Energidepartementet*.

Hellesøy, A. (2004): ”Gasskraft kan spres over hele Norge”, Debattinnlegg i *Aftenposten* 4. oktober 2004.

Munksgaard, J., J. Ramskov, A. Larsen og P. Fristrup (2003): ”Gassmarkedet i Danmark – fra monopol til konkurrence”, *AKF Forlaget* juli 2003.

Nese, G. og K. P. Hagen (1998): ”Pricing of natural gas transportation”, *SNF-rapport* nr. 64/98.

Ruste, G., S.E. Jakobsen og T.M. Ektvedt (2004): ”Gass og industrielle muligheter”, *SNF-arbeidsnotat* nr. 2/04.

United Nations, UN, (1992): ”United Nations framework convention on climate change”, *United Nations*.

United Nations, UN, (1997): ”Kyoto protocol to the United Nations framework convention on climate change”, *United Nations*.